



Новый  
BMW 7 серии

[www.bmw-azimutsp.ru](http://www.bmw-azimutsp.ru)



С удовольствием  
за рулем



**WINNER**  
**2016 WORLD CAR AWARDS**  
**WORLD LUXURY CAR**

## Азимут СП

Официальный дилер BMW  
Москва  
Варшавское шоссе, 138  
Тел.: (495) 363 96 96  
[www.bmw-azimutsp.ru](http://www.bmw-azimutsp.ru)

## Кредитный расчет по программе «7 серия спешл»

Рекомендованная цена: 4 490 000 рублей  
Первоначальный взнос: 33,41 %\*\*  
Срок кредита: 60 месяцев  
Остаточный платеж: 25 %

**45 990** рублей в месяц

\* «Интеллиджент».

\*\* Кредит предоставляется «БМВ Банк» ООО. Лицензия Банка России № 3482 от 10.06.2013. Условия программы кредитования «7 серия спешл»: первоначальный взнос — не менее 15 % от стоимости автомобиля (не менее 10 % при приобретении страхового полиса КАСКО по программе «BMW Страхование»: [www.bmwbank.ru/strahovanie/](http://www.bmwbank.ru/strahovanie/)), процентные ставки по кредиту в рублях РФ — 7,77 % при сроке кредита 12–60 месяцев. Размеры остаточных платежей от стоимости автомобиля: от 30 до 55 % (12 месяцев), от 25 до 40 % (24 месяца), от 20 до 35 % (36 месяцев), от 10 до 25 % (48 месяцев), от 5 до 20 % (60 месяцев). Минимальная сумма кредита — 200 000 рублей РФ. Максимальная сумма кредита — 7 000 000 рублей РФ. Обязательно наличие страхового полиса КАСКО. Решение о выдаче кредита принимается Банком индивидуально для каждого заемщика. Программа кредитования распространяется на новые и демоавтомобили BMW 7 серии (G11/G12). Программа кредитования действует с 1 октября по 31 декабря 2016 года. Подробная информация на сайте [www.bmwbank.ru](http://www.bmwbank.ru). Настоящая информация не является офертой к заключению договора. \*\*\* Лучший автомобиль класса люкс 2016 года.

# МОДУЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ГАЗОПОДГОТОВКИ

ENERPROJECT group



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМИРОВАНИЕ



ИНДИВИДУАЛЬНОЕ  
ПРОЕКТИРОВАНИЕ



ДОСТАВКА  
И ШЕФМОНТАЖ



ПУСКОНАЛАДКА  
И ИСПЫТАНИЯ



СЕРВИСНОЕ  
ОБСЛУЖИВАНИЕ

РЕКЛАМА

**ЭНЕРГАЗ**  
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

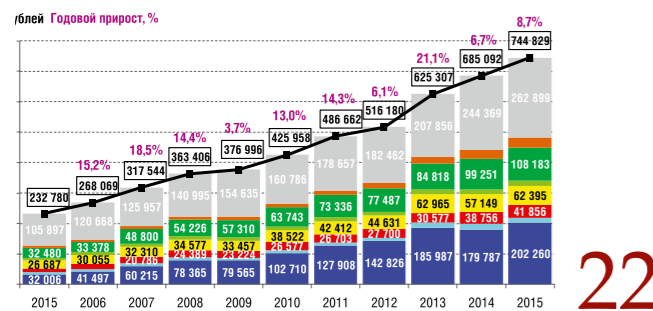
ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energias.ru www.energias.ru

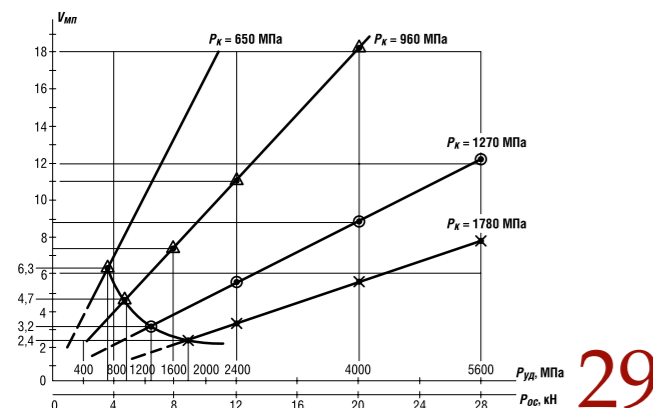


# СОДЕРЖАНИЕ

## Российский нефтесервис



## Алмазные коронки



*Эпохи НГК* 6

РОССИЯ *Главное*

Трубопроводные хитросплетения 10

Поглощение года 12

*События* 14

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Нарушимые рубежи добычи 16

Балансирующий фактор 19

РЫНОК

Российский нефтесервис 22

ДОБЫЧА

Нефтесервисный декаданс и новые технологии 26

Алмазные коронки 29

Полимерное заводнение скважин 34

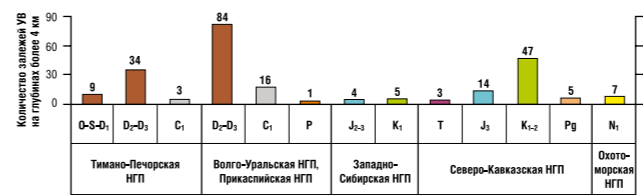
НЕФТЕСЕРВИС

Отечественный хай-тек в геофизике: сквозь тернии к рынку 38

Пути совершенствования регулирования сервисного обслуживания нефтегазовой отрасли России 42



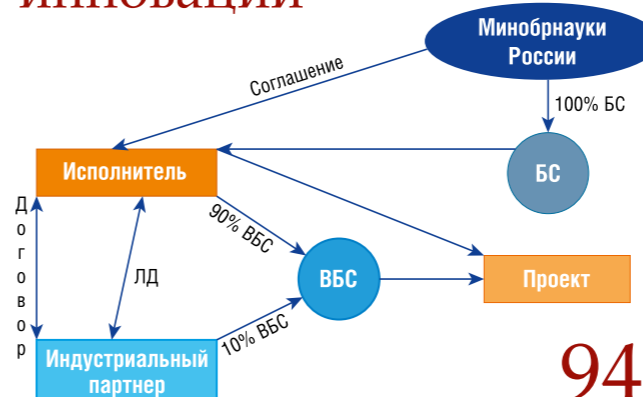
## К глубоким горизонтам



## Залежи «долины яблонь»



## Господдержка инноваций



ТРАНСПОРТИРОВКА

Расширение Морского терминала Каспийского трубопроводного консорциума в Новороссийске 46

БУРЕНИЕ

Обучающая смена 48

От заготовки до упаковки 52

КОМПАНИЯ

Срочный рынок 54

Перевооружение ТЭК 56

Компания ЭНЕРГАЗ: 9 лет динамичного развития 60

*Россия в заголовках* 65

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

К глубоким горизонтам 66

Залежи «долины яблонь» 74

Минимизация рисков разведочного бурения 82

Технология Дельта LogR 86

*Хронограф* 93

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Господдержка инноваций 94

ВЫСТАВКА

В Петербурге состоялось ключевое событие газовой отрасли 98

*Нефтегаз. Лайф* 100

*Классификатор* 102

*Календарь событий* 103

*Цитаты* 104

**149 лет назад**

**В 1867 году** крестьяне села Елшанка спустились в погреб с зажженной свечей, скопившейся там газ взорвался разметав строение. Так были обнаружены большие запасы газа в Саратовской области.

**84 года назад**

**В 1932 году** в Бахрейне открыты месторождения нефти.

**78 лет назад**

**В 1938 году** в Кувейте и Саудовской Аравии открыты месторождения нефти.

**67 лет назад**

**В 1949 году** газопроводу Саратов-Москва было присвоено имя Сталина.

**49 лет назад**

**1967 год.** Шестидневная Война между Израилем и коалицией арабских государств. Подняла мировые цены на нефть на 20%.

**47 лет назад**

**В 1969 году** произошла первая крупная экологическая катастрофа, причиной которой стал разлив нефти. Авария произошла на нефтедобывающей платформе неподалеку от побережья Калифорнии.

**41 год назад**

**В 1975 году** Конгресс США принял решение создать стратегический нефтяной запас в стране, чтобы снизить зависимость экономики от экспортной нефти в будущем.

**34 года назад**

**В 1982 году** страны ОПЕК впервые установили квоты на добычу нефти.

**23 года назад**

**В 1993 году** впервые в истории, США импортировали больше нефти, чем добыли.

**16 лет назад**

**В 2000 году** Россия заняла 3-е место в мире по объемам добытой нефти (9.1% мировой добычи), пропустив на первую и вторую позицию Саудовскую Аравию и США.

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

**Корректор**  
Виктор Блохин

**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.  
Третьяк А.Я.



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

**Директор**  
Ольга Бахтина

**Отдел рекламы**  
Дмитрий Аверьянов  
Ольга Иванова  
Кирилл Болтаев  
Валентина Горбунова  
Ольга Щербакова  
Ольга Ющенко  
Александр Лобзов  
reklama@neftegaz.ru  
Тел.: +7 (495) 650-14-82

**Менеджер по работе с клиентами**  
Антон Бородин

**Специалист по распространению**  
Татьяна Хаяркина

**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.neftegaz.ru  
e-mail: info@neftegaz.ru  
Подписной индекс  
МАП11407

Передача материалов журнала Neftegaz.RU возможна 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  
«МЕДИКОЛОП»

Заявленный тираж  
8000 экземпляров



ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ  
**Neftegaz.RU**  
ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

Political barriers should not get in the way of the establishment of business contacts, because the future of Europe is impossible without cooperation with Russia.

More and more people are getting interested in Russia; we observe it due to the growing popularity of Neftegaz.RU content in English.

Over the last 16 years of the experience in the oil and gas industry, the Communication group of Neftegaz.RU has become a recognized and respected brand, an indispensable supplier of industry news and analytics.

Neftegaz.RU business magazine is proud of its unique audience, and it includes top management, manufacturers and consumers of high-tech equipment and services in the fuel and energy complex of the Russian Federation and CIS states

**From May 2017 in english**

**We invite you to cooperate**

**Office in Russia**  
18/1 Tverskaya str., Moscow,  
www.magazine.neftegaz.ru  
(495) 650-14-82

**Contact address in EU:**  
Viktoria Geiger  
PO Box 1242  
77716 Haslach / Baden  
Germany  
english@neftegaz.ru  
Tel. +49 (0) 160 274 1320



Politische Aspekte sollen und dürfen geschäftliche Zusammenarbeit über Landesgrenzen hinweg nicht behindern, da eine prosperierende Zukunft nur im Einklang und der tatkräftigen Mitwirkung aller west- und osteuropäischen Nationen gelingen wird. Das Interesse für Russland nimmt zu, das merken wir an der steigenden Popularität der englischsprachigen Inhalte von Neftegaz.RU.

Die Mediengruppe Neftegaz.RU hat sich im Bereich der Erdöl- und Erdgasindustrie während ihres 16-jährigen Bestehens zu einem wichtigen Akteur und gefragten Lieferanten für branchenspezifischen Nachrichten und Analysen entwickelt.

Das auf eine professionelle Zielgruppe ausgerichtete Magazin "Neftegaz.RU" bedient sowohl Top-Manager, Hersteller und Anwender von Hightech-Anlagen und Dienstleistungen im Brennstoff- und Energiebereich der RF und GUS-Länder mit hochwertigen Nachrichten und Informationen aus erster Hand

## Ab Mai 2017 auf Englisch

Wir laden  
Sie herzlich zur  
Zusammenarbeit ein

**Büro in Russland:**  
Ul. Twerskaya 18/1, Moskau, RF  
www.magazine.neftegaz.ru  
Tel. +7 495 650-14-82

**Kontaktadresse in EU:**  
Viktoria Geiger  
Postfach 1242  
77716 Haslach / Baden  
Deutschland  
english@neftegaz.ru  
Tel. +49 (0)160 274 1320



**ТАРГИН**

Всегда достигает цели



### БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Комплексное бурение  
Наклонно-направленное бурение  
Буровые долота | Крепление скважин  
Системы очистки буровых растворов

### ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

Стандартное заканчивание  
Заканчивание скважин  
при многостадийном ГРП

### ОБСЛУЖИВАНИЕ СКВАЖИН

Ремонт скважин | Услуги с ГНКТ  
Аварийные работы  
Повышение нефтеотдачи

### ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН

Замерные установки  
Многофазная расходомерия

### МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА

Системы закачки  
Обслуживание оборудования  
Установки погружных ЭЦН  
ШГН | Комплекс автоматизации  
для газлифтной добычи

### ЛОГИСТИКА

Комплексная логистика  
Транспортные услуги

Тел. **8-800-755-2000**

звонки бесплатны со всех мобильных  
и городских номеров России

INFO@TARGIN.RU  
WWW.TARGIN.RU





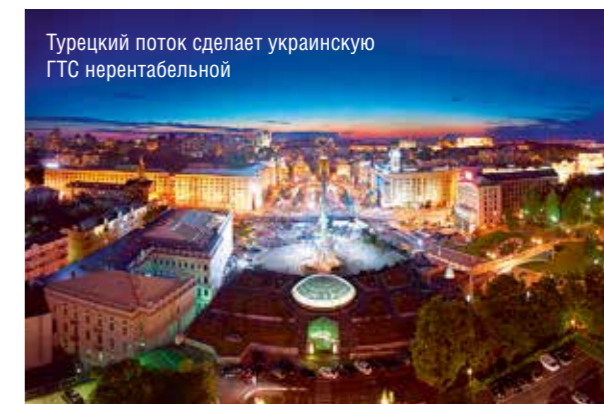
Подписание соглашения о строительстве МГП Турецкий поток вызвало в Европе раздражение



Иран видит в Турции транзитера своего газа в Европу



США видят в Турецком потоке стратегическую дружбу России и Турции



Турецкий поток сделает украинскую ГТС нерентабельной

## ТРУБОПРОВОДНЫЕ ХИТРОСПЛЕТЕНИЯ

ХРУПКИЙ БАЛАНС ПОЛИТИЧЕСКИХ ИНТЕРЕСОВ ПРИШЕЛ В ОТНОСИТЕЛЬНОЕ РАВНОВЕСИЕ И ИНТРИГА ГОДА НАКОНЕЦ РАЗРЕШИЛАСЬ – 10 ОКТЯБРЯ ПРЕЗИДЕНТЫ РОССИИ И ТУРЦИИ ПОДПИСАЛИ МЕЖПРАВИТЕЛЬСТВЕННОЕ СОГЛАШЕНИЕ, ПОЛОЖИВШЕЕ ЮРИДИЧЕСКОЕ НАЧАЛО СТРОИТЕЛЬСТВУ МГП «ТУРЕЦКИЙ ПОТОК». НО НЕ ВСЕ ОЖИДАНИЯ ОПРАВДАЛИСЬ, И НЕ ВСЕ УЧАСТНИКИ ПРОЕКТА ОДИНАКОВО ДОВОЛЬНЫ

**Анна Павлихина**

После окончания строительства первой нитки, которое запланировано на конец 2019 г., Турция будет получать 15,75 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Судьба второй нитки, предназначенной для европейских потребителей, остается несколько туманной. Предполагается, что ее маршрут пройдет через Грецию на юг Италии, а подводную часть проложат по дну Ионического моря.

Изначально проект МГП был значительно солидней и предполагал строительство четырех ниток. Маршрут трех из них лежал на Балканах. Урезание проекта наполовину делает его малорентабельным, но вопрос, очевидно, совсем не в экономике.

Как восприняли «Турецкий поток» заинтересованные стороны?

**Европа** занервничала. Подписание соглашения о строительстве МГП ожидаемо вызвало раздражение. Европа настаивает на сохранении status quo и использовании украинской ГТС даже после завершения строительства первой ветки в 2019 г. В то же время некоторые европейские страны примеряют на себя роль главного перевалочного узла. Так, Германия представляет себя хабом по распределению российского газа в Северо-Западной и Центральной Европе, после того как примет у себя вторую очередь «Северного потока». А Болгария мечтает о том, чтобы реверсировать старый газопровод и поставлять газ в Болгарию и Румынию из Каспийского региона и с Ближнего Востока, что также превратит ее в газораспределительный центр.

**Иран** имитирует равнодушие. Исламская республика по-прежнему хочет поставлять газ в Турцию и делает



все возможное для увеличения поставок. Сегодня Турция закупает у Ирана 30 млрд м<sup>3</sup> газа в год, но при необходимости эти объемы могут быть увеличены. Мечтающий об этом Иран видит в Турции транзитера своего газа на европейские рынки.

**США** насторожились. Соединенные Штаты воспринимают строительство МГП «Турецкий поток» как начало стратегической дружбы России и Турции. Business Insider пишет, что Эрдоган «флиртует с Россией», пытаясь получить на руки козырь в политическом торге с США, а Москва способна сыграть на противоречиях Анкары и Вашингтона.

**Украина** огорчилась. И, вероятно, обиделась на Германию и Турцию, дружба которых не распространилась за пределы исключительно моральной поддержки в вопросе строительства обходных путей для российского газа. Украина утешает себя тем, что на строительство и ввод «Турецкого потока» Россия потратит больше, чем Украина потеряет из-за прекращения транзита. Однако «Турецкий поток» для нее значительно большая угроза, чем «Северный поток-2». Уже после ввода первой нитки МГП бюджет страны лишится 30 млрд долларов США, а украинская ГТС подойдет к порогу нерентабельности. Вторая нитка газопровода лишит Украину еще 15 млрд м<sup>3</sup> газа, идущего в Грецию, Болгарию и Италию.

**Турция** порадовалась. Турция делает планомерные шаги по превращению в очень мощный газовый хаб. Но это в будущем, а уже сейчас она получила новую атомную электростанцию, новый газопровод и мощный рычаг влияния на Россию. Есть и альтернативное мнение, его высказал профессор Акын Унвер из стамбульского университета Кадир Хас, который считает, что экономических выгод от реализации МГП Турции ждать не стоит и его строительство – это «знак признательности» Эрдогана за поддержку действий турецких властей после неудачной попытки госпереворота.

**Россия** успокоилась. У России была задача наказать Украину, пустив газопровод в обход ее газотранспортной системы, и она эту задачу решила. Теперь перед ней встанут другие задачи. В частности, в Турции российскому газу придется столкнуться с конкуренцией со стороны Азербайджана, Ирана, Ирака, Туркмении и Израиля. При этом конкуренция будет довольно жесткой, т.к. для этих стран строительство газопровода будет дешевле, а маршрут короче. Не стоит забывать и о том, что Россия пообещала Турции скидку на газ, а сам проект реализуется в одностороннем исполнении, что сильно сказывается на его рентабельности.

Вот так, не жалея сил и средств, Россия начинает реализацию проекта, который недешево обойдется ее гражданам. ●

## ПОГЛОЩЕНИЕ ГОДА. РОСНЕФТЬ ВЫКУПИЛА ГОСПАКЕТ АКЦИЙ БАШНЕФТИ

Татьяна Абрамова

Роснефть официально закрыла сделку по купле-продаже госпакета акций Башнефти. 12 октября 2016 г. Роснефть полностью выполнила свои обязательства по договору купли-продажи с перечислением 329,69 млрд рублей на счет Федерального казначейства.

Сделка по приобретению контрольного пакета в компании завершена.

Как отмечают в Роснефти, после заявления В. Путина о синергическом эффекте приобретения и публикации распоряжения правительства РФ акции Роснефти выросли на 7,5% с увеличением капитализации компании на 260 млрд рублей.

Таким образом, успешно завершена 1-я фаза интегральной сделки по продаже государственных нефтегазовых активов, включенных в программу приватизации на 2016 г.

Высокая оценка сделки инвестиционным сообществом связана не только с выходом объединенной компании в новые регионы производства и поставок нефти и нефтепродуктов, увеличением объема добычи жидких углеводородов Роснефти на 10% и объема нефтепереработки на 20%, но и со значительным синергическим потенциалом от оптимизации взаимных поставок нефти, транспортных затрат, снижения стоимости буровых услуг, совместного использования инфраструктуры добывающих активов, современных технологий и ноу-хау.

По словам А. Улюкаева, в процессе подготовки сделки было получено два обязывающих предложения от потенциальных покупателей акций, однако предложение Роснефти оказалось самым выгодным.

Однако возникает вопрос, который интересует многих – где за столь короткое время Роснефть смогла найти почти 330 млрд рублей?

Впрочем, подобную схему Роснефть уже проворачивала при поглощении ТНК-ВР.

Тогда Роснефть получила массу кредитов, в том числе в счет будущих поставок нефти.

По какой цене продавалась эта нефть, Роснефть тогда не сообщала. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

В правительстве все никак не определятся, какой налог для нефтянки лучше и как сделать так, чтобы он был и гуманным и эффективным. Минэнерго предлагает НФР, Минфин – НДС. Рассматриваются, неозвученные широкой общественности, компромиссные варианты. К какому результату придут ведомства?

Какой должна быть система налогообложения для добывающих компаний?

11%

НФР – налог на финансовый результат

11%

НДС – налог на добавленный доход

36%

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых

43%

Ни одна из систем не эффективна, налогообложение требует дальнейшего реформирования

Премьер-министры стран Евразийского экономического союза приняли Концепцию формирования единых рынков нефти и нефтепродуктов. Эффект от создания общего электроэнергетического рынка ЕАЭС должен выразиться в повышении эффективности использования генерирующих и передающих мощностей, росте объемов взаимной и внешней торговли электроэнергией. Так ли это и кто окажется в наибольшем выигрыше?

Кто выиграет от создания общего рынка нефти в странах ЕАЭС?

19%

Россия, т.к. она приобретет дополнительный рычаг политического влияния на страны ЕАЭС

12%

Белоруссия, т.к. она сможет покупать нефть без пошлины, перерабатывать ее и поставлять нефтепродукты на западные рынки, зарабатывая на этом

1%

Казахстан, который за счет России покрывает 40% своих потребностей нефтепродуктов

18%

Все участники соглашения, т.к. будет сформирован либерализованный рынок

49%

Дело не в выгоде. Общий рынок нефти – один из механизмов интеграции и усиления экономических связей внутри ЕАЭС



Мир технологий  
пожарной безопасности

ООО «Пожнефтехим»

Санкт-Петербург

Тел.: +7 (812) 309 9109

ООО «Пожнефтехим-Комплект»

Москва

Тел.: +7 (499) 703 0132

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

Эффективная защита  
Вашего объекта



Выборы президента  
 Запуск нового производства  
 Отмена пошлин  
 Северный поток

Обвал рынка акций  
 Газовые войны  
 Слинные капиталов  
 Новый глава Роснефти

Второй виток ВСТО  
 Южный поток  
 Северный поток достроили

Продажа квот  
 Босманская ТЭС запущена  
 Второй виток кризиса  
 Цены на газ  
 Дошли руки до Арктики



### 1,3 млрд руб. на оборудование для шельфа

По шельфовому направлению госпрограммы развития судостроения на 2016–2017 гг. уже выделено 1,3 млрд руб. Средства пойдут на приоритетные проекты по созданию принципиально нового российского сейсморазведочного оборудования. Помимо этого, в апреле 2016 г. в Минпромторге РФ собирались выделить 1,8 млрд руб. на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы в рамках создания российского оборудования для добычи нефти и газа.

В 2015 г. Минпромторг подготовил план по снижению зависимости в различных отраслях промышленности. В частности, министерство хочет снизить уровень зависимости в производстве оборудования для добычи углеводородов на 10–20% к 2020 г.

Сейчас уровень импортозависимости в нефтегазовом машиностроении составляет от 40 до 100%. В госпрограмму были внесены изменения для развития новых проектов для освоения шельфа. Для софинансирования промышленно-технологических проектов под

эгидой Минпромторга РФ создан Фонд развития промышленности. Фонд на конкурсной основе предоставляет целевые займы по ставке 5% годовых сроком до 7 лет в объеме от 50 до 700 млн руб.

### Запасы унифицированы

Минприроды России и ЕЭК ООН утвердили связующий документ Рамочной классификации ООН и Российской классификации запасов и ресурсов нефти и газа.

Согласно документу, классификации сопоставляются с категориями и классами РКООН-2009. По словам главы Минприроды РФ С. Донского, это 1-й в мировой истории документ, связавший рамочную классификацию ООН и национальную систему классификации запасов и ресурсов углеводородов. Классификация обосновывает принципы для подсчета и оценки запасов и ресурсов нефти, горючего газа, газового конденсата в России. РКООН-2009 применима ко всем видам сырья, включая уголь, газ, нефть и уран, а также к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ). Следующая фаза сотрудничества между РФ и РКООН будет включать в себя разработку

проектов апробации связующего документа. Также будет начата работа над связующим документом по твердым полезным ископаемым. Новая классификация учтет как технологические моменты разработки месторождений полезных ископаемых, так и экономическую целесообразность этой работы.

### Нарастить объемы

По итогам 2016 г. объем добычи нефти в России может вырасти на 11,5% – до 21,3 млн т.

В 2015 г. рост показателя по добыче в России общими усилиями нефтяных компаний составил 19,1 млн т нефти. Кроме роста добычи нефти, Минэнерго РФ прогнозирует и рост добычи природного газа. По информации К. Молодцова, в 2016 г. рост может составить 6,6% – до 33,9 млрд м<sup>3</sup>. В 2015 г. Россия добыла 31,8 млрд м<sup>3</sup>.



В структуре добычи в России доли шельфовых месторождений составляют: по нефти – 3,6%, по газу – 5%. Суммарные извлекаемые запасы углеводородов на шельфе по состоянию на 1 января 2015 г. составляют 17,6 млрд т. В 2015 г. российские нефтяные компании добыли рекордные 534,081 млн т нефти, что на 1,4% выше показателя 2014 г.

В 2016 г. добыча нефти в России ожидается на уровне 537–540 млн т, в 2017 г. – 537 млн т. ●

### Роснефть купит себя у Роснефтегаза?

Видя большой потенциал для роста капитализации компании, Роснефть серьезно подумывает о покупке своих акций у Роснефтегаза в рамках предстоящей приватизации.

Приведа в пример героя Марка Твена известного Тома Сойера, М. Леонтьев простолюдно заявил о том, что компания очень любит свои акции и намерена их купить.

По словам пресс-секретаря Роснефти, компания не может выставлять условия, так как не является продавцом. Поэтому все указания будут идти из правительства РФ.



Предполагается, что приватизации компании может состояться уже в ноябре 2016 г.

Инвесторам будут предложены 19,5% акций Роснефти.

Аппетиты компании растут. Некоторое время назад Роснефть приобрела контрольный пакет акций Башнефти. Поэтому свободных денег у компании, наверное, нет. Хотя апробированные схемы не новы, они уже были использованы Роснефтью при поглощении ТНК-ВР. Тогда Роснефть получила массу кредитов, в том числе в счет будущих поставок нефти. Не менее интересно и то, что все эти сделки правительство РФ намерено проверить до конца 2016 г.



### Ни слова о налогах

Правительство РФ не будет нарушать стабильность налоговой политики страны в погоне за лишним рублем. Такое заявление сделал Д. Медведев на заседании правительственной комиссии по бюджетным проектам. По его словам, стабильность системы важна, в том числе, с точки зрения привлекательности для инвесторов. В то же время следует создавать благоприятные условия для импортозамещения через таможенно-тарифную политику, тем самым стимулировать экспорт. Недавно власти снова заморозили дискуссию о налоговой реформе в нефтяной отрасли. Ранее шли бурные дебаты по поводу возможного обнуления экспортных пошлин на нефть с 2018 г. и повышение акцизов на нефтепродукты и НДС.

Однако А. Улюкаев немного успокоил нефтяников: такие кардинальные решения так скоро не принимаются, да и иностранных инвесторов пугать не стоит.

Были и предложения по бюджету у Минфина РФ, включавшие рост ключевых налогов на 1 п.п., рост НДС до 15-16%, увеличение страховых взносов, отказ от выплат пенсий неработающим пенсионерам.

### Полная либерализация

ФАС РФ выступает за полную либерализацию экспорта газа после 2018 г. Речь идет не только об СПГ, но и о трубопроводном газе. Этот вопрос обсудят после завершения процесса либерализации внутреннего рынка газа. Предполагается, что право на экспорт могут получить конкуренты Газпрома, включая такие компании, как ЛУКОЙЛ, Сургутнефтегаз, а не только Роснефть. По мере продвижения процессов по дерегулированию оптовых цен на газ условия деятельности Газпрома и независимых производителей будут выравниваться.

В начале марта 2016 г. НОВАТЭК попросил у чиновников разрешения предоставить ему доступ к экспорту. Чуть позже Л. Михельсон заявил, что компания не против закупать у Газпрома до 2–3 млрд м<sup>3</sup> газа в год и продавать его на европейских рынках. Роснефть тоже подключилась, однако чиновники до сих пор не дали компаниям ответа. 13 апреля 2016 г. К. Молодцов заявил, что НОВАТЭК можно будет предоставить доступ к трубе, если это будет выгодно государству. ●



# НАРУШИМЫЕ РУБЕЖИ ДОБЫЧИ

28 СЕНТЯБРЯ 2016 Г. СТРАНЫ-ЧЛЕНЫ ОПЕК НА НЕОФИЦИАЛЬНОЙ ВСТРЕЧЕ В АЛЖИРЕ, ВОПРОКИ ПРОГНОЗАМ, ДОГОВОРИЛИСЬ СОКРАТИТЬ ДОБЫЧУ НЕФТИ ДО 32,5–33 МЛН БАРРЕЛЕЙ В СУТКИ. ДОГОВОРИЛИСЬ С ОГОВОРКОЙ, ЧТО КВОТЫ ДЛЯ КАЖДОЙ СТРАНЫ БУДУТ ОПРЕДЕЛЕНЫ И ОКОНЧАТЕЛЬНО УТВЕРЖДЕНЫ 30 НОЯБРЯ НА ФОРМАЛЬНОМ САММИТЕ КАРТЕЛЯ В ВЕНЕ. ТЕМ НЕ МЕНЕЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ СТАЛИ РАСТИ, И СМЕСЬ МАРКИ BRENT ПРЕОДОЛЕЛА ПСИХОЛОГИЧЕСКУЮ ОТМЕТКУ В 50 ДОЛЛ США. ТЕПЕРЬ РЫНОК ЖДЕТ ДАЛЬНЕЙШИХ ШАГОВ ОПЕК, РЕШЕНИЙ НОЯБРЬСКОГО САММИТА И, ГЛАВНОЕ, КАК ОНИ БУДУТ ПРЕТВОРЯТЬСЯ В ЖИЗНЬ

**Ирина Герасимова**

## Алжирский сюрприз

В последний раз ОПЕК понижала квоты на добычу нефти в 2009 г. Тогда цены на «черное золото» удалось повысить с отметки \$33,73 (минимум 26 декабря 2008 г.) и стабилизировать ее на уровне \$60 за баррель. Во время нового кризиса в 2014 г., когда цены рухнули в два раза, страны картеля снижать добычу не захотели. В начале этого года тема об ограничении добычи была поднята вновь – речь зашла о заморозке на уровне показателей января 2016 г. Вопрос обсуждали 17 апреля на неформальной встрече стран-членов ОПЕК в Дохе, но тогда решили оставить все, как есть.

В 2016 г. страны ОПЕК производили «черного золота» наращивали. По данным октябрьского доклада картеля, если 2015 г. совокупная добыча стран-членов организации составляла 32,099 млн баррелей в сутки, то в первом квартале 2016 г. она достигла 32,499 млн баррелей, во втором квартале – 32,755 млн баррелей, а в сентябре – уже 33,394 млн баррелей в день.

Накануне встречи ОПЕК в Алжире эксперты и участники рынка в основном полагают, что решений снова не будет. Указывалось, что между членами ОПЕК нет единства и доверия, что слишком серьезны противоречия между Ираном и ведущей страной организации – Саудовской Аравией. То есть почва для договоренностей казалась слишком зыбкой.

На этом фоне 28 сентября страны ОПЕК неожиданно решили снизить



добычу. Был обозначен уровень в 32,5–33 млн баррелей. В октябре министр энергетики Алжира Нуреддин Бутарфа сообщил, что в случае необходимости производство нефти в странах картеля может быть снижено на 1% сверх запланированного уровня.

Сколько теперь будет добывать каждая страна ОПЕК, еще предстоит договариваться. Для некоторых государств планируется сделать исключения – в первую очередь для вернувшегося на рынок после снятия санкций Ирана, а также для находящихся в трудном положении Ливии и Нигерии. Задача усложняется тем, что другие члены ОПЕК тоже хотели бы наращивать добычу. Так, министр нефти Ирака Д. аль-Ляйби на недавней встрече с руководством нефтекомпаний в Басре призвал нефтяников продолжать увеличивать производство.

В начале октября Н. Бутарфа говорил, что соглашение об ограничении добычи нефти будет действовать на срок до одного года. Позже генеральный секретарь ОПЕК М. Баркиндо уточнял, что большинство стран, обсуждающих ограничение добычи, рассматривает срок около шести месяцев. Подразумевается, что после полугода сделка будет пересмотрена.

Также ОПЕК ведет переговоры об ограничении добычи со странами, не входящими в картель, в том числе с Россией как с одной из ведущих нефтяных держав. В частности, министры энергетики нескольких нефтедобывающих стран встречались для консультаций 12 октября в рамках 23-го Всемирного энергетического конгресса в Стамбуле. Конкретные показатели по добыче не обсуждались, сообщил журналистам глава российского Минэнерго А. Новак. Представители

ОПЕК и нефтедобывающих стран, не входящих в организацию, теперь встретятся 29 октября в Вене. Там могут быть проработаны технические детали и механизмы сотрудничества нефтедобывающих стран, говорил министр нефти Катара М. бин Салех аль-Сада.

## Чего хочет ОПЕК

Целью ОПЕК является стабилизация цен на приемлемом для себя уровне. Этот уровень, по словам Нуреддина Бутарфы, находится в диапазоне \$50–55 за баррель. К более высоким ценам в картеле не стремятся по очевидной причине: если нефть поднимется выше \$50, это даст возможность зарабатывать производителям сланцевой нефти, а играть на руку конкурентам ОПЕК, естественно, не собирается.

Министр энергетики, промышленности и минеральных ресурсов Саудовской Аравии Х. бен Абдель аль-Фалех во время выступления на Всемирном энергетическом конгрессе отметил, что нужно восстановить рынок нефти после резкого падения цен, но при этом нельзя допустить и резкого роста котировок, что разбалансирует рынок снова. При этом саудовский министр предположил, что в 2016 г. нефть может подорожать до \$60 за баррель.

Эксперты и участники рынка отмечают, что членам ОПЕК будет нелегко выработать окончательное решение по сокращению добычи, а затем и выполнить его. Некоторые и вовсе считают, что члены картеля не собираются реализовывать алжирские договоренности, а разговоры о планах по ограничению добычи всего лишь должны поддержать нефтяные цены на некоторое время. Так, в реализацию договоренностей картеля не верит исполнительный директор Роснефти И. Сечин: он полагает, что страны-экспортеры нефти все равно будут наращивать добычу, передавало агентство Reuters.

## Саудиты торгуются с Ираном

Главным камнем преткновения на пути к твердым договоренностям внутри ОПЕК является нежелание Ирана ограничивать свою добычу – именно это обстоятельство главным образом и помешало



экспортерам нефти прийти к согласию в Дохе. Тегеран накануне апрельской встречи ОПЕК решительно заявил, что согласится на заморозку лишь после того, как производство «черного золота» в стране вернется на досанкционный уровень в 4 млн баррелей в сутки, поскольку за годы санкций она потеряла свое место на рынке. Иранскую нефть замещала главным образом Саудовская Аравия – основной политический соперник Исламской Республики в регионе и ведущий производитель нефти среди стран ОПЕК. Поскольку в апреле Иран не захотел ограничить свою нефтедобычу, саудиты тоже отказались от подобного шага, сделав соглашение по заморозке невозможным.

Последние опубликованные ОПЕК данные из первичных источников свидетельствуют, что производство «черного золота» в Иране в августе достигло 3,63 млн барр в сутки, тогда как в первом квартале этого года показатель был на уровне 3,385 млн баррелей. Согласно информации ОПЕК из вторичных источников, добыча Ирана в 2016 г. выросла с 3,096 млн барр в сутки в первом квартале до 3,665 млн барр в сентябре.

Саудиты, по данным нефтяного картеля из первичных источников, в первом квартале добыли 10,225 млн барр в сутки, а в июле достигли рекордных для себя 10,673 млн барр. В августе добыча Саудовской Аравии снизилась до 10,63 млн барр, в сентябре выросла до 10,65 млн барр в сутки. Согласно статистике ОПЕК по информации из вторичных источников, королевство в июле добывало 10,582 млн барр

нефти в сутки, в августе сократило показатель до 10,578 млн барр, а в сентябре – до 10,491 млн барр, но и это значительно выше, чем было в первом квартале – 10,147 млн барр в сутки.

Накануне встречи в Алжире Саудовская Аравия пообещала снизить добычу до 10,2 млн барр в сутки (что соответствует показателям первого квартала этого года), если Иран согласится сохранить производство нефти на текущем уровне 3,6–3,7 млн барр. Однако предложение принято не было: Исламская Республика все так же стремится наращивать добычу.

Идти на некоторые уступки Ирану Саудовскую Аравию подвигает, в первую очередь, нелегкое экономическое положение, в котором оказалась страна из-за низких цен на нефть. Стране уже пришлось продать ряд иностранных активов. Бюджет на 2016 г. был составлен с дефицитом в 326,2 млрд саудовских риалов, что составляет примерно 87 млрд долл США и 13,5% от номинального ВВП страны. Эр-Рияд был вынужден сокращать расходы, экономить на инвестициях в значимые сектора экономики, а также снизить зарплаты госслужащих, в том числе высших должностных лиц.

Как уже отмечено, ОПЕК при распределении квот на добычу собирается сделать для Ирана исключение. Какой порог добычи может быть установлен для Исламской Республики, еще неясно. Но очевидно, что Саудовская Аравия не захочет значительно уступать соседнему государству, с которым ее разделяет масса

политических, культурных и религиозных противоречий. Даже ради подорожания нефти: министр Аль-Фалех уже заявлял, что его страна готова к любым ценам на «черное золото», закладывая в бюджет цены «очень низкие и умеренные».

### Россия чудес не ждет

Российские власти алжирское решение ОПЕК о сокращении добычи приветствовали и пообещали помочь не только словом, но и делом. «Мы поддерживаем недавнюю инициативу ОПЕК по фиксации



Согласно опубликованному в октябре докладу Международного энергетического агентства, по итогам 2016 г. добыча нефти в России вырастет на 1,63% – до 11,24 млн баррелей в сутки.

По прогнозу ОПЕК, российская нефтедобыча в 2016 г. увеличится на 1,74% – до 11,04 баррелей в сутки

лимитов на добычу и рассчитываем, что на заседании ОПЕК в ноябре эта идея воплотится в конкретные договоренности, дав позитивный сигнал рынкам и инвесторам, и, конечно, поможет унять спекулятивную активность и избежать новых колебаний цен», – заявил президент РФ В. Путин, выступая 10 октября на Всемирном энергетическом конгрессе в Стамбуле. Россия готова присоединиться к совместным мерам по ограничению добычи и призывает к этому других экспортеров нефти, также сказал он.

Несмотря на то, что Москва и ранее говорила о поддержке мер по стабилизации рынка нефти, слова российского президента подтолкнули котировки вверх: цена барреля Brent подскочила выше \$53, а нефть марки WTI стоила более \$51 за бочку.

Через два дня, выступая уже на форуме «Россия зовет!»,

В. Путин заявил, что не видит серьезных проблем, из-за которых страны ОПЕК не смогут прийти к окончательной договоренности по заморозке добычи. По информации российского президента, позиции стран картеля уже «существенно сближены».

Россия намерена не сократить, а только ограничить добычу нефти уже достигнутым уровнем, говорил журналистам А. Новак. Показатель какого месяца будет при этом учитываться, пока не решено, но глава российского Минэнерго ранее высказывался о вероятности заморозки нефтедобычи на уровне июля-сентября. Между тем в сентябре этого года был достигнут новый исторический максимум нефтедобычи в РФ после 1991 г. – 11,11 млн баррелей в день (показатель 2015 г. – 10,85 млн баррелей в сутки).

По мнению А. Новака, целесообразно было бы ограничить

добычу сроком на полгода с возможностью пролонгации. Свои предложения российская сторона озвучит после того, как ОПЕК примет свое окончательное решение, говорил министр.

Участвовать в совместных с ОПЕК действиях по стабилизации рынка готовы и нефтяные компании России, сообщил Новак журналистам. По информации СМИ, ситуация обсуждалась с нефтяниками в начале октября, но конкретные условия заморозки добычи на том совещании в Минэнерго не обговаривались.

Несмотря на, казалось бы, оптимистичные заявления российских руководителей, в правительстве не рассчитывают, что цены на нефть серьезно поднимутся и наполнят бюджет заветными нефтедолларами. Так, не строить благоприятные сценарии по ценам на сырьевые товары призвал министр финансов РФ А. Силуанов, выступая на форуме «Россия зовет!». Он указал, что при возможном росте нефтяных цен увеличится и предложение на рынке, тогда как спрос на сырье продолжает падать. Минфин будет планировать бюджет на последующие три года исходя из прогноза нефтяных цен в 40 долл США за барр, сообщил чиновник. ●

Совокупный объем добычи нефти в странах ОПЕК в 2014–2016 гг., млн барр/сутки

2014 г.	2015 г.	1 квартал 2016 г.	2 квартал 2016 г.	июль 2016 г.	август 2016 г.	сентябрь 2016 г.
31,010	32,099	32,499	32,755	33,175	33,174	33,394

Источник: ОПЕК

# БАЛАНСИРУЮЩИЙ ФАКТОР

ЗА ПОСЛЕДНИЕ ПЯТЬ ЛЕТ СОЕДИНЕННЫЕ ШТАТЫ ЗНАЧИТЕЛЬНО НАРАСТИЛИ НЕФТЕДОБЫЧУ, ГЛАВНЫМ ОБРАЗОМ ЗА СЧЕТ РАЗРАБОТКИ СЛАНЦЕВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. СРЕДНИЙ ТЕМП ПРИРОСТА ОБЪЕМОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРЕВЫСИЛ 10% В 2012–2014 ГГ. СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ ОКАЗАЛАСЬ ШОКОМ КАК ДЛЯ СТРАН-ЭКСПОРТЕРОВ, ТАК И ДЛЯ ВСЕГО МИРА. СКОРОСТЬ, С КОТОРОЙ УВЕЛИЧИВАЛАСЬ ДОБЫЧА НЕФТИ В 2010–2014 ГГ. (ТАК, В 2014-м ОНА ВЫРОСЛА НА 2 МЛН БАРРЕЛЕЙ В СУТКИ), – ЭТО НЕБЫВАЛЫЙ ТЕМП ДЛЯ МИРОВОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В ЦЕЛОМ

Мария Кутузова

### Победителей не судят

По словам аналитика норвежской Rystad Energy Артема Абрамова, сланцевая революция является результатом применения для ранее считавшихся трудноизвлекаемыми запасов совокупности технологий, которые давно были известны и применялись на традиционных залежах газа и нефти многие годы – кустовое бурение, гидроразрыв пласта. Но именно в сланцевой индустрии компании смогли подобрать идеальное сочетание этих технологических решений: прежде всего, одновременное применение горизонтального бурения и гидроразрыва пласта привело сланцевых разработчиков к успеху. Еще 20–30 лет назад развитие этих технологий было на другом уровне, который не позволял эффективно разрабатывать сланцевые запасы нефти и газа. Затем издержки упали, проекты стали рентабельными, и все это в целом привело к небывалому росту активности.

Согласно оценкам Rystad Energy, с начала 2016 г. из-за падения цен на нефть на мировых рынках в США существенно возросло число банкротств среди разработчиков сланцев. Однако их гораздо меньше, чем прогнозировали ранее многие эксперты. Часть американских компаний продала крупные лицензионные участки со сланцевыми запасами.

«Основные покупатели – различные инвестиционные фонды, – утверждает Абрамов. – Финансовое сообщество считает, что нефтегаз с начала текущего года находился на самом дне и являлся идеальным объектом для поглощений и инвестиций. В 2016 г. началась активная скупка этих активов, хотя они наименее прибыльны в текущих условиях. Добывающие компании, как правило, оставляют себе участки с самыми прибыльными скважинами, наиболее эффективные для освоения активы. Что произойдет в 2017–2018 гг., когда цены на нефть начнут расти? Вряд ли мы увидим прежнюю скорость увеличения добычи. Она будет расти медленно. Но будет увеличиваться и глобальный спрос на нефть. Удовлетворять его будут, прежде всего, поставки сланцевой нефти из США, а также традиционных запасов из Саудовской Аравии и других стран-членов ОПЕК. В этом году мы наблюдаем избыток предложения на рынке примерно в 1 млн баррелей в сутки. Но эта разница между спросом и предложением может быстро сократиться».

Как отмечает Николай Иванов, заведующий сектором «Энергетические рынки» Института энергетики и финансов, сланцевая революция в США имела целый ряд необратимых последствий, как цепная реакция, прокатившаяся и охватившая все мировые

энергорынки. По словам ученого, начало сланцевой революции было положено в 1999 г., когда техасский геолог Джордж Митчел после многократных попыток (в течение почти 20 лет) добыл газ на пласте Барнетт и смог сделать это выгодно. «В 2008 г. уже больше половины американского газа добывалось из нетрадиционных источников: сланцевый газ, метан угольных пластов, газ плотных пород. Адаптация этих технологий к конкретным условиям стала главным двигателем сланцевой революции», – отмечает Иванов.

Со временем технологии, применявшиеся для разработки сланцевого газа, были распространены и на добычу сланцевой или, как ее еще называют, нефти плотных пород. Новый источник углеводородного сырья быстро стал полноценным игроком на мировом энергетическом рынке. В США, ранее крупнейшем импортере нефти в мире, стали постепенно отказываться от ее поставок из-за рубежа, что привело к перекройке устоявшегося порядка



на мировом нефтяном рынке. По своему воздействию на рынок американская сланцевая нефть долго оставалась незаметной, поскольку ее разработка компенсировала сокращение экспорта из Ливии и Ирака, а также Ирана. Когда же эти страны стали восстанавливать свои позиции, рост добычи в США стал настоящим шоком для рынка, вызвавшим падение цен на сырье. Диспропорции на рынке накапливались и «нарыв» лопнул осенью 2014 г., когда избыток предложения больше нельзя было игнорировать. Нефтепродукты из Соединенных Штатов устремились в Африку, АТР и Латинскую Америку (даже в Венесуэле сегодня ездят на американском топливе), а также стали конкурировать на европейском рынке с российскими поставками.

Среди наиболее важных событий последнего времени – снятие ограничений на экспорт сырой нефти, которые были введены 40 лет назад. В начале мая этого года японская TopyGeneral получила первую партию американской сырой нефти примерно в 1 млн баррелей, доставленную танкером класса Suezmax для переработки на НПЗ Kawasaki. За ней последовала партия американской сырой нефти и конденсата для японской Cosmo Oil в размере 1 млн баррелей. «Рост производства сланцевой нефти в США привел к глобализации поставок: недавно начавшийся экспорт нефти из Соединенных Штатов быстро стал балансирующим фактором для мирового рынка. В мае США вошли в десятку ключевых поставщиков нефти в Японию», – отмечает эксперт Platts Джоэл Хенли.

Развитие ситуации с ценами на мировом рынке показало, что американская сланцевая нефтедобыча может адаптироваться к разным условиям: коммерческим и технологическим вызовам. В Соединенных Штатах продолжают вводиться в разработку не только сланцевые запасы. Один из последних ярких примеров – запуск в эксплуатацию компанией Shell в сентябре этого года самого глубоководного в мире месторождения Стоунз в Мексиканском заливе. К концу 2017 г. Shell рассчитывает выйти на нем на уровень добычи в 50 тыс. баррелей н. э. Месторождение было открыто в 2005 г. в 320 км



к юго-западу от Нового Орлеана (американский штат Луизиана) на глубине воды в 2,9 км. Его извлекаемые запасы оцениваются более чем в 250 млн баррелей н. э., а ресурсный потенциал превышает 2 млрд баррелей н. э.

Оператор проекта – концерн Shell – выбрал в качестве технического решения для освоения Стоунз плавающую платформу FPSO (floating production, storage and offloading). В целях экономии при создании FPSO был использован танкер типа Suezmax, переоборудованный на верфях Kerrel в Сингапуре по проекту SBM Offshore. Глубоководные проекты Shell уже сегодня приносят компании 600 тыс. баррелей н. э. в сутки, а к 2020 г. компания рассчитывает выйти на 900 тыс. баррелей н. э. в сутки. Компания гордится тем, что ей удалось реализовать глубоководный проект и получить значительное сокращение расходов посредством инноваций. Потенциальный эффект от новых решений в строительстве скважин должен принести около 1 млрд долларов США экономии.

Американская добыча нефти – новый балансирующий источник поставок. По словам Николая Иванова, если раньше только Саудовская Аравия и Кувейт могли быстро нарастить или сократить добычу, теперь и Соединенные Штаты обладают сходной возможностью. Ценовая война стала еще одним этапом мировой энергетической революции. В ноябре 2014 г., когда ОПЕК решала, что ей делать в условиях низких цен, Саудовская Аравия настояла на том, чтобы не сокращать добычу нефти. В декабре 2014 г. бывший министр нефти королевства Али

аль-Наими заявил в интервью одному арабскому изданию, что в условиях переизбытка предложения на рынке должны остаться только эффективные производители. В сентябре 2016 г. ОПЕК объявила о возможном сокращении добычи нефти, которое предполагается обсудить на ближайшей встрече членов картеля. В то же время прогнозируется дальнейший рост сланцевой индустрии в США. По информации компании Pioneer Natural Resources, разработка сланцевых месторождений в Соединенных Штатах выгодна и при ценах на нефть ниже 30 долларов США за баррель.

Что касается сланцевого газа, вплоть до 2040 г. прогнозируется последовательное увеличение его добычи: более 1 трлн куб. ф в год. По мнению британской аналитической компании Douglas-Westwood, инициированные в Соединенных Штатах проекты по производству и экспорту сжиженного природного газа стимулируют активность на рынке. По прогнозам экспертов DW, в ближайшие пять лет основные потоки инвестиций в новые СПГ-проекты пойдут на североамериканский рынок: 36% глобальных расходов в этой отрасли в прогнозируемый период, или 105 млрд долларов США в течение пяти лет. К 2021 г. в этом регионе будут сосредоточены 17% из общего объема мировых мощностей по производству сжиженного природного газа, по самым консервативным оценкам.

В этом году американский СПГ вышел на мировые рынки. Согласно оценкам экспертов, основные перспективы его продаж связаны с поставками на рынки АТР,

Великобритании, Португалии и Испании. Приход американского сжиженного природного газа в последние две европейские страны может серьезно отразиться на ценах и объемах поставок катарского СПГ и алжирского трубопроводного газа.

### Впереди низкоуглеродное будущее?

По данным министерства энергетики США, возобновляемая энергетика вышла на первое место по приросту мощностей в стране. В прошлом году доля электроэнергии, производимой в Соединенных Штатах благодаря ВИЭ, достигла 13%. Согласно плану развития возобновляемой энергетики президента Барака Обамы, к 2030 г. доля «зеленой энергии» должна выйти на показатель в 28%. Борющаяся за президентское кресло Хиллари Клинтон заявляла о том, что будет стремиться довести эту цифру до 33% к 2027 г.

По словам Николая Иванова, в декабре 2015 г. бюджетный размен в Конгрессе США привел к отмене ограничений на экспорт нефти, а в ответ администрация Барака Обамы получила одобрение продления на пять лет государственных субсидий, выделяемых в Соединенных Штатах на возобновляемую энергетику. Какой бы ни был исход президентских выборов в ноябре, страна все равно будет двигаться по низкоуглеродной траектории развития энергетики. «Возможно, эти пять лет станут переломными: на мировом рынке может резко сократиться спрос на нефть. Так, например, в Калифорнии через пять лет будет серьезно ограничено пользование автомобилями с двигателями внутреннего сгорания. Это крупнейший автомобильный рынок в мире: ведущие международные автомобилестроительные компании стараются соответствовать правилам прогрессивного американского штата. Уже сейчас компании, если они хотят работать на калифорнийском рынке, должны выпускать определенную долю электромобилей, гибридов или автомобилей, работающих на топливных элементах», – рассказывает российский эксперт. У Калифорнии есть еще один стимул для перехода на возобновляемую энергетику: компания Tesla, лидер на мировом рынке электромобилей, крупнейший работодатель в этом штате.

Среди американских разработчиков сланцевой нефти бытует мнение, что приход к власти Хиллари Клинтон может серьезно подорвать американскую индустрию разработки нетрадиционных запасов. Предполагается, что если ставленница Барака Обамы сможет победить Дональда Трампа в гонке за пост президента Соединенных Штатов, то это приведет к серьезным проблемам для инвестирования в разработку американских ТРИЗ. У демократов два лагеря: один из них (Берни Сандерс, Элизабет Уоррен) настаивает на запрете использования углеводородного сырья, а второй (Обама, Клинтон) – на «чрезмерном» регулировании нефтегазовой промышленности. Изменения в налоговом регулировании сланцевой индустрии и введение жестких ограничений на выбросы метана (последние могут привести к сокращению добычи в США на 1 млн баррелей в сутки) могут стать серьезным препятствием для привлечения инвестиций в бурение.

Интересный факт, несмотря на ставку демократов на «зеленую энергетику», американское нефтегазовое лобби, ранее традиционно ориентированное на республиканцев, поддержало Хиллари Клинтон и направило на ее предвыборную кампанию большие финансовые пожертвования (более 6,9 млн долларов США). Дональд Трамп, выступая на нефтегазовой конференции в мае в Северной Дакоте, заявил о готовности поддерживать национальную нефтяную отрасль и отказаться от природоохранного регулирования. «Мы собираемся отказаться от моратория на добычу энергоресурсов на федеральных участках. Отзовем ограничения, наложенные на применение новых технологий в бурении. Собираемся отменить Парижское климатическое соглашение», – заявил Трамп нефтяникам. Дерегулирование добычи нефти, газа и разработки угля является частью республиканского «энергетического плана». Однако у нефтяного лобби к нему скорее настороженное отношение.

Летом этого года Москву посетил Картер Пейдж, советник кандидата от Республиканской партии Соединенных Штатов. Возможное сотрудничество с Российской Федерацией Пейдж рассматривает

через перспективы будущего взаимодействия трех стран – США, Китая и России. Их основой могут стать взаимная заинтересованность в том, что эти государства могут получить друг от друга. Так, от России США и Китай ожидают поставок природных ресурсов, от Соединенных Штатов два других партнера могут получить технологии и доступ к рынкам капитала, от Китая – инвестиции. Тем не менее, отвечая на вопрос, согласен ли Картер Пейдж со сравнением Российской Федерации с гигантской бензоколонкой (такое мнение во время прямого эфира на CNN высказал сенатор-республиканец Джон Маккейн), советник Трампа уверил аудиторию в том, что, по его мнению, это плохое сравнение. «Я считаю, что Россия способна предложить США сотрудничество не только в энергетической промышленности, но и во многих других отраслях, а Соединенные Штаты могут предложить Российской Федерации доступ на рынок своего капитала и новейших технологий», – утверждал Картер Пейдж, выступая в Москве.

По мнению советника Дональда Трампа, новая внешняя политика США в отношении России, Средней Азии и Китая должна строиться на «упреждающих шагах в направлении взаимного уважения, равенства и взаимной выгоды». Отметив «китайское экономическое чудо», Пейдж вторым по важности событием, изменившим с начала XXI века Евразию, обозначил лидерство России в качестве ведущего нефтедобывающего государства, начиная с 2009 г. Одной из центральных тем в «Большой игре» в геополитику является конкуренция на мировом энергетическом рынке. Сейчас противостояние между Соединенными Штатами, Китаем и Россией разворачивается, по его мнению, через соперничество в Центральной Азии. Однако, на его взгляд, есть целый ряд областей, в которых возможно сотрудничество между нашими странами. С 2007 г. в энергетическом секторе произошел настоящий технологический прорыв: в США для разработки сланцевых запасов были разработаны новые технологии и методы. Советник Трампа предлагает сделать их одним из главных направлений сотрудничества Соединенных Штатов с Россией и Китаем. ●

# РОССИЙСКИЙ НЕФТЕСЕРВИС

## Оценка объемов нефтесервисного рынка России и наиболее крупных его сегментов

КАЧЕСТВО УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАПАСОВ В РФ НЕПРЕРЫВНО УХУДШАЕТСЯ: НОВЫХ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕТ, НОВЫЕ РЕГИОНЫ НЕФТЕДОБЫЧИ ОТЛИЧАЮТСЯ ОТСУТСТВИЕМ ИНФРАСТРУКТУРЫ, СЛОЖНОЙ ГЕОЛОГИЕЙ И СУРОВЫМИ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ. КРОМЕ ЭТОГО, ИМЕЮЩИЕСЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВСЕ БОЛЕЕ ИСТОЩАЮТСЯ И ТРЕБУЮТ ДОРОГОСТОЯЩИХ МЕР ПО ПОДДЕРЖАНИЮ ДОБЫЧИ. ЭТИ ФАКТОРЫ ОБЕСПЕЧИВАЮТ РОСТ НЕФТЕСЕРВИСНОГО СЕГМЕНТА КАК ЗА СЧЕТ РОСТА ОБЪЕМОВ, ТАК И ЗА СЧЕТ СЕРЬЕЗНОГО УДОРОЖАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ. КАКОВА СЕГОДНЯ СИТУАЦИЯ НА РЫНКЕ НЕФТЯНОГО СЕРВИСА?

THE QUALITY OF THE HYDROCARBON RESERVES IN RUSSIA CONTINUE TO DECLINE: THERE IS NO NEW LARGE DEPOSITS, NEW OIL PRODUCTION REGIONS ARE CHARACTERIZED BY A LACK OF INFRASTRUCTURE, COMPLEX GEOLOGY AND HARSH CLIMATIC CONDITIONS. IN ADDITION, THE AVAILABLE DEPOSITS RUN LOW AND REQUIRE EXPENSIVE PRODUCTION MAINTENANCE MEASURES. THESE FACTORS ENSURE THE GROWTH OF OILFIELD SERVICES SEGMENT BOTH DUE TO VOLUME GROWTH, AND DUE TO A SERIOUS VALUE APPRECIATION OF TECHNOLOGIES. WHAT IS THE CURRENT SITUATION IN THE OIL SERVICES MARKET?

Ключевые слова: нефтесервис, объем рынка, бурение, капитальный ремонт скважин, гидроразрыв пласта.



**Никита Медведев,**  
Руководитель проектов,  
RPI Research & Consulting

В 2015 году наибольшими долями в общем объеме нефтесервисного рынка России обладали:

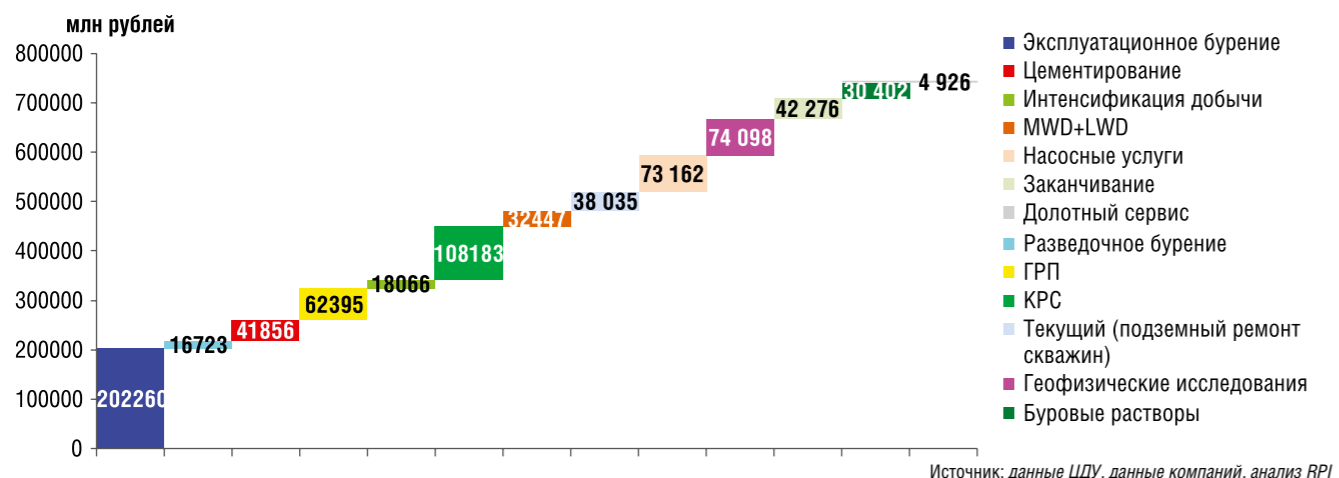
- эксплуатационное бурение (27,2% от общего объема рынка в денежном выражении);
- капитальный ремонт скважин (14,5%);
- геофизические исследования скважин (9,9%);
- насосные услуги (9,8%);
- гидроразрыв пластов (8,4%).

Сегменты нефтесервисного рынка показывают близкие темпы роста, что обусловлено их тесной взаимосвязанностью: практически невозможен долгосрочный рост технологий

(и стоимости), например, в бурении без соответствующего развития сервиса цементирования буровых растворов. В то же время сегменты, находящиеся на острие технического прогресса, в первую очередь телеметрия и каротаж во время бурения, росли выше среднерыночных темпов. Это объясняется в первую очередь ростом объемов горизонтального бурения, которое требует высококачественного сопровождения.

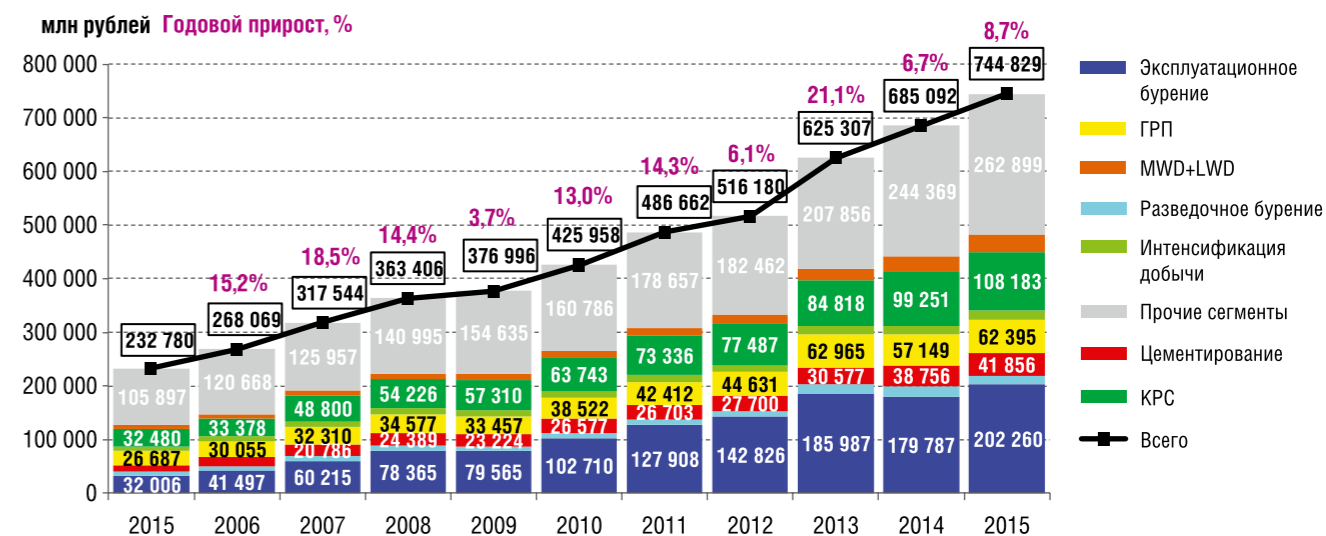
В течение 2005–2015 годов суммарный объем нефтесервисного рынка год от года увеличивался, что равно относится как к кризису 2009 года, так и кризису 2014–2015 годов.

Вклад отдельных сегментов в общий объем нефтесервисного рынка России в 2015 году, млн рублей



Источник: данные ЦДУ, данные компаний, анализ RPI

Годовые суммарные объемы нефтесервисного рынка России в 2005-2015 годах, млн рублей



Источник: данные ЦДУ, данные компаний, анализ RPI

Динамика объемов горизонтального бурения в России в физическом выражении в 2005-2015 годах, тыс. м



Источник: данные ЦДУ, данные компаний, анализ RPI

Однако в кризисные периоды, в частности в 2015 году, годовой прирост объема нефтесервисного рынка в рублевом выражении увеличивался медленнее темпов инфляции, так что в 2014–2015 годах величина объема рынка в долларовом исчислении даже уменьшилась.

Доля горизонтального бурения в общем объеме эксплуатационной проходки начала быстро возрастать с 2010 года. С этого времени технология стала активно внедряться в большинстве крупных нефтяных компаний РФ. А в ряде регионов нефтедобычи, например в Восточной Сибири и в ЯНАО, стала основным методом разработки месторождений.

В течение 2010–2011 годов рост объемов горизонтального бурения составил 29% в 2010 году и до 25% – в 2011 году. В 2012 году годовой прирост объемов горизонтального бурения составил 21%, а в 2013 году он превысил 60%, в абсолютном значении достигнув уровня в 4,3 млн м.

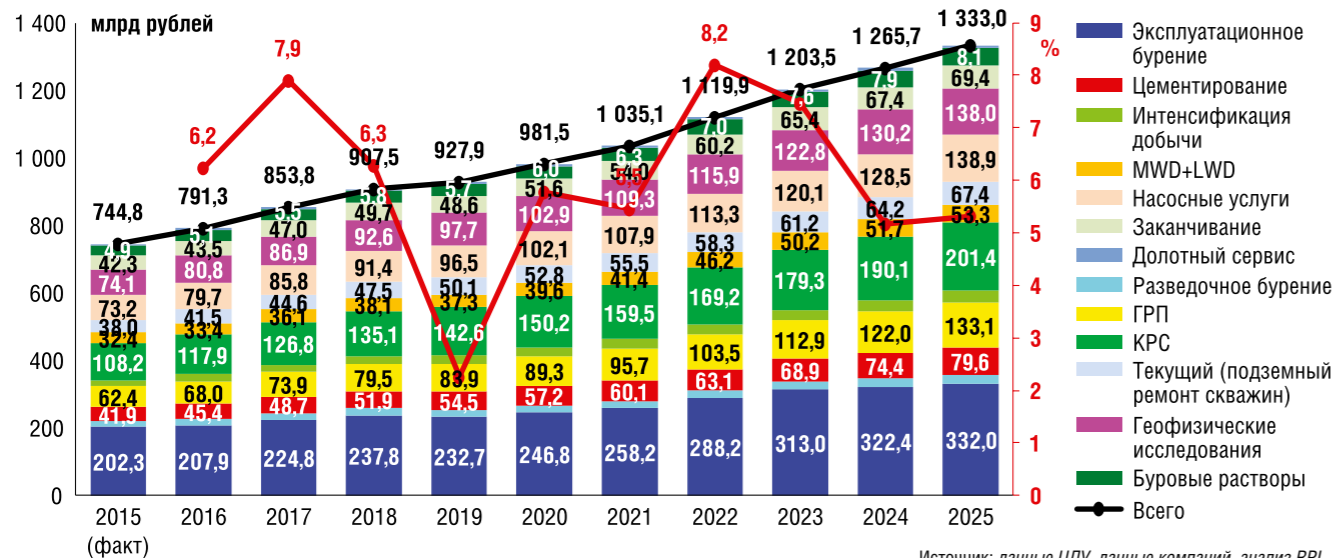
В 2014 году годовой прирост объема проходки в горизонтальном бурении оказался положительным – он составил 33%, тогда как общий объем проходки в эксплуатационном – уменьшился. В 2015 году почти весь прирост объема проходки в эксплуатационном бурении был достигнут за счет горизонтального бурения.

Наибольшими по своим удельным долям сегментами нефтесервисного рынка на протяжении 2016–2025 годов останутся:

- эксплуатационное бурение;
- капитальный ремонт скважин (КРС);
- гидроразрыв пластов (ГРП);
- геофизические исследования скважин (ГИС).

Главной причиной роста объема сегмента эксплуатационного бурения станет все большее применение дорогостоящего горизонтального бурения, а также работа в регионах со сложной геологией. В частности, Восточная Сибирь, в которой сосредоточена большая часть материковых запасов нефти в РФ,

Прогноз годовых объемов нефтесервисного рынка России в 2016-2025 годах в разрезе сегментов, млрд рублей

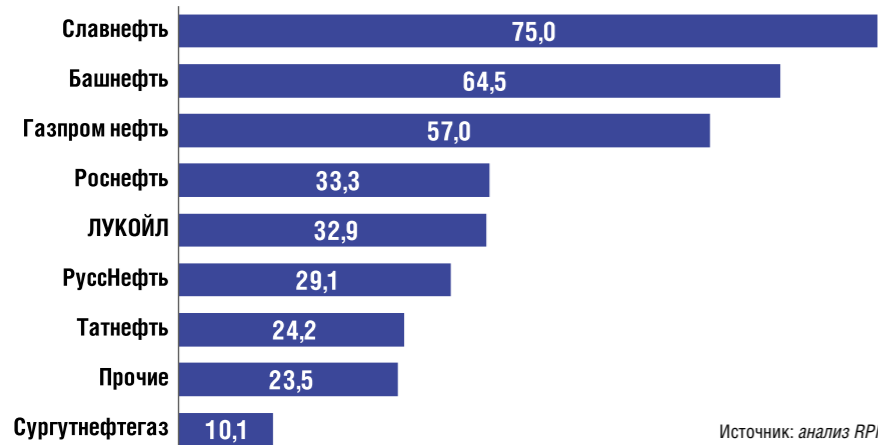


Источник: данные ЦДУ, данные компаний, анализ RPI

по сути состоит из 3 отдельных бассейнов: Красноярский край, Иркутская область и Якутия. Это удорожает бурение по причине отсутствия опыта и наработанной базы. Рост сегмента КРС будет вызван возрастанием числа операций и их сложности вследствие старения фондов скважин у добывающих компаний.

В среднесрочной перспективе быстрое технологическое развитие бурения будет сдерживаться за счет двух основных факторов: корректировки инвестиционных программ крупнейших нефтяных компаний, что приведет к давлению на подрядчиков, и макроэкономической ситуации (в том числе падения курса рубля), что уменьшает возможности буровых компаний по обновлению оборудования.

Доли горизонтального бурения в общем объеме проходки в эксплуатационном бурении по компаниям в 2015 году, % проходки в горизонтальном бурении от общей проходки в эксплуатационном бурении в данной компании



Источник: анализ RPI

### Рынок бурения

В последние 10 лет наблюдается значительный рост объемов горизонтального бурения. Это говорит о стремлении компаний повысить эффективность буровых работ. Средняя длина горизонтального участка скважин достигает 400 м, причем все более распространенным явлением становятся горизонтальные участки с длиной около 1000 м (например, в Эвенкии). Длина горизонтального участка некоторых скважин у ЛУКОЙЛа на офшоре в российском секторе Каспийского моря стала превышать 4000 м, а скважины, бурящиеся с берега в рамках проекта «Сахалин-1» в отдельных случаях имеют длину горизонтального участка, превышающую 9 000 м.

Наибольшие объемы проходки в горизонтальном бурении будут достигнуты в период освоения крупных месторождений в Большехетской впадине и первой очереди месторождений в Эвенкии.

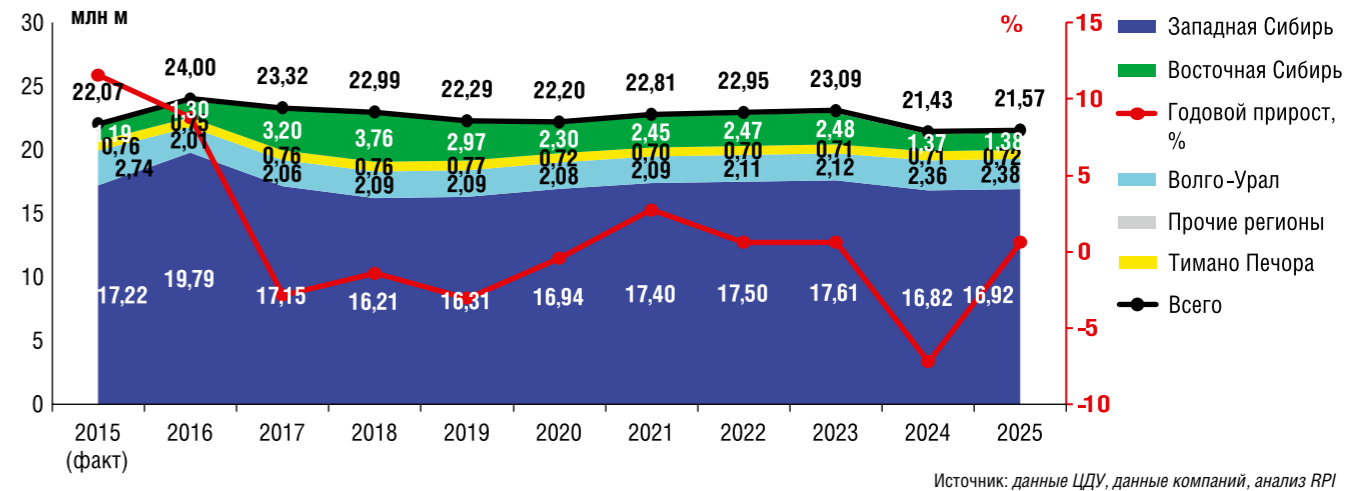
В 2016 году объем проходки в разведочном бурении в целом по России вырастет по сравнению с 2015 годом примерно на 2%. Это связано как с увеличением инвестиционных программ большинства ВИНК в 2016 году, так и недостаточным объемом бурения в предыдущие годы, особенно в 2015 году. В 2017 году рост объема проходки в разведочном бурении по тем же причинам продолжится

В 2018 году, когда будет происходить ввод крупных месторождений в Эвенкии и Большехетской впадине, объем проходки в разведочном бурении, из-за снижения его финансирования, упадет.

Начиная с 2019 года начнется компенсационный рост объема проходки в разведочном бурении, который будет в немалой степени обусловлен необходимостью доразведки крупных недоразведанных лицензионных участков и месторождений в Эвенкии (например, Кординского и Абракупчинского) и на юге полуострова Ямал (например, Ростовцевского) перед их введением в промышленную разработку.

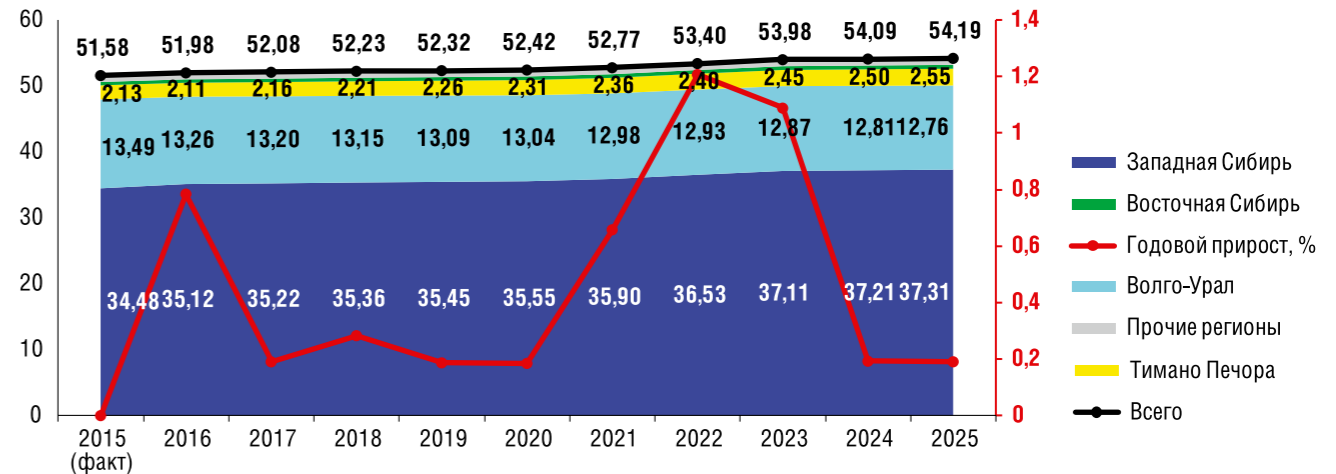
Затем, в период введения в разработку второй очереди крупных месторождений в Эвенкии и на юге полуострова Ямал, в ситуации,

Прогноз годовых объемов проходки в эксплуатационном бурении в России на период 2016-2025 годов, млн м



Источник: данные ЦДУ, данные компаний, анализ RPI

Прогноз годовых объемов проходки в эксплуатационном бурении в России на период 2016-2025 годов, млн м



Источник: данные ЦДУ, данные компаний, анализ RPI

аналогичной ситуации в 2018 году, в 2022–2023 годах вероятен спад объемов проходки в разведочном бурении.

В 2024–2025 годах в Западной и Восточной Сибири снова произойдет компенсационный рост проходки, обусловленный спадом в предыдущие годы. Увеличение проходки в Волго-Уральском бассейне явится следствием доразведки в частности крупного месторождения Великое в Астраханской области.

В итоге в 2015 году суммарная проходка четырех компаний – Роснефти, Сургутнефтегаза, ЛУКОЙЛа и Газпром нефти – достигла 67% от всего объема проходки в России.

С рыночной точки зрения, условия для работы компаний становятся все более жесткими, прежде всего за счет сокращения свободного рынка и роста закрытого и

кэптивного. Ключевые возможности для буровых компания лежат в сфере выхода в смежные нефтесервисные сегменты и освоения наиболее передовых методов бурения с целью постепенного «выдавливания» иностранных компаний.

### Капитальный ремонт скважин

В целом по России в 2016–2025 годах имеют перспективы роста те сегменты КРС, которые прямо или косвенным образом связаны с поддержанием или наращиванием объемов добычи. К ним относятся: ввод и освоение скважин, подготовка к ГРП и освоение после ГРП, обработка призабойной зоны, исследование скважин.

В 2016–2025 годах годовое количество операций КРС будет расти. В 2025 году этот показатель достигнет планки в 54,2 тыс. (на

5% больше этого показателя в 2015 году). Наибольшее число операций КРС в 2025 году придется на Западную Сибирь (69% от всего числа операций в стране) и Волго-Урал (24%).

Основными факторами, влияющими на эту тенденцию, были: старение фондов скважин, падение их дебитов, а также увеличение ввода новых скважин по сравнению с предыдущими периодами.

Среди перспективных технологических решений в области производства КРС все более заметное место в среднесрочной перспективе займет колтюбинг. Использование колтюбинга позволяет как повысить производительность труда, так и снизить себестоимость работ.

KEY WORDS: the oilfield service, market size, drilling, workover, hydraulic fracturing.

# НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ДЕКАДАНС И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

СОВМЕСТНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ГАЗПРОМ НЕФТИ И РОСНЕФТИ – МЕССОЯХАНЕФТЕГАЗ, ВВЕЛО В ПРОМЫШЛЕННУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ В ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМ АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ. МЕССОЯХСКАЯ ГРУППА МЕСТОРОЖДЕНИЙ – САМЫЕ СЕВЕРНЫЕ МАТЕРИКОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В РОССИИ, НА КОТОРЫХ ВЕДЕТСЯ ПРОМЫШЛЕННАЯ ДОБЫЧА, ЧТО, С ОДНОЙ СТОРОНЫ, ДЕЛАЕТ ИХ ОСВОЕНИЕ ДОСТАТОЧНО СЛОЖНЫМ, С ДРУГОЙ, – ПРИВОДИТ К ТОМУ, ЧТО НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АПРОБИРУЮТСЯ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ. В СЕНТЯБРЕ МЕССОЯХАНЕФТЕГАЗ ЗАВЕРШИЛ СТРОИТЕЛЬСТВО 4 ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОЖЕСТВЕННЫМИ ОТВЕТВЛЕНИЯМИ ПО ТЕХНОЛОГИИ FISHBONE. ОБ ОСОБЕННОСТЯХ ЭТОЙ ТЕХНОЛОГИИ И СОСТОЯНИИ НЕФТЕСЕРВИСА В РОССИИ NEFTEGAZ.RU ПОГОВОРИЛ С ДИРЕКТОРОМ НИИ БУРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОФЕССОРОМ В.В. КУЛЬЧИЦКИМ

MESSOYAKHANEFTEGAZ, THE JOINT VENTURE OF GAZPROM NEFT AND ROSNEFT, BROUGHT THE VOSTOCHNO-MESSOYAKHSKOYE FIELD IN THE YAMALO-NENETS AUTONOMOUS OKRUG INTO PRODUCTION. THE MESSOYAKHSKAYA GROUP OF DEPOSITS IS THE MOST NORTHERN CONTINENTAL DEPOSIT IN RUSSIA, WHERE INDUSTRIAL PRODUCTION IS CARRIED OUT MAKING THE DEVELOPMENT QUITE DIFFICULT, ON THE ONE HAND, AND LEADING TO THE SITUATION WHEN NEW TECHNOLOGIES ARE BEING TESTED IN THE FIELD, ON THE OTHER. IN SEPTEMBER, MESSOYAKHANEFTEGAZ COMPLETED THE CONSTRUCTION OF 4 HORIZONTAL WELLS WITH MULTIPLE BRANCHES ACCORDING TO THE FISHBONE TECHNOLOGY. NEFTEGAZ.RU TALKED TO PROFESSOR V.V. KULCHITSKIY, DIRECTOR OF RESEARCH INSTITUTE OF DRILLING TECHNOLOGIES, ABOUT THE TECHNOLOGY PECULIARITIES AND THE SITUATION IN THE OILFIELD SERVICES IN RUSSIA

Ключевые слова: нефтесервис, бурение, добыча, гидроразрыв пласта, технология fishbone.



**Валерий Владимирович Кульчицкий,** Исполнительный директор центрального правления НТО нефтяников и газовиков имени акад. И.М. Губкина, Руководитель Экспертной секции «Воспроизводство сырьевой базы ТЭК» при Консультативном совете Председателя Комитета по энергетике Государственной Думы РФ Заместитель заведующего кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, директор НИИБТ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, д.т.н., проф.

– Валерий Владимирович, как в целом Вы оцениваете состояние российского нефтесервиса?

– Сегодня, в кризисное время, заказчики нефтесервисов – нефтегазовые компании несут убытки, поэтому вынуждены ввести ряд жестких мер. Например, 60-90 дневную постоплату (навязанную заказчиком и узаконенную договором с нефтесервисами задержку платежей), оплачивать услуги по расценкам без учета удорожания материалов и оборудования, ежегодное снижение до 15% стоимости услуг нефтесервиса. Государство очищается от черноты и серости платежей, радея за бюджет и своевременную оплату труда, российский нефтесервис, лишенный оборотных средств, вымирает или перерождается, минимизируя затраты и привыкая брать кредиты и жить без прибыли. В этих условиях об инновационном развитии нефтесервиса не может быть и речи, по крайней мере на ближайшие 10–20 лет.

– Если сравнивать с ситуацией середины прошлого столетия, то насколько изменилось соотношение сил на рынке технологий и почему это произошло?

– В 50–70 годы прошлого столетия импортная техника и технологии были в диковинку, чаще исключением, чем правилом, например газлифт для добычи нефти на Самотлорском месторождении. Гидроразрыв пласта, колтюбинг, турбобуры и забойные двигатели, электроцентробежные насосы, технологии горизонтального и многозабойного бурения и много других прорывных технологий были созданы в СССР.

Царская Россия с момента развития промышленной нефтедобычи лидировала не только в добыче нефти, но и в создании и внедрении передовой техники и технологии разработки месторождений. Достаточно напомнить, что И.Н. Стрижов (первый министр нефтяной промышленности, 1926 г.) в начале прошлого века передал современные опыт и взгляды на разработку нефтяных месторождений американским ученым и практикам. В 60-е годы ведущие страны мира – США, Англия, Германия, Франция, Япония выкупили патенты на забойные двигатели, созданные славным коллективом Всероссийского научно-исследовательского института буровой техники, который сегодня полностью растерял и утратил свой научно-практический потенциал.

Начало нового столетия ознаменовалось 90% экспансией иностранных компаний на рынке высоких нефтегазовых технологий: гидроразрыва пластов, геонавигации, долот, забойных двигателей, колтюбинга и пр., в том числе программных продуктов по основным направлениям разработки месторождений и переработки углеводородов.

Результаты двухлетней государственной компании по импортозамещению в нефтегазовой отрасли показали отсутствие обратной связи со стороны профильных министерств – Минпромторга, Минэнерго и Мингеологии; незаинтересованность российских нефтегазовых компаний и зарубежных нефтесервисов в приобретении российского оборудования; высокий процент ставки кредитования банками и лизинговыми компаниями, не позволяющий сервисным предприятиям покупать импортозамещающее нефтегазовое оборудование; кредитование под 0,5–1,5% банков-посредников, сотнями лопающихся от накаченных средств, а не машиностроительных предприятий.

**Высокие технологии, как правило, основаны на результатах фундаментальных исследований и открытий, но сегодня вековая связь академической науки с отраслевой прервана**

Реформы последних 25 лет нанесли непоправимый ущерб отраслевым институтам, которые всегда были мостом, соединяющим промышленность, академическую и вузовскую науку. В России полностью погибли более 200 отраслевых НИИ, а численность оставшихся сократилась многократно, раздробившись на тысячи малых предприятий. Утрачены экспериментальные заводы и установившие, деградировали научно-лабораторные базы и КБ. Академические институты в попытке решения финансовых проблем растратили четверть века на бесперспективную интеграцию с нефтегазовыми корпорациями, минуя отраслевые институты. Мосты между академической наукой и промышленностью – государственные отраслевые институты – сожжены. Системная связь институтов РАН с нефтегазодобывающей

отраслью заменена околонучной деятельностью частных центров и НИИ нефтегазовых корпораций, где административная власть управляет научными подразделениями. Без восстановления системы отраслевых институтов как проводников академической науки в практику невозможно реализовать призыв В.В. Путина на Совете при Президенте РФ по науке и образованию 21 января 2016 года: «Наличие собственных передовых технологий – это ключевой фактор суверенитета и безопасности государства, конкурентоспособности отечественных компаний, важное условие роста экономики и повышения качества жизни наших граждан».

– Что нужно, чтобы новые технологии начали появляться и у нас?

– Для появления новых разработок требуется хотя бы наличие этой потребности у заказчиков интеллектуальной продукции – нефтегазовых компаний, выражающейся в приобретении за достойные деньги патентов, обеспечении предоплаты на доведение идеи

– Но иногда новое все-таки появляется. Недавно на Восточно-Мессояхском месторождении применили технологию fishbone. Расскажите, что представляет собой эта технология?

– Перед тем, как обсуждать технологию, следует разобраться с терминами: многоствольная скважина, точка(точки) разветвления стволов которой находится выше пласта, то есть скважина пересекает продуктивный пласт в нескольких местах;



многозабойная – та скважина, точка(точки) разветвления стволов которой находится в пределах продуктивного пласта, т.е. ствол скважины пересекает кровлю проектного пласта один раз в одной точке.

В России набирает популярность технология радиального вскрытия продуктивного пласта. Например, система «Перфобур» позволяет бурить радиальные каналы малого диаметра по малому радиусу кривизны, восстанавливает проницаемость призабойной зоны пласта и увеличивает добычу нефти.

В этом году совместное предприятие Газпром нефти и Роснефти завершило по технологии fishbone (рыбья кость) строительство 4-х многозабойных горизонтальных скважин на Восточно-Мессояхском месторождении в Ямало-Ненецком автономном округе. Из общей длины пробуренных 10 км стволов длина сотен ответвлений от основных горизонтальных стволов составляет более 6 км.

Идея создания подобных конструкций не нова: в 1953 г. специалистами ВНИИБТ под руководством пионера многозабойного и горизонтального бурения А.М. Григоряна пробурена первая в мире многозабойная скважина с 10-ю ответвлениями на Карташевском месторождении в Башкирии. В 1995 г. под моим руководством впервые в

УДК 338

Западной Сибири была пробурена подобная многозабойная горизонтальная скважина №29873 на Самотлорском месторождении, где из основного необсаженного горизонтального ствола в пределах продуктивного пласта «рябчик» АВ1+2 пробурен 100-метровый восходящий до кровли пласта ствол. Дебит этой скважины оказался самым большим в сравнении с пробуренными на этом кусту 11-ю горизонтальными скважинами. Эта технология в настоящее время используется, особенно на месторождениях Республики Татарстан.

Существует несколько способов реализации технологии fishbone, общим для них является множество (десятки и даже сотни) боковых стволов, выходящих наклонно или радиально из основного горизонтального ствола. В случае многозабойных скважин на Восточно-Мессояхском месторождении собирают конструкцию заранее, которая включает трубу и прикрепленные к ней трубки меньшего диаметра, называемые иглами. При нагнетании жидкости под высоким давлением в конструкцию иглы выдвигаются и проникают в коллектор нефтяного пласта.

**– За счет чего она способствует повышению продуктивности скважин? Каковы ее преимущества по сравнению с гидроразрывом пласта?**

– Главным при вскрытии продуктивного пласта является создание максимальной площади охвата залежи для обеспечения гидродинамической связи с отдаленными участками и минимизации гидравлических сопротивлений движению нефти к скважине. Такая конструкция позволяет существенно увеличить охват нефтенасыщенных участков пласта по сравнению с традиционной горизонтальной скважиной при меньшем объеме буровых работ, чем при создании многоствольной скважины. Технология позволила увеличить стартовый дебит нефти на 40% по сравнению с традиционной горизонтальной скважиной.

**– Есть ли у технологии недостатки?**

Главный недостаток – высокая аварийность, определяемая малой прочностью специального

инструмента сверхмалого диаметра и малыми зазорами между элементами конструкции низа хвостовика. Но главное преимущество технологии fishbone является перспектива замещения экологически грязных и сейсмически опасных технологий гидравлического разрыва пласта (ГРП). Технология fishbone использует меньше жидкости и значительно снижает риск загрязнения грунтовых вод, уменьшая объем работ по утилизации используемой для стимуляции добычи жидкости, снижая негативное воздействие на окружающую среду.

**– Насколько эта конструкция технологична? Что из необходимого оборудования производится в России, а что приходится покупать и есть ли такая возможность?**

Конструкция fishbone собирается заранее и включает основную трубу и прикрепленные к ней трубки меньшего диаметра, называемые иглами. При нагнетании жидкости под давлением в конструкцию, иглы выдвигаются и проникают в пласт. Зарубежный опыт использования технологии fishbone показывает увеличение добычи до 8 раз, а по данным СП Газпром нефти и Роснефти на Восточно-Мессояхском месторождении технология позволила увеличить стартовый дебит нефти на 40% по сравнению с традиционной горизонтальной скважиной. Технологии fishbone делает первые шаги по замещению ГРП, она требует конструктивного совершенства и адаптации к горно-геологическим условиям каждого месторождения.

Российская система «Перфобур» позволяет бурить радиальные каналы малого диаметра по малому радиусу кривизны, восстанавливает проницаемость призабойной зоны пласта и увеличивает добычу нефти. Управляемое радиальное бурение сделало возможным повторный вход в пробуренный радиальный канал для выполнения дополнительного воздействия на пласт. С помощью системы «Перфобур» возможно создание сети разветвленных каналов произвольной конфигурации.

Наступил период высокотехнологичного инновационного освоения недр подземного пространства

стволами скважин значительной протяженности и площади охвата. Полагаю, что в ближайшее десятилетие в мире появится множество вариантов технологии fishbone и ее альтернатив, так как она является частью бурно развивающегося направления – геонавигации, развитию которой я посвятил более 30 лет (Кульчицкий В.В. Геокосмос. Научно-популярное издание. М.: ИЦ РГУНГ имени И.М. Губкина. 2013 г. 146 с.). Геонавигация – составная и определяющая часть геонавтики, является научным направлением, в рамках которого ставятся и решаются технологические, аппаратные и программные задачи управления траекторией ствола скважины во взаимосвязи с исследованием околоскважинного пространства и воздействием на него в процессе бурения.

К сожалению, научно-практическое развитие геонавигации, в т.ч. технологий, аналогичных fishbone, требует серьезного и стабильного в течение десятилетий финансирования в размерах сотен миллионов долларов США, направленных на создание инфраструктуры по цепочке: фундаментальные исследования – НИиОКР – высокотехнологичное точное машиностроение – опытно-промышленное испытание на полигонах и пр.

Я понимаю, что в эпоху откатных схем и оффшорной истерии мои научные фантазии вызовут улыбку. «Но пока у нас разруха не в клозетах, а в головах» (М.А. Булгаков, «Собачье сердце»), трудно прогнозировать производство высокотехнологичного геонавигационного оборудования в России.

В заключение, от имени Межрегионального Научно-технического общества нефтяников и газовиков поздравляю инженеров, ученых и преподавателей, посвятивших свой труд нефтегазовому делу, с 150-летием основания Русского технического общества, торжественно открытого 20 ноября 1866 г. после получения «высочайшего соизволения» царя-освободителя Александра II. ●

KEY WORDS: oil service, drilling, mining, hydraulic fracturing, the technology of fishbone.

# АЛМАЗНЫЕ КОРОНКИ

## Определение скорости бурения и наработки коронок нового поколения, армированных алмазно-твердосплавными пластинами

В СТАТЬЕ ПРИВОДЯТСЯ СРАВНЕНИЯ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ РАЗРАБОТОК ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ИЗНОСА, СКОРОСТИ БУРЕНИЯ И НАРАБОТКИ КОРОНОК НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ С РЕЗУЛЬТАТАМИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ В УСЛОВИЯХ ОАО «АЛРОСА» ПРИ БУРЕНИИ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

THE ARTICLE PRESENTS A COMPARISON OF THE THEORETICAL DEVELOPMENT FOR THE DETERMINATION OF THE WEAR, DRILLING SPEED AND OPERATING TIME OF NEW-GENERATION BORING HEADS WITH THE RESULTS OF PRODUCTION TESTS UNDER THE CONDITIONS OF OAO "ALROSA" DURING DRILLING OF THE EXPLORATION WELLS

Ключевые слова: форма забоя, контактная прочность, площадка затупления, удельная нагрузка, осевое усилие, схема износа, критическая скорость, модуль скорости, мгновенная скорость, объемное разрушение, регламент работ (бурения), проходка, породоразрушающий инструмент (ПРИ).

**Третьяк Александр Александрович,**

к.т.н., старший преподаватель, доцент кафедры «Нефтегазовые техника и технологии», Южно-Российский государственный политехнический университет имени М.И. Платова

**Литкевич Юрий Федорович,**

к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовые техника и технологии», Южно-Российский государственный политехнический университет имени М.И. Платова

**Борисов Константин Андреевич,**

ассистент кафедры «Нефтегазовые техника и технологии», Южно-Российский государственный политехнический университет имени М.И. Платова

В настоящее время основное количество геологоразведочных скважин в России бурится твердосплавными или алмазными коронками. Применение нового поколения коронок, армированных АТП, коэффициент износа которых превышает коэффициент износа твердосплавных ПРИ (породоразрушающего инструмента) в 50 и более раз, требует нового подхода при определении скорости бурения и наработки коронок.

Так как диапазон размеров диаметров коронок широкий и изменяется от 76 до 225 мм и более, то, на наш взгляд, наиболее приемлемым методом определения скорости бурения будет метод, основанный на использовании

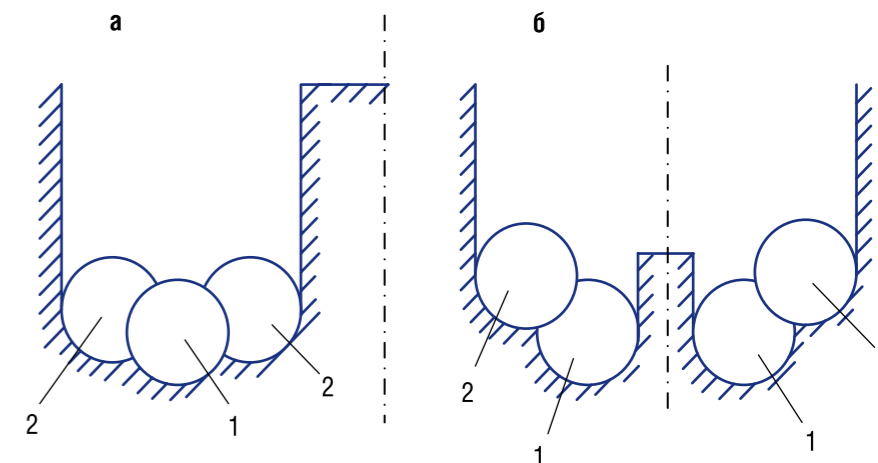
модуля скорости бурения, разработанного нами для буровых долот [1].

Сущность метода заключается в следующем: считается что, условия работы режущих элементов из АТП при заблокированном режиме резания буровых коронок (рис. 1), такие же, как и у буровых долот малого диаметра типа РБК-42, армированных АТП.

Модули скорости бурения для ПРИ режущего типа определяли, используя РБК-42, следующим образом.

На экспериментальном стенде бурили породы с различной контактной прочностью  $P_k$ , которая характеризует сопротивление породы внедрению в нее острого

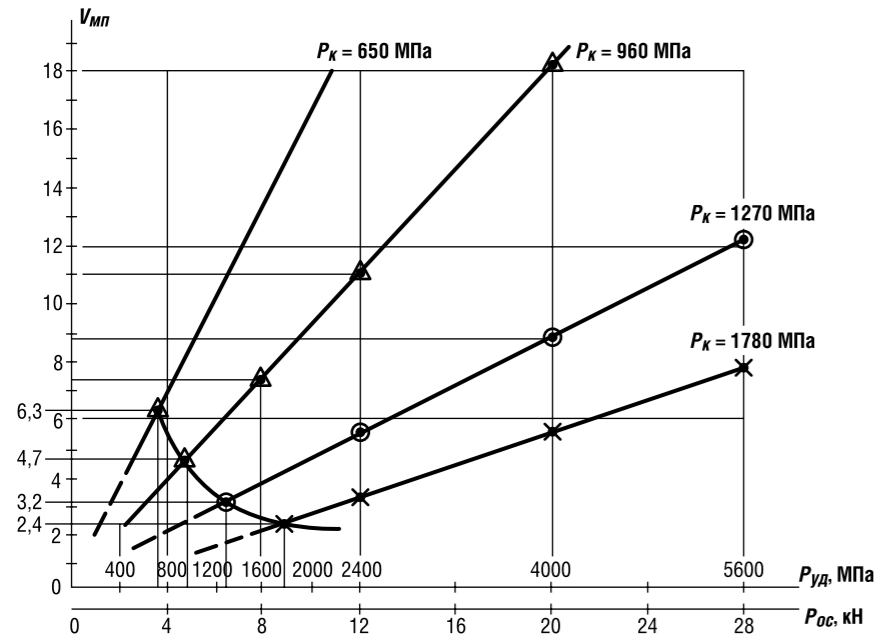
РИС. 1. Формы забоя



а – при бурении разведочной скважины, б – при бурении шпура для буровзрывных работ; 1 – АТП работают в режиме заблокированного резания, 2 – АТП работают в режиме полублокированного резания.

УДК 650.822

РИС. 2. Графо-аналитический метод определения модуля мгновенной скорости проходки  $V_0$  ( $V_0 = 6,3$  мм/с;  $4,7$  мм/с;  $3,2$  мм/с;  $2,4$  мм/с – мгновенная скорость проходки при  $P_{уд} = P_k$  для различных пород)



инструмента. При различных значениях осевой нагрузки  $P_{ос}$  измеряли скорость проходки  $V_{мн}$  и строили графики зависимости  $V_{мн}$  от  $P_{ос}$ .

График продолжали до пересечения с ординатой  $P_{уд} = P_k$ . Точка пересечения продолжения графика с этой ординатой соответствует скорости  $V_0$ , когда  $P_{уд} = P_k$ . Результаты определения  $V_0$  для пород с контактной прочностью 650, 960, 1270, и 1780 МПа представлены на рисунке 2.

Далее рассмотрим процесс бурения выбранной для исследования породы с заданными физико-механическими свойствами, например, порода IX категории буримости с  $P_k = 1780$  МПа и абразивностью  $a = 15$  мг, при различных частотах вращения  $n$  (90, 155, 280 и 435 об/мин) бурового инструмента [2]. Обработка результатов эксперимента выполнена следующим образом:

1. Для каждой частоты вращения  $n$ , об/мин рассчитывается

время  $T$  одного оборота породоразрушающего инструмента:

$$T = 60 \cdot n^{-1}, \text{ с.} \quad (1)$$

2. Для каждого значения осевой нагрузки  $P_{ос}$  (кН) определяется интенсивность разрушения  $\delta$  (мм/об).

3. Для каждого значения  $\delta$  и  $T$  и определенного значения  $P_{ос}$  рассчитывается мгновенная скорость проходки  $V_{мн}$  (мм/с):

$$V_{мн} = \frac{d\delta}{dT}; \text{ мм/с.} \quad (2)$$

На рисунке 3 полученные значения величин  $T$ ,  $\delta$  и  $V_{мн}$  для осевой нагрузки  $P_{ос} = 28$  кН представлены в нижней части таблицы, откуда видно, что при вращательном бурении крепких пород инструментами режущего типа, осевой нагрузке  $P_{ос}$  соответствует мгновенная скорость проходки  $V_{мн}$ , мало зависящая от частоты вращения  $n$  об/мин инструмента для всех исследуемых рабочих частот. (Так, при  $P_{ос} = 28$  кН для всех частот 90, 155, 280 и 435 об/мин мгновенная скорость проходки  $V_{мн} = 7,8$  мм/с).

Далее обработке представленных зависимостей на рисунке 3 продолжим в другой последовательности:

1. Для каждой частоты вращения определим мгновенную скорость проходки при интенсивности разрушения  $\delta = 1,1$  мм/об.

РИС. 3. Зависимость интенсивности разрушения  $\delta$  от осевой нагрузки  $P_{ос}$  и частоты вращения  $n$  1 –  $n = 90$  об/мин; 2 –  $n = 155$  об/мин; 3 –  $n = 280$  об/мин; 4 –  $n = 435$  об/мин

1,1				$\delta$ , мм/об – интенсивность разрушения	Параметры, соответствующие интенсивности разрушения $\delta = 1,1$ мм/об	
90	155	280	435			$n$ , об/мин – частота вращения
0,67	0,39	0,21	0,14			$T$ , с – время одного оборота резца
1,6	2,8	5,2	7,8			$V_{мн} = \delta/T$ , мм/с – мгновенная скорость проходки
9	11	16	28			$P_{ос}$ , кН – осевая нагрузка

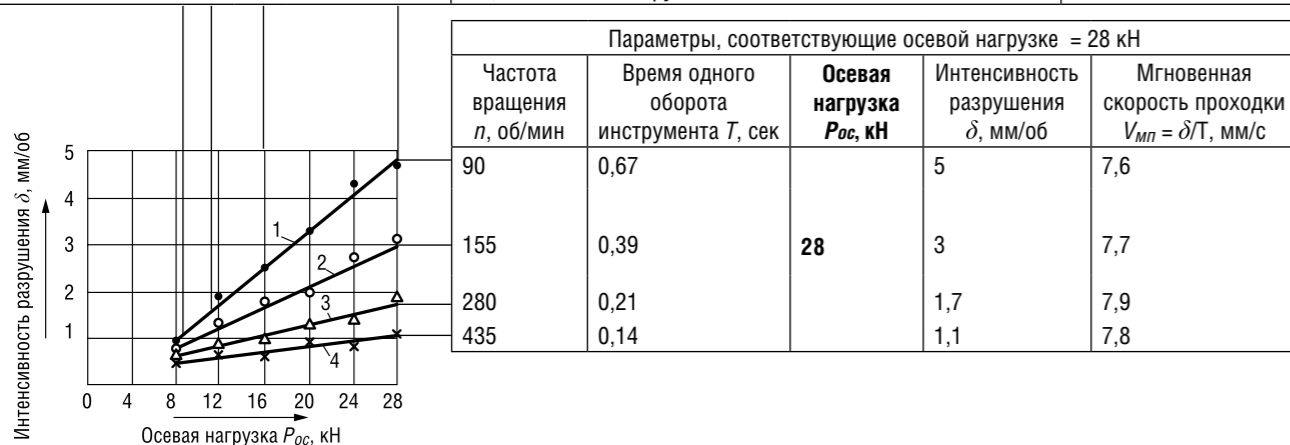
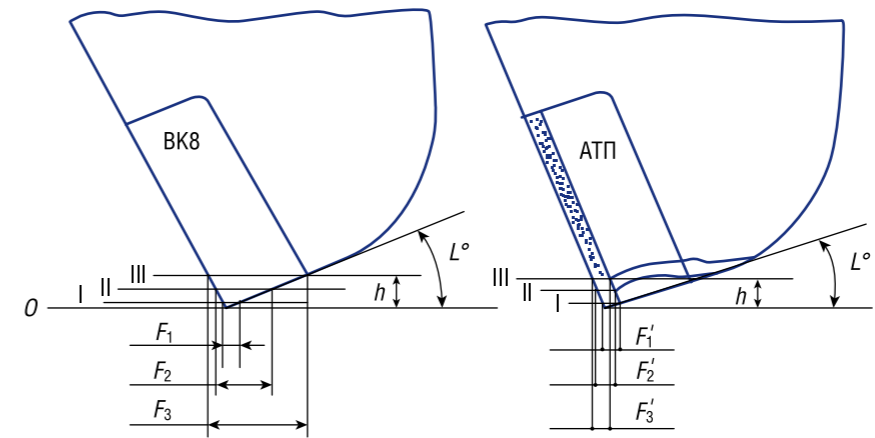


РИС. 4. Схемы износа режущей части буровых инструментов



А – твердосплавной пластины (BK8); б – алмазно-твердосплавной пластины (АТП); 0-0 – уровень острой режущей кромки (плоскость резания); I-I – уровень начального износа (притупление режущей кромки); II-II – уровень износа при установившемся режиме работы инструмента; III-III – уровень максимального допустимого износа;  $F_1, F_2, F_3, F'_1, F'_2, F'_3$  – фронтальные проекции площадок затупления

2. Из графиков (рис. 3) для каждой частоты вращения определяем значение осевой нагрузки  $P_{ос}$  при интенсивности разрушения  $\delta = 1,1$  мм/об.

3. Полученные значения  $T, P_{ос}$  и  $V_{мн}$  при  $\delta = 1,1$  мм/об представлены в верхней части рисунка 3.

4. Из рисунка 3 следует, что при вращательном бурении крепких пород инструментами режущего типа осевая нагрузка  $P_{ос}$  для равных значений интенсивности разрушения зависит от частоты вращения. Так, для  $\delta = 1,1$  мм/об осевая нагрузка измерялась от 9 кН при  $n = 90$  об/мин до 28 кН при  $n = 435$  об/мин, т.е. увеличилась в 3 раза.

К площади равной проекциям торцовых площадок режущих кромок ПРИ на плотность резания, размер которой возрастает по мере затупления инструмента. На рисунке 4 представлены схемы износа режущей части буровых инструментов, армированных пластинами из BK8 и АТП.

Поскольку передняя грань АТП это алмазный слой, а задняя грань – вольфрамокобальтовый сплав, а их относительные износостойкие отличаются почти на два порядка (в 95–100 раз), то интенсивность изнашивания режущих элементов по передней и задней граням не одинакова. Повышенный износ по задней грани способствует формированию заднего угла  $\alpha$  при изменяемой по величине площадке затупления:

$$F = f(F_1^1; F_2^1; F_3^1 \cdot B), \text{ мм}^2 \quad (3)$$

где  $B$  – длина режущей части, мм.

Коронка получает притупление, но продолжает сохранять режущие свойства, хотя удельная нагрузка  $P_{уд}$  (МПа) на режущих кромках будет уменьшаться.

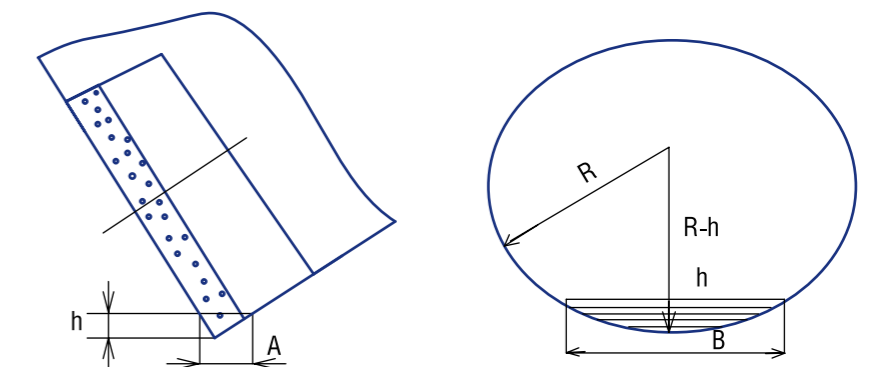
Первоначально удельная нагрузка определяется по формуле:

$$P_{уд} = \frac{P_{ос}}{\sum_1 F_0}, \text{ МПа,} \quad (4)$$

где  $F_0 = 1,25$  мм<sup>2</sup> – начальная площадка затупления на остром АТП диаметром 13,5 мм;  $n$  – количество АТП на рабочей части ПРИ.

Пластины из BK8 могут быть различной формы, а АТП – чаще всего круглой формы. Для

РИС. 5. Схема к определению прироста площадки затупления АТП круглой формы



$h$  – износ по высоте;  $A$  – ширина режущей части алмазного слоя;  $B$  – длина режущей части алмазного слоя; 0-0 – плоскость резания

АТП круглой формы прирост площадки затупления определяет интенсивность изнашивания по высоте во времени  $I_{h(t)}$  (мм/мин). Схема прироста площадки затупления показана на рисунке 5.

Так как сопротивление необработанной поверхности породы внедрению в нее острого инструмента характеризуется контактной прочностью  $P_k$ , то для описания процесса бурения крепких пород важно знать соотношения удельной нагрузки и контактной прочности. Если  $P_{уд}/P_k \gg 1$ , то разрушение происходит с образованием крупных выколов породы (объемное разрушение).

При  $P_{уд}/P_k < 1$ , крупные выколы не образуются, происходит поверхностное разрушение или истирание. Выполненные расчеты и определения переменных  $T, \delta, V_{мн}, P_{уд}/P_k$  для различных значений осевой нагрузки представлены в таблице 2.

Это позволило предложить физическую зависимость для определения мгновенной скорости проходки:

$$V_{мн} = V_0 \cdot \frac{P_{уд}}{P_k}; \text{ мм/с,} \quad (5)$$

где  $V_0$  – модуль мгновенной скорости проходки, мм/с. С учетом достаточности промывки скважины  $k_{эс} = 1$  и предупреждении посадки режущих элементов на заднюю грань  $k_z = 1$ , формула принимает вид:

$$V_{мн} = k_z \cdot k_{эс} \cdot V_0 \cdot \frac{P_{уд}}{P_k}; \text{ мм/с.} \quad (6)$$

При определении наработки коронок основным условием является выбор режима, при



ТАБЛИЦА 2. Механические характеристики и классификация труб для магистральных трубопроводов

№ п/п	Частота л, об/мин	Время одного оборота T, с	Осевая нагрузка P <sub>ос</sub> =12 кН			Осевая нагрузка P <sub>ос</sub> = 20 кН			Осевая нагрузка P <sub>ос</sub> = 28 кН		
			Интенсивность разрушения δ, мм/об	Мгновенная скорость V <sub>мп</sub> , мм/с	$\frac{P_{уд}}{P_k}$	δ	V <sub>мп</sub>	$\frac{P_{уд}}{P_k}$	δ	V <sub>мп</sub>	$\frac{P_{уд}}{P_k}$
<b>Порода с P<sub>к</sub> = 1780 МПа (IX категория буримости)</b>											
1	90	0,66	1,8	3,2	1,35	3,6	5,4	2,25	5,0	7,6	3,15
2	155	0,39	1,2	3,1		2,1	5,4		3,0	7,7	
3	280	0,21	0,7	3,3		1,2	5,5		1,7	7,9	
4	435	0,14	0,5	3,2		0,8	5,4		1,1	7,8	
<b>Порода с P<sub>к</sub> = 1200 МПа (VII категория буримости)</b>											
<b>Осевая нагрузка P<sub>ос</sub> = 12 кН</b>			<b>Осевая нагрузка P<sub>ос</sub> = 16 кН</b>			<b>Осевая нагрузка P<sub>ос</sub> = 20 кН</b>			<b>Осевая нагрузка P<sub>ос</sub> = 28 кН</b>		
δ	V <sub>мп</sub>	$\frac{P_{уд}}{P_k}$	δ	V <sub>мп</sub>	$\frac{P_{уд}}{P_k}$	δ	V <sub>мп</sub>	$\frac{P_{уд}}{P_k}$	δ	V <sub>мп</sub>	$\frac{P_{уд}}{P_k}$
4,0	6,0	1,90	5,1	7,6	2,50	6,3	9,4	3,15	8,5	12,7	4,40
2,2	5,8		2,8	7,2		3,5	9,0		4,7	12,2	
1,2	5,7		1,5	7,0		1,9	8,7		2,6	12,1	
0,8	5,8		1,0	7,3		1,3	9,1		1,7	12,3	

котором P<sub>уд</sub> всегда более P<sub>к</sub> (режим объемного разрушения) и скорость резания V<sub>рез</sub> всегда меньше V<sub>кр</sub> – критической скорости резания, т.е. V<sub>рез</sub> << V<sub>кр</sub> где:

$$V_{рез} = \frac{\pi \cdot D_k \cdot n}{1000 \cdot 60}, \text{ м/с;} \quad (7)$$

D<sub>к</sub> – диаметр коронки, мм;

n – частота вращения коронки, об/мин.

На рисунке 6, по данным [3], представлены зависимости критических скоростей резания V<sub>кр</sub> от контактной прочности породы P<sub>к</sub>.

Весь процесс бурения скважин разделяем на этапы:

- забуривание;
- начальная приработка коронки;
- приработка до полного изнашивания безопорной части алмазного слоя;
- наращивание осевой нагрузки по мере роста площадки затупления и уменьшения диаметра коронки.

Предельное значение осевой нагрузки определяется устойчивостью бурового става при передаче крутящего момента на коронку. Коронка считается изношенной при уменьшении диаметра на 2÷3 мм (ΔD = 2÷3 мм).

Для острых ПРИ, армированных АТП, начальная площадка затупления

$$F_{зат} = \sum_1^n F_{0i}, \text{ где } F_0 = 1,25 \text{ мм}^2.$$

При забуривании до полного изнашивания безопорной части алмазного слоя условно принимаем размер A (рис. 5), равным толщине алмазного слоя, а размер B рассчитываем, исходя из износа по высоте h, по формуле

$$B = 2 \cdot \sqrt{R^2 - (R - h)^2}, \text{ мм,} \quad (8)$$

где R = 6,75 мм – радиус АТП,

h – износ по высоте, мм.

Износ по высоте будем определять в через i<sub>h(t)</sub> – интенсивность износа по высоте во времени:

$$h = i_{h(t)} \cdot T, \text{ мм,} \quad (9)$$

где T – время работы коронки при бурении, мин;

$$i_{h(t)} = 0,5 \cdot P_k \cdot a \cdot \omega_\delta \cdot V_{рез}^k \cdot \pi \cdot D_k \cdot n, \text{ мм/мин;} \quad (10)$$

P<sub>к</sub> – контактная прочность, МПа;

a – абразивность, мг;

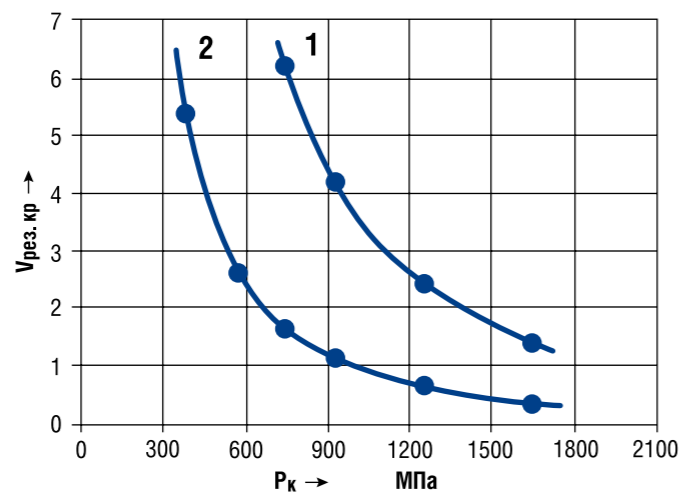
ω<sub>δ</sub> – 1,2 · 10<sup>-11</sup> мм/мм – коэффициент износа при бурении;

V<sub>рез</sub> – скорость резания породы, м/с;

k – коэффициент превышения скорости резания над критической

скоростью резания,  $k = \frac{V_{рез}}{V_{кр}}$ ;

РИС. 5. Зависимость критических скоростей резания V<sub>кр</sub> от контактной прочности породы P<sub>к</sub>



1 – для буровых инструментов, оснащенных АТП;  
2 – для буровых инструментов, оснащенных ВК8

ТАБЛИЦА 3. Регламент работ

№ п/п	Наименование работ	Осевая нагрузка P <sub>ос</sub> , кН	Период работы T, час (интервал 0,1 ч)
1	Забуривание	5,0	0,3
2	Начальная приработка	10,0	0,3
3	Приработка до полного изнашивания безопорной части алмазного слоя	15,0	0,5
4	Наращивание нагрузки	20,0	0,6
5	Наращивание нагрузки	25,0	0,6
6	Наращивание нагрузки	30,0	2,0
7	Наращивание нагрузки (предельное)	35,0	4,0
			Весь период ΣT=8,3 ч

n – частота вращения коронки, об/мин;  
D<sub>к</sub> – диаметр коронки, мм.

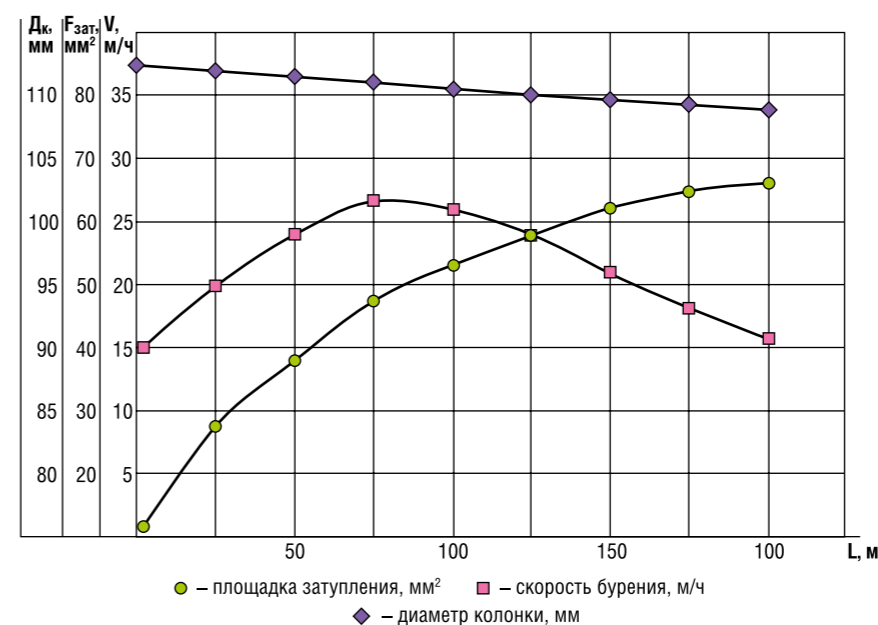
Представленный алгоритм работы коронки позволяет использовать программу «Бурение», разработанную в ЮРГПУ(НПИ), написанную на языке Delphi7.

Принцип работы программы основывается на имитации процесса бурения [4]. Программа позволяет выбирать тип ПРИ, систему промывки, изменять физико-механические свойства буримых пород, производить выбор режимных параметров бурения (осевого усилия и частоты вращения на некоторый период работы коронки). При этом рассчитывается площадка затупления F<sub>зат</sub>.

механическая скорость бурения V<sub>мб</sub> и наработка в метрах. По истечении заданного времени осуществляется контроль параметров-ограничителей и их печать. Затем происходит приращение временного интервала, ввод режимных параметров и расчет повторяется. Задавая свойства породы и режим бурения, можно составлять регламент бурения скважин до полной отработки инструмента (таблица 3).

Так например при бурении породы VII категории по буримости (известняк с P<sub>к</sub> = 650 МПа и абразивностью a = 8 мг) коронкой диаметром D<sub>к</sub> = 112 мм оснащенной 8-ю АТП диаметром 13,5 мм в соответствии с регламентом работ были получены значения выходных

РИС. 7. Расчетные значения площадки затупления F<sub>зат</sub>, скорости бурения V<sub>мб</sub> и уменьшения диаметра коронки D<sub>к</sub> при проходке 180 м скважины



параметров представленные графически на рис. 7.

Производственные испытания коронки Д 112 в ОАО «Алроса» на скважине № 12/56 по предложенному регламенту показали удовлетворительную сходимость результатов бурения с расчетными параметрами. Фактически было пробурено 160 м скважины со средней механической скоростью V<sub>мб</sub> = 18,3 м/ч, против расчетных 182,4 м проходки со средней механической скоростью V<sub>мб</sub> = 21,6 м/ч. При этом диаметр коронки уменьшился до 108,6 мм возможно из-за того, что абразивность пород в массиве увеличилась до 11,3 мг.

Выводы:

1. Впервые по экспериментальным данным разработан графо-аналитический метод определения скорости бурения и наработки по породам различной крепости коронками режущего типа, оснащенными АТП.

2. Разработанная в ЮРГПУ (НПИ) программа «Бурение» позволяет оптимизировать процесс бурения, устанавливая основные зависимости в работе «коронка-забой».

Литература

- Третьяк А.А., Гроссу А.Н., Борисов К.А. Конструкция буровых коронок, армированных АТП, с учетом схемы разрушения забоя скважины. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – ВНИИОЭНГ, 2015, № 6. – с. 9–12.
- Сысов Н.И., Буренков Н.Н., Третьяк А.А. Расчет конструктивных параметров буровых коронок, армированных PDC. Oil & Gas Journal Russia – 2012, № 5. – с. 66–99.
- Зависимость механической скорости бурения горных пород коронками, армированными АТП от основных технологических параметров. Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011, № 12. – с. 233–237.
- Третьяк А.А., Чихоткин В.Ф., Литкевич Ю.Ф., Асеева А.Е. Метод расчета осевой нагрузки и механической скорости бурения двухъярусного долота режущего типа Д-2 ВВ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – ВНИИОЭНГ, 2006, № 3. – с. 13–18.
- Третьяк А.А., Литкевич Ю.Ф., Асеева А.Е. Разработка методики расчета наработки породоразрушающего инструмента с алмазно – твердосплавным вооружением. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 12. – с. 2–5.

KEY WORDS: the shape of the face, contact resistance, area of bluntness, specific load, the axial force, the scheme of depreciation, critical speed, the speed module, instant speed, three-dimensional fracture, the work rules (drilling), excavation, rock cutting tool (ERT).

# ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ СКВАЖИН

Анализ технологических возможностей и ограничений для применения технологии в современном налоговом режиме

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. РАССМАТРИВАЯ ДАННУЮ ТЕХНОЛОГИЮ В СУЩЕСТВУЮЩЕЙ НАЛОГОВОЙ СИСТЕМЕ, НЕВОЗМОЖНО СПРОГНОЗИРОВАТЬ «ВИЛКУ СЕБЕСТОИМОСТИ» НЕФТИ

*THE MAJORITY OF FIELDS IN RUSSIA AND THE CUSTOMS UNION IS AT A LATE STAGE OF THE DEVELOPMENT. A LARGE PROPORTION OF DEPOSITS IS CONCENTRATED IN THE FLOODED FIELDS IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS. THE PROPORTION OF HEAVY OIL IN THE PRODUCTION VOLUMES IS GROWING EVERY YEAR, WHICH IN TURN REQUIRES A DETAILED STUDY OF THE ISSUE ON THE APPLICATION OF TERTIARY METHODS, INCREASE OF OIL RECOVERY. A POLYMER FLOODING IS ONE OF SUCH METHODS. THE POLYMER FLOODING IS A PROCESS OF PHYSICAL AND CHEMICAL OIL DISPLACEMENT ON THE SURFACE BY CREATING A RIM OF THE DESIRED VISCOSITY. CONSIDERING THIS TECHNOLOGY IN THE EXISTING TAX SYSTEM, IT IS IMPOSSIBLE TO PREDICT OIL COST*

Ключевые слова: *тяжелые нефти, полимерное заводнение скважин, методы увеличения нефтеотдачи, себестоимость нефти, высоковязкие нефти.*



**Павел Владимирович Химченко,** руководитель проектов, специалист коммерческого и технического сопровождения ООО «СНФ Восток», аспирант РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

## Эффективность технологии

Средняя эффективность технологии – 65–80 т дополнительно добытой нефти на 1 т закачанного полимера. Технология полимерного заводнения показывает высокую эффективность при 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 с концентрацией в среднем 0,3%.

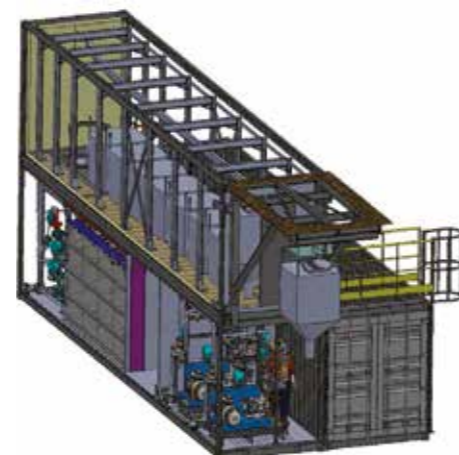
Размер закачиваемой оторочки должен составлять минимум 30% порового объема коллектора.

Исходя из опыта внедрения проектов более чем на 175 месторождениях по всему

миру, были сформированы технологические аспекты, которые должны быть учтены в процессе подготовки программы ОПР (опытно-промышленных работ):

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

Оборудование для закачки должно иметь быструю и бескислородную методику подготовки, растворения



РЕКЛАМА



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, несоблюдение 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 для предотвращения термической деструкции полимерного реагента в пласте. Реагент должен выдержать 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 и наличия 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. Более 98% проектов осуществляются на терригенных или смешанных коллекторах из-за высокой степени адсорбции в карбонатах. Но при этом есть отдельные объекты, где рассматривается целесообразность применения полимерного заводнения на карбонатных коллекторах.

Примером тому – крупнейшее по запасам нефти нефтегазовое месторождение Гафар в Саудовской Аравии, на котором в данный момент осуществляются НИОКР.

### 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 НИОКР к ОПР

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

Дабы избежать рисков в несоответствии реагента, оборудования, программы закачек, срыва сроков и т.д., следует тип возможности выбирать компанию-подрядчика, способную организовать все виды работ «под ключ».

Научно-исследовательские работы должны служить фундаментом для научно-конструкторских работ.

В свою очередь, все выполненные работы на стадии НИОКР (реологические показатели, согласование схем закачки, выбор насосного оборудования, выбор протекционных систем для раствора, выбор системы разработки, скважин

Параметр	Вчера	Сегодня и завтра
Вязкость нефти	<200 сП	<10 000 сП
Температура	<95°C	<120°C
Проницаемость	>100 мД	>10 мД
Минерализация	Низкая	<200 г/л

- Пеликан Лэйк, Сил...
- Бразилия, Ближний Восток...
- Ближний Восток
- Казахстан

и т.д.) должны быть жестко соблюдены на стадии ОПР для предотвращения нарушений в отработанном технологическом процессе.

### 7. Вязкость нефти

Вязкость нефти является одним из ключевых показателей успешности внедрения полимерного заводнения. Известно, что «формулой успеха» в полимерном заводнении (по методикам РД, IP 63) принято считать соотношение мобильности нефть-вода равное единице, но этот параметр не является ключевым при невысоких вязкостях нефти на месторождении (1-10 сП). Не стоит забывать, что при невысоких вязкостях нефти, неоднородности коллектора и высокой расчлененности разреза мы также увеличиваем охват заводнения, поэтому отбраковка многих проектов по вязкости стала панацеей без должного анализа практического применения. Безусловно, на месторождениях с невысокой вязкостью технологическая эффективность будет ниже, чем у высоковязких месторождений из-за недостижения синергетического эффекта, но такие проекты должны иметь дополнительную проработку. Реализованные проекты по миру: Нурали (Казахстан) – 0,4 – 1.7 сП, Marmul (Оман) – 9 сП, Pelican-Lake (Канада) – 1000 – 10000 сП, East Bodo (США) – 1500-2000 сП, Tambaredjo (Суринам) – 2000 – 3000 сП, Brintell (Канада) – 1000 – 4000 сП.

Учет всех вышеперечисленных факторов, проведение лабораторных исследований, опирающихся на фундаментальные знания и

накопленный статистический опыт, помогут повысить коэффициент извлечения нефти от 7 до 12%.

### 8. Нефтедобыча и современный налоговый режим

Рассматривая технологические аспекты, необходимо вникать в суть новейших законодательных инициатив и учитывать ретроспективный мировой опыт взаимодействия промышленности и власти. На данный момент в России действует система НДС. Налог является платой государству за возможность использовать полезные ископаемые и недра земли в предпринимательских целях. Порядок и уплата налога регулируется гл. 26 НК РФ, а также постановлением правительства от 29/04/2003 года № 249.

В последнее время в России развернулась дискуссия по поводу «продвинутого налога» НДС (налог на дополнительный доход, обсуждаемый с 1997 года) и НФР (налог на финансовый результат), которые планомерно встают на чашу весов с НДС. Необходимо подчеркнуть: НФР рассматривался для зрелых месторождений (Brownfield), НДС рассматривался для новых месторождений (Greenfield). По сути это два разных налога, но с одной целью. Если вопрос НДС и НФР рассмотреть глубже, то получается, что НФР — это налог на прибыль от реализации нефти. Поэтому есть предположение, что все последние инициативы, включая инициативу от 14 сентября 2016 года, будут основываться исключительно на НДС. Последний законопроект о переходе нефтяников на НДС, должен быть разработан

Министерством финансов к 1 октября 2016 года и вступить в силу в 2017 года, пишет «Коммерсант» со ссылкой на протокол совещания у вице-преьера Аркадия Дворковича. По факту налог начнет применяться с 2018 года. НДС объединит в себе часть старых инициатив по НДС, в который были включены аспекты НФР. Теперь НДС должен заменить экспортные пошлины и НДСПИ для новых месторождений и учитывать пилотные проекты на старых месторождениях, которые уже пользуются льготами. Их масштаб не превысит 2% добычи (15 млн т в год). Фактически произойдет обмен существующих льгот на НДС за счет послаблений на пилотных стадиях, что позволит отменить экспортную пошлину, которая будет переложена или в НДСПИ, или в НДС.

### Риски:

- Если с 2018 года пошлина будет отменена, компаниям придется перейти на НДС, иначе их льготы обнулится.
- НДС по месторождению или по лицензионному участку. Лицензионный участок – термин, не учитывающий геологические аспекты разработки и внедрения новых технологий. Вероятнее всего, внедрение конкретных технологий будет целесообразно и рентабельно на конкретном месторождении, а не на всем лицензионном участке.
- Объем пилотных проектов для старых месторождений может быть слишком мал для получения прибыли и дальнейших инвестиций в технологии (Минфин предлагает 10 млн тонн, нефтяники – 15–20 млн тонн).

В аспекте рассматриваемой работы, хотелось бы отметить, что бурный рост добычи сланцевых полей в США был связан как с развитием технологической составляющей, так и с налоговыми преференциями.

Таким образом, налоговые преференции должны быть не завуалированы, а конкретно рассмотрены с учетом внедрения новых технологий, которые будут способствовать увеличению падающей добычи в РФ.

### Выводы и рекомендации

Основные результаты заключения в формировании свода методических указаний и технологических требований 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 проблем

на месторождениях с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами УВ. Данные критерии помогут учесть основные трудности при формировании этапа опытно-промышленных работ и осуществлении проекта по полимерному заводнению без срыва сроков, лишних капитальных и операционных затрат на разработку.

Современный налоговый регламент должен быть рассчитан на поддержание падающей добычи в России, но, к сожалению, кроме процедурных и бюрократических моментов никаких технологических решений, которые приведут к ожидаемому финансовому результату, в нем не изложено. Одним из таких инновационных решений могла бы стать технология полимерного заводнения пластов (Polymer Flooding), с которой в странах Северной Америки удалось добиться приростов КИН в 7–12 %.

### Литература

1. Chang, H.L., 1978. Polymer Flooding Technology: Yesterday, Today and Tomorrow. Paper SPE7043 presented at the Fifth Symposium on Improved Methods for oil recovery, Tulsa, OK, April 16–19.
2. Vermolen E.C.M., Van Haasterecht M.J.T., Masalmeh S.K., Faber M.J., Boersma D.M., Gruenenfelder M., 2011. Pushing the Envelope for Polymer Flooding Towards High-temperature and High-salinity Reservoirs with Polyacrylamide Based Terpolymers. Paper SPE 141497 presented at SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Manama, Bahrain, 25–28 September 2011.
3. Барсуков Ю. Нефтяникам предложили войти в обложение. Коммерсант, №169 от 14.09.2016, С.1. Режим доступа: <http://kommersant.ru/doc/3088461>
4. Постановление Правительства РФ от 28.04.2003 N 249 (ред. от 22.04.2009) «О порядке и условиях взимания регулярных платежей за пользование недрами с пользователей недр, осуществляющих поиск и разведку месторождений в РФ».

KEY WORDS: heavy oil, polymer flooding wells, enhanced oil recovery methods, the cost of oil, high viscosity oil.

Организатор: **RAEX ЭКСПЕРТ РА**  
INTERNATIONAL GROUP OF RATING AGENCIES

# XVIII

## ГODOVOЙ ОТЧЕТ

**2015**

**КОНКУРС**  
ГODOVЫХ ОТЧЕТОВ ЗА 2015 ГОД

**РЕЙТИНГ**  
ГODOVЫХ ОТЧЕТОВ ЗА 2015 ГОД

**XIII**

**ЕЖЕГОДНАЯ ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**  
«ГODOвой отчет: опыт лидеров и новые стандарты»

**ЦЕРЕМОНИЯ**  
НАГРАЖДЕНИЯ ПОБЕДИТЕЛЕЙ

16 ноября 2016 г.



АО «ТВЭЛ»  
АО «Атомредметзолото»

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

Руководитель проекта – Юлия Барыбина  
Тел.: (495) 225-34-44 (доб. 1651), baribina@raexpert.ru

По вопросам партнерства – Мариам Яндиева  
Тел.: (495) 225-34-44 (доб. 1896), yandieva@raexpert.ru

На правах рекламы

# ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ХАЙ-ТЕК В ГЕОФИЗИКЕ: СКОЗЬ ТЕРНИИ К РЫНКУ



ПРОГНОЗЫ ЭКСПЕРТОВ И АНАЛИТИКОВ ОТНОСИТЕЛЬНО БУДУЩЕГО ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ В РОССИИ ДОСТАТОЧНО ПРОТИВОРЕЧИВЫ. ОДНИ УТВЕРЖДАЮТ, ЧТО ВСЕ САМОЕ ПЛОХОЕ УЖЕ ПОЗАДИ И ПРИ МИНИМАЛЬНОЙ ПОДДЕРЖКЕ ГОСУДАРСТВА ОТРАСЛЬ ВЫЙДЕТ НА МИРОВОЙ УРОВЕНЬ. ВТОРЫЕ ПО-ПРЕЖНЕМУ СЕТУЮТ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОТСТАВАНИЕ ОТ ЗАРУБЕЖНЫХ КОНКУРЕНТОВ. ТРЕТЬИ ВИДЯТ ЛИШЬ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ. О ТОМ, КАК СЕГОДНЯ ЧУВСТВУЮТ СЕБЯ НЕПОСРЕДСТВЕННЫЕ УЧАСТНИКИ РЫНКА И С ЧЕМ СВЯЗЫВАЮТ СВОЕ БУДУЩЕЕ, РАССКАЗЫВАЕТ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР ТНГ-ГРУПП Р.Г. ХАРИСОВ

*THE EXPECTATIONS OF EXPERTS AND ANALYSTS ABOUT THE FUTURE OF THE RUSSIAN GEOPHYSICAL INDUSTRY ARE RATHER CONTRADICTORY. SOME EXPERTS SAY THAT THE WORST TIME IS OVER, AND HAVING MINIMAL STATE AID, THE INDUSTRY WILL GO GLOBAL. THE OTHERS CONTINUE TO COMPLAIN ABOUT THE TECHNOLOGICAL INFERIORITY IF TO COMPARE WITH FOREIGN COMPETITORS. STILL OTHERS SEE ONLY THE LONG-TERM PROSPECTS. R.G. KHARISOV, CEO OF TNG-GROUP, TELLS ABOUT THE STATUS OF THE DIRECT MARKET PARTICIPANTS AND THEIR FUTURE EXPECTATIONS*

Ключевые слова: нефтесервис, новые технологии, геофизика, геологоразведка, добыча нефти.



**Ринат Гатинович Харисов**

– Ринат Гатинович, российский нефтесервис в очередной раз доказал, что делать прогнозы в нашей стране – дело неблагоприятное. Так, вместо предрекаемого несколько лет назад сервисного бума и дальнейшего уверенного роста, мы наблюдаем сокращение инвестиций в эту отрасль. Вы согласны с тем, что грядет сокращение отечественного нефтесервисного рынка?

– Принимая во внимание существующие реалии, пожалуй, да. Не лучшим образом себя чувствуют все игроки – от грандов до маленьких компаний. Halliburton и Schlumberger, к примеру, отчитались о заметном ухудшении финансовых показателей по сравнению с аналогичным периодом

прошлого года. На смену чистой прибыли пришли миллиардные убытки. Правда, эти же компании ожидают увеличения активности в нефтяном секторе и роста продаж во второй половине года, прогнозируя его на фоне увеличения вводимых в эксплуатацию буровых установок в США, а также восстановления активности в нефтегазовом секторе России и в Северном море.

У российских компаний оптимизма меньше. Конкурентоспособность сегодня определяется не владениями передовыми технологиями и высокопродуктивным оборудованием, а исключительно низкой ценой на услуги. В таких условиях речь идет не о технологическом развитии, а о выживании.

– Когда, на ваш взгляд, ситуация изменится к лучшему, и смогут ли отечественные технологии и оборудование стать достойной альтернативой иностранным образцам?

– Разговоры о будущем отечественного нефтегазового сервиса с каждым годом становятся все менее продуктивными, хотя и проблемы неоднократно озвучены, и пути их решений предложены, но дальше дискуссий дело не идет. Ситуация не изменится к лучшему без крупных и долгосрочных инвестиций, а они возможны лишь при стабильной экономической ситуации. Тогда можно ожидать развития конкурентной среды, как в американском нефтесервисе, либо консолидации разрозненных активов в крупные, оснащенные первоклассной техникой государственные компании, как в Китае. В любом случае в основе позитивных изменений будут поддержка сервисных и приборостроительных компаний, финансирование инновационных проектов.

– Пару лет назад некоторые компании вовсе говорили о планах увеличить свои доли на рынке за счет развития высокотехнологичных и как следствие высокотехнологичных направлений. У ТНГ-Групп таких планов не было?

– Почему в прошедшем времени? Переход российского топливно-энергетического комплекса от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию неизбежен. Практически все российские нефтегазодобывающие предприятия заинтересованы в повышении эффективности добычи нефти на истощенной ресурсной базе традиционных месторождений. Следовательно, нужны перспективные технологии, которые позволяют в значительной мере сократить сроки строительства скважин, повысить эффективность бурения и нефтеотдачу пластов.

Горизонтальное, глубокое наклонно-направленное бурение, ЗБС, гидроразрыв пласта, высокотехнологичный ремонт скважин, ГИС с использованием колтюбинга – это те сегменты, которые, несмотря на кризис, показывают устойчивую тенденцию к росту, и которые требуют более совершенных методов и методик



ГИС. Так что нам есть в каких направлениях развиваться.

– Вы согласны с тем, что развитие технологий происходит по экспоненте: каждый следующий год приносит больше инноваций, чем предыдущий?

– Пожалуй, да. Бурное развитие технологий в последнее десятилетие вызвало прорыв во множестве областей от мира коммуникаций до молекулярной биологии. В области разведки и добычи нефти прогресс, возможно, не настолько впечатляющий для массового сознания, но он есть.

Хай-тек в геофизике – это не роскошь, которую хочет или может себе позволить компания, причем неважно речь идет о заказчике или подрядчике услуг. Это путь, с которого нельзя свернуть, если ты движешься вперед. Для нас это аксиома. Поэтому мы не только применяем лучшее, что есть в отрасли, но и разрабатываем свое.

– Успешно?

– Да, например, разрабатываем комплексный прибор, в котором дополняют друг друга два метода исследований: ядерно-магнитный резонанс и диэлектрика. Комплексирование методов дает дополнительную информацию об исследуемом объекте, будь то нефть или вода. Прибора, аналогичного этому, в мире нет.

Другой пример – из области акустических исследований. Нами разработана технология «АКМФ», которая дает четкое представление

кровли подошвы пласта. В нефтедобывающей отрасли до сих пор отсутствуют отечественные модульные двухпакерные системы на кабеле для испытания пластов бурящихся скважин. В связи с этим совместно с Казанским федеральным университетом мы разрабатываем модульный испытатель пластов на кабеле нового поколения для исследования скважин. По сути, прибор представляет собой скважинную мини-лабораторию.

Еще одно перспективное направление – каротаж в процессе бурения. Для качественной проводки и оперативного управления бурением горизонтальных скважин сегодня используются забойные телесистемы. Модуль гамма-каротажа в их составе незаменим для управления скважиной в терригенных породах, но для получения информации в карбонатных отложениях его недостаточно. Мы хотим объединить четыре модуля: нейтронного, литоплотностного, электрического и электромагнитного каротажа. Такая система даст возможность получать информацию о скважине в режиме реального времени для оперативного управления бурением и повысить эффективность ГИС за счет исследования незатронутого внешними условиями пласта. Актуальность данного изобретения заключается в том, что на рынке отсутствуют российские многопараметрические системы для каротажа и данные модули могут с уверенностью заменить доминирующие зарубежные системы.

РЕКЛАМА

– Все ваши разработки словно ответ известным международным концернам, которые позиционируют себя в России как носители высокотехнологичных услуг.

– Можно и так сказать. Мировые сервисные гранды, предоставляя услуги, как правило, предлагают решения под ключ, и обязательным элементом решений является поставка оборудования, производимого исключительно предприятиями этих корпораций. Санкции сделали наш рынок более открытым для азиатских, прежде всего, китайских компаний.

Изменить ситуацию возможно только, предлагая заказчикам не менее качественный продукт по более низкой цене. Чем, собственно говоря, мы и занимаемся.

– Однако усилий одной компании вряд ли будет достаточно, чтобы наполнить рынок российским геофизическим хай-теком.

– Мы и не ставим перед собой такую задачу. Наши разработки – это наше конкурентное преимущество. Если ждать, когда в стране в полную

силу заработают программы по воскрешению научно-технического потенциала и появятся новейшие и доступные по цене приборы и технологии, то можно в короткое время остаться «вне игры».

Поэтому мы ищем варианты финансирования опытно-конструкторских и опытно-методических работ, изыскиваем собственные ресурсы. Удачным альянсом стало, к примеру, сотрудничество с Казанским федеральным университетом в рамках федерального гранта, вернее, двух грантов, которые мы выиграла совместно с КФУ.

В качестве примера приведу создаваемую нами аппаратуру ядерно-магнитного каротажа в сильном поле. В частности, прибор магнитно-резонансного каротажа с использованием криосистем (сверхнизкие температуры) и основанного на явлении сверхпроводимости. Информации о создании аналогов подобной аппаратуры в России или за рубежом у нас нет.

ЯМК в сильном поле, считаю, может стать ключевым методом в комплексе ГИС, поскольку позволяет определять такие ключевые параметры, как пористость общая, пористость эффективная динамическая (извлекаемые запасы), эффективная статическая (дополнительная добыча после вторичных и третичных методов добычи нефти), распределение пор по размерам (проницаемость, предельный КИН), вязкость флюида.

ЯМК в сильном поле, по существу, может произвести переворот в привычных подходах в промысловой геофизике. Высокой перспективности метода способствует и значительный набор характеристик коллекторов и насыщающих их флюидов, который по данным ядерно-магнитного

каротажа может быть определен с достаточной точностью.

– То есть, потенциал у отечественного хай-тека достаточно высок?

– Да, но его развитие сдерживает множество факторов. При нынешней конъюнктуре рынка услуги сегмента hi-cost, то есть дорогостоящие операции, все чаще остаются невостребованными. Заказчики экономят, урезаются инвестпрограммы, на ходу корректируются перспективные планы. Мы видим заметное падение объемов в бурении, порядка 20 процентов. Особенно, бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин. Соответственно происходит падение заказов на ГИС, особенно на хай-тек методы: ЯМК, МСИ, МРАЛ. За первое полугодие мы выполнили на 10 процентов больше скважинных операций, а заработали на них на 15 процентов меньше, чем в прошлом году, потому что заказывают преимущественно дешевые работы. Не лучше ситуация и в сейсморазведке. По данным аналитиков и по нашим ощущениям, загруженность сейсморазведки по России будет на уровне 56–60 процентов.

Вместе с тем помимо негативных тенденций, вызванных макроэкономическими факторами, есть глубинная траектория движения и ведет она к качественному нефтегазовому сервису. Путь отечественного хай-тека на рынок будет тернистым, но когда вкладывать в него будут готовы и государство, и недропользователи, российская геофизика сможет раскрыть свой действительно высокий интеллектуальный, технологический и промышленный потенциал. ●

KEY WORDS: oil service, new technology, Geophysics, exploration, oil production.





25 лет содействуем развитию нефтегазовой индустрии

# 14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА НЕФТЬ И ГАЗ

27–30 июня 2017

МОСКВА • МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ

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

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ

Самая масштабная в России международная выставка нефтегазового оборудования и технологий

- 652 компании - участника из 40 стран мира
- 5 национальных экспозиций: Германии, Италии, Китая, Финляндии, Чехии
- 25 424 - общее количество посетителей



13-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки

27–29 июня 2017

МОСКВА • МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"

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



Данные Свидетельства аудиторской проверки выставки MIOGE 2015

Организатор  
Группа компаний ITE



# ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ СЕРВИСНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

РАЗВИТИЕ В КРУПНЫХ МАСШТАБАХ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ОТРАСЛЕЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СТРАН МНОГИЕ ГОДЫ ШЛО ПАРАЛЛЕЛЬНО С СОЗДАНИЕМ И СТАНОВЛЕНИЕМ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ, КОМПАНИЙ, ПОДОТРАСЛЕЙ МАШИНО- И ПРИБОРОСТРОЕНИЯ ДЛЯ СЕРВИСНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА. КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ ВО МНОГОМ ЗАВИСИТ ОТ ИХ СЕРВИСА. КАКОВА СИТУАЦИЯ В НЕФТЕСЕРВИСЕ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ И ЧТО НЕОБХОДИМО ПРЕДПРИНЯТЬ ДЛЯ ПОДЪЕМА СЕРВИСНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ОТРАСЛЕЙ РОССИИ И ПОВЫШЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ КОМПАНИЙ?

*FOR MANY YEARS, THE LARGE-SCALE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS SECTORS OF THE HYDROCARBON PRODUCTION COUNTRIES HAS BEEN PROCEEDING IN PARALLEL WITH THE CREATION AND FORMATION OF SPECIALIZED ENTERPRISES, COMPANIES, SUB-SECTORS OF MECHANICAL AND INSTRUMENT ENGINEERING SPECIALIZED AT THE SERVICING OF OIL AND GAS PRODUCTION. THE COMPETITIVENESS OF THE OIL AND GAS COMPANIES LARGELY DEPENDS ON THEIR SERVICE. WHAT IS THE CURRENT SITUATION IN THE OILFIELD SERVICE AND WHAT CAN BE DONE TO IMPROVE THE SERVICING OF RUSSIAN OIL AND GAS INDUSTRIES AND ENHANCE THE COMPETITIVENESS OF COMPANIES*

Ключевые слова: сервисное обслуживание, санкции, нефтегазовая отрасль, оборудование, импортозамещение.



**Борис Андреевич Давыдов,**  
д.э.н., профессор  
Межотраслевая группа экспертов

В России зависимость компаний нефтегазовой отрасли от нефтегазового сервиса особенно ярко проявилась с принятием многочисленных санкций США, ЕС и других стран.

В конкурентных отношениях оказались, по сути, не столько добывающие российские и зарубежные компании, сколько сервисные предприятия, которые их обслуживают. Уход части иностранного сервиса с рынка России показал определенное технологическое отставание нашего сервиса. Наиболее уязвимыми оказались месторождения со сложными условиями разработки: на континентальном шельфе, с глубокими горизонтами Восточной Сибири, с необходимостью применения горизонтального бурения, гидроразрыва пласта, зарезки боковых стволов и другие, требующие выполнения квалифицированных сервисных работ.

Президент страны В.В. Путин сравнил разработку континентального шельфа с формированием в стране

высокотехнологичной отрасли высокого класса и масштаба. Очевидно, что такой отраслью (может быть, подотраслью?) является нефтегазовый сервис.

Современный российский рынок сервисных услуг, формирование которого еще не завершено, можно представить с участием трех крупных групп предприятий, которыми являются:

- специализированные автономно работающие предприятия, компании по изготовлению буровых установок, выполнению различных ремонтных работ, приборному оснащению, и др., выделившиеся из состава нефтегазодобывающих предприятий и обычно ориентирующиеся на обслуживание своих «материнских» компаний;
- сервисные компании, прежде всего геофизические, образовавшиеся на базе территориальных отраслевых организаций;
- международные сервисные компании типа Schlumberger,

Halliburton и Watherford, которые обладают современными технологиями и предоставляют практически все виды сервисных услуг.

Рынок сервисных услуг в России в нефтедобывающей отрасли может быть представлен в следующем виде (рис. 1).

В газовой отрасли доли иностранного сервиса существенно ниже, особенно в конкурирующих с Газпромом компаниях.

Подготовка новых видов оборудования, отдельных механизмов, приборов, что является конечной продукцией сервисных предприятий (компаний), во многом (нередко в основном) предопределяет уровни технико-экономических показателей предприятий нефтегазовой отрасли и, прежде всего, удельных затрат как базы для расчета цен. Переход к разработке месторождений с особо сложными геологическими условиями залегающих запасов, что часто имеет место в настоящее время, подталкивает к поиску и принятию новых решений при проектировании и конструировании технических средств, ускоряет развитие НИОКР, внедрение научных достижений.

Многие вопросы разработки сложных месторождений эффективно могут быть решены только с применением инновационных технологий, которые должны предложить научно-исследовательские организации, сервисные предприятия и соответствующие службы компаний. Например, при необходимости добычи нефти на старом месторождении известной Баженовой свиты (Западная

Сибирь) извлечь эту нефть, находящуюся в ее трещиноватостях, при современных технологиях, по оценкам специалистов, не более 2–3% запасов, а ее там содержится 150–200 млрд т. Инновационные решения требуются при разработке месторождений в морях Арктики.

При освоении новых районов с запасами нефти и газа практически всегда возникает необходимость поиска инновационных технических решений. Так происходило на заре развития нефтяной и газовой отраслей, так происходит фактически и в настоящее время.

Сервисные предприятия создают на основе использования научно-исследовательского задела элементы новой материально-технической базы развития нефтегазовой отрасли и будущих цен нефти, а далее и цен природного газа, нефтепродуктов, способствуют успехам в конкурентной среде. На цену углеводородов издержки сервиса влияют непосредственно, начиная с оценки запасов, которая по регионам и компаниям может отличаться в десятки, а то и в сотни раз, если учесть морские месторождения. Затраты на сервисные услуги, оказываемые на стадии геологопоисковых и геологоразведочных работ, и условия месторождений предопределяют оценку запасов. Так, ее величина по ExxonMobil в расчете на баррель нефти составляет 15 долларов США, в то время как, например, по Роснефти – 1,3 доллара<sup>1</sup>.

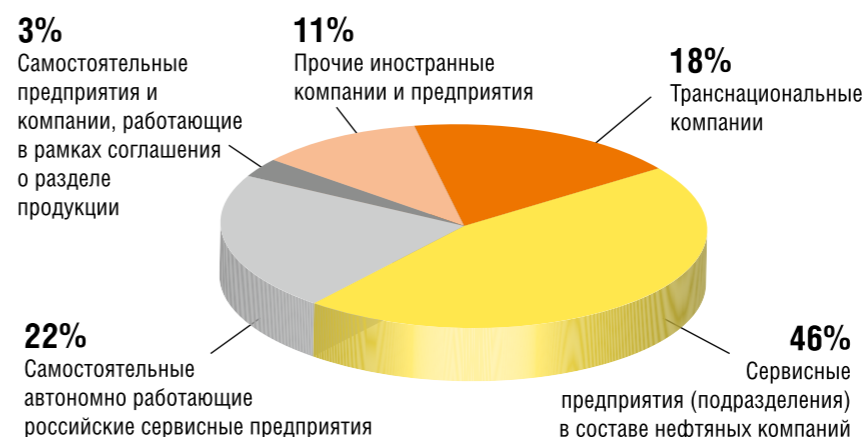
Основные недостатки в развитии нефтегазового сервиса, зародившиеся при трансформации отраслей ТЭК в

90-е годы (практически отсутствие госрегулирования, недостаточное финансирование), во многом сохранились. До сих пор во властных структурах нет четкого представления по вопросам организации и дальнейшего развития в стране сервисного обслуживания нефтяных и газовых компаний, в частности: создавать ли крупные сервисные предприятия, сколько их нужно в стране, в чьи руки они будут – государства или физических лиц (одного собственника или нескольких)? Эти вопросы, не говоря о финансовом обеспечении (особенно на начальном этапе) и взаимоотношениях с обслуживаемыми предприятиями и компаниями, давно ставшие актуальными для российского нефтегазового комплекса, требуют неотложного решения, чтобы противодействовать западным санкциям.

Предпринимаемые меры государства и самих компаний по импортозамещению, активизации сотрудничества с нейтральными (в этом отношении) странами, перенос сроков реализации наиболее капиталоемких проектов требуют значительного времени и немалых затрат, что сейчас трудно определить (по данным Минэнерго России, только для нефтедобычи необходимо замещение по 45–65 позициям сервиса).

Крупнейшие российские углеводородные компании Роснефть, ЛУКОЙЛ, Газпром, осваивающие морские месторождения, другие нефтегазовые компании форсированно занимаются и импортозамещением. Так, Роснефть запланировала достичь к 2020 г. 70% локализации выпуска оборудования для реализации шельфовых проектов, а на период до 2030 г. предусмотрела создание высокотехнологичного сервиса на базе дочерних предприятий РН-Бурение и РН-Сервис. Согласно стратегии компании до 2030 г. намечено формирование сервисного сектора мирового уровня, позволяющего без иностранного участия осваивать новые типы запасов – восточносибирских и шельфовых месторождений и другие труднодоступные запасы.

РИС. 1. Структура рынка сервисных услуг нефтедобывающей отрасли России в 2013–2015 гг. (цифры округлены)



<sup>1</sup> Газета «Коммерсант» от 9 декабря 2014 г.

Надо сказать, что в Энергетической стратегии России на период до 2030 г. и генеральных схемах развития нефтяной и газовой отраслей по существу не ставился вопрос об импортозамещении иностранных видов оборудования и приборов, которые широко применяются при разведке и разработке месторождений, особенно со сложными условиями. Таким образом, закреплялась зависимость отечественных предприятий от зарубежных поставщиков сервисного оборудования. Пробел в прогнозных документах в значительной мере восполняется подготовленной Стратегией локализации производства.

На современной стадии развития российского нефтегазового сервиса использование положительного опыта, прежде всего США и Китая, являющихся наряду с Россией мировыми лидерами в этой сфере деятельности, поможет адаптироваться к условиям, связанным с объявленными санкциями.

Характеризуя состояние нефтегазового сервиса США, активно осваивающего до принятия санкций российский рынок, стоит отметить, что данные вопросы относятся к компетенции Министерства энергетики этой страны. Акцент делается на национальные компании. В функции Министерства входит мониторинг складывающейся ситуации в области топливно-энергетического комплекса страны и мира. Власти США реализуют политику полного контроля американскими

компаниями внутреннего рынка услуг нефтегазового сервиса. Министерство поддерживает малые сервисные компании, уделяет большое внимание финансированию инновационных проектов, обеспечивающих мировое лидерство американским компаниям.

Нефтегазовый сервисный рынок США считается крупнейшим в мире. Национальные сервисные компании часто выступают в роли поглощающих на рынках других стран за счет как их современного качественного оборудования, так и довольно высокого финансового положения. Этот сервис осуществляется, в основном, своими компаниями, среди которых выделяются Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford. За более чем 70-летний период своего существования они выросли до крупнейших в мире транснациональных компаний с годовым оборотом в 15-20 млрд долларов США. Структура бизнеса американских компаний диверсифицирована, охватывает практически все виды современного сервиса. Освоение мирового рынка происходило в тесном альянсе с американскими нефтегазовыми корпорациями. Национализация данных предприятий, по сравнению с аналогичными в других странах-лидерах по добыче углеводородов, не ослабила их благодаря более высокому научно-техническому потенциалу. Мировое лидерство обеспечивается за счет значительных вложений в НИОКР (Schlumberger, например, на эти цели затрачивает более 350 млн долларов США в год, что

больше на 100 млн, чем во всех нефтяных компаниях России вместе с Газпромом), использования машиностроительных и приборостроительных мощностей, привлечения талантливых специалистов со всего мира, эффективного менеджмента и агрессивного маркетинга.

Предприятия нефтяного и газового машиностроения и сервиса США играют существенную роль в решении проблем американского военно-промышленного комплекса. В концентрированном виде это лидерство находит свое воплощение в создании сервисной техники и технологии, прежде всего для освоения ресурсов нефти и газа на шельфе, а также их сланцевых месторождений.

Государственная политика Китая – другого мирового лидера сервисного обслуживания нефтяных и газовых компаний – по реформированию, защите интересов набирающего силу сервиса и повышению его конкурентоспособности во многом реализуется корпорацией China National Petroleum Corporation. При вступлении Китая во Всемирную торговую организацию руководству страны предстояло решить две главные задачи:

- защитить свой сервисный рынок от поглощения иностранными компаниями;
- обеспечить достойное место китайским компаниям на мировом рынке нефтегазовых услуг.

С этой целью был намечен семилетний срок действия ограничительных квот в доступе иностранным сервисным компаниям на китайский рынок. За этот период нефтегазовый сервис был коренным образом реформирован. Мелкие разрозненные предприятия были укрупнены и включены в состав нефтегазовых корпораций и компаний Petro China, SINOPEC, China National Offshore Oil Corporation.

Для обеспечения конкурентоспособности сервиса государство и профильные компании вложили значительные средства и продолжают финансировать подготовку кадров, развитие НИОКР, приобретение лучших образцов западной и российской техники и технологий с последующим освоением производства аналогов на

высокотехнологичных предприятиях, в том числе оборонного комплекса. Китайские нефтегазовые компании в тендерах на услуги всегда отдают предпочтение национальному сервису. Исключение составляют разовые работы иностранных компаний с новейшими технологиями, которыми Китай пока не владеет.

Таким образом, в Китае было обеспечено решение первой задачи. Это позволило ограничить долю иностранного сервиса на китайском рынке до 2-3%. Особо следует отметить успехи Китая в развитии техники и технологий для освоения шельфа. Освоение Китаем морской техники и технологий нефтегазового сервиса было начато с участием американских компаний, а дальнейшее развитие стало обеспечиваться собственным научно-производственным комплексом CNOOC. К решению сложных проблем привлекается Академия китайского военно-морского флота.

Что касается второй задачи, то в настоящее время китайский сервис успешно конкурирует с американским на суше и море более чем в 25 странах, в том числе в России. В Китае накоплен опыт по созданию непосредственно в США своих компаний по разработке, производству и последующей поставке на родину наиболее высокотехнологичных образцов аппаратуры и оборудования для нефтегазового сервиса. В России китайская сейсмическая компания Bureau of Geophysical Prospection, например, ведет сейсморазведку месторождений в Западной Сибири.

С продлением действия санкций США, ЕС и некоторых других стран участие китайской стороны на нефтяном сервисном рынке России, судя по всему, будет существенно расширяться и по территории страны, и по видам услуг. Это связано со значительным ростом уже в ближайшей перспективе намеченных деловых и торговых операций в нефтегазовой сфере между Россией и Китаем. В денежном выражении объем поставок сервисного оборудования из Китая в Россию приблизился к объемам, поступавшим из США и Германии.

Использование положительного опыта США и Китая поможет адаптироваться к условиям, связанным с объявленными



санкциями. Однако, сколько бы они ни длились, для подъема сервисного обслуживания нефтяной и газовой отраслей России и повышения конкурентоспособности их компаний необходимо осуществить в ближайшее время ряд мер по его совершенствованию, управлению и регулированию. Основными путями совершенствования нефтегазового сервиса России могут быть следующие.

1. Ликвидация определенного технологического отставания отечественных сервисных служб, особенно при освоении сложных для разработки месторождений. Здесь основным направлением работ является дальнейшее импортозамещение с целью достижения показателей, опережающих зарубежные образцы.
2. Повышение роли государства в управлении и регулировании процессов, направленных на рост конкурентоспособности отечественных сервисных компаний и предприятий. При этом приоритетными мерами должны стать:
  - переход на долгосрочное планирование развития сервисного обслуживания нефте- и газодобычи;
  - включение вопросов подъема нефтегазового сервиса в периодически разрабатываемые энергетические стратегии страны (новая Энергостратегия должна действовать в период до 2035 г.), генеральные схемы отраслей;

- организация работ по подготовке нормативно-правовых актов, укреплению сотрудничества с соответствующими зарубежными

сервисными и добывающими предприятиями и компаниями, координации деятельности научно-исследовательских и проектно-конструкторских организаций, гармонизации российских и международных стандартов в нефтегазовом сервисе, подготовка рекомендаций по оплате труда работников сервиса с учетом доходов обслуживаемых предприятий.

- обеспечить федеральным законом первоочередной выбор отечественных сервисных предприятий при освоении российских нефтегазовых компаний; необходимо расширить практику работы предприятий сервисного обслуживания нефтегазового комплекса по долгосрочным контрактам (договорам), сократить сроки оплаты за выполненные работы и услуги.
- 3. Необходимо предусмотреть оказание государственной финансово-кредитной поддержки сервисных предприятий при проведении геологоразведочного бурения, научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, не уступающих мировым образцам.
- 4. Использование положительного зарубежного опыта, прежде всего США и Китая, являющихся вместе с Россией мировыми лидерами в этой сфере, других стран и транснациональных компаний, особенно при освоении сложных, трудноизвлекаемых запасов. ●

KEY WORDS: service maintenance, sanctions, oil and gas industry, equipment, import substitution.



# РАСШИРЕНИЕ МОРСКОГО ТЕРМИНАЛА

## Каспийского трубопроводного консорциума в Новороссийске



КОКСОХИММОНТАЖ ЗАВЕРШАЕТ РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТА РАСШИРЕНИЯ КАСПИЙСКОГО ТРУБОПРОВОДА, ВЫПОЛНИВ РЕКОНСТРУКЦИЮ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА МОРСКОГО ТЕРМИНАЛА КОНСОРЦИУМА ВБЛИЗИ НОВОРОССИЙСКА

“KOKSOKHIMMONTAZH” COMPLETES THE PROJECT OF THE EXPANSION OF THE CASPIAN PIPELINE, HAVING FULFILLED THE RECONSTRUCTION OF THE TANK FARM OF THE MARINE TERMINAL OF THE CONSORTIUM NEAR NOVOROSSIYSK

Ключевые слова: *трубопровод, резервуарный парк, морской терминал, инженерная сеть, нефтегазовое строительство.*

**Токарев Олег Владимирович,**  
Заместитель  
генерального директора  
Коксохиммонтаж

В 2001 году ЗАО «Трест Коксохиммонтаж» (КХМ) построил на Морском терминале КТК четыре вертикальных стальных резервуара емкостью 100 000 кубических метров. Это был первый опыт проектирования и строительства резервуаров такого объема, как для самого треста, так и для России в целом. Через десять лет в рамках проекта расширения ЗАО «КТК-Р» поручило КХМ выполнить комплексное развитие наземных сооружений Морского терминала. Данное развитие включает в себя превращение горной местности в условно плоскую поверхность площадью 75 гектаров; устройство автомобильных дорог длиной 18 километров; строительство комплекса производственных и

административных зданий с полной отделкой и обеспечением.— общий объем железобетона составил 14 700 кубометров; подземную прокладку 10 километров технологических трубопроводов диаметром до 1,4 метра; 18 километров инженерных сетей; 580 километров электрокабелей; устройство более 250 монолитных колодцев; монтаж 24 молниеприемников высотой с десятиэтажный дом, камер приема скребка на береговых сооружениях и множества других больших и малых сооружений, узлов, туннелей, трансформаторов, кранов, шкафов, панелей, а также строительство шести новых резервуаров с плавающей крышей емкостью 100 000 кубометров, близнецов первых четырех.

РЕКЛАМА

В июле 2011 года руководством Коксохиммонтажа были определены приоритеты, стратегия строительства, назначены ответственные руководители проекта. Была создана дирекция «Коксохиммонтаж-Новороссийск» под руководством имеющего опыт строительства первых четырех резервуаров, а также еще двух таких же резервуаров на Сахалине Сергея Владимировича Корчагина (в КХМ с 1995 года). Директором проекта назначен заслуженный строитель России Владимир Александрович Мезер (в КХМ с 1976 года). Уже к осени в состав дирекции вошли 300 высококвалифицированных сотрудников, имеющих опыт работы на других объектах треста, была построена база строителей и мобилизована спецтехника. При этом численность персонала в пиках превышала 2 000 человек.

Строительство объекта было организовано в тесном взаимодействии с Каспийским трубопроводным консорциумом. Были проведены десятки аудитов, внедрена беспрецедентная в России программа «Без происшествий и травм», применены инновационные управленческие практики и решения.

В октябре 2011 года ЗАО «Трест КХМ» приступило к земляным работам. Компания сразу же столкнулась с абсолютно справедливым протестом местных жителей против взрывных работ. Потребовалось мобилизовать дополнительные силы. В процессе производства работ заказчик и его проектный институт приняли ряд принципиальных проектных решений, необходимых в том случае, когда реальная картина по залегающим грунтам отличалась от проектной. За три года «Коксохиммонтаж» разработал миллионы кубометров грунта в том числе скальных пород, передробил и выполнил устройство миллионов кубометров насыпи. Спецтехника работала круглосуточно, чтобы нивелировать потери времени, связанные со свойствами грунтов, безопасностью и перепроектированием. Множество технических решений было принято по ночному освещению, по постоянно меняющимся временным дорогам, по местам отвалов и т.д.

Огромные усилия затрачены на строительстве инженерных сетей. Основными вызовами здесь стали поиск действующих коммуникаций, траншеи в скальных грунтах и



конструкции технологических колодцев и камер, которые в условиях девятибалльной сейсмичности превратились в бастионы, способные противостоять землетрясению. Кстати, каждое сооружение морского терминала, вплоть до самих резервуаров, несет в себе проектные решения, обеспечивающие их сейсмостойкость.

Все нефтяные резервуары емкостью 100 000 кубометров в России на сегодня (всего 14, включая новороссийские) были спроектированы, изготовлены и построены Коксохиммонтажом. Основным отличием конструкции таких резервуаров от резервуаров емкостью 50 000 м<sup>3</sup>, распространенных в нашей стране, является требование по сочетанию твердости и прочности к стали, из которой состоят несущие элементы РВС. На монтаже мы применяли немало интересных, хотя и не новых, решений, например, использование катучих подмостей, работа крана внутри резервуара. Катучие подмости заменяют строительные леса вдоль стенки резервуаров, их монтаж и перемещение значительно менее трудоемки по сравнению со стандартными лесами. Работа грузоподъемного крана внутри резервуара позволяет совмещать монтаж днища и стенки, что экономит время. Однако при этом кран «попадает в западню», находясь внутри возведенной кольцевой стены. Для его извлечения применяется другой кран. Эта «спецоперация» тщательно рассчитывается и готовится, ее выполнение связано с рисками, требует опыта и квалификации (фото с краном).

За пять лет строительства Коксохиммонтаж, обладая огромным

опытом строительства объектов разной сложности, получило дополнительные знания в плане обеспечения безопасности, организации планирования, соблюдения качества и проведения земляных работ, работ в условиях действующего предприятия, сохранения экологии. Отработано 10 000 000 человеко-часов, а общий пройденный машинами километраж, зафиксированный системой бортового мониторинга, превысил семь миллионов километров.

Подводя итоги, сделаны следующие выводы по результатам строительства:

- полностью удовлетворены требования заказчика – международного консорциума;
- построенный объект отвечает лучшим мировым стандартам и практикам;
- повышена квалификация сотрудников;
- улучшена система по созданию безопасных условий работ;
- извлечены уроки, работа над которыми повысит эффективность и конкурентоспособность организации.

На момент выпуска номера строительство завершено. Ведется отгрузка нефти, завершены комплексные испытания последней, третьей фазы строительства. А трест КХМ переместился на Ямал, Восточную Сибирь, Зауралье, Дальний Восток, Центральный регион – туда, где нужны строители, где открываются фронты новых работ, где Коксохиммонтаж нужен Родине. ●

KEY WORDS: *pipeline, tank farm, marine terminal, utility network, oil and gas construction.*



# ОБУЧАЮЩАЯ СМЕНА

## как способ достижения эффективных временных показателей бурения скважин

КАЖДОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ, СТОЛКНУВШИСЬ С ПРОБЛЕМОЙ СНИЖЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА И РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ПРОДАЖ, НАХОДИТ СВОЙ ПУТЬ: ВНЕДРЯЕТ НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИИ, ОБРАЩАЕТ ВНИМАНИЕ НА ПЕРЕДОВОЙ ОПЫТ МИРОВЫХ ЛИДЕРОВ ИЛИ СТРЕМИТСЯ СДЕЛАТЬ ЭКОНОМИЧНЫМ СУЩЕСТВУЮЩИЙ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПРОЦЕСС. КАК ОПТИМИЗИРОВАТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПРОЦЕСС В ЧАСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН?

EVERY COMPANY, FACING THE PROBLEM OF REDUCING THE PRODUCTION EFFICIENCY AND PROFITABILITY OF SALES, FINDS ITS WAY TO SOLVE IT: INTRODUCES THE LATEST TECHNOLOGY, PAYS ATTENTION TO THE BEST PRACTICES OF WORLD LEADERS AND AIMS TO MAKE THE EXISTING PRODUCTION PROCESS AS A COST-EFFECTIVE ONE. HOW SHALL THE MANUFACTURING PROCESS OF THE WELL CONSTRUCTION BE OPTIMIZED?

Ключевые слова: бурение, обучающая смена, оптимизация производственного процесса, капитальные затраты, строительство скважин.



**Волков Александр Владимирович,**  
Главный специалист планово-экономического отдела  
ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

Технологичность – это не только применение современного оборудования и проведение сложных операций, это еще и формирование особой производственной культуры, позволяющей работать эффективно.

Затраты на бурение в структуре капитальных вложений (CAPEX) нефтегазодобывающего предприятия в среднем занимают долю ~46%, и это достаточно высокий показатель. Необходимость контроля затрат на строительство скважин также объясняется тем фактом, что на протяжении последних пяти лет основные статьи расходов на бурение и капитальное строительство в России стабильно росли на 15–20% в год<sup>1</sup>.

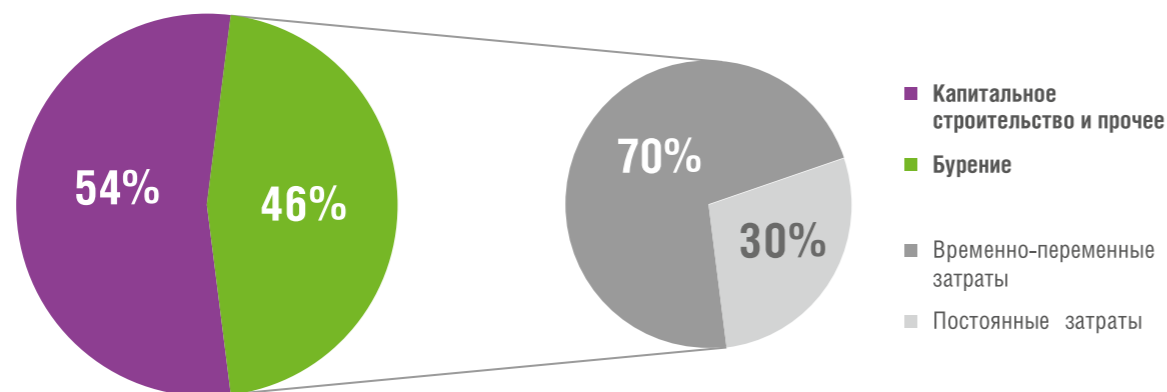
В нынешних условиях, когда цены на нефть заставляют

использовать все возможные способы сэкономить, оптимизация контроля качества выполненных работ становится универсальным инструментом, тем более эффективным, что в таком капиталоемком процессе, как бурение, около 70% затрат – временно-зависимые. И, соответственно, сокращение сроков бурения в большинстве случаев влечет за собой существенную экономию средств, повышение эффективности всего процесса нефтедобычи.

При анализе ретроспективных данных строительства разведочных и эксплуатационных скважин на месторождениях

<sup>1</sup> На основании мониторинга ценовых показателей на территории РФ в период 2011–2016 гг.

РИС. 1. Структура капитальных затрат нефтегазодобывающего предприятия



РЕКЛАМА

ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» вызвал интерес тот факт, что буровые подрядчики, работая на одном месторождении имеют отличающиеся показатели по срокам бурения скважин. При том, что на соседних кустах геологический разрез приблизительно одинаков. Более того, при бурении скважин на одной кустовой площадке бригады одного подрядчика также имеют различные временные показатели. В связи с этим, нивелируя геологические условия, доступность технических средств, различное информационное поле и другие факторы, влияющие на скорость работы буровых компаний и бригад, было допущено предположение, что в некоторой степени на срок строительства скважины влияет человеческий фактор. И чтобы стало возможным достижение лучших показателей времени строительства скважины, следует свести данный фактор к минимуму посредством повышения квалификации персонала буровых бригад.

Для решения этой нетривиальной задачи необходимо обратиться к опыту буровых предприятий, в сфере управления персоналом которых действует понятие «обучающая смена (вахта)».

### Обучающая смена

Одним из общеизвестных методов оценки эффективности бурения является составление так называемой композитной скважины. Композитная скважина строится на основе анализа фактического времени бурения типовых скважин и составляется из участков с минимальными временными показателями. Это скважина, объединяющая лучший опыт выполнения отдельных операций.

Оценивая степень воздействия человеческого фактора на производительное время бурения, обратимся к подробному анализу базы данных: на месторождении выделяем одну буровую компанию, построившую 15 скважин на 3-х кустовых площадках (кусты №№ 4, 5, 7) и при прочих равных условиях (будь то геологический разрез, буровое оборудование, наличие беспрепятственного доступа к определенному набору технических средств, удаленность от баз снабжения, идентичное информационное

РИС. 2. Доля смены в итоговом времени строительства скважин куста №4

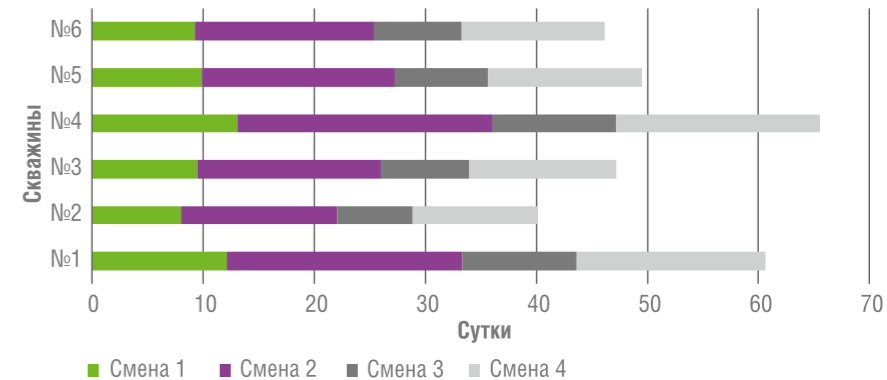


РИС. 3. Доля смены в итоговом времени строительства скважин куста №5

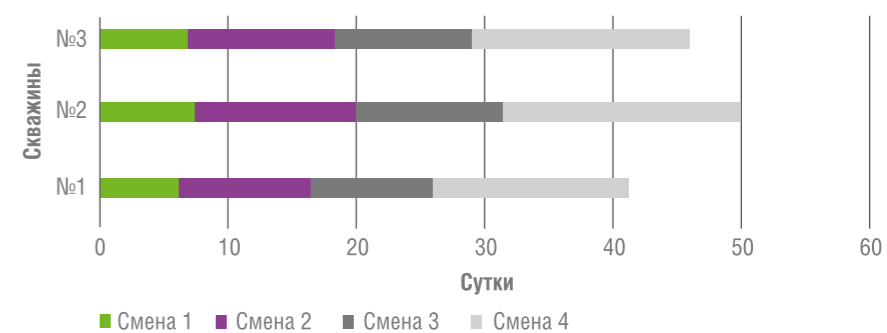
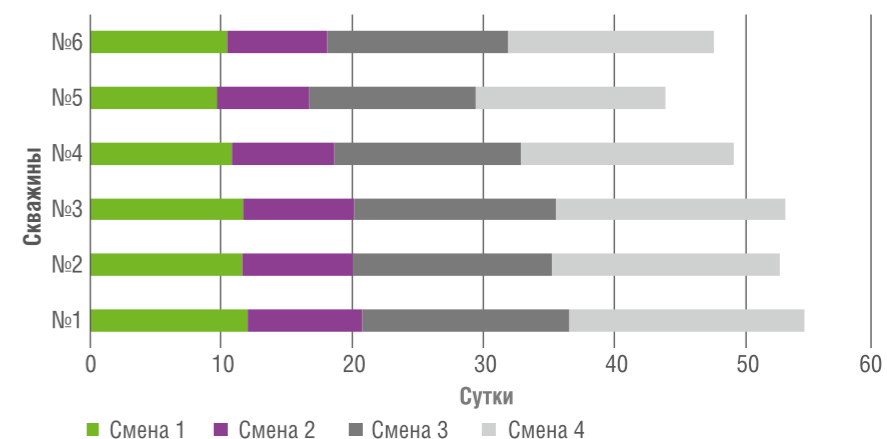


РИС. 4. Доля смены в итоговом времени строительства скважин куста №7



поле и др.) выделяем 2 буровые бригады и в каждой бригаде – по 2 смены. Получаем 4 буровых смены, имеющие различные опыт, квалификацию, мотивацию, заинтересованность, человеческий потенциал и, соответственно, различные временные показатели при бурении скважины.

На рис. 2 изображены временные показатели каждой из 4 смен при строительстве скважин куста №4. Как видно из гистограммы и, принимая во внимание проходку по скважинам, наименьшее время на выполнение конкретных операций при бурении затратила смена №3. Данный факт говорит о том, что смена №3 является

более продуктивной и обладает более совершенными навыками. И, напротив, смена №2 показала худший результат.

Анализируя кустовые площадки №5 и №7 видим, что лучший результат на кусте №5 имеет смена №1, а худший – №4; на кусте №7 лучшей является смена №2, худшей – смена №4.

В результате простое выделение передовика при строительстве скважины на основе ретроспективных данных дает нам наглядную информацию о том, что преуспевающая смена при прочих равных условиях обладает явным преимуществом в сравнении с коллегами.



На первый взгляд может показаться, что данных уже достаточно. Однако и на конкретной смене необходимо более детально рассматривать композитные показатели. Переместим фокус на уровень скважинно-операций.

Расчетные отклонения между лучшей и худшей сменами в совокупности по кустовым площадкам становятся внушительными. И чтобы понять, почему отклонения имеют место

быть, необходимо спуститься на максимально возможный детальный уровень операций при бурении, то есть анализировать раздробленные участки производственных и организационных процессов, выявлять слабые и сильные стороны смены и подвергать причинно-следственные связи тщательному сравнению.

В данном случае можно отследить наиболее явные различия между эффективной и неэффективной

сменами при бурении секции технической колонны на основании показателей производительного времени по группам: работы по проходке, вспомогательные работы, работы по креплению и ремонты по нормативам.

Из графика на Рис. 5 следует, что наибольшие отклонения замечены при выполнении операций по сплошному бурению (13,3 и 5,4 сут), ГФР (4,9 и 1,6 сут), прочим вспомогательным работам (4,5 и 2,0 сут), ремонту по нормативам (3,5 и 1,7 сут) для неэффективной и эффективной смен соответственно. Однако некоторые скважинно-операции эффективной смены не являются лучшими (СПО, Работы с КНБК, ОЗЦ). Этот говорит о том, что даже у лучшей смены существуют слабые стороны, и их необходимо усиливать.

### Экономический эффект

Принимая во внимание вышенаписанное, напрашивается необходимость моделирования двух диаметрально противоположных ситуаций, когда все скважины на месторождении бурили бы, в первом случае, только эффективные смены и, во втором случае, – только неэффективные смены. Это

позволит выявить максимально возможное отклонение и потери времени, а также, как результат, потери в финансовом выражении.

При моделировании ситуации, когда скважины на кустах бурила бы только эффективная и только неэффективная смена, получаем отклонение на кусте №4 – 21%, на кусте №5 – 36%, на кусте №7 – 22%. То есть, в среднем, неэффективная смена выполняет работу на 25% медленнее эффективной смены (нащупывается потенциал для ускорения целевых сроков строительства скважин).

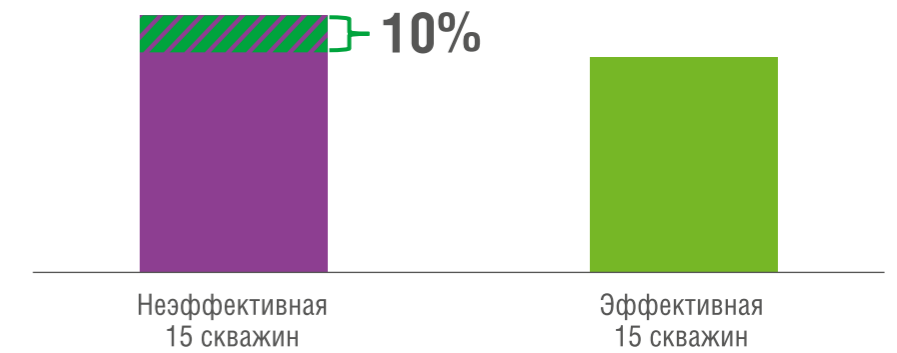
Путем финансовых исчислений приходим к тому, что в случае бурения всех 15-ти скважин на месторождении эффективной сменой, компания-заказчик потратила бы меньшую сумму финансовых средств нежели при условии, что аналогичные работы выполнялись бы неэффективной сменой. Кумулятивный эффект за период 2014–2016 гг. составил ориентировочно 10% от общей фактической стоимости бурения 15-ти скважин.

### Заключение

Приведенные выше тезисы показывают, что применение методики «обучающая смена (вахта)» исключает большие финансовые вложения и в состоянии свести к минимуму НПВ по причине человеческого фактора и неэффективное ПВ при бурении скважин путем совершенствования супервайзерского контроля



РИС. 6. Разница в стоимости бурения эффективной и неэффективной сменами 15 скважин



операций, выполняемых отдельными буровыми сменами, а также повышения культуры производства внутри компании и ретранслирования полученного опыта на подрядные организации. К тому же при корректировке контрактных условий, основанной на включении обновленных, более эффективных, временных показателей фотографии рабочего времени («технологической карты») буровой подрядчик становится заинтересован в достижении поставленных недропользователем целевых и бонусных ориентиров.

Стоит также отметить, что эффективная (обучающая) смена за дополнительную мотивирующую плату (или другой мотивирующий бонус) может передать опыт проведения конкретных операций по бурению неэффективной смене во время работы на следующих объектах. В дополнение к уже сказанному,

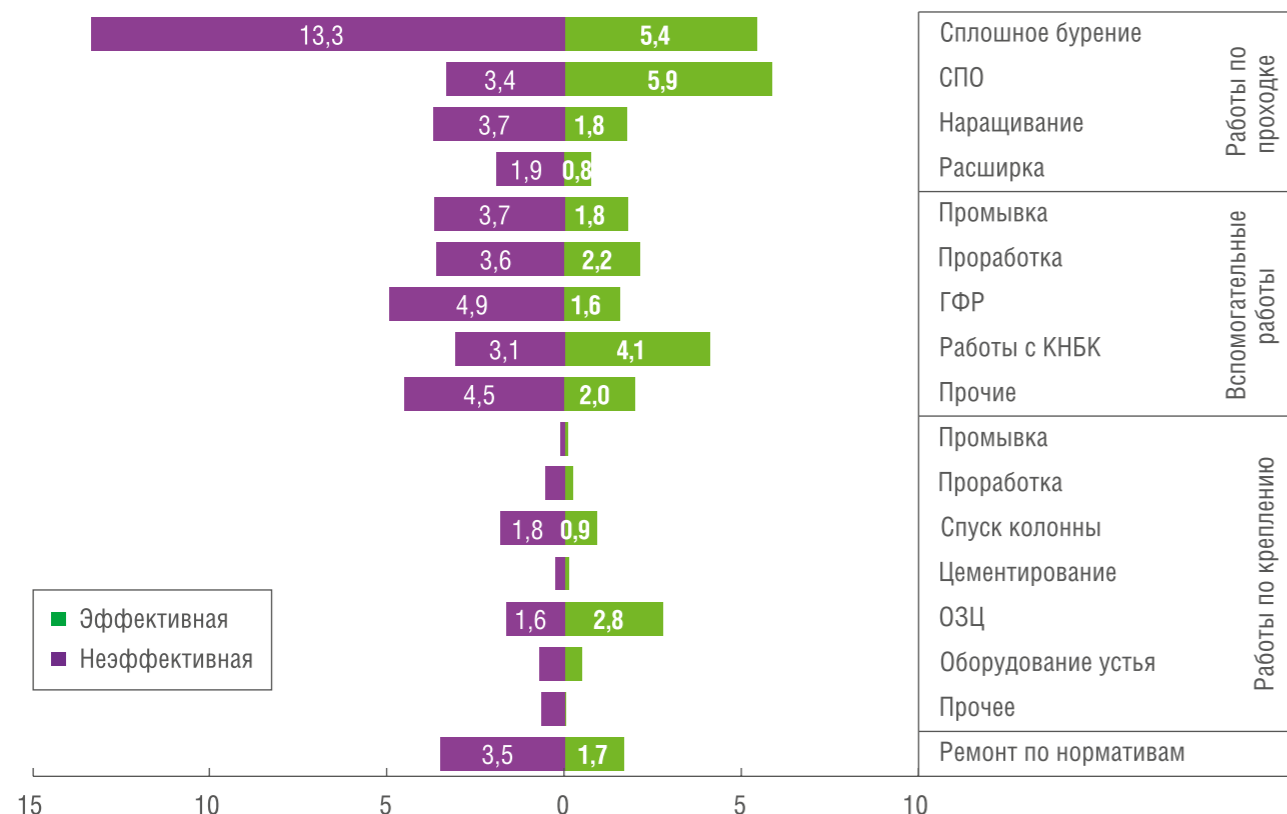
целесообразно отслеживать частоту и качество проведения состязаний и конкурсов профессионального мастерства среди буровых бригад, а также проведения показательных мастер-классов передовых смен с участием оутсайдеров.

В завершении необходимо обозначить некоторые преимущества применения вышеуказанной методики:

1. Заказчик существенно снижает затраты на строительство эксплуатационных и разведочных скважин;
2. Заказчик получает готовую скважину раньше (даже раньше законтрактованного срока), тем самым увеличивая потенциальную добычу в заданный промежуток времени и, как следствие, увеличивает потенциальный денежный поток и уменьшает эффект дисконтирования;
3. На основе стабильно высоких скоростей бурения заказчик выявляет целевой ориентир на оптимальный срок строительства скважин определенного месторождения;
4. Обостряется конкуренция среди буровых предприятий, что также служит для улучшения качества работ и большей лояльности при заключении контрактов;
5. Персонал подрядчика становится более опытным и квалифицированным, что исключает возможное НПВ по причине человеческого фактора и неэффективность.

KEY WORDS: drilling, educational change, process optimization, capital costs, construction of wells.

РИС. 5. Сравнение эффективной и неэффективной смен при бурении тех. колонны



# ОТ ЗАГОТОВКИ ДО УПАКОВКИ

## Техномаш запустил производство бурильных труб в России

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ – КЛЮЧЕВОЙ СЕКТОР РЕАЛЬНОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ РОССИИ. СЕГОДНЯ, В УСЛОВИЯХ САНКЦИОННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ, ОТРАСЛЬ ЛИШАЕТСЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОДДЕРЖКИ. ПОЭТОМУ ВОПРОС О ПРОИЗВОДСТВЕ В СТРАНЕ ОБОРУДОВАНИЯ, НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ, ВСТАЕТ ОСОБЕННО АКТУАЛЬНО. В ЭТОМ ГОДУ КОМПАНИЯ ТЕХНОМАШ, ВХОДЯЩАЯ В ГК «ХАЙЛОНГ» (HAILONG GROUP) ЗАПУСТИЛА В Г. НЕВЬЯНСКЕ (СВЕРДЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ) НОВУЮ ЛИНИЮ ПО ПРОИЗВОДСТВУ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ. О НОВОЙ ПРОДУКТОВОЙ ЛИНИЙКЕ И ТОМ, КАК РАЗВИВАЕТСЯ ПРОИЗВОДСТВО, РАССКАЗЫВАЕТ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР ЗАВОДА ЛЯН КЭВЭЙ

*OIL AND GAS INDUSTRY – A KEY SEGMENT OF THE REAL SECTOR OF THE RUSSIAN ECONOMY. TODAY, IN THE CONTEXT OF SANCTIONS, THE INDUSTRY LOSES TECHNOLOGICAL SUPPORT. THEREFORE, THE QUESTION ABOUT INTERNAL PRODUCTION OF THE EQUIPMENT NEEDED FOR THE HYDROCARBON PRODUCTION IS THE QUESTION OF THE DAY. THIS YEAR TEKNOMASH, PART OF HAILONG GROUP, LAUNCHED A NEW LINE FOR THE DRILL PIPE PRODUCTION IN NEVYANSK (SVERDLOVSK REGION). LIANG KEVEY, CEO OF THE PLANT, TELLS ABOUT THIS NEW PRODUCT LINE, AND HOW THE PRODUCTION IS DEVELOPING*

Ключевые слова: нефтяные отложения, освоение месторождений, Восточно-европейская платформа, Скифская плита.

**Лян Кэвэй,**  
генеральный директор  
компании Техномаш  
(ГК «Хайлонг»)

– Г-н Лян, этим летом компания Хайлонг запустила линию по производству бурильных труб. Чем особенно новое производство и в чем заключается процесс изготовления труб?

– Да, в июле состоялось торжественное открытие линии по производству бурильных труб с посещением председателя Правительства Свердловской области Д.В. Паслер и представителей нефтяных компаний.

Технология изготовления бурильных труб – это многостадийный процесс, который включает в себя несколько этапов: магнитопорошковая и выборочная ультразвуковая дефектоскопия концов трубы; сварка трением; отжиг зоны сварного шва; механическая обработка сварного шва; термообработка зоны сварки; взятие образцов для механических испытаний; магнитопорошковая и ультразвуковая дефектоскопия трубы; взвешивание, измерение длины и маркировка; финишная инспекция; по требованию заказчика возможно нанесение хардбендинга

и внутреннего защитного покрытия; упаковка.

Новая линия уникальна тем, что она включает в себя полный производственный цикл – от загрузки трубной заготовки до упаковки готовой продукции. Цеха оснащены самым современным оборудованием и станками.



– Где могут найти свое применение эти трубы?

– Сортамент выпускаемых бурильных труб очень широк. Это позволяет использовать их для решения самых непростых задач, в том числе в районах с разнообразными горно-геологическими условиями. Наружный диаметр трубы от 60,3 до 139,7 мм; тип высадки EU, IU, IEU; толщина стенки от 7,11 до 12,7 мм; группы прочности E, X, G, S. Все трубы соответствуют международному стандарту API 5DP.

– Сегодня любое производство должно отвечать не только технологическим нормам, но и в первую очередь быть безопасным и экологически чистым...

– Именно поэтому при организации производства его экологичности и безопасности было уделено большое внимание. На заводе установлены современные системы очистки воздуха. Замкнутые оборотные циклы использования технической воды позволяют минимизировать воздействие на окружающую среду. Автоматизированные системы управления агрегатами, механизированное передвижение материалов по технологической цепочке практически исключают ручной труд и не только минимизируют влияние человеческого фактора, но и сводят на нет негативное воздействие производственных факторов на организм человека.

– Почему для размещения производства был выбран именно этот регион?

– Наш выбор не случайно остановился на г. Невьянске. Средний Урал был определен в качестве площадки для реализации проекта по нескольким причинам. Во-первых, выгодное географическое расположение.

Продукцию из Свердловской области можно эффективно транспортировать не только в другие регионы России, но и в страны СНГ. Кроме того, из расположенного в центре страны завода, удобно осуществлять реэкспорт в Китай.

Во-вторых, само правительство Свердловской области заинтересовано в приходе в регион крупных компаний – с именем, опытом и авторитетом. В Невьянске уже создано 170 высококвалифицированных рабочих мест с высокой заработной платой. На сегодня компания «Хайлонг» реализовала два своих проекта, и сейчас ведутся переговоры о дальнейшей локализации производства.

Объем инвестиций компании «Техномаш» в 2016 году составил \$20 млн. Потребителями продукции предприятия являются ведущие нефтегазовые компании страны: Роснефть, Газпром нефть, Сургутнефтегаз, ЛУКОЙЛ, Башнефть, Газпром бурение и другие

– Вашими заказчиками являются мейджеры рынка. За счет чего продукция остается конкурентоспособной?

– Мы используем технологии, соответствующие мировым стандартам, что обеспечивает высокое качество продукции. Кроме того, Техномаш располагает большим, современным цехом, оснащенным новейшим производственным и инспекционным оборудованием. Продукция производится в соответствии со спецификациями групп прочности стандарта API. В то же время благодаря собственным исследованиям и разработкам мы имеем возможность поставлять нашим заказчикам высокотехнологичную продукцию, разработанную под их индивидуальные требования.

– Как вы строите партнерство с российскими компаниями?

– Наш проект является пилотным для российско-китайского сотрудничества. В России международный холдинг Хайлонг, специализирующийся на производстве высокотехнологичного нефтегазового оборудования и оказании нефтесервисных услуг нефтегазовым предприятиям, действует через свою единственную дочернюю структуру – компанию

Техномаш. Это партнерство для нас очень важно. Мы уже многого добились. И наш успех должен стать положительным примером, который будет воодушевлять другие компании на реализацию аналогичных проектов.

– Запуск новой линии уже не первое высокотехнологичное предприятие Техномаша. Каковы были предыдущие шаги?

– В 2012 г. мы запустили линию по нанесению внутренних покрытий ТС2000 и ТС3000 на бурильные, насосно-компрессорные и обсадные трубы. Кроме того, был введен в эксплуатацию участок по нанесению твердосплавной

наплавки хардбендинга на замки бурильных труб. Хочу отметить, что для реализации этого направления Хайлонг завозит из Китая материалы, разработанные по собственной технологии. Это жидкие и порошковые полимерные покрытия на основе модифицированной эпоксидной смолы. Такая технология позволяет увеличить ресурс работы труб и уменьшить расходы на обслуживание оборудования.

Внутреннее покрытие бурильных труб ТС2000 позволяет избежать промывов и предотвратить аварии при бурении. Внутреннее покрытие ТС3000 для НКТ увеличивает наработку НКТ и обеспечивает бесперебойную работу скважины. На многих скважинах наработка благодаря покрытию ТС3000 была увеличена в 4–5 раз.

Трубы перед нанесением покрытия проходят термическую обработку в печах отжига в течение восьми часов при температуре 400 °С, подвергаются пескоструйной обработке для очистки внутренней поверхности и создания необходимой шероховатости. В случае выявления дефектов трубы отправляются на повторную пескоструйную обработку. После нанесения покрытия все трубы проходят проверку на диэлектрическую сплошность под напряжением.

– Каковы планы компании на ближайшую перспективу?

– В 2017 г. мы планируем запустить производство толстостенных, утяжеленных труб и замков для бурильных труб. Близость к трубным заводам групп ЧТПЗ и ТМК позволяет сократить сроки поставки труб для нанесения покрытия, снизить логистические затраты, обеспечить эффективное взаимодействие между техническими службами для максимального удовлетворения потребностей заказчика. ●

Группа «Хайлонг» является ведущим поставщиком продукции для Китайской национальной нефтегазовой корпорации (CNPC), Китайской нефтехимической корпорации (Sinorec), Китайской национальной шельфовой нефтяной корпорации (CNOOC). Штаб-квартира группы находится в г. Шанхае. В группу компаний входит более 40 предприятий по всему миру, включая производственные предприятия и исследовательские учреждения по производству оборудования для нефтяных месторождений.

Первая компания группы «Хайлонг» была создана в 2002 году. В 2005 году «Хайлонг» вышла на мировой рынок и сформировала производственные и коммерческие подразделения в Северной и Южной Америке, России, Северной Африке, Европе и на Ближнем Востоке. В 2011 году группа «Хайлонг» была официально зарегистрирована на Гонконгской фондовой бирже.

Среди партнеров группы «Хайлонг» – всемирно известные нефтегазовые компании, такие как Shell, BP, ConocoPhillips, Schlumberger, Weatherford, PAM и PDVSA.

Компания Техномаш непрерывно развивается, применяет самые современные технологии, внедряет в производство достижения науки и техники и таким образом стремится удовлетворить все возрастающие потребности заказчиков. Сегодня Техномаш находится на передовом крае производства труб нефтегазового сортамента

KEY WORDS: drill pipe, complete production cycle, drilling, oil well equipment, oilfield services.

# СРОЧНЫЙ РЫНОК

## Как упростить и обезопасить работу его участников

СРОЧНЫЙ (ИЛИ ФЬЮЧЕРСНЫЙ) РЫНОК НА ПОСТАВКУ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПЫТАЮТСЯ ЗАПУСТИТЬ В РОССИИ ЕЩЕ С 2007 ГОДА. ОСНОВНЫМ ПРОИЗВОДНЫМ ФИНАНСОВЫМ ИНСТРУМЕНТОМ, ОТРАЖАЮЩИМ СУТЬ РЫНКА, ВЫСТУПАЕТ СРОЧНЫЙ КОНТРАКТ КУПЛИ-ПРОДАЖИ БАЗОВОГО АКТИВА, ПРИ ЗАКЛЮЧЕНИИ КОТОРОГО СТОРОНЫ ДОГОВАРИВАЮТСЯ ТОЛЬКО ОБ УРОВНЕ ЦЕНЫ И СРОКЕ ПОСТАВКИ. КАЗАЛОСЬ БЫ, ТАКОЙ ФОРМАТ СОТРУДНИЧЕСТВА МОГ БЫ УПРОСТИТЬ РАБОТУ МНОГИХ УЧАСТНИКОВ РЫНКА НЕФТЕПРОДУКТОВ, А ТАКЖЕ УСКОРИТЬ И УДЕШЕВИТЬ СДЕЛКИ, НО УСПЕХИ В ДАННОМ НАПРАВЛЕНИИ ЗА 9 ЛЕТ НЕВЕЛИКИ. В ЧЕМ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ ОСНОВНАЯ ПРИЧИНА ОТСУТСТВИЯ РАЗВИТИЯ СРОЧНОГО РЫНКА В НАШЕЙ СТРАНЕ, КОМУ МОЖЕТ БЫТЬ ИНТЕРЕСНА ДАННАЯ СХЕМА И КАК АКТИВИЗИРОВАТЬ МЕХАНИЗМ, РАССКАЗАЛ НАЧАЛЬНИК ОТДЕЛА МАРКЕТИНГА И БИРЖЕВОЙ ТОРГОВЛИ КОМПАНИИ «МОБОЙЛ» РИНАТ ХАНТЕМИРОВ

*THERE ATTEMPTS TO LAUNCH A FORWARD (OR FUTURES) MARKET FOR THE SUPPLY OF PETROLEUM PRODUCTS IN RUSSIA STARTING FROM 2007. THE MAIN DERIVATIVE FINANCIAL INSTRUMENT, REFLECTING THE ESSENCE OF THE MARKET, IS A FUTURES CONTRACT WITH THE CONCLUSION OF WHICH THE PARTIES AGREE ONLY ON THE LEVEL OF PRICES AND THE DELIVERY TIME. IT WOULD SEEM THAT SUCH A FORM OF COOPERATION COULD FACILITATE THE WORK OF MANY PARTICIPANTS IN THE MARKET OF PETROLEUM PRODUCTS, AS WELL AS TO SPEED UP AND REDUCE THE COST OF DEALS, BUT THERE HAVE BEEN ALMOST NO PROGRESS IN THIS AREA FOR THE PAST 9 YEARS. RINAT HANTEMIROV, HEAD OF MARKETING AND EXCHANGE TRADING DEPARTMENT OF MOBOYL COMPANY, TELLS US WHAT IS THE MAIN REASON FOR THE LACK OF DEVELOPMENT OF THE FORWARD MARKET IN OUR COUNTRY, WHO MAY BE INTERESTED IN THE SCHEME AND HOW TO ACTIVATE THE MECHANISM*

Ключевые слова: фьючерсный рынок, поставка нефтепродуктов, российский рынок нефтепродуктов, АЗС, НПЗ, нефтяные компании, ВИНК.



**Ринат Хантемиров,**  
начальник отдела маркетинга  
и биржевой торговли  
«МОБОЙЛ»

**– Ринат Римович, почему, на Ваш взгляд, срочный рынок в России не приживается?**

– Считаю, что основная причина заключается в существующих на сегодняшний день стандартах, интересных для финансистов, но не для покупателей и продавцов реального товара. Многие финансовые компании предлагают использовать срочный рынок, к примеру, для привлечения дополнительных инструментов по покупке/продаже необходимых нефтепродуктов или захеджировать (застраховать) риски неблагоприятного изменения цены нефтепродуктов, либо даже заработать высокую доходность на изменении цены нефтепродуктов. Но основная суть срочного рынка заключаются не в этом.

**– Так кому могут быть интересны срочные контракты на российском рынке?**

– Я бы выделил несколько основных групп. Первая – это владельцы АЗС, вторая – участники тендеров по закупкам для государственных нужд либо

для крупных потребителей, третья – нефтяные компании.

**– Расскажите подробнее, в чем выгода каждой группы.**

– Если говорить о первой группе, то ситуация на сегодня такова: на низком рынке конечные потребители закупают сырье необходимого объема и отправляют его на хранение, дабы обезопасить себя от возможного будущего дефицита и сохранить маржу в случае роста цен. При этом производится оплата процентов банку, стоимости хранения – нефтебазе, возникают простои вагонов. Но ведь гораздо безопаснее и выгоднее поступить по-другому. Если я – владелец АЗС и известна цена реализации (а движение цен на заправках в последние годы осуществляется, как правило, в одном направлении), то мне должно быть интересно купить контракт на поставку нефтепродуктов с отгрузкой с конкретного НПЗ в определенном месяце и по цене, не превышающей приемлемую маржу. При этом нет

РЕКЛАМА



необходимости «замораживать» деньги в товаре и платить за хранение сырья.

**– Логично. А в чем преимущество срочного контракта для второй группы?**

– При крупных закупках существует объективный конфликт интересов, когда приобретающей стороне хочется зафиксировать цены на как можно более длительный период (квартал, полгода, год), поскольку у нее есть определенный бюджет на закупку, а потенциальный поставщик может более-менее точно спрогнозировать цену лишь на ближайшие 1-2 месяца. Соответственно, поставщик либо должен заложить свой риск в цену, выходя с завышенным предложением, либо рисковать, и в случае роста цен, зачастую отказываться от поставок. Так вот фьючерсы могли бы сгладить эту проблему.

**– А что могут извлечь из фьючерсного рынка нефтяные компании?**

– Я считаю, что компаниям не обязательно реализовывать весь объем продукции, особенно в сжатые сроки при низком спросе на спот-рынке. Можно попробовать продавать срочные контракты, планируя свою реализацию и

заранее получая отгрузочные разрядки. Тем более, что для ВИНКов ситуация в чем-то аналогична условиям на АЗС – заранее известны затраты на добычу, транспортировку, переработку. Поскольку состояние мирового рынка нестабильно, можно захеджировать свою маржу через срочные контракты, как, например, сделали производители сланцевой нефти в США. В данном случае есть возможность упустить выгоду, если рынок сильно вырастет, зато в случае падения, обеспечен стабильный заработок. Особо отмечу, что покупателям/продавцам срочного контракта, как правило, нужна отгрузка продукта, а не финансовый результат от закрытия сделки.

**– Вы объяснили, как срочный рынок мог бы помочь участникам нефтяного бизнеса. Но какие шаги нужно предпринять, чтобы запустить этот механизм?**

– Для начала я бы предложил использовать поставочные (!) срочные контракты на базе действующих спотовых договоров в рамках наиболее ликвидных биржевых базисов на «Санкт-Петербургской Международной Товарно-сырьевой Бирже» (СПбМТСБ). Представленная линейка срочных контрактов могла

бы дополнить проект по запуску осенью этого года на российской бирже торгов поставочных биржевых контрактов на нефть. Такой вариант явился бы первым шагом к развитию рынка срочных контрактов в нашей стране. А его итоги могут стать наглядным примером для участников рынка нефтепродуктов.

**– В заключение, какие глобальные изменения должны произойти для активизации фьючерсного рынка на поставку нефтепродуктов?**

– Если срочный рынок будет отвечать нуждам конечных потребителей и производителей, которых сейчас на нем крайне мало, то очень быстро он станет интересен и для финансовых компаний. Но нужно идти именно по такому пути – от хеджеров к финансистам, а не наоборот, как пытаются сделать сейчас. Такой вариант не только повлияет на ускорение развития фьючерсных контрактов, но и позволит охватить как можно большее число участников рынка нефтепродуктов. ●

KEY WORDS: futures market, the supply of petroleum products, the Russian market of oil products, petrol stations, oil refineries, oil companies, vertically integrated oil companies.

# ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ ТЭК

## «ЭНЕРГО» Группа компаний получила признание заслуг в отрасли

СЕГОДНЯ ПЕРЕД ПРОМЫШЛЕННОСТЬЮ СТРАНЫ ПОСТАВЛЕНА ЗАДАЧА ИННОВАЦИОННОГО ОБНОВЛЕНИЯ. БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННЫХ МАТЕРИАЛОВ НЕЛЬЗЯ ПРЕДСТАВИТЬ НИ ОДНО СОВРЕМЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО. ЗА СЧЕТ ЧЕГО ОБЕСПЕЧИВАЕТСЯ ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ РАБОТЫ ПРЕДПРИЯТИЙ ОТРАСЛИ?

TODAY, THERE IS A TASK OF THE INNOVATIVE RENEWAL SET BEFORE THE COUNTRY'S INDUSTRY. ANY MODERN PRODUCTION CANNOT WORK USING NO ENERGY-EFFICIENT EQUIPMENT AND APPLYING NO HIGH QUALITY MATERIALS. WHAT ARE THE MEANS THAT ENSURE MANUFACTURABILITY, ENERGY EFFICIENCY AND SAFETY OF THE INDUSTRY PLAYERS?

Ключевые слова: монтажный кабель, промышленная автоматика, энергосбережение, кабельно-проводниковая продукция, топливно-энергетический комплекс.

### Елена Алифирова

Чем может гордиться компания, предлагающая рынку ТЭК, не просто новый, а инновационный продукт? «Высокой оценкой продукта у специалистов отрасли», – скажете вы, и будете правы! 25 октября, в День работника кабельной промышленности, специалисты «ЭНЕРГО» Группы компаний подводят первые итоги года. И есть чем гордиться!

Инновации сегодня – это не прихоть, а залог успеха, технологического превосходства и процветания.

Поддерживаемые правительством, отечественные специалисты должны использовать время санкций как хорошую фору. Однако удается это не всем. Ведь понятие «инновация» в наше время – это уже больше социальный, а не технологический феномен, который сочетает в себе и талант изобретателя, и познание сути бизнеса.

Важно не только придумать, но и своевременно и качественно предложить миру самое вкусное из разряда «необходимое». Для



РЕКЛАМА

осуществления инновационной деятельности необходимо наличие инновационного потенциала предприятия, который характеризуется как совокупность различных ресурсов (интеллектуальных, материальных, финансовых, кадровых, инфраструктурных и др.). От состояния инновационного потенциала зависит выбор стратегии, который можно определить как «меру готовности» выполнить поставленные цели в области инновационного развития предприятия.

Уфимская «ЭНЕРГО» Группа компаний стала известной в сфере ТЭК в 2012 году, когда инженеры научно-производственного предприятия «ИНТЕХ», входящего в структуру этой компании, заявили рынку о создании кабеля КуПе® для промышленной автоматизации.

Сегодня КуПе® – это, пожалуй, самая популярная марка монтажного кабеля в отрасли. Популярность ее закономерна, ведь продукт совместил в себе все те характеристики, которые были затребованы проектировщиками, строителями



Производство кабельно-проводниковой продукции на заводе ООО «Завод «КСТ»

и эксплуатантами отрасли. Эти требования были изучены и стали первой частью масштабного исследования. В рамках большого труда, который потребовал соответствующих инвестиций, были изучены вопросы подъема производительности, повышение технического уровня и конкурентоспособности, рационализации структуры производства, проблем ресурсосбережения, охраны окружающей среды и ужесточения требований промышленной безопасности. Целью создания кабелей КуПе® стало максимальное исключение нештатных ситуаций, упрощение строительно-монтажных работ, минимизация перекрестных помех и наводок при передаче информационных и управляющих сигналов и обеспечение стабильной работы кабелей в широком диапазоне внешних воздействующих факторов.

К изучению проблематики были привлечены эксперты научного сообщества промышленного кластера Башкортостана и других регионов, инженеры НПП «ИНТЕХ» взаимодействовали в этом вопросе с крупнейшими специалистами ведущих промышленных предприятий и специалистами кабельной отрасли.

Кабель КуПе® прошел тогда все мыслимые и немыслимые экспертизы и, подтвердив свою уникальность, был запущен в производство на вновь созданной производственной базе предприятия «Завод кабелей для специальной техники».

В 2013 году, завершив вторую часть исследования, инженеры «ЭНЕРГО» Группы компаний приступили к разработке нового продукта, который должен был заменить устаревший по всем характеристикам кабель ВВГ. Для работы над продуктом, который получил название ИнСил®, была создана отдельная материально-техническая база, увеличен кадровый состав технических специалистов, маркетологов и менеджеров. Результатом этого большого труда стало создание силового кабеля для опасных производственных объектов, который превысил по своим качественным характеристикам все созданные ранее аналоги. Продукция прошла все обязательные и добровольные экспертизы, подтверждающие высочайшее качество нового кабеля, и в декабре 2015 года был получен патент на полезную модель и свидетельство на товарный знак.

Уже в марте 2016 года новинка – кабель ИнСил® – удостоилась



золотой медали на бизнес-форуме в г. Новый Уренгой, в номинации «Успешный старт». А на недавно прошедшей в Тюмени международной выставке «Нефть и газ. Топливо-энергетический комплекс» продукция инженеров из Башкортостана была удостоена медали в номинации «За производство оборудования, обеспечивающего технологичность и энергосбережение».



Гости стенда «ЭНЕРГО» ГК на бизнес-форуме «Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу». Мэр г. Новый Уренгой - Кастогриз И.И., и ген. директор ООО «Газпром добыча Ямбург» Арно О.Б.

Независимая комиссия, в состав которой вошли представители ведущих проектных, инжиниринговых и эксплуатирующих организаций, была призвана оценить вклад компаний-участников тюменской выставки в развитие отечественного ТЭК. Комиссия заслушала презентации и доклады более чем 120 компаний из России и из-за рубежа. Среди производителей кабельно-проводниковой продукции свои изделия представили такие компании, как ООО «Импекс электро», НОВКАБЕЛ АД, ООО «ТПД Паритет», НПП «Герда» и другие. Но единственной компанией-обладателем медали за технологичность и энергосбережение среди производителей кабельно-проводниковой продукции стала уфимская «ЭНЕРГО» Группа компаний.

Эксперты конкурсной комиссии отметили преимущественные стороны кабеля ИнСил®, который, к слову сказать, включает в себя номенклатуру как для передачи и распределения электрической энергии на номинальное переменное напряжение 0,66; 0,69; 1 и 3 кВ, так и для передачи электрических сигналов управления и контроля частотой до 1200 Гц.

Кроме того, за технологичность кабеля ИнСил® говорит и тот факт, что в холодостойком исполнении он рассчитан на эксплуатацию при температуре -60°C. и ИнСил® выпускается не только в исполнении нг(А)-ХЛ,



но и в исполнениях нг(А)-LS-ХЛ; нг(А)-HF-ХЛ; нг(А)-FRLS-ХЛ; нг(А)-FRHF-ХЛ, а его прокладка, без предварительного прогрева, возможна при температуре до -35°C. Для сравнения: пПрокладка аналогичного кабеля ВВГ разрешена при t° не ниже -15°C. В теплостойком исполнении кабель ИнСил® предназначен для работы при t° до +125°C и аналогов не имеет.

Одним из самых важных показателей качества новой разработки является то, что требования ТУ 3500-002-92800518-2013 исключают отклонение фактического сечения токопроводящих жил от номинального значения. Жилы полностью соответствуют ГОСТ 22483-2012, при этом нормирована минимальная масса жил, что

исключает для производителя возможность экономии на меди за счет уменьшения сечения токопроводящей жилы ниже требований нормативов.

Оценили эксперты и тот факт, что качество нового силового кабеля подтверждено Свидетельством соответствия требованиям промышленной безопасности. Несмотря на то, что в Перечень технических устройств, подлежащих обязательной сертификации, кабельная продукция не входит, уфимские инженеры все же провели эту экспертизу, чтобы подтвердить качество кабеля ИнСил® для применения на опасных производственных объектах. Все кабели на рынке на сегодняшний день являются продукцией широкого профиля. А ИнСил® предназначен для работы в пожароопасных и взрывоопасных зонах всех классов. И этот факт подтвержден свидетельством госэкспертизы.

Таким образом, «ЭНЕРГО» Группа компаний демонстрирует свой подход к осуществлению инновационной деятельности. Совершенно очевидно, что на результат здесь работает весь потенциал интеллектуальных, материальных, финансовых, кадровых и инфраструктурных ресурсов, который позволяет команде сохранять статус лидера кабельной отрасли, занятого в технологическом перевооружении крупнейших предприятий ТЭК России. И, конечно, дает повод для гордости. ●

KEY WORDS: cable Assembly, industrial automation, energy saving, cabling and wiring products, fuel and energy complex.



Менеджеры «ЭНЕРГО» ГК знакомят гостя экспозиции с продукцией компании на международной выставке «Нефть и газ. Топливо-энергетический комплекс» в г. Тюмень

Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

18-19 апреля 2017 г.  
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

17-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2017

17-20 апреля 2017 г.  
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

# КОМПАНИЯ ЭНЕРГАЗ:

## 9 лет динамичного развития

ОСЕНЬЮ В ЭНЕРГАЗЕ ТРАДИЦИОННО ПОДВОДЯТ ИТОГИ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. КАК ВСЕГДА, ГОТОВ К ПУБЛИКАЦИИ ПОДРОБНЫЙ ОТЧЕТ, ПРИУРОЧЕННЫЙ К ОЧЕРЕДНОЙ ГОДОВЩИНЕ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ КОМПАНИИ. ОДНАКО, ОТМЕЧАЯ В 2016 ГОДУ СВОЕ ДЕВЯТИЛЕТИЕ, ЭНЕРГАЗОВЦЫ ПРИСТАЛЬНО ВГЛЯДЫВАЮТСЯ В БУДУЩЕ

EVERY AUTUMN, ENERGAZ TRADITIONALLY SUMS UP THE RESULTS OF THE PRODUCTION ACTIVITIES. AS ALWAYS, A DETAILED REPORT, TIMED TO COINCIDE WITH THE ANNIVERSARY OF THE BIRTH OF THE COMPANY, IS READY TO BE PUBLISHED. HOWEVER, WHILE CELEBRATING THEIR 9-YEAR ANNIVERSARY IN 2016, THE ENERGAZ WORKERS ARE LOOKING FOR THE FUTURE

Ключевые слова: газоподготовка, генерирующее оборудование, газовые турбины, компримирование газа, компрессорные станции.

### Станислав Барышев, журналист

Грядет 10-й год работы этого коллектива в сфере производства и поставок технологического оборудования газоподготовки для топливно-энергетического комплекса и других отраслей промышленности. С какими результатами входит ЭНЕРГАЗ в свой юбилейный год? Этот вопрос и стал поводом для статьи.

На протяжении нескольких лет мне довелось вблизи наблюдать энергазовцев в деле, ощущать их человеческий и профессиональный настрой в самых сложных ситуациях становления и развития компании. Поэтому с полным основанием могу констатировать: эта сплоченная команда вызывает искреннее уважение своей способностью сочетать коллективную волю, личное упорство и профессиональную целеустремленность. Глубокое знание производства и инженерная ответственность за качество своих проектов – эти рабочие и жизненные принципы вошли здесь в повседневную норму.

Но это только одна правда. Во многих семьях с укоризной скажут: «Дорогой мой, ты отдал ЭНЕРГАЗУ столько лет! И столько времени провел в командировках»... Как бы там ни было, но эти две жизненные правды накрепко соединились в непреложную истину: энергазовцы выбирают свое дело не только по судьбе, но и по призванию. А значит, не считаясь со временем, они всегда и везде находятся в профессиональной готовности и нацелены на качественный результат.

ЭНЕРГАЗ сложился за эти годы как профессиональная инженерная корпорация – это головное предприятие «ЭНЕРГАЗ», инженерно-производственная компания «БелгородЭНЕРГАЗ», сервисно-техническая фирма «СервисЭНЕРГАЗ».

Согласованно и эффективно действуют они под единым брендом в одном из важнейших сегментов производства и поставок технологического оборудования. Притом что каждый коллектив имеет

четко выраженные функционал, компетенцию и зону ответственности. Этим во многом объясняется их успешное сотрудничество и товарищеская солидарность.

ЭНЕРГАЗ осуществляет проектирование, производство, поставку, ввод в эксплуатацию и сервисное обслуживание модульных установок и систем газоподготовки для нефтегазового комплекса, электроэнергетики, машиностроения, химической, строительной и других отраслей промышленности.

Эта группа компаний обладает уникальным организационным и инженерным опытом, накопленным при реализации 120 проектов на территории 40 регионов России и стран СНГ. В целом, начиная с 2007 года, поставлено и введено 240 установок газоподготовки.

В итоге здесь наработана значительная практика инженерных решений по эффективному применению технологического оборудования последнего поколения на крупных электростанциях, объектах малой энергетики, автономных центрах энергоснабжения промышленных предприятий, на объектах сбора и транспортировки ПНГ, энергоцентрах собственных нужд месторождений, объектах особого назначения (испытательные стенды газовых турбин и учебные центры).

И каждый проект – это не только запись в референц-листе или лаконичный абзац в официальном производственном отчете. Это всегда событие – отдельный куплет в профессиональной поэме, которая складывается по уникальным «инженерным рифмам». В ЭНЕРГАЗе хорошо знают: без человеческой души, концентрации опыта, сил и воли, самый выдающийся технологический замысел останется лишь «неживым» листом бумаги.

Без личного профессионального проявления и максимального напряжения инженерные задумки создателей никогда не воплотятся в размеренной работе газовых турбин, не перейдут в энергию давления на транспортных газопроводах, не разольются теплом и электрической энергией к промышленным потребителям и домам людей. Именно с такой самоотдачей трудятся сегодня энергазовцы.

РЕКЛАМА

## ВЫПОЛНЕННЫЕ ПРОЕКТЫ (10'2015 – 09'2016)

Однако отдадим должное производственному отчету. В нем отмечены наиболее значимые объекты, на которых ЭНЕРГАЗ в период с октября 2015 по сентябрь 2016 года ввел в действие технологическое оборудование газоподготовки.

### Энергоцентр собственных нужд на Усинском месторождении (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)

В августе текущего года на Усинском нефтяном месторождении введен в эксплуатацию энергоцентр на базе ГТУ-ТЭЦ. Установленная электрическая мощность ГТУ-ТЭЦ составляет 100 МВт (номинальная – 125 МВт), тепловая мощность – 152,1 Гкал/ч. Генерирующее оборудование включает 5 энергоблоков ГТЭС-25ПА производства АО «Авиадвигатель», каждый из которых выполнен на основе газотурбинной установки ГТЭ-25ПА мощностью 25 МВт. Тепловую мощность выдают пять котлов-утилизаторов.

Основное и резервное топливо – попутный нефтяной газ. Необходимое качество газа в соответствии с проектными параметрами по чистоте, температуре и давлению обеспечивает многофункциональная система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ», в состав которой входят дожимная компрессорная станция (ДКС) и блочный пункт подготовки газа (БППГ).

БППГ (фото 1) предназначен для фильтрации и измерения расхода газа, укомплектован двухлинейным узлом коммерческого учета, сепаратором-пробкоуловителем и блоком фильтрации. Степень очистки газа составляет 100% для жидкой фракции и 99,8% для твердых частиц размером более 10 мкм. Дополнительный функционал – подготовка топлива для котельной собственных нужд. С этой целью БППГ оснащен узлом подогрева газа и системой редуцирования. Производительность пункта – 2 430...24 059 м³/ч.



ФОТО 1. Энергоцентр Усинского месторождения. БППГ «ЭНЕРГАЗ» в эксплуатации

После предварительной подготовки основной поток газа направляется в ДКС, которая компримирует газ до давления в диапазоне 4,5...5 МПа и подает его в турбины ГТУ-ТЭЦ. ДКС состоит из трех

компрессорных установок (КУ) винтового типа. Каждая КУ производительностью 23 794 м³/ч рассчитана на 100% нагрузку от общего объема топлива, подаваемого на энергоблоки. Расход газа корректируется двухуровневой системой регулирования.

### СКНС Талаканского месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз»)

На двух объектах Талаканского месторождения (ДНС-2 и ЦПС) проведена реконструкция компрессорных станций низких ступеней сепарации (СКНС). В рамках проекта специалисты ЭНЕРГАЗа ввели в действие две компрессорные установки низкого давления (фото 2).



ФОТО 2. Установка для компримирования низконапорного попутного газа

КУ производительностью по 3500 м³/ч сжимают низконапорный (минус 0,02 МПа изб.) попутный нефтяной газ и закачивают его под давлением 0,7 МПа в транспортный газопровод.

Очистку газа на входе в каждый компрессор выполняет высокоэффективный сепаратор (двухступенчатый фильтр-скруббер) с автоматической дренажной системой. С учетом отрицательного давления на всасывании, КУ снабжены датчиками кислорода для контроля его содержания в сжимаемом газе.

### СКНС Северо-Лабатьюганского месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз»)

ЭНЕРГАЗом также осуществлен пуск двух компрессорных установок с аналогичными техническими характеристиками и функционалом. Эти КУ (фото 3) составили основу СКНС, недавно построенной на Северо-Лабатьюганском месторождении (район ДНС-3).



ФОТО 3. КУ низкого давления в составе СКНС Северо-Лабатьюганского месторождения

## Стенды для испытаний газовых турбин (ЗАО «Невский завод»)

В Санкт-Петербурге на «Невском заводе» испытательные стенды газовых турбин оснащены новой компрессорной станцией от компании ЭНЕРГАЗ. ДКС топливного газа (фото 4) подготавливает и подает газ необходимой чистоты и температуры в испытываемые газовые турбины под давлением в диапазоне 1,5...4,3 МПа.



ФОТО 4. Оборудование газоподготовки для испытательных стендов «Невского завода»

Это оборудование газоподготовки произведено по специальному проекту и успешно функционирует в условиях разной продолжительности испытаний ГТУ и высокой интенсивности запусков и остановов.

Производительность ДКС достигает 11 000 м<sup>3</sup>/ч и контролируется двухуровневой системой регулирования: в диапазоне 15...100% – золотниковым регулированием компрессора, в диапазоне 0...15% – байпасной линией с перепускными клапанами. Блок фильтрации обеспечивает соответствие топлива установленным параметрам: содержание механических примесей в газе на выходе ДКС – не более 2 мг/кг, степень очистки от капельной влаги и твердых частиц размером более 10 мкм – 100%.

Отметим, что за последние годы специалисты ЭНЕРГАЗа оснастили компрессорными станциями стенды испытаний газовых турбин ПАО «Протон - Пермские моторы» и АО «ОДК-Газовые турбины».

## ГТУ-ТЭЦ на Центральной ТЭЦ г. Санкт-Петербург (ОАО «ТГК-1»)

На площадке ЭС-1 Центральной ТЭЦ построена ГТУ-ТЭЦ на базе двух современных энергоблоков суммарной электрической мощностью 100 МВт, тепловой – 100 Гкал/час. В составе каждого блока – газотурбинная установка Siemens SGT-800 и водогрейный котел-утилизатор.

Компания ЭНЕРГАЗ подготовила к эксплуатации ДКС для компрессирования и подачи топливного газа в турбины ГТУ-ТЭЦ под рабочим давлением 3,3 МПа. В составе этой компрессорной станции три КУ производительностью по 2,655 кг/с (фото 5).



ФОТО 5. Дожимная компрессорная станция для ГТУ Центральной ТЭЦ Санкт-Петербурга

ГТУ-ТЭЦ в Санкт-Петербурге стала 60 энергогенерирующим объектом, где применяется оборудование газоподготовки «ЭНЕРГАЗ». Единичная электрическая мощность турбин на этих энергоблоках представлена диапазоном от 3,5 до 175 МВт, суммарная же мощность превысила 4 200 МВт.

## СКНС Алехинского месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз»)

В составе СКНС Алехинского месторождения (район ЦПС) действуют четыре компрессорные установки низкого давления (фото 6), поставленные и введенные в эксплуатацию ЭНЕРГАЗом. Эти КУ производительностью по 7 тыс. м<sup>3</sup>/ч осуществляют доочистку, сжатие и закачку нефтяного газа в транспортный газопровод под давлением 1,7 МПа.



ФОТО 6. Модернизированные КУ на СКНС Алехинского месторождения

Ранее единственным источником низконапорного ПНГ для СКНС был цех подготовки и перекачки нефти. Теперь для сбора и компрессирования газа от других объектов проведена модернизация КУ. Реконструирована система входных газопроводов с монтажом переключающей арматуры и датчиков давления, модифицированы система автоматизированного управления нижнего уровня (САУ КУ) и САУ верхнего уровня, разработано и установлено новое программное обеспечение.

## ПРОЕКТЫ НА СТАДИИ РЕАЛИЗАЦИИ

В настоящее время на различных стадиях готовности к пуску (поставка, монтаж, пусконаладка, испытания) находятся еще 44 установки подготовки и компрессирования газа.

**Энергоцентр «Ярега» («ЛУКОЙЛ-Коми»).** Для энергоцентра, строящегося на Ярегском нефтетитановом месторождении, ЭНЕРГАЗ поставил и готовит к эксплуатации САУ газоснабжения и систему комплексной газоподготовки (ДКС и БППГ). Это оборудование обеспечит топливным газом ГТУ-ТЭЦ электрической мощностью 75 МВт и тепловой – 79,5 Гкал/ч.

**Испытательный стенд АЛ-31СТ («УМПО»).** На стенде проходят эквивалентно-циклические испытания газотурбинных двигателей АЛ-31СТ. В рамках модернизации объект будет оснащен дожимной КУ, предназначенной для снабжения газогенератора испытываемых турбин газом с установленными параметрами по давлению, расходу и температуре.

**Восточно-Уренгойский лицензионный участок («Роснефть»).** На площадке УКПГК будет функционировать многомодульная установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ». УПТГ, состоящая из 8 блоков, обеспечит газоснабжение более 10 объектов. Это газотурбинная электростанция, установка низкотемпературной сепарации, котельная, установка стабилизации конденсата, ДКС низконапорных газов, установка регенерации метанола и др.

**ГТЭС Южно-Нюрымского м/р («Сургутнефтегаз»).** На строящейся газотурбинной электростанции собственных нужд готовится к монтажу ДКС ангарного типа. Компрессорная станция служит для подготовки и подачи попутного нефтяного газа в турбины энергоагрегатов «Урал-4000» производства АО «Авиадвигатель».

**ТЭЦ «Восточная», Владивосток («РАО ЭС Востока»).** Газотурбинный энергоблок новой станции, созданный на базе трех ГТУ LM6000 PF Sprint (GE Energy), оснащается системой газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» (фото 7). Технологическое оборудование включает 3 двухступенчатые КУ, блочный пункт подготовки газа и газовый ресивер.



ФОТО 7. Система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» установлена на площадке ТЭЦ «Восточная»

**Восточно-Мессояхское м/р («Газпромнефть-Развитие»).** Здесь ЭНЕРГАЗ выполняет сразу два проекта: 1) на ЦПС готовятся к вводу 2 КУ для компрессирования попутного газа концевой ступени сепарации и газа из сеноманской воды; 2) в составе ГТЭС месторождения предпусковую подготовку проходит установка подготовки топливного газа, состоящая из 4 КУ ангарного типа.

**Советское и Вахское м/р («Томскнефть»).** На установках предварительного сброса воды (УПСВ-3 и УПСВ-4) запускаются вакуумные компрессорные станции (фото 8). ВКС предназначены для сбора и транспортировки низконапорного ПНГ. Ранее ЭНЕРГАЗ ввел в эксплуатацию аналогичное оборудование на УПСВ-5 и УПСВ-9.



ФОТО 8. Вакуумная КС в составе УПСВ-4 Вахского месторождения

**Могилевская ТЭЦ-1 («Могилевэнерго»).** Станция модернизируется с возведением современной парогазовой установки. Подготовку топлива для ПГУ будет выполнять пункт подготовки газа (фото 9), состоящий из системы фильтрации, двух компрессорных установок и подземного резервуара для сбора конденсата и шлама.

**Пяяхинское м/р («ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»).** Для работы в составе компрессорной станции нефтяного газа ЭНЕРГАЗ поставил и готовит к вводу девять КУ различного функционального назначения и типа (винтовые, поршневые). Это оборудование обеспечивает сжатие и транспортировку ПНГ 1-й и 2-й ступеней сепарации от УПН, газа от концевой сепарационной установки, а также газа дестанизации конденсата.



ФОТО 9. Пункт подготовки газа обеспечит топливом ПГУ Могилевской ТЭЦ-1





ФОТО 10. Многофункциональная СПГ для центра энергоснабжения ОАО «Ангстрем-Т»

**Энергоцентр завода микроэлектроники «Ангстрем-Т».** В Зеленограде на площадке научно-производственного комплекса АО «Ангстрем-Т» построен собственный центр энергоснабжения – автономная газопоршневая электростанция и котельная. Топливо будет поступать через многофункциональную систему подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 10), которая объединяет входной блок фильтрации, пункт учета газа, систему тонкой очистки и ДКС.

**ТСЖУ Большехетской впадины («ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»).** Транспортная система жидких углеводородов с месторождений Большехетской впадины оснащена КС низкого давления для компримирования и закачки в газопровод попутного газа, поступающего с концевой сепарационной установки. Ведется подготовка оборудования к испытаниям в составе объекта.

**ТЭЦ Национального исследовательского университета «МЭИ», Москва.** ЭНЕРГАЗ принимает участие в реконструкции ТЭЦ МЭИ. В рамках этого проекта будет построена ПГУ мощностью 10 МВт. Для обеспечения нового парогазового энергоблока газовым топливом на эксплуатационную площадку доставлена компрессорная установка.

**ГТЭС Верхнеколик-Еганского м/р («Роснефть»).** На месторождении возводится газотурбинная электростанция мощностью 24 МВт. Очистку, сжатие и подачу ПНГ в турбины будет осуществлять установка компримирования топливного газа «ЭНЕРГАЗ». УКТГ размещается в отдельном здании, включает систему газоподготовки и компрессорный блок, состоящий из четырех КУ.

**Учебный центр ОАО «Сургутнефтегаз».** В составе тренажерного полигона будет функционировать компрессорная установка-симулятор, предназначенная для компримирования атмосферного воздуха в целях демонстрации технологических процессов при сборе и трубопроводном транспорте газа. КУ может действовать в двух режимах – обучение и экзамен.

Добавим также, что в группе компаний ЭНЕРГАЗ значительно наращивается объем плановых работ по комплексному техническому обслуживанию установок и систем газоподготовки, дожимных компрессорных станций и пунктов подготовки топливного газа.

## РАЗВИТИЕ СЕРВИСА

По состоянию на 1 августа 2016 года общая наработка действующих установок «ЭНЕРГАЗ» составила 6 818 000 часов. Естественно, что для нормальной эксплуатации и полной выработки ресурса технологического оборудования требуется своевременное сервисное обслуживание, а также, при необходимости, модернизация, доукомплектование, текущий или капитальный ремонт.

В группе ЭНЕРГАЗ эти обязанности выполняет сервисно-технический дивизион, созданный еще в 2008 году. Только за прошедшие 12 месяцев мобильные группы специалистов «СервисЭНЕРГАЗа» осуществили более 40 выездов для проведения сервисных мероприятий на различных объектах, включая удаленные и труднодоступные (Крайний Север, Дальний Восток и др.).

В текущем году открыто новое направление – реализуется Программа по предоставлению услуг долгосрочного сервиса. Заключены первые длительные контракты (сроком на 36 месяцев) на проведение послегарантийного ТО установок подготовки и компримирования газа.

Ширится признание квалификации и инженерного опыта энергетиков со стороны заказчиков. Помимо техобслуживания установок, поставленных ЭНЕРГАЗом, «СервисЭНЕРГАЗ» все чаще приглашается для комплексного сервиса на оборудовании других поставщиков и производителей.

Так, нынешним летом выполнены работы на трех КУ (поставка «НОЭМИ»), действующих в составе компрессорной станции №4 «Западный Тэбук» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Также проведено комплексное обслуживание пяти газодожимных установок (поставка «НОЭМИ» и НПК «Уникмаш»), функционирующих на трех объектах ТПП «Покачевнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – это вакуумная компрессорная станция №4, газовая компрессорная станция, газотурбинная электростанция.

\* \* \*

Предстоящий 10-й год своей производственной биографии энергетиков связывают с дальнейшим укреплением сотрудничества. И через эту публикацию передают свой искренний профессиональный привет и большую благодарность всем коллегам и партнерам за совместный труд по развитию энергетики и нефтегазовой отрасли нашей страны. ●

KEY WORDS: *the gas treatment, power generation equipment, gas turbines, gas compression, compressor station.*

**ЭНЕРГАЗ**  
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

## ПРИЧУДЛИВАЯ ПРИВАТИЗАЦИЯ БАШНЕФТИ

NZZ

Беньямин Трибе

Растущая дыра в бюджете приводит в России к такой «приватизации», которая является полной противоположностью этого слова. Даже во времена дорогой нефти Москве тяжело давалось сокращение господства государства в экономике, потом условия ухудшились. Но при низкой цене на нефть российский бюджет страдает. Роснефть всегда была заинтересована в покупке Башнефти, но сама возможность участия концерна в приватизации



вызывала немало споров в кремлевских кругах. С помощью нынешней схемы государство не только «не ослабит свой контроль над стратегически важной нефтяной отраслью, но и получит деньги в бюджет, – возможно, даже больше, чем заплатили бы иностранные или частные концерны вроде Лукойла.

Между тем Башнефть стала преимущественно государственной только в 2014 г., после того как главный акционер В. Евтушенко попал в поле зрения следователей и отказался от своих долей.

## ВСТРЕЧА ОПЕК В АЛЖИРЕ: ПИАР-ТРЮК ИЛИ РЕАЛЬНЫЕ ДОГОВОРЕННОСТИ?

Handelsblatt

Ханс-Петер Зибенхаар

Страны ОПЕК договорились о сокращении уровня добычи нефти на сырьевых рынках. На фоне сообщений о достигнутых в Алжире договоренностях нефть подскочила



в цене. Однако вопрос о том, реализует ли ОПЕК в конечном итоге достигнутые договоренности, остается открытым. В прошлом страны картеля ловко использовали заявления и слухи для того, чтобы подстегнуть рост цены на нефть, не меняя при этом проводимую политику.

Цена на нефть имеет весомый политический компонент. Иран хочет расширить свое политическое влияние в регионе от Сирии и Ирака до Йемена. Для этого ему требуется больше денег, а значит и увеличение объемов добычи нефти.

Саудовская Аравия и страны Залива намерены не допустить расширения влияния Ирана. Поэтому для богатых членов картеля более низкая цена на нефть имеет больше смысла, чем разумный в экономическом плане ценовой уровень, достигнутый в результате сокращения объемов добычи. Сегодня ОПЕК является конгломератом противоречащих друг другу интересов.

## РОССИЯ ВЕДЕТ ГЕОПОЛИТИЧЕСКУЮ ИГРУ С ПОМОЩЬЮ ГАЗПРОМА

FT FINANCIAL TIMES

Нил Бакли

Критики российского проекта газопровода «Северный поток-2» говорят, что он повысит зависимость Европы от российского газа, ограничит конкуренцию, нанесет ущерб экономике стран-транзитеров. Но есть и сторонники – пять крупных европейских компаний, которые должны были

участвовать в его строительстве. А также высокопоставленные немецкие политики, в том числе, по-видимому, канцлер А. Меркель. Они говорят, что «Северный поток-2» «устранит риски транзита» (эвфемизм, означающий, что он позволит экспортировать российский газ в Европу в обход Украины). Сторонники уверяют, что «Северный поток-2» будет эффективнее и поспособствует росту конкуренции.



В августе антимонопольная служба Польши заявила, что заблокирует проект, поскольку он укрепит господство Газпрома в Центральной Европе. «Пять европейских партнеров отказались от планов приобретения по 10% акций консорциума «Северный поток-2». Тогда Газпром заявил, что «Северный поток-2» в качестве его филиала выполнит работы сам, а европейские партнеры найдут способ «внести вклад».

Сегодня Газпром рассматривает возможность прокачки газа через Турцию и трудно считать «Северный поток-2» чем-то, кроме геополитической игры.

Похоже, цель проектов Газпрома – лишить Украину роли транзитера российского газа. ●

# К ГЛУБОКИМ ГОРИЗОНТАМ

## Нефтегазоносность больших глубин и перспективные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в глубоководных горизонтах на территории РФ

В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ В ПРЕДЕЛАХ КРУПНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ МИРА ОСУЩЕСТВЛЕНО БУРЕНИЕ РЯДА ГЛУБОКИХ И СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН, КОТОРЫЕ ДАЛИ БОГАТЕЙШИЙ МАТЕРИАЛ КАК ТЕОРЕТИЧЕСКОГО, ТАК И ПРИКЛАДНОГО ХАРАКТЕРА. В СТАТЬЕ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ГЛУБИННОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПОКАЗАНЫ ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ЕЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ В ЗЕМНОЙ КОРЕ. ОЦЕНЕНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ГОРИЗОНТОВ НЕДР ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ РФ

IN RECENT YEARS, WITHIN THE MAJOR OIL AND GAS PROVINCES OF THE WORLD DRILLED A NUMBER OF DEEP AND ULTRADEEP WELLS, WHICH GAVE A WEALTH OF MATERIAL, BOTH THEORETICAL AND APPLIED CHARACTER. THE ARTICLE BASED ON THE ANALYSIS OF RESEARCH RESULTS OF DEEP OIL AND GAS POTENTIAL SHOWS THE MAIN FEATURES OF THE LAWS OF ITS DISTRIBUTION IN THE EARTH'S CRUST. EVALUATED THE PROSPECTS OF OIL AND GAS POTENTIAL OF DEEP HORIZONS OF RUSSIA'S MAJOR OIL AND GAS PROVINCES

Ключевые слова: аккумуляция, большие глубины, генерация, глубокие скважины, коллектор, миграция, органическое вещество, перспективы, углеводороды, флюидоупор.

**Керимов Вагиф Юнус оглы,**  
д.г.-м.н.,  
заведующий кафедрой,  
профессор  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени  
И.М. Губкина

**Осипов Александр Викторович,**  
доцент, к.г.-м.н.,  
заместитель заведующего  
кафедрой  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени  
И.М. Губкина

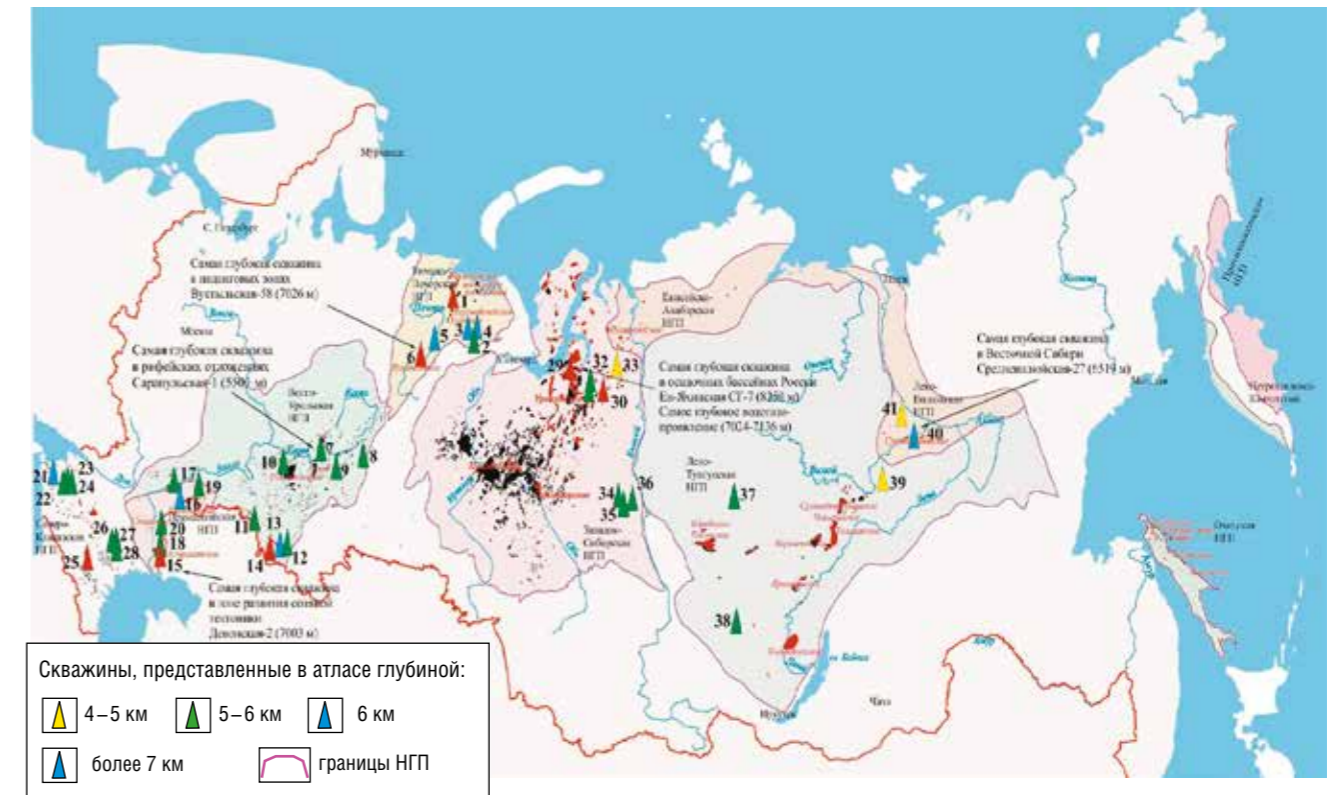
В последние годы наблюдается тенденция к снижению как количества вновь открытых месторождений углеводородов (УВ), так и объема приращенных запасов. В соответствии с энергетической стратегией РФ на период до 2030 г. освоение углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей и северных территорий России призвано сыграть стабилизирующую роль в динамике добычи нефти и газа, компенсируя ее возможный спад в традиционных нефтегазодобывающих районах страны. Однако реализация этих проектов связана с крупными капиталовложениями в добывающую и транспортную инфраструктуру. Наряду с этим, учитывая хрупкость арктических экосистем, суровые климатические условия и труднодоступность этих регионов, многократно возрастают затраты на мероприятия по предотвращению экологических рисков и рекультивации территорий. Все эти факторы сильно снижают рентабельность и конкурентоспособность арктических проектов, переводя во многом проблему их реализации из экономической плоскости в политическую.

Вместе с тем значительные ресурсы нефти и газа могут быть еще разведаны и в старых нефтедобывающих районах. На основе использования инновационных технологий и нестандартных подходов возможно способствовать максимально долгой и рациональной эксплуатации разведанных месторождений. Изучение нефтегазоносности больших глубин (более 4,5 км) является одним из таких перспективных направлений.

На территории России и стран бывшего СССР целенаправленные геологоразведочные работы (ГРР) на глубоководные горизонты недр проводятся с 60-х гг. прошлого столетия.

По результатам проведенных работ (рис. 1) на глубинах более 4,5 км был открыт ряд месторождений нефти и газа (рис. 2) в Прикаспийской впадине (Тенгиз, Карачаганакское), в Предуральском прогибе (Акобинское), в Днепровско-Донецкой впадине (Западно-Березовское, Свиридовское и др.), в Предкавказье (Андреевское, Ханкальское) и Закавказье (Шах-Дениз, Бахар) и др. Однако в целом эффективность ГРР на глубоководные

РИС. 1. Схематическая карта расположения глубоких и сверхглубоких скважин в основных нефтегазоносных провинциях (НПП) России [13]



**Условные обозначения:**

**Тимано-Печорская НПП:** 1 – глубокая параметрическая скважина Колвинская (7057 м), 2 – поисковая скважина Кочмеская-3 (5629 м), 3 – поисковая скважина Кочмеская-5 (6262 м), 4 – Поисковая скважина Кочмеская-6 (6726 м), 5 – опорная скважина Тимано-Печорская (6903 м), 6 – поисковая скважина Вуктыльская-58 (7026 м);

**Волго-Уральская НПП:** 7 – параметрическая скважина Сарапульская-1 (5503 м), 8 – параметрическая скважина Аракаевская-1 (5207 м), 9 – параметрическая скважина Восточно-Аскинская 1 (5006 м), 10 – параметрическая скважина Новоелховская-20009 (5881 м), 11 – параметрическая скважина Песчаная-20 (5701 м), 12 – поисковая скважина Акобинская-171 (5331 м), 13 – параметрическая скважина Нагумановская-1 (6007 м), 14 – параметрическая скважина Вершиновская-501 (7005 м);

**Прикаспийская НПП:** 15 – поисково-параметрическая скважина Черная Падина-1 (5919 м), 16 – параметрическая скважина Упрямовская-1 (6500 м), 17 – параметрическая скважина Александровская-9 (5502 м), 18 – параметрическая скважина Володарская-2 (5974 м), 19 – параметрическая скважина Девонская-2 (7003 м), 20 – параметрическая скважина Прибаскунчакская-1 (5000 м);

горизонты была низкой. Связано это в первую очередь с несоответствием методологических и технологических подходов, применяемых при геолого-поисковых работах на больших глубинах. В итоге в последнее время наблюдается снижение активности изучения глубоководных отложений и как следствие объемов глубокого и сверхглубокого бурения в пределах РФ.

Решение задач рационального освоения перспективных горизонтов, залегающих на больших глубинах, заключается в полноте и поэтапности прогнозирования

нефтегазоносности на основе проведения комплекса исследований, включающего оценку влияния термобарических условий на формирование нефтегазоносности, прогнозирование изменения свойств пород-коллекторов, оценку надежности пород-флюидоупоров и степени сохранности залежей, установление особенностей формирования природных резервуаров на больших глубинах и др.

На больших глубинах, в областях высоких давлений и температур, сохраняются все условия для

**Северо-Кавказская НПП:** 21 – параметрическая скважина Левкинская-250 (6755 м), 22 – поисковая скважина Кошехабльская-11 (5566 м), 23 – поисковая скважина Кошехабльская-15 (5750 м), 24 – поисковая скважина Кошехабльская-17 (5656 м), 25 – параметрическая скважина Бурунная-1 (7501 м), 26 – параметрическая скважина Калининская-1 (5503 м), 27 – поисковая скважина Калининская-2 (5802 м), 28 – параметрическая скважина Цекертинская-8 (5138 м);

**Западно-Сибирская НПП:** 29 – сверхглубокая параметрическая скважина Ен-Яхинская (СГ-7) (8250 м), 30 – сверхглубокая скважина Тюменская (СГ-6) (7502), 31 – поисковая скважина Уренгойская-414 (5500 м), 32 – параметрическая скважина Самбургская-700 (5505 м), 33 – параметрическая скважина Туколандо-Вадинская-320 (4521 м), 34 – параметрическая скважина Восток-1 (5010 м), 35 – параметрическая скважина Восток-3 (5002 м), 36 – параметрическая скважина Восток-4 (5100 м);

**Лено-Тунгусская НПП:** 37 – параметрическая скважина Аргишская-273 (4200 м), 38 – поисковая скважина Ковинская-1 (5006 м), 39 – параметрическая скважина Ыстанакская-2180 (4201 м);

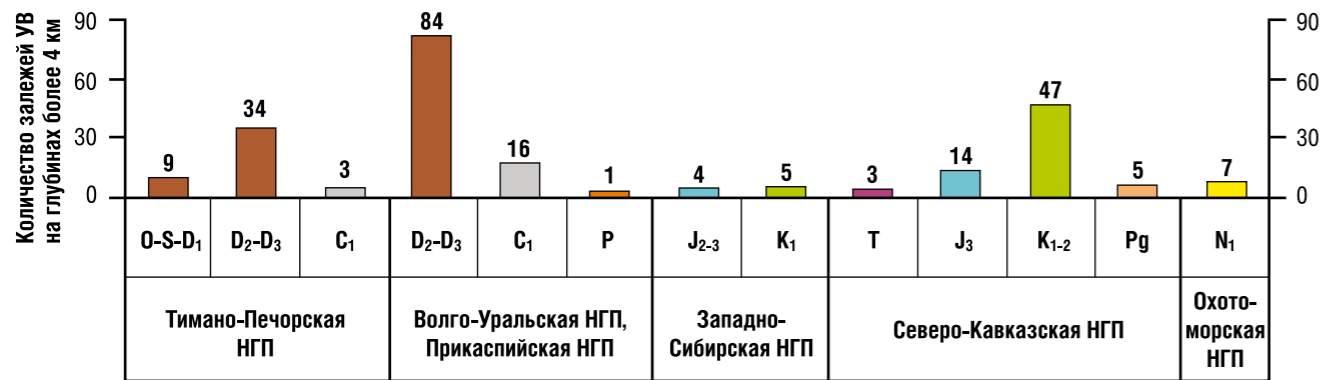
**Лено-Вилуйская НПП:** 40 – глубокая поисковая скважина Средневилуйская-27 (6519 м), 41 – поисковая скважина Хоромская-421 (5150 м)

процессов нефтегазообразования: по ряду исследований установлено, что в некоторых скважинах на глубинах свыше 7 км в породах присутствует «незрелое» органическое вещество (ОВ). К примеру, кероген триасовых отложений в скважине «Агипс Каноника» в Германии, где на глубине более 7 км пластовые температуры превышают 200°C.

Однако генерация УВ на больших глубинах значительно отличается от таковой на малых. С целью анализа закономерностей изменения степени катагенеза ОВ пород при погружении

УДК 552.08

РИС. 2. Размещение залежей нефти и газа на глубинах более 4 км в нефтегазоносных провинциях России

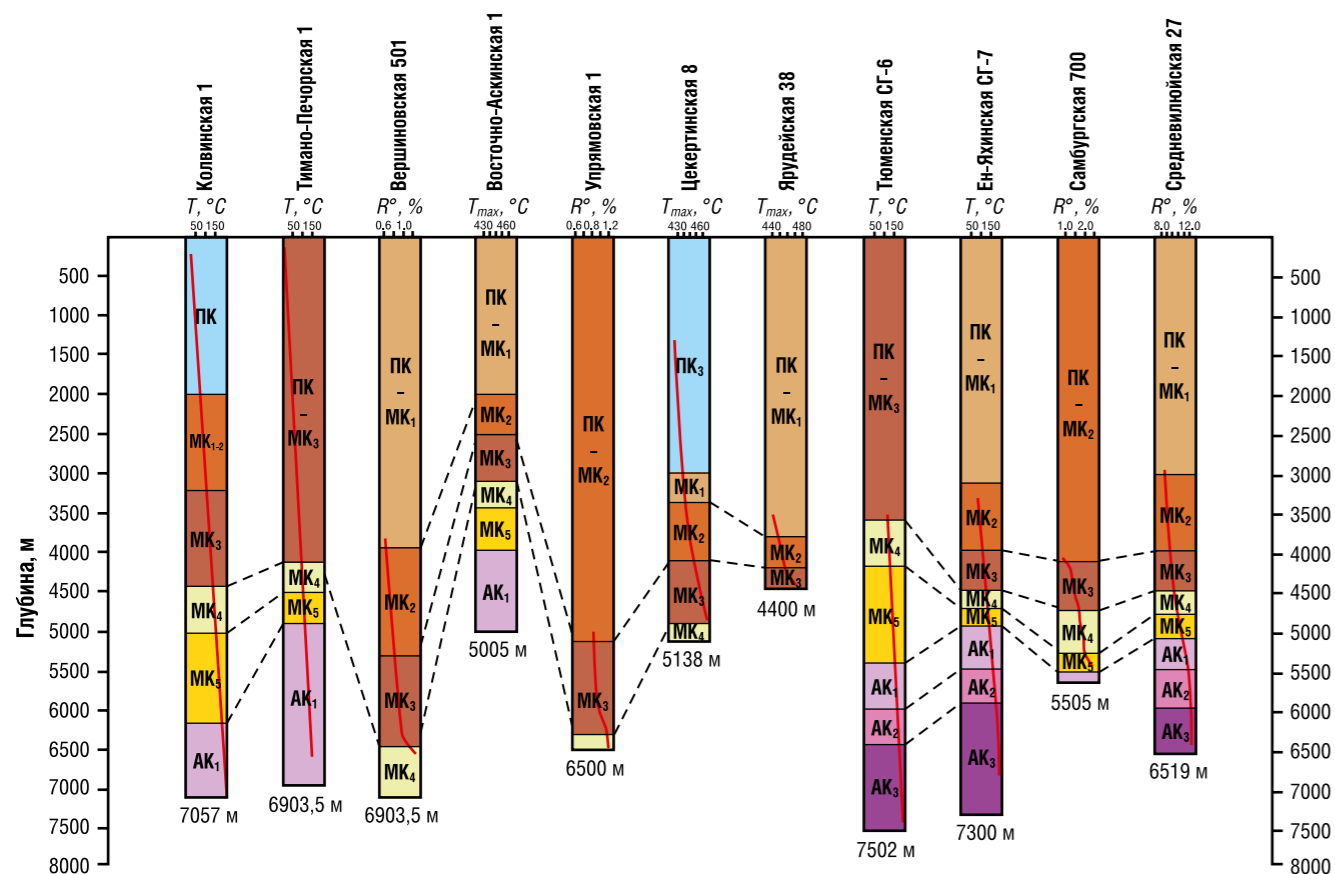


отложений были изучены [6] глубокие и сверхглубокие скважины, находящиеся в различных НГП России: 1-Колвинская, Тимано-Печорская, 1-Верхняя Сочь и др. в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Тюменская СГ-6, Ен-Яхинская СГ-7 в Западно-Сибирской НГП и ряд скважин зон надвиговых дислокаций востока Русской платформы (рис. 3). Данные исследования позволили выявить, что разность мощностей катагенетических зон в рассматриваемых

скважинах связана со скоростью генерации УВ, которая зависит от типа керогена, градиента изменения температуры, давлений, литологического состава, гидрогеологических условий вмещающих толщ, скорости осадконакопления и др. В целом для всех бассейнов наблюдается закономерное изменение фазового состояния УВ с глубиной. На глубинах более 7 км наблюдаются следующие тенденции и закономерности нефтегазоносности: повышение доли газов и газоконденсатов

по мере увеличения степени катагенеза ОВ пород (на обычных глубинах газовые залежи часто наблюдаются в менее погруженных горизонтах); рост доли метана в газах от подстадий мезокатагенеза к подстадиям апокатагенеза; на начало генерации и фазовое распределение УВ по разрезу влияют в большей степени развитие АВПД, а также палеотемпературы, которые могли значительно отличаться от современных (в некоторых случаях на 350°C и более) в зависимости от возраста отложений и др.

РИС. 3. Сравнительный анализ катагенетической зональности в разрезах глубоких и сверхглубоких скважин в пределах РФ



Принципиальное отличие процессов нефтегазообразования на больших глубинах также связано с затрудненным массообменом и физико-химическими свойствами пород и флюидов на больших глубинах, которые в соответствующих термодинамических условиях представляют собой единый горный раствор. В отличие от традиционных, сверхглубокие углеводородные системы характеризуются специфическими особенностями миграции флюидов. На фоне практического отсутствия инфильтрационного водообмена и существенно ограниченного элизионного на больших глубинах доминирует функционирование принципиально нового типа гидрогеодинамических систем – пульсационно-инъекционных, охватывающих весьма большие стратиграфический и гипсометрический диапазоны осадочной толщи, характеризующиеся крупномасштабной реализацией в них мощных вертикальных (снизу-вверх) межформационных перетоков флюидов по системе высокоамплитудных разрывов сплошности пород. Основным положением данной геофлюидодинамической концепции [8, 17] миграционных процессов и формирования залежей углеводородов в глубоких бассейнах, является признание того факта, что доминирующей формой движения природных флюидов в геологическом пространстве является межформационная (межэтажная) пульсационно-инъекционная субвертикальная миграция по плоскостям проводящих дизъюнктивов, зонам повышенной трещиноватости и разуплотнения, контактов диапировых внедрений, эруптивам грязевых вулканов, лито-фациальным несогласиям и другим нарушениям сплошности пород, осуществляющаяся синхронно с активизацией палео- и неотектонических процессов. Анализ результатов глубокого бурения не подтвердил представления о повсеместном необратимом ухудшении с глубиной экранирующих свойств пород и, в частности, о потере их глинистыми пластами вследствие необратимой дегидратации, уплотнения и трещиноватости глин при их переходе в аргиллиты. Во-первых,

установлены многочисленные факты сохранения разнообразных гидрофильных разбухающих фаз (диоктаэдрических смектитов) на глубине более 4–5 км в благоприятных геолого-формационных условиях. Во-вторых, доказана высокая экранирующая (в частности газоупорная) роль аргиллитовых массивных и скрытослоистых пачек вне зон трещиноватости (Кабышев Б.П., Лукин А.Е., 1990). В-третьих, с глубиной существенно расширяется литологический диапазон покрышек. Уже на глубине 4,5–5,5 км отмечены признаки резкого снижения проницаемости у чистых известняков, алевро-глинистых пород и т.п. В-четвертых, особую роль в контроле нефтегазоносности играют гидрофобизованные толщи и пачки, связанные с битуминизацией глубокопогруженных отложений, обогащенных сапропелевым РОВ (фтониты, горючие сланцы, доманикиты). Конечно, при повышении температур выше 300–350°C условия экранирования должны меняться. Однако ниже указанного температурного интервала, т.е. практически до глубин 8–10 км, для подавляющего большинства осадочных бассейнов можно говорить об отсутствии дефицита покрышек и изолирующих горизонтов.

Одним из наиболее важных при прогнозе нефтегазоносности больших глубин является вопрос: могут ли быть коллектором породы, залегающие в таких термобарических условиях, в которых, согласно традиционным представлениям, не должны сохраняться пустоты, способные аккумулировать и отдавать углеводороды. Изучение коллекторских свойств продуктивных отложений больших глубин показывает, что они могут обладать достаточной пористостью, фильтрация же в них обеспечивается трещинами. Такие породы, залегающие среди более плотных и менее трещиноватых разностей, в геологической литературе стали называться «улучшенными коллекторами» или «коллекторами в зонах разуплотнения». Повышенные коллекторские свойства таких пород, по сравнению с вмещающими низкопористыми разностями, могут быть или

аномально сохранившимися, или вновь образованными, в связи с чем их можно отнести как к недоуплотненным, так и разуплотненным.

С глубиной меняется генетический спектр типов ловушек. Значительная роль конвективных процессов в формировании структуры осадочных пород способствует формированию большого разнообразия неструктурных и гидродинамических ловушек.

На сохранность залежей нефти на больших глубинах существенное влияние оказывает АВПД, тормозящее термическую деструкцию жидкой УВ фазы. Влияние температурных условий залегания нефти на ее состав очень сложное и неоднозначное. Можно сказать, только, что лишь тогда, когда залежь нефти попадает в более жесткие температурные условия, чем они были при генерации, и находится там длительное время, деструкция (в том числе метанизация) нефти может быть существенной.

Таким образом, вышеописанные факторы доказывают, что на больших глубинах, в областях высоких давлений и температур, сохраняются все условия для процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

В исследовании больших глубин значительное внимание необходимо уделять технологии геологоразведочных работ. Изучение глубоких горизонтов недр предполагает проведение исследований геофизических полей в иных, более жестких термодинамических условиях с большей анизотропией среды. В связи с этим должны быть усовершенствованы методы картирования фаций, прогноза давлений и ловушек сложной формы: стратиграфических, гидродинамических и их комбинаций. Эффективность стандартных методов при переходе к большим глубинам может оказаться ниже.

Далее предлагаются новые методики, которые должны основываться на теоретических положениях, критериях и признаках, сформулированных на основе фундаментальных исследований процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ.

ТАБЛИЦА 1. Предварительная оценка ресурсов глубокопогруженных отложений основных нефтегазоносных провинций РФ (газ – млрд м<sup>3</sup>, нефть – млн т)

Нефтегазоперспективный объект (условное название)	Вероятность, %					
	Нефть			Газ		
	10	50	90	10	50	90
<b>Тимано-Печорская НГП</b>						
Вуктыльская тектоническая пластина	–	–	–	1024,0	648,0	391,0
Кочмесская ступень	–	–	–	750,0	508,0	342,0
Салюка-Макарихинская структурная зона	31,2	21,3	14,4	27,3	18,7	12,6
Садаягинская ступень	84,0	57,4	38,5	121,0	82,5	55,3
Колвинский мегавал	–	–	–	1644,0	1120,0	756,0
Лайский вал + Шапкино-Юрьяхинская зона	–	–	–	528,0	360,0	242,0
<b>Итого</b>	<b>115,2</b>	<b>78,7</b>	<b>52,9</b>	<b>4094,3</b>	<b>2737,2</b>	<b>1798,9</b>
<b>Прикаспийская НГП</b>						
Астраханский свод	640,8	438,9	320,6	14952	10201	6876
Волгоградско-Ерусланский прогиб + Ахтубинско-Паласовский мегавал + Дергачевский мегаблок	847,0	580,0	393,0	2249,5	1529,0	1033,0
Каинсайско-Линевская зона	728,0	495,0	335,0	385,0	260,0	177,0
<b>Итого</b>	<b>2215,8</b>	<b>1519,9</b>	<b>1048,6</b>	<b>17586,5</b>	<b>11990</b>	<b>8086</b>
<b>Волго-Уральская НГП</b>						
Бузулукская впадина	192,3	132,0	89,2	50,0	34,0	23,4
Соль-Илецкий свод	188,3	127,7	86,1	616,3	419,5	282,2
Мраковская депрессия	210,4	142,8	60,0	446,4	306,4	128,8
<b>Итого</b>	<b>591</b>	<b>405,5</b>	<b>235,3</b>	<b>1112,2</b>	<b>759,9</b>	<b>434,4</b>
<b>Западно-Сибирская НГП</b>						
Уренгойский мегавал	–	–	–	5300,0	3616,0	2414,0
Надрифтовые прогибы	–	–	–	6557,1	4425,9	3002,7
<b>Итого</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>11857,1</b>	<b>8041,9</b>	<b>5416,7</b>
<b>Сумма ресурсов всех провинций</b>	<b>2922</b>	<b>2004,1</b>	<b>1336,8</b>	<b>34650,1</b>	<b>23529</b>	<b>15736</b>

**Методы картирования источников углеводородов:**

- Для фиксации координат и геометрии источника могут быть применены различные физические методы и геофизический мониторинг. Процессы в очагах «возбуждения», разуплотнение и псевдооживление материала осадочных пород могут фиксироваться в физических полях, например, в инверсиях скоростей сейсмических волн, отрицательных электромагнитных и гравиметрических аномалиях, а также в специфических динамических процессах, например, мелкофокусных землетрясениях, извержениях грязевых вулканов.

**Картирование каналов миграции:**

- Миграция флюидов вырабатывает в осадочном чехле субвертикальные каналы причудливой формы, заполненные разуплотненным осадочным материалом. В зависимости от интенсивности и времени миграции, степень разуплотнения и консистенция осадочного материала меняются. Эти особенности отражаются на сейсмических диаграммах различным «сейсмическим имиджем».

**Картирование времени и интенсивности миграции углеводородов:**

- В осадочном чехле молодых бассейнов каналы, время

и интенсивность миграции фиксируются в свойствах осадочного чехла, и могут быть закартированы геофизическими и геохимическими методами.

- Специальными методами интерпретации можно в общем канале миграции идентифицировать углеводородные факелы (gas chimney).
- По степени контрастности, размерам и пространственному соотношению с достоверно выделенными стратиграфическими комплексами можно получить дополнительную информацию о времени, интенсивности и направлению миграции.

- Проекции каналов на поверхности фиксируются в углеводородных выходах и геохимических аномалиях.

**Критерии картирования ловушек сложной конфигурации:**

- Значительная роль конвективных процессов в формировании структуры осадочных пород способствует формированию большого разнообразия неструктурных и гидродинамических ловушек. Кроме ловушек традиционных антиклинальных и неструктурных типов в неравновесных бассейнах накопление углеводородов возможно в ловушках гидродинамического типа произвольной формы. Их картирование наиболее оптимально производить комплексом методов.

На основе проведенных исследований с использованием вышеприведенных критериев были оценены перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов недр основных нефтегазоносных провинций РФ. По результатам выполненных расчетов (табл. 1) среди высокоперспективных регионов наибольшее количество газа с вероятностью 50% могло аккумулироваться в глубокопогруженных отложениях в районах надрифтовых прогибов севера Западной Сибири, нефти – в западных районах Прикаспийской НГП. Наиболее высокое общее количество возможно аккумулированных ресурсов нефти и газа с вероятностью 50% отмечается для Прикаспийской НГП (более 1,5 млрд т и почти 12 трлн м<sup>3</sup>).

В целом ресурсы газа глубокопогруженных отложений четырех рассматриваемых провинций только для относительно изученных по глубоким горизонтам перспективных и высокоперспективных территорий с вероятностью 90% составляют не менее 15 трлн м<sup>3</sup>. При вероятности 50% это значение увеличивается до более чем 23 трлн м<sup>3</sup>. Ресурсы нефти с вероятностью 50% составляют более 2 млрд т.

Как видно, старые нефтегазодобывающие регионы РФ, не исчерпали своих потенциальных ресурсных возможностей. Изучение нефтегазоносности больших глубин является одним из перспективных

направлений, позволяющих прирастить значительные ресурсы нефти и газа, без существенных капиталовложений в инфраструктуру.

**Приоритетными направлениями поисков промышленных скоплений УВ на больших глубинах на территории России, на наш взгляд являются:**

– В Предуральском прогибе и в Прикаспийской впадине региональной покрывкой является сульфатно-галогенная толща раннепермского возраста, которая контролирует размещение всех известных уникальных, крупных и средних по запасам месторождений. В погруженных частях Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба [5] подошва флюидоупора, который может экранировать крупные скопления углеводородов, залегают на глубинах 6 км и более.

– В районе расположения Оренбургского газодобывающего центра первоочередной интерес представляет первый подсолевой, аккумулирующий пласт [7, 15]. С учетом развития здесь крупных стратиграфических перерывов, под региональной покрывкой могут залегать отложения от нижнепермского до верхнедевонского возраста. Участки несогласия генетически связаны с зонами вторичного разуплотнения пород. Последние развиваются также в межблоковых зонах. Основная задача площадных геофизических исследований – выявление и картирование крупных погребенных структур, выявление и картирование блоков, выделение межблочных зон и возможных каналов вертикальной миграции УВ.

– В районе Астраханского газодобывающего центра наряду с поисками новых месторождений под региональной нижнепермской покрывкой следует продолжить поисково-разведочные работы на девонский комплекс Астраханского свода, из которого в ряде скважин были получены газонефтепроявления различной степени интенсивности.

– В альпийских передовых прогибах Предкавказья региональной покрывкой является толща пластичных майкопских глин, под которой на глубине более 4,5 км открыты промышленные залежи нефти и газа в Терско-Каспийском и в Западно-Кубанском прогибах.

На территории Предкавказья перспективными для поисков глубокопогруженных залежей УВ являются участки молодых передовых прогибов (Западно-Кубанского и Терско-Каспийского), а также глубоких впадин и прогибов эпигерцинской Скифской плиты.

– На севере Западной Сибири известным региональным флюидоупором является толща глин верхнеюрского возраста (баженовская свита), которая в наиболее глубоких частях депрессий погружается на значительную глубину. Газоупорные и коллекторские свойства пород тюменской толщи и тем более триасовых отложений и пород фундамента практически не изучены. В качестве первоочередного шага предлагается бурение параметрических скважин с вскрытием герцинского фундамента. В глубокопогруженных горизонтах Западной Сибири прогнозируются в основном газоконденсатные и чисто газовые залежи. По данным бурения глубоких и сверхглубоких скважин, метановый газ в той или иной степени насыщает весь вскрытый разрез плитного и промежуточного комплекса. На севере Западной Сибири, по данным бурения сверхглубоких скважин, имеет место мощная современная субвертикальная миграция газа из палеозойских отложений промежуточного структурного этажа, возможно, и из более глубоких недр. В юго-восточных районах присутствует кембрийская соль. Возможно, галогенная покрывка будет вскрыта глубокими скважинами в Енисей-Хатангском прогибе. В первую очередь рекомендуется пробурить глубокие скважины с вскрытием палеозойских отложений на Заполярном, Ямбургском, Ямсовейском и Бованенковском месторождениях, на которых, по данным сейсморазведки, установлены крупные высокоамплитудные поднятия в палеозойских отложениях. Результаты бурения на Новопортовском месторождении и данные региональных сейсмических работ дают основание предполагать на этих и соседних площадях карбонатный состав палеозойских отложений, которые способны формировать вторичные порово-кавернозные и трещинные коллекторы.

Таким образом, перспективы поисков скоплений нефти и газа в глубоководных горизонтах недр на территории РФ очевидны. Открытие на больших глубинах скоплений УВ позволиткратно увеличить ресурсную базу страны. ●

**Литература**

1. Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Осипов А.В. Углеводородный потенциал больших глубин // Нефть, газ и бизнес. – Москва, 2011. – №5. – С. 9–16.
2. Гулиев И.С., Керимов В.Ю. Сверхглубокие углеводородные системы и технологии их прогноза // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – Москва, 2012. – №1. – С. 24–32.
3. Донской С.Е. Приоритетные направления геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в России // Тезисы докладов XXI Губкинских чтений «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России». – Пленарное заседание. – Москва, 2016. – С. 3–11.
4. Керимов В.Ю., Гулиев И.С., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Осипов А.В., Серикова У.С. Прогнозирование нефтегазоносности в регионах со сложным геологическим строением. – М.: ООО «Издательский дом Недр», 2014. – 404 с.
5. Керимов В.Ю., Карнаухов С.М., Горбунов А.А., Лавренова Е.А., Осипов А.В. Прогноз

нефтегазоносности южной части Предуральяского прогиба по результатам моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем // Геология нефти и газа. – Москва, 2013. – №6. – С. 21–28.

6. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Осипов А.В., Бондарев А.В. Генерация углеводородов на больших глубинах земной коры // Труды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – Москва, 2016. – № 3 (284). – С. 42–55.
7. Керимов В.Ю., Осипов А.В., Лавренова Е.А. Перспективы нефтегазоносности глубоководных горизонтов в пределах юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2014. – №4. – С. 33–35.
8. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов. – М.: ООО «Издательский дом Недр», 2011. – 599 с.
9. Керимов В.Ю., Серикова У.С., Мустаев Р.Н., Гулиев И.С. Нефтегазоносность глубокозалегающих отложений Южно-Каспийской впадины // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2014. – №5. – С. 50–54.
10. Керимов В.Ю., Топалова Т., Зайцев О., Пузин А.В., Спахич Д. Моделирование нефтегазовых геосистем и осадочных бассейнов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – Москва, 2012. – №1. – С. 41–50.
11. Осипов А.В., Вострухов М.Е., Осипова Э.В., Монакова А.С. Геохимическая характеристика органического вещества глубоководных палеозойских отложений южной части Оренбургского Приуралья (Предуральский прогиб) // Нефть, газ и бизнес. – Москва, 2014. – №9. – С. 35–43.

12. Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Осипова Э.В., Монакова А.С. Геохимическая характеристика органического вещества глубоководных палеозойских отложений южной части Оренбургского Приуралья (Соль-Илецкий свод) // Нефть, газ и бизнес. – Москва, 2014. – №10. – С. 30–38.
13. Тарханов Г.В. Отчет о результатах работ по объекту 70-01/12 «Обоснование перспектив нефтегазоносности глубоководных горизонтов в основных нефтегазоносных провинциях России на основе результатов комплексной обработки и анализа материалов сверхглубокого бурения». – Ярославль, 2014.
14. Шилов Г.Я., Василенко Е.И., Осипов А.В. Исследование флюидодинамических факторов при поисках глубинных углеводородов в земной коре // Нефть, газ и бизнес. – Москва, 2015. – №8. – С. 25–30.
15. Kerimov V.Yu., Gorbunov A.A., Lavrenova E.A., and Osipov A.V. Models of Hydrocarbon Systems in the Russian Platform - Ural Junction Zone // Lithology and Mineral Resources. – Moscow, 2015. – Vol. 50, №5. – PP. 394–406.
16. Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Mustae R.N., Monakova A.S. Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure В сборнике: 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014. 16. 2014.
17. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Yu. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs / Scientific Editor Gorfunkel M.V. – Scrivener Publishing, USA, 2015. – 622 pp.

**KEY WORDS:** accumulation, great depths, generation, deep wells, reservoir, migration, organic matter, perspective, hydrocarbons, seal rock.

**ЭЙЛЕР™**  
ПЕРВЫЙ РОССИЙСКИЙ КОММЕРЧЕСКИЙ ПРОГРАММНЫЙ ПАКЕТ ДЛЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

- Геомеханическое моделирование месторождений углеводородов
- Оценка устойчивости ствола скважины и прогнозирование рисков
- Оптимизация дизайна ГРП
- Русскоязычные:
  - интерфейс программы и отчетов
  - документация и система помощи
  - служба техподдержки 24/7
- Реализована технология многопоточных скоростных кластерных расчетов

www.sbmgru    ЛАБОРАТОРИЯ ГЕОЛОГИИ и моделирования осадочных бассейнов    +7 / 495 / 088 23 13

**Oris Artelier Calibre 112**

В этом году Oris добавляет в свою флагманскую коллекцию третий собственный мануфактурный механизм – Калибр 112. Среди его характеристик – 10-дневный запас хода (его обеспечивает единственный заводной барабан), запатентованный нелинейный указатель запаса хода, при этом интервалы индикации длиннее для наглядности уменьшения запаса хода, указатель даты и функция второго часового пояса GMT с указателем времени суток «день/ночь» в виде двух окошек, одно из них круглое, и играет роль Солнца, второе выполнено в виде полумесяца, это Луна. Всеми функциями часов можно управлять при помощи одной заводной головки. Такая комбинация функций никогда не реализовывалась в швейцарской часовой индустрии.

Выпущена стальная модель с серо-синим либо белым матовым посеребрённым циферблатом, с безелем из 18-каратного розового золота.



**Oris Williams Valtteri Bottas Limited Edition**

Компания Oris с гордостью сообщает о выпуске нового автоматического хронографа в авангардной часовой коллекции Williams, посвященной миру автоспорта. Это первые часы в коллекции Oris с корпусом и циферблатом, изготовленными из углеволокна, их производство ограничено 770 экземплярами и выпущены они в честь успешного гонщика легендарной команды Williams Formula 1 – Вальттери Боттаса.

Чтобы изготовить эту уникальную высокотехнологичную модель часов, слои углеволокна укладываются вручную в два этапа в индивидуальные прессформы, где в специальных печах заготовку дважды подвергают термической обработке при 130 °С. Таким образом, каждое корпусное кольцо, весящее всего 7,2 грамма, производится вручную и индивидуально, часы оснащаются высокоточным автоматическим механизмом и титановой задней крышкой с чёрным DLC-покрытием, на ней выгравированы цифры 77, это номер болида Боттаса, а также его имя и номер экземпляра в лимитированной серии.

На правах рекламы

# ЗАЛЕЖИ «ДОЛИНЫ ЯБЛОНЬ»

## Основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в сложнопостроенных природных резервуарах хадумских и баталпашинских отложений майкопской серии Восточного и Центрального Предкавказья

ОПЫТ ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ ИЗВЕСТНЫХ СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЙ СВИДЕТЕЛЬСТВУЕТ О ТОМ, ЧТО ТАКИЕ ТОЛЩИ МОГУТ ПРЕДСТАВЛЯТЬ СОБОЙ ГИБРИДНЫЕ ФЕНОМЕНЫ, СОЧЕТАЮЩИЕ КАК ТРАДИЦИОННЫЕ, ТАК И НЕТРАДИЦИОННЫЕ СКОПЛЕНИЯ УВ. ПРИМЕРОМ ТАКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ ЯВЛЯЕТСЯ МАЙКОПСКАЯ СЕРИЯ ПРЕДКАВКАЗЬЯ. РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНОГО ИЗУЧЕНИЯ ХАДУМСКО-БАТАЛПАШИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ, АНАЛИЗ КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И МОДЕЛИРОВАНИЕ УВ СИСТЕМ ПОЗВОЛЯЮТ ВЫДЕЛИТЬ И ОХАРАКТЕРИЗОВАТЬ ДВА ОСНОВНЫХ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ХАДУМСКИХ И БАТАЛПАШИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОЧНОГО И ЦЕНТРАЛЬНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

EXPERIENCE EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF SHALE FORMATIONS KNOWN EVIDENCE THAT SUCH SEQUENCES MAY BE A HYBRID PHENOMENON, COMBINING BOTH TRADITIONAL AND UNCONVENTIONAL HYDROCARBON ACCUMULATIONS. AN EXAMPLE OF SUCH DEPOSITS ON THE TERRITORY OF RUSSIA IS THE MAIKOP SERIES CAUCASUS. THE RESULTS OF A COMPREHENSIVE STUDY OF KHADUM-BATALPASHINSK DEPOSITS, OIL AND GAS CONTENT ANALYSIS CRITERIA FOR THE EVALUATION AND MODELING OF HYDROCARBON SYSTEMS ALLOW TO IDENTIFY AND CHARACTERIZE THE TWO MAIN AREAS OF EXPLORATION FOR OIL AND GAS IN KHADUM BATALPASHINSK AND SEDIMENTS OF THE EASTERN AND CENTRAL CAUCASUS

Ключевые слова: сланцевые УВ, перспективы, Предкавказье, термобарические условия, нетрадиционные скопления, майкопская серия.

УДК 552.08

**Керимов Вагиф Юнус оглы,**  
профессор, д.г.-м.н.,  
заведующий кафедрой  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени  
И.М. Губкина

**Яндарбиев Нурдин Шамаевич,**  
доцент, к.г.-м.н.,  
МГУ имени М.В. Ломоносова

**Мустаев Рустам Наильевич,**  
доцент, к.г.-м.н.,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени  
И.М. Губкина

**Дмитриевский Станислав Сергеевич,**  
аспирант  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени  
И.М. Губкина

Под «сланцевой нефтью» понимается нефть паравтохтонных залежей в низкопроницаемых высокобитуминозных, обогащенных сапропелевым ОВ толщах. Концентрация Сорг в них может достигать первых десятков процентов. Нетрадиционные ресурсы УВ в сланцевых низкопроницаемых глинистых толщах связаны с областями развития недозрелых «богатых» и «очень богатых» потенциально нефтематеринских пород, находящихся на начальном этапе главной фазы нефтеобразования или на подступах к ней. Залежи УВ в низкопроницаемых глинистых толщах, в отличие от залежей в традиционных породах-коллекторах, не контролируются структурным планом или локальными ловушками и не содержат подошвенных или законтурных вод. Основным критерием для поисков сланцевых УВ является не ловушка, где аккумулируются УВ и формируются залежи, а непосредственно породы, в которых образовались УВ, но из которой не произошла их эмиграция. В основном они связаны с протяженными резервуарами, имеющими

широкое пространственное распространение. Отличаясь текстурными характеристиками от других пелитовых пород, сланцы способны расщепляться на пластинки (Морариу, 2013). Важной отличительной особенностью скоплений в сланцевых (shale reservoir) и в плотных (tight reservoir) коллекторах является то, что УВ находятся в рассеянном состоянии в породах с низкой проницаемостью матрицы. Нефть и газ в таких породах располагаются преимущественно в диффузно рассеянном состоянии в микротрещинах. Извлекаемые углеводороды из нефтегазоносных сланцев будут содержаться в пласте в той концентрации, которая возникла в результате их генерации in situ.

Эволюция ресурсов сланцевой нефти и сланцевого газа, это параллельный процесс. В основном сланцевый газ приурочен к нефтематеринским породам II типа: нефть не эмигрировавшая (оставшаяся) из материнской породы посредством крекинга превращается в газ. Понятие «зрелости» измеряется и

рассчитывается через %Ro, при этом для определения вероятности возникновения нефти или газа в сланцах или их количества, %Ro необходимо определить с учетом типа керогена и соответствующие кинетики. Газ хранится в свободной фазе при органической пористости и за счет адсорбции в органическом материале. Содержание газа контролируется органической пористостью, температурой и давлением. Газосодержание не может быть определено стадией зрелости; необходимо определить тип органического материала, его термальную историю и текущее состояние давления и температуры. Для прогноза и оценки ресурсов нефти и (или) газа содержащихся в сложнопостроенных природных резервуарах необходимо определить текущие и начальные значения TOC.

Результаты комплексного изучения хадумских и баталпашинских отложений, анализ критериев оценки нефтегазаносности и моделирование УВ систем, позволяют выделить и охарактеризовать два основных направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в хадумских и баталпашинских отложениях Восточного и Центрального Предкавказья:

**первое – поиски традиционных залежей УВ в гранулярных коллекторах хадумской свиты;**

**второе – поиски нетрадиционных залежей УВ в карбонатно-глинистых природных резервуарах хадумской и баталпашинской свит.**

В основу выделенных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ наряду с комплексным анализом всей совокупной геолого-геофизической, литолого-геохимической, тектонической, термобарической, палеогеографической информации положена типизация природных резервуаров хадумских и баталпашинских отложений, которые подразделены на два типа. *Первый тип* представлен традиционным гранулярным коллектором (песчаники, алевролиты), флюидоупором для которого являются перекрывающие пластичные глины. *Второй тип* выражен трещиноватыми, тонкоплитчатыми, листоватыми аргиллитоподобными глинами и мергелями, перемежающимися

с плотными разновидностями глини и мергелей, являющимися относительными флюидоупорами.

**Поиски традиционных залежей УВ в гранулярных коллекторах хадумской свиты.** Пространственно геологоразведочные работы по данному направлению должны быть сконцентрированы в пределах Ставропольского свода и его восточного обрамления, в северной и восточной частях Прикумской зоны поднятий и Восточно-Маньчского прогиба, а также зоны, обрамляющей с востока Минераловодский выступ узкой полосой и простирающейся на юго-восток вдоль южного борта Терско-Каспийского прогиба. В этих районах в нижнемайкопских и среднемайкопских отложениях развит первый тип природного резервуара. В этих районах в нижнемайкопских и среднемайкопских отложениях значительное развитие получают песчано-алевритовые пласты и прослои, разделенные глинистыми горизонтами. Такие разрезы приурочены в основном к Центральному Предкавказью (Ставропольский свод), где открыты крупные газовые залежи в хадумских отложениях. Коллекторами здесь являются мощные пачки алевролитов и песчаников, общая пористость которых достигает 37% (эффективная – 20%), а проницаемость варьирует от 50 до 1500 мД. Эффективная мощность пластов варьирует в пределах 27–56 м. Высокие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов обеспечивают высокую продуктивность скважин (до 1 млн м<sup>3</sup>/сут). Выявленные месторождения связаны с пологими (углы падения слоев не превышают нескольких градусов) платформенными антиклиналями небольшой амплитуды (Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, Тахта-Кугультинское, Казино-Грачевское, Безопасненское, Сенгилеевское и др.). Залежи газа имеют либо пластовый сводовый, либо массивный характер; иногда за счет литологической изменчивости коллектора или его выклинивания наблюдается литологическое ограничение залежи.

Другой зоной развития песчаности майкопских отложений является северная часть Прикумской зоны поднятий. По данным А.И. Эйвазова и др.

(1979), песчаность майкопских отложений здесь составляет 15–25% и сконцентрирована преимущественно в нижней части майкопской толщи (хадумская и аналоги баталпашинской свиты). В восточном направлении, в сторону акватории Каспия (Кизлярский залив), по данным М.С. Буршара и Ю.Н. Швембергера (1970), песчаность возрастает до 45%.

В этой зоне, на месторождении Русский Хутор Центральный выявлены небольшие газовые залежи в отложениях муцидакальской свиты. Мелкие газовые скопления (всего 8 залежей) пластово-сводового типа приурочены к маломощным (6–11 м) пластам мелкозернистых кварцевых песчаников и алевролитов, перемежающихся с глинистыми прослоями. На остальных площадях (Сухокумская, Юбилейная, Кумухская, Южно-Буйнакская) эти пласты оказались водонасыщенными.

Фильтрационно-емкостные свойства терригенных коллекторских пластов в Прикумской зоне оказались гораздо менее благоприятными, чем на Центральном Предкавказье. Открытая пористость – 15,5%, проницаемость – 0,6 мД, эффективная мощность пластов – 1,64–3,1 м.

Хадумские отложения на данной территории характеризуются преимущественно сапропелево-гумусовым типом ОВ (в некоторых зонах гумусовая составляющая достигает до 70%), по содержанию Сорг относятся к классу «богатых» (1–3%). Лишь на некоторых участках (северо-западное обрамление Ставропольского свода, западное обрамление Каспия) изучаемые отложения классифицируются как «средние» по содержанию Сорг (менее 1%) нефтематеринские породы. Степень катагенетической преобразованности олигоценых отложений невысокая (до начала градаций мезокатагенеза – зона незрелого керогена), т.е. располагаются в условиях верхней зоны газообразования. Здесь значения T<sub>max</sub> не превышают уровня 430°C. Наиболее низкими значениями T<sub>max</sub> (около 420°C) отличается центральная часть Ставропольского свода.

Прогнозируемый тип углеводородных скоплений – преимущественно газовый.

Предполагаемые глубины залегания прогнозируемых залежей – от первых сотен метров до 2000 м, тип коллектора – поровый, порово-трещинный. Залежи предположительно будут приурочены к малоамплитудным изометричным поднятиям (структурный тип) с возможным литологическим замещением (структурно-литологический тип).

Следует подчеркнуть, что территория концентрации поисково-разведочных работ по первому направлению характеризуется нормальными гидростатическими или аномально низкими пластовыми давлениями в хадумских отложениях, сокращенными мощностями майкопских отложений за счет отсутствия в разрезе верхнемайкопских и частично среднемайкопских отложений, значительной раскрытостью тектонических структур и благоприятными условиями для разгрузки пластовых флюидов.

В пределах данного направления могут быть выделены плеи (установленные и прогнозируемые зоны газонакопления), связанные с отдельными, слабовыраженными в структурном плане по хадумским отложениям, положительными тектоническими элементами – *Тахта-Кугультинско-Сенгилеевская, Грачевско-Кучерлинская, Мирненская, Южно-Ставропольская, Величаевско-Максимокумская.*

В качестве **локальных объектов** могут быть выделены отдельные малоамплитудные локальные поднятия и структурные осложнения в пределах Ставропольского свода, Восточно-Маньчского прогиба и севера Прикумской зоны поднятий. Для уточнения их пространственной локализации необходимо провести переобработку и переинтерпретацию данных сейсмических исследований прошлых лет с проведением, при необходимости, дополнительных детализационных сейсморазработ (2Д и 3Д).

**Поиски нетрадиционных залежей УВ в карбонатно-глинистых природных резервуарах хадумской и баталпашинской свит.** Территория концентрации работ по данному направлению охватывает большую часть Прикумского вала, Восточно-Ставропольскую впадину, Ногайскую ступень и Терско-Каспийский прогиб. Майкопские

отложения здесь характеризуются наибольшей стратиграфической полнотой, значительными глубинами залегания (до 5–6 км) и мощностями (до 2 км и более). Природные резервуары в объеме майкопской толщи (в первую очередь в хадумских и баталпашинских отложениях) представлены горизонтами разуплотненных листоватых тонкоплитчатых глин и карбонатов (тонкие прослой мергелей, доломитов, известняков), перемежающихся с пластами плотных непроницаемых глин и мергелей, которые служат гидродинамическими экранами (второй тип природного резервуара).

По данным лабораторных и гидродинамических исследований (Чепак и др., 1998; и др.), коллекторами нефти в олигоценых отложениях Восточного Предкавказья являются листоватые аргиллитоподобные глины и аргиллиты баталпашинской свиты и тонкоплитчатые до листоватых аргиллиты горизонта Морозкиной балки, характерной особенностью которых является разуплотненность. В интервале наибольшего разуплотнения пород (граница баталпашинской и хадумской свит) трещинная пористость составляет от 0,1% до 4,1%, открытая пористость – до 22,6%. По данным гидродинамических исследований скважин, проницаемость изменяется в пределах (2–22) x 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, в среднем составляет 5,0 x 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Основными факторами, обусловившими разуплотненность пород, предполагаются тектонические напряжения и расклинивающее воздействие генерируемых углеводородов. Характерно, что именно к этой зоне приурочена и максимальная битуминозность пород (Дудаев, 2012).

Пустотное пространство плитчатых и листоватых пород представлено первичными порами матрицы и вторичным межплитчатым и межлистоватым пространством. Эффективными пустотами для вмещения нефти являются вторичные межплитчатые и межлистоватые пустоты повышенной раскрытости, возникшие под действием тектонических факторов (Чепак, Ликов и др., 1996ф). Тонкоплитчатость и листоватость

обусловлена своеобразным сочетанием и распределением глинистого и карбонатного материала. Практически вторичное межплитчатое и межлистоватое пространство можно сравнивать с трещинным пространством, образуемым горизонтальными трещинами.

Листоватость является первичной текстурной особенностью изучаемых пород. Она обусловлена сложным строением самих глинистых минералов, послойным распределением органического вещества. Под действием факторов разуплотнения возникает вторичное межлистоватое пространство, определяющее проницаемость и эффективную емкость пород. Вторичное пространство, возникающее за счет разуплотнения пород и отличающееся от межзернового и трещинного своей геометрической формой, соотношением линейных размеров, называется «листоватым».

Для пород подсвиты Морозкиной балки характерен листоватый тип коллектора, а для отложений пшехской подсвиты – плитчатый тип коллектора. Рассматриваемые глинистые коллекторы относятся к классу низкопроницаемых. Измеренная в лабораторных условиях газопроницаемость пород измеряется в пределах – (0,001–20,6) x 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, матрица плитчатых пород практически непроницаема (0,001 x 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Средние значения проницаемости пород на Журавской площади составляют: баталпашинская свита – 4,6 x 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, хадумская свита, подсвита Морозкиной балки – 3,2 x 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, пшехская подсвита – 0,76 x 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Отмечается некоторое ухудшение фильтрационных свойств сверху вниз, от баталпашинской свиты к низам хадумской свиты.

Распределение глинистых коллекторов по площади имеет сложный мозаичный характер. Залежи контролируются зонами развития коллекторов. Анализ площадного распределения притоков УВ свидетельствует о неравномерном развитии нефтесодержащих коллекторов, а данные испытания скважин – о резком перепаде величин дебитов нефти.

Как показывает анализ вертикального распределения нефтеносности, в разных тектонических зонах наблюдаются

различия в стратиграфической приуроченности промышленной продуктивности. В пределах Восточно-Ставропольской впадины и северного борта Терско-Каспийского прогиба выявленные залежи нефти и наиболее значительные нефтепроявления приурочены к интервалам залегания разуплотненных глин баталпашинской свиты и верхов хадумской свиты (подсвита Морозкиной балки). К ним относятся площади Журавская, Воробьевская, Пашолкинская, Южно-Спасская, Советская, Моздокская.

В пределах Прикумского вала нефтеносность в основном связана только с хадумскими отложениями (Озек-Суат, Южный Озек-Суат, Южная, Лесная, Ачикулакская, Прасковейская площади).

Хадумские и баталпашинские отложения в геохимическом плане здесь характеризуются более «благородным», преимущественно сапропелевым составом ОВ. По степени катагенетической преобразованности хадумские отложения здесь располагаются в пределах «главной зоны нефтеобразования». Значения T<sub>max</sub>, как правило, превышают уровень 430°C. Максимальные значения T<sub>max</sub> (до 470°C) фиксируются в наиболее погруженных районах Терско-Каспийского прогиба (Белореченская, Брагунская, Правобережная, Гудермесская).

Прогнозируемый тип углеводородных скоплений – преимущественно нефтяной. Предполагаемые глубины залегания прогнозируемых скоплений – от 1,5–2 км до 5 км и более, тип коллектора – нетрадиционный, листовато-плитчатый.

В результате многолетних поисково-разведочных работ в пределах исследуемой территории по данному направлению открыто около 20 нефтяных залежей, которые могут быть объединены в несколько зон нефтенакопления (плеев) – *Журавская, Прасковейско-Ачикулакская, Озек-Суатская, Советско-Курская.*

В качестве предполагаемых *плеев* в рамках данного направления могут быть намечены зоны развития долгоживущих разломов и приуроченных к ним тектонических структур II порядка (исходя из предполагаемой тектонической

РИС. 1. Схема дизъюнктивной нарушенности фундамента



**Глубинные разломы:**

ч – Черкесский, нт – Невинномысско-Терский, н – Надзорненский, гп – Главный Предкавказский, юм – Южно-Маньчский, зс – Западно-Ставропольский, к – Калаусский, вс – Восточно-Ставропольский, га – Георгиевско-Арзгирский, кс – Кабардино-Сарпинский

природы зон неравномерно-напряженного состояния глинистых и глинисто-карбонатных пород в отложениях хадумской и баталпашинской свит). В первом приближении к ним можно отнести зоны развития региональных глубинных разломов и межблоковых швов, установленных по комплексу геолого-геофизических данных (рис. 1). К их числу относятся: Южно-Маньчский, Главный Предкавказский, Надзорненский, Невинномысско-Терский, Черкесский, Калаусский, Восточно-Ставропольский, Георгиевско-Арзгирский, Кабардино-Сарпинский, Пшекиш-Тырнаузско-Сунженский и др.

Наиболее перспективными представляются разломные зоны, в которых происходили (происходят) горизонтальные движения блоков фундамента и перекрывающих их осадочных масс (сдвиги, раздвиги, надвиги), что могло привести к возникновению горизонтальной микротрещиноватости (листоватости, плитчатости) в неоднородных глинистых комплексах олигоцена.

По кинематическим характеристикам к ним относятся субширотные (надвиги) – Пшекиш-Тырнаузско-Сунженский, Невинномысско-Терский, Черкесский, Главный Предкавказский; поперечные (левосторонние сдвиги и сбросо-

раздвиги) – Цхинвальско-Казбекский, Георгиевско-Арзгирский, Тбилиско-Аграханский и диагональные (правосторонние сдвиги) разломы – Нальчикский, Даттыхско-Ахловский, Бенойско-Эльдаровский, Гудермесско-Моздокский.

Следует отметить, что, несмотря на открытие целого ряда месторождений, методика локального прогноза подобных скоплений недостаточно разработана. Геометрия и гидродинамическая модель залежей весьма сложны и, как правило, определяется неравномерным (мозаичным) распределением разуплотненных, трещиноватых разностей глинистых и глинисто-карбонатных пород, обусловленным неравномерно-напряженным состоянием осадочных пород. Залежи не имеют структурного контроля.

По мнению ставропольских геологов и геофизиков, детально изучавших нефтеносность наиболее крупного и разбуренного Журавского месторождения, код хадумской залежи представляется в виде линейно вытянутых и изогнутых зон шириной до 3–5 км с неравномерной трещиноватостью и нефтенасыщенностью в самой зоне, имеющей высокие фильтрационно-емкостные свойства в центральной части (установлены дебиты до 100 т/сут),

постепенно ухудшающиеся к периферии (малодобитные притоки, нефтепроявления).

В сейсмическом поле участкам с высокой доказанной продуктивностью соответствуют зоны потери корреляции и динамических аномалий. Напротив, участкам «сухих» отложений, как правило, соответствуют хорошая корреляция и отражения сейсмических горизонтов.

В качестве *локальных объектов* для постановки поискового бурения могут быть рекомендованы участки пересечения глубинных разломов различной ориентировки, где прогнозируется наибольшая густота дизъюнктивной нарушенности пород. Такие участки, по данным сейсморазведки и бурения, выделяются на северо-восточном обрамлении Ставропольского свода (Арзгирский прогиб, Приманычская ступень), в Восточно-Манычском прогибе и в Довсунском прогибе на западе Прикумской системы поднятий.

Основой для определения перспектив нефтегазоносности исследуемых отложений послужили результаты комплексного анализа и обобщения данных изучения хадумских и баталпашинских отложений, которые включали в себя геолого-промысловые, геохимические, литолого-фациальные, палеогеографические, тектонические и термобарические исследования, проведенные в разные годы различными организациями и авторами.

Для потенциально нефтеносных земель проведено ранжирование по степени перспективности с выделением *высокоперспективных, среднеперспективных, малоперспективных и бесперспективных зон (участков)*. В ранг высокоперспективных земель выделены зоны и участки максимального соответствия (совмещения) наиболее благоприятных значений (характеристик) параметров (критериев), определяющих условия генерации, аккумуляции и сохранности углеводородных скоплений. По мере уменьшения степени соответствия и ухудшения характеристик параметров проводилось ранжирование остальной территории с выделением среднеперспективных, малоперспективных и бесперспективных земель (рис. 2).

РИС. 2. Карта перспектив нефтегазоносности хадумских отложений



**К высокоперспективной на нефть** отнесена центральная часть Восточного Предкавказья, охватывающая центральные части Прикумской зоны поднятий (примерно до широтного течения р. Кума) и Ногайской ступени (почти до р. Терек). В плане высокоперспективная территория имеет неправильную овальную форму, вытянутую диагонально с юго-запада на северо-восток, пространственно включая открытые нефтяные месторождения Озек-Суат, Озек-Суат Южное, Краевое, Южное, Лесное, Ачикулакское. В этой части территории Восточного Предкавказья хадумские отложения представлены карбонатно-глинистыми породами и содержат гумусово-сапропелевое ОВ с концентрациями ТОС  $\geq 3\%$  («очень богатое»), преобразованное до градации МК1 и выше («главная зона нефтеобразования»); значения полного генерационного потенциала достигают 6 мг УВ/г породы и более («нефтематеринские породы с высоким генерационным потенциалом»). Глубины залегания кровли хадумских отложений здесь составляют примерно 2200–3500 м, современные пластовые температуры изменяются в пределах 120–140°C, а градиенты пластовых давлений варьируют в диапазоне 1,10–1,60 МПа/100 м.

**Среднеперспективная на нефть** территория охватывает почти

всю остальную платформенную часть Восточного Предкавказья и большую часть Терско-Каспийского передового прогиба, исключая его западную центриральную и наиболее прогнутые центральные части Чеченской и Сулакской впадин. Среднеперспективные земли окружают со всех сторон высокоперспективную зону. Западной границей распространения среднеперспективных земель является линия разграничения сапропелево-гумусового и гумусово-сапропелевого подтипов ОВ хадумских отложений. Необходимо отметить определенную условность данной границы. Восточнее этой линии в составе РОВ изучаемых отложений превалирует содержание сапропелевых компонентов (более 50%), а западнее – гумусовых.

На севере территория среднеперспективных земель охватывает зону Манычских прогибов и ограничивается изолинией  $T_{max} = 422^\circ\text{C}$ , соответствующей катагенетической границе ПК3/МК1 (взята по данным А.А. Ярошенко и др.), т.е. началу «главной зоны нефтеобразования» в рассматриваемых отложениях. В восточном направлении она открывается в акваторию Среднего Каспия. На юге региона граница проходит в Черногорской моноклиальной зоне вдоль линии выходов хадумских отложений

на дневную поверхность и в Предгорном Дагестане отсекает юго-восточную часть Южного Дагестана примерно на широте Ачи-Су. Среднеперспективная территория включает открытые месторождения Журавское, Воробьевское, Пашолкинское, Южно-Спасское, Искринское, Кумское, Прасковейское, Моздокское, Шамхал-Булак, Бенойское, Карабулак-Ачалукское).

**Малоперспективная на нефть** территория узкой полосой окаймляет с запада среднеперспективную зону и охватывает восточный склон Ставропольского свода, прилегающие участки Восточно-Ставропольской впадины, западные части Ногайской ступени и Терско-Каспийского прогиба. Западным ограничением малоперспективной территории является изолиния  $T_{max} = 422^\circ\text{C}$ , которая в пределах исследуемой территории разграничивает потенциально нефтеносные земли от потенциально газоносных. В границах данной территории располагаются Советское и Архангельское месторождения, на которых получены промышленные притоки нефти из хадумских и баталпашинских отложений.

В разряд **бесперспективных на нефть** земель отнесена зона выходов майкопских отложений на дневную поверхность на северном склоне Большого Кавказа и Минераловодском выступе.

**Газоперспективные** земли располагаются на Ставропольском своде и в Южном Дагестане. В пределах Ставропольского свода хадумские отложения залегают на небольших глубинах (до 1000–1300 м) и в литологическом отношении выражены песчано-алеврито-глинистыми фациями. Термобарические условия залегания отложений весьма мягкие. Здесь сосредоточены крупные газовые скопления в гранулярных высокопроницаемых коллекторах хадумских отложений. Олигоценые отложения содержат ОВ сапропелево-гумусового подтипа, а степень его катагенеза не превышает градаций протокатагенеза ( $T_{max}$  около  $420^\circ\text{C}$ ), т.е. располагаются в верхней газогенной зоне. Содержание Сорг в них составляет около 2%, а величины полного генерационного потенциала не превышают 2–3 мг УВ/г породы.

В Южном Дагестане также открыты небольшие газовые скопления (Хошмензил, Дузлак, Дагогни) в трещиноватых мергелях хадумско-фораминиферовых отложений (гидродинамически связанные массивные залежи). Геохимические характеристики изучаемых отложений близки таковым на Ставропольском своде, хотя они и отличаются литофациальным обликом и составом ОВ (в Южном Дагестане хадумские отложения содержат карбонатный материал и ОВ гумусово-сапропелевого состава). Глубины залегания хадумских отложений здесь возрастают до 2000 м и более (в сторону Каранайаульской депрессии). Содержание Сорг составляет около 2%,  $T_{max}$  около  $420^\circ\text{C}$ .

Оценка начальных геологических ресурсов углеводородов изучаемых отложений проводилась на генетической основе. При расчетах мы исходили из принципа «in situ», согласно которому образовавшиеся в хадумской и баталпашинской нефтематеринских свитах углеводороды здесь же и сосредоточены, ввиду затрудненности эмиграции из преимущественно глинистых

отложений, т.е. нефтематеринские свиты являются также и нефтесодержащими. Степень углеводородонасыщения отложений определяется величиной исходного генерационного потенциала и степенью его реализации, т.е. значениями пиролитического параметра  $S_1$ , характеризующего количество свободных УВ в материнской толще на текущем этапе катагенетической преобразования. Следовательно, справедливо допущение, что начальные суммарные геологические ресурсы углеводородов равны суммарному реализованному генерационному потенциалу. Расчеты так же, как и при оценке исходного генерационного потенциала, проводились по сухопутной части Восточно-Предкавказской, Ставропольской и Терско-Каспийской НГО для отложений хадумской свиты и по Восточно-Предкавказской НГО – для баталпашинских отложений

По выделенным зонам были рассчитаны средние значения  $S_{1уд}$  для хадумских (табл. 1) и баталпашинских (табл. 2) нефтематеринских отложений.

ТАБЛИЦА 1. Расчетные параметры для подсчета начальных суммарных геологических ресурсов УВ хадумских отложений

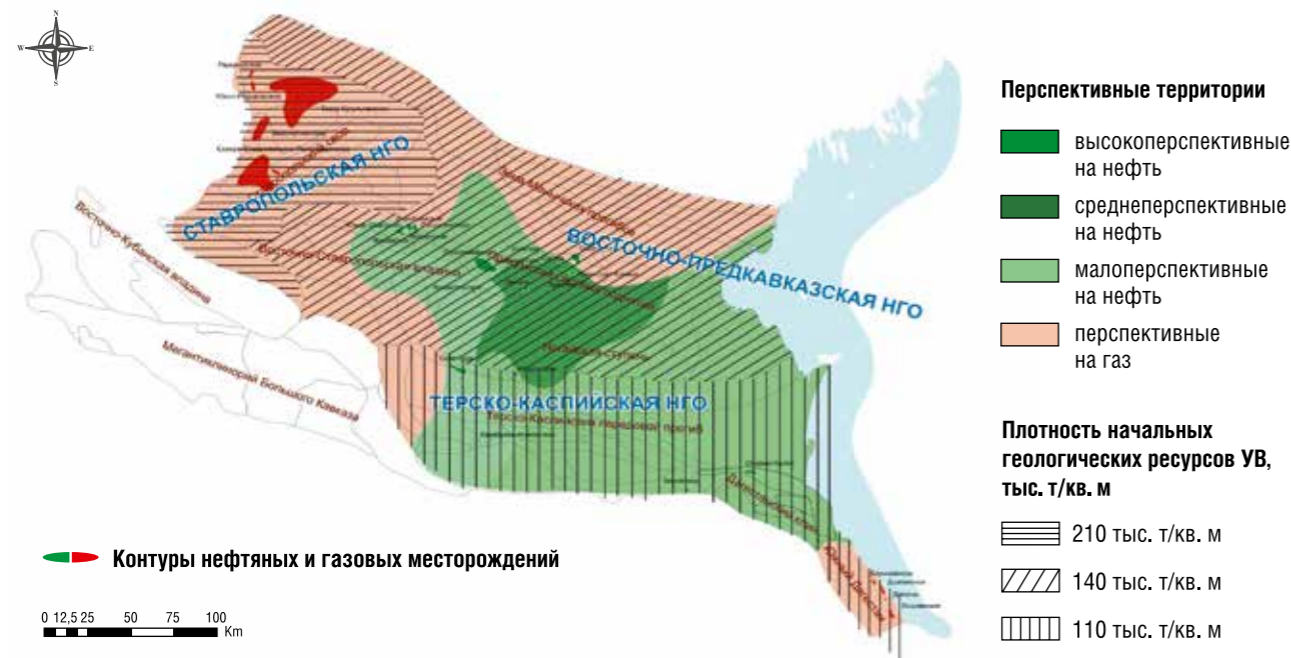
Параметры	Восточно-Предкавказская НГО	Ставропольская НГО	Терско-Каспийская НГО
Масса нефтематеринских пород, ( $M_n$ ), млрд т	10032	7229	5098
Средняя величина удельного реализованного генерационного потенциала, ( $S_{1уд}$ ), т/т	0,00085	0,00068	0,00099
Начальные суммарные геологические ресурсы УВ, ( $Q_{ув}$ ) млрд т	8,5	4,9	5,0

ТАБЛИЦА 2. Расчетные параметры для подсчета начальных суммарных геологических ресурсов УВ баталпашинских отложений

Параметры	Восточно-Предкавказская НГО
Масса нефтематеринских пород, ( $M_n$ ), млрд т	22003
Средняя величина удельного реализованного генерационного потенциала, ( $S_{1уд}$ ), т/т	0,0002
Начальные суммарные геологические ресурсы УВ, ( $Q_{ув}$ ) млрд т	4,4



РИС. 3. Карта плотностей геологических ресурсов УВ хадумской свиты Восточного и Центрального Предкавказья



При расчетах использовались полученные ранее значения суммарных масс пород нефтематеринских толщ. Проведенные исследования позволяют высоко оценивать перспективы обнаружения как традиционных, так и нетрадиционных (сланцевых) ресурсов УВ. Результаты комплексного анализа и обобщения данных изучения хадумских и баталпашинских отложений, включающие в себя геолого-промысловые, геохимические, литолого-фациальные, палеогеографические, тектонические и термобарические исследования позволили провести ранжирование потенциально нефтеносных земель по степени перспективности с выделением высокоперспективных, среднеперспективных, малоперспективных и бесперспективных зон и участков (рис. 3).

В результате произведенных расчетов проведенных впервые в данном регионе начальные суммарные геологические ресурсы УВ хадумских и баталпашинских нефтематеринских свит в пределах исследуемого региона составляют 22,8 млрд т, в том числе хадумская свита – 18,4 млрд т, баталпашинская свита – 4,4 млрд т. ●

**Литература**

1. Баженова О.К., Фадеева Н.П. Масштабы нефтегазообразования в нефтегазоносных бассейнах Восточного Паратетиса//Тез. докл. VIII междунар. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа», МГУ. – М.: ГЕОС, 2005. – с. 5–58.
2. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С., Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В. Перспективы поисков скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых толщах хадумской свиты Предкавказья // Нефтяное хозяйство. 2015. № 10. С. 50–53.
3. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов // М: ООО «Издательский дом Недр», 2011, 599 с.
4. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С. Термобарические условия формирования скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых коллекторах хадумской свиты Предкавказья // Нефтяное хозяйство. 2016. № 2. С. 8–11.
5. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Сенин Б.В., Лавренова Е.А. Задачи бассейнового моделирования на разных этапах геолого-разведочных работ // Нефтяное хозяйство. 2015. № 4. С. 26–29.
6. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Серикова У.С., Лавренова Е.А., Круглякова М.В. Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы на территории п-ова Крым и прилегающих акваторий Азовского и Черного морей // Нефтяное хозяйство. 2015. № 3. С. 56–60.
7. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Серикова У.С. Оценка нефтегазоносности полуострова Крым и прилегающих акваторий Азовского и Черного морей по результатам моделирования углеводородных систем // Нефтяное хозяйство. 2015. № 1. С. 5–17.
8. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Круглякова М.В., Горбунов А.А. Перспективы нефтегазоносности п-ова Крым и западного побережья Азовского моря // Нефтяное хозяйство. 2014. № 9. С. 66–70.
9. Мартынов В.Г., Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Рачинский М.З. Геофлюидальные давления и их

роль при поисках и разведке месторождений нефти и газа. Инфра-М Москва, 2013.

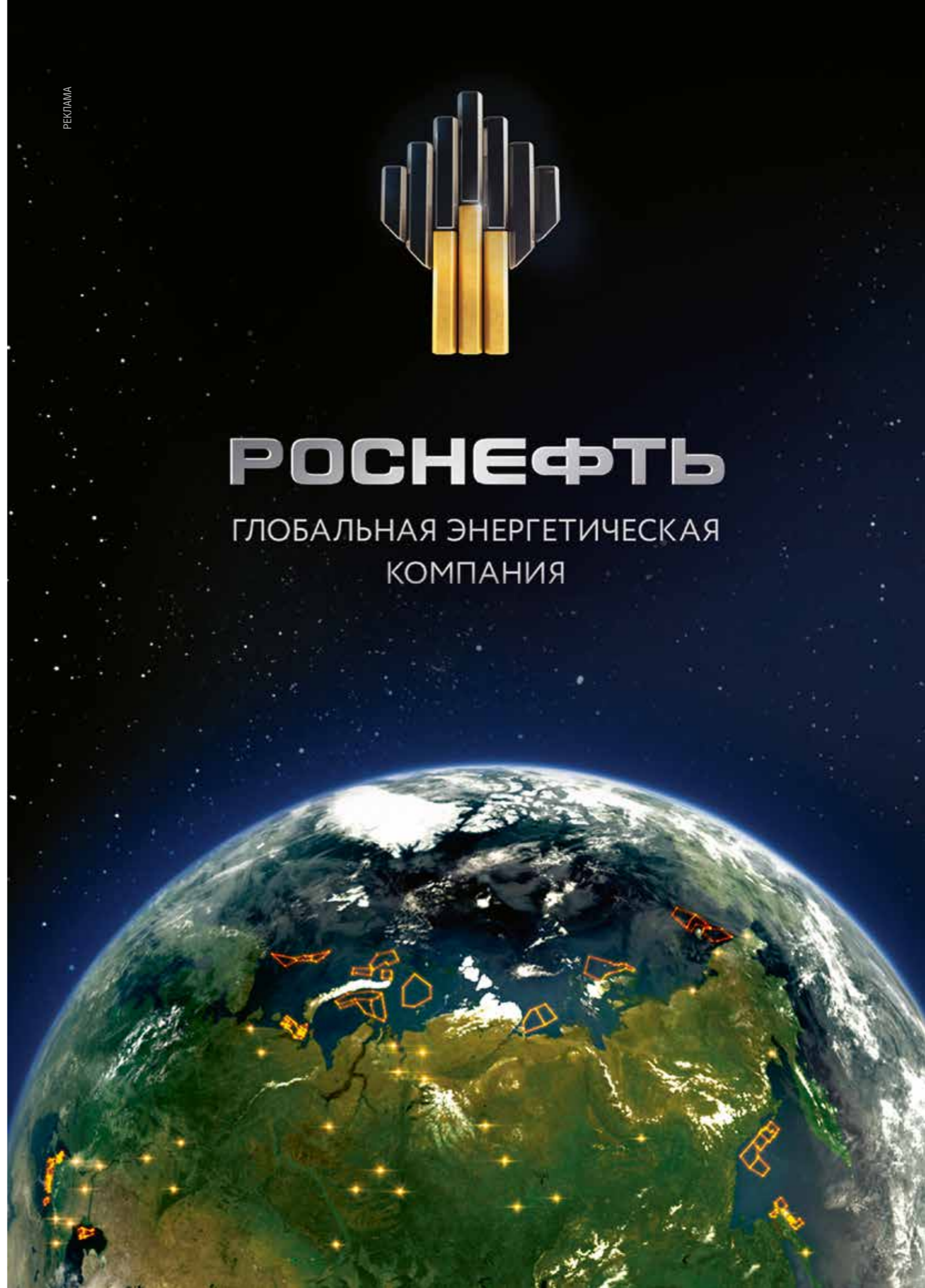
10. Морариу Д., Аверьянова О.Ю. Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологий извлечения нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т.8. – №1.
11. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. М.: Недр, 1969. – 240 с.
12. Неручев С.Г., Вассович Н.Б., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием//Труды XXV сессии Международного геологического конгресса. Докл. сов. геол. Горючие ископаемые. М.: 1976. С. 47–62.
13. Прищепа О.М., О. Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский, Д. Морариу. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. (Труды ВНИГРИ)
14. Седиментоло-фациальное моделирование при поисках, разведке и добыче скоплений углеводородов, В. Ю. Керимов [и др.] Российский гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 2010.
15. Pelet R. 1985. Evaluation quantitative des produits formés lors de l'évolution géochimique de la matière organique//Rev. d'Institut Français du Pétrole, 1985, v.40, № 5, p. 551–56.
16. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Yu. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs / Scientific Editor Gorfunkel M.V. – Scrivener Publishing, USA, 2015. – 622 pp.
17. Yandarbiyev, N.S., Kozlova, E.V., Mustaeв, R., Odintsova, K.Y. Geochemistry of organic matter formation rocks of khadum western caucasus-source non-Traditional accumulations // Geomodel 2015 – 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development pp. 285–289.

KEY WORDS: shale hydrocarbons, prospects, Caucasus, thermobaric conditions, innovative clusters, Maikop series.

РЕКЛАМА



РОСНЕФТЬ  
ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ  
КОМПАНИЯ



# МИНИМИЗАЦИЯ РИСКОВ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

## Прогнозирование макронеоднородности пласта с использованием вероятностной геологической модели на примере месторождения Западно-Туркменской впадины

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ГРАНИЦ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА СТАДИИ ЕГО РАЗВЕДКИ, КОГДА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ЕЩЕ НЕДОСТАТОЧНО ДЛЯ ТОЧНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИХ ПОЛОЖЕНИЯ, А ТАКЖЕ ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ЯВЛЯЕТСЯ ВАЖНОЙ И ТРУДОЕМКОЙ ЗАДАЧЕЙ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРИВЕДЕН ВЕРОЯТНОСТНЫЙ МЕТОД ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНОГО НЕФТЕНАСЫЩЕННОГО ПЛАСТА И ДАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ДОРАЗВЕДКИ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С НЕРАВНОМЕРНОЙ СЕТКОЙ СКВАЖИН. ДАННЫЙ МЕТОД МОЖЕТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАН НА ЛЮБЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, С ОГРАНИЧЕННЫМ КОЛИЧЕСТВОМ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ, В ЦЕЛЯХ УМЕНЬШЕНИЯ РИСКОВ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

*PREDICTION OF THE DEPOSIT LITHOLOGIC BOUNDARIES DURING THE STAGE OF ITS EXPLORATION WHEN THE GEOLOGICAL AND PRODUCTION DATA IS NOT SUFFICIENT FOR THE ACCURATE DETERMINATION OF THEIR POSITION, AS WELL AS THE OPTIMIZATION OF THE EXPLORATION WORK IS AN IMPORTANT AND TIME-CONSUMING TASK. THIS ARTICLE PRESENTS A PROBABILISTIC METHOD FOR PREDICTING THE SPATIAL HETEROGENEITY OF THE PRODUCTIVE OIL-SATURATED RESERVOIR AND RECOMMENDATIONS FOR THE OPTIMIZATION OF THE FOLLOW-UP EXPLORATION ON THE EXAMPLE OF AN OIL FIELD WITH UNEVEN WELL COVERAGE. THIS METHOD CAN BE USED ON ANY OF THE FIELDS, WITH A LIMITED NUMBER OF GEOLOGICAL AND FIELD INFORMATION, TO REDUCE THE RISK OF EXPLORATION DRILLING*

Ключевые слова: разведка нефти и газа, вероятностное моделирование, литолого-фациальное моделирование, месторождение, пласт.

**Александр Вячеславович Лобусев,**  
доктор геолого-минералогических наук,  
профессор,  
заведующий кафедрой  
промысловой геологии нефти  
и газа,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени  
И.М. Губкина

**Иван Юрьевич Фадеев,**  
аспирант кафедры  
промысловой геологии нефти  
и газа,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени  
И.М. Губкина

В современных экономических реалиях возникает острая необходимость уменьшения рисков, а вместе с ними и затрат, на разведочное бурение, при освоении месторождений. Это актуально на крупных объектах, часть которых введена в эксплуатацию опережающим способом, а большая часть еще не разведана. Оптимизация геологоразведочных работ на таких месторождениях является трудоемкой задачей, решение которой связано с качеством и количеством исходной геолого-геофизической информации.

Модели месторождений, построенные на объектах, где требуется доразведка, в большей степени имеют упрощенный вид. В полной мере это относится к исследуемому объекту, в строении которого участвуют тектонические нарушения и широко развита микронеоднородность, изменяющая коллекторские свойства пород по площади и разрезу. При малой степени изученности обычно строят несколько равновероятных моделей, которые учитываются

при планировании ГРП[1], хотя на практике вероятностные модели зачастую просто игнорируются.

При освоении залежей нефти и газа проблема выявления пространственной анизотропии продуктивных отложений является одной из главных. Часто именно данный фактор определяет уменьшение эффективности использования прогрессивных технологий воздействия на пласт и разработки в целом. В результате происходит снижение темпов добычи углеводородов, преждевременное обводнение пластов, уменьшение коэффициента извлечения нефти и т.д. Геологические модели на современном уровне требований к подсчету запасов и разработке месторождений должны базироваться на полном комплексе разномасштабных исследований, учитывая все данные об изменчивости свойств нефтегазонасыщенных пород. Под неоднородностью продуктивных отложений понимаются существенные изменения в пространстве их литолого-

УДК 550.3



петрофизических свойств. В первую очередь в нефтегазовой геологии, естественно, рассматриваются особенности изменчивости фильтрационно-емкостных характеристик, флюидонасыщения, а также специфика распространения вещественного состава и строения пород [2]. Получить полный объем исходной информации, достаточно равномерно распределенный как по площади, так и по разрезу исследуемых объектов, практически невозможно, особенно на объектах, введенных в эксплуатацию опережающим способом. Использование детерминистических методов моделирования неоднородностей малоэффективно, необходимо использовать вероятностный подход.

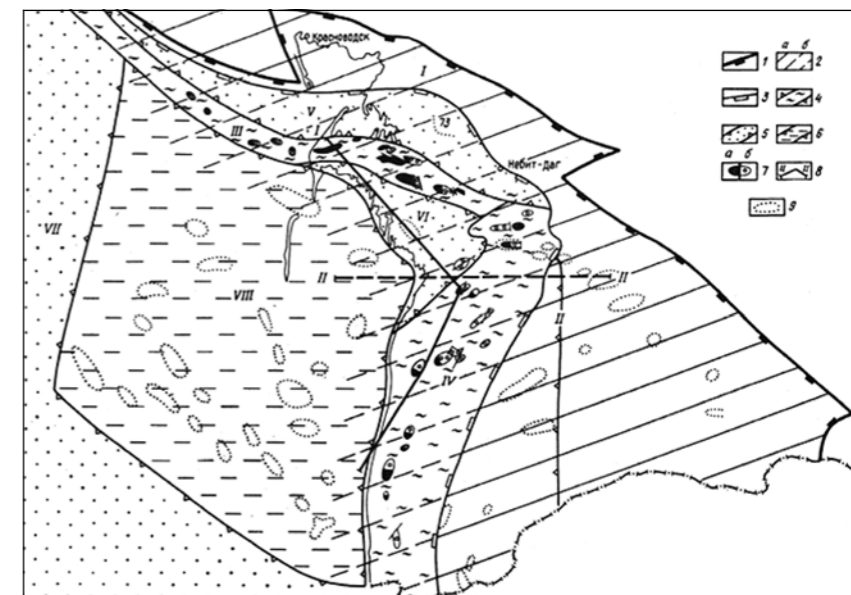
Исследуемое месторождение располагается на северо-западной окраине Западно-Туркменской впадины, которая, в свою очередь, представляет собой восточный борт громадной по площади и толщине осадочного чехла Южно-Каспийской впадины.

Площадь месторождения пространственно приурочена к восточному борту Южно-Каспийской области прогибания земной коры, так называемой Прибалханской зоне поднятий Западно-Туркменской впадины (рисунок 1). Впадина ограничена с севера складчатыми сооружениями Губадага и Большого Балхана, с востока – отрогами Колетдага. Южный борт впадины находится на территории Ирана

и под названием Гызылэтрекской депрессии примыкает к системе складчатости Эльбруса. К западу она раскрывается в сторону Южно-Каспийской наложенной впадины.

Апшероно-Прибалханская зона поднятий шириной 20–25 км и длиной несколько сот километров является, очевидно, отражением глубинных структур, а именно – шва столкновения Южно-Каспийской и Каракумской микроплит, образованного в доплиоценовое время. Зона состоит из брахиантиклиналей, осложненных сбросами с амплитудой до 500 м.

РИС. 1. Схема тектонического районирования Южно-Каспийского бассейна в пределах Западной Туркмении (В.С. Шейн, К.А. Клещев 1991 г.)



Длина брахиантиклиналей от 3 до 50 км, ширина от 2 до 12 км, высота складок по отложениям среднего плиоцена иногда превышает 3,5 км. Углы падения пород на крыльях в верхних горизонтах разреза измеряются первыми градусами. С глубиной наклон пластов увеличивается, достигая 20°, а порой 40° (Челекен, Котуртепе).

Осадочный чехол в пределах Западной Туркмении представлен мезозойскими и кайнозойскими породами. По данным сейсморазведки, его мощность увеличивается с востока на запад от 7 до 19 км. Наиболее древние, очевидно, триасовые отложения, которые вскрыты лишь в обрамлении бассейна [3].

Западно-Туркменскую впадину опоясывают разломы, по которым в неоген-четвертичное время происходило интенсивное воздымание окружающих горных сооружений. Впадина и пограничные с ней обрамляющие горно-складчатые сооружения имеют сложную многофазовую историю геологического развития и формирования. Это обусловлено ее положением в зоне альпийской складчатости, близостью эпигерцинской платформы, а также предполагаемым наличием крупных срединных массивов на западе (Южно-Каспийского и Средне-Каспийского) и на юго-востоке (Северского и Лудского в Иране), сложенных породами древней консолидации.

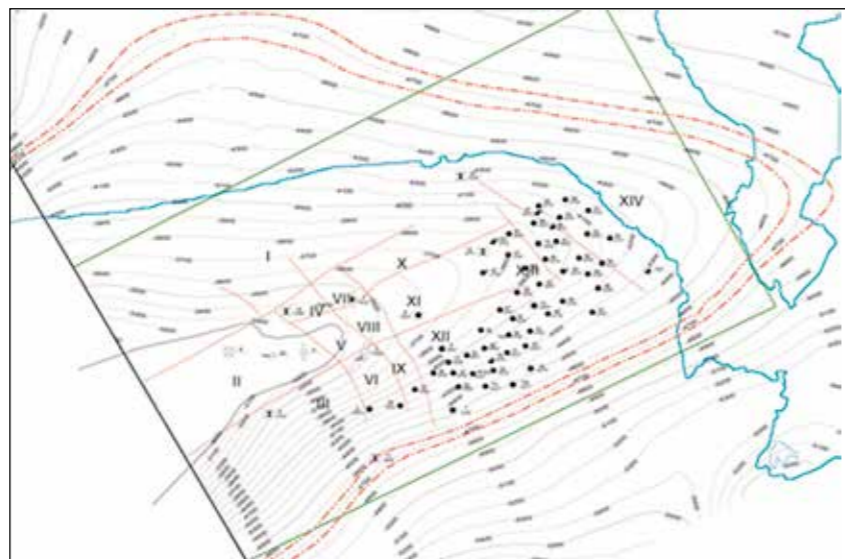
Влияние разломов нашло свое отражение в своеобразии пликвативных и дизъюнктивных дислокаций, развитых в различных по возрасту комплексах осадочного чехла, неодинаковой стратиграфической представленности разрезов по территории и зональности литолого-фациального состава и коллекторских свойств осадков.

Месторождение представляет собой высокоамплитудную брахиантиклиналь, разбитую 9 крупными разломами (рисунок 2) и сложено чередованием преимущественно алевроитовых и глинистых пород с подчиненными прослоями песчаных образований миоцен-плиоценового возраста. В объеме нижней половины разреза красноцветной толщи присутствуют гипс-ангидритовые слои. Толща характеризуется увеличением глинистости разреза сверху вниз.

Месторождение изучено недостаточно детально для его полного освоения. В первую очередь это относится к основному объекту разработки – миоцен-плиоценовой толще, где запасы категории С2 разбурены редкой сеткой скважин, водонефтяной контакт не вскрыт. Не полный охват залежи бурением ограничивает не только возможности по ее освоению, но и количество геолого-промысловой и геолого-геофизической информации для уточнения ее строения и более детального прогнозирования развития неоднородностей фильтрационно-емкостных свойств по изучаемым объектам.

Исходя из неравномерной сетки скважин и высокой литологической неоднородности, существует высокая степень риска бурения сухих и мало продуктивных скважин, попадающих в зону отсутствия коллектора. С целью прогнозирования литологических

РИС. 2. Структурная карта по кровле миоцен-плиоценовой толщи



границ и зон отсутствия коллектора была построена вероятностная литолого-фациальная модель месторождения.

На основе данных по 60 скважинам было создано 100 равновероятных литолого-фациальных моделей. При создании большого количества равновероятных литолого-фациальных моделей образуется своеобразная выборка ячеек модели, состоящих из 0 и 1 (0 – породы коллекторы, 1 – породы неколлекторы). Определение вероятности нахождения в ячейке модели коллектора определяется простой формулой (1) вероятности.

$$P = \frac{M}{n}, \quad (1)$$

где  $P$  – вероятность события,  $M$  – положительный результат,  $n$  – количество измерений.

За положительный результат принимаем нахождение в ячейке коллектора, за негативный – неколлектора. Просуммировав модели и разделив их на количество реализаций мы получаем

куб, состоящий из ячеек со значениями от 0 до 1 с шагом 0,1 (таблица 1). Соответственно, чтобы получить вероятностную оценку нахождения в ячейке коллектора необходимо выполнить отсечку по коэффициентам. 0,1 – это 10-процентная вероятность (P10), 0,5 – 50-процентная вероятность (P50), 0,9 – 90-процентная вероятность (P90).

Используя карты вероятности нахождения коллектора (рисунок 3) можно выделить равновероятные области прогноза коллекторских свойств.

Часть областей совпадает с уже геометризованными областями отсутствия коллектора, однако в северной части выделяются две области с низкой вероятностью нахождения коллектора не выделенные ранее. Таким образом, мы прогнозируем развитие зон отсутствия коллектора в северной и северо-восточной частях месторождения.

На основе прогнозирования пространственного распределения

пород коллекторов был предложен альтернативный план доразведки месторождения, существенно отличающийся от принятого на основе постоянно действующей геолого-технологической модели, не учитывающей вероятность распространения коллекторов (рисунок 3).

При сравнении рекомендаций по ГГР, данных по общепризнанному методу, и рекомендаций, разработанных с использованием вероятностного подхода, выявляется, что очередность и направление геологоразведочных работ для верхней пачки миоцен-плиоценовых отложений изменяется. В первую очередь, бурение необходимо направить в большей степени на юго-запад, в области повышенной вероятности нахождения коллекторов. Главной целью в данном случае будет определение водонефтяного контакта. Бурение скважин в северном и северо-восточных направлениях будет сопровождаться большими рисками вскрытия низкопродуктивных коллекторов, при планировании бурения там необходимо учитывать возможное ухудшение коллекторских свойств и применять специальные методы воздействия на пласт в данной области.

В данной работе рассмотрены методические приемы вероятностной оценки макронеоднородности продуктивного пласта на примере одного из месторождений Западно-Туркменской впадины. Использование вероятностного метода геологического моделирования позволяет при ограниченном количестве геолого-промысловой информации снизить риски разведочного бурения и скорректировать проект доразведки месторождения с учетом возможных неоднородностей по площади и разрезу. ●

**Литература**

1. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа. Книга 2 / Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Габриляц Г.А., Керимов В.Ю., Мстиславская Л.П., М., Недр, 2012 – 416 с.
2. Лобусев А.В., Мартынов В.Г., Страхов П.Н. Исследование неоднородностей нефтегазопродуктивных отложений // Территория нефтегаз – 2011 – №12 – С. 45-61.
3. Клещев К.А., Шенин В.С., Славкин В.С. Новая концепция геологического строения и нефтегазоносности Западной Туркмении // Геология нефти и газа – 1992 – № 5.

KEY WORDS: the oil and gas exploration, probabilistic simulation, lithofacies modeling, oilfield, formation.

РИС. 3. Карта вероятности нахождения коллектора с выделенными прогнозными зонами отсутствия коллектора

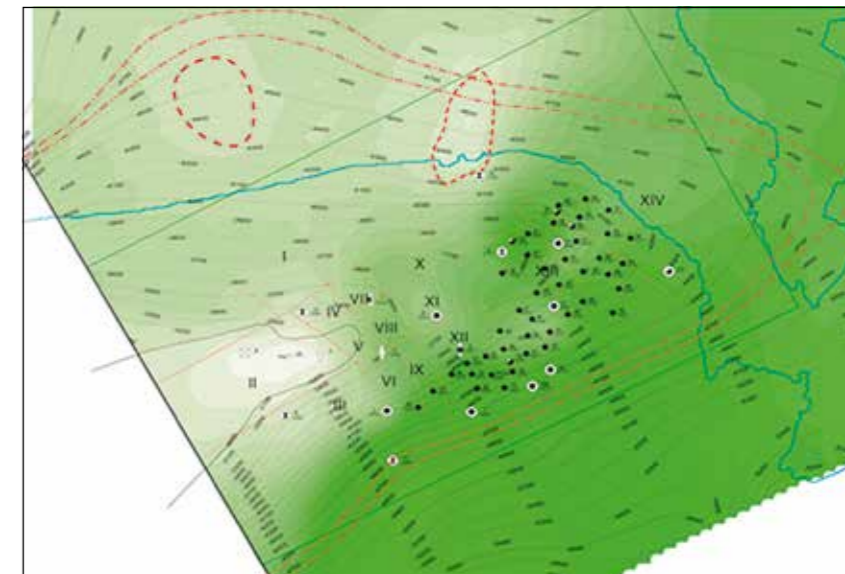
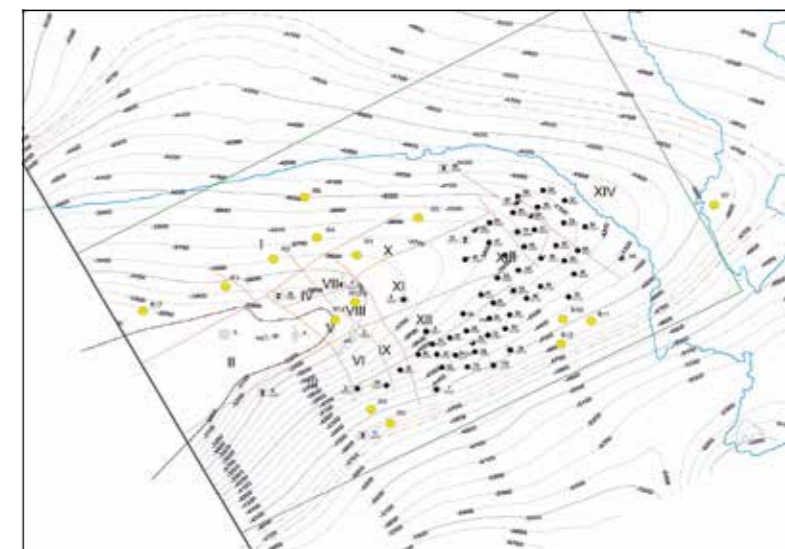


РИС. 4. Сравнение проектов бурения разведочных скважин: вверху – без учета вероятностной модели, внизу – с учетом вероятностной модели

Исходный проект бурения разведочных скважин



Проект бурения разведочных скважин, скорректированный на основании прогноза макронеоднородностей пласта

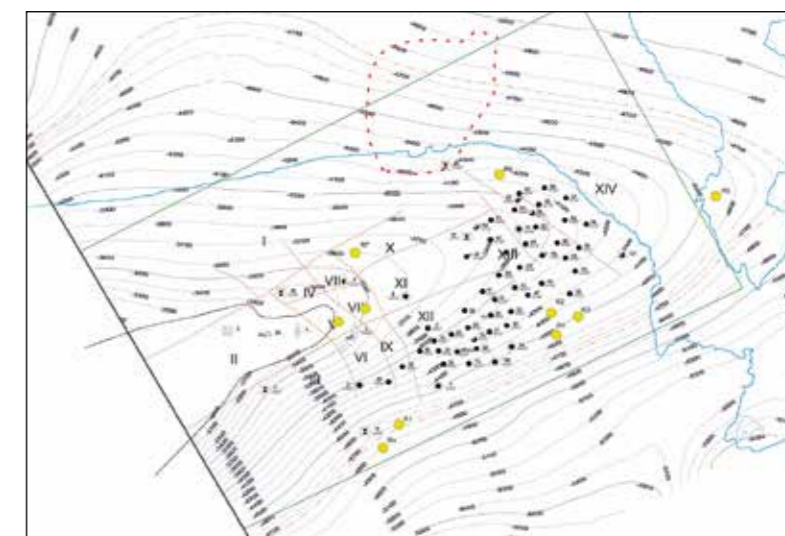


ТАБЛИЦА 1. Цифровой пример распределения пород коллекторов и неколлекторов по реализациям

Ячейка/реализация	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	0	0	0	1	1	0	1	1
2	1	1	0	0	1	0	0	0	1
3	0	0	0	1	1	0	1	0	0
4	0	0	0	0	1	1	1	1	1
100	0	1	1	1	0	0	1	1	0
Сумма	75	50	42	12	92	15	24	45	78
Резльтирующий куб	0,7	0,5	0,4	0,1	0,9	0,1	0,2	0,4	0,8

# ТЕХНОЛОГИЯ Дельта LogR

## для оценки $C_{org}$ низкозрелого сланцевого коллектора на примере С региона бассейна Ордос

$C_{org}$  ЯВЛЯЕТСЯ ВАЖНЕЙШИМ ПАРАМЕТРОМ ПРИ ОЦЕНКЕ СЛАНЦЕВОГО КОЛЛЕКТОРА. ЧТОБЫ ВЫЯСНИТЬ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ  $\Delta LogR$  ДЛЯ ОЦЕНКИ  $C_{org}$  НИЗКОЗРЕЛОГО СЛАНЦЕВОГО КОЛЛЕКТОРА, ПРИМЕНЕНО ТРИ КОМБИНАЦИИ. С ПОМОЩЬЮ КОМПЛЕКСА MATLAB МЕТОДОМ ЛИНЕЙНОЙ РЕГРЕССИИ СКОРРЕКТИРОВАНЫ ЭМПИРИЧЕСКИЕ ФОРМУЛЫ КАЖДОЙ КОМБИНАЦИИ. РЕЗУЛЬТАТ ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО ТЕХНОЛОГИЯ  $\Delta LogR$  ЭФФЕКТИВНА ДЛЯ ОЦЕНКИ  $C_{org}$  НИЗКОЗРЕЛОГО СЛАНЦЕВОГО КОЛЛЕКТОРА ПОСЛЕ КОРРЕКЦИИ ПАРАМЕТРОВ ЭМПИРИЧЕСКИХ ФОРМУЛ. СРЕДИ ТРЕХ ПРИМЕНЕННЫХ КОМБИНАЦИЙ ЭФФЕКТИВНЕЕ ОСТАЛЬНЫХ ДЛЯ ОЦЕНКИ  $C_{org}$  В ИЗУЧАЕМОМ РЕГИОНЕ ОКАЗАЛАСЬ КОМБИНАЦИЯ АК-ЭС, КОЭФФИЦИЕНТ КОРРЕЛЯЦИИ КОТОРОЙ ДОСТИГАЕТ 0,542, ТОЧКИ ЛИНЕЙНОЙ РЕГРЕССИИ РАВНОМЕРНО НАХОДЯТСЯ НА ДВУХ СТОРОНАХ ЛИНИИ  $Y = X$

*$C_{ORG}$  IS AN ESSENTIAL PARAMETER FOR THE ASSESSMENT OF THE SHALE RESERVOIR. TO FIND PARTICULAR APPLICATION OF  $\Delta LogR$  TECHNOLOGY TO ASSESS  $C_{ORG}$  OF LIGHT BROWN SHALE RESERVOIR, THREE COMBINATIONS HAVE BEEN USED. WITH MATLAB COMPLEX AND LINEAR REGRESSION, THE EMPIRICAL FORMULAS OF EACH COMBINATION HAVE BEEN ADJUSTED. THE RESULT SHOWS THAT  $\Delta LogR$  TECHNOLOGY IS EFFECTIVE FOR THE ASSESSMENT OF  $C_{ORG}$  OF LIGHT BROWN SHALE RESERVOIR AFTER THE ADJUSTMENT OF THE PARAMETERS OF EMPIRICAL FORMULAS. AMONG THE THREE COMBINATIONS APPLIED, THE AK-ES COMBINATIONS PROVED TO BE THE MOST EFFECTIVE FOR THE ASSESSMENT  $C_{ORG}$  IN THE STUDY AREA, WHERE THE CORRELATION COEFFICIENT REACHED 0.542, THE LINEAR REGRESSION POINTS ARE PLACED ON BOTH SIDES OF THE  $Y = X$  LINE ON AN EVEN BASIS*

Ключевые слова:  $C_{org}$ ,  $\Delta LogR$ , сланцевый коллектор, бассейн Ордос.

**Михаил Александрович Лобусев,**  
к.т.н., доцент кафедры  
промышленной геологии нефти  
и газа,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени  
И.М. Губкина

**Song Zezhang,**  
к.г.-м.н., старший преподаватель,  
Китайский нефтяной университет  
(г. Пекин)

**Liu Guangdi,**  
профессор,  
Китайский нефтяной университет  
(г. Пекин)

**Jiang Zhenxue,**  
профессор,  
Китайский нефтяной университет  
(г. Пекин)

В последние несколько лет внимание многих российских и мировых ученых нефтегазовой отрасли сосредоточено на исследованиях сланцевых коллекторов благодаря успешной сланцевой революции в США. Сланцы – это мелкозернистые породы, залегающие слоями [1]. Термически зрелые сланцы обогащены органическими веществами (ОВ), являются основными объектами поиска и разведки. По сравнению с обычным сланцем, органогенные сланцы характеризуются высоким содержанием углерода органического происхождения ( $2\% < C_{org} < 10\%$ ), иными словами, органогенные сланцы характеризуются высоким содержанием органического вещества.

Сланцевый газ образуется в сланцевом коллекторе и аккумулируется в сланцевом коллекторе. Газ существует в сланцевом коллекторе в трех фациях – в адсорбционной фации, в свободной фации и в растворенной фации, среди которых адсорбционный газ господствует (более 70%). Многими исследованиями уже доказано, что адсорбционный газ в основном адсорбируется на поверхности пор керогена [2, 3].

Поэтому  $C_{org}$  является важнейшим параметром при геохимической оценке сланцевого коллектора. Чем выше  $C_{org}$ , тем выше продуктивный потенциал сланцев и сравнительно больше место для адсорбции сланцевого газа при одинаковой термической зрелости.

Хотя с помощью пиролиза и можно анализировать содержание углерода органического происхождения с высокой точностью, но этот метод имеет два недостатка:

- 1) Чтобы проводить эксперименты в лабораторных условиях, необходим образец сланцевого коллектора. Однако вынос керна и приготовление образца стоит дорого;
- 2) Результат пиролиза дает оценку  $C_{org}$  в виде вертикальных непрерывных точек, но вертикальная разрешающая способность оценки низка.

Чтобы увеличивать вертикальную разрешающую способность оценки  $C_{org}$  и снизить расходы на анализ содержания органического вещества, многие ученые разных стран уже успешно прогнозировали  $C_{org}$  разными методами с помощью ГИС данных.

Несмотря на то, что исследования сланцевого газа начаты совсем недавно, один из важнейших геохимических параметров нефтегазоматеринской свиты –  $C_{org}$ , изучается уже больше полувека.

В 1967 г. американские ученые Tixier M.P., Curtis M.R. с помощью ГГМ-п и АК прогнозировали  $C_{org}$  нефтяного сланца бассейна Piceance Creek Западной Каролины США [4].

В 1981 г. Schmoker с помощью ГК и ГГМ-п оценил  $C_{org}$  сланца (1) Девонской свиты в Аппалачи бассейне и предложил модель для прогнозирования [5]:

$$\Delta \text{phgr} = (\Delta \text{ggrB} - \Delta \text{ggr}) \div 1.378A, \quad (1)$$

где:

$\Delta \text{ggr}$  – показание ГМ, мкР/час (микрорентгены в час) или эквивалентные единицы API;

$\Delta \text{ggrB}$  – показание ГМ в сланцевом пласте, который богат органическим веществом;

A – перехват в кроссплоте ГМ и ГГМ-п.

В 1983 г. коллектив авторов Schmoker и др. в ходе исследования черного сланца Миссисипи и Девонской свиты Виллистон бассейна предлагал прогнозировать  $C_{org}$  с помощью ГГМ-п, сопоставив результат прогнозирования с геохимическим анализом из 39 скважин. Результат превзошел все ожидания. Средняя абсолютная погрешность составляет 1,1% [6]. Формула прогнозирования определяется по формуле (2):

$$\text{TOC} = (154.497 \div \Delta \text{rgr}) - 57.261, \quad (2)$$

где:

$\Delta \text{rgr}$  – показание ГГМ-п, г/см<sup>3</sup>.

В 1984 г. В. L. Meyer с другими учеными первыми в мире опознавал нефтегазоматеринские породы путем сочетания ГГМ-п с ЭС и сочетания АК с ЭС [7].

В 1985 г. Mendelson и другие ученые путем сочетания АК-НК-ГМ подсчитывали объем органического вещества.

В 1990 г. Passey предложил метод  $\Delta \text{LogR}$ , с помощью АК, ГГМ-п, НК, ЭС не только опознал сланец, обогащенный органическим веществом, но и количественно оценил содержание углерода органического происхождения [8].

В 1996 г. Zehui Huang методом нейронной сети, сочетанием ГМ, НК, Диаграммы, ГГМ-п, установил количественную связь между  $C_{org}$  и ГИС показаниями [9].

Среди этих способов метод  $\Delta \text{LogR}$  наиболее широко применяется разными нефтяными компаниями и исследовательскими центрами в оценке нефтематеринских пород.

По сравнению с большинством сланцевых коллекторов, в С регионе бассейна Ордос, сланцевый коллектор верхнего триасового отдела обладает низкой термической зрелостью ( $0,8\% < R_o < 1,2\%$ ). В пласте существуют не только газ, но и нефть. Данная статья посвящена особенностям применения технологии  $\Delta \text{LogR}$  в прогнозировании  $C_{org}$  сланцевого коллектора в С регионе.

### 1. Метод $\Delta \text{LogR}$

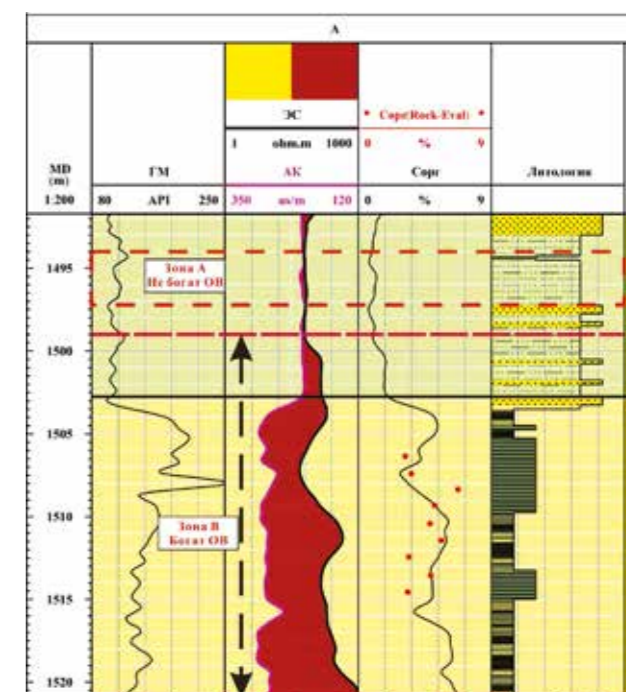
Регулируя масштаб каротажных кривых пористости (АК, НК, ГГМ-п) и сопротивления (пластовое сопротивление), чтобы они совпадали в пласте арриллита или сланцевом пласте с низким сопротивлением. Из-за того, что кероген, нефть, газ обладают высоким сопротивлением, низкое сопротивление показывает низкое содержание или отсутствие ОВ и УВ. Когда в пласте в значимых количествах присутствуют ОВ или УВ, кривые расходятся:

- (1) Кероген и нефть, газ обладают высоким электрическим сопротивлением;
- (2) Кероген, нефть и газ обладают высоким временем пробега волн;
- (3) Газ обладает низким водородным индексом.

Чем больше содержание ОВ (кероген или нефть, газ), тем больше расхождение кривых пористости и сопротивления. Поэтому расхождение кривых в методе  $\Delta \text{LogR}$  хорошо отражает содержание ОВ в пласте и может применяться как показатель содержания ОВ.

Как видно на рисунке 1, в зоне А, где литология в основном представлена арриллитом, ГМ каротаж показывает низкое содержание ОВ, глубокое сопротивление примерно равно 60 ом, время пробега волны равно 210 мкс/м (величина, обратная времени распространения упругих волн), три показателя свидетельствуют о том, что в пласте мало органического вещества.

РИС. 1. Метод  $\Delta \text{LogR}$



Сущность метода  $\Delta\text{LogR}$  заключается в масштабировании и регулировании каротажных кривых ЭС и АК таким образом, чтобы они совпадали друг с другом в зоне А, после чего в зоне В фиксируется расхождение. Зона В считается зоной богатой органическим веществом.

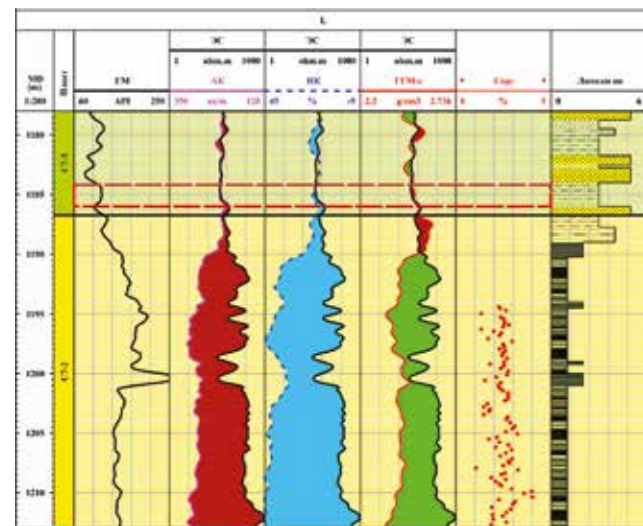
**2. Выбор регионального базального значения каротажных кривых**

Первым этапом применения метода  $\Delta\text{LogR}$  служит выбор регионального базального значения для каждой кривой, то есть значение каротажной кривой в зоне с низким содержанием органического вещества.

Красный прямоугольник на рисунке 2 показывает аргиллит с низким содержанием ОВ. Кривую пористости совмещают с кривыми сопротивления так, чтобы они совпадали в этой зоне. Значения разных кривых в этой зоне являются базальными значениями. В результате установлены базальные значения для разных кривых:

$$\begin{aligned} \text{ЭС}_{\text{БАЗ}} &= 50 \text{ ом}, \text{ АК}_{\text{БАЗ}} = 210 \text{ мкс/м}, \text{ НК}_{\text{БАЗ}} = 15\%, \\ \text{ГГМ-П}_{\text{БАЗ}} &= 2,57 \text{ г/см}^3. \end{aligned}$$

РИС. 2. Выбор регионального базального значения для каротажной кривой



**3. Разные комбинации метода  $\Delta\text{LogR}$**

**3.1 Комбинация АК-ЭС**

Методом  $\Delta\text{LogR}$  оценивается содержание углерода органического происхождения с помощью АК-ЭС.

Эта комбинация наиболее широко применяется в разных месторождениях в разных странах. В исследовании сланцевого газа многие ученые с помощью этой комбинации уже успешно оценили содержание углерода органического происхождения в пласте, в результате чего обобщается эмпирическая формула, которая определяется по формуле (3):

$$C_{\text{орг(модель\_ак)}} = (\text{Log}(\text{ЭС}/\text{ЭС}_{\text{БАЗ}}) + 0,02 \times (\text{АК} - \text{АК}_{\text{БАЗ}})) \times K, \quad (3)$$

где:

$C_{\text{орг(модель\_ак)}}$  – оценка содержания углерода органического происхождения методом  $\Delta\text{LogR}$  с помощью ЭС-АК, %;

ЭС – показание глубокого электрического сопротивления пласта, ом;

$\text{ЭС}_{\text{БАЗ}}$  – базальное значение электрического сопротивления, ом,  $\text{ЭС}_{\text{БАЗ}} = 50$  ом;

АК – показание времени пробега волн, мкс/м;

$\text{АК}_{\text{БАЗ}}$  – базальное значение времени пробега волн, мкс/м,  $\text{АК}_{\text{БАЗ}} = 210$  мкс/м;

K – показатель зрелости ОВ, без единиц.

Следует отметить, что в формуле 3, внутренняя часть скобок, то есть  $\text{Log}(\text{ЭС}/\text{ЭС}_{\text{БАЗ}}) + 0,02 \times (\text{АК} - \text{АК}_{\text{БАЗ}})$ , отражает расхождение между кривыми.

РИС. 3. Степень зрелости vs отражательная способность витринита



При своих исследованиях компания Шлюмберже обобщала эмпирическую формулу для определения показателя зрелости, формула определяется по формуле (4):

$$K = 10^{(2,297 - 0,1688 \text{LOM})}, \quad (4)$$

где: LOM (Level Of Maturity) – степень зрелости, изменяется с 6 по 14, как показано на рисунке 3, по умолчанию равно 8,5 для газового сланца, 10,5 – для нефтяного сланца.

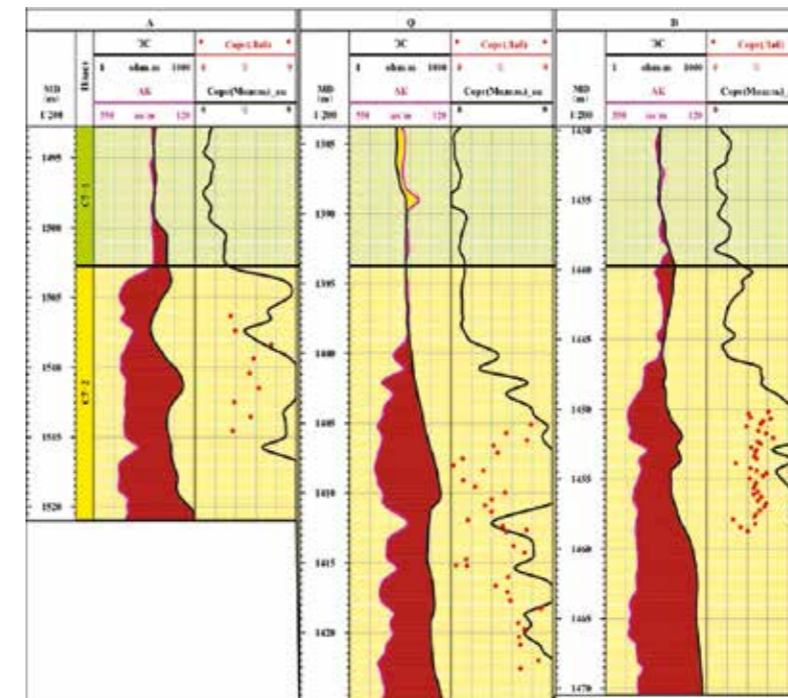
Следует отметить, что эти эмпирические формулы получены при исследовании сланцевых отложений с морской фацией. В изучаемом регионе пласты представляют собой континентальные отложения, эти различия могут вызывать значительные расхождения при оценке  $C_{\text{орг}}$ .

В С регионе отражательная способность витринита изменяется в диапазоне 0,82% – 1,12%, если взять опыт исследования сланцевого газа, то значение LOM равно 10, соответствующее значение K равно 4,06, результат прогнозирования  $C_{\text{орг}}$  показан на рисунке 4. Очевидно, что если мы просто применяем эмпирические параметры для газового сланца, то оценка будет значительно выше результата лабораторного анализа. Такой тренд можно увидеть во всем регионе, применяя эмпирические параметры.

Применим поправочный параметр S для коррекции модели прогнозирования  $C_{\text{орг}}$ , как показано в формуле 5:

$$C_{\text{орг(модель\_ак)}} = (\text{Log}(\text{ЭС}/\text{ЭС}_{\text{БАЗ}}) + 0,02 \times (\text{АК} - \text{АК}_{\text{БАЗ}})) \times K \times S \quad (5)$$

РИС. 4. Результат оценки  $C_{\text{орг}}$  при использовании эмпирических параметров для пласта сланцевого газа



Принимая 1 в качестве начального значения S, снизим S по шагу 0,01 для коррекции модели. После каждого снижения методом линейной регрессии оценивается результат моделирования. Сопоставляя результат регрессии, выбираем оптимальное значение S – когда значение коэффициента корреляции максимально.

В данном регионе, когда S равно 0,59, кроме как в одной скважине (L), коэффициент корреляции линейной регрессии между  $C_{\text{орг}}$  лабораторного анализа ( $C_{\text{орг(Лаб)}}$ ) и  $C_{\text{орг}}$  прогноза ( $C_{\text{орг(модель\_ак)}}$ ) по-прежнему низкий, в остальных скважинах результат довольно хороший (рис. 5).

Коэффициент K при исследовании  $C_{\text{орг}}$  характеризует разницу между высоkozрелыми и недозрелыми (низкозрелыми) сланцами. При умножении на поправочный коэффициент получаем значение 2,29, при этом уровень зрелости (LOM) будет равен 11,37. С помощью рисунка 3 можно получить значение отражательной способности витринита – 1,2125%, которое выше регионального.

РИС. 5. Результат оценки  $C_{\text{орг}}$  после коррекции

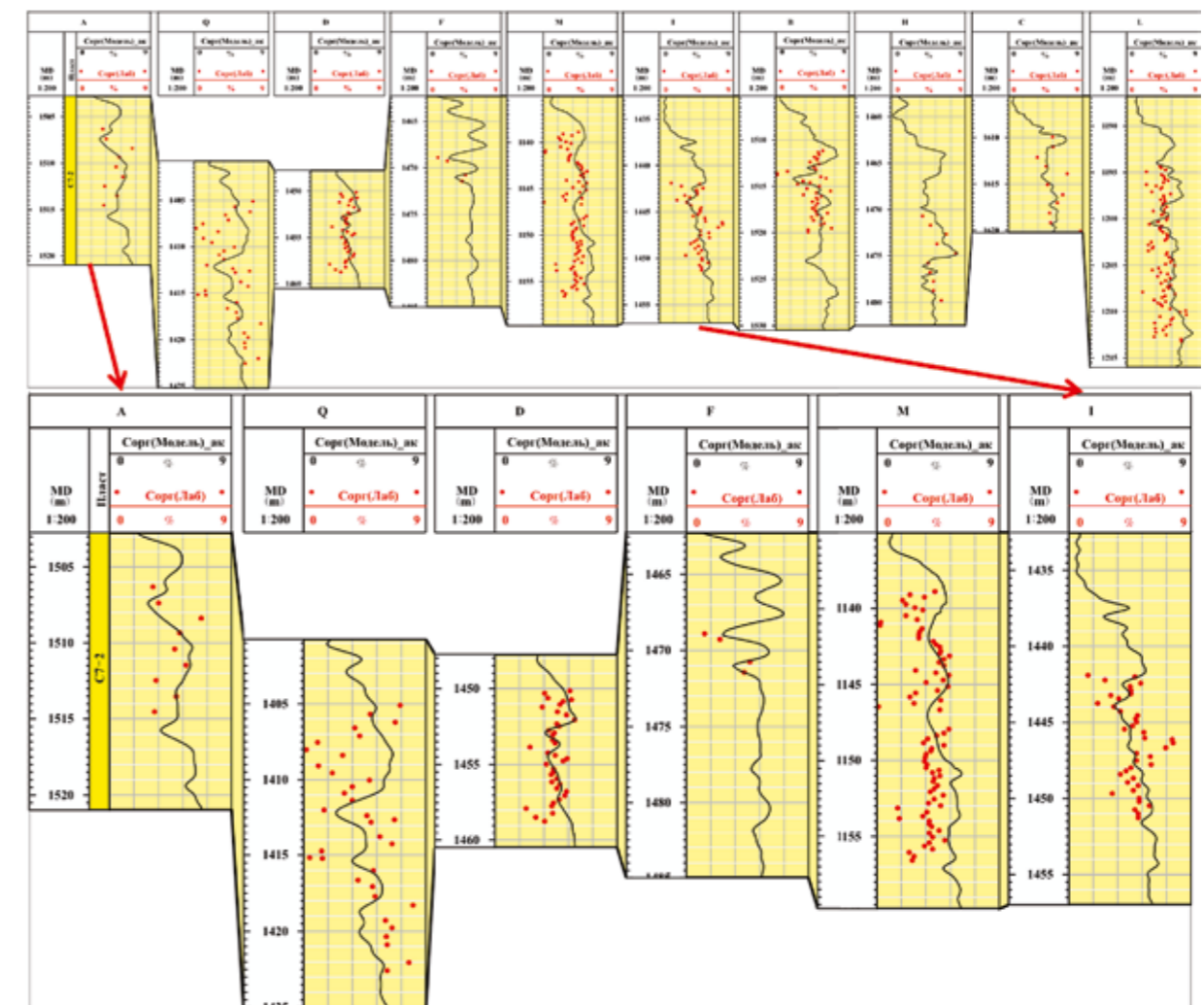


РИС. 6. Оценка  $C_{орг}$  с помощью ЭС-ГГМ-п после коррекции

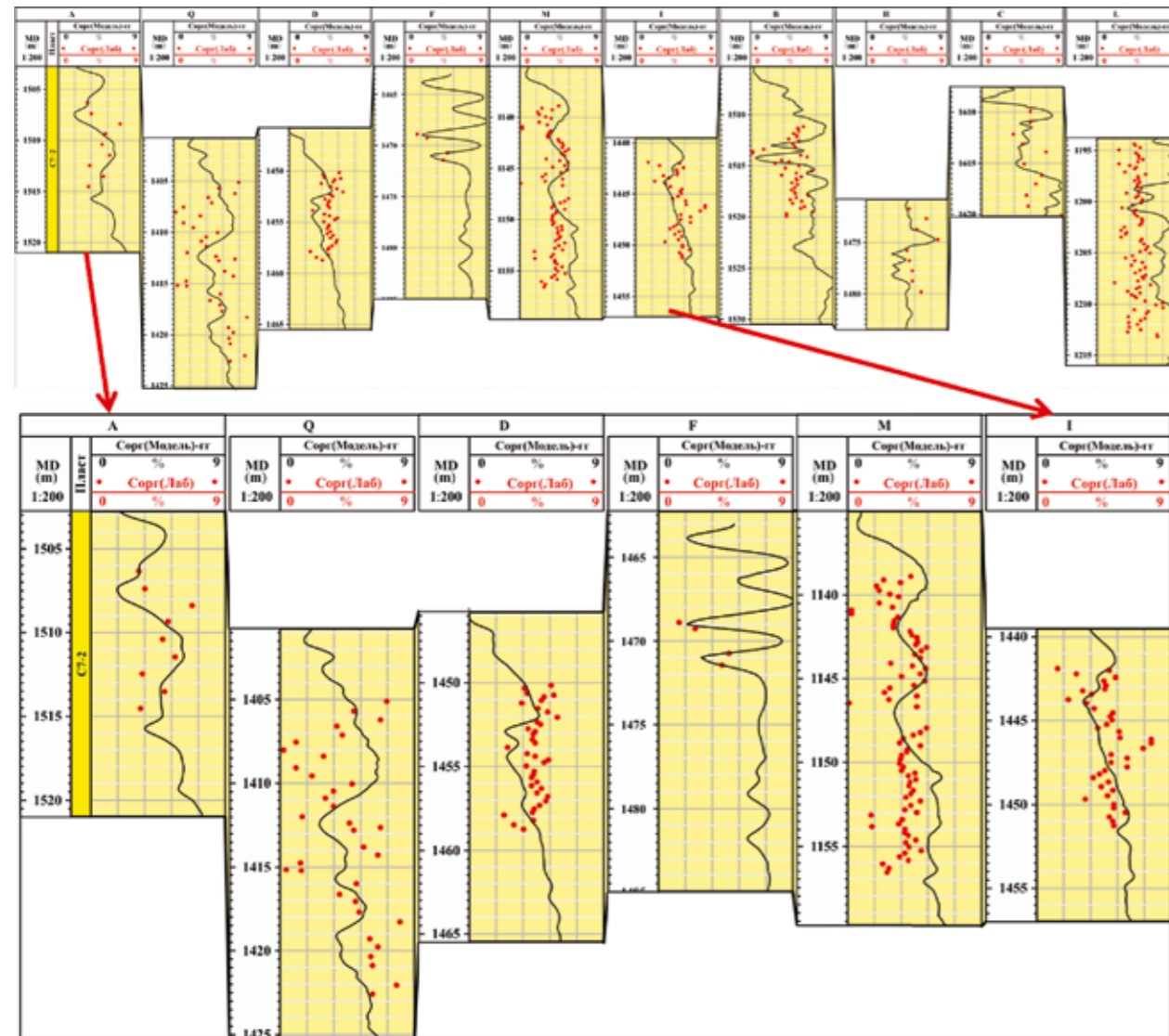
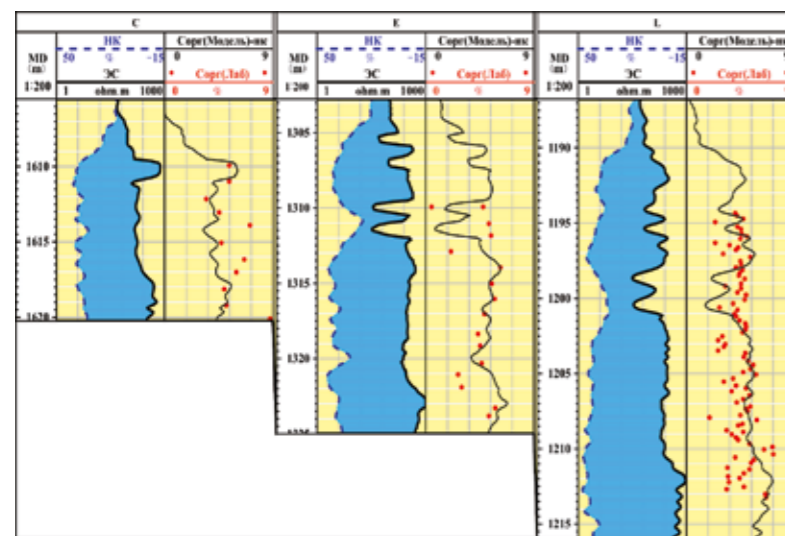


РИС. 7. Оценка  $C_{орг}$  с помощью ЭС-НК после коррекции



Таким образом, поправочный коэффициент корректирует еще и расхождение между двумя каротажными кривыми.

По сравнению с высокозрелым, поры низкозрелого сланца заполняются нефтью и газом, а не только газом, что вызывает уменьшение расхождения между каротажными кривыми АК-ЭС:

- 1) Время пробега волн в газе больше, чем в нефти, на 30–50 мкс/м;
- 2) Электрическое сопротивление метана выше, чем сопротивление нефти.

### 3.2 Комбинация ГГМ-п-ЭС

Аналогично применяем комбинацию ГГМ-п с ЭС для оценки содержания углерода органического происхождения.

Если просто применить эмпирические формулы (6) для оценки, результат получается очень плохим, закономерности не прослеживаются.

$$C_{орг(модель)}_{гг} = (\text{Log}(\text{ЭС}/\text{ЭСБАЗ}) - 2,5 \times (\text{ГГМ-п} - \text{ГГМ-пБАЗ})) \times K, \quad (6)$$

где:

$C_{орг(модель)}_{гг}$  – оценка содержания углерода органического происхождения методом  $\Delta\text{LogR}$  с помощью ЭС-ГГМ-п, %;

ГГМ-п – показание ГГМ-п, г/см<sup>3</sup>;

ГГМ-пБАЗ – региональное базальное значение ГГМ-п, г/см<sup>3</sup>, ГГМ-пБАЗ = 2,57 г/см<sup>3</sup>.

Аналогично применяем поправочные коэффициенты  $m$  и  $n$  для коррекции модели прогноза  $C_{орг}$  с помощью ЭС-ГГМ-п, в этом случае модель будет определяться по формуле 7:

$$C_{орг(модель)}_{гг} = (\text{Log}(\text{ЭС}/\text{ЭСБАЗ}) + m \times (\text{ГГМ-п} - \text{ГГМ-пБАЗ})) \times n \quad (7)$$

С помощью математических пакетов Matlab, применяя метод наименьших квадратов для анализа линейной регрессии, выбираем оптимальное значение  $m$  и  $n$  для модели прогноза  $C_{орг}$ . Полученное значение  $m$  равно 13, а  $n$  равно 2,75.

Полученный результат прогноза показан на рисунке 6, из которого следует, что, кроме скважины L,  $C_{орг}$  прогноза ( $C_{орг(Модель)}_{гг}$ ) выше, чем  $C_{орг}$  лабораторного анализа ( $C_{орг(Лаб)}$ ), в остальных скважинах результат довольно хороший.

### 3.3 Комбинация ЭС-НК

Заключительным этапом является применение комбинации ЭС-НК для оценки содержания углерода органического происхождения. Если воспользоваться эмпирической формулой (8) для оценки  $C_{орг}$ , полученные значения будут схожими – результат прогноза очевидно выше, чем результат лабораторного анализа.

$$C_{орг(модель)}_{нк} = (\text{Log}(\text{ЭС}/\text{ЭСБАЗ}) + 4 \times (\text{НК} - \text{НКБАЗ})) \times K, \quad (8)$$

где:

$C_{орг(модель)}_{нк}$  – оценка содержания углерода органического происхождения методом  $\Delta\text{LogR}$  с помощью ЭС-НК, %;

НК – показание нейтронного каротажа, %;

НКБАЗ – региональное базальное значение нейтронной кривой, %, НКБАЗ=15%.

Аналогично применяем поправочный коэффициент  $S$  для коррекции модели прогноза  $C_{орг}$  с помощью ЭС-НК, модель определяется по формуле 9:

$$C_{орг(модель)}_{нк} = (\text{Log}(\text{ЭС}/\text{ЭСБАЗ}) + 4 \times (\text{НК} - \text{НКБАЗ})) \times K \times S \quad (9)$$

Также с помощью программного пакета Matlab, снижая  $S$  по шагу 0,01 и применяя метод наименьших квадратов для анализа линейной регрессии, выбираем оптимальное значение  $S$  для модели прогноза  $C_{орг}$ . Полученное значение  $S$  равно 0,71. Результат оценки  $C_{орг}$  показан на рисунке 7.

### 4. Оптимизация комбинации

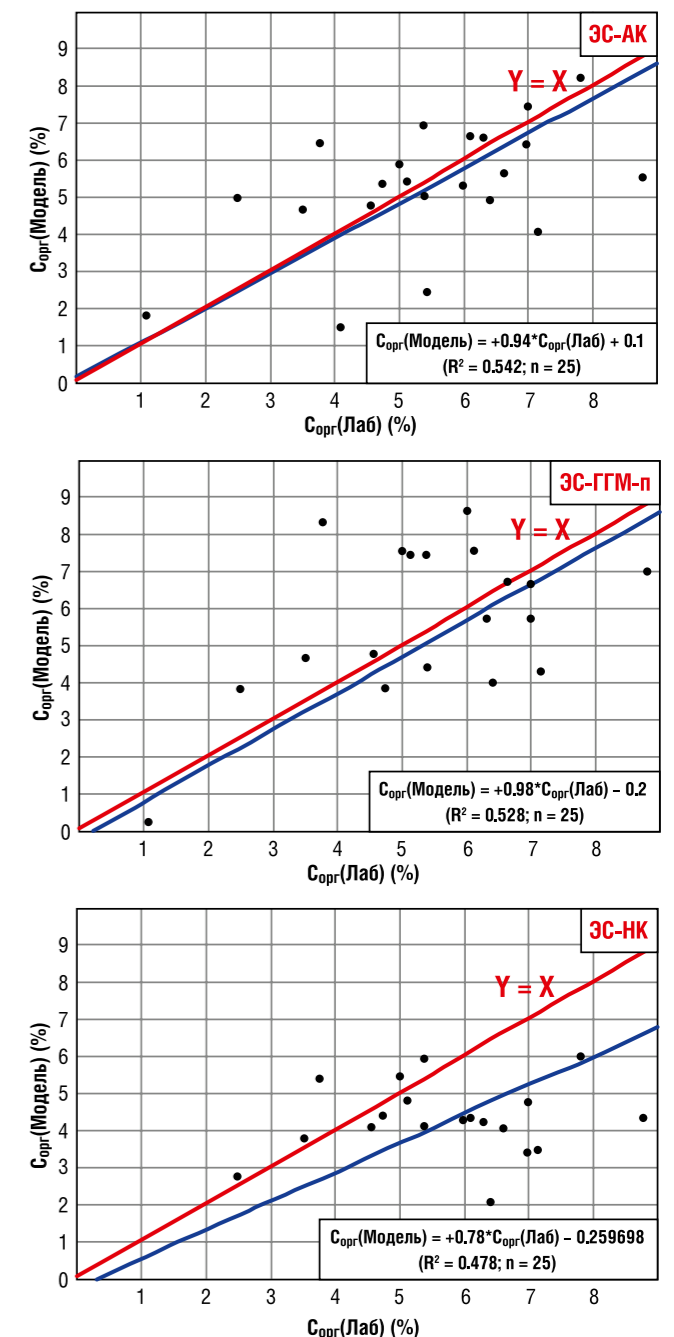
Показанные выше три модели положительны для оценки содержания углерода органического происхождения. Чтобы выяснить, какая модель

эффективнее для оценки  $C_{орг}$ , следует сравнить результат прогноза  $C_{орг}$  всех трех моделей.

Выбираем скважину С для оценки оптимальных моделей методом линейной регрессии, после сопоставления результатов прогноза из трех моделей с результатом лабораторного анализа выяснилось, что:

- (1) На рисунке регрессии результата прогноза с помощью комбинации ЭС-АК с результатом лабораторного анализа, линия регрессии очень близка к линии  $Y = X$ , все точки расположены равномерно с двух сторон линии  $Y = X$ . Коэффициент корреляции равно 0,542, что является положительным результатом.
- (2) На рисунке регрессии результата прогноза с помощью комбинации ЭС-ГГМ-п с результатом лабораторного анализа, линия регрессии тоже очень близка к линии  $Y = X$ . Все точки тоже расположены

РИС. 8. Линейная регрессия  $C_{орг}$  разных моделей и  $C_{орг}$  лабораторного анализа



равномерно с двух сторон от линии  $Y = X$ . Но очевидно, что точки расположены более рассеянно по сравнению с комбинацией ЭС-АК. Из-за этого коэффициент корреляции ниже, чем при комбинации ЭС-АК, и равен 0,528. Результат тоже положителен, но хуже, чем при комбинации ЭС-АК.

(3) На рисунке регрессии результата прогноза с помощью комбинации ЭС-НК с результатом лабораторного анализа линия регрессии не так близка к линии  $Y = X$ , очевидно, находится под линией  $Y = X$ . Значит, оцененное  $C_{орг}$  ниже реального значения ( $C_{орг}$  лабораторного анализа).

Из вышеизложенного следует, что в С регионе следует применить комбинацию ЭС-АК, которая эффективнее для прогнозирования содержания углерода органического происхождения.

#### 5. Выводы

1. Метод  $\Delta \text{LogR}$  эффективен при оценке  $C_{орг}$  сланцевого коллектора, но эмпирические формулы метода  $\Delta \text{LogR}$  не годятся для оценки  $C_{орг}$  в континентальных отложениях в С регионе.
2. Не существует единой модели, которая может применяться во всех регионах, соответственно в конкретных геологических условиях нужно разрабатывать индивидуальные модели.
3. В С регионе, по сравнению с комбинацией НК-ЭС, ГГМ-п-ЭС, АК-ЭС эффективнее для прогнозирования  $C_{орг}$  сланцевого коллектора. ●

#### Литература

1. Лобусев М.А. «Методика построения скоростной модели среды в методе ВСП на основе использования данных о поляризации сейсмических волн» / Диссертационная работа, Специальность 25.00.10 – «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых», 2006
2. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород) – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004 – 368 с.
3. Иванов М.К., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Корост Д.В., Хамидуллин Р.А. Петрофизические методы исследования кернового материала / Москва, издательство Московского университета, 2008. – 113 с.
4. Маравев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин Москва, 2014 г., 95 с.
5. Лукс Р.Г., Руппел Ы С. Барнетт сланцы Миссисипи: Литофации и осадочные последовательности глубоководных отложений сланцевого газа в Форт-Уэрт бассейне, Техас[Дж]. ААН Бюллетень, 2007, 91 (4): 579-601.
6. Джи В, Сон Я, Цзян Чж, и др. Геологические управления и алгоритмы для оценки адсорбционной емкости озерного сланцевого газа: на примере исследования триасового отдела в юго-восточном бассейне Ордос, Китай [Дж]. Международный журнал угольной геологии, 2014, 134: 61-73.
7. Сан Я, Чань Х, Ян С, и др. Новая математическая модель для прогнозирования продуктивности горизонтальных скважин объемным гидроразрывом в залежи сланцевого газа, учитывающая процессы адсорбции и десорбции[Дж]. Журнал природного газа науки и техники, 2014, 19: 228-236.
8. Тиксье М П, Кертис М Р. Прогнозировать месторождение сланцевой нефти[Р]. Шлюмберге, 1967.
9. Скоммер Дж В. Определение содержания органического вещества девонских сланцев бассейна Аппалачи из ГМ[Дж]. ААН Бюллетень, 1981, 65 (7): 1285-1298.
10. Скоммер Дж В, Хестер Т С. Углерод органического происхождения в пласте Баккен, часть Виллистон бассейна США[Дж]. ААН Бюллетень, 1983. 67(12): 2165-2174.

KEY WORDS: TOC,  $\Delta \text{LogR}$ , shale formation, Ordos basin.

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

### ТНК-ВР не продается Газпрому

Когда в сентябре 2006 года появилась информация о том, что Газпром готов выкупить долю российских акционеров ТНК-ВР, стали поговаривать о слиянии компаний. Российские акционеры поспешили эту информацию опровергнуть. Сумма такой сделки могла бы достичь \$20–25 млрд. Как заявил президент ОАО «Газпром нефть» А. Рязанов, его компания может рассмотреть возможность покупки доли ТНК-ВР, если ее российские акционеры будут настроены на продажу.



### Комментарий Neftegaz.RU

В октябре 2012 года Роснефть и ВР согласовали основные условия соглашения о приобретении Роснефтью доли ВР в ТНК-ВР (50%) за \$17,12 млрд и 12,84% акций Роснефти. Сделка была закрыта 21 марта 2013 года после получения согласования в Европейской Комиссии.

В результате ряда упомянутых выше сделок и с учетом уже принадлежащих ей 1,25% акций Роснефти ВР стала владельцем 19,75% акций Роснефти.

Сделка стала самым крупным в новейшей истории России платежом со стороны госкомпании в пользу частных лиц. После приобретения ТНК-ВР Роснефть стала крупнейшей в мире публичной нефтяной компанией с добычей в России около 200 млн т/год нефти, на нее теперь приходится около 5% от общемировой нефтедобычи. Сейчас компания готовится к покупке госпакета акций Башнефти.



### «Нижекамскнефтехим» начал «судьбоносное» производство

В октябре 2006 года «Нижекамскнефтехим» запустил в эксплуатацию завод полипропиленов мощностью 180 тыс. тонн в год. С началом коммерческого выпуска ПП предприятие станет его крупнейшим российским производителем. Президент Татарстана М. Шаймиев заявил, что новое производство станет для экономики республики судьбоносным.

### Комментарий Neftegaz.RU

В настоящее время на заводе пластиков ежемесячно выпускают около 20 марок полипропилена трех типов. В апреле 2016 года на заводе продолжились работы по монтажу оборудования на установке дегидрирования изобутана в изобутилен. А в августе 2016 года на заводе пластиков НКНХ был успешно введен в эксплуатацию узел очистки пропилена на производстве полипропилена. Ранее на заводе – на производстве полиэтилена – было запущено в работу подобное оборудование для очистки этилена.

### ВСТО может закончиться новым НПЗ Роснефти мощностью 20 млн т в год

Роснефть изучает возможности строительства в Приморском крае НПЗ мощностью 20 млн т в год. Об этом заявил на экономическом форуме в Хабаровске в октябре 2006 года глава С. Богданчиков. В случае реализации проекта в Приморье в 2012–2013 годах будет построен

самый мощный на Дальнем Востоке нефтеперерабатывающий завод. НПЗ будет располагаться в конечной точке нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» близ бухты Козьмино и станет работать на нефти, добываемой Роснефтью в Восточной Сибири.

### Комментарий Neftegaz.RU

В феврале 2016 года началось строительство нефтепровода-отвода от ВСТО на Комсомольский НПЗ. Сегодня это крупнейшее нефтеперерабатывающее предприятие в Дальневосточном федеральном округе. Мощность НПЗ составляет 8 млн т нефти в год. Транснефть продолжает



сварочно-монтажные работы на линейной части нефтепровода-отвода от ВСТО до Комсомольского НПЗ. Применение двухтрубных секций позволит сократить сроки выполнения сварочно-монтажных работ при сварке трубы в нитку на заболоченных участках. Всего при строительстве отвода запланировано проведение буровзрывных работ на линейной части общей протяженностью свыше 3 км.

Из 293 км линейной части отвода на сегодняшний день сварено около 50 км. ●

## ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И УСЛУГИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ И ГОРНОРУДНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



### Мы предлагаем полный спектр услуг по поставке и обслуживанию геофизического оборудования:

- GyroLogic™ Гироскопический инклинометр с твердотельным датчиком для буровых скважин
- MagCruiser™ Магнитометрический инклинометр
- GyroTracer Directional™ 42-45mm Непрерывный гироскопический инклинометр с динамически настроенным датчиком
- GyroTracer Directional™ HT Высокотемпературный непрерывный гироскопический инклинометр с динамически настроенным датчиком
- Универсальный калибровочный стенд
- Обучение персонала работе с приборами
- Сервисное обслуживание и ремонт оборудования
- Услуги по инклинометрии и ориентирование бура-отклонителя



Компания ГСП является официальным представителем мирового лидера в производстве геофизического оборудования компании Stockholm Precision-Tools (Sweden) на территории России и СНГ.

Наши приборы соответствуют самым высоким стандартам точности и качества, что подтверждается обширной географией работ по всему миру



www.geospecpribor.ru

# ГОСПОДДЕРЖКА ИННОВАЦИЙ

## «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 гг.»

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ВОПРОСЫ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКИ ПРОЕКТОВ, ПРЕДУСМАТРИВАЮЩИХ СОЗДАНИЕ НОВЫХ ТИПОВ (ВИДОВ) ПРОДУКЦИИ И/ИЛИ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ МОДЕРНИЗАЦИИ И ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ЭКОНОМИКИ В РАМКАХ МЕРОПРИЯТИЙ ФЕДЕРАЛЬНОЙ ЦЕЛЕВОЙ ПРОГРАММЫ «ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ ПО ПРИОРИТЕТНЫМ НАПРАВЛЕНИЯМ РАЗВИТИЯ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ НА 2014-2020 ГОДЫ». АВТОРЫ ПРЕДЛАГАЮТ ПОТЕНЦИАЛЬНЫМ УЧАСТНИКАМ РЕАЛИЗАЦИИ ФЦП МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ФОРМИРОВАНИЮ ТЕМАТИКИ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПРОЕКТОВ И ЗАЯВОК НА УЧАСТИЕ В КОНКУРСАХ, СОДЕРЖАЩИЕ ПОШАГОВЫЕ ИНСТРУКЦИИ ПО ПОДГОТОВКЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ И/ИЛИ ЗАЯВОК, СООТВЕТСТВЕННО

THE ARTICLE DEALS WITH THE ISSUES OF THE STATE AID FOR PROJECTS INVOLVING THE CREATION OF NEW TYPES (SPECIES) OF PRODUCTS AND/OR NEW TECHNOLOGIES FOR MODERNIZATION AND FURTHER DEVELOPMENT OF OIL AND GAS INDUSTRIES BEING A PART OF THE FEDERAL TARGET PROGRAM "RESEARCH AND DEVELOPMENT ON PRIORITY DIRECTIONS OF SCIENTIFIC-TECHNOLOGICAL COMPLEX IN RUSSIA FOR 2014-2020". THE AUTHORS OFFER THE POTENTIAL PARTICIPANTS OF THE FTP THE GUIDELINES FOR THE FORMULATION OF PROPOSALS FOR THE FORMATION OF RESEARCH AND PROJECTS, AND APPLICATIONS FOR THE PARTICIPATION IN THE COMPETITIONS, CONTAINING STEP-BY-STEP INSTRUCTIONS FOR THE FORMULATION OF PROPOSALS AND/OR APPLICATIONS, RESPECTIVELY

Ключевые слова: государственная поддержка проектов, Федеральная целевая программа, нефтесервис, оборудование, инновации.



**Михаил Владимирович Сергеев,** заместитель генерального директора по инновационной деятельности, АНО «Центр информационно-аналитической и правовой поддержки органов исполнительной власти и правоохранительных структур»

Федеральная целевая программа «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014-2020 гг.» (далее – ФЦП, Программа, ФЦПИР 14-20) впервые опубликована в 2013 году [1].

В настоящее время в рамках ФЦП ведется 15 программных мероприятий, объединенных в пять блоков, (Постановление Правительства Российской Федерации от 30.12.2015 №1519 «Об изменениях в тексте ФЦП...»):

1.1 Проведение исследований, направленных на формирование системы научно-технологических приоритетов и прогнозирование развития научно-технологической сферы.

1.2 Проведение прикладных научных исследований для развития отраслей экономики.

1.3 Проведение прикладных научных исследований и разработок, направленных на создание продукции и технологий.

1.4 Проведение прикладных научных исследований, направленных на решение комплексных научно-технологических задач.

2.1 Проведение исследований в рамках международного многостороннего и двустороннего сотрудничества.

2.2 Поддержка исследований в рамках сотрудничества с государствами – членами Европейского союза.

2.3 Организация участия в крупных международных научных и научно-технических мероприятиях.

3.1.1 Поддержка и развитие уникальных научных установок.

3.1.2 Поддержка и развитие центров коллективного пользования научным оборудованием.

3.2 Обеспечение развития информационной инфраструктуры.

3.3.1 Развитие системы демонстрации и популяризации результатов и достижений науки.

3.3.2 Развитие системы коммуникаций научной общественности (в том числе проведение конференций, семинаров).

4.1 Развитие материально-технической базы научно-технической сферы.

5.1 Информационно-аналитическое обеспечение и мониторинг

реализации мероприятий Программы.

5.2 Организационно-техническое обеспечение мероприятий Программы.

На рисунках 1 и 2 [3] представлены основные параметры мероприятий, связанных с реализацией проектов, направленных на создание новых типов (видов) продукции и/или новых технологий.

Проект должен быть направлен на проведение прикладных научных исследований и экспериментальных разработок (далее – проект, ПНИЭР) в рамках приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации:

- науки о жизни;
- индустрия наносистем;
- рациональное природопользование;
- энергоэффективность, энергосбережение, ядерная энергетика;
- информационно-телекоммуникационные системы;
- транспортные и космические системы.

Нетрудно заметить, что проекты нефтегазовой отрасли могут представлять как минимум три из этих шести приоритетных направлений.

Существенным отличием действующей версии Программы является поддержка тех прикладных научных исследований (ПНИ) и экспериментальных разработок (ЭР), результаты которых в виде Проекта реализуются реальным сектором экономики в лице Индустриального партнера (ИП). ИП уже на этапе ПНИ или ПНИЭР должен внести свой вклад в виде внебюджетного финансирования исследований. Размер ВЭС зависит от мероприятия Программы и условий конкурсной документации (КД) конкретного лота (рис. 1 и 2).

К работам (затратам), финансируемым за счет внебюджетных средств могут относиться, в том числе:

- оплата подготовки заявки на охранный документ (патент, свидетельство);
- оплата государственных пошлин при подаче заявки на охранный документ;
- участие в мероприятиях, направленных на освещение и популяризацию промежуточных

РИС. 1. Основные параметры мероприятий блока 1 Программы «Проведение прикладных научных исследований и разработок по приоритетам развития научно-технологической сферы»

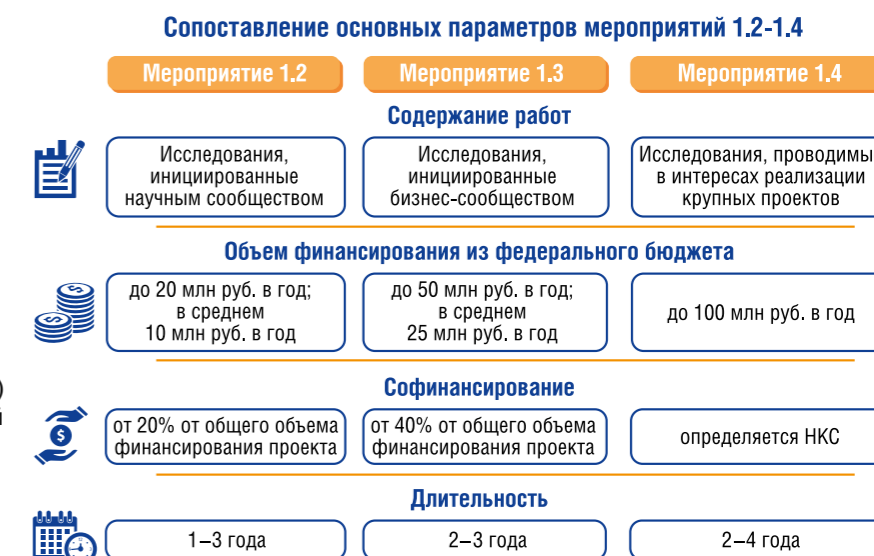
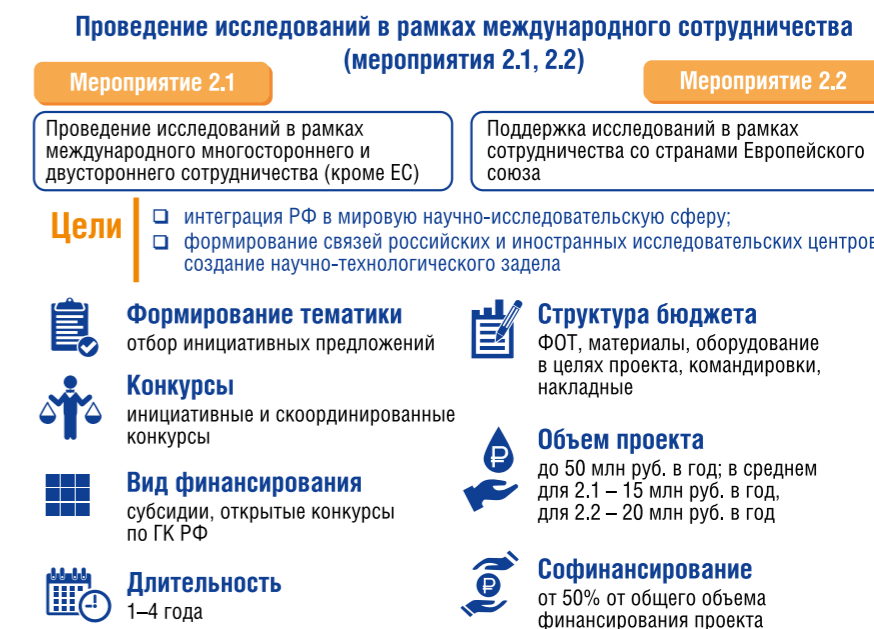


РИС. 2. Основные параметры мероприятий блока 2 Программы «Международное сотрудничество»



и окончательных результатов ПНИ (конференции, семинары, симпозиумы, выставки и т.п., в том числе международные);

- расходы на проведение оценки РИД, полученных при выполнении ПНИ, с целью их вовлечения в хозяйственный оборот;
- расходы на проведение маркетинговых исследований с целью изучения перспектив коммерциализации РИД, полученных при выполнении ПНИ;
- разработка бизнес-плана (БП), включающего сквозной сетевой график выполнения проекта в целом;

- закупка необходимого технологического и контрольно-измерительного оборудования;
- прочие непрямые (накладные) расходы.
- и т.п.

Под внебюджетными средствами понимаются:

- **Собственные средства** (для бюджетных организаций – полученные от приносящей доход деятельности средства, расходование которых не противоречит Бюджетному кодексу Российской Федерации, для иных организаций – денежные средства и нефинансовые активы,



РИС. 3. Участие ИП в реализации Программы

**Индустриальный партнер (ИП) – это организация реального сектора экономики,**

□ в которой ресурсы (оборудование, рабочая сила, технологии, сырье, материалы, энергия, информационные ресурсы) объединяются в производственный процесс, имеющий целью производство продукции или оказание услуг

□ принявшая на себя обязательства перед Минобрнауки России и получателем субсидии по софинансированию прикладных научных исследований и экспериментальных разработок (ПНИЭР) и дальнейшему внедрению (промышленному освоению) результатов ПНИЭР

РИС. 4. Участие ИП в реализации Программы

**Участие индустриального партнера в реализации программы**

□ ИП финансирует из собственных средств выполнение ПНИЭР

□ ИП принимает результаты интеллектуальной деятельности (РИД, результаты), созданные при выполнении ПНИЭР за счет средств субсидии

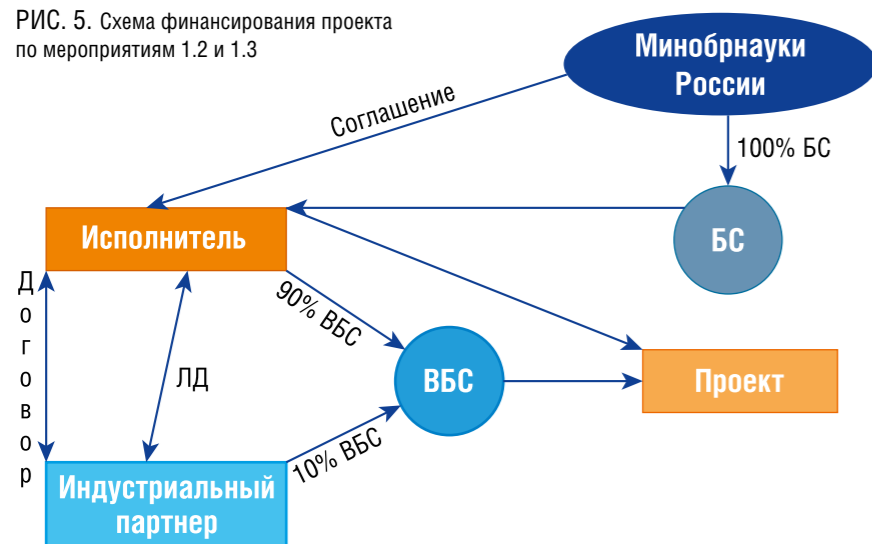
□ ИП обеспечивает дальнейшее использование таких результатов с целью их коммерциализации (внедрения, промышленного освоения)

□ ИП обеспечивает дальнейшее выполнение опытно-конструкторских/технологических работ и организацию производства разработанной продукции

□ ИП не может быть исполнителем работ, финансируемых из средств субсидии

□ ИП может быть исполнителем работ, финансируемых им из собственных средств, если в конкурсной документации не установлено обратное

РИС. 5. Схема финансирования проекта по мероприятиям 1.2 и 1.3



находящиеся на соответствующих счетах бухгалтерского учета);

- **кредитные средства** (при условии использования заемщиком полученных средств для выполнения работ, оплата которых предусмотрена Планом-графиком из внебюджетных средств);
- **заемные средства** (временно привлеченные средства (имущество) других организаций);

- **средства иностранных инвесторов;**
- **прочие средства** (гранты негосударственных российских фондов, осуществляющих финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских (опытно-технологических) работ из внебюджетных источников, гранты международных фондов и иные источники внебюджетных

средств, которые не относятся к собственным средствам организаций, кредитным и заемным средствам).

На рис. 3 и 4 представлены основные права и обязанности ИП в процессе реализации Программы.

Таким образом, наличие ИП в соответствии с замыслом авторов Программы стало необходимым условием для реализации мероприятий ФЦП. Данное положение иллюстрируется схемами взаимодействия по мероприятиям 1.2 и 1.3 Программы (рис. 5) и 1.4 (рис. 6).

На формирование тематики открытых конкурсов по ряду мероприятий Программы [4] для разработчиков и представителей реального сектора экономики предусмотрена возможность подачи предложений.

Автономной некоммерческой организацией «ЦЕНТР ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКОЙ И ПРАВОВОЙ ПОДДЕРЖКИ ОРГАНОВ ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ВЛАСТИ И ПРАВООХРАНИТЕЛЬНЫХ СТРУКТУР»<sup>1</sup> [5] разработаны методические указания по подготовке предложений по формированию тематики исследований и проектов и заявок на участие в конкурсе, содержащие пошаговые инструкции по подготовке предложений и/или заявок, соответственно.

Эти указания хранятся в Интернете в открытом доступе по адресу[6]:

<https://xpir.ru/guidealias/Methodicheskie-materiali-po-podgotovke-predlozhenii-po-formirovaniu-tematiki-issledovani-i-proektov> и

<https://xpir.ru/guidealias/Methodicheskie-materiali-po-podgotovke-zayavok-na-uchastie-v-konkurse>.

При их разработке исполнитель – Автономная некоммерческая организация «Центр информационно-аналитической и правовой поддержки органов исполнительной власти и правоохранительных структур» – опирался на нормативно-методическую документацию по данной ФЦП, собственный опыт

<sup>1</sup> Работы выполнены в рамках госконтракта с Минобрнауки Российской Федерации.

РИС. 6. Схема взаимодействия участников в мероприятии 1.4



**Головной исполнитель...**

**ОБЯЗАН** передать все результаты и права на РИД, созданные за счет средств субсидии

\* Досрочное расторжение договора – основное для прекращения субсидии

**Индустриальный партнер...**

**ОБЯЗАН** участвовать в поэтапной приемке результатов ПНИЭР и обеспечить их внедрение

участия в мероприятиях Программы, а также на многочисленные положительные результаты консультирования других организаций по вопросам участия в реализации Программы.

Результатом подобной пошаговой подготовки всегда являлась либо подача соответствующих заявок

в соответствии с условиями, либо осознание авторами проекта того факта, что их предложение не соответствует требованиям ФЦП и не может быть реализовано в рамках данной Программы.

С актуальной версией текста Программы можно ознакомиться на сайте: <http://fcpir.ru/> [2]. ●

**Литература**

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 21 мая 2013 г. №426 «О Федеральной целевой программе "Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса Российской Федерации на 2014–2020 годы"».
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 30.12.2015 №1519 «Об изменениях в тексте федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» и в пунктах Правил предоставления субсидий в целях реализации федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы»».
3. К.В. Шуртаков. ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса Российской Федерации на 2014–2020 годы». Тезисы сообщения на заседании Общественной Палаты Российской Федерации, 2016 г.
4. Сайт ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса Российской Федерации на 2014–2020 годы», <http://fcpir.ru>.
5. Сайт Автономной некоммерческой организации «Центр информационно-аналитической и правовой поддержки органов исполнительной власти и правоохранительных структур», <http://ano-info.ru>
6. Система ЭКСПИР, <https://xpir.ru>.

**KEY WORDS:** state support of projects of the Federal target program, service, equipment, innovation.

**АТАМАН**  
www.ataman-guns.ru

**ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ  
АКСЕССУАРЫ**

**НОВИНКИ**

ООО «Демьян»  
+7 (495) 9847629



## В ПЕТЕРБУРГЕ СОСТОЯЛОСЬ КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

С 4 ПО 7 ОКТЯБРЯ ОКОЛО 10 000 ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ РОССИЙСКИХ И ИНОСТРАННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОРПОРАЦИЙ И ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ ИЗ 36 СТРАН МИРА ПОСЕТИЛИ В VI ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ (ПМГФ)

ON 4<sup>TH</sup> – 7<sup>TH</sup> OCTOBER, APPROXIMATELY 10,000 REPRESENTATIVES OF RUSSIAN AND FOREIGN OIL AND GAS COMPANIES AND EQUIPMENT MANUFACTURERS FROM 36 COUNTRIES VISITED THE VI ST. PETERSBURG INTERNATIONAL GAS FORUM (SPIGF)

Ключевые слова: нефтегазовое оборудование, Газовый форум, топливно-энергетический комплекс, Газпром, импортозамещение.

**Ксения Аникиева,**  
руководитель PR-службы  
Петербургского международного  
газового форума

Выступая с приветственным словом, Председатель Правления ПАО «Газпром» Алексей Миллер назвал Форум признанной площадкой для дискуссии о развитии мировой газовой отрасли, а губернатор Санкт-Петербурга Георгий Полтавченко отметил, что ключевое нефтегазовое мероприятие не случайно проходит в Петербурге, ведь именно здесь почти 200 лет назад зародилась газовая отрасль, и за много лет город стал родоначальником и центром многих направлений ее развития.

«Петербургский Газовый Форум – это интересное, нужное и статусное мероприятие. Из года в год проект становится все более глобальнее, – рассказывает

руководитель ПМГФ Денис Осадчий. – С 2014 года мы прошли путь от небольшого количества интересных профильных мероприятий до выставки нынешнего масштаба. По числу участников, стендов и занимаемой площади Форум вырос больше чем в 2,5 раза».

На пленарном заседании «Газовая отрасль: энергетическая основа мировой экономики» руководители крупнейших нефтегазовых компаний мира, среди которых вице-президент компании CNPC Вэньжун Сюй, главный исполнительный директор Royal Dutch Shell plc Бен ван Берден, член Правления OMV Манфред Ляйтнер, оценили состояние и емкость рынка природного газа в своих странах и в мире в целом. По словам Председателя Правления ПАО «Газпром» Алексея Миллера, через 15 лет ожидается рост мирового потребления газа на 30% – с 3,5 трлн кубометров в настоящее время: «По нашей оценке, в течение ближайших 25 лет среднегодовые темпы роста потребления газа в мире будут в 3,5 раза выше, чем жидких углеводородов и угля».

РЕКЛАМА

В рамках ПМГФ прошло заседание межведомственной рабочей группы по снижению зависимости российского ТЭК от импорта (МРГ) с участием Министра промышленности и торговли Российской Федерации Дениса Мантурова. Он отметил, что в январе 2017 года вступит в силу 925-е постановление Правительства РФ, которое устанавливает приоритет товаров, работ и услуг российского происхождения при осуществлении закупок компаниями с госучастием.

Активное участие в работе Форума второй год подряд принимает ПАО «Газпром автоматизация», выступая в качестве партнера и ответственного организатора деловой программы. Кроме участия в выставочной программе, где компания представила одну из самых актуальных экспозиций импортозамещающего оборудования собственного производства, ПАО «Газпром автоматизация» организовало ряд конференций по различным темам: «Энергетика», «Автоматизация», «Информатизация», «Метрология», «Газораспределение». Нужно сказать, что круг обсуждаемых на этих мероприятиях проблем затрагивал актуальные и важные вопросы, возникающие на современном этапе развития энергетической отрасли. К их обсуждению были привлечены самые высококвалифицированные специалисты энергетических компаний, проектных институтов, представители органов власти и ПАО «Газпром». Решения, принятые на этих конференциях, задают основной тренд развития газовой отрасли на современном этапе.

Второй год диалог поколений в энергетической и газовой отрасли возобновился на «Молодежном дне», где представители ведущих энергетических компаний, таких как ПАО «Газпром», N.V. Nederlandse Gasunie, Uniper AG, Shell и Wintershall Holding GmbH, встретились с более 200 студентами из 12 стран. В рамках «Молодежного дня» прошли воркшопы на разные темы: «Инновации – разрушение границ», «Роль СПГ в энергетике будущего», «Анализ рисков в энергетике», «Новые технологические вызовы: сценарии развития энергетики», где 135 студентов со всей России были разделены на четыре команды под руководством опытных модераторов – Кристофа Бургера из ESMT, Тьерри Броса и Костаса Андриосопулоса из EDI, Сергея Вакуленко из ПАО «Газпром нефть». Каждая команда решала свою задачу: от разработки бизнес-стратегии для проекта оффшорного СПГ до оценки рисков международного газотранспортного проекта. Также состоялся кейс-турнир «Энергия сегодня и завтра». В нем 7 команд из России, Германии, Нидерландов



и Франции сражались за главный приз – учебную поездку по энергетическим компаниям-партнерам. Победителем стала российская команда – Chemical Squad. Генеральными партнерами и спонсорами Молодежного дня выступили Международный деловой конгресс и ПАО «Газпром», а организаторами – «Высшая экономическая школа» Санкт-Петербургского государственного экономического университета и Фонд международных инновационных программ.

Конгрессная программа была дополнена обширной экспозицией, которая на площади 25 000 м2 объединила три международных отраслевых выставки: «InGAS Stream – Инновации в газовой отрасли», «Газомоторное топливо» и «РОС-ГАЗ-ЭКСПО», участниками которых стали более 500 компаний из 14 стран.

Международная выставка InGAS Stream – одно из ведущих мероприятий, представляющих новейшие технологии, товары и услуги для газовой отрасли, – в этом году собрала около 250 ведущих компаний, среди которых разработчики инновационных продуктов и технологий, проектные организации и научно-исследовательские структуры. На выставке «Газомоторное топливо» ведущие российские компании отрасли представили практически все направления работ по развитию газомоторной инфраструктуры. Международным опытом по использованию природного газа и созданию условий для роста рынка газомоторного топлива поделились партнеры Форума – Национальный газомоторный консорциум Италии (NGV Italy), а также участники из Кореи – KANGV (Корейская национальная газомоторная ассоциация) и ведущие компании Республики – ILJIN Composites, TK-FUJIKIN, HAMI TECH, KNMT.

Одной из центральных на Форуме стала тема импортозамещения, которая нашла отражение как в выставочной части, так и в деловой программе. На экспозиции «Импортозамещение в газовой отрасли» площадью 1200 м2 более 30 предприятий-изготовителей импортозамещающего оборудования для нефтегазовой отрасли, таких как «ОМК», «ТМК», «Силловые машины», «Группа ЧТПЗ», «ТЭМЗ», «Борхиммаш», «Северсталь», «Текон», «Космос-нефть-газ», «НГ-Энерго» и другие показали более 100 образцов и макетов техники и технологий. ●

KEY WORDS: нефтегазовое оборудование, Газовый форум, топливно-энергетический комплекс, Газпром, импортозамещение.



Стенд компании Еврохим на выставке Химия-2016



Н. Бурлина, А. Мамушкин



Дмитрий Дзюба  
Михаил Медведев  
Михаил Сергеев  
М. Дзюба, Н. Медведев, М. Сергеев



S. Mehrzad



И. Хохлов



О. Сабитов



Д. Мазуров, В. Якушев



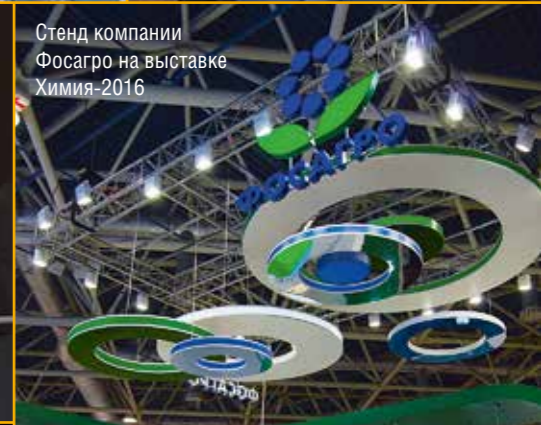
Стенд Burintekh на выставке Offshore Marintec Russia



И. Михайличенко, С. Николаев



В. Еромасов, Р. Галябов

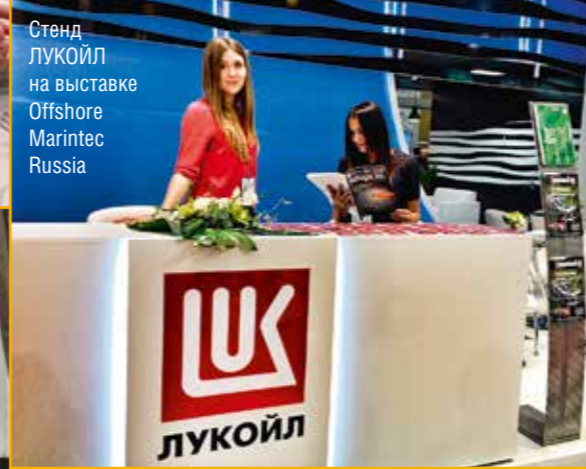


Стенд компании Фосагро на выставке Химия-2016



Михаил Пасечник  
Александр Якунин

В. Хайков, М. Пасечник, А. Якунин



Стенд ЛУКОЙЛ на выставке Offshore Marintec Russia



Стенд компании Аналитикэксперт на выставке Химия-2016



J. Gentry



В. Бухин



K. Potochnik, M. Heinritz-Adrión

Max Heinritz-Adrión  
KBR



Н. Прудникова



Б. Давыдов, Д. Плотников



Стенд компании Газпромнефть Арктика на выставке Offshore Marintec Russia



В. Юртеев



И. Ахмадейшин



В. Зверев, В. Барях



Вадим Барях



Стенд компании Shrage на выставке Химия-2016



Д. Черемискин



# КОМПЛЕКТ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ 168/114X21

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.1. Буровое оборудование и инструмент

КПО представляет собой полный комплект подземного оборудования для обустройства лифтовой колонны газовых и газоконденсатных месторождений, для эксплуатационной колонны диаметром 168 мм, лифтовой колонны диаметром 114 мм и листовым давлением 21 МПа, включая инструмент.

КПО включает необходимый объем принадлежностей (переводники, центраторы, захваты, фитинги, управляющие трубопроводы) и следующие основные агрегаты:

- гидрорегулируемый клапан-отсекатель – СКОЗ;
- ингибиторный клапан КПЗ;
- телескопическое соединение – СТЗ;
- циркуляционный клапан – КЦЗ;
- пакер гидравлический ПДГЗ;
- надпакерный клапан дублирующий – РКЗ;
- клапан дублирующий после пакера – ПДГЗ, ПДГЗ.940.

Для работы на скважине совместно с КПО поставляются следующие инструменты:

- ясс механический – ЯМЗ;
- ясс гидравлический – ЯГДЗ;
- толкатель – ТЗ;
- устройство закрепления проволоки – УЗП;
- ловитель – ЛТ1;
- набор грузовых штанг – ШТГ.

Поз.	Наименование	Длина L, мм	Наружный диаметр D, мм
1	Ясс механический ЯМ2	1410	47,6
2	Ясс гидравлический ЯГА1	775	48
3	Штанга грузовая ШТГ	1000	64
4	Толкатель ТЗ	1033	72,3
5	Ловитель ЛТ1	402	57
6	Устройство закрепления проволоки УЗП	155	48

Каждый элемент КПО проходит испытания на заводе-изготовителе в более жестких условиях, чем условия его эксплуатации. Материалы, используемые для изготовления КПО, имеют заключение ООО «Газпром ВНИИГаз» о его соответствии условиям работы на протяжении всего срока эксплуатации (более 20 лет). ●

«Воронежский механический завод» – филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева»  
Россия, 394055, г. Воронеж, ул. Ворошилова, 22  
Тел.: (473) 234-82-73, 34-84-80  
Факс: (473) 34-80-41  
e-mail: 348168@rambler.ru  
www.vnzvrn.ru



# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

## 1 ноября

III Российский Нефтегазовый Саммит  
Транспортировка, хранение, трейдинг  
Нефть и Газ  
Москва

## 15–18 ноября

VII Московская международная неделя смазочных материалов – 2016  
Москва

## 16–18 ноября

XII Специализированная выставка  
**Нефть. Газ. Недра. Новые технологии**  
г. Астрахань

## 23–24 ноября

Межрегиональная специализированная выставка  
**НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ–2016**  
г. Нижневартовск

## НОЯБРЬ

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

## 22–24 ноября

Выставка  
**«Нефть. Газ. Химия»**  
и Сибирский энергетический форум  
г. Красноярск

## 24–25 ноября

11-ый ежегодный конгресс по вопросам транспортировки, переработки и торговли нефтью, СУГ и нефтепродуктами  
**«Oil Terminal 2016»**  
г. Санкт-Петербург

«Сланцевая революция ушла в глухое подполье, у этой тенденции есть объяснение»

**А. Миллер**



«Мы недофинансируем нефтяную и газовую отрасли... нужно вкладывать до 40 млрд долл в год, мы вкладываем 20 млрд долл»

**Г. Шмаль**



«Сокращение добычи нефти является единственно правильным решением для сохранения устойчивости всей мировой энергетики»

**В. Путин**



«К сожалению, темпы падения (добычи) в ближайшие годы не будут компенсированы вводом новых провинций»

**В. Алекперов**



«КИН в России составляет менее 30%, а третичные методы повышения нефтеотдачи никто не применяет»

**Л. Федун**



«Наши издержки самые низкие в мире – это я вам ответственно заявляю»

**И. Сечин**



«Если сегодня на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири добывается 58 млн тонн нефти, то будет добываться 118 млн тонн»

**А. Новак**

«Налоговое бремя – это невложенные деньги в нефтегазовый комплекс»

**П. Завальный**

«ОПЕК нужно разобраться внутри себя»

**А. Текслер**