

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЖУРНАЛ  
**БУРЕНИЕ**



ISSN 2072-4799

**& Нефть**

«БУРЕНИЕ И НЕФТЬ» ДЕКАБРЬ 2016 Г.

**2017**

**С НОВЫМ ГОДОМ!**

**12** декабрь  
**2016**



Russian Oil&Gas Industry Week

# НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

**18–19 апреля 2017**

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

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

17-я международная выставка

# НЕФТЕГАЗ–2017



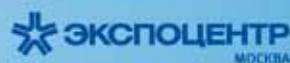
**17–20 апреля 2017**

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

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

12+

Реклама





### СОДЕРЖАНИЕ

#### УЧРЕДИТЕЛЬ ЖУРНАЛА ООО «БУРНЕФТЬ»

**Александр УДИНСКИЙ**  
генеральный директор  
alex@burneft.ru, well@dol.ru

**Людмила НЕЧАЙКИНА**  
главный редактор  
info@burneft.ru

**Виталий ПОТАПОВ**  
выпускающий редактор  
vit@burneft.ru

**Станислав ЕПИНИН**  
дизайн и верстка

**Александр АНШЕЛЕВИЧ**  
фотокорреспондент

**Надежда ЖИЛИНА**  
компьютерный набор

**Павел МАЛКОВ**  
начальник отдела рекламы  
8-919-786-53-75  
malkovpavel@burneft.ru

**Мария БЕЛИКОВА**  
менеджер отдела рекламы  
8-499-613-93-17  
zelikovskaya@burneft.ru

**Алексей ОСЬКИН**  
менеджер отдела рекламы  
8-926-365-08-58  
oskin@burneft.ru

**Василий ДАВЫДОВ**  
системный администратор

**Ростислав ЭТИН**  
web-мастер

**Нина ГОРЕЛЬЧЕНКО**  
главный бухгалтер

#### РЕДКОЛЛЕГИЯ

- О.К. АНГЕЛОПУЛО, д.т.н., профессор
- Д.Ф. БАЛДЕНКО, д.т.н.
- В.И. БОГОЯВЛЕНСКИЙ, д.т.н., чл.-корр. РАН
- А.Н. ДМИТРИЕВСКИЙ, д.г.-м.н., академик РАН
- Ю.С. КУЗНЕЦОВ, д.т.н., профессор
- Г.М. ЛЕВИН
- А.Г. МЕССЕР, к.т.н.
- Л.Н. НЕЧАЙКИНА
- В.П. ОВЧИННИКОВ, д.т.н., профессор
- П.П. СУХ, д.н. (Польша)
- Л.Г. ТИТОВ
- А.С. УДИНСКИЙ, к.и.н., доцент
- Г.П. ЧАЙКОВСКИЙ, к.т.н.
- Пан. ЧАНВЭЙ, д.ю.н., постдоктор экон., профессор (КНР)
- А.Х. ШАХВЕРДИЕВ, д.т.н.
- Л.В. ЭДЕР, д.э.н., профессор

Адрес редакции:  
115201, Москва  
Каширский проезд, 21, оф. 32, 42

Тел./факс: +7 (499) 613-93-17  
Тел.: +7 (495) 979-13-33, 8-925-384-93-11  
(495) 971-65-84

бухгалтерия +7 (919) 965-18-90  
E-mail: well@dol.ru www.burneft.ru

Редакция оформляет полную годовую подписку с любого месяца года

Подписные индексы  
по каталогу «Урал-пресс»: 79931  
по каталогу «Роспечать»: 79931  
по каталогу «Пресса России»: 29003

Журнал зарегистрирован в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Регистрационный номер ПИ № ФС 77-50419  
Цена свободная.

Отпечатано в типографии ООО «Медиа Гранд»  
Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и всех заинтересованных лиц  
Заявленный тираж 7000 экз.  
Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях

#### АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

**Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М.**  
Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе.....3

#### ИССЛЕДОВАНИЯ

**Богоявленский В.И., Баринов П.С., Богоявленский И.В., Якубсон К.И.**  
Месторождение Марселлус – лидер сланцевой революции в США..... 16

#### НАУКА - ПРОИЗВОДСТВУ

**Мыслюк М.А., Дольк Р.Н., Раптанов А.К., Лазаренко А.Г.** Оценка эффективности компоновок низа бурильной колонны при бурении глубоких скважин на Семиренковском газоконденсатном месторождении.....22

#### СТРАТЕГИЯ УСПЕХА

«G» 20 лет в России .....28

#### ТЕХНОЛОГИИ

**Меркулов А.П., Демахин С.А.** Нефтепромысловая химия компании Zirax для повышения эффективности эксплуатации нефтяных и газовых скважин.....32

**Меретукова М.Р.** Подтверждение пригодности для применения в строительстве бурового шлама по результатам исследований.....36

#### ИНСТРУМЕНТ И ОБОРУДОВАНИЕ

**Шигабутдинов А.С.** Применение цементировочного комплекса АТС 300x70 при креплении скважин .....38

**Стучебников В.М.** Приборы МИДА для нефтегазовых производств .....42

**Герасименко А.П., Искорнев А.А., Липатников А.А., Леонов Е.Г.** Методические основы расчета затрат на ремонт долота PDC.....44

#### РАКУРС

Отечественные разработки для защиты от профессиональных рисков на объектах нефтяной промышленности.....50

#### КУЛЬТУРА

Roma Aeterna: Шедевры Пинакотеки Ватикана. Беллини, Рафаэль, Караваджо.....54

#### ЮБИЛЕЙ

«Физика и лирика» Александра Удинского.  
К 70-летию издателя журнала «Бурение и нефть» .....56

Рожденный в Сургуте. К 70-летию Г.Б. Проводникова.....58

#### БУРЕНИЕ И НЕФТЬ – 2016 г.

Материалы, опубликованные в 2016 г. ....59

#### ВЫСТАВКИ, КОНФЕРЕНЦИИ, ФОРУМЫ – 2016

.....64



## CONTENTS

**MAGAZINE FOUNDER**  
Co., Ltd. BURNEFT

**Alexander UDINSKY**  
general director  
alex@burneft.ru, well@dol.ru

**Ludmila NECHAIKINA**  
editor-in-chief  
info@burneft.ru

**Vitali POTAPOV**  
publishing editor  
vit@burneft.ru

**Stanislav YEPININ**  
design and imposing

**Alexander ANSHELEVICH**  
photographer

**Nadejda ZHILINA**  
computer composition

**Pavel MALKOV**  
the head of department  
8-919-786-53-75  
malkovpavel@burneft.ru

**Maria BELIKOVA**  
advertising manager  
8-499-613-9317  
zelikovskaya@burneft.ru

**Alexey OSKIN**  
advertising manager  
8-926-365-08-58  
oskin@burneft.ru

**Vasily DAVYDOV**  
system administrator

**Rostislav ETIN**  
WEB foreman

**Nina GORELCHENKO**  
chief bookkeeper

**EDITORIAL BOARD**

**O. ANGELOPULO**, d.t.s., professor

**D. BALDENKO**, d.t.s.

**V. BOGOYAVLENSKY**, d.t.s.

RAS corr. member

**A. DMITRIEVSKY**, d.g-m.s, RAS

Academician

**Yu. KUZNETSOV**, d.t.s., professor

**G. LEVIN**

**A. MESSER**, c.t.s.

**L. NECHAIKINA**

**V. OVCHINNIKOV**, d.t.s., professor

**P. SUH**, d.s. (Poland)

**L. TITOV**

**A. UDINSKY**, c.h.s., professor

**G. CHAIKOVSKY**, c.t.s.

**Pan CHANVEY**,

d.j.s., economics postdoc., professor  
(China)

**A. SHAKHVERDIEV**, d.t.s.

**L. EDER**, d.e.s., professor

Editorial office address:

21, Kashirsky driveway, office 32, 42  
115201, Moscow Russia

Tel/Fax: +7 (499) 613-93-17

Tel.: +7 (495) 979-13-33,

+7 (495) 971-65-84, 8-925-384-93-11,

+7 (919) 965-18-90 (bookkeeping)

E-mail: well@dol.ru www.burneft.ru

Free price. Printed in Media Grand Ltd.

Co's printing house

**ANALYSIS AND PREDICTION**

**Eder L., Filimonova I., Provornaya I., Mamakhatov T.** Features of development of the oil industry of Russia at the present stage.....3

**EXPERIMENTS**

**Bogoyavlenskiy V., Barinov P., Bogoyavlenskiy I., Yakubson K.** The Marcellus field is the leader of the shale gas revolution in the united states ..... 16

**SCIENCE FOR PRODUCTION**

**Myslyuk M., Dolyk R., Raptanov A., Lazarenko A.** Estimation of bottom-hole assemblies efficiency when drilling deep wells on the Semerenky gas-condensate field.....22

**STRATEGY OF SUCCESS**

«G» 20 year in Russia ..... 28

**TECHNOLOGIES**

**Merkulov A., Demakhin S.** Oilfield chemicals company Zirax to improve the efficiency of oil and gas wells operation .....32

**Meretukova M.** The confirmation of suitability for use in construction of drill cuttings according to studies.....36

**INSTRUMENTS AND EQUIPMENT**

**Shigabutdinov A.** Using the cementing complex ATS 300x70 at the holes mounting.....38

**Stuchebnikov V.** The MIDA devices for oil and gas industries.....42

**Gerasimenko A., Iskornev A., Lipatnikov A. Leonov E.** Methodical bases of calculation of repair costs of PDC bits.....44

**FORESHORTENING**

Domestic developments for the protection from professional risks on the oil industry.....50

**CULTURE**

Roma Aeterna: The masterpieces of the Vatican picture gallery. Bellini, Raphael, Caravaggio .....54

**ANNIVERSARY**

«Physics and lyrics» Alexander Udinsky. To the 70th anniversary of the publisher of the «Drilling and oil» magazine .....56

Born in Surgut. To the 70th anniversary of G.B. Provodnikov .....58

**DRILING AND OIL – 2016**.....59

**EXHIBITIONS, CONFERENCES, FORUMS – 2016**.....64



# Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов РФФИ № 15-36-20339 мол\_а\_вед, № 15-06-09094-а, № 16-36-00369 мол\_а.

**Анализируются особенности развития нефтяной промышленности России. Показана роль России в мировой системе нефтеобеспечения. Систематизированы тенденции нефтяной промышленности России в области добычи, переработки, транспорта и экспорта нефти и нефтепродуктов. Рассматриваются нефтедобыча в России с учетом общепромышленных тенденций, структуры извлечения из недр нефтяного сырья по типу углеводородов, региональная и организационная структура добычи нефти на современном этапе. Представлены ключевые тенденции в области переработки нефти в России. Исследованы объемы экспорта нефти и нефтепродуктов по способам и направлениям поставок.**

**Ключевые слова:** Восточная Сибирь, Сахалин, Волго-Уральская провинция, Западная Сибирь, «Транснефть», «Роснефть», Газпром, нефть, нефтяная промышленность, ВИНК, независимые производители, добыча, переработка, экспорт, нефтепродукты, мазут

## FEATURES OF DEVELOPMENT OF THE OIL INDUSTRY OF RUSSIA AT THE PRESENT STAGE

Analyzes the peculiarities of development of Russian oil industry. Shows the role of Russia in the global oil supply. Systematic trends in the oil industry of Russia in the field of production, processing, transport and export of oil and oil products. Discusses oil production in Russia, taking into account industry-wide trends, structure extraction from the subsoil of crude oil type hydrocarbons, regional and organizational structure of oil production at the present stage. Key trends in the field of oil refining in Russia. Investigated the volumes of export of oil and oil products according to the methods and directions of supplies.

**Keywords:** Eastern Siberia, Sakhalin, Volga-Ural province, Western Siberia, «Transneft», «Rosneft», Gazprom, oil, oil industry, oil companies, independent producers, production, processing, export, petroleum products, fuel oil

**В** 2015 г. Россия обновила очередной рекорд по объему добычи нефти в новейшей истории. В текущем году добыча нефти составила 534 млн т, увеличившись на 7 млн т по сравнению с 2014 г. При этом по итогам 2015 г. одновременно снизился объем первичной переработки нефти – до 282,4 млн т, что связано, в основном, с сокращением выпуска мазута. Сокращение объема переработки нефти стало главным фактором роста экспорта сырой нефти.

Прирост добычи нефти в 2015 г. обеспечивался за счет новых крупных проектов на севере европейской части России, выхода на проектную мощность месторождений Восточной Сибири, роста добычи нефти и конденсата на севере Западной Сибири (ЯНАО). А также за счет месторождений Волго-Урала, где недропользователи активно применяют современные технологии и вводят в разработку мелкие и мельчайшие месторождения.

Устойчивой тенденцией развития НГК России в 2015 г. стало сокращение доли темных нефтепродуктов в структуре вы-

пуска нефтеперерабатывающей отрасли. Обуславливается это повышением таможенных пошлин на темные нефтепродукты и комплексной модернизацией перерабатывающей отрасли в целом. Ввод новых и реконструкция действующих мощностей НПЗ, преимущественно вертикально-интегрированных компаний (ВИНК), позволил увеличить среднюю глубину переработки нефти до 74,7 %. В то же время, снижение общего объема переработки нефти привело к сокращению уровня загрузки заводов с 91 % до 87 %, который практически не изменился на протяжении последних лет.

Однако, несмотря на стимулирование увеличения глубины переработки, в структуре выпуска нефтепродуктов в России все еще продолжает доминировать производство тяжелых и средних дистиллятов.

В 2015 г. произошло изменение тенденции, направленной на сокращение экспорта нефти, который наоборот увеличился, а экспорт темных нефтепродуктов – сократился. В основном увеличение экспорта нефти обуславливается ростом спроса со стороны

### Л.В. ЭДЕР,

д.э.н., профессор, заведующий лабораторией экономики недропользования и прогноза развития нефтегазового комплекса

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН,

руководитель специализации «Экономика и управление в энергетическом секторе»

Новосибирский государственный университет  
EderLV@yandex.ru

### И.В. ФИЛИМОНОВА,

д.э.н., профессор, ведущий научный сотрудник

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН,

заведующая кафедрой политической экономики

Новосибирский государственный университет

### И.В. ПРОВОРНАЯ,

к.э.н., научный сотрудник

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН,  
доцент

Новосибирский государственный университет

### Т.М. МАМАХАТОВ,

к.э.н., научный сотрудник

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН,  
старший преподаватель

Новосибирский государственный университет

### L. EDER, I. FILIMONOVA,

I. PROVORNAYA Institute of petroleum geology and geophysics SB RAS, Novosibirsk state University, T. MAMAKHATOV, Institute of petroleum geology and geophysics SB RAS



Табл. 1. Добыча нефти с конденсатом в России и мире в 1970 – 2015 гг.

Год	Мир в целом, млн т	СССР / СНГ		РСФСР / Россия		ОПЕК		Цены на нефть на мировом рынке, долл/барр.	
		млн т	доля в мире, %	всево, млн т	доля в мире, %	всево, млн т	доля в мире, %	Urals Brent	
1970	2355	353	15,0	285	12,1	1132	48,0	-	-
1980	3088	603	19,5	547	17,7	1287	41,7	38,3	39,8
1985	2792	608	21,8	542	19,4	772	27,6	25,9	27,6
1990	3168	570	18,0	516	16,3	1159	36,6	20,3	21
1995	3278	355	10,8	307	9,4	1317	40,2	16,4	16,2
2000	3618	396	10,6	323	8,9	1511	41,8	27,4	28,3
2005	3938	580	14,8	470	12,1	1691	42,9	50,2	54,6
2010	3979	663	17,0	505	13,1	1671	42,0	77,9	79,6
2011	4012	665	16,6	511	12,7	1711	42,6	108,0	110
2012	4119	669	16,2	518	12,6	1782	43,3	110,6	111,68
2013	4127	677	16,4	523	12,7	1734	42,0	107,9	108,7
2014	4229	677	16,0	527	12,5	1733	41,0	97,6	97,8
2015	4362	682	15,6	534	12,2	1807	41,4	51,2	53,5

стран АТР, для удовлетворения которого активно ведется строительство трубопроводной инфраструктуры на востоке страны – нефтепроводов «Куюмба – Таишет», «Заполярье – Пурпе», расширение ВСТО. Нефтепровода «Туймазы – Омск – Новосибирск» (ТОН-2).

Модернизация нефтеперерабатывающей отрасли в сочетании с мерами государственного стимулирования производства и экспорта качественных продуктов переработки (бензин и дизельное топливо) привели к активному формированию экспортных продуктопроводов – проекты «Север», «Юг».

Таким образом, в нефтяной промышленности в 2015 г. впервые за последние десятилетия наметились положительные тенденции развития, прежде всего в секторе переработки, чему способствовал ряд законодательных, административных и налоговых мер государственного регулирования, принятых в период 2012–2014 гг.

### РОССИЯ В МИРОВОЙ СИСТЕМЕ НЕФТЕОБЕСПЕЧЕНИЯ

Мировая добыча нефти в 2015 г. возросла на 3,1 % и составила 4,36 млрд т, произошло ускорение темпов добычи относительно 2014 г. (2,4 %) (табл. 1).

Более быстрыми темпами по сравнению с мировым уровнем в 2015 г. выросла добыча нефти в странах ОПЕК (годовой прирост – 4,2 %). Рост добычи нефти в странах

Модернизация нефтеперерабатывающей отрасли в сочетании с мерами государственного стимулирования производства и экспорта качественных продуктов переработки привели к активному формированию экспортных продуктопроводов - проекты «Север», «Юг».

В нефтяной промышленности в 2015 г. впервые за последние десятилетия наметились положительные тенденции развития, прежде всего в секторе переработки, чему способствовал ряд законодательных, административных и налоговых мер государственного регулирования.

ОПЕК в 2015 г. обеспечивался Ираком (прирост 17 %), Саудовской Аравией (4,3 %), ОАЭ (4,1 %) и Ираном (1,4 %). Сокращение добычи нефти в странах ОПЕК наблюдалось в: Ливии (13,4 %), Нигерии (4,5 %) и Венесуэле (2,4 %). Начиная с 2012 г. доля ОПЕК в мировой добыче нефти сократилась с 43,2 % до чуть более 41,4 % к настоящему времени.

Добыча нефти на постсоветском пространстве в 2015 г. достигла своего максимума и составила 682 млн т, что на 5 млн т выше уровня предыдущего года. Крупнейшими производителями нефти в СНГ являются Россия (79 %), Казахстан (12 %), Азербайджан (6 %) и Туркменистан (1,5 %). Вместе они обеспечивают 15,6 % мировой добычи нефти, однако учитывая высокие темпы развития остальных стран-участниц мирового рынка нефти, доля стран СНГ сократилась за последние 5 лет с 17,0 до 15,6 %.

### ДОБЫЧА НЕФТИ В РОССИИ

Табл. 2. Добыча нефти и конденсата в России в 2013 – 2015 гг., млн т

Субъект Федерации / Федеральный округ	Нефть				Конденсат				Нефтяное сырье, всего			
	2013	2014	2015		2013	2014	2015		2013	2014	2015	
			млн т	прирост, млн т			млн т	прирост, млн т			млн т	прирост, млн т
Уральский ФО	291,2	287,1	282,2	-4,9	12,3	13,7	17,6	3,9	303,5	300,8	299,8	-0,9
Ямало-Ненецкий автономный округ	26,4	26,4	27,9	1,6	11,4	13,1	17,0	3,9	37,8	39,5	45,0	5,5
Прочие	265,1	260,7	254,3	-6,4	0,6	0,6	0,6	0,0	265,7	261,3	254,9	-6,4
Приволжский ФО	115,3	114,5	116,2	1,7	0,5	0,7	0,7	0,0	115,8	115,2	116,9	1,7
Оренбургская область	23,3	22,2	21,1	-1,1	0,4	0,6	0,6	0,0	23,7	22,8	21,7	-1,1
Прочие	92,0	92,3	95,1	2,8	0,1	0,1	0,1	0,0	92,1	92,4	95,2	2,8
Сибирский ФО	45,0	46,3	47,8	1,5	1,2	1,4	1,4	0,0	46,2	47,6	49,2	1,5
Северо-западный ФО	27,5	28,9	31,1	2,2	0,1	0,1	0,1	0,0	27,6	29,0	31,1	2,2
Дальневосточный ФО	19,1	21,0	23,7	2,7	2,4	2,4	2,6	0,2	21,5	23,4	26,3	2,9
Шельф острова Сахалин	10,7	12,3	14,2	2,0	2,4	2,3	2,5	0,2	13,1	14,5	16,7	2,2
Прочие	8,3	8,7	9,4	0,8	0,1	0,1	0,1	0,0	8,4	8,8	9,6	0,8
Южный ФО	4,2	6,3	6,4	0,0	3,0	2,9	2,9	0,0	7,2	9,2	9,2	0,0
Астраханская область	0,0	2,3	2,5	0,1	2,8	2,7	2,7	0,0	2,8	5,0	5,1	0,1
Прочие	0,0	-0,1	3,9	3,9	0,2	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2	4,1	3,9
Северо-Кавказский ФО	1,6	1,5	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	1,5	1,5	0,0
Всего	503,4	505,4	508,7	3,3	20,0	21,2	25,3	4,1	523,4	526,6	534,0	7,4

### Общепромышленные тенденции

В 2015 г. Россия достигла рекордного уровня добычи нефти в новейшей истории страны – 534 млн т, что составило 12,2 % в мировой добыче. Однако современный уровень добычи нефти составляет только 93 % от уровня добычи нефти РСФСР в 1987 г.

Устойчивой тенденцией изменения структуры добычи нефти в России является увеличение доли добычи газового конденсата, что связано с активным вовлечением в разработку высококонденсатного газа Западной Сибири.

Рост добычи нефти в России в 2015 г. обеспечивался



за счет проектов на востоке страны (Иркутская область, Республика Саха, шельф Сахалина) (прирост 8 %, или 4,8 млн т), на севере Западной Сибири (ЯНАО) (13,9 %, или 5,5 млн т) и европейской части России (НАО, Коми) (7,5 %, или 2,2 млн т). Произошло увеличение добычи нефти в регионах европейской части России (Республиках Татарстан и Башкортостан, Самарской области, Пермском крае), а также на шельфах морей (Каспийского, Обской и Тазовской губ).

Рост добычи нефти в Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях обеспечивается активным применением технологий и методов интенсификации добычи нефти, а также вовлечением в разработку мелких и мельчайших месторождений для компенсации падения добычи на крупных и средних месторождениях региона.

Рост добычи нефти в европейской части и на востоке страны поддерживается за счет роста добычи на новых месторождениях, которые сохранят еще потенциал роста в течение нескольких лет. Однако происходит замедление темпов роста добычи нефти в Восточной Сибири, т.к. базовые месторождения вышли на проектный уровень добычи.

Сокращение добычи нефти происходит в Западной Сибири, прежде всего в ХМАО. Введение в разработку последних крупных месторождений не позволило стабилизировать добычу в регионе. Одним из направлений стабилизации добычи нефти в Западной Сибири является вовлечение в разработку мелких и мельчайших месторождений.

В организационной структуре добычи нефти в России, начиная с 2010 г., наметилась тенденция сокращения доли вертикально-интегрированных компаний с одновременным увеличением доли независимых компаний.

Крупнейшими производителями нефти в СНГ являются Россия (79 %), Казахстан (12 %), Азербайджан (6 %) и Туркменистан (1,5 %). Вместе они обеспечивают 15,6 % мировой добычи нефти.

#### **Структура добычи нефтяного сырья по типу углеводородов**

В статье под добычей нефти понимается добыча нефтяного сырья, включающая в себя добычу сырой нефти и газового конденсата. Устойчивой тенденцией последних лет является наращивание доли добычи газового конденсата в структуре добычи нефтяного сырья. Это связано с тем, что в Западной Сибири происходит падение добычи метанового газа (сухого) и ввод в разработку нижележащих пластов, содержащих высококонденсатный (жирный) газ.

Добыча газового конденсата в России в 2015 г. составила 25 млн т, или 5 % добычи нефтяного сырья в России. За последний год добыча конденсата в России увеличилась на 4,1 млн т (на 20 %), превысив прирост добычи сырой нефти (3,3 млн т).

Около 70 % всего конденсата в России добывается в Западной Сибири, преимущественно в ЯНАО (около 17,6 млн т).

Структура добычи газового конденсата по регионам России соответствует структуре добычи природного газа (табл. 2). Так, на Астраханскую область (Астраханское месторождение) приходится около 11 %, на шельф острова Сахалин (проекты «Сахалин-1», «Сахалин-2») – 10 %, на Оренбургскую область (Оренбургское месторождение) – 3 %, на Восточную Сибирь – 5 % от общероссийской добычи.



# БУРИНТЕХ

*Уважаемые коллеги!*

*От имени коллектива ООО НПП «БУРИНТЕХ» и от себя лично поздравляю вас с наступающим Новым годом!*

*Каждый человек в новогоднюю ночь непременно ждет чуда, и этот долгожданный праздник всегда открывает новую страницу в судьбе. Пусть он станет для вас счастливым и светлым, принесет в ваш дом мир и добро, радость и благополучие, а ваши надежды и мечты обязательно сбудутся! Желаю вам встретить Новый 2017 год с улыбкой и оптимизмом! Крепкого здоровья, радости, и удачной реализации проектов, а также инициативных единомышленников! Новых успехов и достижений, семейной радости и благоденствия! Пусть все лучшее, что сделано вами, в Новом году получит развитие и продолжение! Пусть работа приносит всегда желаемый результат, а близкие радуют своим вниманием и заботой! Счастливого Нового года!*

*Генеральный директор  
ООО НПП «БУРИНТЕХ»*

*Г.Г. Ишбаев*

# 2017



Табл. 3. Добыча нефтяного сырья в России по регионам в 2011 – 2015 гг., млн т

Регион, субъект	2011	2012	2013	2014	2015		Изменение за 2015 г.	
					млн т	% от РФ	млн т	Прирост 2015/2014, %
<b>Европейская часть России</b>	<b>150,8</b>	<b>151,4</b>	<b>153,0</b>	<b>154,9</b>	<b>158,7</b>	<b>29,7</b>	<b>3,8</b>	<b>2,5</b>
<b>Северо-Западный ФО</b>	<b>29,7</b>	<b>28,2</b>	<b>28,0</b>	<b>29,0</b>	<b>31,1</b>	<b>5,8</b>	<b>2,1</b>	<b>7,1</b>
Ненецкий автономный округ	15,2	13,5	13,3	14,0	15,4	2,9	1,4	9,8
Республика Коми	13,3	13,7	13,8	14,2	14,9	2,8	0,7	5,2
Калининградская область, в т.ч. шельф	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,2	-0,1	-7,0
<b>Южный ФО</b>	<b>9,2</b>	<b>9,5</b>	<b>9,6</b>	<b>9,2</b>	<b>9,2</b>	<b>1,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>
Астраханская область	4,5	4,9	5,1	5,0	5,1	1,0	0,1	2,8
Волгоградская область	3,4	3,3	3,2	3,0	2,9	0,6	-0,1	-2,9
Краснодарский край	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	0,2	0,0	-2,5
Прочие	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	-8,1
<b>Приволжский ФО</b>	<b>109,9</b>	<b>112,0</b>	<b>113,8</b>	<b>115,2</b>	<b>116,9</b>	<b>21,9</b>	<b>1,7</b>	<b>1,5</b>
Республика Татарстан	32,5	32,7	32,9	33,1	34,0	6,4	0,9	2,8
Оренбургская область	22,8	22,9	23,2	22,8	21,7	4,1	-1,1	-4,9
Самарская область	14,3	14,7	15,2	15,7	16,4	3,1	0,8	4,9
Республика Башкортостан	14,4	14,9	15,3	15,9	16,3	3,1	0,4	2,8
Пермский край	13,1	13,8	14,4	15,0	15,5	2,9	0,5	3,4
Удмуртия	10,7	10,8	10,8	10,7	10,8	2,0	0,2	1,6
Саратовская область	1,2	1,3	1,2	1,1	1,2	0,2	0,0	2,2
Прочие	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,4	0,0	1,6
<b>Северо-Кавказский ФО</b>	<b>2,0</b>	<b>1,7</b>	<b>1,6</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>0,3</b>	<b>0,0</b>	<b>-0,8</b>
<b>Западная Сибирь</b>	<b>317,8</b>	<b>317,2</b>	<b>315,7</b>	<b>313,0</b>	<b>311,7</b>	<b>58,4</b>	<b>-1,3</b>	<b>-0,4</b>
<b>Сибирский ФО</b>	<b>13,6</b>	<b>13,4</b>	<b>12,8</b>	<b>12,2</b>	<b>11,9</b>	<b>2,2</b>	<b>-0,3</b>	<b>-2,5</b>
Томская область	12,0	12,3	11,8	11,4	11,2	2,1	-0,1	-1,0
Прочие	1,6	1,2	1,0	0,9	0,7	0,1	-0,2	-23,0
<b>Уральский ФО</b>	<b>304,4</b>	<b>303,8</b>	<b>302,9</b>	<b>300,8</b>	<b>299,8</b>	<b>56,1</b>	<b>-0,9</b>	<b>-0,3</b>
Ханты-Мансийский АО	262,6	260,0	255,1	250,6	243,0	45,5	-7,6	-3,0
Ямало-Ненецкий АО	35,5	36,2	38,2	39,5	45,0	8,4	5,5	13,9
Тюменская область	6,4	7,6	9,6	10,7	11,9	2,2	1,1	10,4
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>	<b>42,6</b>	<b>49,4</b>	<b>54,6</b>	<b>58,8</b>	<b>63,6</b>	<b>11,9</b>	<b>4,8</b>	<b>8,1</b>
<b>Сибирский ФО</b>	<b>21,8</b>	<b>28,6</b>	<b>33,1</b>	<b>35,4</b>	<b>37,3</b>	<b>7,0</b>	<b>1,8</b>	<b>5,2</b>
Красноярский край	15,2	18,5	21,6	22,3	22,2	4,2	-0,1	-0,3
Иркутская область	6,6	10,1	11,4	13,1	15,0	2,8	1,9	14,5
<b>Дальневосточный ФО</b>	<b>20,8</b>	<b>20,9</b>	<b>21,5</b>	<b>23,4</b>	<b>26,3</b>	<b>4,9</b>	<b>2,9</b>	<b>12,5</b>
Республика Саха (Якутия)	5,6	6,8	7,6	8,8	9,6	1,8	0,7	8,4
Сахалинская область, в т.ч. шельф	15,2	14,1	13,9	14,5	16,7	3,1	2,2	15,0
<b>Итого</b>	<b>511,4</b>	<b>518,0</b>	<b>523,3</b>	<b>526,7</b>	<b>534,0</b>	<b>100,0</b>	<b>7,3</b>	<b>1,4</b>

### Региональная структура

В настоящее время промышленная нефтегазодобыча установлена в 37 субъектах Российской Федерации, учитываемых в семи федеральных округах – Северо-Западном, Южном, Северо-Кавказском, Приволжском, Уральском, Сибирском, Дальневосточном, а также на шельфе Каспийского, Азовского, Балтийского, Баренцева, Карского и Охотского морей. Добыча нефти осуществляется в 33 регионах России.

В региональном плане добыча нефти в России сосредоточена в Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазодобывающих провинциях (НГП). Ведется также добыча в Тимано-Печорской и Северо-Кавказской НГП. Высокими темпами идет широкомасштабное освоение запасов Охотоморской и Лено-Тунгусской провинций.

Главный центр российской нефтяной промышленности – Западная Сибирь, добыча в котором за прошедший год продолжила общую многолетнюю тенденцию падения и сократилась до 311,7 млн т (на 0,4 % или на

За последний год добыча конденсата в России увеличилась на 4,1 млн т (на 20 %), превысив прирост добычи сырой нефти (3,3 млн т).

Доля Западной Сибири в добыче нефти в России продолжает сокращаться. Если в 2005 г. на долю региона приходилось 71 % от всей добываемой в России нефти, то в 2015 г. доля Западной Сибири в добыче составила уже менее 58 %.

1,4 млн т). В результате доля Западной Сибири в добыче нефти в России продолжает сокращаться. Так, если в 2005 г. на долю региона приходилось 71 % от всей добываемой в России нефти, то в 2015 г. доля Западной Сибири в добыче составила уже менее 58 %.

Основное сокращение добычи нефти в Западной Сибири происходит за счет падения добычи в основном нефтедобывающем регионе России – ХМАО (на 3 %, или на 7,6 млн т). В то же время остальные регионы Западной Сибири демонстрируют прирост добычи нефтяного сырья. Быстрыми темпами продолжает расти добыча нефти на юге Тюменской области, благодаря увеличению объемов бурения и развитию межпромысловой инфраструктуры. В результате объем добычи нефти здесь вырос более чем на 10 % (на 1,1 млн т). Кроме того, относительно быстрыми темпами наращивается добыча газового конденсата в Ямало-Ненецком АО (на 13 %) (табл. 3).

Добыча нефти в Ханты-Мансийском АО в 2015 г. составила 243,0 млн т. Доля Югры в общероссийской добыче нефти в 2015 г. сократилась на 3 % – до 45,5 %, хотя недропользователи активно вводят новые объекты в разработку, но это только сдерживает падение добычи нефти в регионе – введено в разработку 4 новых месторождения, из них 2 месторождения ОАО «Сургутнефтегаз», по 1 месторождению ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и ООО «Хортица».

Добыча нефти в Ямало-Ненецком АО в 2015 г. составила 45 млн т и продолжается падение. Вместе с тем ЯНАО – лидер в России по добыче газового конденсата. Широкомасштабное вовлечение в разработку валанжинских и ачимовских запасов природного газа позволяет быстро наращивать добычу конденсата, что компенсирует падение добычи нефти в регионе.

Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия) на протяжении последних 6 лет являются основным регионом прироста добычи нефти в России. Однако темпы прироста добычи нефти на востоке России стали значительно снижаться. В 2015 г. прирост добычи нефти составил 5,8 % или 2,6 млн т. Впервые за последние несколько лет прирост добычи в Восточной Сибири не превышает общего прироста добычи нефти в России. До недавнего времени крупномасштабное наращивание объема добычи нефти происходило за счет постепенного вывода на проектную мощность Ванкорского (Красноярский край), Верхнечонского (Иркутская область) и Талаканского (Республика Саха) месторождений, а также ввода в разработку Северо-Талаканского месторождения. Однако все эти месторождения к настоящему времени вышли на проектный уровень разработки.



На Дальнем Востоке нефтедобывающие предприятия Сахалинской области в 2015 г. увеличили добычу нефти и конденсата до 16,7 млн т, что на 15 % больше показателя предыдущего года. На шельфе о. Сахалин добычу нефти и газа осуществляют операторы проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» – Exxon Neftegas Limited и Sakhalin Energy. Насуше – «Роснефть-Сахалин-Морнефтегаз», «Петросах» и ОГУП «Сахалинская нефтяная компания».

Увеличение добычи нефти происходит по проекту «Сахалин-1» (на месторождении «Аркутун-Даги»). Вместе с тем снижение добычи наблюдается на проекте «Сахалин-2» (на Пильтун-Астохском месторождении).

В европейской части России осуществляется добыча около трети всей нефти по стране (158,9 млн т). В 2015 г. прирост добычи нефти в европейской части России (3,9 млн т, 2,5 %) был сопоставим с Восточной Сибирью и Дальним Востоком. Прирост добычи обеспечивался как за счет Волго-Уральской, так и Тимано-Печорской НГП.

В Приволжском ФО, относящемся к территории Волго-Уральской НГП, добыча нефти возросла до 116,9 млн т, рост этого показателя составил 1,7 млн т (1,5 % по отношению к 2014 г.). Прирост осуществлялся практически во всех крупных центрах нефтедобычи – Республике Татарстан (2,8 %), Республике Башкортостан (2,8 %), Пермском крае (3,4 %), Самарской области (16,4 %). Исключение составила Оренбургская область, допустившая сокращение добычи нефти почти на 5 %.

В Северо-Западном ФО, включая Калининградскую область (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция), добыча нефти в 2015 г. возросла на 7,5 % – до 31,1 млн т. Положительный прирост добычи нефти осуществлялся как за счет Ненецкого АО (10,7 %), так и Республики Коми (5,2 %).

В Республике Коми в 2015 г. добыча нефти была доведена до 15,4 млн т. С 2013 г. стала восстанавливаться и возрастать добыча нефти в Ненецком АО (15,5 млн т).

#### Организационные особенности добычи нефти

По данным Министерства энергетики России по состоянию на 01.01.2016 г., добычу нефти и газового конденсата на территории страны осуществляли 299 организаций, из них 117 организаций входят в структуру 9 вертикально-интегрированных компаний (ВИНК), преимущественно нефтедобывающих, и две – преимущественно газо- и конденсатодобывающие. Количество независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК, – 179. На условиях соглашений о разделе продукции в России работают 3 компании.

Около 83 % всей добычи нефти и конденсата в России приходится на семь ВИНК: «Роснефть» (включая активы «Славнефти»), ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз», «Группа Газпром», «Татнефть», «Башнефть», «РуссНефть». Необходимо отметить, что с 2010 г. происходит неуклонное сокращение доли ВИНК в общероссийской добыче.

На шельфе о. Сахалин добычу нефти и газа осуществляют операторы проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» – Exxon Neftegas Limited и Sakhalin Energy. На суше – «Роснефть-Сахалин-Морнефтегаз», «Петросах» и ОГУП «Сахалинская нефтяная компания».

В 2015 г. добыча нефти вертикально-интегрированными компаниями снизилась по отношению к предыдущему году на 0,2 %. Основную роль в этом процессе сыграли лидеры нефтяного рынка России – ЛУКОЙЛ (снижение на 2,1 %) и «НК «Роснефть» (на 0,8 %). Кроме того, продолжили традиционное падение добычи «НГК «Славнефть» (на 4,4 %) и «НК «РуссНефть» (13,6 %). Стабилизировать добычу нефти в рамках ВИНК не удалось даже наращиванием производства нефти компаниями «Газпром нефть» (на 2,1 %) и «Сургутнефтегаз» (на 0,3 %).

Табл. 4. Добыча нефти в России по компаниям в 2014 – 2015 гг., млн т

Добывающие подразделения	2014	2015		Изменение за 2015 г.	
		млн т	%, от РФ	млн т	Прирост 2015/2014, %
<b>ВИНК</b>	<b>441,7</b>	<b>440,8</b>	<b>82,6</b>	<b>-0,9</b>	<b>-0,2</b>
<b>ПАО «ЛУКОЙЛ»</b>	<b>86,6</b>	<b>85,7</b>	<b>16,0</b>	<b>-0,9</b>	<b>-1,1</b>
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	43,7	41,1	7,7	-2,6	-5,9
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	15,3	17,0	3,2	1,7	11,0
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»	13,7	14,4	2,7	0,7	5,1
ОАО «РИТЭК»	7,6	7,7	1,4	0,1	0,8
ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК»	2,3	2,2	0,4	-0,1	-5,1
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть»	1,5	1,7	0,3	0,2	13,8
Прочие	2,5	1,7	0,3	-0,8	-33,4
<b>ОАО «НК «Роснефть»</b>	<b>190,9</b>	<b>189,2</b>	<b>35,4</b>	<b>-1,7</b>	<b>-0,9</b>
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	64,5	62,4	11,7	-2,1	-3,2
ЗАО «Ванкорнефть»	22,0	22,0	4,1	0,0	0,0
ОАО «Оренбургнефть»	17,4	15,8	3,0	-1,5	-8,9
ОАО «Самотлорнефтегаз»	16,0	15,6	2,9	-0,4	-2,8
ОАО «Самаранефтегаз»	11,2	11,8	2,2	0,6	5,4
ООО «РН-Уватнефтегаз»	9,5	10,8	2,0	1,3	13,7
ОАО «ВЧНГ»	8,2	8,6	1,6	0,5	5,6
ОАО «Удмуртнефть»	6,4	6,4	1,2	0,0	0,1
ОАО «РН-Няганьнефтегаз»	6,2	6,0	1,1	-0,2	-3,0
ООО «РН-Пурнефтегаз»	6,0	5,5	1,0	-0,5	-8,7
ОАО «РН-Нижневартовск»	5,5	5,1	1,0	-0,4	-7,0
ООО «РН-Северная нефть»	2,8	2,9	0,5	0,0	1,2
ОАО «ННП»	2,4	2,3	0,4	-0,1	-2,4
ЗАО «РН-Шельф Дальний Восток»	0,28	1,9	0,4	1,6	590,0
Прочие	12,5	11,9	2,2	-0,5	-4,3
<b>ПАО «Газпром нефть»</b>	<b>33,6</b>	<b>34,3</b>	<b>6,4</b>	<b>0,7</b>	<b>2,1</b>
ООО «Газпромнефть-Восток»	13,8	14,4	2,7	0,6	4,1
ОАО «Газпромнефть-Хантос»	10,5	9,8	1,8	-0,7	-6,7
ЗАО «Газпром нефть-Оренбург»	4,5	4,6	0,9	0,1	2,4
ООО «Заполярье»	1,7	1,7	0,3	0,0	0,8
ОАО «Газпромнефть-ННГ»	1,5	1,6	0,3	0,1	6,8
ООО «Газпром Нефть Новый Порт»	0,1	0,3	0,1	0,2	233,3
ООО «Газпром нефть шельф»	0,2	0,9	0,2	0,7	350,0
Прочие	1,4	1,0	0,2	-0,3	-22,5
<b>ОАО «Сургутнефтегаз»</b>	<b>61,4</b>	<b>61,6</b>	<b>11,5</b>	<b>0,2</b>	<b>0,3</b>
ОАО «Сургутнефтегаз» (УФО)	53,7	53,2	10,0	-0,5	-0,9
ОАО «Сургутнефтегаз» (Якутия)	7,7	8,4	1,6	0,7	9,1
<b>ПАО «Татнефть»</b>	<b>26,5</b>	<b>27,2</b>	<b>5,1</b>	<b>0,7</b>	<b>2,7</b>
<b>ПАО «Башнефть»</b>	<b>17,9</b>	<b>19,9</b>	<b>3,7</b>	<b>2,0</b>	<b>11,0</b>
<b>ОАО «НГК «Славнефть»</b>	<b>16,2</b>	<b>15,5</b>	<b>2,9</b>	<b>-0,7</b>	<b>-4,4</b>
<b>ОАО «НК «РуссНефть»</b>	<b>8,6</b>	<b>7,4</b>	<b>1,4</b>	<b>-1,2</b>	<b>-13,6</b>
<b>Независимые компании</b>	<b>70,6</b>	<b>78,2</b>	<b>14,6</b>	<b>7,6</b>	<b>10,8</b>
ПАО «Газпром»	16,2	17,0	3,2	0,8	4,8
ОАО «НОВАТЭК»	4,3	4,7	0,9	0,4	8,4
АО «Зарубежнефть»	3,2	3,2	0,6	0,0	1,3
ОАО «НК «Нефтиса»	6,8	6,8	1,3	0,0	-0,6
ОАО «Арктикгаз»	2,0	7,4	1,4	5,5	277,3
ОАО «Томскнефть ВНК»	9,9	9,9	1,9	0,0	-0,4
Компания «Салым Петролеум Дев. Н.В.»	6,6	6,1	1,1	-0,4	-6,7
АО «ННК»	2,3	2,3	0,4	0,0	-0,4
ООО «Восточносибирская Управл. компания»	0,9	1,2	0,2	0,2	25,7
Прочие	18,3	19,5	3,7	1,2	6,8
<b>СРП</b>	<b>14,4</b>	<b>15,0</b>	<b>2,8</b>	<b>0,6</b>	<b>4,0</b>
<b>Россия всего</b>	<b>526,6</b>	<b>534,0</b>	<b>100,0</b>	<b>7,4</b>	<b>1,4</b>



В европейской части России осуществляется добыча около трети всей нефти по стране (158,9 млн т). В 2015 г. прирост добычи нефти в европейской части страны (3,9 млн т, 2,5 %) был сопоставим с Восточной Сибирью и Дальним Востоком.

Очередной год подряд наращивают добычу нефти в России компании с наиболее сложной и выработанной сырьевой базой – «Татнефть» (2,7 %) и «Башнефть» (11 %). Региональные власти и соответствующие компании европейской части России внимательно следят за состоянием добычи нефти, рационально подходят к разработке существующих месторождений, методам интенсификации добычи, роли мелких и мельчайших месторождений в структуре добычи нефти.

Значительно поддержали добычу жидких углеводородов газовые компании России, которые наращивают добычу конденсата, – Газпром (4,8 %), «НОВАТЭК» (8,4 %), «Арктикгаз» (277 %). Кроме того, наращивают добычу нефти в России малые независимые производители, которые по итогам года нарастили добычу нефти в России суммарно до 12,9 %. Компании-операторы соглашения о разделе продукции также нарастили добычу нефти в 2015 г.

Доля государственных нефтегазовых компаний в структуре добычи нефти по стране, включая «Роснефть», Группу Газпром, «Славнефть», «Томскнефть», составляет около 50 %. За последние 15 лет с 2000 г. этот показатель увеличился почти в 4 раза (табл. 4).

«НК «Роснефть» – крупнейшая по запасам и добыче нефти компания России и один из мировых лидеров. По итогам 2015 г. снижение добычи нефти «НК «Роснефть» обусловлено выходом на проектный уровень добычи основного драйвера роста компании – «Ванкорнефти». За счет этого подразделения компании в последние несколько лет удавалось стабилизировать падение добычи нефти в Западной Сибири («РН-Юганскнефтегаз», «Самотлорнефтегаз», «РН-Пурнефтегаз» и др.). Кроме того, достаточно быстрыми темпами наметилось падение добычи нефти дочернего подразделения компании в Оренбургской области. Кроме того, существенно замедляются темпы роста добычи нефти в связи с выходом на проектную мощность месторождений в Иркутской области («ВЧНГ») и на юге Тюменской области на Уватской группе месторождений («РН-Уватнефтегаз»). Определенный технологический прорыв совершила «Роснефть» на Сахалине, в результате за 2015 г. добыча увеличилась почти в 6 раз, достигнув уровня 1,9 млн т годовой добычи.

ЛУКОЙЛ – вторая по объемам добычи нефти ВИНК. Всего компания обеспечивает 16,6 % добычи нефти в России. Продолжает быстрыми темпами сокращаться добыча на месторождениях Западной Сибири («ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»). Вместе с тем ЛУКОЙЛ осуществляет значительные усилия по интенсификации добычи тяжелой нефти на месторождениях в Республике Коми и НАО («ЛУКОЙЛ-Коми» – рост на 11 %). ЛУКОЙЛ является лидером по добыче нефти в Тимано-Печоре и осуществляет значительные усилия по интенсификации добычи нефти в этом регионе, определив его в качестве одного из приоритетных. Кроме того, наращивается добыча нефти на шельфе Каспия на месторождении им. Ю. Корчагина («ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» – рост на 13,8 %). В конце 2016 г. компания планирует за-

вершить работы и ввести одно из крупнейших месторождений в российской акватории Каспия – месторождение им. Филановского.

По итогам 2015 г. практически все дочерние добывающие подразделения «Газпром нефти» продемонстрировали положительную динамику как в Западной Сибири («Газпромнефть-Хантос», «Заполярье»), так и в европейской части России («Газпром нефть Оренбург»). Более чем в три раза увеличилась добыча нефти компании на шельфе Арктики в рамках проекта разработки Приразломного месторождения. В 2015 г. фактически стартовала начальная стадия освоения нефти на шельфе Обской губы в рамках проекта разработки месторождения «Новый порт», добыча нефти на котором выросла почти в 2,5 раза («Газпром нефть Новый порт»).

По итогам 2015 г. добыча нефти «Сургутнефтегазом» увеличилась до 61,6 млн т. Ускоренное развитие сырьевой базы и добычи нефти в Республике Саха (Якутия) на Талаканском и Северо-Талаканском месторождениях позволили компенсировать падение добычи нефти в Западной Сибири.

В 2015 г. значительных успехов добилась компания «Башнефть», добыча которой в 2015 г. приросла на 11 %. Это стало возможным благодаря развитию новых проектов и внедрению технологий нефтеизвлечения на традиционных объектах. Основной вклад в увеличение добычи внесли компании «Башнефть-Полюс» и «Бурнефтегаз».

## ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ В РОССИИ

### Отраслевые тенденции

В настоящее время в России функционируют около 35 крупных НПЗ с объемами переработки более 1 млн т в год и значительное количество малых НПЗ (МНПЗ). По общей мощности российская нефтеперерабатывающая промышленность занимает третье место в мире, уступая США и Китаю. Однако технологический уровень развития нефтепереработки в России в целом отстает от уровня развитых стран, о чем свидетельствуют низкая глубина переработки нефти и высокая доля выхода темных нефтепродуктов.

В 2015 г. общий объем переработки нефти по отношению к предыдущему году сократился – до 282,4 млн т (на 6,5 млн т, или на 3,3 %). В результате произошел перелом ранее существовавшей ярко выраженной тенденции, связанной с наращиванием объема первичной переработки нефти и доли темных нефтепродуктов в его структуре.

В нефтеперерабатывающей отрасли имеет место высокая концентрация производства – в 2015 г. более 80 % (225,1 млн т) всего объема переработки жидких УВ осуществлялось на НПЗ, входящих в состав вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний. В последние годы в нефтепереработке прослеживалась тенденция к росту доли независимых компаний в структуре первичной переработки. В 2015 г. около 17 % нефти (49 млн т) пере-

Около 83 % всей добычи нефти и конденсата в России приходится на семь ВИНК: «Роснефть» (включая активы «Славнефти»), ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз», «Группа Газпром», «Татнефть», «Башнефть», «РуссНефть». С 2010 г. происходит неуклонное сокращение доли ВИНК в общероссийской добыче.



работывалось крупными НПЗ, не входящими в структуру ВИНК, на долю мини-НПЗ пришлось порядка 3 % (8,5 млн т).

В настоящее время в России активно продолжается модернизация нефтеперерабатывающих заводов с целью перехода на выпуск автомобильного топлива высоких экологических классов. Это стало возможным после принятия в 2011 г. четырехсторонних соглашений между нефтяными компаниями, ФАС России, Ростехнадзором и Росстандартом, в которых были запланированы ввод в эксплуатацию 19 новых установок и завершение реконструкции восьми имеющихся установок вторичной переработки и облагораживания. По итогам 2015 г. на 11 из 27 установок работы завершены, а по остальным 16 срок ввода в эксплуатацию перенесен на 2016 г. и последующие годы.

По итогам 2015 г. ввод новых и реконструкция действующих технологических мощностей, реализуемых преимущественно на НПЗ ВИНК России, позволили увеличить среднюю по России глубину переработки нефти до 74,7 %. В результате произошли повышение качества выпускаемой продукции и переход на производство топлив экологического класса 5 в объемах, полностью обеспечивающих потребности внутреннего рынка.

Снижение объема переработки привело к снижению степени загрузки с 91 % до 87 % существующих технологических мощностей, уровень которых практически не изменился на протяжении последнего года. Сокращение выпуска нефтепродуктов сместил значительный акцент на экспорт сырой нефти и некоторое снижение поставок за рубеж продуктов переработки нефти.

Однако, несмотря на стимулирование увеличения глубины переработки и подписание новых технических рег-

Табл. 5. Основные показатели нефтеперерабатывающей промышленности России в 1990 – 2015 гг.

Год	Первичная переработка, млн т	Загрузка установок по первичной переработке нефти, %	Производство основных нефтепродуктов, млн т			Глубина переработки нефти на конец года, %
			автомобильный бензин	дизельное топливо	мазут	
1990	300	85	41	75,6	95	67,0
1995	185	61	28	43	60	63,0
2000	174	62	27,2	49,3	48,4	70,8
2005	207	79	31,9	59,9	56,7	71,6
2010	250	92	36	69,9	69,5	71,2
2011	256	91	36,6	70,6	73,3	70,8
2012	268	96	38,2	69,7	74,5	71,2
2013	275	93	38,7	72,0	76,9	70,4
2014	288,9	91	38,3	77,3	78,4	70,8
2015	282,4	87	39,2	76,1	71,0	74,7

Источники: Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК России // ТЭК России. № 1. 2000 – 2013 гг.; Сводные показатели производства энергоресурсов в Российской Федерации // Инфо ТЭК. № 1. 2000 – 2013 гг.

ламентов, в структуре выпуска нефтепродуктов в России все еще продолжает доминировать производство тяжелых и средних фракций, прежде всего мазута и дизельного топлива. В 2015 г. доля дизельного топлива в структуре производства нефтяных топлив опередила мазут, увеличившись с 39,9 % до 41,0 %, при этом произошло сокращение производства этого нефтепродукта в абсолютном выражении – с 77 до 76 млн т. Производство мазута сокращалось как в абсолютном выражении – с 78 до 71 млн т, так и в структуре производства нефтепродуктов – с 40 % до 38 %. Вместе с тем росло производство автомобильного бензина – с 38 до 39 млн т, доля этого нефтепродукта в структуре выпуска возросла до 21 % (табл. 5).



*Уважаемые коллеги,  
дорогие друзья!*

*От имени Института повышения квалификации руководящих работников и специалистов топливно-энергетического комплекса поздравляю вас с Новым 2017 годом!*

*Минувший год показал высокий уровень профессионализма, надежности и эффективности работников топливно-энергетического комплекса России. Стремление к постоянному повышению квалификации, получению дополнительного образования придают уверенность в устойчивом и инновационном развитии ТЭК нашей страны.*

*Пусть наше плодотворное сотрудничество будет успешным и многолетним. Выражаю надежду, что вместе мы сможем подготовить достойный кадровый запас, способный дать ответ вызовам новейшего времени. Приглашаем каждого нашего потенциального слушателя для обучения в новом году по программам дополнительного профессионального образования в ИПК ТЭК.*

*Добро пожаловать в мир новых знаний и отраслевого партнерства!*

*Дорогие работники отрасли, примите самые добрые пожелания высоких трудовых успехов и достижений! Пусть ваше профессиональное мастерство, оптимизм и позитивный настрой сделают жизнь яркой, благополучной и гармоничной!*

*Счастливого Нового 2017 года!*

**Т.А. ФРАЛЬЦОВА, ректор Института повышения квалификации руководящих работников и специалистов топливно-энергетического комплекса (ФГАОУ ДПО «ИПК ТЭК»)**



«ИПК ТЭК» расположен по адресу:  
140103, Россия, Московская область, г. Раменское,  
Донинское шоссе, 4 км (тел.: +7 (496) 463-14-59,  
e-mail: ipktek@ipktek.ru. Website: www.ipktek.ru)



Табл. 6. Объем первичной переработки жидких УВ в России в 2014 – 2015 гг.

Компания	Первичная переработка нефти, млн т		Загрузка установок первичной переработки нефти, %		Установленная мощность, млн т		Доля от общей переработки нефти в РФ, %	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015
<b>Вертикально интегрированные компании, всего</b>	<b>233,5</b>	<b>225,1</b>	<b>91</b>	<b>87</b>	<b>255,6</b>	<b>257,6</b>	<b>80,8</b>	<b>79,7</b>
<b>«Роснефть»</b>	<b>77,0</b>	<b>75,1</b>	<b>87</b>	<b>85</b>	<b>88,9</b>	<b>88,9</b>	<b>26,7</b>	<b>26,6</b>
ООО «РН - Комсомольский НПЗ»	7,6	7,0	95	87	8,0	8,0	2,6	2,5
ООО «РН - Туапсинский НПЗ»	8,6	9,6	72	80	12,0	12,0	3,0	3,4
ОАО «Сызранский НПЗ»	7,1	6,5	84	76	8,5	8,5	2,5	2,3
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	8,2	8,3	87	87	9,5	9,5	2,9	2,9
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	6,7	6,1	96	88	7,0	7,0	2,3	2,2
ОАО «Ачинский НПЗ ВНК»	5,1	6,3	68	84	7,5	7,5	1,8	2,2
ОАО «Ангарская НХК»	10,0	9,1	98	89	10,2	10,2	3,5	3,2
ЗАО «Рязанская НПК»	16,5	16,2	86	85	19,1	19,1	5,7	5,7
ПАО «Саратовский НПЗ»	7,1	6,1	99	86	7,1	7,1	2,4	2,2
<b>ПАО «Башнефть»</b>	<b>21,6</b>	<b>19,3</b>	<b>89</b>	<b>80</b>	<b>24,2</b>	<b>24,2</b>	<b>7,5</b>	<b>6,8</b>
Филиал Башнефть-Новыйл	7,2	6,4	100	89	7,2	7,2	2,5	2,3
Филиал Башнефть-Уфанефтехим	8,8	7,9	93	83	9,5	9,5	3,1	2,8
Филиал Башнефть-УНПЗ	5,6	5,0	74	66	7,5	7,5	1,9	1,8
<b>ПАО «ЛУКОЙЛ»</b>	<b>45,1</b>	<b>41,8</b>	<b>98</b>	<b>89</b>	<b>46,1</b>	<b>47,1</b>	<b>15,6</b>	<b>14,8</b>
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	11,4	12,6	95	97	12,0	13,0	4,0	4,5
ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС»	12,7	11,3	98	87	13,0	13,0	4,4	4,0
ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»	4,0	3,4	97	83	4,1	4,1	1,4	1,2
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	17,0	14,6	100	86	17,0	17,0	5,9	5,2
<b>ОАО «Сургутнефтегаз»</b>	<b>19,3</b>	<b>18,7</b>	<b>96</b>	<b>94</b>	<b>20,0</b>	<b>20,0</b>	<b>6,7</b>	<b>6,6</b>
ООО «Киришиннефтеоргсинтез»	19,3	18,7	96	94	20,0	20,0	6,7	6,6
<b>ОАО «Газпром нефть»</b>	<b>32,0</b>	<b>31,9</b>	<b>95</b>	<b>95</b>	<b>33,7</b>	<b>33,7</b>	<b>11,1</b>	<b>11,3</b>
ОАО «Газпромнефть-Омский НПЗ»	21,3	20,9	99	97	21,5	21,5	7,4	7,4
ОАО «Газпромнефть-МНПЗ»	10,8	11,0	88	90	12,2	12,2	3,7	3,9
<b>ПАО «Газпром»</b>	<b>5,8</b>	<b>5,6</b>	<b>79</b>	<b>77</b>	<b>7,3</b>	<b>7,3</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>
ООО «Газпром добыча Астрахань»	2,2	2,0	67	62	3,3	3,3	0,8	0,7
ООО «Газпром переработка», Сургутский ЗСК	3,3	3,2	81	81	4,0	4,0	1,1	1,1
Прочие	0,3	0,3	0	69	0,0	0,5	0,1	0,1
<b>ОАО «Газпром нефтехим Салават»</b>	<b>8,3</b>	<b>6,5</b>	<b>92</b>	<b>72</b>	<b>9,0</b>	<b>9,0</b>	<b>2,9</b>	<b>2,3</b>
<b>ЗАО «ННК»</b>	<b>4,4</b>	<b>4,2</b>	<b>90</b>	<b>85</b>	<b>5,0</b>	<b>5,0</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>
ОАО «Хабаровский НПЗ»	4,4	4,2	90	85	5,0	5,0	1,5	1,5
<b>ОАО «НГК «Славнефть»</b>	<b>15,3</b>	<b>15,3</b>	<b>99</b>	<b>98</b>	<b>15,5</b>	<b>15,5</b>	<b>5,3</b>	<b>5,4</b>
ОАО «Славнефть - ЯНОС»	15,3	15,3	99	98	15,5	15,5	5,3	5,4
<b>ОАО «НОВАТЭК»</b>	<b>4,7</b>	<b>6,7</b>	<b>78</b>	<b>95</b>	<b>6,0</b>	<b>7,0</b>	<b>1,6</b>	<b>2,4</b>
ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»	4,7	6,7	78	95	6,0	7,0	1,6	2,4
<b>Независимые переработчики</b>	<b>46,1</b>	<b>48,8</b>	<b>86,2</b>	<b>87,9</b>	<b>53,5</b>	<b>55,5</b>	<b>16,0</b>	<b>17,3</b>
ЗАО «Краснодарский НПЗ-КЭН»	2,5	1,7	82,2	55,9	3,0	3,0	0,9	0,6
ОАО «ТАИФ-НК»	8,4	8,4	98,8	99,3	8,5	8,5	2,9	3,0
ОАО «Орскнефтеоргсинтез»	5,9	5,5	99,0	92,1	6,0	6,0	2,1	2,0
ООО «Афипский НПЗ»	5,9	5,8	97,6	96,3	6,0	6,0	2,0	2,0
ООО «Яйский НПЗ»	2,5	3,0	36,8	43,4	6,8	6,8	0,9	1,0
ЗАО «Антипинский НПЗ»	6,2	8,1	78,0	99,0	8,0	8,2	2,2	2,9
ООО «Марийский НПЗ»	0,9	1,6	91,0	100,0	1,0	1,6	0,3	0,6
ОАО «Новошахтинский ЗНП»	2,6	3,2	87,4	90,5	3,0	3,5	0,9	1,1
АО «ТАНЕКО»	8,5	8,7	100,0	96,2	8,5	9,0	2,9	3,1
ООО «Ильский НПЗ»	2,7	2,9	100,0	99,0	2,7	2,9	0,9	1,0
<b>Мини-НПЗ и прочие, всего</b>	<b>9,2</b>	<b>8,5</b>	<b>91,3</b>	<b>84,6</b>	<b>10,1</b>	<b>10,1</b>	<b>3,2</b>	<b>3,0</b>
<b>Россия, итого</b>	<b>288,9</b>	<b>282,4</b>	<b>90,5</b>	<b>87,4</b>	<b>319,2</b>	<b>323,2</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Доля государственных нефтегазовых компаний в структуре добычи нефти по стране, включая «Роснефть», Группу Газпром, «Славнефть», «Томскнефть», составляет около 50 %. За последние 15 лет с 2000 г. этот показатель увеличился почти в 4 раза.

Технологический прорыв совершила «Роснефть» на Сахалине, в результате за 2015 г. добыча увеличилась почти в 6 раз, достигнув уровня 1,9 млн т годовой добычи.

#### Организационные тенденции

По итогам 2015 г. «Роснефть» подтвердила лидерство по объему первичной нефтепереработки – 75 млн т, или чуть более четверти от общего объема первичной переработки нефти в стране. Значительные объемы нефти и конденсата перерабатывают заводы «Газпром нефти» – 31,9 млн т ЛУКОЙЛа – 41,8 млн т, «Сургутнефтегаза» – 18,7 млн т, «Башнефти» – 19,3 млн т.

По итогам 2015 г. «Роснефть» допустила умеренное сокращение объема нефтепереработки как в относительном (на 2,4 %), так и в абсолютном значениях – на 1,8 млн т. Наибольшее снижение произошло на Дальнем Востоке (Комсомольском НПЗ), а также в европейской части России (Сызранском, Куйбышевском, Саратовском НПЗ). Вместе с тем существенный прирост первичной переработки осуществлялся на Туапсинском НПЗ, где последние годы происходили его реконструкция и трехкратное увеличение мощностей. В результате мощность завода выросла с 4,4 млн т до 12 млн т, а глубина переработки увеличилась с 54 % до 98,5 %.

ЛУКОЙЛ – вторая по объему перерабатываемой нефти компания России. Так, по итогам 2015 г. переработано около 41,8 млн т нефти, что составляет 15 % от общего объема нефтепереработки в стране. За прошедший год ЛУКОЙЛ больше всех компаний сократил объем первичной переработки (на 3,3 млн т, или на 11 %). Компания продолжает программу модернизации производственных мощностей. По итогам года на заводе «Волгограднефтепереработка» введен в эксплуатацию комплекс глубокой переработки вакуумного газойля, в результате чего выпуск дизельного топлива 5 класса увеличен на 1,8 млн т в год. Модернизация заводов направлена, прежде всего, на укрепление позиций компании на рынках стран Средиземноморья и Северо-Западной Европы.

Группа Газпром в 2015 г. показала незначительное сокращение объема переработки. В то же время происходила модернизация крупнейших НПЗ – «Газпром нефть – Омский НПЗ» и «Газпром Нефтехим Салават», в результате перерабатываемые мощности сохранились на уровне 50 млн т. В результате проведенной модернизации, компания «Газпром Нефтехим Салават» на 50 % нарастила мощность по выпуску моторного топлива 4 и 5 экологического класса и увеличила глубину переработки нефти до 81,2 % (табл. 6).

Осенью 2013 г. завершен первый этап модернизации Омского НПЗ, который был на-



Табл. 7. Структура экспорта в дальнее зарубежье российской и транзитной нефти по способам поставок в 2010 – 2015 гг., млн т

Направление, способ поставки	2011	2012	2013	2014	2015	
					млн т	%
<b>Поставки нефти через систему АК «Транснефть»</b>						
<b>Морские поставки</b>	<b>128,4</b>	<b>141,2</b>	<b>136,2</b>	<b>120,8</b>	<b>132,3</b>	<b>55,5</b>
Приморск (Ленинградская обл.)	70,0	68,2	54,5	42,3	45,1	18,9
Новороссийск	43,2	42,5	37,1	30,4	30,0	12,6
Козьмино (Приморский край)	15,2	16,3	21,3	24,9	30,4	12,8
Усть-Луга (БТС-2) (отгрузка нефти с марта 2012)	0,0	14,3	23,3	23,2	26,8	11,2
<b>Нефтепровод «Дружба»</b>	<b>62,3</b>	<b>55,0</b>	<b>51,8</b>	<b>50,4</b>	<b>53,5</b>	<b>22,4</b>
Германия	21,0	20,5	19,0	18,1	21,3	8,9
Словакия	6,0	5,4	5,8	5,3	6,0	2,5
Чехия	3,9	3,0	3,9	3,7	3,9	1,7
Венгрия	6,2	5,4	5,1	5,4	4,9	2,0
Босния и Герцеговина	0,7	0,7	0,8	0,5	0,0	0,0
Польша	21,0	19,3	17,2	17,4	17,4	7,3
Гданьск	3,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Нефтепровод ВСТО</b>	<b>15,2</b>	<b>15,1</b>	<b>15,8</b>	<b>16,1</b>	<b>16,0</b>	<b>6,7</b>
на Козьмино*	15,2	16,3	21,3	24,9	30,4	12,8
Китай (Сковородино-Дацин)	15,2	15,1	15,8	16,1	16,0	6,7
<b>Туймазы-Омск-Новосибирск</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>7,1</b>	<b>7,0</b>	<b>2,9</b>
По ж/д, включая КТК	1,3	1,6	1,6	1,6	1,6	0,7
<b>Всего</b>	<b>207,2</b>	<b>212,9</b>	<b>205,4</b>	<b>196,0</b>	<b>210,3</b>	<b>88,3</b>
<b>Поставки нефти минуя систему АК «Транснефть»</b>						
Де-Кастри	6,4	7,1	7,0	7,9	10,2	4,3
Корсаков, Пригородное	5,7	5,5	5,4	5,4	5,2	2,2
Прочие (Варандей, Витино и др.)	15,6	8,8	10,5	8,7	12,5	5,2
<b>Всего</b>	<b>27,7</b>	<b>21,4</b>	<b>22,9</b>	<b>22,0</b>	<b>27,9</b>	<b>11,7</b>
<b>Итого</b>	<b>234,9</b>	<b>234,3</b>	<b>228,3</b>	<b>218,0</b>	<b>238,2</b>	<b>100,0</b>

\* Учено в балансе Козьмино.

правлен на увеличение выпуска моторных топлив высоких экологических классов. В результате глубина переработки нефти выросла до 91 %, а общая мощность первичной переработки составила 21 млн т в год. Остальные крупные нефтеперерабатывающие компании («Сургутнефте-

газ», «Славнефть», «Башнефть») продемонстрировали разнонаправленную динамику объемов переработки, обусловленную, главным образом, происходящими в отрасли активными процессами модернизации и реконструкции НПЗ.

Друзья!



ООО «Кодерлайн» сердечно поздравляет коллективы нефтегазового комплекса России с Новым годом! Пусть в нем будут новые перспективные скважины и неиссякаемые нефтяные фонтаны, ведь от деятельности ваших компаний зависят многие отрасли экономики, жизнь городов и благополучие наших семей. В немалой степени благодаря вам люди уверенно смотрят в будущее.

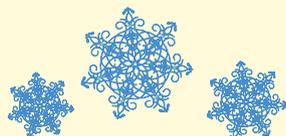
Соприкоснувшись с особенностями организации процессов в нефтесервисной отрасли, нам тоже захотелось внести вклад в благополучие ваших компаний, и мы создали уникальную разработку «Koderline: Управление буровой компанией» как отдельный модуль к системе «1С:ERP Управление предприятием 2.0». Она помогает автоматизировать процесс нормативного планирования и бюджетирования строительных проектов. Как показал практический опыт ее внедрения, в компаниях повышаются эффективность и оперативность планирования.

Мы готовы продемонстрировать ее возможности и вам!

В 2017 году желаем новых производственных достижений, перспективных технологий, максимально возможной автоматизации бизнес-процессов, чтобы оставалось больше времени для душевного и теплого общения с семьей, друзьями и коллегами. Пусть хватает сил и энергии на путешествия, занятия спортом, творчеством – открывайте в себе новые таланты!

И конечно же желаем здоровья вам и вашим родным, благополучия, гармонии, успехов во всех делах. Будем рады знакомству и сотрудничеству в новом году.

ООО «Кодерлайн» – внедрение, сопровождение и обслуживание программ 1С. Компания имеет статусы: ЦК ERP; 1С:Центр ERP – Торговля; 1С:Центр ERP – Производство; ЦК 1С:КОП. Прошла сертификацию по ISO 9001:2008. Согласно рейтингу «1С» входит в десятку компаний-франчайзи 1С в своем сегменте. Имеет опыт внедрения 500 проектов различной сложности по разным продуктам 1С. В штате – более 300 сотрудников в Москве и 12 региональных офисах.



г. Москва, ул. Большая Семеновская, 45, оф. 204  
+7 (495) 374 55 29, 1c@koderline.ru www.koderline.ru



Табл. 8. Поставки российской и транзитной нефти по направлениям и источникам поставок в 2011 – 2015 гг., млн т

Направление, способ поставки	2011	2012	2013	2014	2015	
					млн т	%
<b>Россия (направления поставок)</b>	<b>242,1</b>	<b>239,7</b>	<b>235,0</b>	<b>221,3</b>	<b>241,8</b>	<b>93,1</b>
Дальнее зарубежье	212,2	211,5	206,7	199,1	220,2	84,8
АТР	42,5	44,0	49,5	61,4	68,8	26,5
Атлантический регион	169,7	167,5	157,2	137,7	151,4	58,3
Ближнее зарубежье	29,9	28,2	28,3	22,2	21,6	8,3
Белоруссия	18,1	21,4	20,9	22,1	21,6	8,3
Казахстан	7,1	6,1	7,2	0,1	0,0	0,0
Украина	4,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
<b>Транзит (источник поставок)</b>	<b>22,6</b>	<b>22,8</b>	<b>21,6</b>	<b>18,9</b>	<b>18,0</b>	<b>6,9</b>
Казахстан	19,0	19,2	18,2	16,4	15,1	5,8
Азербайджан	2,0	2,0	1,8	0,9	1,3	0,5
Белоруссия	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	0,6
<b>ИТОГО</b>	<b>264,7</b>	<b>262,5</b>	<b>256,6</b>	<b>240,2</b>	<b>259,8</b>	<b>100,0</b>

### ЭКСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

По итогам 2015 г. вывоз сырой нефти из России за рубеж увеличился при одновременном сокращении экспорта базовых темных нефтепродуктов. Основной причиной сокращения экспорта нефтепродуктов стало уменьшение объема первичной переработки при одновременном снижении производства и экспорта мазута, который выступал в качестве аналога сырой нефти для дальнейшей переработки на основных мировых рынках сбыта.

По данным ЦДУ ТЭК, за 2015 г. экспорт нефти из России, с учетом транзита, увеличился почти на 19,7 млн т – до 259,8 млн т.

В конце 2016 г. ЛУКОЙЛ планирует завершить работы и ввести одно из крупнейших месторождений в российской акватории Каспия – месторождение им. Филановского.

Основная часть нефти (80,9 %, или 210,3 млн т) из России в дальнее зарубежье с учетом объемов транзитной нефти экспортируется по системе «Транснефть», поставки прочими независимыми экспортными направлениями относительно невелики (11,7 %, или около 27,9 млн т). Последние годы доля поставок нефти по системе «Транснефть» существенно возрастала, что связано с наращиванием соответствующих мощностей.

На страны дальнего зарубежья приходится более 88,3 % экспортных поставок сырой нефти, на страны ближнего зарубежья (с учетом экспорта в государства – члены Таможенного союза) – порядка 8,3 %. Более 93 % всех поставок нефти из России приходится на российскую нефть, остальные объемы сырья поступают из Казахстана, Азербайджана и Белоруссии. Растет экспорт в страны дальнего зарубежья, при этом сокращаются поставки в страны ближнего зарубежья. Увеличивается экспорт российской нефти, при стабилизации поставок транзитной нефти.

### ЭКСПОРТ НЕФТИ

#### Структура экспорта нефти по способам поставок

Поставки нефти по системе «Транснефти».

«Транснефть» – естественная монополия в области транспортировки нефти по трубопроводам в России. Сегодня «Транснефть» эксплуатирует более 53 тыс. км магистральных нефтепроводов и 17 тыс. км нефтепродуктопроводов. Общая прокачка нефти по системе «Транснефти» в 2015 г. увеличилась с 479,0 до 481,5 млн т

Более чем в три раза увеличила добычу нефти «Газпром нефть» на шельфе Арктики в рамках проекта разработки Приразломного месторождения.

относительно предыдущего года. Объем экспортных мощностей на конец 2015 г. составил 269,0 млн т/год. Экспорт нефти через систему за минувший год вырос с 196 до 210 млн т (табл. 7).

В 2015 г. – первой половине 2016 г. основными проектами АК «Транснефть», направленными на поддержание стабильных объемов экспорта нефти, прежде всего, на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона, стали:

1. Строительство магистрального нефтепровода «Заполярье – Пульпе»;
2. Строительство магистрального нефтепровода «Куюмба – Таишет»;
3. Расширение трубопроводной системы ВСТО;
4. Расширение пропускной способности нефтепровода «Сковородино – Мохэ».

Расширение и реконструкция совместно с казахстанской стороной партнерами нефтепровода «Туймазы – Омск – Новосибирск» (ТОН-2).

#### Морские поставки

За последние 10 лет одной из основных особенностей экспортной политики России в области поставок нефти и нефтепродуктов стало практически полное прекращение транзита через сопредельные государства морские терминалы стран Балтии и СНГ (за исключением тихоокеанского направления). Значительно снизились поставки по трубопроводу «Дружба». Это связано с наращиванием экспортных мощностей на западном (Балтийская трубопроводная система) и восточном направлениях (ВСТО, поставки нефти через Казахстан).

Основные экспортные поставки российской нефти и нефтепродуктов идут через морские порты: на Черном море – Новороссийск, на Балтийском – Приморск и Усть-Луга, на тихоокеанском побережье – Козьмино. Более 30 % всех морских поставок нефти из России осуществляется через порты.

Традиционно в структуре экспорта нефти из России в дальнее зарубежье доминируют морские поставки по системе АК «Транснефти» (в 2015 г. – 132,3 млн т, или 55,5 %), основная часть морских терминалов подключена к системе «Транснефти». В 2015 г. в структуре поставок нефти в дальнее зарубежье суммарный объем экспорта через морские терминалы значительно возрос (на 9,5 %) относительно 2014 г., что связано с расширением и наращиванием пропускной способности через порт Козьмино, а также Балтийскую трубопроводную систему.

Табл. 9. Производство, поставки на внутренний рынок и экспорт основных нефтепродуктов в 2014 – 2015 г., млн

Нефтепродукт	2014			2015		
	Производство	Внутренний рынок	Экспорт	Производство	Внутренний рынок	Экспорт
Автомобильный бензин	38,3	34,1	4,2	39,2	34,6	4,7
Дизельное топливо	77,3	31,6	45,5	76,1	31,0	45,1
Топочный мазут	77,5	21,1	56,6	71,0	17,0	54,0



Новороссийский морской торговый порт – крупнейший российский порт в Черноморском бассейне. Объем перевалки российской нефти в 2015 г. составил 30 млн т, включая транзит. Несмотря на снижение в последние годы перевалки через порт Приморск на Финском заливе, он по-прежнему является крупнейшим портом отгрузки российской нефти. В 2015 г. экспорт нефти через терминал даже несколько возрос (на 2,8 млн т) до 45 млн т. Часть переваливаемых в Приморске объемов углеводородов оттянул на себя введенный в строй весной 2012 г. нефтяной терминал в Усть-Луге. По итогам 2015 г. экспорт через Усть-Лугу возрос с 23,2 до 26,8 млн т.

Всего через Балтийское море, с учетом отгрузки на терминале Усть-Луга, поставляется более 71,8 млн т нефти, что составляет 46,8 % от объема экспорта нефти морским транспортом.

В конце 2009 г. введен в эксплуатацию крупнейший российский нефтеспортивный терминал на востоке России – спецморнефтепорт (СМНП) Козьмино (Приморский край). Экспорт особого восточносибирского сорта нефти ESPO из нефтеналивного порта Козьмино в 2015 г. составил 30,4 млн т, что на 5,5 млн т больше, чем в 2014 г. План на 2016 г. составляет 31 млн т.

Основными получателями восточносибирской нефти в 2015 г. стали: Китай – 14,7 млн т (48,3 %), Япония – 8,7 млн т (28,7 %), Южная Корея – 3,2 млн т (10,5 %). В направлении США, Сингапура и Новой Зеландии отгружено по 0,7 млн т (2,3 %), Филиппин – 0,6 млн т (1,9 %), Таиланда – 0,5 млн т (1,6 %), Тайваня – 0,3 (1 %), Малайзии 0,2 млн т (0,8 %). Впервые в 2015 г. получателем партии нефти ESPO из порта Козьмино стал Вьетнам – 0,1 млн т (0,3 %).

#### Трубопроводные поставки

Экспортные трубопроводные поставки нефти через систему «Транснефти» осуществляются на западном направлении в Европу по нефтепроводу «Дружба» и восточном направлении – по системе ВСТО с выходом на Китай («Сковородино–Мохэ») и к морскому экспортному терминалу Козьмино на Дальнем Востоке.

В 2015 г. прекратилось снижение экспорта нефти по нефтепроводу «Дружба» и поставки возросли до 53,5 млн т. В 2015 г. происходила активная реконструкция трубопровода «Дружба». «Транснефть» полностью завершила работы по реконструкции участка линейной части магистрального нефтепровода «Куйбышев – Унеча – 2» («Дружба – 2»).

В 2015 г. ряд европейских потребителей выразили обеспокоенность ухудшением качества российской нефти. Происходит прирост ежегодных поставок высокосернистой нефти в систему «Транснефти» на 1,5 – 2,5 млн т. В связи с этим одним из решений проблемы является выделение отдельного высокосернистого потока, который будет экспортироваться из порта Усть-Луга на Балтике. Это позволит забирать из системы до 30 млн т нефти, что, безусловно, будет положительно влиять на качество нефти в системе.

#### Железнодорожные поставки нефти через систему «Транснефти»

С декабря 2015 г. «Роснефть» начала поставлять нефть в Китай через нефтеналивную станцию «Мегет», принадлежащую «Транснефти». В декабре было отгружено порядка 20 тыс. т нефти. Сегодня подтверждена техническая возможность на осуществление железнодорожных отгрузок нефти в Китай через ПНН «Мегет» в объеме до 3 млн т в год.

По итогам 2015 г. добыча нефти «Сургутнефтегазом» увеличилась до 61,6 млн т.

В 2015 г. значительных успехов добилась компания «Башнефть», добыча которой в 2015 г. приросла на 11 %.

В 2015 г. осуществлялись также поставки нефти по железной дороге в направлении порта Козьмино в объеме 1,2 млн т. План на 2016 г. – 1 млн т. Со второго квартала 2016 г. поставки по железной дороге будут прекращены, так как это стало экономически невыгодным.

#### Поставки нефти, минуя магистральные нефтепроводы

Часть нефти экспортируется из России через терминалы, не входящие в систему «Транснефти», – Де-Кастри (Хабаровский край), Корсаков (о. Сахалин), Варандей, Витино, Санкт-Петербургский торговый порт, Белокаменка (Архангельск), Калининградский торговый порт и др.

#### Организационная структура экспорта нефти из России

В 2015 г. рост объема экспорта нефти с таможенной территории Российской Федерации был отмечен по всем группам производителей:

- по группе ВИНК — на 17,5 млн т (9,0 %);
- по группе независимых производителей – на 3,0 млн т (10,9 %);
- по операторам СРП — на 0,4 млн т (2,7 %).

В организационной структуре экспорта нефти по нефтепроводам доминируют компании: «Роснефть», экспорт нефти которой возрос почти на 4 % – до 97,5 млн т, «Сургутнефтегаз» – 29,9 млн т (рост экспорта на 15 %) и ЛУКОЙЛ – 22,6 млн т (рост экспорта на 17 %).

#### Экспорт нефти с дифференциаций по рынкам сбыта

Поставки нефти в Европу из России на протяжении последних нескольких лет сокращаются (табл. 8). Хотя в связи с резким сокращением поставок сырой нефти в 2014 г. экспорт сырья на Атлантическом направлении



**СИБИРСКАЯ ЛИЗИНГОВАЯ КОМПАНИЯ**  
8 800 100 32 44 • www.ooslk.ru

№ 1\*

**СРЕДИ ЛИЗИНГОВЫХ КОМПАНИЙ,  
ПОСТАВЛЯЮЩИХ НЕФТЯНОЕ  
И ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**

\*Согласно исследованию «Лизинг России 2015», проведенному Газманом В.Д., профессором НИУ «Высшая школа экономики» (информационное письмо от 10 марта 2016 г.).



По итогам 2015 г. ввод новых и реконструкция действующих технологических мощностей, реализуемых, преимущественно на НПЗ ВИНК России, позволили увеличить среднюю по России глубину переработки нефти до 74,7 %.

в 2015 г. несколько возрос относительно предыдущего года. Европейские производители в 2015 г. увеличивали закупки ближневосточной нефти. Однако продажи нефти Саудовской Аравией в Европу были незначительными и не подпадали под характер маркетингового завоевания рынка.

Ежегодно существенно растет объем экспорта из России в страны АТР. Эта тенденция будет продолжаться. Компания «Роснефть» в 2016 г. намерена прокачать дополнительно 5 млн т нефти в направлении Китая по соглашению с китайской China National Petroleum Company. Китайская сторона подтвердила, что в этом году будет готова принять дополнительно 1,5 млн т по трубопроводу «Сковородино–Мохэ». В результате остаются нераспределенными порядка 3,5 млн т, которые китайская сторона должна получить через порт Козьмино. Крупнейший импортер российской нефти в АТР – Китай. В 2015 г. общий объем поставок в Китай составил почти 37 млн т.

### ЭКСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

В соответствии с данными Росстата и ФТС экспорт нефтепродуктов в 2015 г. составил около 171,7 млн т, что на 3,8 % выше уровня предыдущего года. В структуре экспорта нефтепродуктов по-прежнему наибольший вес составляют поставки низкокачественных темных нефтепродуктов. Снижение производства мазута в России связано не столько со снижением экспорта, сколько с сокращением поставок на внутренний рынок (табл. 9).

Последние годы идет масштабное строительство нефтепродуктопроводной инфраструктуры в России в рамках проектов «Север» и «Юг».

Цель нефтепродуктопроводного проекта «Север» – наращивание экспорта дизельного топлива через порт Приморск на Балтике. Если в 2012 г. в направлении порта Приморск было перекачано 6,5 млн т топлива, в 2013 г. – уже 9,3 млн т, в 2014 – 12,2 млн т, то в 2017 г., благодаря применению противотурбулентных присадок, планируется – 17,4 млн т, а в 2019 г. намечено выйти на проектный уровень 25 млн т.

Портовая инфраструктура Азово-Черноморского бассейна – вторая по объемам перевалки нефтеналивных грузов. В Новороссийске сегодня работают три крупных терминала, включая перевалочный комплекс (ПК) «Шесхарис». По итогам прошлого года комплекс нарастил объемы перевалки

Экспорт нефтепродуктов в 2015 г. составил около 171,7 млн т, что на 3,8 % выше уровня предыдущего года. В структуре экспорта нефтепродуктов по-прежнему наибольший вес составляют поставки низкокачественных темных нефтепродуктов.

нефтепродуктов до 9,6 млн т. На ПК «Шесхарис» планируется и дальше наращивать объем перевалки нефтепродуктов до 20 млн т в 2020 г. Это произойдет за счет реконструкции, развития терминала, а также реализации проекта «Юг». В итоге объем перевалки нефтепродуктов в порту Новороссийск может достигнуть 30 млн т в год.

### Литература

1. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. 2015. № 5. С. 8 – 17.
2. Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз // *Энергетическая политика*. 2016. № 2. С. 34 – 43.
3. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Моисеев С.А. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: тенденции, проблемы, современное состояние // *Бурение и нефть*. 2015. № 12. С. 3 – 12.
4. Мкртчян Г.М., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // *Менеджмент в России и за рубежом*. 2016. № 2. С. 48 – 57.
5. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области добычи нефти и газа // *Бурение и нефть*. 2014. № 4. С. 16 – 23.
6. Громов А.И. Перспективы развития российской нефтяной отрасли в условиях турбулентности на мировом нефтяном рынке // *Бурение и нефть*. 2016. № 2. С. 6 – 11.
7. Шафраник Ю.К., Крюков В.А. Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию. М.: Изд-во «Перо», 2016.
8. Шафраник Ю.К., Бушуев В.В., Мастепанов А.М. Потенциал «энергетической цивилизации» и геополитика // *Энергетическая политика*. 2015. № 5. С. 3 – 11.
9. Токарев А.Н. Инновации как предпосылка стабилизации нефтедобычи в Западной Сибири // *Сибирская финансовая школа*. 2015. № 6 (113). С. 105 – 110.

### Literature

1. Kontorovich A.E., Eder L.V. A new paradigm of strategy of development of resource base of Russian Federation oil industry // *Mineral resources of Russia. Economy and management*. 2015. No. 5. Pp. 8 – 17.
2. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V., Mishenin M.V. The role of unique and large fields in the oil industry of Russia: retrospective, current status, forecasts // *Energy policy*. 2016. No. 2. Pp. 34 – 43.
3. Eder L.V., Filimonova I.V., Moiseev, S.A., Oil and gas complex of Eastern Siberia and the Far East: trends, issues, current status // *Drilling and oil*. 2015. No. 12. Pp. 3 – 12.
4. Mkrtychyan G.M., Eder L.V., Filimonova I.V. The effectiveness of companies management in the oil and gas industry of Russia in conditions of crisis // *Management in Russia and abroad*. 2016. No. 2. Pp. 48 – 57.
5. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Yu., The main problems of innovative development of the oil and gas industry in the oil and gas field // *Drilling and oil*. 2014. No. 4. Pp. 16 – 23.
6. Gromov A.I. Perspectives of development of the Russian oil industry in the world oil market turbulence // *Drilling and oil*. 2016. No. 2. Pp. 6 – 11.
7. Shafranik Yu.K., Kryukov, V.A. Oil and gas sector of Russia: the difficult way to diversity. M.: Publishing House: «Pero», 2016.
8. Shafranik Yu.K., Bushuev V.V., Mastepanov A.M. Potential of «energy civilization» and geopolitics // *Energy policy*. 2015. No. 5. Pp. 3 – 11.
9. Tokarev A.N. Innovation as a prerequisite to the stabilization of oil production in Western Siberia // *Siberian financial school*. 2015. No. 6. Pp. 105 – 110.

# SHANDONG KERUI PETROLEUM EQUIPMENT

Оборудование для высокоэффективной  
разработки и добычи месторождений нефти и газа



ГПИ



Цементировочный агрегат



Колтюбинговая установка



Установка для жидкого азота



Контрольная станция



Мембранная азотная установка

[www.keruigroup.com/ru](http://www.keruigroup.com/ru)

## Головной офис в Китае

Адрес: КНР, пров. Шаньдун, г. Дуньин, ул. Наньэрлу, 233  
Тел.: +86-546-8179682 8179683 Факс: +86-546-8179681

## Филиал в России

Адрес: Россия, 119331, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 29, офис 609  
Тел.: +7 (495) 565-35-58, 363-09-55 Факс: +7 (495) 363-09-66

# KERUI



# Месторождение Марселлус – лидер сланцевой революции в США

**В.И. БОГОЯВЛЕНСКИЙ**,  
член-корреспондент РАН,  
д.т.н., профессор, заместитель  
директора по науке, заведующий  
лабораторией «Шельф»  
vib@pgc.su

**П.С. БАРИНОВ**,  
научный сотрудник

**И.В. БОГОЯВЛЕНСКИЙ**,  
научный сотрудник

**К.И. ЯКУБСОН**,  
к.т.н., ведущий научный  
сотрудник

Институт проблем нефти и газа  
РАН (ИПНГ РАН)

*Сланцевая революция в США за несколько лет кардинально изменила мировую нефтегазовую индустрию.*

*Сочетание горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва пластов еще пять лет назад казалось слишком дорогим, чтобы обеспечить рентабельную добычу природного газа. Однако технические усовершенствования, а также снижение капитальных и операционных затрат позволили добиться успеха, обеспечив лавинообразный рост и приемлемую себестоимость добычи газа. Ведущую роль в этом процессе играет крупнейшее в мире месторождение сланцевого газа «Марселлус».*

Ключевые слова: месторождение Марселлус, США, сланцевая революция, сланцевый газ, горизонтальное бурение, капитальные и операционные издержки, себестоимость добычи газа

## THE MARCELLUS FIELD IS THE LEADER OF THE SHALE GAS REVOLUTION IN THE UNITED STATES

The shale revolution in the United States for several years have drastically changed the global oil and gas industry.

The combination of horizontal drilling and multistage hydro fracturing five years ago it seemed too expensive to provide cost-effective extraction of natural gas. However, technical improvements, and reducing of capital and operating costs have been successful, providing the explosive growth and reasonable cost of gas. A leading role in this process plays the world's largest shale gas field Marcellus.

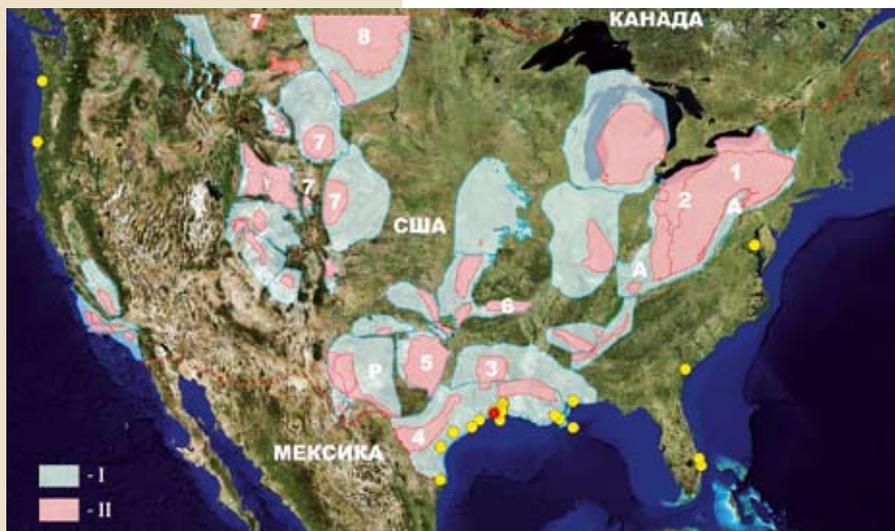
Keywords: The Marcellus field, United States, shale revolution, shale gas, horizontal drilling, capital and operating costs, the cost of gas production

**С**ланцевая революция в США кардинально изменила рынок углеводородов, и это влияние нарастает не только на внутреннем рынке США, но и в мировом энергетическом балансе [1]. Начало фазы ее бурного развития условно можно отнести к 2006 г., с которого наблюдается десятилетний активный рост объемов бурения горизонтальных

Сланцевая революция в США кардинально изменила рынок углеводородов, и это влияние нарастает не только на внутреннем рынке США, но и в мировом энергетическом балансе.

скважин с гидроразрывом пластов (ГРП) и доли сланцевого газа в общем балансе годовой газодобычи США с 5,5 в 2006 до 55 % в 2015 г. [2]. В развитие этой тенденции определяющее значение привносит североамериканский углеводородно-газоносный бассейн Аппалачей, в котором на разных глубинах, перекрываясь по площади, расположены сланцевые нефтегазоносные формации (месторождения, плеи) Марселлус и Ютика (Marcellus and Utica plays). Бассейн Аппалачей расположен в северо-восточной части США в штатах Нью-Йорк, Пенсильвания, Огайо, Западная Вирджиния, Теннесси, Джорджия и Алабама, вблизи крупных городов и промышленных центров, что поднимает экономическую значимость разработки этих формаций (рис. 1).

Формации Марселлус и Ютика в период 2012 – 2015 гг. обеспечили свыше



**Рис. 1. Нефтегазоносные бассейны (I) и сланцевые формации (II) США (по данным EIA)**

Условные обозначения: бассейны Аппалачей и Пермиан (А и Р); формации: 1 – Марселлус, 2 – Ютика, 3 – Хэйнсвилл, 4 – Игл Форд, 5 – Барнет, 6 – Файетвилл, 7 – Ниобрара, 8 – Баккен; красный и желтые круги – действующий Sabine Pass и строящиеся/проектируемые заводы СПГ. Картографическая основа – космоснимок Bing

85 % прироста добычи газа США [3]. При этом извлекаемые ресурсы Марселлуса оцениваются в 5 раз выше, чем Ютика. Марселлус является самым крупным известным скоплением сланцевого газа в мире. Его начальные геологические ресурсы оценены в 42,5 трлн м<sup>3</sup> [4], площадь – 246 тыс. км<sup>2</sup> (больше Великобритании), а мощность – в среднем около 50 м (местами до 350 м и более). Основные залежи расположены в низкопористых (2 – 5 %), низкопроницаемых (от микро- до нано-Дарси [5]) сланцевых отложениях средне-девонского возраста на глубине от 300 до 2000 м (980 – 6500 футов) от уровня моря. Давление в пласте составляет 3727 – 4595 Psi (около 26 – 32 МПа). С учетом альтитуд рельефа местности, забои вертикальных скважин в формации Марселлус составляют 1500 – 2750 м, что относительно неглубоко по сравнению с другими сланцевыми залежами углеводородов в США [5].

С 2004 г. одним из первопроходцев освоения Марселлус является американская компания Range Resources, а в настоящее время добычу газа на нем ведут более 20 компаний. В ходе его разработки пробурено свыше девяти тысяч эксплуатационных скважин, что составляет всего 1,55 % от общего числа 578 тысяч действующих газовых скважин США, из которых 456 тысяч имеют дебиты менее 2,55 тыс. м<sup>3</sup> в сут (90 тыс. куб. футов в день) [6].

По данным Управления энергетической информации США EIA (U.S. Energy Information Administration), в период 2010 – 2015 гг. Марселлус продемонстрировал устойчивый, практически линейный, десятикратный рост среднесуточной добычи с 50 до 500 млн м<sup>3</sup> (рис. 2). В 2015 г. Марселлус обеспечил почти 40 % добычи сланцевого газа в США, или около 20 % общей газодобычи в стране. По состоянию на июль–октябрь 2016 г. добыча составила около 515 млн м<sup>3</sup> в сутки (188 млрд м<sup>3</sup> в год) [7], что сопоставимо с совокупным потреблением газа в Китае (197 млрд м<sup>3</sup> в 2015 г.) [8, 9]. Причиной лидерства Марселлус в объемах добычи является экономическая эффективность его разработки, обусловленная относительно низкими издержками и близостью к потребителям добываемого сырья. Затраты на добычу постоянно сокращаются и резервы для их снижения далеко не исчерпаны.

Особенного внимания заслуживает тот факт, что на Марселлус существенное сокращение количества действующих буровых установок (БУ), с пикового значения 141 в январе 2012 г. до минимального – 24 в середине 2016 г. (рис. 3), не вызвало соответствующего по динамике падения добычи газа. Это обусловлено тем, что примерно половину добываемого газа сегодня полу-

В 2015 г. Марселлус обеспечил почти 40 % добычи сланцевого газа в США или около 20 % общей газодобычи в стране.

По состоянию на июль–октябрь 2016 г. добыча составила около 515 млн м<sup>3</sup> в сутки (188 млрд м<sup>3</sup> в год), что сопоставимо с совокупным потреблением газа в Китае (197 млрд м<sup>3</sup> в 2015 г.).

Формации Марселлус и Ютика в период 2012 – 2015 гг. обеспечили свыше 85 % прироста добычи газа США, при этом извлекаемые ресурсы Марселлуса оцениваются в 5 раз выше, чем Ютика. Марселлус является самым крупным известным скоплением сланцевого газа в мире. Его начальные геологические ресурсы оценены в 42,5 трлн м<sup>3</sup>, площадь – 246 тыс. км<sup>2</sup> (больше Великобритании), а мощность – в среднем около 50 м (местами до 350 м и более).

чают из скважин, введенных в эксплуатацию в последние два года, когда скорость бурения, среднесуточная добыча из скважины и расчетная добыча на одну работающую БУ (production per rig per day – параметр из отчета DPR (Drilling productivity report) EIA [7]) значительно выросли (рис. 3). Улучшилась и геологическая изученность формации, что позволило выявлять и разрабатывать наиболее продуктивные участки (sweet spot).

В результате усовершенствования технологий дебиты новых скважин на месторождении Марселлус растут, а капитальные затраты на их сооружение снижаются. В период 2012 – 2016 гг. средняя стоимость строительства новой скважины снизилась с 8 до 6 млн долл. Если в начале разработки в 2007 г. средняя скважина производила 13 – 15 тыс. м<sup>3</sup> газа в сутки, то в начале 2016 г. этот показатель превысил 300 тыс. м<sup>3</sup>, что является уникальным результатом для США, не избалованных высокими дебитами



ШЕБЕКИНСКАЯ  
ИНДУСТРИАЛЬНАЯ  
ХИМИЯ

## Разработка и производство:

- Пеногасители буровых растворов;
- Смазочные добавки ;
- Эмульгаторы обратных эмульсий(РУО; жидкости глушения);
- Амидоамины, имидазолины для ингибиторов сероводородной, углекислотной коррозии;
- ПАВ для производства дезэмульгаторов, ингибиторов АСПО, пенокислотных составов;
- КОНЦЕНТРАТЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ГОТОВЫХ ФОРМ ПРОДУКЦИИ.

---

ООО "Шебекинская индустриальная химия"  
Россия, Белгородская обл.,  
г.Шебекино, ул. Ржевское шоссе, д.16  
www.shebinchim.ru  
(47248) 39-105, 31-810.

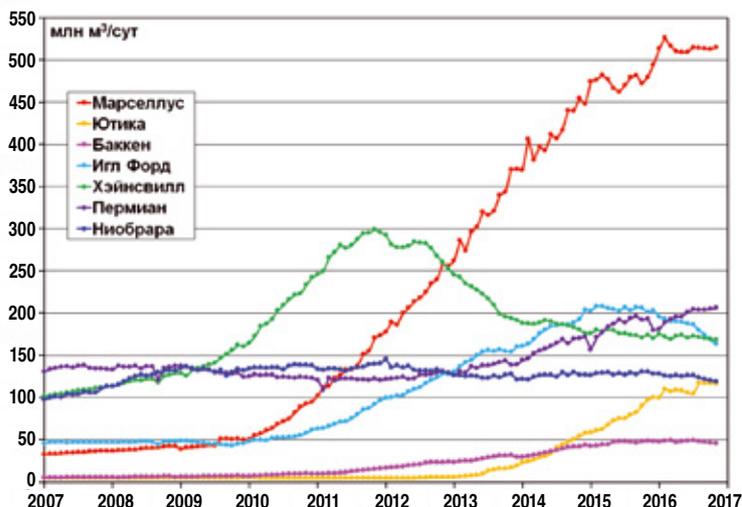


Рис. 2. Среднесуточная добыча сланцевого газа по месяцам в основных регионах (бассейнах и формациях) США (по данным EIA)

скважин (2,55 тыс. м<sup>3</sup> в сут в 78,9 % скважин). Основными факторами увеличения осредненной суточной добычи скважины являются:

1. Увеличение доли скважин горизонтального бурения.
2. Увеличение количества стадий ГРП.
3. Кустовое бурение и увеличение количества латеральных ответвлений скважины при сокращении их длины.
4. Большее количество закачиваемого проппанта.
5. Выявление и первоочередное освоение участков с повышенным содержанием газа (sweet points), которому способствует улучшение знаний резервуара.
6. Возросшее применение самоходных БУ.

Особенного внимания заслуживает тот факт, что на Марселлус существенное сокращение количества действующих буровых установок (БУ), с пикового значения 141 в январе 2012 г. до минимального – 24 в середине 2016 г., не вызвало соответствующего по динамике падения добычи газа.

По состоянию на март 2016 г. в США оставалось всего 94 работающие БУ на газ, из них 62 БУ (66 %) работали в четырех регионах: Марселлус – 31, Ютика – 11, Хэйнсвилл – 14 и Игл Форд – 6 (рис. 4). По данным Baker Hughes, такое падение произошло впервые за 29 лет истории учета. Это на 63 % меньше, чем год назад, и на 89 % меньше, чем пять лет назад (рис. 4). Сокращение количества БУ в наименьшей мере коснулось Марселлус по сравнению с остальными сланцевыми месторождениями в США. Лавинообразное сокращение работающих БУ явилось одной из существенных причин снижения себестоимости строительства скважин.

Капитальные затраты на баррель нефтяного эквивалента при добыче из формации Марселлус составляют менее 33 долл/тыс. м<sup>3</sup> (5,17 долл/бнэ в 2014 г.), насосы и оборудование для ГРП – 23 % (1,83 млн долл.), бурение и буровые жидкости – 15 % (1,15 млн долл.), жидкости для заканчивания скважин и водоотвод – 14 % (1,09 млн долл.), обсаживание и цементирование колонн – 12 % (0,96 млн долл.), проппант – 12 %, оборудование для насосно-компрессорной добычи и иное оборудование – 7 %, страхование и консалтинг – 8 %, другое – 9 %.

Одним из основных факторов, обеспечивших колоссальный рост добычи сланцевого газа в США в последние годы, является существенное снижение себестоимости его добычи. По данным компании Range Resources, в период 2008 – 2015 гг. полная себестоимость добычи и поставки газа из формации Марселлус снизилась на 43 % [10]. В оценке ее снижения (табл.) учитывались все операционные издержки компании, составившие 86,9 долл/тыс. м<sup>3</sup> против 151,8 семью годами ранее. Ежегодное снижение в среднем составило 6,14 %. Очевидно, что непосредственные затраты на добычу на устье скважины значительно ниже этих значений.

Из приведенных в табл. данных следует, что на фоне снижения затрат по многим статьям расходов неуклонно растут издержки только по одной самой крупной в последние четыре года статье расходов – сбор и транспорт газа. За период 2008 – 2015 гг. они выросли в 10,6 раза до 30,02 долл/тыс. м<sup>3</sup> в 2015 г. Для сравнения отметим, что, по данным отчета акционеров, компания «Роснефть» в первом полугодии 2016 г. затратила за транспортировку добытого газа по магистральным трубопроводам до конечного российского покупателя в среднем 1060 руб/тыс. м<sup>3</sup>, что примерно

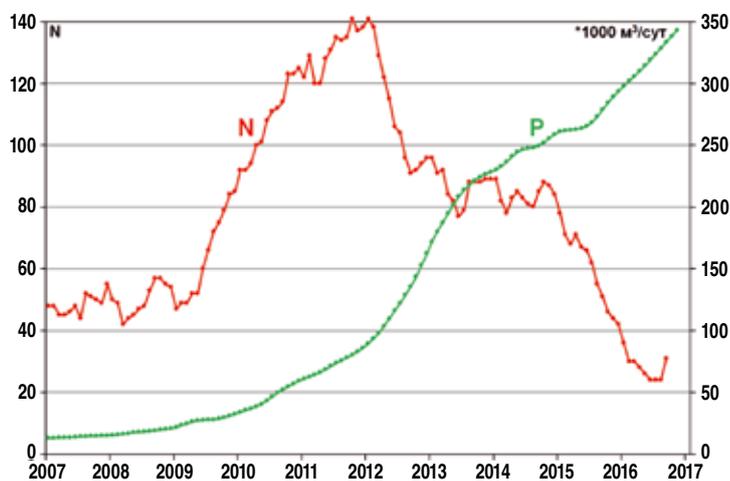


Рис. 3. Количество работающих буровых установок (N) и среднесуточная добыча новых скважин по месяцам на одну буровую установку (P) Марселлус (по данным EIA)



Табл. Затраты компании Range Resources в 2008 – 2015 гг. на добычу газа из сланцев формации Марселлус [10]

Статья затрат, долл/тыс. м <sup>3</sup>	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Геологоразведка	57,92	44,14	29,31	24,01	24,01	23,31	20,84	19,78
Непрямые операционные (LOE)	34,96	28,96	25,43	21,19	14,48	12,71	12,36	11,30
Налоги на добычу	13,77	7,06	6,71	4,94	5,30	4,59	3,53	3,18
Административно-управленческие	17,30	18,01	19,42	19,78	16,24	14,83	12,36	10,95
Кредиты	25,07	26,13	25,78	24,37	21,54	18,01	14,13	11,65
Сбор и транспорт	2,83	11,30	14,13	21,90	24,72	26,49	26,84	30,02
<b>Итого</b>	<b>151,85</b>	<b>135,61</b>	<b>120,78</b>	<b>116,19</b>	<b>106,30</b>	<b>99,94</b>	<b>90,05</b>	<b>86,87</b>

равно 16,3 долл/тыс. м<sup>3</sup>. Причина растущих расходов на подготовку и транспорт газа формации Марселлус состоит в том, что увеличение объемов газодобычи значительно опережало развитие транспортной инфраструктуры, а это временное явление. В 2017 г. дополнительно к действующему с 2016 г. заводу по сжижению природного газа (СПГ) Sabine Pass (рис. 1 – красный цвет), начнут работать новые заводы СПГ [1], в том числе завод и морской экспортный терминал Cove Point LNG компании Dominion с пропускной способностью 23 млн м<sup>3</sup>/сут или 8,4 млрд м<sup>3</sup> в год в штате Мэриленд в непосредственной близости от Марселлус (рис. 1). В этом регионе в 2016 г. вводятся в эксплуатацию дополнительные магистральные трубопроводы общей пропускной способностью около 26 млрд м<sup>3</sup>/год: Rockies Express (5,7 млрд м<sup>3</sup>/год), Columbia Gas Pipeline's East Side Expansion (3,2), Broad Run Flexibility (6,1), Tetco's Uniontown-to-Gas City project (5,5), а также Williams Transcontinental Pipeline's Leidy Southeast (5,4).

В середине 2016 г. разница в цене (спрэд) на газ между национальным ценовым маркером США Henry Hub и на точках приема Dominion South, Transco Leidy Line и Tennessee Zone 4 на промысле Марселлус составляла 50 – 60 %, 28 – 32 долл/тыс. м<sup>3</sup>. Максимальное значение спреда в 2015 г. в 57 долл/тыс. м<sup>3</sup> зафиксировано в июле, а осенью 2014 г. он превышал 70 долл/тыс. м<sup>3</sup>, при том, что в начале года его значение находилось в пределах 15 – 20 долл/тыс. м<sup>3</sup>, а в начале 2012 г. он почти отсутствовал. Ажиотажный спрос на транспорт газа и недостаточная пропускная способность магистралей продолжают ограничивать объем добычи. Спрэд постепенно снижается, и со временем он, видимо, исчезнет.

По состоянию на март 2016 г. в США оставалось всего 94 работающие БУ на газ, из них 62 БУ (66 %) работали в четырех регионах: Марселлус – 31, Ютика – 11, Хэйнсвилл – 14 и Игл Форд – 6. По данным Baker Hughes, такое падение произошло впервые за 29 лет истории учета. Лавинообразное сокращение работающих БУ явилось одной из существенных причин снижения себестоимости строительства скважин.

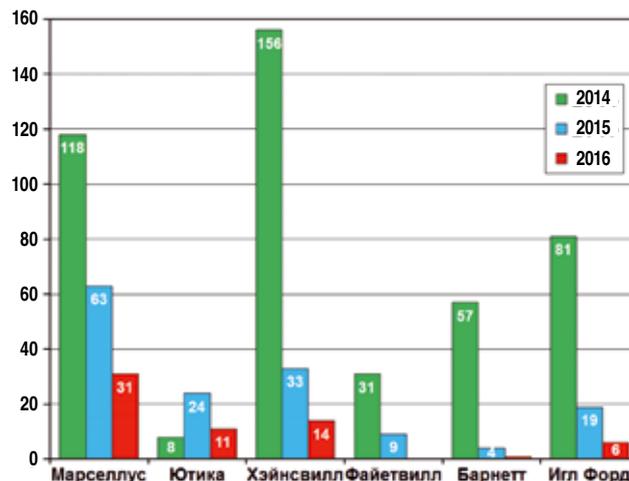


Рис. 4. Снижение количества буровых установок в крупнейших формациях сланцевого газа США (по данным EIA за март 2016 г.)

Для разработки формации Марселлус специфичны относительно большие издержки на утилизацию воды после ГРП – до трети закачиваемой воды возвращается. Затраты на водоотвод доходят до 5 долл. за баррель (31,4 долл/м<sup>3</sup>), поскольку очищенная вода должна сбрасываться в реку Огайо.

В 2015 г. доля газа в производстве электроэнергии в США превысила долю угля. Новые газовые электростанции строятся прямо на сланцевых формациях. Их мощность в 2016 – 2018 гг. увеличится на 18,7 ГВт (гигаватт), из них вблизи Марселлус она составит (ГВт): в Вирджинии – 2,3, в Огайо – 1,9, в Пенсильвании – 1,8 и в Массачусетс – 0,7 ГВт. Нью-Йорк перешел на отопление газом Марселлус, полностью отказавшись от мазута [11]. В США растут новые газохимические производства и стремительными темпами газифицируются частные домовладения. Можно предположить, что многократный рост транспортных расходов будет нивелирован в ближайшие два-три года. Таким образом, только за счет снижения затрат на транспорт возможно снижение стоимости газа почти на треть по сравнению с нынешней.

Поскольку в последнее время значительно сокращались капитальные затраты добывающих компаний, что видно из графика снижения количества БУ (рис. 3) и по снижению затрат на геологоразведочные работы, можно предположить дальнейшее снижение издержек по обслуживанию долгов (кредитов), составлявших 13,4 % всех затрат Range Resources в 2015 г. (на пике в 2010 г. их удельная величина превышала 21 %). Начиная с 2011 г. этой компании удалось постоянно снижать расходы на поисковое бурение как из расчета на единицу добываемого газа, так и в абсолютном выражении, и при этом увеличить доказанные запасы за тот же период вдвое.

Компания IHS Markit (Information Handling Services) по заказу EIA выполнила исследования затрат на добычу сланцевого газа, где привела лучшие и худшие



результаты по операционным и капитальным издержкам различных добывающих компаний, в том числе и для формации Марселлус [12]. Лучшим показателем операционных издержек в 2015 г. по отношению к добыче является 12,36 долл. за баррель нефтяного эквивалента (бнэ), что примерно соответствует 78 долл./тыс. м<sup>3</sup> (бнэ в 2015 г. для американской нефти в EIA считается равным 5,729 МБТЕ, что соответствует 158 м<sup>3</sup> газа). Худший показатель – 187 долл./тыс. м<sup>3</sup>. Из не прямых операционных издержек LOE (Lease Operating Expenditures) основной является оплата труда (более половины), а другая часть включает водоотвод – очистку и утилизацию воды. Высокие удельные затраты на оплату труда в 2015 г. в LOE в значительной степени объясняются выплатами больших компенсаций при сокращении персонала. В будущем доля этих затрат, видимо, снизится. В зависимости от дальности транспортировки до тех или иных пунктов приема (хабов), избыточности предложения на них газа и величины тарифов расходы на доставку составляют 24,7 – 49,4 долл./тыс. м<sup>3</sup> в связи с пока недостаточной обеспеченностью инфраструктурой. Подготовка жирного газа (wet gas) стоит 12,4 – 21,2 долл./тыс. м<sup>3</sup>. Транспорт жидких углеводородов обходится в 8 – 11 долл. за баррель и осуществляется автомобильным или железнодорожным транспортом.

Капитальные затраты на баррель нефтяного эквивалента при добыче из формации Марселлус составляют менее 33 долл./тыс. м<sup>3</sup> (5,17 долл./бнэ в 2014 г.) [12]. В отчете компании IHS, размещенном на сайте EIA в марте 2016 г. [12], приведены данные о структуре осредненных затрат на добычу, которые после уточнения в IHS, выполненного по нашей официальной просьбе, приобрели следующий вид: насосы и оборудование для ГРП – 23 % (1,83 млн долл.), бурение и буровые жидкости – 15 % (1,15 млн долл.), жидкости для заканчивания скважин и водоотвод – 14 % (1,09 млн долл.), обсаживание и цементирование колонн – 12 % (0,96 млн долл.), проппант – 12 %, оборудование для насосно-компрессорной добычи и иное оборудование – 7 %, страхование и консалтинг – 8 %, другое – 9 %.

Насосы и оборудование для ГРП – это самая дорогая опция в сооружении скважины, она может значительно меняться в зависимости от количества стадий ГРП, которых в последнее время обычно осуществляют от 13 до 40 (появились данные о более чем 100 ГРП), а также от величины необходимого для разрыва давления. Затраты по этой статье могут составлять от 1 до 2,5 млн долл. Затраты на насосы для ГРП зависят

В последние годы постоянно снижающаяся стоимость строительства скважин привела к новому феномену – бурению «спящих» скважин DUC (Drilled but Uncompleted). В настоящее время на сланцевых месторождениях в США пробурено несколько тысяч DUC скважин, ожидающих более благоприятной конъюнктуры на рынке.

## Скорость бурения в США за десять лет увеличилась втрое и продолжает расти.

от количества стадий, суммарной мощности, твердости и хрупкости породы, а также максимальной скорости впрыска и составляют 1 – 2 млн долл. (15 – 40 % стоимости скважины). Затраты на насосы для ГРП в 2015 г. в номинальном выражении упали на 40 % от их максимума в 2012 г. в среднем по отрасли.

Скорость бурения составляет 107 – 364 м в день и значительно зависит от механических свойств пород на забое и глубины залегания сланца. Поэтому диапазон затрат на бурение достаточно широк и может достигать миллиона долларов на одну скважину [12]. Скорость бурения в США за десять лет увеличилась втрое и продолжает расти. В среднем, бурение скважины занимает 16 – 18 дней при глубине скважины 2700 – 3200 м и латералях 2100 – 2700 м (средние значения длины латералей по субплеям Марселлус). Поскольку в затраты на бурение входит стоимость дневной аренды БУ (или амортизация в случае использования собственной БУ), то учитывая большое количество свободных БУ на рынке, можно ожидать снижения капитальных затрат в будущем при сохранении этого тренда. Снижение цен на бурение на месторождении Марселлус происходит быстрее, чем на других объектах, как в случае вертикального бурения, так и при бурении боковых ответвлений.

В последние годы постоянно снижающаяся стоимость строительства скважин привела к новому феномену – бурению «спящих» скважин DUC (Drilled but Uncompleted). В настоящее время на сланцевых месторождениях в США пробурено более 5 тысяч DUC скважин, ожидающих более благоприятной конъюнктуры на рынке.

Затраты на жидкости для заканчивания скважин (completion fluids) зависят от количества потребляемой воды и ее стоимости, а также используемых химических веществ и их типа. Объемы необходимых жидкостей могут составлять от 6 до 51,5 тыс. м<sup>3</sup>, что дает разницу затрат до 900 тыс. долл. Начиная с 2012 г. средние цены на жидкости упали на 60 %.

Для разработки формации Марселлус специфично относительно большие издержки на утилизацию воды после ГРП – до трети закачиваемой воды возвращается. Затраты на водоотвод доходят до 5 долл. за баррель (31,4 долл./м<sup>3</sup>), поскольку очищенная вода должна сбрасываться в реку Огайо. Большая часть наиболее привлекательных участков находится в населенных районах. При водоотодах от 30 до 90 тыс. баррелей на скважину затраты составляют 150 – 450 тыс. долл. Весьма вероятно, что эта издержка может быть оптимизирована – цена утилизации воды представляется чрезмерной.

Масса необходимого при ГРП проппанта составляет от 3,5 до 12 млн фунтов (1588 – 5443 т). Затраты на него могут составить 0,5 – 1,5 млн долл. на скважину в зависимости от ее устройства.

Диапазон совокупной длины латералей новых скважин на месторождении находится в пределах 3574 – 7789 футов (1089 – 2374 м). Это дает незначительную разницу



## Средняя полная цена строительства скважины на Марселлус составляет 6,4 млн долл.

в затратах в 0,2 млн долл., но именно от этой операции в значительной мере зависят эффективность затрат на скважину и объем извлекаемых запасов.

Средняя полная цена строительства скважины на Марселлус составляет 6,4 млн долл. Из опубликованных данных операторов следует, что средняя стоимость меняется в диапазоне 4,8 – 8,5 млн долл., в том числе у Range Resources – 4,8; Rex, EQT, Talisman – 5,5 – 5,7; Corrizo – 6,3, Cabot – 5,8 – 6,4 (в зависимости от числа скважин в кусте); Chesapeake – 7,3; Consol – 7,6; Rice – 8,5. В 2015 г., чтобы справиться с долгами, Chesapeake продала множество участков более эффективным операторам. Конкуренция влечет снижение удельных издержек административного и управленческого характера, которые составляют около 12 % всех затрат у лидирующей по экономическим показателям компании Range Resources.

### Выводы

В ближайшие два-три года США и весь мир ждет новый виток развития сланцевой эпопеи, для которого существуют следующие основные предпосылки:

1. Развитие газопроводной инфраструктуры в США удовлетворит резко возросший уровень газодобычи.

2. В США высвободилось большое количество БУ. Недостатка в оборудовании для ГРП не ожидается. Это обеспечит техническую возможность дополнительного роста газодобычи и, возможно, не только в США.

3. Будут снижаться капитальные и операционные издержки. Например: огромные затраты по оплате труда, частично вызванные значительными разовыми компенсациями по массовым увольнениям в 2016 г.; затраты на содержание менее эффективных старых скважин, при этом доля старых скважин будет постоянно уменьшаться, а более современных и эффективных скважин – нарастать.

4. Средний дебит из расчета на скважину будет расти, а удельные затраты на ее строительство и эксплуатацию будут снижаться.

5. Огромный (в два раза) разброс издержек на добычу среди множества газовых компаний неизбежно обернется консолидацией участков у наиболее эффективных операторов.

6. Экономика США активно переориентируется на подешевевшее углеводородное сырье. Это касается энергетики, химической промышленности, частных домохозяйств, муниципальных образований, транспорта и пр. Рост внутреннего потребления углеводородов будет оказывать влияние на повышение предложений от добывающих компаний.

7. США во много раз увеличат экспортные мощности СПГ, что стимулирует дополнительное увеличение газодобычи и повлияет на перераспределение долей мирового рынка трубопроводного и сжиженного газа.

### Литература

1. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Тренды объемов добычи углеводородов морских и сланцевых месторождений США // Газовая промышленность, спецвыпуск: Добыча углеводородов: геология, геофизика, разработка месторождений. 2013. С. 23 – 27.

2. How much shale gas is produced in the United States? // EIA June 14, 2016. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=907&t=8> (дата обращения: 03.11.2016).

3. Marcellus, Utica provide 85 % of U.S. shale gas production growth since start of 2012 // EIA July 28, 2015. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=22252> (дата обращения: 04.11.2016).

4. Бойер Ч., Кларк Б., Йохен В., Льюис Р. Сланцевый газ – глобальный ресурс // Нефтегазовое обозрение Shlumberger. Осень 2011 Т.23. № 3. С. 36 – 51.

5. Lee D.S., Hermann J.D., Elsworth D., Kim H.T., Lee H.S. A Critical Evaluation of Unconventional Gas Recovery from the Marcellus Shale, Northeastern United States // KSCE Journal of Civil Engineering. 2011. № 15(4). Pp. 679 – 687. DOI 10.1007/s12205-011-0008-4

6. Stripper wells accounted for 11 % of U.S. natural gas production in 2015 // EIA July 28, 2016. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27272> (дата обращения: 04.11.2016).

7. Drilling & Productivity Report. EIA, July 2016. [Электронный ресурс]. URL: [eia.gov/petroleum/drilling/archive/2016/07/](http://www.eia.gov/petroleum/drilling/archive/2016/07/) (дата обращения: 04.11.2016).

8. British Petroleum Energy Outlook 2015. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.BP Energy Outlook | Energy economics | BP Global> (дата обращения: 04.11.2016).

9. Богоявленский В.И., Баринов П.С., Богоявленский И.В., Якубсон К.И. Газовая революция в Китае // Бурение и нефть. 2016. № 11. С. 3 – 14.

10. Range Resources company presentation 27/06/2016. P. 71.

11. Майер Г. Нью-Йорк переходит с мазута на сланцевый газ // Ведомости. 23.10.2013. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.vedomosti.ru/> (дата обращения: 02.11.2016).

12. Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs // EIA March 2016. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/> (дата обращения: 11.11.2016).

### Literature

1. Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V. Trends of hydrocarbon production volumes of the marine and shale deposits in the United States. // Gas industry, special issue: Hydrocarbon production: geology, geophysics, mining. 2013. Pp. 23 – 27.

2. How much shale gas is produced in the United States? // EIA June 14, 2016. [Electronic resource]. URL: <http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=907&t=8> (accessed: 03.11.2016).

3. Marcellus, Utica provide 85 % of U.S. shale gas production growth since start of 2012 // EIA July 28, 2015. [Electronic resource]. URL: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=22252> (accessed: 04.11.2016).

4. Boyer Ch., Clark B., Iochen V., Liuis R. Shale gas – a global resource // Shlumberger oil and gas review. Autumn 2011, vol. 23. No. 3. Pp. 36 – 51.

5. Lee D.S., Hermann J.D., Elsworth D., Kim H.T., Lee H.S. A Critical Evaluation of Unconventional Gas Recovery from the Marcellus Shale, Northeastern United States // KSCE Journal of Civil Engineering. 2011. No. 15(4). Pp. 679 – 687. DOI 10.1007/s12205-011-0008-4.

6. Stripper wells accounted for 11 % of U.S. natural gas production in 2015 // EIA July 28, 2016. [Electronic resource]. URL: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27272> (accessed: 04.11.2016).

7. Drilling & Productivity Report. EIA, July 2016. [Electronic resource]. URL: [eia.gov/petroleum/drilling/archive/2016/07/](http://www.eia.gov/petroleum/drilling/archive/2016/07/) (accessed: 04.11.2016).

8. British Petroleum Energy Outlook 2015. [Electronic resource]. URL: <http://www.BP Energy Outlook | Energy economics | BP Global> (accessed: 04.11.2016).

9. Bogoyavlensky V.I., Barinov P.S., Bogoyavlensky I.V., Yakubson K.I. Gas revolution in China. // Drilling and oil. 2016. No. 11. Pp. 3 – 14.

10. Range Resources company presentation 27/06/2016. P. 71.

11. Meyer G. New York goes from fuel oil to shale gas // Vedomosti dd. 23.10.2013. [Electronic resource]. URL: <http://www.vedomosti.ru/> (accessed: 02.11.2016).

12. Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs // EIA March 2016. [Electronic resource]. URL: <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/> (accessed: 11.11.2016).



# Оценка эффективности компоновок низа бурильной колонны при бурении глубоких скважин на Семиренковском газоконденсатном месторождении

**М.А. МЫСЛЮК,**  
д.т.н., профессор  
mmyslyuk@ukr.net

**Р.Н. ДОЛЫК,**  
аспирант

Ивано-Франковский  
национальный технический  
университет нефти и газа  
г. Ивано-Франковск, Украина

**А.К. РАПТАНОВ,**  
главный инженер

**А.Г. ЛАЗАРЕНКО,**  
к.т.н., руководитель  
департамента

ЧАО «Нефтегаздобыча»  
г. Киев, Украина

**M. MYSLYUK, R. DOLYK,**  
Ivano-Frankivsk National Technical University  
of Oil and Gas, **A. RAPATANOV,**  
**A. LAZARENKO,** Naftohazvydobuvannya  
PrJSC

*Изучены статические и динамические характеристики компоновок низа бурильной колонны при роторном бурении вертикальных участков скважин. Построены оценки статистических характеристик поперечной силы на долоте и показателей качества ствола скважины. Установлена статистическая связь между показателями качества ствола скважины, поперечной силой на долоте и качеством цементирования обсадных колонн.*

**Ключевые слова:** анализ данных, динамические и статические характеристики, качество ствола скважины, компоновка низа бурильной колонны, показатели работы долот

## ESTIMATION OF BOTTOM-HOLE ASSEMBLIES EFFICIENCY WHEN DRILLING DEEP WELLS ON THE SEMERENKY GAS-CONDENSATE FIELD

Static and dynamic characteristics of bottom-hole assemblies when drilling vertical wells sections by rotary drilling-method have been studied. Statistical characteristics of the bit side force and wellbore quality indicators have been formed. Statistical link between wellbore quality indicators, bit side force and casing cementing quality have been established.

**Key words:** bottom-hole assembly, data analysis, drilling bit performance, dynamic and static characteristics, well-bore quality

**К** числу важных задач современных технологий бурения нефтяных и газовых скважин, пределяющих существенное влияние на качество ствола скважины и технико-экономические показатели работы долот, относится выбор компоновок низа бурильной колонны (КНБК) [1 – 5], который зависит от способа бурения, назначения и траектории скважины, горно-геологических условий бурения и других факторов. Оптимальное сочетание параметров КНБК, способа и режимов бурения обеспечивают эффективность проводки скважины в заданных условиях.

В настоящее время выбор КНБК осуществляется с учетом полифункциональных требований, формализованных в виде критериев оптимальности и системы ограничений различных моделей принятия решений [1 – 5]. Отметим, что ряд параметров этих моделей имеют

случайный характер. В таких ситуациях перспективной для обоснования выбора КНБК из некоторого класса  $\zeta$  допустимых альтернатив является статистическая модель принятия решения [5]:

$$\begin{cases} R(p^v) \rightarrow \min, v \in \mathcal{D}, p^v \in D^v; \\ \Phi(p^v) \leq 0, \end{cases} \quad (1)$$

где  $R(p^v)$  – риск  $v$ -й КНБК с параметрами  $p^v$ ;  $D^v$  – область определения параметров;  $\Phi(p^v)$  – система ограничений на параметры.

Функция риска  $R(p^v)$  определяет вероятность нарушения условий решения задачи (1) для характеристик КНБК по причине неточной информации и строится с использованием методов статистического моделирования. Система  $\Phi(p^v)$  определяет ограничения на параметры режима бурения, геометрические параметры и жесткость элементов КНБК,

Табл. 1. Сведения о конструкциях скважин

Колонна	Скв. 17		Скв. 71		Скв. 73	
	Диаметр, мм	Интервал спуска, м	Диаметр, мм	Интервал спуска, м	Диаметр, мм	Интервал спуска, м
Кондуктор	426	0 – 236	473	0 – 302	473	0 – 298
Промежуточная	324	0 – 3600	339,7	0 – 2200	339,7	0 – 2200
Промежуточная	245	0 – 5750	–	–	–	–
Хвостовик	194	5603 – 6522	244,5	2116–5087	244,5	2120 – 5083
Эксплуатационная	168,3X139,7	0 – 6750	177,8X168,3	0 – 5680	177,8X168,3	0 – 5628
Фильтр-хвостовик	–	–	127	5647 – 5770	127	5576 – 5733



Табл. 2. Сведения о буровых растворах

Скважина	Интервал бурения, м	Буровой раствор	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Условная вязкость, с	Пластическая вязкость, мПа·с	ДНС, дПа	СНС1/10, дПа	Фильтрация, см <sup>3</sup> /30мин	Толщина корки, мм	pH
17	236 – 3600	Полимер-акриловый минерализованный	1140 – 1200	22 – 50	12–14	60 – 70	20 – 60/60 – 80	6,0 – 8,0	1,0	7 – 8
	3600 – 5754	Полимер-калиевый ингибированный минерализованный	1180 – 1250	50 – 80	21 – 25	77 – 120	25 – 55/70 – 90	5,5 – 8,0	0,2 – 1,0	10,6
	5754 – 6524	Утяжеленный полимер-калиевый ингибированный минерализованный	1230 – 1780	50 – 100	5 – 98	24 – 263	28 – 85/45 – 100	5,0 – 10,0	1,0 – 1,5	9,0 – 11,7
	6524 – 6750	Полимер-ингибированный минерализованный	1860 – 2360	65 – 120	41 – 123	134 – 402	52 – 129/67 – 158	4,0 – 8,0	1,5	8,0 – 9,3
71	302 – 1946	Полимерный	1080 – 1170	19 – 120	6 – 13	10 – 77	5 – 62/24 – 101	6,0 – 7,0	1,0 – 6,0	10,3 – 12,5
73	298 – 2200	Полимерный	1100 – 1120	20 – 58	6 – 13	24 – 72	5 – 48/24 – 86	5,0 – 6,5	0,5	8,6 – 10,0
	2200 – 2455	Полимерный	1120 – 1200	30 – 90	11 – 23	24 – 120	20 – 52/38 – 72	5,5 – 14,0	0,5	11,8 – 12,2

К числу важных задач современных технологий бурения нефтяных и газовых скважин, определяющих существенное влияние на качество ствола скважины и технико-экономические показатели работы долот, относится выбор компоновок низа буровой колонны (КНБК), который зависит от способа бурения, назначения и траектории скважины, горно-геологических условий бурения и других факторов. Оптимальное сочетание параметров КНБК, способа и режимов бурения обеспечивают эффективность проводки скважины в заданных условиях.

их статические и динамические характеристики. Модель (1) учитывает информационную неопределенность некоторых параметров (зенитный угол  $\alpha$  искривления скважины, параметры режима бурения  $G$  и  $\omega$ , координаты  $\chi_i$  точек касания опорно-центрирующих элементов (ОЦЭ) к стенке скважины, наличие локальных каверн). Класс  $\zeta$  альтернативных вариантов КНБК формируется в зависимости от конструктивных особенностей, количества, размеров и размещения их элементов.

Формализация задачи выбора КНБК в виде (1) требует информации о влиянии режимно-технологических параметров на показатели качества ствола скважины в соответствующих условиях бурения. Ниже рассмотрены некоторые результаты анализа неориентированных КНБК при роторном бурении интервалов глубоких скважин 17, 71 и 73 на Семиренковском газоконденсатном месторождении (ГКМ), которые могут быть использованы в задачах выбора КНБК и проектирования траекторий наклонно-направленных скважин.

Семиренковское ГКМ относится к Глинско-Солоховскому газонефтеносному району и находится в осевой зоне центральной части Днепрово-Донецкой

впадины (ДДВ) в пределах северо-западного продолжения Солоховско-Диканского структурного вала. Структура обнаружена в 1966 г. и является симметричной брахиантиклиналью северо-западного простирания. Залежи массивно пластовые, пластовые тектонически экранированные и обнаружены в широком стратиграфическом диапазоне. Режим залежей газовый. По плотности прогнозных ресурсов углеводородов месторождение относится к перспективным.

В административном отношении Семиренковское ГКМ расположено на территории Шишацкого района Полтавской области Украины (в 15 км на север от г. Шишаки и в 50 км к северо-западу от г. Полтава).

Разработка Семиренковского ГКМ осуществляется бурением вертикальных и наклонно-направленных скважин глубинами 5700 – 6750 м. Сква. № 17 заложена в пределах приосевой зоны центрального грабена ДДВ с целью изучения геолого-геофизических характеристик разреза и оценки перспектив нефтегазоносности. Сква. № 71 и 73 заложены с целью разведки залежей углеводородов визейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы. Информация о конструкциях скважин приведена в табл. 1. В настоящее время сква. № 17 является наиболее глубокой на месторождениях ДДВ.

Сква. № 17 вертикальная и ее углубление осуществлялось роторным способом. Для бурения сква. № 71 до глубины 2200 м применяли роторный способ, в интервале 2200 – 5087 м использовали КНБК с винтовым двигателем диаметром 8” компании Weatherford (угол перекоса 1,15...1,5°) и телесистемой MWD, с глубины 5033 м забурен второй ствол. Бурение сква. № 73 до глубины 2455 м осуществляли роторным способом, в интервале 2455 – 5113 м применяли КНБК с винтовым двигателем HyperLine™ 250 8 компании Weatherford (угол перекоса 1,15...1,5°) и телесистемой MWD.

В настоящее время выбор КНБК осуществляется с учетом полифункциональных требований, формализованных в виде критериев оптимальности и системы ограничений различных моделей принятия решений. Отметим, что ряд параметров этих моделей имеют случайный характер.

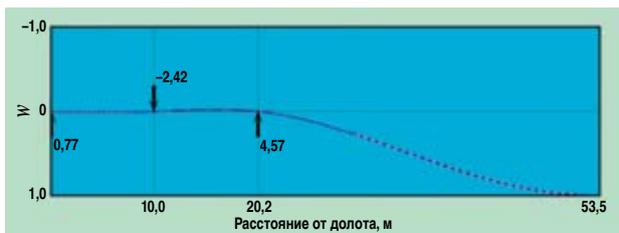


Рис. 1 а. Статические характеристики КНБК скв. 17, глубина 1650 м

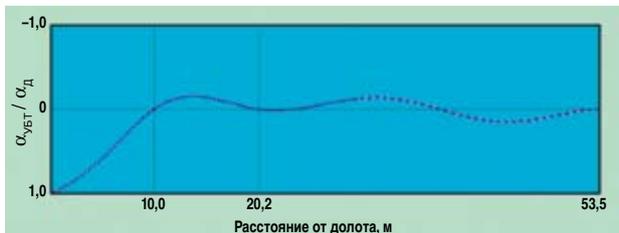


Рис. 1 б. Динамические характеристики КНБК скв. 17, глубина 1650 м

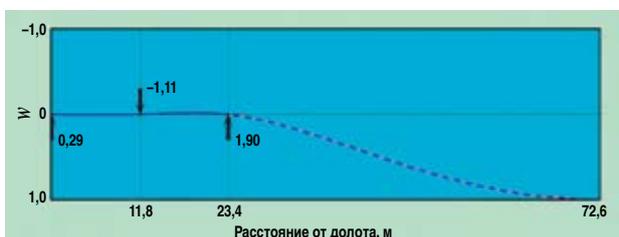


Рис. 1 в. Статические характеристики КНБК скв. 71, глубина 1925 м

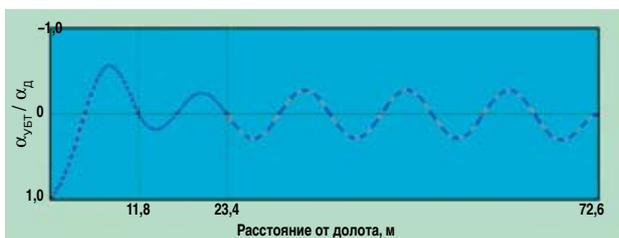


Рис. 1 г. Динамические характеристики КНБК скв. 71, глубина 1925 м

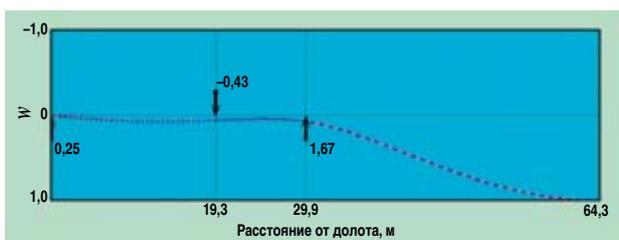


Рис. 1 д. Статические характеристики КНБК скв. 73, глубина 2360 м

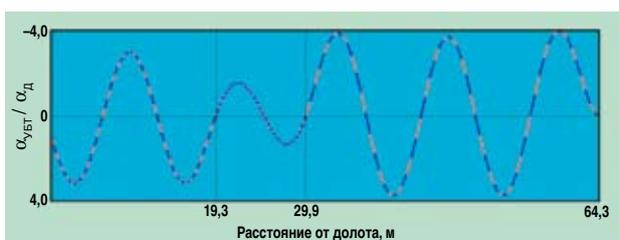


Рис. 1 е. Динамические характеристики КНБК скв. 73, глубина 2360 м

Анализ КНБК выполнен для условно вертикальных интервалов скважин в соответствии с [6]. При этом оценивали показатели качества ствола скважины [5] и их влияние на качество цементирования. Отметим, что интервал 6524 – 6750 м (скв. № 17),

Важнейшим требованием к строительству нефтяных и газовых скважин является обеспечение качества крепи, которое определяется, прежде всего, герметичностью зацементированного участка колонного пространства. Решение данной проблемы зависит от большого количества факторов, требует эффективных решений ряда задач, в т.ч. достижения качественного ствола скважины.

в котором из-за осложнений не был проведен комплекс геофизических исследований, не включен в результаты анализа КНБК.

В табл. 2 приведены типы и свойства применяемых буровых растворов, а в табл. 3 – 5 – соответственно, сведения о параметрах режима бурения, КНБК и показателях отработки долот.

Изучали статические (поперечная сила на долоте, реакции на ОЦЭ, расстояние от долота до точки касания УБТ к стенке скважины) и динамические (кривая распределения отношения амплитуд поперечных колебаний низа буровой колонны  $\alpha_{УБТ} / \alpha_{Д}$  к амплитуде долата  $\alpha_{Д}$ ) характеристики КНБК с помощью модели для плоской расчетной схемы [3, 4]. Статические характеристики определяют выполнение целевого назначения КНБК для сохранения вертикальности или стабилизации направления ствола скважины, а динамические – устойчивость КНБК к поперечным колебаниям, возмущенным работой долота [3, 4].

Динамически устойчивая КНБК обеспечивает затухание кривой распределения амплитуд поперечных колебаний низа, т.е.  $\alpha_{УБТ} / \alpha_{Д} \leq 1$  (причем  $\alpha_{УБТ} / \alpha_{Д} = 1$  только на долоте) и способствует эффективной отработке долот. Динамически неустойчивая КНБК усиливает амплитудную характеристику, т.е. для максимальных значений амплитуд справедливо  $\alpha_{УБТ} / \alpha_{Д} \geq 1$ .

В табл. 6 на основании промысловых данных приведены некоторые результаты расчетов статических и динамических характеристик КНБК для различных глубин в анализируемых условиях бурения при отсутствии локальных каверн. Характеристики КНБК в рассмотренных интервалах бурения изучались через 10 – 25 м ствола скважины.

В качестве примера на рис. 1 показаны статические (а, в, д) и динамические (б, г, е) характеристики

Табл. 3. Сведения о режиме бурения

Скважина	Интервал бурения, м	Осевая нагрузка, кН	Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	Расход бурового раствора, л/с
17	236 – 3600	20 – 180	60 – 100	42 – 49
	3600 – 5754	50 – 150	40 – 90	16 – 38
	5754 – 6524	30 – 140	45 – 80	13 – 26
	6524 – 6750	20 – 70	50 – 60	8 – 10
71	302 – 1946	20 – 140	60 – 110	40 – 65
73	298 – 2200	50 – 180	50 – 85	58 – 68
	2200 – 2455	60 – 100	70 – 100	36 – 45



Табл. 4. Сведения о КНБК

Скважина	Интервал бурения, м	КНБК
17	236 – 3600	Долото 393,7 мм; 9 м УБТ-229; КЛС-393,7; 9 м УБТ-229; КЛС-393,7; 9 м УБТ-229; 84 м УБТ-203
	3600 – 5754	Долото 295,3 мм; 9 м УБТ-203; КЛСВ-292; 9 м УБТ-203; КЛСВ-292; 91,5 м УБТ-203
	5754 – 5876	Долото 215,9 мм; 176 м УБТ-165
	5876 – 5960	Долото 215,9 мм; КЛС-212,7; 9 м УБТ-165; КЛС-212,7; 167 м УБТ-165
	5960 – 5980	Бур. головка 215,9/100; КСК-185/100; 138 м УБТ-165
	5980 – 6180	Долото 215,9 мм; 9 м УБТ-165; КЛС-212,7; 9 м УБТ-165; КЛС-212,7; 130 м УБТ-165
	6180 – 6214	Бур. головка 215,9/100 мм; КСК-185/100 мм; 112 м УБТ-165; яс; 28 м УБТ-165
	6214 – 6460	Долото 215,9 мм; 9 м УБТ-165; КЛС-212,7; 9 м УБТ-165; КЛС-212,7; 149 м УБТ-165; яс; 19 м УБТ-165
	6460 – 6524	Долото 215,9 мм; 9 м УБТ-165; КЛС-212,7; 9 м УБТ-165; КЛС-212,7; 149 м УБТ-165
	6524 – 6588	Долото 165,1 мм; 170 м УБТ-127; яс; 19 м УБТ-127
6588 – 6707	Долото 165,1 мм; 9 м УБТ-127; Ц-158; 19 м УБТ-127; Ц-158; 85 м УБТ-127; яс; 19 м УБТ-127	
6707 – 6750	Долото 165,1 мм; 28 м УБТ-127; Ц-158; 28,41 м УБТ-127; Ц-158; 28,30 м УБТ-127; Ц-158; 28,11 м УБТ-127; Ц-158; 28,32 м УБТ-127; Ц-158; 28,15 м УБТ-127; яс; 18,75 м УБТ-127	
71	302 – 1534	Долото 444,5 мм; 9,05 м УБТ-203; КЛС-444,5; 9,09 м УБТ-203; КЛС-444,5; 127,99 м УБТ-203
	1534 – 1570	Долото 444,5 мм; 9,05 м УБТ-203; КЛС-444,5; 100,58 м УБТ-203; яс; 27,63 м УБТ-203
	1570 – 1946	Долото 444,5 мм; 9,05 м УБТ-203; КЛС-444,5; 9,09 м УБТ-203; КЛС-444,5; 129,35 м УБТ-203; яс; 27,63 м УБТ-203
73	298 – 342,5	Долото 444,5 мм; 34,47 м УБТ-229; 74,28 м УБТ-203
	342,5 – 1711	Долото 444,5 мм; 8,5 м УБТ-229; КЛСВ-444,5; 8,53 м УБТ-229; КЛСВ-444,5; 17,44 м УБТ-229; 148,01 м УБТ-203
	1711 – 2200	Долото 444,5 мм; 8,5 м УБТ-229; КЛСВ-444,5; 8,53 м УБТ-229; КЛСВ-444,5; 17,44 м УБТ-229; 92,73 м УБТ-203; яс; 45,71 м УБТ-203
	2200 – 2455	Долото 311,1 мм; 17,55 м УБТ-203; КЛСВ-304,8; 8,71 м УБТ-203; КЛСВ-303,2; 118,77 м УБТ-203

КНБК для анализируемых скважин: формы упругих линий  $w$  (поперечных смещений, отнесенных к радиальному зазору между УБТ и стенкой скважины) деформированной оси КНБК, поперечные силы на долоте и реакции на ОЦЭ (кН), а также распределенный амплитуд  $\alpha_{УБТ} / \alpha_{д}$  для динамически устойчивых

(б, г) и неустойчивой (е) КНБК. Причем формы распределений амплитуд разнообразны для динамически устойчивых (рис. 1 б, г) и неустойчивых КНБК.

Анализ результатов расчета указывает, что в принятых условиях применяемые КНБК имеют удовлетворительные статические и для отдельных интервалов бурения динамически неустойчивые характеристики. Так, например, в интервалах 5876 – 5960 м, 6214 – 6410 м (скв. № 17) и 2200 – 2455 м (скв. № 73) применяемые КНБК динамически неустойчивы.

Отметим, что знаки поперечной силы на долоте и реакций на ОЦЭ соответствуют направлению смещений в принятой системе координат (знак «+» означает, что низ бурильной колонны прижат к стенке скважины в положительном направлении, а знак «-» – в отрицательном направлении оси смещений) [3, 4].

Для оценки качества траекторий использовали показатели углов и интенсивности искривления ствола (по данным инклинометрии), а формы поперечного сечения – относительной длины  $k_c$  ствола скважины с номинальным диаметром и усредненных значений

коэффициента кавернозности  $k$  (по данным профилометрии). В табл. 7 приведены сведения о показателях качества интервалов бурения анализируемых скважин и для интенсивности искривления приведено ее максимальное значение.

В табл. 8 показаны статистические оценки параметров некоторых характеристик ствола скважины и поперечной силы  $F_d$  на долоте для интервалов бурения с разными КНБК, а также критерии  $T$  для проверки статистических гипотез  $H_0: \rho_{yz} = 0$  ( $\rho_{yz}$  – истинное значение коэффициента корреляции между величинами  $u$  и  $z$ ).

Табл. 5. Показатели отработки буровых долот

Скважина	Интервал бурения, м	Долото	Количество	Средние показатели отработки долот		
				$\bar{h}$ , м	$\bar{t}_b$ , ч	$\bar{v}_m$ , м/ч
17	236 – 3600	393,7	20	168,2	98,7	1,70
	3600 – 5754	295,3	44	48	110,0	0,44
	5754 – 6524	215,9	6	128,3	102,4	1,25
71	302 – 1946	444,5	2	822,5	143,9	5,72
73	298 – 2200	444,5	6	316,5	50,3	6,29
	2200 – 2455	311,1	2	127,5	52,4	2,43

Примечания:  $\bar{h}$  – проходка;  $\bar{t}_b$  – время механического бурения;  $\bar{v}_m$  – механическая скорость бурения

Табл. 6. Результаты расчета статических и динамических характеристик КНБК

Скважина	Глубина, м	Исходные данные			Результаты расчета				
		$\alpha$ , град	G, кН	$\omega$ , мин <sup>-1</sup>	$F_d$ , кН	$R_1$ , кН	$R_2$ , кН	$L_0$ , м	$\max \left( \frac{\alpha_{УБТ}}{\alpha_{д}} \right)$
17	2640	2,25	170	80	1,02	-2,71	5,96	50,0	1,7
	3725	1,50	140	60	0,22	-0,44	2,33	45,2	1,2
	5950	1,75	130	70	-5,79	6,31	0,48	26,8	3,8
	6350	1,00	90	60	0,18	-0,30	0,95	42,2	19,1
71	375	1,75	100	75	0,62	-1,93	4,28	55,7	1,2
	1575	1,25	140	110	-1,32	3,02	-	45,5	1,0
	1925	0,50	140	90	0,29	-1,11	1,90	72,6	1,0
73	325	1,00	70	50	1,06	-	-	26,1	1,0
	1050	0,25	200	80	0,35	-1,80	2,09	71,1	3,4
	1900	1,25	180	85	0,79	-3,08	4,91	55,6	4,8
	2440	0,50	100	100	0,18	-0,44	1,32	69,2	1,6

Примечания:  $F_d$  – поперечная сила на долоте;  $R_1, R_2$  – реакции на соответствующих ОЦЭ;  $L_0$  – расстояние от долота к точке касания УБТ со стенкой скважины;

$\max \left( \frac{\alpha_{УБТ}}{\alpha_{д}} \right)$  – максимальное (по абсолютной величине) отношение амплитуд поперечных колебаний УБТ к долоту

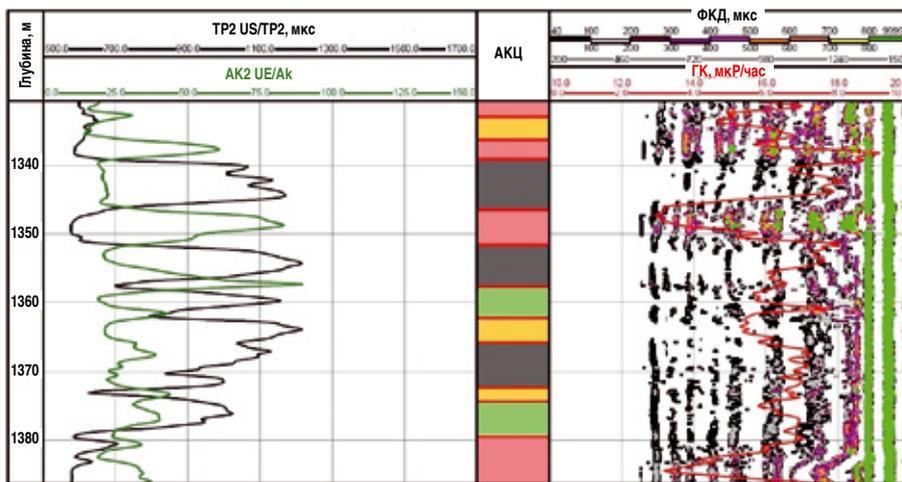


Рис. 2. Фрагменты данных АКЦ 339,7-мм промежуточной колонны скв. 73. Качество плотности контакта цементного камня с колонной:

хорошее      частичное      плохое      отсутствующее

Табл. 7. Показатели качества ствола скважины

Скважина	Интервал бурения, м	Угол искривления, град		Интенсивность искривления, град / 10 м	Длина ствола (м/%) с формой поперечного сечения скважины					Оценка поперечного сечения скважины $k_c$	Кoeffициент кавернозности $k$
		зенитный	азимутальный		круг	эллипс	жолоб	каверны	сужение		
17	236 - 3600	0,25 - 3,00	0 - 134	2,64	1530,75 / 45,50	581,00 / 17,27	159,00 / 4,73	1093,23 / 32,50	0 / 0	0,46	1,29
	3600 - 5754	1,00 - 2,25	0 - 189	1,63	277,75 / 12,90	491,25 / 22,81	868,50 / 40,32	516,50 / 23,97	0 / 0	0,13	1,42
	5754 - 6524	1,00 - 1,75	0	2,01	659,75 / 85,68	55,75 / 7,24	10,75 / 1,40	43,75 / 5,68	0 / 0	0,86	1,23
71	302 - 1946	0,25 - 1,75	0	0,25	387,30 / 23,53	412,82 / 25,08	74,73 / 4,54	768,68 / 46,70	2,47 / 0,15	0,24	1,54
73	298 - 2200	0,25 - 2,50	205 - 222	0,40	472,20 / 24,85	496,60 / 26,14	13,80 / 0,73	917,40 / 48,28	0 / 0	0,25	1,36
	2200 - 2455	0,50 - 1,50	0	0,13	123,40 / 48,38	61,70 / 24,20	20,30 / 7,96	49,60 / 19,46	0 / 0	0,48	1,25

Табл. 8. Статистические оценки параметров характеристик КНБК и ствола скважины

Скважина	Интервал бурения, м	Статистические оценки									
		$\bar{F}_d / S_F^2$	$\bar{\alpha} / S_\alpha^2$	$\bar{i} / S_i^2$	$\bar{k} / S_k^2$	$r_{F\alpha} / T$	$r_{Fi} / T$	$r_{Fk} / T$	$r_{\alpha i} / T$	$r_{\alpha k} / T$	$r_{ik} / T$
17	236 - 3600	0,79 / 0,226	1,53 / 0,675	0,12 / 0,414	1,29 / 0,073	0,99 / 577	0,27 / 3,505	0,45 / 6,540	0,46 / 6,784	0,02 / 0,238	
	3600 - 5754	0,29 / 0,042	1,54 / 0,217	0,08 / 0,453	1,42 / 0,065	0,99 / 1,31·10 <sup>4</sup>	0,31 / 3,195	-0,09 / -0,853	-0,12 / -1,133	0,02 / 0,145	
	5754 - 6524	0,84 / 1,655	1,56 / 0,201	0,05 / 0,056	1,23 / 0,188	0,21 / 1,172	-0,13 / -0,733	0,06 / 0,339	0,07 / 0,402	-0,18 / -1,013	
71	302 - 1946	0,62 / 0,066	1,20 / 0,138	0,06 / 0,010	1,54 / 0,231	0,33 / 3,772	0,44 / 5,553	-0,29 / -2,832	-0,43 / -4,670	-0,12 / -1,065	
73	298 - 2200	0,58 / 0,059	0,75 / 0,320	0,08 / 0,004	1,36 / 0,061	0,95 / 88	0,05 / 0,477	0,07 / 0,651	-0,03 / -0,223	-0,13 / -1,195	
	2200 - 2455	0,30 / 0,010	0,95 / 0,127	0,06 / 0,004	1,25 / 0,206	0,99 / 9,99·10 <sup>4</sup>	-0,45 / -5,547	0,80 / 8,771	0,54 / 3,094	0,52 / 2,891	

Примечания:  $i$  – интенсивность искривления, град/10 м;  $k$  – коэффициент кавернозности;  $\bar{x}$ ,  $S_x^2$  – эмпирические оценки среднего и дисперсии случайной величины  $x$ ;  $r_{xy}$  – эмпирическая оценка коэффициента корреляции между случайными величинами  $x$  и  $y$ .

Табл. 9. Статистические оценки коэффициента качества цементирования обсадных колонн

Скважина	Интервал бурения, м	Статистические оценки				
		$\bar{k}_c / S_{k_c}^2$	$r_{k_c F} / T$	$r_{k_c \alpha} / T$	$r_{k_c i} / T$	$r_{k_c k} / T$
17	3600 - 5754	0,22 / 0,070	0,32 / 3,255	0,34 / 3,561	0,23 / 2,267	-0,21 / -2,087
	5754 - 6524	0,07 / 0,014	0,02 / 0,133	-0,19 / -1,059	0,09 / 0,499	0,02 / 0,133
71	302 - 1946	0,14 / 0,052	0,19 / 1,731	0,13 / 1,137	0,11 / 1,034	-0,28 / -2,668
73	298 - 2200	0,13 / 0,037	-0,18 / -1,684	-0,15 / -1,338	0,15 / 1,361	-0,32 / -3,140
	2200 - 2455	0,10 / 0,22	0,01 / 0,032	0,19 / 0,806	-0,09 / -0,364	-0,15 / -0,599

Критерий Т имеет стандартизованное нормальное  $u$  – распределение вероятностей, тогда с доверительной вероятностью  $\varepsilon = 0,05$  условие отклонения гипотезы  $H_0$  соответствует  $|T| > u_{\varepsilon/2} = 1,96$  ( $u_{\varepsilon/2}$  – квантиль  $u$  – распределения).

Информация о статистических параметрах характеристик ствола скважины и КНБК (табл. 8) дает возможность обосновать некоторые ограничения в задаче (1). Например, ограничение  $[F_d]$  на поперечную силу на долоте может быть представлено в виде оценки математического ожидания

$$[F_d] = \bar{F}_d + \frac{S_F}{S_\alpha} r_{F\alpha} ([\alpha] - \bar{\alpha}) \quad (2)$$

и дисперсии

$$S_0^2 = S_F^2 (1 - r_{F\alpha}^2), \quad (3)$$

где  $[\alpha]$  – допустимое значение зенитного угла искривления скважины. Аналогично (2) и (3) строят ограничения и по другим характеристикам скважины и КНБК.

Важнейшим требованием к строительству нефтяных и газовых скважин является обеспечение качества крепи, которое определяется, прежде всего, герметичностью зацементированного участка колонного пространства [7]. Решение данной проблемы зависит от большого количества факторов, требует эффективных решений ряда задач, в т.ч. достижения качественного ствола скважины. В этом плане А.И. Булатовым [7] отмечено: «...необходимо изменить отношение к формированию ствола скважины, хотя бы пока в интервале подъема тампонажного раствора – он должен быть близок к цилиндрическому».

Для оценки влияния показателей качества ствола скважины (зенитный угол  $\alpha$ , интенсивность искривления  $i$ , коэффициент формы поперечного сечения  $k_c$ , коэффициент кавернозности  $k$ ) на качество цементирования обсадных колонн использованы данные акустического контроля цементирования (АКЦ). На рис. 2 показаны фрагменты данных и результаты интерпретации



Установлена статистическая связь между показателями качества ствола скважины, поперечной силой на долоте и качеством цементирования обсадных колонн. Это дает возможность обосновать с помощью (1) выбор эффективных КНБК для бурения вертикальных участков скважин в схожих геолого-технических условиях.

АКЦ 339,7-мм промежуточной колонны. Коэффициент  $k_{\text{ц}}$  качества цементирования определяли по методике ВНИИКРнефть [8].

В табл. 9 приведены сведения о статистических оценках некоторых параметров качества ствола скважины и цементирования обсадных колонн. Данные указывают на существование тесной корреляционной связи ( $|T| > u_{\alpha/2} = 1,96$ ) между:  $k_{\text{ц}}$  и  $\alpha$ ,  $k_{\text{ц}}$  и  $i$  (интервал 3600–5754 м, скв. № 17);  $k_{\text{ц}}$  и  $k_{\text{с}}$  (интервалы 3600–5754 м, скв. № 17; 301–2200 м, скв. № 71);  $k_{\text{ц}}$  и  $k$  (интервалы 3600–5754 м, скв. № 17; 301–2200 м, скв. № 71).

Таким образом, на основании анализа промышленных данных о результатах применения КНБК при роторном бурении скважин на Семиренковском ГКМ изучены их статические и динамические характеристики. Показано, что для условий отсутствия локальных каверн применяемые КНБК имеют удовлетворительные, с позиций предупреждения искривления, статические характеристики и для ряда интервалов являются динамически неустойчивыми с высокими отношениями амплитуд  $\alpha_{\text{убт}} / \alpha_{\text{д}}$  поперечных колебаний низа буровой колонны. Последнее ухудшает условия работы долот и понижает их технико-экономические показатели.

На основании анализа промышленных данных о результатах применения КНБК при роторном бурении скважин на Семиренковском ГКМ изучены их статические и динамические характеристики. Показано, что для условий отсутствия локальных каверн применяемые КНБК имеют удовлетворительные с позиций предупреждения искривления статические характеристики и для ряда интервалов являются динамически неустойчивыми с высокими отношениями амплитуд  $\alpha_{\text{убт}} / \alpha_{\text{д}}$  поперечных колебаний низа буровой колонны. Последнее ухудшает условия работы долот и понижает их технико-экономические показатели.

Построены оценки статистических характеристик поперечной силы на долоте и показателей качества ствола скважины при бурении вертикальных участков. Установлена статистическая связь между показателями качества ствола скважины, поперечной силой на долоте и качеством цементирования обсадных колонн. Это дает возможность обосновать с помощью (1) выбор эффективных КНБК для бурения вертикальных участков скважин в схожих геолого-технических условиях.

#### Литература

1. Григулецкий В.Г., Лукьянов В.Т. Проектирование компоновок нижней части буровой колонны. М.: Недра, 1990. 302 с.
2. Оганов А.С., Повалихин А.С., Бадреев З.Ш. Новые решения в проектировании компоновок низа буровой колонны // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1995. №4. – 5. С. 11, 12, 16.
3. Мислюк М.А., Рыбчик И.И., Яремичук Р.С. Буриння свердловин: Довідник: У 5 т. Т.3: Вертикальне та скероване буріння. К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. 294 с.
4. Мислюк М.А., Стефурак Р.И., Рыбчик И.И., Василюк Ю.М. Совершенствование технологии отработки трехшарошечных долот при роторном бурении скважин. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. 212 с.
5. Мислюк М.А., Дольк Р.Н. О выборе технологических решений для бурения наклонных участков скважин // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. № 4. С. 4 – 13.
6. Мислюк М.А., Дольк Р.Н. Анализ неориентированных компоновок низа буровой колонны при бурении скважин на Яблунковском газоконденсатном месторождении // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. № 4. С. 26 – 33.
7. Булатов А.И. Концепция качества пробуренных нефтяных и газовых скважин // Бурение и нефть. 2015. № 12. С. 15 – 19.
8. Ашрафьян М.О., Новохатский Д.Ф., Лебедев О.А. Современные технологии и технические средства для крепления нефтяных и газовых скважин. Краснодар: ООО «Просвещение – Юг», 2003. 134 с.

#### Literatura

1. Griguletskiy V.G., Luk'yanov V.T. Layout bottom of the drill string design. M.: Nedra, 1990. P.302.
2. Oganov A.S., Povalikhin A.S., Badreev Z.Ch. The design of the bottom hole of the column, new solution // Scientific-technical journal. Construction of oil and gas wells on land and at sea. M.: «VNIIOENG» OJSC, 1995. No. 4 – 5. Pp. 11, 12, 16.
3. Myslyuk M.A., Rybchych I.Y., Jaremychuk R.S. Drilling: Handbook: In 5 t. T.3: Vertical and directional drilling. K.: Interpress LTD, 2004. P.294.
4. Myslyuk M.A., Stefurak R.I., Rybchych I.Y., Vasylyuk Iu.V. Improvement of technology of working off of three rolling-cutter drill bits at the rotary drilling of wells. M.: «VNIIOENG» OJSC, 2005. P.212.
5. Myslyuk M.A., Dolyk R.N. Regarding the selection of technological solutions for drilling inclined sections of boreholes // Scientific-technical journal. Construction of the oil and gas wells on land and at sea. M.: «VNIIOENG» OJSC, 2016. No. 4. Pp. 4 – 13.
6. Myslyuk M.A., Dolyk R.N. The analysis of the undirected bottom of the drill string when drilling wells in Jablonowska gas condensate field // Scientific-technical journal. Construction of oil and gas wells on land and at sea. M.: «VNIIOENG» OJSC, 2014. No. 4. Pp. 26 – 33.
7. Bulatov A.I. The concept of drilled oil and gas wells quality // Drilling and oil. 2015. No. 12. Pp. 15 – 19.
8. Ashrafian M.A., Novokhatskiy D.F., Lebedev O.A. Modern technologies and technical means for fastening oil and gas wells. Krasnodar: «Education – South» LLC, 2003. P. 134. ■



# «G» 20 лет в России

**В мае этого года ОАО «Сухоложскцемент» в седьмой, раз по результатам аудита Американского нефтяного института, получил право производства цемента класса G по лицензии API.**

**Ключевые слова:** «Dyckerhoff – Сухоложскцемент», цемент марки G, рынок цементирования, сервисные компании

## «G» 20 YEAR IN RUSSIA

In May this year the Sukholozhskcement are received a 7th positive opinion of the American Petroleum Institute, as audit results of cement brand G, Standard API.

Keywords: «Dyckerhoff – Sukholozhskcement» brand G cement, cementing market, service companies

**ОАО** «Сухоложскцемент» впервые в России начал производство тампонажного цемента марки G по спецификации API 10A в апреле 1996 г. За 20 лет нами был накоплен огромный опыт производства цемента класса G и обеспечено его непревзойденное качество..

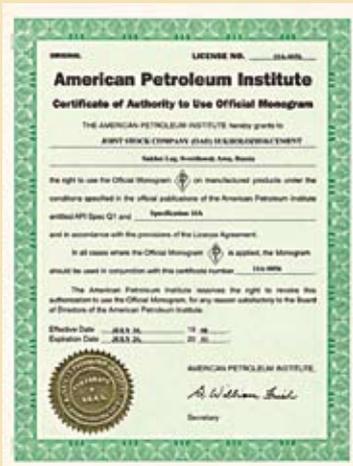
Надо отметить, что за эти годы мы встречали много попыток повторить наш успех. И, к общему сожалению, многие потребители на себе испытали результаты таких проектов. Конечно, никто не афиширует возникающие проблемы, но рынок цементирования скважин – не такой большой, чтобы информация могла затеряться.

Разумеется, это касается не всех производителей, некоторые из них упорно игнорируют несоответствие своих продуктов требованиям предприятий и структурных подразделений по цементированию скважин, прикрываясь только формальными характеристиками про-

дукта. В результате при выборе такого производителя у клиентов начинаются проблемы.

Крупные нефтяные компании, получив негативный опыт, вынуждены буквально защищать себя от таких поставщиков: увеличивать частоту лабораторных тестов входного контроля; дробить производственные партии, чтобы удобнее было возвращать брак; направлять производителям инспекторов для контроля испытаний и отгрузок каждой партии; ужесточать в договорах ответственность за низкое качество продукции.

А причина в том, что при выборе поставщика во главу угла поставлен ценовой критерий, далекий от качества, а иногда и противоположный ему. И в тендерных процедурах продолжают встречаться все те же претенденты, готовые предоставлять самые низкие цены. Они даже поставляют свой продукт некоторое время. А потом к нам вдруг поступа-



**Dyckerhoff**  
Сухоложскцемент

**ОАО «Сухоложскцемент»**  
624800, Россия,  
Свердловская область,  
г. Сухой Лог, ул. Кунарская, 20  
Тел: +7 (34373) 7-90-38  
Факс: +7 (34373) 4-35-32  
<http://www.sl-cement.ru/>



УПК 622.245.422.658.562.006



ют срочные запросы на поставку нашего цемента, и мы «тушим пожары» – отправляем свой цемент.

Другой подход к отбору поставщиков демонстрируют сервисные компании. Действуя более проактивно, они заранее оценивают качество продукции и возможности потенциальных партнеров, отводя примитивным методам конкуренции второстепенные роли.

В октябре этого года один из мировых лидеров нефтесервисного рынка в очередной раз проверил систему качества «Дюккерхофф – Сухоложскцемент» и весь производственный цикл по выпуску тампонажных цемента. Оценка – «отлично»! В принципе, такой подход присущ всем нефтесервисным компаниям, отвечающим за качество цементирования перед заказчиками.

Тот факт, что многие нефтяники и сервисники, и даже конкуренты, признают наши продукты эталоном, конечно, является большим нашим преимуществом и предметом для справедливой гордости. Но за этим стоят огромный труд и большие материальные вложения. Постоянные инвестиции в оборудование, развитие интеллектуальных ресурсов, дополнительные методы тестирования и маркировки продукции – это наши будни. Функционирует новая площадка по погрузке МКР в полувагоны, в этом году произведена замена козлового крана на пункте погрузки цемента

Постоянные инвестиции в оборудование, развитие интеллектуальных ресурсов, дополнительные методы тестирования и маркировки продукции – это наши будни.

На заводе создана группа специалистов технической поддержки для более тесного взаимодействия с потребителями и лучшего понимания их потребностей, нашим клиентам доступны не только консультации, но и оборудование заводской лаборатории – лучшей в отрасли!

марки G. Расширена линейка тампонажных цемента, теперь завод поставляет облегченный цемент широкого спектра применения и ультратонкое вяжущее вещество – Mikrodur (Германия, завод «Нойвид») для ремонтно-изоляционных работ. На заводе создана группа специалистов технической поддержки для более тесного взаимодействия с нашими потребителями и лучшего понимания их потребностей, нашим клиентам доступны не только консультации, но и оборудование заводской лаборатории – лучшей в отрасли!

Для обеспечения стабильного качества производство цемента G сосредоточено на отдельной производственной линии. Сырьем для этой марки служит сульфатостойкий клинкер на основе специальной композиции с отдельным подбором исходных компонентов.

Для чего все это написано. Для того, чтобы вы смогли сделать правильный выбор и спокойно провести новогодние каникулы в кругу семьи. Возможность положиться на надежных людей – это большая ценность! Тем более что такая возможность является бесплатным приложением к очень хорошему цементу! ■

**С Рождеством, друзья, и Новым годом!**





Удинский А. С. «После дождя» 2015 г. орг/масло. 45 x 70





# Нефтепромысловая химия компании Zirax для повышения эффективности эксплуатации нефтяных и газовых скважин



**А.П. МЕРКУЛОВ,**  
руководитель нефтегазовых  
проектов по РФ и СНГ  
ООО «Зиракс»



**С.А. ДЕМАХИН,**  
технический консультант  
ООО «Зиракс»

*Снижение дебитов скважин из-за ухудшения коллекторских свойств пласта является одной из актуальных проблем при эксплуатации месторождений нефти и газа. Снижение фильтрационно-емкостных возможностей пласта, и особенно его призабойной зоны (ПЗП), может происходить при бурении, некачественном освоении и глушении скважин, а также при прогрессирующем их обводнении. Применение качественной нефтепромысловой химии и передовых технологий позволяет минимизировать негативное влияние указанных факторов, облегчить процесс эксплуатации скважин, увеличить их дебит и продлить срок эксплуатации.*

**Ключевые слова:** ООО «Зиракс», нефтяные и газовые скважины, нефтепромысловая химия, ФЛАКСОКОР 110, буровой раствор, блок-пачка, Приобское месторождение, глушение скважин, Тамолекс

## OILFIELD CHEMICALS COMPANY ZIRAX TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF OIL AND GAS WELLS OPERATION

Reduced production rates of wells due to the deterioration of reservoir properties is one of the urgent problems in the operation of oil and gas fields. Reduced capacity of reservoir formation and especially its bottom zone (PZP) can occur during drilling, low-quality development and well killing, as well as their progressive watering. The use of high quality oilfield chemistry and advanced technologies to minimize the negative impact of these factors, to facilitate the operation of wells to increase their output and extend the service life.

**Keywords:** «Zirax» LLC oil and gas wells, oilfield chemicals, FLAKSOKOR 110, drilling mud, flow pack, Priobskoe field, wells killing, Tamoleks

Группа компаний Zirax – один из крупнейших производителей продуктов и решений в области нефтепромысловой химии в России и СНГ – включает в себя производственные, научные и сервисные предприятия. Такая кооперация обеспечивает возможность реализации

полного цикла по разработке и внедрению решений в области нефтепромысловой химии, а в конечном итоге приводит к получению заказчиком наиболее качественных продуктов и эффективных технологий их применения. Основными направлениями деятель-

Табл. Основные направления деятельности группы компаний «Zirax»

Глушение скважин	Кислотные обработки	РИР и ВПП	Химия на основе ПАВ
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Высококачественные солевые системы плотностью от 1,18 до 2,1 г/см<sup>3</sup></li> <li>• Блокующие составы для глушения скважин АНПД</li> <li>• Эмульсионные составы для глушения</li> <li>• Добавки для щадящего глушения скважин</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Синтетическая ингибированная кислота</li> <li>• Кислотные составы для глубокой матричной обработки пласта</li> <li>• Кислотные составы для освоения скважин</li> <li>• Самоотклоняющиеся кислотные составы</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Осадкообразующий состав для РИР и МУН</li> <li>• Состав на основе карбамидоформальдегидной смолы для РИР</li> <li>• Кремнийорганические составы</li> <li>• Водонабухающие полимеры</li> <li>• Эмульсионные составы</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Гидрофобизаторы</li> <li>• Эмульгаторы</li> <li>• Беспolyмерные жидкости для ГРП на основе ПАВ</li> <li>• Ингибиторы коррозии</li> <li>• Составы для контроля смачиваемости ПЗП</li> </ul>

A. MERKULOV, S. DEMAKHIN  
«Zirax» LLC



Фильтрационная корка блокирующего состава сохраняет свои свойства не менее 20 дней при температурах до 120 °С, что позволяет производить широкий спектр работ в скважинах с различными геологическими и температурными условиями. Также нужно отметить, что составы полностью совместимы со всеми видами пластовых флюидов и типами пород.



ности группы компаний Zirax являются химические реагенты и технологии для глушения скважин, интенсификации добычи нефти и газа, ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи пласта (табл.), а также разработка условий и технологий их наиболее рационального применения в процессах нефтедобычи.

Одной из актуальных инновационных разработок является состав ФЛАКСОКОР 110, применяемый для освоения скважин после бурения и для очистки скважин ГРП от остатков полимерного геля [1 – 3]. Еще на этапе бурения на поверхности на стенке скважины формируется малопроницаемая глинополимерная корка, а жидкая фаза бурового раствора с растворенными химическими веществами формирует более протяженную зону проникновения, проницаемость которой значительно ниже, по сравнению с исходной. Кислотный состав ФЛАКСОКОР 110 легко разрушает корку бурового раствора, которая часто образуется на поверхности коллектора (рис. 1), что повышает сообщаемость пласта со скважиной и обеспечивает ее быстрое освоение.

Применение данного кислотного состава после проведения операций ГРП позволяет повысить проводимость трещины и увеличить приток углеводородов в скважину. Обработка одной из скважин Приобского месторождения кислотным составом в объеме 12 м<sup>3</sup> позволила только за 4 месяца дополнительно добыть 1488 т нефти и на данный момент эффект продолжается (рис. 2).

С 2014 г. компания Zirax совместно с компанией MI-Swaco (Schlumberger) активно внедряет технологию глушения скважин на основе специальных блокирующих составов (блок-пачек), позволяющих контролировать поглощение жидкости в продуктивный пласт [4]. Эта технология особо актуальна при глушении скважин с аномально низким пластовым давлением (АНПД), поскольку при наличии интенсивного

**Производство химической продукции компании «Zirax»**

С 2014 г. компания Zirax совместно с компанией MI-Swaco (Schlumberger) активно внедряет технологию глушения скважин на основе специальных блокирующих составов (блок-пачек), позволяющих контролировать поглощение жидкости в продуктивный пласт.

поглощения глушение скважин обычными жидкостями глушения сильно затрудняется, в связи со значительным увеличением необходимого объема солевого раствора и риском нефтегазопроявлений. Похожие сложности возникают и при глушении многопластовых скважин с различным пластовым давлением. Помимо этого, поглощение жидкости в коллектор приводит к ухудшению фильтрационных характеристик



**Рис. 1. Динамика убыли веса образца корки глинистого бурового раствора при использовании ФЛАКСОКОР 110**

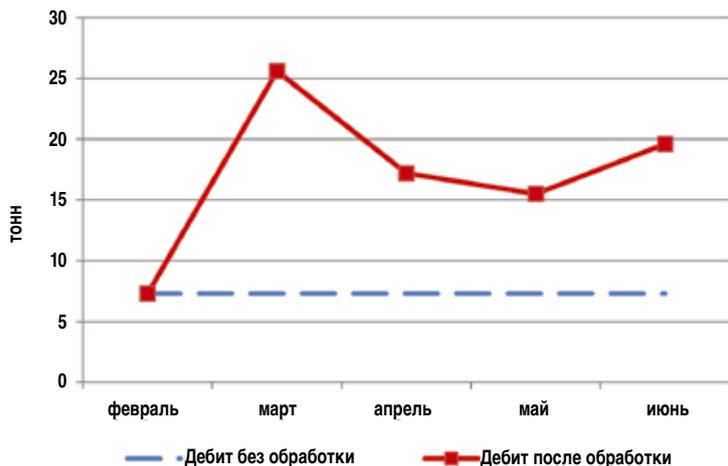


Рис. 2. Параметры работы скважины № 2143 Приобского месторождения после очистки трещины ГРП составом ФЛАКСОКОР 110



Рис. 3. Фильтрационная корка временно блокирующего состава на поверхности пористой среды

пласта, осложняет освоение скважин после ремонта. Для восстановления притока углеводородов из пласта в этом случае требуются дополнительные работы по воздействию на ПЗП, связанные с большими затратами средств и времени.

Временно блокирующий состав представляет собой специально подобранную систему на основе водно-солевого раствора с добавкой полимеров и фракционированного кольматанта (карбоната кальция). Такое сочетание компонентов позволяет создать плотную кольматирующую фильтрационную корку на поверхности пористой среды (рис. 3), непроницаемую для фильтрации водных растворов.

В процессе глушения скважины такая фильтрационная корка создается в зоне перфорации (рис. 4), тем самым предотвращая глубокое проникновение жидкости глушения в пласт. При запуске скважины в эксплуатацию блокирующий состав легко

Основными направлениями деятельности группы компаний Zirax являются химические реагенты и технологии для глушения скважин, интенсификации добычи нефти и газа, ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи пласта, а также разработка условий и технологий их наиболее рационального применения в процессах нефтедобычи.

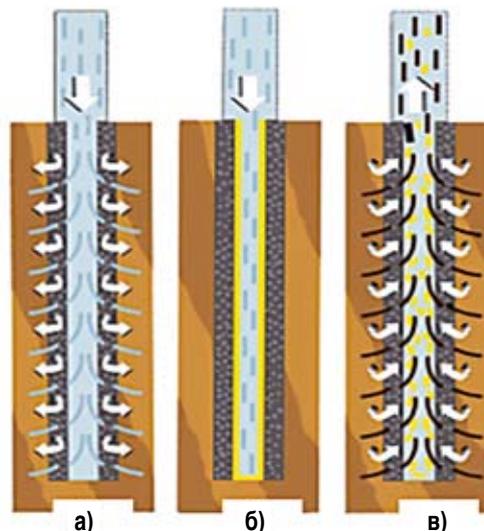


Рис. 4. Принцип работы блок-пачки при глушении скважины: а) при глушении скважины без блок-пачки наблюдается поглощение; б) скважина заглушена с применением блок-пачки, поглощения нет; в) скважина запускается в работу и быстро выходит на режим

удаляется из скважины при минимальной депрессии на пласт (вызове притока) и выносится пластовым флюидом на поверхность. Для удаления фильтрационной корки не требуется каких-либо разрыхлителей или разрушителей, но при необходимости все составляющие блокирующего состава растворимы в кислотах.

Фильтрационная корка блокирующего состава сохраняет свои свойства не менее 20 дней при температурах до 120 °С, что позволяет производить широкий спектр работ в скважинах с различными геологическими и температурными условиями. Также нужно отметить, что составы полностью совместимы со всеми видами пластовых флюидов и типами пород.

Глушение временно-блокирующими составами позволяет:

- снизить или полностью предотвратить проникновение жидкости из ствола скважины в продуктивный пласт во время проведения ремонтных работ в скважине;
- максимально сохранить коллекторские свойства пласта;

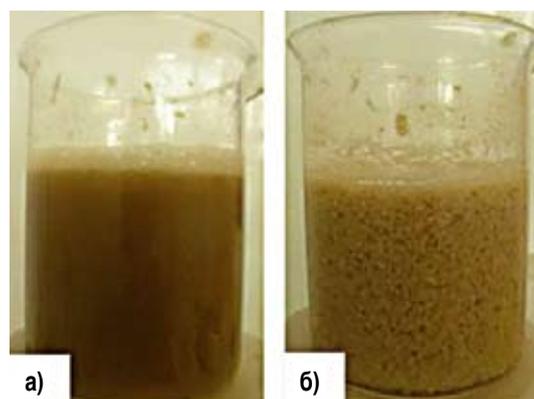


Рис. 5. Состав Тамолекс до а) и после б) взаимодействия с минерализованной водой



Рис. 6. Отвержденная тампонажная масса состава Карболекс

Перспективным направлениям деятельности для Zirax являются составы для ремонтно-изоляционных работ и ограничения водопритока, направленные на решение проблем, связанных с негативным влиянием обводнения скважин на продуктивность нефтяных и газовых скважин.

- обеспечить возможность безопасного проведения работ в скважинах, глушение которых ранее было затруднено;
- снизить риски по контролю скважин;
- существенно сократить время освоения и вывода скважины на режим;
- сократить затраты на проведение капитального ремонта скважин.

Перспективным направлениям деятельности для Zirax являются составы для ремонтно-изоляционных работ и ограничения водопритока, направленные на решение проблем, связанных с негативным влиянием обводнения скважин на продуктивность нефтяных и газовых скважин.

Осадкообразующий состав Тамолекс предназначен для селективной изоляции водопритока, поступающего по продуктивному пласту и для выравнивания профиля приемистости. При взаимодействии раствора реагента с минерализованной пластовой водой или раствором хлористого кальция происходит выпадение осадка, тем самым блокируется поступление воды по обводненным пропласткам (рис. 5). В нефтенасыщенной части пласта образования осадка не происходит, вследствие его растворимости в углеводородах.

Тампонажный состав Карболекс на основе карбамидоформальдегидной смолы предназначен для проведения работ по ликвидации негерметичностей эксплуатационной колонны, заколонного перетока, конусного обводнения и отключения промытых водонасыщенных пропластков. Высокая проникающая способность позволяет проводить РИР в ус-

ловиях, когда традиционные цементные составы неэффективны.

Смола, представляющая собой жидкость белого цвета, после смешения со специальными добавками, через определенное время отверждается с образованием плотной резиноподобной массы (рис. 6). Состав успешно применялся компанией «Зиракс-нефтесервис» для ликвидации негерметичностей эксплуатационной колонны и заколонной циркуляции на высокотемпературных (130 – 150 °С) скважинах Ставропольского края [5].

Новые реагенты и технологии, предназначенные для решения актуальных задач при эксплуатации скважин, позволяют не только сохранить фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов, но увеличить дебит скважин и снизить их обводненность.

### Литература

1. Демахин С.А. Новые технологии интенсификации добычи нефти и газа от компании Zirax // Нефть и газ Евразии. 2014. № 3. С. 60 – 61.
2. Демахин С.А., Петрушин М.Л., Меркулов А.П., Малайко С.В. Эффективность кислотных составов от компании Zirax // Нефтегазовая вертикаль. 2012. № 23 – 24. С. 10 – 11.
3. Демахин С.А., Меркулов А.П., Касьянов Д.Н. Освоение скважин после бурения с помощью кислотного состава ФЛАКСОКОР 110 // Нефть и капитал. 2015. № 4. С. 64 – 65.
4. Демахин С.А., Меркулов А.П., Касьянов Д.Н., Малайко С.В., Анфиногентов Д.А., Чумаков Е.М. Глушение скважин блок-пачками – эффективное средство сохранения фильтрационных свойств продуктивного пласта // Нефть и газ Евразии. 2014. № 8 – 9. С. 56 – 57.
5. Демахин С.А., Меркулов А.П., Тушев В.А., Етеревсков В.Л. Технология ремонтно-изоляционных работ в высокотемпературных скважинах от «Зиракс» // Нефть и газ Евразии. 2014. № 6 – 7. С. 68 – 69.

### Literature

1. Demakhin S.A. New technologies of intensification of oil and gas production from the company Zirax // Oil and gas Eurasia. 2014. No. 3. Pp. 60 – 61.
2. Demakhin S.A., Petrushin, M.L., Merkulov A.P., Malaiko S.V. The efficiency of the acid compositions from the Zirax company // Neftgazovaya vertical. 2012. No. 23 – 24. Pp. 10 – 11.
3. Demakhin S.A., Merkulov A.P., Kas'yanov D.N. The development of wells after drilling using acid composition FLAXOKOR 110 // Oil and capital. 2015. No. 4. Pp. 64 – 65.
4. Demakhin S.A., Merkulov A.P., Kas'yanov D.N., Malaiko S.V., Anfinogentov D.A., Chumakov E.M. The block-packs wells silencing – an effective means of preserving the filtration properties of the productive reservoir // Oil and gas Eurasia. 2014. No. 8 – 9. Pp. 56 – 57.
5. Demakhin S.A., Merkulov A.P., Tushev V.A. Etereyskov V.L. Technology of repair and insulation works in high temperature wells from Zirax // Oil and gas Eurasia. 2014. No. 6 – 7. Pp. 68 – 69. ■

### ООО «Зиракс»

404171, Волгоградская обл.,  
Светлоярский район,  
р.п. Светлый Яр, мкрн. 4, д. 6  
тел: + 7 (8442) 49 49 99  
+7 (495) 730-95-59  
факс: + 7 (8442) 49 94 44, 40 65 19  
[sales@zirax.com](mailto:sales@zirax.com)



# Подтверждение пригодности для применения в строительстве бурового шлама по результатам исследований



**М.Р. МЕРЕТУКОВА,**  
руководитель отдела разработки  
и согласования специальной  
документации

Аккредитованный орган  
по сертификации «СЕРКОНС»  
MeretukovaMR@serconsrus.com

## THE CONFIRMATION OF SUITABILITY FOR USE IN CONSTRUCTION OF DRILL CUTTINGS ACCORDING TO STUDIES

**M. MERETUKOVA,**  
«SERCONS» Russian certification authority

The exploitation of mineral resources and the increase in oil and gas processing are accompanied by increased risks of environmental pollution, ranging from exploration stage drilling and ending the use of oil and gas products. In the process of exploitation of oil and gas fields, formed a by-product – the waste drill cuttings. Currently, the implementation of the drilling waste disposal is associated with any challenges due to its complex and varied composition.

The article discusses the use in the construction of drill cuttings with a composition (tab. 1)

**Keywords:** waste drilling sludge, waste drilling mud, the drilling sludge treatment, secondary material resources, the construction

*Эксплуатация недр и увеличение объемов нефте- и газопереработки сопровождаются повышенными рисками загрязнения окружающей среды, начиная от этапа разведочного бурения скважин и заканчивая использованием нефтегазопродуктов. При этом в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений образуется побочный продукт – отработанный буровой шлам. В настоящее время осуществление утилизации бурового шлама сопряжено со многими трудностями из-за его сложного и разнообразного состава.*

*В статье рассматривается применение в строительстве бурового шлама с компонентным составом (табл.).*

**Ключевые слова:** отработанный буровой шлам, утилизация бурового шлама, очистка бурового шлама, вторичные материальные ресурсы, строительство

Следует отметить, что буровой шлам относится к вторичным материальным ресурсам, которые по своему химическому составу и полезным свойствам могут применяться в строительстве. Шламы представляют собой уникальный техногенный продукт, особенность которого – технологическая пригодность для применения в строительстве. В зависимости от степени загрязнения буровым раствором подбирается способ отчистки бурового шлама.

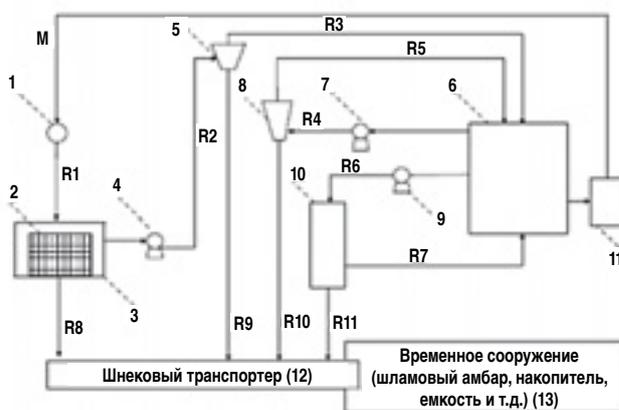
После соответствующей очистки буровой шлам пригоден для применения в строительстве оснований буровых площадок (кустов скважин) для ненагруженных участков и/или других объектов, для устройства оснований и дополнительных слоев оснований автодорог, производства бетонов и т.д.

Данный состав буровой шлам приобретает после применения четырехступенчатой системы очистки бурового раствора от выбуренной породы. Система представляет собой ряд последовательных операций, включающих в себя дегазацию бурового раствора, грубую очистку на виброситах, тонкую очистку (песко-илоотделение) на гидроциклонных установках и в зависимости от технологии процесса удаления коллоидных частиц на центрифуге. После прохождения системы очистки выбуренная порода поступает во времен-

ное сооружение (шламовый амбар, накопитель, емкость и т.д.) (рис. 1).

Для подтверждения пригодности в строительстве проводились следующие испытания на буровой шлам:

- Определение классификации бурового шлама на соответствие требованиям ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация» по показателям механических свойств: гранулометрический состав [1], естественная влажность [2], влажность на границе текучести и раскатывания [2], число пластичности и показатель текучести [2], набухание [3], максимальная плотность и оптимальная влажность [4];
- Биотестирование токсичности бурового шлама [5, 6];
- Радиационный контроль и санитарно-эпидемиологическая оценка по показателям радиационной безопасности [7 – 9];
- Механические испытания бурового шлама [1 – 4, 10].



**Рис. 1. Система очистки бурового раствора**

1 – скважина; 2 – вибросита; 3 – емкость; 4, 7, 9 – центробежные насосы;  
5 – гидроциклон; 6 – активная емкость; 8 – илоотделитель;  
10 – центрифуга; 11 – буровые насосы



Табл. Компонентный состав бурового шлама

Компонент	При бурении эксплуатационных скважин, %	При бурении поисково-оценочных и разведочных скважин, %
Горная порода	63,1	64,1
Вода	26,9	26,0
Bentonite	0,5	0,5
Calcium Carbonate Fine 07-96 MI	3,6	3,9
Calcium Carbonate Medium MK 160 MI	3,6	4,7
Calcium Carbonate Coarse MK 400 MI	0,8	0,4
Soda ASH (карбонат натрия)	0,01	0,01
Saustik Soda (гидроксид натрия)	0,048	0,055
Penta 465	0,005	0,004
CMC (Т) HV (модификация карбоксиметилцеллюлозы)	0,006	0,005
CMC (Т) LV (модификация карбоксиметилцеллюлозы)	0,07	0,06
Thermap UL (полианионная целлюлоза)	0,101	0,06
KCL white (хлорид калия)	1,007	0
POLY-PLUS DRY (акриламид (акриловый сополимер))	0	0,007
POLYPAC ELV (целлюлоза)	0,040	0,039
POLIPAK R (полианионная целлюлоза)	0,060	0,019
DUO-VIS NS (ксантановая смола)	0,060	0,025
DRIL- FREE (смесь глицериновых жиров и растительного масла (60 – 100 %); жирные кислоты C16-C18 (10-30 %))	0,028	0,054
DRIL-KLEEN II (поверхностно-активное вещество (60 – 100 %); эмульсия на основе силикона (до 5 %); 2-буктоксиэтанол; этоксилированные спирты; этоксилированный аминокоалкил)	0,002	0,002
KLA-GARD (в состав входит: N,N-Бис [2- бис(карбоксиметил) аминоэтил]глицин калиевая соль, (диэтилентринитроло)пентауксусной кислоты)	0	0,116
LIME (известь)	0,020	0,019
M-I CIDE (жидкий бактерицид)	0,007	0,006
CITRIC ASID (2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота)	0,002	0,002
SAPP (натрийпирофосфат)	0,004	0,006
Данные показатели определяются расчетным путем		

Шламы представляют собой уникальный техногенный продукт, особенность которого – технологическая пригодность для применения в строительстве. В зависимости от степени загрязнения буровым раствором подбирается способ отчистки бурового шлама.

По результатам испытаний, согласно ГОСТ 25100-2011, «Грунты. Классификация» буровой шлам относится к техногенным грунтам и по своим характеристикам соответствует суглинкам легким пылеватым, твердым, средненабухающим.

Согласно своду правил СП 78.13330.2012 «Автомобильные дороги» п.п. 7.3.8...7.3.10 влажность глинистых грунтов при уплотнении должна составлять 0,95 – 1,05 от оптимальной (17,3... 19,1 %) при коэффициенте уплотнения 0,98... 1,00. При использовании грунтов, имеющих влажность более допустимых значений, следует предусматривать просушивание грунта естественным способом

(рыхление, боронование и др.), введение в грунт песка, сухого малосвязного грунта, шлаков, неактивных зол, укладываемых в виде дренирующих слоев, введение прослоек из геосинтетических материалов. Для просушивания грунтов следует предусматривать введение активных добавок (известь, золы уноса, гипс, цемент и др.).

Анализ полученных результатов после проведения вышеперечисленных испытаний на буровой шлам позволил подтвердить возможность применения в строительстве этого материала.

### Литература

1. ГОСТ 12536-2014. Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава.
2. ГОСТ 5180-2015. Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик.
3. ГОСТ 12248-2010. Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости.
4. ГОСТ 22733-2002. Грунты. Метод лабораторного определения максимальной плотности.
5. ФР.1.39.2007.03222 Биологические методы контроля. Методика определения токсичности воды и водных вытяжек из почв, осадков сточных вод, отходов по смертности и изменению плодовитости дафний.
6. ФР.1.39.2007.03223. Биологические методы контроля. Методика определения токсичности вод, водных вытяжек из почв, осадков сточных вод и отходов по изменению уровня флуоресценции хлорофилла и численности клеток водорослей.
7. СанПиН 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009).
8. СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010).
9. СанПиН 2.6.1.2800-10 Гигиенические требования по ограничению облучения населения за счет природных источников ионизирующего излучения.
10. ГОСТ 30416-2012. Грунты. Лабораторные испытания. Общие положения.

### Literature

1. GOST 12536-2014. Soils. Methods of laboratory determination of granulometric (grain) and microaggregate composition.
2. GOST 5180-2015. Soils. Methods of laboratory determination of physical characteristics.
3. GOST 12248-2010. Soils. Methods of laboratory determination of strength characteristics and deformability.
4. GOST 22733-2002. Soils. Laboratory method for determining of maximum density.
5. FR.1.39.2007.03222. Biological control methods. Method of determining toxicity. water and water extracts from soils, sewage sludge, waste mortality and changes in fecundity of daphnia.
6. FR.1.39.2007.03223. Biological control methods. The method of determining the toxicity of water, water extracts from soils, sewage sludge and waste by changes in the level of chlorophyll fluorescence and the number of algae cells.
7. SanPiN 2.6.1.2523-09. Radiation safety standards (NRB-99/2009).
8. SP 2.6.1.2612-10. Basic sanitary rules for ensuring radiation safety (OSPORB-99/2010).
9. SanPiN 2.6.1.2800-10. Hygienic requirements to limit population exposure due to natural sources of ionizing radiation.
10. GOST 30416-2012. Soils. Laboratory tests. General provisions.



# Применение цементирующего комплекса АТС 300х70 при креплении скважин



**А.С. ШИГАБУТДИНОВ,**  
первый заместитель директора  
по производству –  
главный инженер  
ООО «Татбурнефть-ЛУТР»  
[Lutr\\_tsc@tatneft.ru](mailto:Lutr_tsc@tatneft.ru)



**A. SHIGABUTDINOV,**  
«Tatburneft-LUTR» LLC

**«Татбурнефть-ЛУТР» готово предоставить заказчикам тампонажные и транспортно-технологические услуги. Наличие современной модернизированной специализированной техники позволяет проводить качественное цементирование эксплуатационных, технических колонн, хвостовиков, скважин малого диаметра для условий Татарстана и соседних регионов.**

**Ключевые слова:** ООО «Татбурнефть-ЛУТР», управляющая компания «Татбурнефть», нефтесервисный холдинг «ТаграС», тампонаж, цементирование колонн, цементируемый комплекс АТС 300х70

## USING THE CEMENTING COMPLEX ATS 300X70 AT THE HOLES MOUNTING

«Tatburneft-LUTR» ready to provide customers grouting and transport-technology services. The presence of modern modernized specialized equipment allows to carry out high-quality cementing operational, technical columns, liners, small-diameter wells for conditions of Tatarstan and neighboring regions.

**Keywords:** «Tatburneft-LUTR» LLC, Management company «Tatburneft», oil service holding «TagraS», plugging, cementing columns, cementing complex ATS 300x70

**ООО «Татбурнефть-ЛУТР»** представлено филиалами в 6 городах Республики Татарстан и является крупнейшим предприятием в области оказания тампонажных услуг не только в регионе, но и в соседних областях.

Весь объем работ выполняется 199-ю единицами специализированного транспорта. Кроме стандартной тампонажной техники общество укомплектовано современными цементирующими комплексами, позволяющими с высокой производительностью обеспечить цементирование колонн в турбулентном режиме.

О работе двухнасосного цементирующего комплекса УНБС 2-600х70, на базе шасси Ивеко, который успешно зарекомендовал себя на Ашальчинском месторождении сверхвязких нефтей (СВН) Республики Татарстан и юго-восточном регионе в целом, подробно было написано в апрельском выпуске специализированного журнала «Бурение и нефть».

По результатам работы двухнасосного цементирующего комплекса нашими

**ООО «Татбурнефть-ЛУТР»** представлено филиалами в 6 городах Республики Татарстан и является крупнейшим предприятием в области оказания тампонажных услуг не только в регионе, но и в соседних областях.

заказчиками была дана положительная оценка качеству выполняемых работ при креплении скважин с использованием цементирующего комплекса. Это послужило росту количества поданных заявок на выполнение работ цементнорочным комплексом.

Руководством нефтесервисного холдинга «ТаграС», а также Управляющей компанией «Татбурнефть» было принято решение о приобретении второго цементирующего комплекса, который позволит обеспечить выполнение всех заявок по цементированию скважин малого

### Татбурнефть-ЛУТР

ООО «Татбурнефть-ЛУТР», входит в состав управляющей компании «Татбурнефть» нефтесервисного холдинга «ТаграС» и оказывает комплекс тампонажных и транспортно-технологических услуг, в том числе услуги по цементированию технических, эксплуатационных колонн и прочих работ. В составе общества имеются аккредитованная производственная лаборатория, склады хранения цемента и установка по приготовлению многокомпонентных смесей.



диаметра, хвостовиков, технических и эксплуатационных колонн.

В качестве изготовителя и поставщика была выбрана российская компания – ООО «Научно-производственное объединение «Нафта-Техника» города Костромы. Специалистами ООО «Татбурнефть-ЛУТР» совместно со специалистами данной компании было разработано техническое задание на изготовление нового цементировочного комплекса. При разработке были учтены все отрицательные и положительные моменты, с которыми мы сталкивались при работе с двухнасосным комплексом УНБС-600х70. В техническом задании были предусмотрены все позиции, позволяющие получить качественную, современную, технологичную технику, основными параметрами которой являются:

- *Пройодимость и надежность.* Для выполнения этой цели было выбрано шасси Татра. Высокая проходимость агрегата достигается независимыми полуосями шасси. Данное шасси имеет в России репутацию сверхнадежного и проходимого автомобиля.

- *Высокая производительность подачи насоса.* Был выбран насос TWS 600S. Это небольшой универсаль-

Комплекс АТС 300х70 позволяет провести цементирование эксплуатационной колонны глубиной до 2500 м в турбулентном режиме. 7 единиц техники цементировочного комплекса позволяют заменить до 17 единиц стандартной тампонажной техники, привлекаемой при цементировании аналогичных эксплуатационных колонн.

ный насос, который можно применять для различных операций по обслуживанию скважин. Уникальная конструкция имеет смещенный коленвал/крейцкопф, что существенно снижает нагрузку на крейцкопф и направляющие крейцкопфа, а также основные роликовые подшипники, поддерживающие коленчатый вал. Производительность насоса до 35 л/с, что обеспечивает турбулентный режим подъема цемента за





Табл. 1. Сравнительные данные по цементированию с учетом различного оборудования

Среднее значение	Стандартная техника		АТС 300*70	
	K13	K14	K13	K14
	0,85	0,88	0,91	0,93

Табл. 2. Данные ООО «Татбурнефть-ЛУТР» по цементированию эксплуатационных колонн комплексом АТС 300\*70 за 2016 г.

№ п/п	Месторождение	Дата крепления	Конструкция скважины		Коэффициент качества цементирования		
			Ø (мм)	забой (м)	По стволу K <sub>13</sub>	Прод. часть K <sub>14</sub>	
1	20 108	Михайловское пд	10.09.2016	245	378	0,93	
2	20 215	Сев-Кармальское	10.09.2016	245	528	0,93	
3	15 279	Ашальчинское	11.09.2016	245	376	0,86	
4	20 126	Михайловское пд	13.09.2016	245	401	0,9	
5	16 146 г	Шегурчинское	14.09.2016	114	1160	0,5	0,77
6	20 211	Сев-Кармальское	15.09.2016	245	501	0,96	
7	25 825	залежь 31	17.09.2016	114	1268	0,92	0,98
8	28 610	Аксубаево-Мокшинское	18.09.2016	102	1063	0,85	0,96
9	20 400	Чумачкинское	19.09.2016	245	491	0,91	
10	20 422	Чумачкинское	22.09.2016	245	610	0,96	
11	22 083	Сармановская	23.09.2016	146	1662	0,83	0,73
12	21 627	Березовская пл	01.10.2016	168	1906	0,85	0,9
13	11 136	Черноозерское	03.10.2016	168	1419	0,92	0,93
14	4553	Первомайское	05.10.2016	168	1674	0,9	0,91
15	20 423	Чумачкинское	06.10.2016	245	625	0,91	
16	41	Вост-Бирлинское	07.10.2016	146	1722	0,93	0,95
17	2259	Кленовское пд	09.10.2016	146	1872	0,86	0,89
18	4491 д	Азнакаевская	13.10.2016	146	1836	0,95	0,97
19	16 156 г	Шегурчинское	14.10.2016	114	1497	0,87	0,9
20	10 988 д	Павловская	17.10.2016	168	1892	0,85	0,99
21	32 954	Березовская пл	19.10.2016	146	1670	0,9	0,98
22	22 082	Сармановская	21.10.2016	146	1786	0,96	0,98
23	12 028	Зап. Тюрняевское	24.10.2016	168	1376	0,98	0,99
24	11 133	Черноозерское	24.10.2016	168	1605	0,89	0,9
25	20 529	Полянское	27.10.2016	245	291	0,95	
26	88 055	Вишнево-Полянское	30.10.2016	102	1079	0,97	0,99
27	4777	Соколкинское	30.10.2016	114	1200	0,88	0,9
28	20 421	Чумачкинское	02.11.2016	245	562	0,93	
29	15 282	Ашальчинское	04.11.2016	245	330	0,95	
30	28 667	Аксубаево-Мокшинское	07.11.2016	102	1124	0,96	0,98
31	28 115	Аксубаево-Мокшинское	09.11.2016	102	956	0,94	0,96
32	28 247	Аксубаево-Мокшинское	10.11.2016	102	1047	0,95	0,94
33	28 618	Аксубаево-Мокшинское	10.11.2016	102	1220	0,98	0,99
34	88 014	Вишнево-Полянское	13.11.2016	102	1079	0,9	0,92
35	11 138	Черноозерское	14.11.2016	168	1469	0,92	0,93
36	28 599	Вишнево-Полянское	17.11.2016	102	1200	0,97	0,97
37	28 223	Аксубаево-Мокшинское	17.11.2016	102	1150	0,96	0,97

Комплекс АТС 300x70 успешно прошел полевые испытания и 10 сентября текущего года был введен в эксплуатацию. За два месяца работ было выполнено крепление 36 эксплуатационных колонн на месторождениях Республики Татарстан и 1 эксплуатационной колонны на территории Ульяновской области.

колонной, а небольшой вес насоса позволяет цементировочному комплексу проходить без закупки дополнительных разрешений для передвижения по дорогам общего пользования.

- *Охрана труда, экология.* Смесительная система с отводом сухой цементной пыли при приготовлении (затворении) цементного раствора позволяет операторам без всяких проблем проводить операции по креплению без вреда для здоровья. Рабочая площадка после проведенных агрегатом работ имеет минимум загрязнений по сравнению с традиционным флотом (с несколькими точками затворения).

В результате нами был приобретен современный однонасосный цементировочный комплекс АТС 300x70, в состав которого вошли:

- однонасосный цементировочный агрегат – 1 ед.;
- цементовозы ЦТ-25 – 3 ед.;
- водовозы V=20 м<sup>3</sup>, V= 35 м<sup>3</sup> – 2 ед.;
- станция контроля цементирования – 1 ед.

Данный комплекс позволяет провести цементирование эксплуатационной колонны глубиной до 2500 м в турбулентном режиме. 7 единиц техники цементировочного комплекса позволяют заменить до 17 единиц стандартной тампонажной техники, привлекаемой при цементировании аналогичных эксплуатационных колонн.

Комплекс АТС 300x70 успешно прошел полевые испытания и 10 сентября текущего года был введен в эксплуатацию. За два месяца работ было выполнено крепление 36 эксплуатационных колонн на месторождениях Республики Татарстан и 1 эксплуатационной колонны на территории Ульяновской области.

Данные по качеству и количеству цементирования приведены в табл. 1, 2. ■

# От сложных задач к простым решениям

-  Воздушные суда
-  Железнодорожный транспорт
-  Морские суда
-  Спецтехника
-  Энергетическое оборудование
-  Недвижимость
-  Оборудование для добычи/разработки
-  Автотранспорт



**ВТБ** ЛИЗИНГ

Мир без преград



# Приборы МИДА для нефтегазовых производств



**В.М. СТУЧЕБНИКОВ,**  
д.т.н., профессор,  
генеральный директор

ЗАО МИДАУС  
г. Ульяновск  
mida@mv.ru

**V. STUCHEBNIKOV,**  
«MIDAUS» JSC, Ulyanovsk city



*Рассмотрены преобразователи давления для диагностики скважин, датчики давления для измерения вязких жидкостей и пульпы, разработанные и выпускаемые Промышленной группой МИДА.*

**Ключевые слова:** Промышленная группа «Микроэлектронные датчики», преобразователи и датчики давления, диагностика скважин, давление пульпы, преобразователи избыточного или абсолютного давления МИДА-ПИ(ПА)-82, МИДА-ПИ(ПА)-87 и МИДА-ПИ(ПА)-88.

## THE MIDA DEVICES FOR OIL AND GAS INDUSTRIES

Pressure transducers for the diagnosis of wells, pressure sensors to measure viscous liquids and slurries, designed and made by Industrial group MIDA are considered.

**Keywords:** «Microelectronic sensors» Industrial group, pressure transducers and transmitters, wells diagnostics, the pressure of the pulp, gage or absolute pressure transducers MIDA-TG(TA)-82, MIDA-TG(TA)-87 and MIDA-TG(TA)-88

**П**ромышленная группа «Микроэлектронные датчики» (ПГ МИДА, г. Ульяновск) разрабатывает и выпускает большую номенклатуру разнообразных преобразователей и датчиков давления ([www.midaus.com](http://www.midaus.com)). Среди приборов с маркой МИДА важное место занимают преобразователи и датчики давления, специально разработанные для использования в нефтяной и газовой добывающих отраслях при проходке и эксплуатации скважин.

Для измерения давления в скважинах предназначены преобразователи избыточного или абсолютного давления МИДА-ПИ(ПА)-82, МИДА-ПИ(ПА)-87 и МИДА-ПИ(ПА)-88 (рис. 1). Эти преоб-

разователи были разработаны в 2004 – 2008 гг. и первоначально поставлялись для китайских потребителей, но в последние годы к ним проявили большой интерес и отечественные заказчики.

Преобразователи выпускаются с различными вариантами штуцеров в зависимости от метода закрепления в спускаемом блоке и имеют диаметр 16, 14 и 10 мм. Диапазоны измерения давления составляют от 1 до 160 МПа (в зависимости от типа преобразователя), точность (суммарная нелинейность, вариация и повторяемость) не хуже 0,1 %. Выходной сигнал преобразователей составляет 5 мВ на 1 В питания; напряжение питания не должно превышать 15 В. Преобразователи работают в диапазоне температур от -40 до +200 °С (до 300 °С по специальному заказу); компенсация температурной погрешности обеспечивается пассивной схемой термозависимых резисторов [1] в любом 100-градусном интервале рабочего диапазона температур, при этом зона температурной погрешности в компенсированном интервале температур не превышает двух процентов. В преобразователях, рабочая температура которых не превышает +150 °С, плата с резисторами температурной компенсации находится внутри корпуса; для преобразователей с рабочей температурой до 200 °С и выше плата термокомпен-



Рис. 1. Преобразователи давления для диагностики скважин

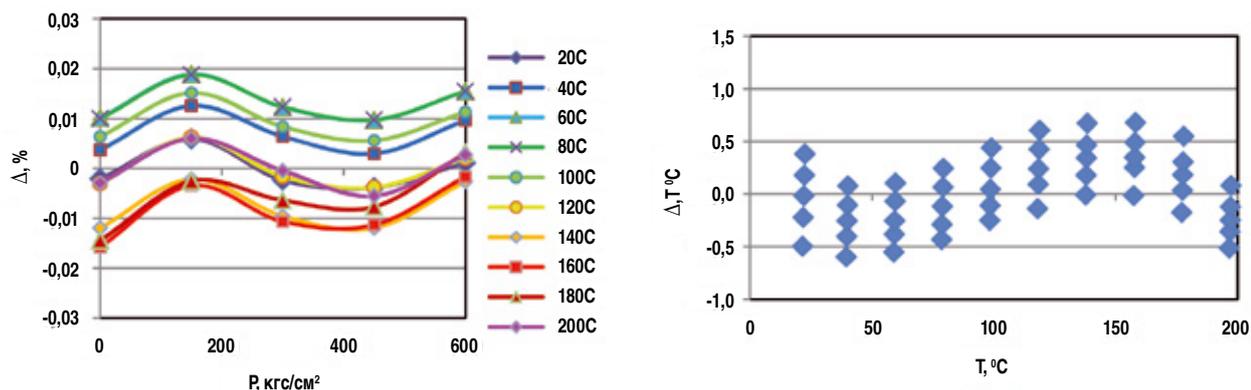


Рис. 2. Точность измерения давления и температуры преобразователем МИДА-ПА-82 [2]



Рис. 3. Датчик давления с открытой мембраной и датчик и модуль давления для пульпы

Для измерения давления в скважинах предназначены преобразователи избыточного или абсолютного давления МИДА-ПИ(ПА)-82, МИДА-ПИ(ПА)-87 и МИДА-ПИ(ПА)-88. Эти преобразователи были разработаны в 2004 - 2008 гг. и первоначально поставлялись для китайских потребителей, но в последние годы к ним проявили большой интерес и отечественные заказчики.

сация вынесена из преобразователя и размещается в любом месте, где температура не превышает 150 °С.

Поскольку в преобразователях (как и во всех приборах измерения давления ПГ МИДА) используются тензорезистивные чувствительные элементы на основе структур «Кремний на сапфире», то сопротивление мостовой чувствительной схемы зависит от температуры, а выходной сигнал моста – от давления и температуры. Это обстоятельство используется в схеме температурной компенсации; однако, используя цифровую обработку выходного сигнала преобразователя, можно одновременно получать данные о давлении и температуре измеряемой среды с высокой точностью [2] (рис. 2).

Для измерения давления вязких жидкостей и жидкостей с твердыми включениями, в частности, пульпы, в ПГ МИДА разработаны датчики давления МИДА-ДИ-13П-ОМ и МИДА-ДИ-13П-ПМ (рис. 3).

Если датчики с открытой мембраной позволяют измерять давление вязких сред и просто очищать воспринимающую мембрану от загрязнений, то в датчиках давления пульпы воспринимающая мембрана либо защищена кольцом по периферии, либо углублена внутрь, что помогает избежать износа мембраны при прохождении пульпы с соответствующим изменением характеристик датчика. Диапазоны измеряемых давлений от 10 до 80 МПа, стандартный выходной сигнал 4 – 20 мА (возможны другие сигналы), основная погрешность 0,25

и 0,5 %, рабочий диапазон температур -40...+80 °С, зона температурной погрешности 2 или 3 %. Как и у всех датчиков МИДА, штуцер датчика и тип электрического подключения могут изменяться по требованию конкретного заказчика. Такие датчики с успехом используются при замене импортных приборов.

### Литература

1. Мартынов Д.Б., Стучебников В.М. Температурная коррекция преобразователей давления на основе КНС // Датчики и системы. 2002. № 10. С. 6 – 12.
2. Стучебников В.М., Васьков Ю.А., Пирогов А.В., Устинов А.А. Точное дистанционное измерение давления и температуры тензопреобразователями на основе структур КНС // Бурение и нефть. 2015. № 12. С. 59 – 60.

### Literature

1. Martynov D.B., Stuchebnikov V.M. Temperature correction of the pressure transducers on the basis of the SOS (Silicon on Sapphire) // Sensors and systems. 2002. No. 10. Pp. 6 – 12.
2. Stuchebnikov V.M., Vaskov Y.A., Pirogov V.A., Ustinov A.A. Accurate remote measurement of pressure and temperature tenzo converters on the basis of structures of the SOS (Silicon on Sapphire) // Drilling and oil. 2015. No. 12. Pp. 59 – 60

### ЗАО «МИДАУС»

432012, г. Ульяновск, а/я 5370  
Тел.: +7 (8422) 36-03-63, 36-03-72 Факс: +7 (8422) 36-06-80  
E-mail: mida@mv.ru www.midaus.com



# Методические основы расчета затрат на ремонт долота PDC

**А.П. ГЕРАСИМЕНКО,**  
генеральный директор

**А.А. ИСКОРНЕВ,**  
технический директор

**А.А. ЛИПАТНИКОВ**  
руководитель  
управления долотного сервиса  
lipatnikov\_aa@iscpetro.ru

**Е.Г. ЛЕОНОВ,**  
д.т.н., профессор, научный консультант

ООО «Инновационная сервисная  
компания «ПетроИнжиниринг»



**A. GERASIMENKO, A. ISKORNEV,  
A. LIPATNIKOV, E. LEONOV**  
LLC «ISC «PetroEngineering»

*Одним из эффективных средств повышения технико-экономических показателей строительства скважин является ремонт долот PDC, если при отработке и оценке степени износа долота правильно и своевременно учитывать возможность его ремонта. Для этого необходимо, чтобы описание износа долота при визуальном осмотре позволяло получить хотя бы грубую оценку ожидаемых затрат на ремонт при каждом промежуточном состоянии между рейсами.*

*В настоящей статье рассмотрен подход компании ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» к расчету затрат на ремонт долот PDC, представлены оценки поэлементных затрат на ремонт, выполнен тестовый числовой пример расчета ожидаемых затрат на ремонт долота.*

Ключевые слова: буровое долото, PDC, оценка износа, ремонт долота, расчет затрат на ремонт

## METHODICAL BASES OF CALCULATION OF REPAIR COSTS OF PDC BITS

One of the most effective ways of improving of technical and economic indices of well construction is the repair of PDC bits, if when drilling bit runs and assessment of the degree of bit wear are made correctly and in a timely manner to take into account the possibility of its repair. It is necessary that the description of the bit wear by visual inspection should allow getting at least a rough estimate of the expected repair costs for each intermediate state between runs.

This article describes an approach of the company LLC «ISC «PetroEngineering» to calculation of repair costs of PDC bits, and an estimate of element repair cost. There is a numerical example of calculation of expected repair costs of PDC bits.

Keywords: Drill Bit, PDC, Dull Grading, Bit Repair, Calculation of Repair Costs

**В** процессе отработки долота PDC изнашиваются. Решение о дальнейшем использовании долота обычно принимается оператором на основе промежуточного визуального контроля состояния долота между рейсами. Практический опыт ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» показал, что одним из эффективных средств повышения технико-экономических показателей строительства скважин является ремонт долот PDC, если при отработке и оценке степени износа долота правильно и своевременно учитывать возможность его ремонта. Для этого необходимо, чтобы описание износа долота при визуальном осмотре позволяло получить хотя бы грубую оценку ожидаемых затрат на ремонт при каждом промежуточном состоянии между рейсами.

Предложенное описание состояния долота PDC [1] может быть использовано для получения необходимых исходных данных и проведения приближенного сметного расчета затрат на ремонт. В настоящей статье рассмотрен подход компании ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» к расчету затрат на ремонт долот PDC, представлены оценки поэлементных затрат на ремонт, выполнен тестовый числовой пример расчета ожидаемых затрат на ремонт долота.

В общем целесообразность ремонта подразумевает выполнение двух условий. Во-первых, затраты на ремонт должны быть меньше стоимости нового долота. Во-вторых, при примерно одинаковых условиях отработки долото после ремонта должно обеспечить достижение проходки, близкой к возможной проходке новым долотом до его полного износа.

Чтобы принять решение об отправке долота в ремонт, следует произвести анализ технического состояния долота в целом, предварительно оценив степень износа каждого элемента. Основными элементами долота являются: резцы, посадочные гнезда под резцы, промывочные узлы и корпус, диаметр долота и присоединительная резьба.



Целесообразность ремонта подразумевает выполнение двух условий. Во-первых, затраты на ремонт должны быть меньше стоимости нового долота. Во-вторых, при примерно одинаковых условиях обработки долота после ремонта должно обеспечить достижение проходки, близкой к возможной проходке новым долотом до его полного износа.

Примем, что затраты на ремонт долота состоят из суммы затрат на ремонт отдельных элементов:

$$Z_{РЕМ.Д} = \sum_{i=1}^n Z_{РЕМi} \quad (1)$$

где  $Z_{РЕМ.Д}$  – затраты на ремонт долота, руб.;  $Z_{РЕМi}$  – затраты на ремонт  $i$ -го элемента долота, руб.

Чтобы отправить долото в ремонт, следует произвести анализ технического состояния долота в целом, предварительно оценив степень износа каждого элемента. Основными элементами долота являются: резцы, посадочные гнезда под резцы, промывочные узлы и корпус, диаметр долота и присоединительная резьба [1].

В свою очередь затраты на ремонт каждого элемента долота можно разделить на две основные составляющие: затраты на материалы  $Z_{Мi}$  и затраты на оказание услуг (работ), по ремонту  $Z_{ОВi}$ , например, пескоструйную обработку, дефектоскопию, армирование твердым сплавом, пайку, шлифовку, транспортировку и т.д. :

$$Z_{РЕМi} = Z_{Мi} + Z_{ОВi} \quad (2)$$

Подставляя (2) в (1), получим:

$$Z_{РЕМ.Д} = \sum_{i=1}^n (Z_{Мi} + Z_{ОВi}) = \sum_{i=1}^n Z_{Мi} + \sum_{i=1}^n Z_{ОВi} \quad (3)$$

На основе анализа смет нескольких заводов, которые ремонтируют долота PDC, была произведена оценка вклада суммарных затрат на оказание услуги по ремонту от затрат на материалы для ремонта долота. Оказалось, что в среднем эти затраты составляют 70 – 90 %. Таким образом, если не детализировать затраты на отдельные технологические операции при ремонте различных элементов долот, то общие затраты на ремонт долота можно приблизительно оценить следующим образом:

$$Z_{РЕМ.Д} = K_{ОВ} \cdot \sum_{i=1}^n Z_{Мi} \quad (4)$$

а ремонт отдельного элемента долота:

$$Z_{РЕМi} = K_{ОВ} \cdot Z_{Мi} \quad (5)$$

где  $K_{ОВ}=1,8$  – эмпирический коэффициент, учитывающий затраты на услуги по ремонту. Если затраты на оказание услуг по ремонту долота расшифровывать подробнее с помощью дополнительного расчета, то данный коэффициент может быть уточнен, но общая схема рассуждений не изменится.

Подробно рассмотрим определение степени износа и расчет затрат на ремонт каждого элемента долота. Оценим возможный их вклад в общие затраты на ремонт. Определение степени износа долота следует начинать с резцов, так как они являются основным элементом долота и замена поврежденных резцов – это наиболее затратная часть ремонта.

#### 1. Оценка затрат на ремонт резцов PDC ( $i=1$ ).

Как предложено ранее [1], если при осмотре обнаружено любое заметное повреждение резца, то вне зависимости от степени и особенностей износа следует отнести такой резец к элементам, требующим замены при ремонте. Отметим, что данный подход приводит к некоторому завышению ожидаемых расходов на ремонт, так как часть резцов, которые имеют небольшие, но заметные повреждения, могут оказаться пригодными для повторного использования. После проведения в заводских условиях специальных дефектоскопических исследований и проверки на отсутствие скрытых трещин такие резцы при ремонте повторно устанавливаются на долото, просто поворачивая на  $90^\circ$ ,  $120^\circ$  или  $180^\circ$ , чтобы обеспечить остроту режущей кромки.

Затраты на ремонт резцов пропорциональны количеству поврежденных резцов. Так как на долоте могут применяться несколько типоразмеров резцов, отличающихся по стоимости, то для более точной оценки затрат желательно разбить общее количество поврежденных резцов по типоразмерам. Таким образом, затраты на ремонт резцов составят:

$$Z_{РЕМ1} = K_{ОВ} \cdot Z_{М1} = K_{ОВ} \cdot \sum_{j=1}^m (C_{Pj} \cdot d_j) \quad (6)$$

где  $j=1...m$  – номер типоразмера резца PDC;  $C_{Pj}$  – стоимость одного резца  $j$ -го типоразмера, руб;  $d_j$  – количество поврежденных резцов  $j$ -го типоразмера, шт.

#### 2. Оценка затрат на ремонт посадочных гнезд под резцы ( $i=2$ ).

Если поверхность посадочного гнезда еще полностью прикрыта телом резца, корпусом и наплавочным материалом, то гнездо следует признать неизношенным. Если же при осмотре повреждение посадочного гнезда заметно и составляет до 50 % начальной площади поверхности, то такое гнездо следует считать ремонтпригодным. Затраты на материалы в этом случае определить затруднительно, поэтому на основании смет заводов примем, что стоимость ремонта одного частично поврежденного посадочного гнезда  $C_{Г1}$  равна половине затрат на ма-

После проведения в заводских условиях специальных дефектоскопических исследований и проверки на отсутствие скрытых трещин некоторые частично поврежденные резцы при ремонте повторно устанавливаются на долото, просто поворачивая их на  $90^\circ$ ,  $120^\circ$  или  $180^\circ$ , чтобы обеспечить остроту режущей кромки.



Долото после ремонта должно иметь характеристики нового долота, в том числе диаметр долота по предельным отклонениям должен удовлетворять стандарту API Spec. 7 или ГОСТ 26474-85.

териалы при замене одного резца  $C_{pj}$  соответствующего размера.

Посадочные гнезда от повреждений, в основном, защищает слой армирующего материала, который наносится при изготовлении долота. Поэтому даже если при осмотре не выявлено повреждения посадочных гнезд, необходимо предусмотреть возможные затраты на восстановление твердосплавной наплавки, как некоторую долю от полной стоимости армирования рабочих поверхностей лопастей с помощью коэффициента повреждения твердосплавной наплавки  $K_{нп}=0,2$ . Отмеченное визуально хотя бы одно частично изношенное посадочное гнездо косвенно свидетельствует о более значительных повреждениях армирующего слоя. При повреждении от одного до трех посадочных гнезд примем  $K_{нп}=0,4$ . Наличие более трех частично поврежденных гнезд говорит о том, что твердосплавная наплавка на рабочих поверхностях лопастей имеет существенные повреждения и при ремонте необходимо, по сути, повторное полное армирование долота твердым сплавом, тогда  $K_{нп}=0,8$ . В общем виде затраты на ремонт посадочных гнезд составят:

$$Z_{PEM2} = K_{OY} \cdot Z_{M2} = K_{OY} \cdot \left( \sum_{j=1}^m (C_{Гj} \cdot q_j) + K_{нп} \cdot A_{л} \right), \quad (7)$$

где  $C_{Гj}=0,5 \cdot C_{pj}$  – стоимость ремонта одного посадочного гнезда  $j$ -го типоразмера, руб.;  $q_j$  – количество поврежденных посадочных гнезд  $j$ -го типоразмера, шт.;

$A_{л}$  – затраты на полное восстановление твердосплавной наплавки на рабочих поверхностях лопастей, руб.;

$K_{нп} = f \left( \sum_{j=1}^m q_j \right)$  – коэффициент повреждения твердосплавной наплавки на рабочих поверхностях лопастей, значение которого зависит от количества частично поврежденных посадочных гнезд. Таким образом,  $q_j=0$ ,  $K_{нп}=0,2$ ;  $q_j=1 \dots 3$  шт.,  $K_{нп}=0,4$  и  $q_j > 3$  шт.,  $K_{нп}=0,8$ .

Несмотря на то что затраты на ремонт посадочных гнезд могут быть небольшими, часто их состояние является основной причиной отправки долота в ремонт. При повреждении поверхности посадочного гнезда более чем на 50 % начальной площади сложно обеспечить достаточную направляющую базовую поверхность для повторной установки резца, поэтому восстановление такого гнезда затруднительно и долото даже всего с одним полностью изношенным посадочным гнездом утилизируется, либо, если допускается установка резца с незначительной потерей ориентации, возможен его ремонт. Поэтому принимать окончательное решение об утилизации долота по износу посадочных гнезд желательно в условиях завода. В любом случае, чтобы более эффективно обработать долото, а также снизить риск преждевре-

менного износа, рекомендуется при достижении хотя бы одним посадочным гнездом состояния частичного износа отправлять долото на ремонт.

3. Оценка затрат на ремонт узлов промывочных насадок ( $i=3$ ).

Если насадка остается на своем месте, не размыт корпус вокруг нее и целостность резьбы под насадку сохранена, то узел промывки следует считать неизношенным. Затраты на ремонт такой насадки незначительны. При повторной установке той же насадки приходится лишь заменить уплотнительное кольцо и герметизирующий состав. Выпадение насадки свидетельствует о сквозном размыве диаметра первоначального отверстия под нее и ведет к усложнению и удорожанию операции по ремонту. Кроме насадки потребуется установка дополнительной твердосплавной втулки, поэтому затраты на материал для ремонта одного узла увеличиваются на стоимость насадки и твердосплавной втулки. Если защита промывочных каналов и внутренней полости конструктивно в новом долоте не была предусмотрена, то размыв и выпадение одной насадки, как правило, сопровождается наличием значительных размывов внутренней полости корпуса долота. В таком случае ремонт только одной насадки не рационален, для обеспечения механических показателей отработки отремонтированным долотом на уровне нового целесообразно произвести ремонт всех промывочных каналов и восстановить внутреннюю полость долота, а также сделать дополнительную наплавку для защиты внутренней полости корпуса от последующих размывов. Если в ходе отработки долота после первого ремонта насадка повторно выпала, то можно ограничиться ремонтом узла только данной насадки. Таким образом, оценка затрат на ремонт узлов промывочных насадок зависит от ряда дополнительных особенностей состояния долота, но во всех случаях определяется количеством и составом ремонтируемых узлов промывочных насадок:

$$Z_{PEM3} = K_{OY} \cdot Z_{M3} = K_{OY} \cdot (C_{н} \cdot g + C_{ТВ} \cdot h + A_{вп}), \quad (8)$$

где  $C_{н}$  – стоимость промывочной насадки, руб.;  $g$  – количество потерянных промывочных насадок, шт.;  $C_{ТВ}$  – стоимость твердосплавной втулки, руб.;  $h$  – количество твердосплавных втулок, которые нужно установить при ремонте, шт.;  $A_{вп}$  – затраты на армирование внутренней полости долота, руб.

Установка втулки возможна при сквозном размыве первоначального отверстия под промывочную насадку не более чем на 4 мм, иначе надежно установить твердосплавную втулку затруднительно. В случае если промывочный узел сильно размыт ( $>4$  мм) или зафиксирован сквозной размыв корпуса, то промывочный узел и долото в целом считаются не пригодными к ремонту и долото утилизируется.

4. Оценка затрат на восстановление калибрующего диаметра долота ( $i=4$ ).

Оценив степень износа и затраты на ремонт отдельных элементов для каждого состояния, можно определить общие затраты на ремонт долота по формуле (1).



Табл. Исходные данные для расчета затрат на ремонт долота PDC

Ремонт основных резцов PDC				
Типоразмер резца по диаметру, мм	13 (j=1)	16 (j=2)	19 (j=3)	
Стоимость резца $C_{рj}$ , руб.	4000	5000	6000	
Общее количество резцов, шт.	7	18	0	
Количество поврежденных резцов $d_j$ , шт.	7	13	0	
Восстановление посадочных гнезд под резцы PDC				
Затраты на материалы при ремонте гнезда $C_{гj}$ , руб.	2000	2500	3000	
Количество поврежденных посадочных гнезд $q_j$ , шт.	0	5	0	
Планируемые работы по ремонту резцов и посадочных гнезд	поврежденных гнезд нет	требуется восстановление от 1 до 3 посадочных гнезд	требуется восстановление более 3 посадочных гнезд	
Коэффициент повреждения наплавки на рабочих поверхностях лопастей $K_{нп}$	0,2	0,4	0,8	
Затраты на материалы для полного восстановления наплавки на рабочих поверхностях лопастей $A_{лj}$ , руб.			15 000	
Ремонт промывочных каналов				
Стоимость насадки $C_{нп}$ , руб.				2000
Количество потерянных насадок $g$ , шт.				1
Стоимость твердосплавных втулок $C_{тв}$ , руб.				500
Количество устанавливаемых твердосплавных втулок $h$ , шт.				0
Планируемые работы по восстановлению внутренней полости корпуса долота				не требуется
Стоимость армирования внутренней полости $A_{вп}$ , руб.				3000
Ремонт диаметра				
Номинальный диаметр долота $D_{НОМ}$ , мм				215,9
Фактический диаметр долота $D_{ФАКТ}$ , мм				≈213,9
Износ долота по калибрующему диаметру $\Delta D$ ( $\Delta D = D_{НОМ} - D_{ФАКТ}$ ), мм				2
Диапазоны износа калибрующего диаметра долота $\Delta D$ , мм				$\Delta D < 0,51$ $\Delta D > 0,51$
Стоимость вставки или резца на калибрующий диаметр $C_{вд}$ , руб.				1000
Количество заменяемых вставок/резцов на калибрующей поверхности $v$ , шт.				16
Расход твердого сплава на восстановление 1 мм потери долота по диаметру $A_{кп}$ , руб/мм				1000
Ремонт резьбы				
Наличие частичного износа резьбы	нет	есть		
Типоразмер резьбы	любой	3-88	3-117	3-152
Затраты на проточку имеющейся резьбы или стоимость изготовления новой резьбовой части долота $C_{р}$ , руб.	2000	14 000	18 000	23 000

Долото после ремонта должно иметь характеристики нового долота, в том числе диаметр долота по предельным отклонениям должен удовлетворять стандарту API Spec. 7 или ГОСТ 26474-85. Практически используемые при отработке долота ограничения по диаметру обычно превышают допуски на новое долото, поэтому даже при отправке в ремонт долота, которое пригодно для дальнейшей отработки, может потребоваться восстановление его номинального диаметра. Например, по указанным выше стандартам для нового долота PDC с номинальным диаметром  $D_{НОМ}=215,9$  мм предельное отрицательное отклонение составляет  $-0,51$  мм по калибрующему диаметру. При этом руководство [1] допускает продолжение отработки долота до левой границы ремонтпригодности долота, которая соответствует износу на 1 % от номинального диаметра. Завершать отработку долота и отправлять его в ремонт нужно при износе диаметра более 2,2 мм. Таким образом, при износе только диаметра долота на  $\Delta D=1$  мм ( $D_{ФАКТ}=214,9$ ) в ремонт его отправлять еще не обязательно, но восстанавливать калибрующую поверхность уже нужно вместе с другими элементами.

Допустимое уменьшение диаметра на 2 % от номинального было предложено в качестве правой границы области ремонтпригодности [1]. Однако новые факты ремонта долот PDC говорят о возможном пере-

мещении правой границы, т.е. увеличении допустимого износа примерно до  $\approx 5 - 6$  % [2].

Для восстановления номинального диаметра необходима замена твердосплавных вставок и (или) резцов, а также нанесение твердого сплава на калибрующие поверхности лопастей. В этом случае затраты определяются по формуле:

$$Z_{РЕМ4} = K_{ОВ} \cdot Z_{М4} = K_{ОВ} \cdot (C_{ВД} \cdot v + A_{КП} \cdot \Delta D), \quad (9)$$

где  $C_{ВД}$  – стоимость твердосплавной вставки и (или) резца PDC, которые используются для армирования калибрующего диаметра долота, руб;  $v$  – количество заменяемых вставок и (или) резцов, шт.;  $A_{КП}$  – стоимость твердого сплава для восстановления износа калибрующего диаметра на 1 мм, руб/мм;  $\Delta D = D_{НОМ} - D_{ФАКТ}$  – износ долота по калибрующему диаметру, мм.

5. Затраты на ремонт присоединительной резьбы долота ( $i=5$ ).

После ремонта присоединительная резьба долота должна соответствовать резьбе нового долота, поэтому обязательно при ремонте производится проточка имеющейся резьбы с восстановлением профиля и натяга в соответствии с ГОСТ Р 50864-96 или полностью заменяется резьбовая часть долота.

При оценке износа резьбовой части долота рекомендуется определять соответствие величины натяга «Н» и профиля замковой резьбы допустимым значе-



Расхождение между предлагаемой оценкой и фактическими затратами на ремонт может быть связано с организационными и технологическими особенностями конкретных заводов.

ниям с помощью специальных шаблонов. Если все нитки резьбы выглядят целыми, нет очевидных грубых механических повреждений, натяг «Н» в пределах нормы и не было зафиксировано повреждений резьбы при сборке и разборке КНБК, следует считать резьбу долота не требующей ремонта. Если же при осмотре обнаружены повреждения резьбы, которые препятствуют навинчиванию долота, либо величина натяга «Н» не соответствует норме, то ниппель подлежит замене.

Так как в условиях буровой установить вид последующего ремонта присоединительной резьбы долота затруднительно, то для всех зафиксированных случаев частичного износа долот по резьбе независимо от того, насколько сильно изношена присоединительная резьба, примем затраты на материал при ремонте резьбы равными полной стоимости новой резьбовой части корпуса долота. Затраты на ремонт резьбы в значительной степени определяются типоразмером присоединительной резьбы (которая в свою очередь зависит от диаметра долота), в общем виде их можно представить:

$$Z_{PEM5} = K_{OY} \cdot Z_{MS} = K_{OY} \cdot C_{II}, \quad (10)$$

где  $C_{II} = f(D_{НОМ})$  – зависимость затрат на материалы при ремонте резьбовой части долота от типоразмера резьбы (диаметра долота).

Оценив степень износа и затраты на ремонт отдельных элементов для каждого состояния, можно определить общие затраты на ремонт долота по формуле (1). Предложенный подход по сути является развитием руководства [1] и может применяться для приблизительной оценки затрат на ремонт при каждом промежуточном состоянии долота между рейсами.

Рассмотрим методику расчета затрат на ремонт долота PDC на примере долота 215,9 MS1643SS № 221554, отработанного на Восточно-Перевальном месторождении Западной Сибири. На момент отправки долота в ремонт код износа долота по руководству [1]: P1 (80 %); Г1; Н1; Д0; П0. В таблице представлены исходные данные, которые были сформированы на основе замеров долота и дефектной ведомости, а также оценки затрат на материалы, которые характерны для рассматриваемого типоразмера долота и условий региона отработки.

Исходные данные. На долоте повреждены 7 резцов диаметром 13 мм и 13 резцов диаметром 16 мм, повреждено 5 посадочных гнезд под резец 16 мм; следовательно, коэффициент повреждения наплавки на рабочих поверхностях лопастей равен 0,8 ( $K_{НЛ}=0,8$ ). Одна насадка потеряна, работы по установке твердосплавных втулок и армированию внутренней полости корпуса долота не планируются:  $A_{ВП}=0$ . Фактический диаметр долота  $D_{ФАКТ} \approx 213,9$  мм, не соответствует номинальному:  $\Delta D > 0,51$  мм, ремонт требуется. Резьба 3-117 не изношена, полная замена резьбовой части до-

лота не требуется, достаточно проточить имеющуюся резьбу с восстановлением профиля и натяга в соответствии с ГОСТ Р 50864-96:  $C_{П}=2000$  руб.

По формулам (6) – (10) и (1) рассчитаем затраты на ремонт отдельных элементов и всего долота:

$$Z_{PEM1} = K_{OY} \cdot \sum_{j=1}^m (C_{Pj} \cdot d_j) = \\ = 1,8 \cdot (4000 \cdot 7 + 5000 \cdot 13) = 167400 \text{ руб.};$$

$$Z_{PEM2} = K_{OY} \cdot \left( \sum_{j=1}^m (C_{Гj} \cdot q_j) + K_{НЛ} \cdot A_{Л} \right) = \\ = 1,8 \cdot ((2000 \cdot 0 + 2500 \cdot 5) + 0,8 \cdot 15000) = 44100 \text{ руб.};$$

$$Z_{PEM3} = K_{OY} \cdot (C_{Н} \cdot g + C_{ТБ} \cdot h + A_{ВП}) = \\ = 1,8 \cdot (2000 \cdot 1 + 500 \cdot 0 + 0) = 3600 \text{ руб.};$$

$$Z_{PEM4} = K_{OY} \cdot (C_{ВД} \cdot v + A_{КП} \cdot \Delta D) = \\ = 1,8 \cdot (1000 \cdot 16 + 1000 \cdot 2) = 32400 \text{ руб.};$$

$$Z_{PEM5} = K_{OY} \cdot C_{П} = 1,8 \cdot 2000 = 3600 \text{ руб.};$$

$$Z_{PEM.Д} = \sum_{i=1}^n Z_{PEMi} = 167400 + 44100 + \\ + 3600 + 32400 + 3600 = 251100 \text{ руб.}$$

Рассмотренная приблизительная оценка затрат может быть скорректирована при более детальном изучении состояния долота в условиях завода. Следует отметить, что расхождение между предлагаемой оценкой и фактическими затратами на ремонт может быть связано с организационными и технологическими особенностями конкретных заводов. При этом ориентировочная схема оценки прогнозируемых затрат на ремонт долот составлена с вероятной ошибкой в большую сторону. Например, фактические затраты на ремонт долота 215,9 MS1643SS № 221554 оказались приблизительно 200 000 руб., что меньше расчетного значения на 20%.

### Выводы

1. Разработана методическая схема оценочных сметных расчетов затрат на ремонт долота и его элементов.
2. Предложенный подход может применяться для приблизительной оценки динамики затрат на ремонт при каждом промежуточном состоянии долота между рейсами.
3. Выполнен тестовый числовой пример расчета затрат на ремонт долота.

### Литература

1. Руководство по оценке износа долот типа PDC в промысловых условиях / Я. В. Мясников [и др.] // Бурение и нефть. 2014. № 3. С. 14 – 18.
2. Сулейманов А.А. Кольца-шаблоны Pound Ring™ как средство контроля экономической эффективности // Бурение и нефть. 2015. №6. С. 72 – 76.

### Literature

1. Guidance on the assessment of the wear of the PDC drill bit in field conditions / Ya.V. Myasnikov [ets] // Drilling and oil. 2014. No. 3. Pp. 14 – 18.
2. Suleymanov A.A. Pound Ring™ ring patterns as a means of controlling economic efficiency. // Drilling and oil. 2015. No. 6. Pp. 72 – 76.



**CASTANGIA**  
dal 1850

**CORTIGIANI**



**DOLCEPUNTA®**  
Made in Pescara, Italy

**JACOB COHEN**  
HANDMADE TAILORED JEANS®

**L  
B**

**Luigi Bianchi**  
Mantova

**MooRER®**



**MORESCHI**

**UMBERTO VALLATI**  
made in Italy

**SARTORIAL**

**Салоны Итальянской Мужской Одежды**

Ленинский пр-т, 11, +7 (495) 933 6277

Малая Дмитровка, 8, +7 (495) 933 3585

# Отечественные разработки для защиты от профессиональных рисков на объектах нефтяной промышленности



*По данным Ростехнадзора, сегодня на территории РФ эксплуатируется более 175 тысяч опасных производственных объектов нефтегазового комплекса. Существенная часть из них обслуживается специалистами, которым необходимы средства индивидуальной защиты различного характера. В то время как в целом по отрасли зависимость от иностранных технологий и оборудования оценивается в 80 %, в сфере обеспечения средствами индивидуальной защиты этот показатель приближается к минимуму. Российские производители практически полностью обеспечивают потребности нефтегазовой отрасли в технологичных комплектах, защищающих от профессиональных рисков в добыче, переработке и транспортировке нефти и нефтепродуктов. Представляем специфику самых современных отечественных решений в сфере охраны труда для нефтяной отрасли.*

УДК 331.344.2:351.78:620.1:628.5

**Ключевые слова:** охрана труда, безопасность, «Энергоконтракт», спецодежда, профессиональные риски

## DOMESTIC DEVELOPMENTS FOR THE PROTECTION FROM PROFESSIONAL RISKS ON THE OIL INDUSTRY

Today in Russia operates more than 175 thousand hazardous production facilities of oil and gas complex as according to Rostekhnadzor info. A substantial part of them serviced by professionals who need personal protective equipment of different nature. While the industry's dependence on foreign technology and equipment is estimated at 80 %, in sphere of provision of personal protective equipment (PPE), the rate is close to the minimum. Russian producers will almost completely satisfy the needs of the oil and gas industry in technological sets that protect against occupational hazards in production, processing and transportation of oil and oil products. We present the specifics of the modern Russian solutions in the field of occupational safety for oil industry.

**Keywords:** safety, security, «Energokontrakt», special clothing, occupational risks

Уровень аварийности и смертельного травматизма в российской нефтянке последовательно снижается с 1995 г. и ежегодно обновляет исторические минимумы. Одна из причин положительной статистики – существенные инвестиции компаний в повышение уровня промышленной безопасности и охрану труда. По подсчетам Ассоциации СИЗ, расходы на приобретение средств индивидуальной защиты на одного работника нефтегазовой компании в 2 – 2,5 раза превышают аналогичные показатели в энергетике и металлургии. Другой важной тенденцией в отрасли является обновление и ужесточение корпоративных требований к средствам индивидуальной защиты. Все больше компаний, помимо соответствия положениям Технического

регламента Таможенного Союза, предпочитают своим поставщикам использовать при создании СИЗ наиболее технологичные материалы из представленных на рынке, повышают требования по эргономике и, главным образом, защитным характеристикам. Следствием этого стало появление в корпоративных стандартах большинства нефтяных компаний предписания об использовании для защиты персонала на взрывоопасных объектах огнестойких материалов. При этом ткани из термо- и огнестойких химических арамидных волокон становятся все более востребованной альтернативой привычным для отрасли хлопковым и полусинтетическим тканям с пропиткой.

Продукция ГК «Энергоконтракт», разработчика первого в России дугостойко-

**ЗАО «ФПГ Энергоконтракт»**  
119002, Россия, Москва,  
Карманицкий пер, д. 9  
Тел.: +7 (495) 956-04-18,  
+7 (495) 956-04-19,  
Факс: +7 (495) 502-95-30  
E-mail: [energo@energocontract.ru](mailto:energo@energocontract.ru)  
[www.energocontract.ru](http://www.energocontract.ru)

го костюма из арамидных тканей, давно знакома специалистам энергетических подразделений нефтяных компаний: эффективность арамидов для защиты от воздействия электрической дуги уже не ставится под сомнение. Очевидно, что преимущества арамидных материалов, которые не поддерживают горение и не плавятся, могут быть использованы и для защиты работников предприятий добычи, переработки, транспортировки нефти и нефтепродуктов, – то есть тех потенциально опасных объектов, где присутствуют риски разлива сырой нефти, возгорания или взрыва.

Механизм защиты от кратковременного воздействия открытого пламени обеспечивается теми же свойствами арамидных волокон, что и защита от электрической дуги. Обладая способностью поглощать тепловую энергию в ходе физико-химической реакции, арамидные ткани при температуре выше 380 °С меняют собственную структуру: материал уплотняется, формируется плотный углеродистый слой, препятствующий проникновению тепловой энергии в пододежное пространство. Этот процесс, называемый карбонизацией, сводит к минимуму риски поражения ожогов.

Благодаря тому, что данные свойства закладываются на молекулярном уровне еще на этапе синтеза волокон, способность арамидных материалов выдерживать воздействие экстремальных температур не меняется в процессе эксплуатации (рис. 1).

В то же время защитные свойства тканей с пропитками – будь то хлопок или полусинтетика – не постоянны: в результате стирок, химчисток, под воздействием ветра, атмосферных осадков вероятно постепенное снижение концентрации пропитки, обеспечивающей специальные свойства ткани, а значит – и снижение защитных характеристик.

Следует отметить и принципиально разный механизм действия тканей с огнестойкой отделкой и арамидных материалов. Чтобы огнестойкая пропитка сработала, костюм должен загореться. Вероятность получить ожоги в такой ситуации велика. Кроме того, в результате термического воздействия хлопковые материалы утрачивают свои физико-механические

Все больше компаний, помимо соответствия положениям Технического регламента Таможенного Союза, предписывают своим поставщикам использовать при создании СИЗ наиболее технологичные материалы из представленных на рынке, повышают требования по эргономике и, главным образом, защитным характеристикам.

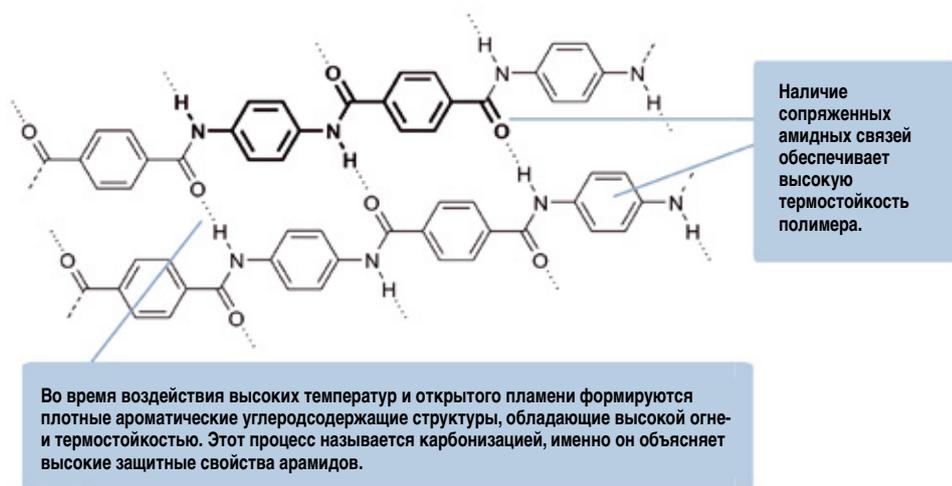


Рис. 1. Природа огнестойких и термостойких свойств арамидных волокон

свойства и рассыпаются, буквально разваливаясь на человеке в тот момент, когда он только пытается покинуть место происшествия. О принципе действия арамидных тканей говорилось выше – защитный механизм в них запускается совершенно иначе.

Как показывают испытания, арамидные ткани обладают высокой износостойкостью и хорошей воздухопроницаемостью, что также важно для повседневной рабочей одежды. Показатели стойкости к разрывным нагрузкам у арамидных материалов в среднем в два раза выше, чем у тканей с пропитками. Это позволяет значительно снизить плотность и вес готовых защитных изделий и не жертвовать комфортом в интересах безопасности.

Около 10 % всех взрывов и пожаров на производстве происходят из-за скопления статического электричества, поэтому обеспечение постоянных антистатических свойств материалов в защите нефтяников является совершенно необходимым. Отказавшись от использования металлизированной нити, которая в ходе эксплуатации и ухода за изделием подвержена ломке, производители арамидных материалов вводят антистатические волокна в их состав уже на этапе создания смеси волокон. Таким образом, уровень удельного поверхностного электрического сопротивления арамидных материалов не меняется с течением времени и не зависит от интенсивности использования спецодежды или частоты ее стирок (рис. 2).

Арамидные материалы, изготовленные из волокон «Нотех» и «Термол» (именно эти разработки используются в защитной продукции «Энергоконтракта»), по антистатическим свойствам соответствуют межгосударственному ГОСТу 12.4.124-83, в котором прописано требование по удельному поверхностному электрическому сопротивлению не более 10<sup>7</sup> Ом.

Главный фактор опасности на объектах нефтегазовой промышленности – открытое пламя. Источниками его возникновения чаще всего становятся пожары, взрывы, фонтаны и выбросы нефти. Характеристики воздействия: температура выше 1000 °С, плотность мощности 80 кВт/м<sup>2</sup> и длительность 3 – 5 секунд.

Группа компаний «Энергоконтракт» традиционно проводит испытания на воздействие открытого пла-

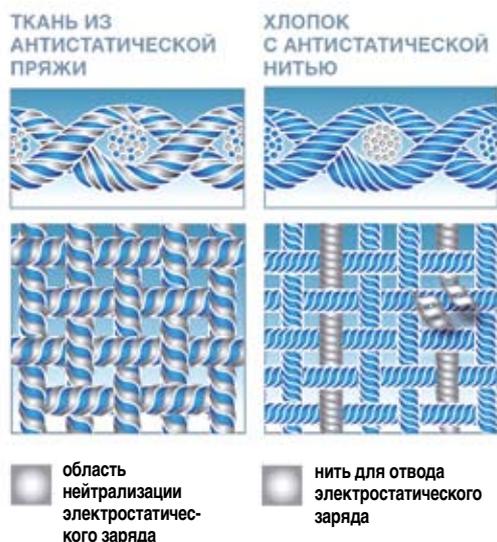


Рис. 2. Технология защиты от статического электричества

мени на установке Thermo-Man по методике ISO 13506. В течение 4 секунд защитное изделие подвергается воздействию открытого пламени из 12 газовых горелок. Более 100 датчиков, расположенных под защитным материалом, фиксируют изменение температуры на протяжении одной минуты, что позволяет оценить и так называемый остаточный ожог (именно он, а не непосредственное воздействие пламени, часто становится фатальным).

Защитные костюмы для российских нефтяников выполняются в корпоративном стиле заказчика по техническим условиям ГК «Энергоконтракт» либо по ТУ заказчика. Клиенты компании могут выбирать как плотность материалов (220 или 250 г/м<sup>2</sup>), так и наименование волокна, из которого изготавливаются защитные комплекты. Это может быть Nomex («Энергоконтракт» с 2012 г. является первым и на сегодняшний день единственным в России участником программы концерна DuPont Nomex Partner Program) либо собственная разработка компании – смесь арамидных волокон Термол. Конструкция костюмов нефтяника предусматривает дополнительную защиту от сырой нефти и нефтепродуктов с помощью нефтестойких накладок.

«Там, где производители комплектов из хлопка вынуждены применять ткань плотностью от 330 до 440 г/м<sup>2</sup>, используются арамидные материалы плотностью 220 г/м<sup>2</sup>, – поясняет Алексей Егоров, руководитель отдела продаж «Нефть» ЗАО «ФПГ «Энергоконтракт». – Это значит, что вес аналогичных по конструкции и пакетам материалов костюмов из арамидов и хлопка может отличаться в 1,5 раза. Если вес зимнего огнестойкого костюма от общепромышленных загрязнений (ОПЗ) из арамидных тканей составляет в среднем 7 – 8 кг, то хлопковый комплект может весить до 10 – 12 кг. Это килограммы, которые специалист носит на себе всю рабочую смену. Чем их больше, тем быстрее наступает усталость, тем менее комфортно он себя чувствует, тем медленнее способен выполнять одни и те же действия. Кто знает, в ка-

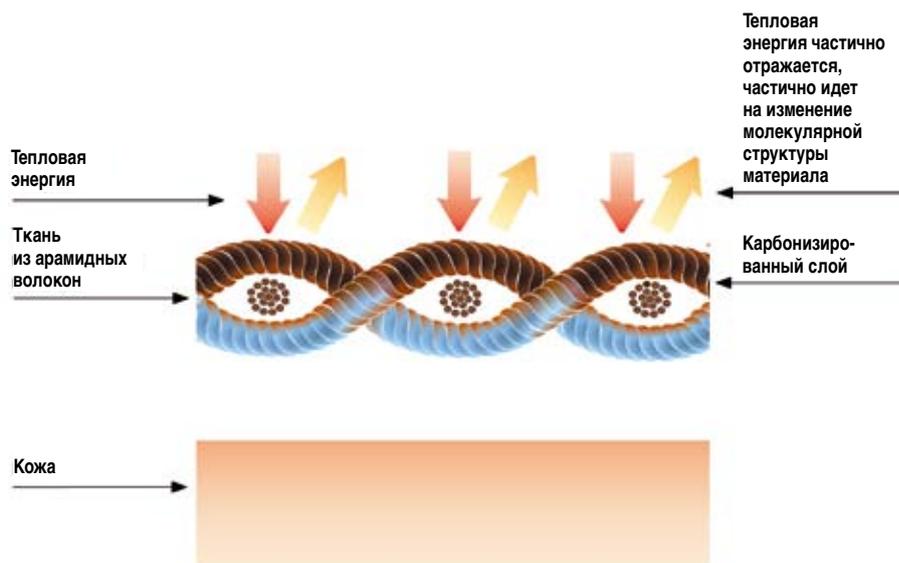


Рис. 3. Защитный механизм арамидной ткани

Продукция ГК «Энергоконтракт», разработчика первого в России дугостойкого костюма из арамидных тканей, давно знакома специалистам энергетических подразделений нефтяных компаний: эффективность арамидов для защиты от воздействия электрической дуги уже не ставится под сомнение.

кой момент накопившаяся физическая усталость от простого ношения тяжелого костюма может стать причиной фатальной ошибки?»

Производители арамидных материалов могут пойти и на дальнейшее снижение плотности ткани в летних изделиях, то есть существенно облегчить их вес, повысить воздухопроницаемость и комфорт. «В 2015 г. в сертифицированной лаборатории DuPont мы испытывали на воздействие открытого пламени костюм, изготовленный из ткани плотностью 180 г/м<sup>2</sup>, рассказывает Алексей Егоров. – Беспристрастные датчики зафиксировали его соответствие заданным защитным параметрам. Это значит, что вес летнего комплекта может быть снижен еще на 20 % без риска для безопасности, с полным сохранением защитных свойств».

К настоящему моменту инвестиции ГК «Энергоконтракт» в сферу НИОКР составили порядка 120 млн рублей. Наличие собственной производственной базы и научно-исследовательского центра позволяет компании разрабатывать продукцию с целым комплексом защитных свойств. Это, в частности, защита электротехнического персонала объектов нефтяной промышленности от рисков электрической дуги, защита от нефтепродуктов и статического электричества работников взрывоопасных объектов, защита при проведении сварочных работ.

# ITE Oil&Gas

2016–2017

НЕФТЕГАЗОВЫЕ  
ВЫСТАВКИ И  
КОНФЕРЕНЦИИ ITE



Global Oil&Gas

14 мероприятий  
9 стран



Connecting  
your business  
to the world

## АЗЕРБАЙДЖАН

CASPIAN OIL & GAS

24-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И  
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»  
6–9 июня 2017 | Баку



## ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

AFRICA INDEPENDENTS FORUM  
24–25 мая 2017 | Лондон

## ГРЕЦИЯ

GLOBAL OIL & GAS SOUTH EAST  
EUROPE AND MEDITERRANEAN  
3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
«НЕФТЬ И ГАЗ  
ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ И  
СРЕДИЗЕМНОМОРСКОГО РЕГИОНА»  
Ноябрь 2017 | Афины

## ИНДИЯ

IOORS  
24-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И  
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ИНДИИ»  
Сентябрь 2017 | Мумбаи

PETROTTECH

12-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И  
КОНФЕРЕНЦИЯ  
5–7 декабря 2016 | Нью-Дели

## КАЗАХСТАН

KIOGE  
25-я КАЗАХСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И  
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»  
4–6 октября 2017 | Алматы



GLOBAL OIL & GAS MANGYSTAU

10-я МАНГИСТАУСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ  
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ,  
ИНФРАСТРУКТУРА»  
7–9 ноября 2017 | Актау

## РОССИЯ

MIUGE

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»  
27–30 июня 2017 | Москва  
Крокус Экспо



НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ

RPGC

13-й РОССИЙСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС  
в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ» / MIUGE  
27–29 июня 2017 | Москва  
Крокус Экспо

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ

VII ПЕТЕРБУРГСКИЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ  
(выставка и конгрессная программа)  
Октябрь 2017 | Санкт-Петербург

## ТУРКМЕНИСТАН

OGT  
21-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»  
7–8 декабря 2016 | Ашхабад

TGC

8-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА  
24–25 мая 2017 | Туркменбаши

## УЗБЕКИСТАН

OGU  
21-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И  
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»  
17–19 мая 2017 | Ташкент



## ЮЖНО-АФРИКАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

AFRICA OIL WEEK  
23-я МЕЖДУНАРОДНАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА  
«АФРИКАНСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ»  
31 октября–4 ноября 2016 | Кейптаун

## ОРГАНИЗАТОР

Международная Группа компаний ITE – лидер в организации выставок в России и одна из ведущих выставочных компаний мира.

За 25-летнюю успешную историю развития создана **международная сеть офисов ITE: 32 офиса в 20 странах мира, в том числе 5 офисов в России.**

**Портфель нефтегазовых мероприятий ITE** включает выставки и конференции в различных регионах мира, по праву являющиеся ключевыми событиями отрасли в своих странах. **2016–2017гг.: 14 мероприятий в 9 странах.**

ITE неоднократно являлась Организатором или Партнером нефтегазовых и энергетических мероприятий мирового масштаба, в т.ч.:

- Мировой нефтяной конгресс / WPC (2005 г., ЮАР; 2008 г., Испания; 2014 г., Россия)
- Международная конференция и выставка по сжиженному природному газу / LNG-16 (2010 г., Алжир)
- Мировой энергетический конгресс / WEC (2013 г., Южная Корея; 2016 г., Турция).



ITE МОСКВА

+7 (499) 750 0828  
oil-gas@ite-expo.ru  
www.mioge.ru

ITE GROUP PLC

+44 (0) 207 596 5011  
og@ite-events.com  
www.oilgas-events.com

# Roma Aeterna: Шедевры Пинакотеки Ватикана Беллини, Рафаэль, Караваджо...



pr@tretiakov.ru

## ROMA AETERNA: THE MASTERPIECES OF THE VATICAN PICTURE GALLERY. BELLINI, RAPHAEL, CARAVAGGIO...

The Tretyakov gallery is a unique project «Roma Aeterna...» for the first time the Vatican museums show the best part of his collection – masterpieces of XII – XVIII centuries, including works by Giovanni Bellini, Melozzo da Forlì, Perugino, Raphael, Caravaggio, Guido Reni, Gvercino, Nicolas Poussin. Never before the Vatican museums, who are included in the top ten of the world's largest gatherings, are not exported beyond their own borders at the same time so a significant number (42!) outstanding works from the permanent exhibition, so the exhibition is an event not only for Russia and Europe, but for the entire world. In 2017, the Vatican will host a return exhibition, a substantial part of its exhibits will be works of Russian painting from the Gospels from the collection of the Tretyakov gallery.

The exhibition is open until 19 February 2017 in the Engineering building of the state Tretyakov gallery (Lavrushinsky lane, 12).

**Keywords:** State Tretyakov gallery, the exhibition «Roma Aeterna, masterpieces of the Vatican Picture Gallery Bellini, Raphael, Caravaggio». The Vatican, Picture Gallery

**Третьяковская галерея представляет уникальный проект «Roma Aeterna...»: впервые Музеи Ватикана показывают в России лучшую часть своей коллекции – шедевры XII – XVIII вв., в том числе работы Джованни Беллини, Мелоццо да Форли, Перуджино, Рафаэля, Караваджо, Гвидо Рени, Гверчино, Николы Пуссена. Никогда прежде Музеи Ватикана, входящие в десятку крупнейших мировых собраний, не вывозили за свои пределы одновременно столь значительное число (42!) выдающихся произведений из постоянной экспозиции, так что выставка является событием не только для России и Европы, но и для всего мира. В 2017 г. в Ватикане пройдет ответная выставка, существенную часть ее экспонатов составят произведения русской живописи на евангельские сюжеты из коллекции Третьяковской галереи.**

**Выставка открыта до 19 февраля 2017 г. в Инженерном корпусе ГТГ (Лаврушинский переулок, 12).**

**Ключевые слова:** Государственная Третьяковская галерея, выставка «Roma Aeterna. Шедевры Пинакотеки Ватикана. Беллини, Рафаэль, Караваджо», Ватикан, Пинакотека

**П**роведение в Государственной Третьяковской галерее, крупнейшем собрании русской живописи, выставки произведений по преимуществу итальянской (в основном – римской) школы вполне естественно. Духовная связь Москвы и Рима оформилась еще в XVI в., и данный совместный проект – важнейший результат взаимодействия двух культур: культуры Рима как воплощения европейскости и культуры Москвы как воплощения русскости.

Коллекция Пинакотеки создавалась как коллекция государства, главой которого является духовное лицо, что и отразилось на ее составе – это величайшее собрание религиозной живописи. Оно столь же многообразно, как и культу-



Паоло Кальери, прозванный Паоло Веронезе.  
Видение святой Елены. Ок. 1575 – 1580.  
Холст, масло. 166x134. Музеи Ватикана



Гвидо Рени. Святой Матфей и ангел.  
Ок. 1620. Холст, масло. 85x68.  
Музеи Ватикана

ра Рима, поэтому в названии выставки включено латинское выражение «Roma Aeterna» – Вечный Рим, город в одно и то же время древний и современный, объединивший в единое целое столь различные эпохи, как Античность, Средние века, Возрождение и барокко. Рим – центр империи, центр религии и центр искусства: можно сказать, что понятие «Roma Aeterna» является одной из важнейших идей мировой культуры. Именно этой идее и посвящена выставка в Третьяковской галерее.

Каждое произведение, представленное на выставке, исключительно. Начина-



ется она с редчайшего образца римской школы XII в., – образа «Христос Благословляющий», прежде никогда не экспонированного на временных выставках и пределы Ватикана не покидавшего. За этим образом, хранящим воспоминание о единстве христианства до схизмы, следует работа Маргаритоне д'Ареццо «Святой Франциск Ассизский» (XIII в.). Она вошла во все учебники по истории искусства и ценна тем, что является одним из самых ранних изображений святого, сыгравшего важную роль в истории западной церкви.

Две пределлы, рассказывающие истории из жития Николая Чудотворца, архиепископа Мир Ликийских, равно почитаемого православной и католической церковью, стоят на границе готики и Возрождения. Одна из них принадлежит кисти Джентиле да Фабриано, завершающего эпоху интернациональной готики в Италии, чьи произведения не только отсутствуют в русских собраниях, но и вообще не выставлялись в России: вторая – кисти Фра Беато Анджелико, великого флорентийца Раннего Возрождения.

К расцвету Возрождения относятся две картины: «Чудеса святого Винченцо Феррера» Эрколе де Роберти, одна из наиболее интересных работ крупнейшего мастера феррарской школы, и «Оплакивание» венецианца Джованни Беллини. Работы обоих в России отсутствуют. Величайшей удачей является то, что на выставке будут показаны фрески с изображением ангелов работы Мелоццо да Форли, предоставляемые Пинакотекой для экспонирования другим музеям в единичных случаях. Высокий Ренессанс, то есть XVI в., представлен шедеврами Перуджино, Рафаэля, Корреджо и Паоло Веронезе.

Наибольшего могущества папский Рим достиг в XVII в., в эпоху барокко, и папские собрания представляют живопись именно этого столетия наиболее полно и блестяще. Шедевр этого времени – «Положение во гроб» Караваджо. Алтарный образ Никола Пуссена «Мученичество святого Эразма», самое большое произведение художника, написан специально для собора Святого Петра. К эпохе барокко также относятся произведения караваджистов и художников болонской школы (Лодовико Карраччи, Гвидо Рени, Гверчино), прекрасно представ-



**Никола Пуссен. Мученичество святого Эразма. 1628-1629. Холст, масло. 320x186. Музеи Ватикана**



**Микеланджело Меризи. Прозванный Караваджо. Положение во гроб. Ок. 1603-1604. Холст, масло. 300x203. Музеи Ватикана**

ленных в папских собраниях. Выставка заканчивается серией картин XVIII в., по сути, последнего века, когда папство играло государственную роль. Эта серия болонца Донато Крети посвящена астрономическим наблюдениям и логически завершает историю Lo Stato Pontificio, Папской области, вскоре прекратившей свое существование и превратившейся в Ватикан, Lo Stato della Città del Vaticano.

Выставка «Roma Aeterna. Шедевры Пинакотеки Ватикана. Беллини, Рафаэль, Караваджо» – крупнейший за последние годы и беспрецедентный международный проект Третьяковской галереи. ■



**Генеральный директор Государственной Третьяковской галереи Зельфира Исмаиловна Трегулова и Его Высокопреосвященство Кардинал Джузеппе Бертелло, Президент Губернаторства Государства-города Ватикан на открытии выставки**



# «Физика и лирика» Александра Удинского

## К 70-летию издателя журнала «Бурение и нефть»



А.С. Удинский

### «PHYSICS AND LYRICS» ALEXANDER UDINSKI. THE 70TH ANNIVERSARY OF THE PUBLISHER OF THE «DRILLING AND OIL» MAGAZINE

3 December 2016 Alexander Udinski – colonel-tanker in retirement, member of the Moscow organization of the Union of artists of Russia, candidate of historical Sciences, publisher of the «Drilling and oil» magazine (General Director, ООО «Burneft» LLC) are celebrated his 70th anniversary.

Keywords A.S. Udinski, the «Drilling and oil» magazine, «Burneft» LLC, anniversary

**3 декабря 2016 г. отметил свое 70-летие Александр Сергеевич Удинский – полковник-танкист в отставке, член Московской организации Союза художников России, кандидат исторических наук, издатель журнала «Бурение и нефть» (генеральный директор ООО «Бурнефт»).**

**Ключевые слова:** А.С. Удинский, журнал «Бурение и нефть», ООО «Бурнефт», юбилей

**К**аким же образом три большие звезды с бронетанковым отливом на погонах Александра Сергеевича оказались в столь добром согласии с поэтическим душевным строем сегодняшнего юбиляра, выражающимся не только в глубоком знании и понимании собственно поэзии, но и в мастерстве живописца – самобытного автора пейзажей и натюрмортов, украсивших многие профессиональные выставки, пополнивших собрания произведений изобразительного искусства не только в России, но и в Турции, Германии, США, Испании, Франции, Италии? И здесь же ВАКовское издание «Бурение и нефть» – информация профессионалов и для профессионалов в области бурения нефтегазовых скважин, добычи и переработки углеводородов.

...Он родился в рабочем поселке Мокшан Пензенской области. В каком-то смысле диплом местного техникума механизации сельского хозяйства (1967) оказался ступенькой к золотой медали (1971) Свердловского высшего военно-политического танково-артиллерийского училища – чего же не вспомнить «Трактористов» кинознаменитостей Пырьева и Крючкова. К тому же между этими учебными заведениями были и Мокшанский районный Дом культуры, где работал Александр Удинский методистом, был и баян в музыкальной школе, и первые опыты живописи в Пензенском художественном училище им. К.А. Савицкого.

В рядах Советской армии прошел путь до заместителя командира части (1971 – 1975). Военно-политическая академия им. В.И. Ленина (1978), кандидатская диссертация (1981) и большая преподавательская работа там же. В гуманитарной академии Вооруженных сил служил в должности заместителя начальника кафедры культуры и искусства. После ухода в запас – профессор кафедры культуры и искусства Военного

университета. Автор десятков научных статей...

Вот с таким «физико-лирическим» багажом пришел А.С. Удинский в нефтегазовую отрасль. В 2000 г. – заместителем генерального директора Партнерства буровых предприятий и одновременно генеральным директором возрожденного журнала «Бурение», чуть позднее изменившего свое название на привычное сегодня – «Бурение и нефть».

У Александра Сергеевича Удинского – одиннадцать правительственных наград. В год 70-летия «за многолетний добросовестный труд в геологической отрасли и большой личный вклад в развитие рационального недропользования и популяризацию геологических знаний» ему вручили Почетную грамоту Министерства природных ресурсов и экологии РФ. Журнал «Бурение и нефть» за день до юбилея своего издателя стал лауреатом Премии имени академика И.М. Губкина.

*Вы, Александр Сергеевич, очень серьезный профессионал. Как известно, большой талант чаще всего не любит ограничивать себя жестко определенными рамками, особенно когда одаренный им человек щедро своим талантом делится. Вы из этих людей, Александр Сергеевич. И потому Вас непременно ждут новые творческие успехи – они как некая постоянная компонента Вашей яркой, посвященной людям судьбы.*

*Будьте здоровы и счастливы! Благополучия Вашим близким!*

**Коллектив редакции  
журнала «Бурение и нефть»**

**P.S. Танкиста, ставшего издателем нефтегазового журнала, видимо, вела судьба... Символично, что слово «танк» обязано своим происхождением – да, да, не удивляйтесь! – «танкеру»... Очень надежной должна быть эта техника. Как и люди, с ней работающие. ■**

**В честь 70-летнего юбилея  
генерального директора  
ООО «Бурнефть»  
А.С. Удинского**



**Уважаемый Александр Сергеевич!**

**От имени всего коллектива Научно-производственного предприятия «БУРИНТЕХ» и от меня лично примите самые сердечные поздравления в честь Вашего юбилея!**

**Вы объединяете в себе жизненную мудрость и производственный опыт, возглавляете один из ведущих российских специализированных журналов в области бурения нефтяных скважин и нефтедобычи. Присущее Вам чувство ответственности, тонкое профессиональное чутье руководителя, разумный подход к делу – стали залогом успешной профессиональной деятельности.**

**Желаю сохранить те принципы и убеждения, которыми Вы всегда руководствовались в работе, и пусть они, наряду с деловыми и личностными качествами, при поддержке команды единомышленников, станут основой Ваших дальнейших свершений. Пусть каждый день радует Вас новыми идеями и делами, поддержкой близких, уважением и доброжелательностью коллег. Здоровья, мира и благополучия Вам и Вашим близким!**

**С наилучшими пожеланиями  
Генеральный директор  
ООО НПП «БУРИНТЕХ»**

**Гиният Гарифуллович Ишбаев**



**БУРИНТЕХ**

# Рожденный в Сургуте К 70-летию Г.Б. Проводникова



Г.Б. Проводников  
provodnikovgennadii@mail.ru

## BORN IN SURGUT. TO THE 70th ANNIVERSARY OF G.B. PROVODNIKOV

70-summer anniversary is noted by a recognized scientist and industrialist, oilman G.B. Provodnikov.

Keywords: G.B. Provodnikov, Surgut, oil, anniversary

*Он – коренной сургутянин, род которого исчисляется с середины XVII века. И вся жизнь Геннадия Борисовича Проводникова связана с Сургутом. В нем, в тогдашнем селе, 11 декабря 1946 г. будущий нефтяник родился. Успешно окончив в 1965 г. школу, поступил в Тюменский индустриальный институт на нефтяной факультет, который окончил в 1970-м по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин». Специальность, пожалуй, не выбирал, это сделало само время, и по-другому быть не могло – триумфальное шествие нефтяных открытий в Западной Сибири на седьмом десятке XX столетия особо отметилось именно здесь, в Сургуте, в Среднем Приобье.*

**Ключевые слова:** Г.Б. Проводников, Сургут, нефть, юбилей

Свою трудовую деятельность начал там же, в Сургуте, на буровом предприятии был сначала помощником буровика, потом буровиком, инженером-технологом, заместителем главного технолога. В Когалымской ЭГЭБ – уже главным технологом, главным инженером, начальником экспедиции.

Геннадий Борисович являлся одним из первых специалистов-технологов и рационализаторов в Западной Сибири, принимавших участие в 1970 – 1975 гг. в освоении месторождений новым методом кустового наклонно-направленного бурения. За успешное выполнение творческих обязательств в 1976-м Г.Б. Проводников был награжден Почетной грамотой президиума Всесоюзного научно-технического общества.

С 1986 г. по 2010-й трудовая деятельность Проводникова продолжилась в СургутНИПИнефти – с момента организации института. Начиная с должности заведующего лабораторией, затем возглавил НИО строительства и эксплуатации скважин, стал главным специалистом.

Объем научно-исследовательских работ, которые выполнял Геннадий Борисович за время работы в институте, был, в основном, связан с совершенствованием буровых растворов, спецжидкостей для заканчивания скважин и на их основе технологий строительства скважин. Всего выполнено более 80 научных тем. Для реализации работ использовался уже накопленный личный практический и научный опыт, глубокие знания в области строительства скважин. Этим опытом он всегда охотно делился с молодыми специалистами. Колоссальный объем выполненных работ отражен в шести десятках печатных работ, публикациях, патентах на изобретение, в которых большей частью он является автором.

Им разработан и запатентован химический реагент СПК, применяемый при приготовлении поверхностно-активно-

го раствора в качестве спецжидкостей при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин, широко используемый на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». За данную разработку, представленную в 1991 г., Г.Б. Проводников награжден серебряной медалью ВДНХ. В 1998-м успешно защищает кандидатскую диссертацию по теме «Разработка технологии заканчивания скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири с использованием поверхностно-активных кислотных растворов».

В дальнейшем при непосредственном участии Геннадия Борисовича были разработаны многие новые рецептуры биополимерных буровых растворов, спецжидкости для заканчивания скважин и комплексные технологии применения муфт ступенчатого цементированья для конкретных геологических условий залегания продуктивных пластов. Как правило, внедрение выполненных импортзамещающих разработок одним из результатов имело экономическую эффективность в сотни миллионов рублей.

За достигнутые производственные показатели, образцовое выполнение трудовых обязанностей и безупречную работу Геннадию Борисовичу Проводникову присвоено звание «Почетный нефтяник объединения «Сургутнефтегаз». Ему, ветерану труда ОАО «Сургутнефтегаз» и Ханты-Мансийского автономного округа, объявлялась благодарность Министерством энергетики Российской Федерации, многократно вручались почетные грамоты ОАО «Сургутнефтегаз» и СургутНИПИнефть.

Сегодня признанный производственник с сорокалетним стажем, авторитетный ученый Г.Б. Проводников находится на заслуженном отдыхе. Свое 70-летие встречает в родном городе Сургуте, ставшем его судьбой. ■

**С юбилеем, Геннадий Борисович!  
Здоровья и благополучия Вам  
и Вашим близким!**



## ЯНВАРЬ

## МАКРОЭКОНОМИКА

**Иванов А.С., Матвеев И.Е.** Мировая энергетика на пороге 2016 года – в эпицентре политических осложнений и экономических неурядиц  
**Мастепанов А.М.** Сотрудничество стран БРИКС в энергетической сфере как фактор прогнозирования мирового энергопотребления

## РЫНОК УСЛУГ

**Чуев Д.Э.** Мировой рынок нефтесервисных услуг в современных кризисных условиях

## НАУКА – ПРОИЗВОДСТВУ

**Смирнов Н.И., Григорян Е.Е., Смирнов Н.Н.** Исследование особенностей вибрационного состояния насосных секций

**Паршукова Л.А., Дерябин А.В.** Опыт устранения и предупреждения осложнений, обусловленных устойчивостью стенок скважины

## ИССЛЕДОВАНИЯ

**Уваров Ф.В.** Системный анализ геолого-промысловых и технологической информации при разработке месторождений нефти и газа

## ОПЫТ

**Егоров Я.О.** Колтюбинг снижает затраты на ввод скважин после бурения

## ТЕХНОЛОГИИ

**Гайворонский И.Н., Меркулов А.А., Ликотов А.Р.** Современные технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов

## ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСКЛАД

**Федотов Г.В.** Инструменты эффективной оптимизации удельных затрат на добычу нефти

## ИНСТРУМЕНТ И ОБОРУДОВАНИЕ

**Потехин О.П., Шпаков И.И.** Мониторинг технического состояния талевых канатов с применением магнитных дефектоскопов как средство безопасной эксплуатации буровых установок

## ЭКОЛОГИЯ И ПРОГРЕСС

**Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.** Негерметичность скважин – путь к экологической катастрофе

## НОВОСТИ



## ФЕВРАЛЬ

## СОБЫТИЕ

В мировой практике аналогов нет

## АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

**Громов А.И.** Перспективы развития российской нефтяной отрасли в условиях турбулентности на мировом нефтяном рынке

## ИССЛЕДОВАНИЯ

**Булатов А.И.** Миф о «расширяющихся цементах»

## НАУКА – ПРОИЗВОДСТВУ

**Снарев А.И., Коньгин С.Б., Качаргин А.А.** Установка ЭЦН с защитой от механических примесей высокой концентрации

**Синюгин А.А., Опарин В.Б., Петровская М.В.** Исследование величины проникновения внутренней полиэтиленовой камеры между витков проволоочного каркаса в гибких трубах при нагружении внутренним давлением

**Мартюшев Д.А.** Разработка методики определения коэффициента продуктивности карбонатных коллекторов соликамской депрессии

**Леонтьев Д.С.** Перспективы применения торфощелочных растворов при бурении и ремонте нефтяных и газовых скважин

## ОПЫТ

**Тимкин Н.Я.** Ликвидация катастрофических поглощений с применением оборудования локального крепления скважин (ОЛКС-295С) при строительстве скважины № 71 Ковыктинского месторождения

**Бобров М.Г., Мялицин Н.Ю., Мингараев В.Г., Молодило В.И., Пологеев В.В., Асадчев А.С., Матвеев Д.С., Юденко Л.Л.** Бурение высокооборотным турбобуром Т-6<sup>3/4</sup> с импрегнированным долотом на глубине 5780 – 6340 м

## ПРОЕКТЫ, ВОЗМОЖНОСТИ, ПЕРСПЕКТИВЫ

Конкурс граффити и стрит-арта ЧЕТРАПРОМАРТ-2016: начало

## ТЕХНОЛОГИИ

**Беляков А.Ю., Чернокалов И.А., Макаров А.П., Горбов А.Н.** Ликвидация поглощений в высокотрециноватых трапповых долеритовых интрузивах Среднеботуобинского месторождения

**Архиповцов А.А., Маевский С.П., Харитонов В.В.** Импортозамещение зарубежных реагентов для бурения. Сульфированный асфальт российского производства

## ИНСТРУМЕНТ И ОБОРУДОВАНИЕ

**Смирнов Н.И., Григорян Е.Е., Смирнов Н.Н.** Износ и вибрация насосных секций УЭЦН

**Валюнин Д.А., Бугаев К.А., Волков Д.А., Ахмадуллин М.Э., Михайлов В.А., Ребриков А.А.** Инновационные резыцы Stabilis и долота Talon Forge позволяют достичь новых рекордов при бурении карбонатов Самарской Области

## ЮБИЛЕЙ

С отличием по жизни. Анатолию Николаевичу Янину – 65 лет!

## НОВЫЕ КНИГИ

В США издана совместная монография российских и американских ученых



## МАРТ

## АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

**Казаненков В.А.** Сырьевая база углеводородов и региональные особенности распространения залежей в тюменской свите и ее аналогах в Западной Сибири

## ИССЛЕДОВАНИЯ

**Запивалов Н.П.** Нефтегазовая наука и практика XXI века: новые идеи и парадигмы



**Булатов А.И.** Системный анализ исследований течения вязко-пластичных жидкостей – глинистых и цементных растворов (ч. 1)

#### РАКУРС

**Шмаль Г.И.** Верь опыту. При Минэнерго РФ сформирован Совет ветеранов нефтегазовой отрасли  
**Красовский Д.А.** Ключевые ошибки в стратегиях позиционирования нефтесервисных компаний  
**Миронов Н.В., Пак Б.Х.** Развитие энергетической отрасли Республики Корея

#### ПРОЕКТЫ, ВОЗМОЖНОСТИ, ПЕРСПЕКТИВЫ

**Прищепа А.С.** Система противоаварийной защиты технологических процессов НПЗ  
**Михалап Э.В.** Методы разрушения стойких эмульсий на примере ЦПС Алехинского месторождения  
**Николайчук Е.В., Чавдаров И.С., Бончев И.Р., Стратиев Д.С., Миткова М.С.** Влияние совместимости нефтей на качество производимого котельного топлива в процессе эксплуатации установки висбрекинга и установки гидрокрекинга нефтяных остатков в кипящем слое H-Oil

#### ОПЫТ

**Фатхутдинов И.Х., Пиденко А.В.** Применение системы бурового раствора Alguro на месторождениях Республики Башкортостан  
**Черевко С.А., Хомутов А.Ю., Королев А.В., Рябцев П.Л.** Опыт реализации инженерных решений по буровым растворам при строительстве горизонтальных скважин на баженовскую свиту Пальяновской площади Красноленинского месторождения

#### ТЕХНОЛОГИИ

**Абрамов Е.В., Кокорина К.А., Нехорошев В.П.** Раствор на углеводородной основе для бурения скважин в осложненных геологических условиях на месторождениях Западной Сибири  
**Ноздря В.И., Мазыкин С.В., Полищученко В.П., Царьков А.Ю., Сенюшкин С.В., Вишнякова Е.В.** Новая система бурового раствора «Полибур-Турбо» для строительства скважин в условиях аномально низких и аномально высоких пластовых давлений Ковыктинского месторождения

#### ИНСТРУМЕНТ И ОБОРУДОВАНИЕ

**Теплухин В.К., Карманов С.В., Белов Д.Г.** Применение технологии резистивиметрии «MIR\*» в LWD комплексной системы «TARGET» – Вездеход ЧЕТРА: нет преград

#### АСПЕКТ

«Северная чернь»: «профессиональный» подарок. Идеи от производителя

#### КУЛЬТУРА

Александр Герасимов: «В забвении. Как Рембрандт» К 135-летию со дня рождения художника

#### ЮБИЛЕЙ

Эпоха Булатова. К 85-летию ученого

#### НОВОСТИ



АПРЕЛЬ

#### АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

**Эпштейн В.Е.** Буровое оборудование. Основные направления развития и совершенствования

#### ИССЛЕДОВАНИЯ

**Булатов А.И.** Реометрия вязко-пластичных жидкостей – глинистых и цементных растворов (ч. 2)

#### ПРОЕКТЫ, ВОЗМОЖНОСТИ, ПЕРСПЕКТИВЫ

**Лесников С.В.** Автоматизированная система сбора данных со скважин в режиме реального времени  
**Предеин А.А., Клыков П.И.** Построение геометрической модели и расчет стабильности ствола скважины на примере одного из месторождений Пермского края  
**Третьяков В.А.** Система автоматизированного охлаждения узлов высоковольтных источников питания рентгенолюминесцентных сепараторов

#### ОПЫТ

**Шигабутдинов А.С.** Применение цементировочного комплекса при креплении паро-циклических скважин

#### ИНФОРМАТИЗАЦИЯ

**Кирпичников А.В., Крекнин С.Г., Лаптев А.А., Шкунова С.Ю., Санькова Т.Л., Затырко В.А., Литвинова Е.А., Шмид Т.Т., Шпильман А.В., Маклаков С.С.** Использование современных компьютерных технологий для повышения эффективности геологоразведочных работ

#### ИНСТРУМЕНТ И ОБОРУДОВАНИЕ

**Лозуков А.В., Салимов А.Ф.** Комплексный подход к процессу отбора керн – ключ к успеху!  
**Моисеенко И.Ю., Косьмин П.А.** Новая разработка M-I SWACO задает тон в области снижения потерь бурового раствора и управления отходами бурения  
**Хайруллин Д.Н., Выгузов А.М., Кузнецов А.В., Лебедева Н.А.** Двигательные секции «Радиус-Сервис»: высокое качество, новые возможности  
**Залата М.Н.** Эволюция обратных клапанов типа ЦКОД как оснастки для цементирования обсадной колонны  
**Асфандияров И.Р.** «АРТ-Оснастка» представит свои разработки на московской выставке «НЕФТЕ-ГАЗ-2016»

**Басович В.С., Буяновский И.Н., Петункин И.В.** Влияние момента крепления замковых соединений на эксплуатационные характеристики алюминиевых буровых труб

**Кудашов Д.В., Семернин Г.В., Пейганович И.В., Эфрон Л.И., Степанов П.П., Мокеров С.К.** Современная высокотехнологичная сталь 05ХГБ, предназначенная для изготовления электросварных нефтегазопроводных труб повышенной эксплуатационной надежности

**Яковлев В.А., Степанов О.Н.** Проблемы устройства противодиффузионных экранов на мерзлых и вечномерзлых грунтах

**Шиловский А.В.** Хардбандинг на защите буровой трубы

**Пятов И.С.** Технология ТвР — возможность для применения углеродных керамикоподобных материалов в нефтяном машиностроении



## ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

**Ревазов А.М., Алекперова С.Т.** Система поэтапного обеспечения безопасности магистральных трубопроводов на всех стадиях реализации инвестиционных проектов

## РЫНОК УСЛУГ

ООО «ПСК «Буртехнологии» – российский сервис международного уровня

## ЮБИЛЕЙ

Свободное время Шарифжана Агеева. К 80-летию нефтяника, инженера, исследователя

## СТАТИСТИКА

## ПОМНИМ

Один из славных когорты... К 100-летию со дня рождения Я.А. Гельфгата



МАЙ

## АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

**Новак А.В.** ТЭК России. Итоги-2015. Впереди – время эффективных действий по развитию отрасли

## ФОРУМ

**Мастепанов А.М.** Координация энергетической политики стран Каспийского региона как фактор обеспечения энергетической безопасности

## ЮБИЛЕЙ

**Скрылев С.А.** ТюменНИИгипрогаз: на пороге большого юбилея От проекта до производства

## СОБЫТИЕ

«Сургутнефтегаз» назвал лауреатов Премии имени А.В. Усольцева

## ПЕРСОНАЛИИ

**Силкина Н.В.** Время выбрало нас. Президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль

## ИССЛЕДОВАНИЯ

**Булатов А.И.** Коррозия тампонажного камня в скважине

## НАУКА – ПРОИЗВОДСТВУ

**Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Рожкова О.В., Рыбак В.И., Овчинников П.В.** О свойствах цементно-шлаковых композиций

**Исмагилова Э.Р., Агзамов Ф.А.** Разработка добавок в «самозалечивающиеся» цементы для восстановления герметичности цементного кольца нефтяных и газовых скважин

**Абдикамалова А.Б., Хамраев С.С.** Химико-минералогические аспекты возможности применения некоторых бентонитовых глин Каракалпакстана в качестве основы для получения эффективных глинистых буровых растворов

**Гаибназаров С.Б.** Изучение прикладных свойств новых стабилизаторов буровых растворов

**Грчев С.И., Коротенко В.А., Зотова О.П.** К вопросу о двухфазной фильтрации в пористой среде

## ИНСТРУМЕНТ И ОБОРУДОВАНИЕ

**Кузнецов В.М.** АО «Кабельный завод «Кавказкабель»: 30 000 макроразмеров

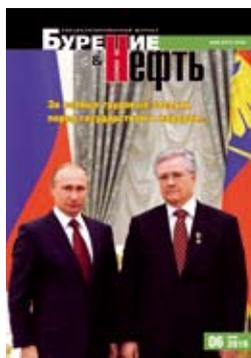
## ПРИМИТЕ НАШИ ПОЗДРАВЛЕНИЯ

Поздравляем Д.Ф. Балденко с наградой Президента России

## РАКУРС

В гармонии с природой. Победителям ЧЕТРАПРОМАРТ-2015 вручили призы

## НОВОСТИ



ИЮНЬ

## ПЕРСОНАЛИИ

**Удинский А.С.** Герой Труда. Настоящий государственный

## АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

**Бессель В.В.** О состоянии геологоразведочных работ в нефтегазовой отрасли

## ИССЛЕДОВАНИЯ

**Булатов А.И.** Что представляет собой зацементированное заколонное пространство

**Гусейнов Ч.С., Тулин Д.Ю.** Подводная технология сжижения природного газа жидким азотом

## ПРОЕКТЫ, ВОЗМОЖНОСТИ, ПЕРСПЕКТИВЫ

**Маслак О.В., Еговцева О.В.** Разработка нерентабельных месторождений за счет оптимизации системы налогообложения

**Ахматов И.В.** Разработка и внедрение механизированного стенда отворота концевых деталей ЭЦН

**Горбунов М.Г., Неупокоев В.В.** Применение портов МГРП с шарами, не требующих разбуривания

## НАУКА – ПРОИЗВОДСТВУ

**Гержберг Ю.М., Чарков В.Д.** Оптимизация состава неориентируемых компоновок низа бурильной колонны с долотами среднего и большого диаметра для предупреждения искривления ствола скважины

**Абдрахимова Е.С., Абдрахимов В.З., Кайракбаев А.К.** Использование отходов от нефтедобычи и нефтехимии в производстве керамических материалов на основе межсланцевой глины без применения природных традиционных материалов

## ТЕХНОЛОГИИ

**Ножкина О.В., Живаева В.В., Капитонов В.А., Гвоздь М.С., Растегаев Б.А., Ульшин А.В.** Регулирование фильтрации безбаритовых растворов для проводки боковых стволов в сложных условиях

## ИНСТРУМЕНТ И ОБОРУДОВАНИЕ

**Шиловский А.В.** Хардбандинг на защите бурильной трубы

## КУЛЬТУРА

От Елизаветы до Виктории. Английский портрет из собрания Лондонской национальной портретной галереи

## НОВОСТИ



ИЮЛЬ-АВГУСТ

## ПЕРСОНАЛИИ

Наука, производство, сервис – этапы трудового пути

## НАУКА – ПРОИЗВОДСТВУ

**Мартюшев Д.А.** Разработка методики определения коэффициента продуктивности карбонатных коллекторов Соликамской депрессии

**Боженюк Н.Н., Стрекалов А.В.** Параметры неопределенности гидродинамических моде-



лей – допустимость варьирования и степень влияния на конечный результат

#### ПРОЕКТЫ, ВОЗМОЖНОСТИ, ПЕРСПЕКТИВЫ

**Донской Е.А.** Умная спецодежда (СМАРТ СИЗ)

**Крылов А.В., Бизяев С.В., Дашин М.Ю.** Оптимизация работы блоков стабилизации установок каталитического риформинга в режиме дегазации

**Креницын Р.А.** Интерактивная среда обучения и проверки знаний операторов технологических установок

#### ОПЫТ

**Воробьев Д.В., Гузов Д.С., Кравченко С.А., Порошин Д.В., Щелков А.М., Бессель В.В., Пузырев А.Н., Дудка А.В.** Крепление глубокой параметрической скважины № 1 Предречицкой площади в осложненных горно-геологических условиях

**Гладков А.А., Бураков Д.О., Киселев Е.В., Галимуллин Р.Р., Сергеев П.Н.** Успешный опыт применения технологии QUICK-STONE™ при строительстве скважин на Восточно-Уренгойском месторождении

#### ТЕХНОЛОГИИ

**Витвицкий Е.И., Антончик Р.Л., Демидов Р.Н.** Применение бурового раствора на синтетической основе «Rheliant Plus» для строительства скважин в несовместимых горно-геологических условиях

**Агеев П.Г., Агеев Н.П., Агеев Д.П., Десяткин А.С., Пащенко А.Ф.** Плазменно-импульсное воздействие – инновационный подход к добыче традиционных и нетрадиционных углеводородов и заблаговременной дегазации угольных пластов

#### ИНСТРУМЕНТ И ОБОРУДОВАНИЕ

**Агеев Ш.Р., Дружинин Е.Ю., Григорян Е.Е.** Балансовые испытания ступеней погружных лопастных насосов для добычи нефти

«Татнефть» тестирует бульдозер ЧЕТРА Т9

**Пахомов С.Н.** Порассуждаем о зубчатых передачах. Новые горизонты

#### ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

**Короткин Г.А.** Самое ценное – в заботливые руки. Как обеспечить промышленную и экологическую безопасность в нефтегазовой отрасли

#### СТАТИСТИКА

#### КУЛЬТУРА

Тайны старых картин

#### БЫЛОЕ

**Иванов А.С.** Чередование поколений в живописи и энергетике. Семейные хроники

#### ПОМНИМ

**Аншелевич А.А.** Министр эпохи бурного развития нефтяной промышленности Советского Союза. К 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина

#### НОВОСТИ



#### СЕНТЯБРЬ

#### АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

**Мастепанов А.М.** О современной ситуации на мировом нефтяном рынке и роли нефтяной отрасли США в ее формировании

**Артамонова А.Ю.** ПНГ. Хотят утилизировать, но не всегда могут

#### ИССЛЕДОВАНИЯ

**Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Каргина Т.Н.** Особенности геологического строения и разработки нефтяного месторождения «Уилмингтон» в Калифорнии

#### ПРОЕКТЫ, ВОЗМОЖНОСТИ, ПЕРСПЕКТИВЫ

**Седов П.П.** Устройство подачи геофизического кабеля в скважину с высоким устьевым давлением

**Шаламов В.В., Храмов Д.В., Вологодский К.В.** Контроль за профилем приемистости в режиме реального времени

**Губайдуллин Р.Р., Головкин Н.А., Козлова И.Р.** Методика измерения содержания «растворенного» хрома шестивалентного в форме хромат-иона

#### РАКУРС

ООО «ПСК «Буртехнологии» – российский сервис международного уровня

**Минибаев В.В., Билалов Р.Ф., Кожевников Р.О.** Разработка экологически безопасного бурового раствора на основе полимерной эмульсии Запатентованное вяжущее Mikrodur® от компании Duckerhoff

#### РЫНОК УСЛУГ

**Кульчицкий В.В., Щebetов А.В.** Геосупервайзинг нефтяных и газовых скважин

**Колчин А.Ф.** Система добровольной сертификации в области функциональной безопасности

#### НАУКА – ПРОИЗВОДСТВУ

**Маркин М.А., Юсупов Я.И.** Применение метода Δlog R для оценки органического углерода и прогноз коэффициента аномальности пластового давления на примере месторождения Краснотенинского свода

**Маркин М.А., Гула А.К., Юсупов Я.И.** Комплексный геомеханический подход для выбора интервалов проведения ГРП на примере баженновской свиты в пределах Краснотенинского свода

#### ТЕХНОЛОГИИ

**Кашик А.С., Книжнерман Л.А., Хусид М.Д.** Изменение конструкции обсадной колонны с целью оптимизации разработки залежи углеводородов

**Демин Д.В., Мялицин Н.Ю.** Забойный двигатель и телесистема. Гибрид возможен

**Вахрушев А.В.** Новое внутреннее пластиковое покрытие буровых труб от «Валлурек» Когда климат – не помеха. В ООО «ИГВАС» смогли «закалить» дизельное топливо

**Витухина М.В.** «Плакарт» продлит жизнь винтовых забойных двигателей

**Коллин ДАФФ.** Duraband NC уже более 7 лет успешно защищает используемые в России буровые трубы

#### ИНСТРУМЕНТ И ОБОРУДОВАНИЕ

«Таргин» запустил собственное производство долот

**Лагуткин А.К.** Система видеofиксации при проведении буровых и ремонтных работ на нефтяных месторождениях

ООО «ЮГСОИ – Сервис»: «Взрывать не надо». Безопасная электрическая мостовая пробка ПМЭ

**Азизова А.К.** Термостойкий водонабухающий пакер КВАРТ

#### ПОМНИМ

Памяти признанного ученого с мировым именем Анатолия Ивановича Булатова



## ОКТАБРЬ

## АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

**Лазько Е.В., Нестеренко А.В.** Состояние и тенденции российского рынка нефтесервисов – 2016. Цены вниз – рынок вверх.

**Эдер Л.В., Проворная И.В., Филимонова И.В.** Добыча и утилизация попутного нефтяного газа как направление комплексного освоения

недр: роль государства и бизнеса, технологий и экологических ограничений

**Штунь С.Ю., Ракитин М.В.** Можно ли обогнать зарубежные компании в области ГИС-бурения (MWD&LWD)

## МАКРОЭКОНОМИКА

**Иванов А.С., Матвеев И.Е.** Мир топлива и энергии в середине второго десятилетия: борьба обостряется

## ПРОЕКТЫ, ВОЗМОЖНОСТИ, ПЕРСПЕКТИВЫ

**Латыпов Р.Э.** Применение жидкостно-газового эжектора для утилизации попутного нефтяного газа

**Гулакова Т.К.** Повышение экологичности моторных топлив

**Мартынов Д.Л.** Создание системы контроля за работой техники в ОАО «Сургутнефтегаз»

## НАУКА – ПРОИЗВОДСТВУ

**Гладков Е.А.** О перспективности добычи нефти из баженовской свиты в юго-восточной части Западной Сибири

## ИНСТРУМЕНТ И ОБОРУДОВАНИЕ

**Головкин М.С., Балута А.Г., Мыкалкин В.В., Шленкин И.С., Ямалиев В.У.** Повышение ресурса опор герметизированных шарошечных долот с помощью применения современных методик расчета и лабораторных испытаний уплотнительного узла

**Шиловский А.В.** Хардбэндинг, или Защитная наплавка замков буровой трубы. Немангнитные УБТ и аксессуары: внимание к деталям

## ПРАВОВОЕ ПОЛЕ

**Сурова Д.К.** Стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов в России через налоговый режим

## КУЛЬТУРА

От штиля к урагану, или Без снобизма – к Айвазовскому. К 200-летию со дня рождения художника

## ЮБИЛЕЙ

Маэстро нефтяных скважин. Н.Л. Щавелеву – 85  
С Самотлором породнен. К 70-летию Л.Г. Титова  
Нефтегазовых дел эксперт. К 65-летию А.Г. Мессера  
От бурильщика до гендиректора. К 75-летию Г.П. Чайковского

## ЧЕРНЫЙ СПИСОК

Обмани меня нежно. О деловой репутации компании «Деловые линии»



## НОЯБРЬ

## МАКРОЭКОНОМИКА

**Богоявленский В.И., Барин П.С., Богоявленский И.В., Якубсон К.И.** Газовая революция в Китае

## АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

**Андреева Н.Н.** Время низких цен на нефть – время ученых

## ПРОЕКТЫ, ВОЗМОЖНОСТИ, ПЕРСПЕКТИВЫ

**Петрушин А.В.** Определение тяги в дымоходе и вентиляционном канале визуальным методом контроля

**Мацкевич В.И.** Повышение операционной эффективности производства высокомаржинальной продукции (АИ-95-К5)

**Хананов В.Д.** Концепция обустройства Астраханской группы месторождений

## ОПЫТ

**Янин А.Н.** Принципы разработки ультранизкопроницаемых коллекторов

## НАУКА – ПРОИЗВОДСТВУ

**Зайченко В.М., Молчанов Д.А., Торчинский В.М.** Моделирование воздействия детонационных волн на имитатор газоконденсатного пласта

## ИССЛЕДОВАНИЯ

**Абдикамалова А.Б., Хамраев С.С.** Новые рецептуры комбинированных составов реагентов для создания ингибирующих глинистых буровых растворов на основе бентонитов Каракалпакстана

## ТЕХНОЛОГИИ

**Овчинников В.П., Семенов А.Ф., Овчинников П.В.** Выбор эффективных полимеров путем анализа их влияния на основные параметры буровых растворов

## ЮБИЛЕЙ

«НПО «Полицелл»: 10 лет на службе сервиса буровых растворов. Всегда только вперед

**Кульчицкий В.В.** Здесь живет наука. К 150-летию Российского технического общества

## НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

Масла ЛУКОЙЛ: эффективные решения для добывающей промышленности

## ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

**Яценко А.В.** «Цель – ноль». Сотрудники АО «ССК» получили награду от заказчика за три года безопасной работы

## РАКУРС

**Салтыков Е.В.** Эпоксидные покрытия – на смену коррозии  
«Хотугу Танас» – самая теплая одежда в России!

## ЭКОЛОГИЯ И ПРОГРЕСС

**Абдрахимова Е.С., Абдрахимов В.З.** Инновационные направления по использованию бурового шлама в производстве пористого заполнителя

## КУЛЬТУРА

Визуально осязаем Ренессанс. Поэзия образов Рафаэля в ГМИИ имени А.С. Пушкина

## НОВОСТИ



Название	дата	город
«ИНТЕРПЛАСТИКА - 2017» 20-я международная специализированная выставка пластмасс и каучука	24 – 27 января	Москва, «Экспоцентр»
«НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО - 2017» СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА	15 – 17 февраль	Оренбург
«НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ» XVI Всероссийская специализированная выставка	15 – 17 февраля	Ижевск
НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ-2017 и ШИНЫ. КАУЧУКИ. РТИ-2017	15 – 17 февраля	Набережные-Челны
«АРКТИКА И ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ: ПЕРСПЕКТИВЫ, ИННОВАЦИИ И РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ» Международная конференция (Арктика – 2017)	16 – 17 февраль	Москва
«СВАРКА, КОНТРОЛЬ ДИАГНОСТИКА» Специализированная промышленная выставка	24 – 26 февраля	Москва
«ОБОРУДОВАНИЕ - НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ» Специализированная выставка оборудования, технологий для нефтяной и газовой промышленности и нефтеперерабатывающего комплекса	25 – 27 февраля	Волгоград
ПОЛИУРИТАНЭКС-2017, Девятая международная выставка полиуритана, полиуритановых материалов, технологий и производства	28 февраля – 2 марта	Москва
«СТРОИТЕЛЬСТВО И МОДЕРНИЗАЦИЯ НПЗ, ГПЗ И НХП – ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ. СТРАТЕГИИ, ТЕХНОЛОГИИ, ПРОЦЕССЫ И ОБОРУДОВАНИЕ.» II серия интерактивных дискуссий	1 марта	Москва
«ТЕРРИТОРИЯ NDT» Международная выставка средств и технологий неразрушающего контроля	1 – 3 марта	Москва
X СЕРИЯ ИНТЕРАКТИВНЫХ ДИСКУССИЙ И ВЫСТАВКА	1 – 3 марта	Тюмень
СТРОИТЕЛЬСТВО И МОДЕРНИЗАЦИЯ НПЗ, ГПЗ И НХП – ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ		Москва
ЭНЕРГЕТИКА И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ 18-я международная специализированная выставка	14 – 16 марта	Казань
«СНАБЖЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ» X международная конференция (Нефтегазснаб-2017)	16 марта	Москва
MIPS / SECURIKA / 22-я международная выставка технических средств охраны и оборудования для обеспечения безопасности и противопожарной защиты	21 – 24 марта	Москва, «Экспоцентр»
ГАЗ, НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ	22 – 23 марта	Новый Уренгой
ВОРОНЕЖСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ	23 – 25 марта	Воронеж
«НЕДРА-2017. ИЗУЧЕНИЕ. РАЗВЕДКА. ДОБЫЧА» 14-я международная выставка	28 – 30 марта	Москва
«МОНЕТИЗАЦИЯ ГАЗА В РОССИИ И СНГ» 3-я международная конференция	4 апреля	Москва
«НЕФТЕХИМИЯ РОССИИ И СНГ» V ежегодная международная конференция	5 – 6 апреля	Москва
«ТЭК РОССИИ В XXI ВЕКЕ» Московский международный энергетический форум	6 – 7 апреля	Москва
«АТЫРАУ, НЕФТЬ И ГАЗ 17» Северо-Каспийская региональная выставка	11 – 12 апреля	Атырау
«ВАКУУМТЕХЭКСПО» 11-я международная выставка вакуумной техники, материалов и технологий	11 – 13 апреля	Москва, «Сокольники»
«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»– «НЕФТЕГАЗ-2017» 17-я международная выставка	17 – 20 апреля	Москва
НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ – 2017	17 – 20 апреля	Москва
13-я конференция и выставка России и стран СНГ по технологиям переработки нефтяных остатков.	22 – 23 апрель	Москва
20-я международная выставка технологий и оборудования для добычи и обогащения полезных ископаемых MiningWorld Russia	25 – 27 апреля	Москва
«НАВИТЕХ-2017» 9-я международная выставка	25 – 28 апреля	Москва
РОССИЙСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ 2017	25 – 28 апреля	Москва
«МЕТАЛЛООБРАБОТКА-2017» «ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИБОРЫ И ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ МЕТАЛЛООБРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ» 18-я международная специализированная выставка	15 – 19 мая	Москва, «Экспоцентр»
«НЕФТЬ И ГАЗ УЗБЕКИСТАНА». OGU 2017 21-я международная выставка и конференция	17 – 19 мая	Ташкент
«СТРОИТЕЛЬСТВО В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ» (Нефтегазстрой-2017)VII международная конференция	23 мая	Москва
«ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ 2017» XXIV Международная специализированная выставка	23 – 26 мая	Уфа
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ-2017	23 – 28 мая	Геленджик
X международная выставка вертолетной индустрии HELIRUSSIA 2017	25 – 27 мая	Москва
«МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА 2017» 14-я международная практическая конференция и выставка	26 мая	Москва, Москва, отель «Милан»
«СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ, РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИН И ЗБС: ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ, ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ» Семинар-конференция	5 – 9 июня	Ялта
«РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ 2017» Всероссийская конференция	6 – 7 июня	Москва
VII форум и выставка	7 – 9 июня	Салехард
«НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ. 2017» 21-я Специализированная выставка оборудования, материалов, технологий для нефтяной, газовой и химической отраслей	7 – 9 июня	Саратов
IX Международный Форум Valve Industry Forum & Expo 2017	21 – 23 июня	Москва, ВДНХ, павильон №75
«НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2017 15-я Московская международная выставка нефтегазового оборудования и технологий	27 – 30 июня	Москва, Крокус экспо
14-я Международная выставка оборудования и программного обеспечения для геодезии и геоинформационных систем GEOFORM	27 – 30 июня	Москва
«НЕФТЬ, ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ» 24-я Международная специализированная выставка	6 – 8 сентября	Казань
«МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА» (Нефтегазпереработка-2017) VII Международная конференция	12 сентября	Москва
«ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ 2017» 3-я международная специализированная выставка	12 – 14 сентября	Москва
Конференция и выставка по судостроению и разработке высокотехнологичного оборудования для освоения шельфа Offshore Marintec Russia	12 – 15 сентября	Санкт-Петербург
V БАЛТИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ НЕДЕЛЯ	12 – 15 сентября	Альметьевск
«ГЕОМОДЕЛЬ 2017» 19-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа	14 сентября	Геленджик
Конференция и выставка по судостроению и разработке высокотехнологичного оборудования для освоения шельфа OFFSHORE MARINTEC RUSSIA	16 – 19 сентября	Тюмень
«НЕФТЕДОБЫЧА. НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА. ХИМИЯ» XI международная специализированная выставка	18 – 20 сентября	Самара
«СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН-2017» Конференция	18 – 23 сентября	Анапа
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СБОРА И УТИЛИЗАЦИИ ПНГ	19 сентября	Москва
НЕФТЬ И ГАЗ. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС – 2017 22-я специализированная выставка	19 – 22 сентября	Тюмень
«ПРОМЭКСПО» 17-я всероссийская специализированная выставка	27 – 29 сентября	Волгоград
«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ – 2017» 22-я специализированная выставка	28 – 30 сентябрь	Сургут
«НЕФТЬ И ГАЗ» 25-я казахстанская международная выставка и конференция	4 – 6 октября	Алмата
17-я международная выставка сварочных материалов, оборудования и технологий	10 – 13 октября	Москва, КВЦ «Сокольники»
«НЕФТЬ И ГАЗ. ХИМИЯ» 19-я межрегиональная выставка технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности	10 – 13 октябрь	Пермь
«НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ: МОДЕРНИЗАЦИЯ, ИННОВАЦИИ» Российский нефтегазовый саммит	17 октября	Москва
«НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕРВИС В РОССИИ» XII международная конференция (Нефтегазсервис-2017)	17 октября	Москва
«НЕФТЬ, ГАЗ И ИНФРАСТРУКТУРА» 11-я юбилейная Мангистауская региональная выставка	7 – 9 ноября	Москва
САХАПРОМЭКСПО - 2017. НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА. ЭКОЛОГИЯ. ГАЗИФИКАЦИЯ	7 – 11 ноября	Актау
«ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА 2017» IX международная выставка и конференция	8 ноября	Санкт-Петербург
«ХИМИЯ-2017» 20-я международная выставка химической промышленности и науки	19 – 22 ноября	Москва
«НЕФТЬ .ГАЗ. ХИМИЯ» Специализированная выставка	21 ноября	Красноярск
«НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ - 2017» 11-я межрегиональная специализированная выставка	22 – 23 ноября	Нижне-вартовск
«НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ» Международная конференция	8 декабря	Москва



**MIOGE**  
Moscow



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  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Самая масштабная в России  
международная выставка  
нефтегазового оборудования и  
технологий

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



Данные Свидетельства аудиторской  
проверки выставки MIOGE 2015



**RPGC**  
Moscow

13-й РОССИЙСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ  
КОНГРЕСС

в рамках выставки

**27–29 июня 2017**

МОСКВА • МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"

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

Организатор  
Группа компаний ITE





ОБЪЕДИНЕННАЯ  
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ  
КОМПАНИЯ

**НОВАЯ МАРКА СТАЛИ  
ДЛЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

**05XГБ**

ПОВЫШЕННАЯ СТОЙКОСТЬ  
К  $H_2S$  И  $CO_2$  КОРРОЗИИ

ХОРОШАЯ СВАРИВАЕМОСТЬ  
С АНАЛОГАМИ

ВЫСОКАЯ АДГЕЗИЯ ПРИ НАНЕСЕНИИ  
АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ

НИЗКАЯ СКОРОСТЬ  
ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ  
ВЫГОДА

СТАБИЛЬНА В КАЧЕСТВЕ  
НАДЕЖНА В ЭКСПЛУАТАЦИИ  
ТЕХНОЛОГИЧНА В ПРОИЗВОДСТВЕ  
УВЕЛИЧИВАЕТ СРОК СЛУЖБЫ ТРУБОПРОВОДОВ

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