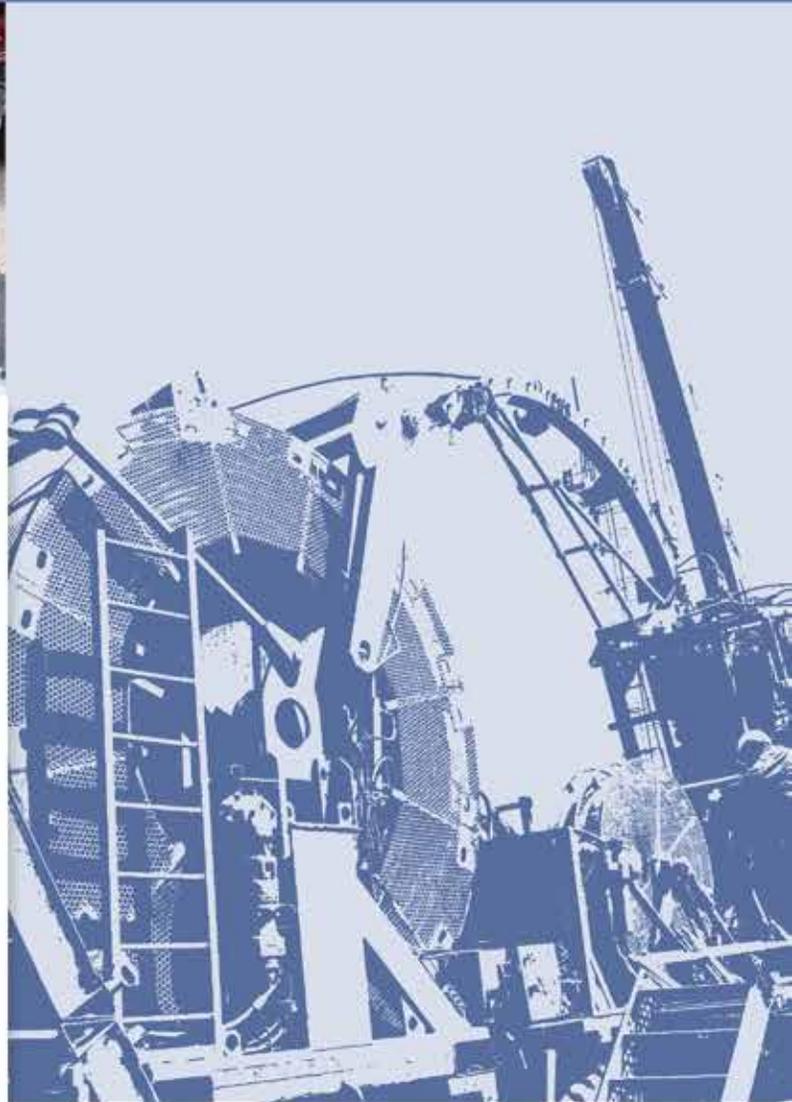


Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮВИНГА
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

3 (053), Сентябрь / September 2015



ГРП В ТАТАРСТАНЕ
HYDRAULIC FRACTURING
IN TATARSTAN

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС –
МОЩНЫЙ ДРАЙВЕР РАЗВИТИЯ
OIL AND GAS SECTOR CAN BECOME
A POWERFUL GROWTH DRIVER

РОССИЙСКИЕ ИННОВАЦИОННЫЕ
РАЗРАБОТКИ
RUSSIAN INNOVATIVE SOLUTIONS

ВЫСОКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ ERIELL
CUTTING-EDGE TECHNOLOGIES
FROM ERIELL

ГРУППА ФИД: ФЛОТ ДЛЯ
БОЛЬШЕОБЪЕМНЫХ ГРП

www.cttimes.org



53



Разработка и производство оборудования:

- для направленного бурения;
- для кислотоструйного и гидромониторного бурения;
- для работы в шахтных условиях;
- а также, скважинного оборудования и инструмента (соединители с ГНКТ, клапаны, насадки гидромониторные, соединительные компоновки, головки кабельные и др.).



ОТ ИНСТРУМЕНТА ДО КОМПОНОВОК



**Некоммерческое партнерство «Центр развития
колтюбинговых технологий»**

**Российское отделение Ассоциации специалистов по
колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам**

**Nonprofit Partnership Coiled Tubing Technologies
Development Center**

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association



**НП «ЦРКТ»
NP CTTDC**

ICOTA
Intervention & Coiled Tubing Association



Контактная информация

НП «ЦРКТ»

Пыжевский переулок, 5, строение 1, офис 224

Москва 119017, Российская Федерация

Телефон: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54

Факс: +7 499 788 91 19

Contact information

NP CTTDC

5/1 Pyzhevsky lane, Suite 224

119017 Moscow, Russian Federation

Telephone: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54

Fax: +7 499 788 91 19

www.icota-russia.ru

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

А.Б. Яновский, д.э.н., профессор, заместитель Министра энергетики Российской Федерации

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Ж. Атти, вице-президент по международным продажам компании Global Tubing;
Ю.А. Балакиров, д.т.н., профессор, заместитель директора по науке и технике международной компании «Юг-Нефтегаз» Private Limited;
К.В. Бурдин, к.т.н., главный инженер Департамента по ремонту скважин с ГНКТ «Шлюмберге»;
Г.А. Булыка, главный редактор журнала;
Б.Г. Выдрик, директор Некоммерческого партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий»;
В.С. Войтенко, д.т.н., профессор, академик РАЕН;
Н.А. Демяненко, к.т.н., ведущий научный сотрудник БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть»»;
С.А. Заграничный, генеральный директор ТОО «Трайкан Велл Сервис», Казахстан;
Р. Кларк, почетный редактор журнала;
А.Н. Коротченко, директор ООО «ИнТех»;
Е.Б. Лапотенцова, генеральный директор СЗАО «ФИДМАШ»;
В.В. Лаптев, к.т.н., первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества;
М.А. Силин, д.х.н., первый проректор по стратегическому развитию НИУ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;
Ю.Р. Стерлядев, исполнительный директор по управлению ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» – заместитель директора в ООО «Татнефть-РемСервис»;
Т.Л. Тамамянц, коммерческий директор ООО «НПО «ВЕРТЕКС»»;
А.Я. Третьяк, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Бурение нефтегазовых скважин и геофизика» ЮРГТУ (НПИ);
Дж. Черник, вице-президент Foremost Industries LP, глава представительства Foremost в России;
Е.Н. Штахов, к.т.н., зам. генерального директора ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»»;
Р.С. Яремийчук, д.т.н., профессор, академик РАЕН.

ОСНОВАТЕЛЬ ПРОЕКТА – Л.М. Груздилович

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время колтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

редакцией журнала «Время колтюбинга» и российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA)

АДРЕС РЕДАКЦИИ

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224,
 Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.
 www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
 Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.
 Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.
 Регистрационный номер ПИ № 77-16977.

Журнал распространяется по подписке среди специалистов нефтегазовых компаний и профильных научных институтов. Осуществляется широкая персональная рассылка руководителям первого звена.

Материалы, автор которых не указан, являются продуктом коллективной работы сотрудников редакции.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга» обязательна.

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

A. Yanovsky, Doctor of Economics, Professor, Deputy Minister of Energy of the Russian Federation

EDITORIAL BOARD

J. Attie, Vice President, International Sales, Global Tubing;
Yu. Balakirov, Doctor of Engineering, Professor, Deputy Director for Science and Technology of the International Company Yug-Neftegaz Private Limited;
H. Bulyka, Editor-in-Chief;
K. Burdin, Doctor of Engineering, Coiled Tubing Geomarket Technical Engineer Schlumberger;
J. Chernyk, Vice President, Foremost Industries LP, Head of Foremost in Russia;
R. Clarke, Honorary Editor;
N. Demyanenko, Doctor of Engineering, Lead Research Scientist of BelNIPIneft, RUE Production Association Belorusneft;
A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;
A. Lapatsentava, Director General, NOV FIDMASH;
V. Laptev, Doctor of Engineering, Vice President of Euroasian Geophysical Society;
M. Silin, Doctor of Chemistry, First Vice-Rector for Strategic Development, National Research University Gubkin Russian State University of Oil and Gas;
E. Shtakhov, Doctor of Engineering, Deputy Director General, "RosTEKtehnologii";
Yu. Sterlyadev, Executive Director for Management at 'Tatneft-AktyubinskRemServis' – Deputy Director at 'Tatneft-RemServis';
T. Tamamyants, Commercial Director, NPO Vertex Ltd.;
A. Tretiak, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of the Subdepartment of the Oil and Gas Wells Drilling and Geophysics, SRSTU (NPI);
V. Voitenko, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;
B. Vydrik, Director, Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center";
R. Yaremichuk, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;
S. Zagranichny, Director General, Trican Well Service, LLP, Kazakhstan.

THE AUTHOR OF THE PROJECT – L. Hruzdilovich

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

by Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal and The Russian Chapter of ICoTA

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

5/1, Pyzhevski Lane, office 224, Moscow 119017, Russia.
 Phone: +7 499 788 91 24, Fax: +7 499 788 91 19.
 www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
 Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.
 The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.
 Registration number ПИ № 77-16977.

The Journal is distributed by subscription among specialists of oil and gas companies and scientific institutions. In addition, it is also delivered directly to key executives included into our extensive mailing list.

The materials, the author of which is not specified, are the product of the Editorial Board teamwork. When reprinting the materials the reference to the Coiled Tubing Times is obligatory. The articles provided in this journal do not necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Дорогие друзья, вышел очередной, 53-й номер нашего журнала.

Он увидел свет в непростые времена, когда экономическая ситуация, увы, не способствует интенсивному внедрению прогрессивных, а значит, недешевых технологий нефтегазового сервиса, когда один из самых авторитетных (если не самый авторитетный) российский эксперт в области нефтегазового комплекса не только не берется предсказать дальнейшую динамику цен на нефть, но и не без иронии советует по этому вопросу обращаться к гадалкам...

Но, несмотря ни на что, я и мои коллеги из журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» верим, что «Нефтегазовый комплекс может стать мощным драйвером развития». Так озаглавлен материал, подготовленный на основе экспертной дискуссии «Российский нефтегазовый комплекс в условиях экономических и политических ограничений: поиск новых возможностей или путь к стагнации?», которая состоялась в рамках 12-го Российского нефтегазового конгресса. В качестве экспертов выступили весьма компетентные специалисты, и один из сделанных ими выводов: спрос на высокотехнологичные нефтесервисные услуги, на высокопродуктивное оборудование вполне может стимулировать инновационное развитие отрасли.

Именно о таких услугах, о сложнейших работах, выполняемых российскими нефтяниками, рассказывает публикация начальника ЦТР ООО «Татнефть-ЛенинбургРемСервис» Павла Демакина «Комплекс услуг по ГРП», которой открывается рубрика «Технологии». В рубрике вы найдете также статьи «Гидроимпульсная имплозионная обработка призабойной зоны пласта вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин» авторства специалистов Омского государственного технического университета и «Диагностика отложений в нефтескважинах с помощью реперных технологий» от исследователей из Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Я счастлив, что авторский актив журнала пополняется. В этом номере впервые выступает коллектив авторов из Государственного университета управления со статьей «Инновационные шахтно-скважинные технологии освоения и эксплуатации запасов сланцевой нефти Западной Сибири и Поволжья».

В письме в редакцию один из авторов, профессор Анатолий Ильюша пишет: «Колтюбинг и все, что с ним связано, – ГРП, газожидкостные, термогазовые, азотные технологии воздействия на продуктивные пласты и т.д., как нам кажется, как раз и будут лежать в основе прорывных шахтно-скважинных технологий добычи и использования трудноизвлекаемых запасов нефти и газа». Замечательно сказано! Область применения колтюбинга неуклонно расширяется. Мы стараемся отслеживать новые области его «экспансии» и оперативно сообщать вам на страницах журнала.

Надеюсь, что представление технических и технологических инноваций продолжится в очном режиме на 16-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которая состоится уже совсем скоро. Открытие технических секций – 29 октября.

До встречи в Москве!

Рон Кларк



EDITORIAL

Dear friends, we have the 53rd issue of our journal published.

This issue has become a witness to challenging times, with the economic situation far from being conducive to the introduction of advanced and expensive oil and gas service technologies, and with one of the most competent (to say the least) Russian experts in oil and gas industry refusing to make any predictions as to the further oil price development and recommending everybody, not without a touch of irony, to consult fortune-tellers...

However my colleagues from "Coiled Tubing Times, HP Times" and I continue to believe that "Oil and Gas Sector Can Become a Powerful Growth Driver". This is the title given to the summary of panel discussion "Russian Oil and Gas Complex under Economic and Political Restrictions: New Solutions or Stagnation?" which was held during the 12th Russian Oil and Gas Congress. One of the conclusions made by the competent experts involved in the discussion was that demand for high-technology oil and gas services and high-performance equipment is likely to facilitate the innovation driven growth in the industry.

It is these services and the most challenging works performed by Russian oilfield workers that you can read about at the opening of the "Technologies" column in the article "Package of Hydraulic Fracturing Services" by Pavel Demakin, Head of Technological Operations Unit, Tatneft-LeninogorskRemService.

You will also find in this column articles "Hydroimpulsive Implosion Processing of Bottomhole Formation Zone of Vertical, Inclined and Horizontal Wells" by experts from Omsk State Technical University, and Detection of Sediments in Oil Producing Wells Using Reference Technologies by analysts from Ufa State Petroleum Technological University.

I am happy to see new faces among our authors. This issue presents to you a team from the State University of Management with their article "Innovative Shaft and Downhole Technologies for Shale Oil Resources Development and Production in Western Siberia and Volga Region".

One of the authors, Professor Anatoly Ilyusha, says in his letter to our editors, "We believe that coiled tubing and all related technologies, including hydraulic fracturing, gas-liquid, thermal gas or nitrogen treatment of productive formations, are the basis for breakthrough shaft and downhole technologies to be used for the production and usage of reserves which are hard to recover". Well said! The scope of application of coiled tubing continues to expand. We do our best to monitor its 'expansion' and promptly inform you of its new horizons through our journal.

I hope that further presentation of technical and technological innovations will take a face-to-face form at the forthcoming 16th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. Technical sessions are to open on 29 October.

See you in Moscow!

Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

Нефтегазовый комплекс может стать мощным драйвером развития (Материал подготовлен на основе экспертной дискуссии «Российский нефтегазовый комплекс в условиях экономических и политических ограничений: поиск новых возможностей или путь к стагнации?», которая состоялась в рамках 12-го Российского нефтегазового конгресса) 14

ТЕХНОЛОГИИ

П. Демакин

Комплекс услуг по ГРП от ООО «Татнефть-ЛениногорскРемСервис» 28

Ю.А. Бурьян, В.Н. Сорокин

Гидроимпульсная имплозионная обработка призабойной зоны пласта вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин 34

И.З. Денисламов, Г.И. Денисламова

Диагностика отложений в нефтескважинах с помощью реперных технологий 40

У НАС В ГОСТЯХ

Колтюбинг: сервис и бурение скважин (Беседа с заместителем заведующего кафедрой технологии химических веществ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, к. т. н. **Л. Давлетшиной**) 46

ИННОВАЦИИ

Отечественные инновационные разработки («Время колтюбинга», участник ТП «ТДИУ», представляет вниманию читателей подборку из «Каталога инновационных разработок», в которую вошли аннотации технологий, лежащих в тематическом поле издания) 50

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

В.Я. Афанасьев, А.В. Ильюша, Ю.Н. Линник, В.Ю. Линник, В.В. Шерсткин

Инновационные шахтно-скважинные технологии освоения и эксплуатации запасов сланцевой нефти Западной Сибири и Поволжья 56

ПРАКТИКА

ССК всегда будет востребована в больших проектах (Беседа с заместителем начальника службы цементирования филиала Управления цементирования скважин ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» **А.А. Болотовым**) 63

Мы используем мировой опыт и высокие технологии (Беседа с директором Департамента по испытанию, освоению и ремонту скважин РБЕ «Россия» Группы ERIELL **В.П. Краузе**) 68

ОБОРУДОВАНИЕ

Рекомендации профессионалов Группы ФИД 72

Совместный антикризисный проект ООО «Технотройлизинг», СЗАО «ФИДМАШ» и ООО «Пакер Сервис» 79

В.М. Кононов, Н.М. Панин

Оборудование для повышения эффективности гидроразрыва и гидроперфорации в продуктивных пластах 80

КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Ю.А. Балакиров

Крестообразный гидроразрыв пласта 83

Побеждаем «черную дыру» 83

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

«Нефть и газ»/MIOGE 2015: новые возможности для поставщиков отечественных технологий и оборудования 84

Группа ФИД на главной выставке отрасли 88

Российский нефтегазовый конгресс/RPGC: долгосрочные прогнозы нефте- и газодобычи в России благоприятны 89

II Международная (X Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия» 91

Анкета «Времени колтюбинга» 96

НОВОСТИ: оборудование и услуги 106

PROSPECTS

Oil and Gas Sector Can Become a Powerful Growth Driver (This material is prepared on the basis of expert discussion 'Russia's Oil and Gas Industry under Economic and Political Restrictions: Searching for New Opportunities or Path to Stagnation?' which was held within the framework of the 12th Russian Petroleum and Gas Congress)14

TECHNOLOGIES

P. Demakin

Tatneft-LeninogorskRemServis: Package of Hydraulic Fracturing Services28

U. Burian, V. Sorokin

Hydroimpulsive Implosion Processing of Bottomhole Formation Zone of Vertical, Inclined and Horizontal Wells34

I. Denislamov, G. Denislamova

Detection of Sediments in Oil Producing Wells Using Reference Technologies40

UNCONVENTIONAL HYDROCARBON SOURCES

V. Afanasiev, A. Ilyusha, Yu. Linnik, V. Linnik, V. Sherstkin

Innovative Shaft and Downhole Technologies for Shale Oil Resources Development and Production in Western Siberia and Volga Region56

PRACTICE

SSK Will Always Be in Demand in Large Projects (Interview with **A. Bolotov**, Deputy Head of Cementing Service of Well Cementing Directorate at Siberian Service Company)63

We Use Global Experience and High Technologies (Interview with **V. Krauze**, Director of Well Testing, Stimulation and Workover Department of RBU 'Russia', ERIELL Group)68

Coiled Tubing Times Questionnaire.....96

NEWS: Equipment and Services106



16-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

The 16th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

Конференция состоится 29–30 октября 2015 года в Москве.

Организаторы: российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), Центр развития колтюбинговых технологий, научно-практический журнал «Время колтюбинга».

Поддержка: Министерство энергетики Российской Федерации.

Площадка проведения: гостиница «Аэростар» (Ленинградский проспект, 37, корпус 9, ст. метро «Динамо»).

Структура мероприятия:

29–30 октября. **Технические секции.** Их тематика:

- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГПП плюс ГРП, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП, большеобъемные ГРП и др.);
- Современные методы геофизического исследования скважин, в т.ч. горизонтальных; доставка геофизических приборов с помощью колтюбинга и внутрискважинных тракторов;
- Внутрискважинный инструмент для высокотехнологичных работ;
- Зарезка боковых стволов;
- Гидромониторное бурение;
- Инструментальный сервис (ловильные операции, фрезерование, установка отсекающих пакеров и др.);
- Новые методы повышения нефтеотдачи пластов;
- Ремонтно-изоляционные работы;
- Промысловая химия для высокотехнологичного нефтегазового сервиса (реагенты и материалы для ГРП, композиции для ПНП, составы для РИР и др.)

29 октября. **Торжественный прием**, в рамках которого состоится вручение дипломов лауреатам специальной премии Intervention Technology Award, учрежденной российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

30 октября. **Круглый стол** «Оборудование для высокотехнологичного нефтегазового сервиса: его возможности, актуальные предложения рынка, импортозамещение».

Рабочие языки конференции: русский и английский. Будет вестись синхронный перевод.

29–30 октября. **Выставка.** Будут представлены продукция и/или технологии компаний-участниц. Международная научно-практическая

The conference will be held on October 29–30, 2015 in Moscow.

Organizers: the Russian Chapter of the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA), Coiled Tubing Technologies Development Center (NP CTTDC) and Coiled Tubing Times Journal.

Supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation.

Venue: Aerostar Hotel (Leningradskiy ave. 37, bldg. 9, “Динамо” subway station).

Structure of the event:

October 29–30. **Technical sessions.** Topics of the sessions include:

- Coiled tubing technologies;
- Latest hydraulic fracturing technologies (multi-stage fracturing in horizontal wells, fracturing plus hydraulic jet drilling, nitrogen fracturing, coiled tubing fracturing, large-volume fracturing, etc.);
- Up-to-date well logging techniques, including horizontal wells logging; conveyance of logging tools using coiled tubing and downhole tractors;
- High-tech well intervention equipment;
- Sidetracking;
- Jet drilling;
- Well service (fishing and milling operations, packer setting jobs, etc.);
- New EOR technologies;
- Cement squeeze;
- Oilfield (hydraulic fracturing chemicals, EOR solutions, cement squeeze mixes, etc.)

October 29. **Welcome Reception.** The Intervention Technology Award (established by the Russian Chapter of The Intervention & Coiled Tubing Association) will be presented to the selected companies.

October 30. **Round table** «High-tech oilfield service equipment: capabilities, the latest market offers and imports phase-out».

Working languages are either Russian or English. Simultaneous interpretation will be provided.

October 29–30. **Exhibition.** Products and/or technologies of the participating companies will be presented there.

The International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is held on an annual basis. It is the Russian longest-standing professional forum for oil and gas services

16-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 16th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» проводится ежегодно. Это старейший в России профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных нефтесервисных услуг и производителей соответствующего оборудования.

Делегатами конференции неизменно являются представители таких известных российских и международных компаний, как «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Шлюмберже», Trican Well Service, Weatherford, Halliburton, «Татнефть», «Башнефть», ООО «Интегра – Сервисы», «ЕВС», «БВТ-Восток», Eriell Group, «Белоруснефть», «Пакер Сервис», Westor Overseas Holding, «ФракДжет-Волга», «Урал-Дизайн-ПНП», «Ветеран», «ФИДМАШ», Группа ФИД, Serva Group, Welltec, RGM, Jereh Group, Боровичский комбинат огнеупоров и др.

Программа технических секций традиционно фокусируется на самых передовых технологиях. Вы можете убедиться в этом, ознакомившись с историей конференции по адресу <http://www.cttimes.org/conf/>

На 16-й конференции будут предоставлены все условия для продуктивного как формального, так и неформального общения специалистов в процессе кофе-брейков, фуршета и торжественного приема. Вы сможете обсудить актуальные проблемы с коллегами из ведущих компаний, побеседовать с англоязычными участниками конференции с помощью квалифицированных переводчиков.

Вы не только получите исчерпывающую информацию о самых свежих технических и технологических инновациях мирового и российского нефтегазосервисного рынка, но и встретите новых друзей.

Зарегистрироваться в качестве участника конференции Вы можете по адресу: <http://www.cttimes.org/conf/confreg/>

Информация о спонсорских возможностях высылается по запросу.

E-mail: cttimes@cttimes.org

Тел.: +7 499 788 91 24

Моб.: +7 (916) 512 70 54

Факс: +7 499 788 91 19

Сайт: www.cttimes.org

Контактное лицо: Артем Грибов, директор по стратегическому развитию журнала «Время колтюбинга»

Ждем Вас в нашем неформальном клубе!

Оргкомитет

specialists, purchasers of high-tech oilfield services and manufacturers of oilfield equipment.

The conference is attended by the representatives of such well-known Russian and International companies as Rosneft, Gazprom, Gazprom-neft, LUKOIL, Schlumberger, Trican Well Service, Weatherford, Halliburton, Tatneft, Bashneft, Integra-Services LLC, EWS, BVT-Vostok, Eriell Group, Belorusneft, Packer-Service, Westor Overseas Holding, Frac-Jet Volga, Ural-Design-PNP, Veteran, NOV Fidmash, FID Group, Serva Group, Welltec, RGM, Jereh Group, Borovichskiy Refractory Materials Factory, etc.

Technical sessions program are traditionally focused on the most advanced technologies. You can get detailed information about the history of the conference at <http://www.cttimes.org/conf/>

At the 16th conference you will have a possibility to communicate with colleagues both in formal and informal surroundings (during coffee breaks, standing buffet or evening party). You will be able to discuss timely topics and problems with the specialists of the presented leading oil and gas companies. Our interpreters are always ready to help with linguistic barrier breaking.

You will not only gain comprehensive information about the most up-to-date technical innovations of the global and Russian oilfield service markets, but also will be able to make new friends.

You can sign up to the conference by filling the online application form at <http://www.cttimes.org/conf/confreg/>

Information about Sponsorship Packages is available upon request.

E-mail: cttimes@cttimes.org

Tel.: +7 499 7889124

Mobile +7 (916) 512 70 54

Fax: +7 499 7889119

Website: www.cttimes.org

Contact person: Artem Gribov, Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times"

We are looking forward to seeing you!

Organizing Committee

**16-я Международная научно-практическая конференция
«Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»**

**The 16th International Scientific and Practical Coiled Tubing,
Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference**

**29–30 октября 2015 года,
Россия, Москва, гостиница «Аэростар»**
(Ленинградский проспект, 37, корпус 9,
ст. метро «Динамо»)

Тематика:

- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГПП плюс ГРП, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП, большеобъемные ГРП и др.);
- Современные методы геофизического исследования скважин, в т.ч. горизонтальных; доставка геофизических приборов с помощью колтюбинга и внутрискважинных тракторов;
- Внутрискважинный инструмент для высокотехнологичных работ;
- Зарезка боковых стволов;
- Гидромониторное бурение;
- Инструментальный сервис (ловильные операции, фрезерование, установка отсекающих пакеров и др.);
- Новые методы повышения нефтеотдачи пластов;
- Ремонтно-изоляционные работы;
- Промысловая химия для высокотехнологичного нефтегазового сервиса (реагенты и материалы для ГРП, композиции для ПНП, составы для РИР и др.).

**October 29–30, 2015
Aerostar Hotel, Moscow, Russia**
(Leningradskiy ave. 37, bld. 9,
"Dinamo" subway station)

Conference topics:

- Coiled tubing technologies;
- Latest hydraulic fracturing technologies (multi-stage fracturing in horizontal wells, fracturing plus hydraulic jet drilling, nitrogen fracturing, coiled tubing fracturing, large-volume fracturing, etc.);
- Up-to-date well logging techniques, including horizontal wells logging; conveyance of logging tools using coiled tubing and downhole tractors;
- High-tech well intervention equipment;
- Sidetracking;
- Jet drilling;
- Well service (fishing and milling operations, packer setting jobs, etc.);
- New EOR technologies;
- Cement squeeze;
- Oilfield chemistry (hydraulic fracturing chemicals, EOR solutions, cement squeeze mixes, etc.).

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

Tel.: +7 499 788 91 24
Tel./fax: +7 499 788 91 19
E-mail: cttimes@cttimes.org,
www.cttconference.ru



РЕГИСТРАЦИОННАЯ ФОРМА

16-я Международная научно-практическая конференция
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»
29–30 октября 2015 г.

г. Москва, гостиница «Аэростар», (Ленинградский проспект, 37, к. 9, ст. м. «Динамо»)

1. Пожалуйста, заполните регистрационную форму. *Поля, обязательные для заполнения

*Фамилия *Написание по-английски

*Имя *Написание по-английски

*Отчество

*Должность

Написание по-английски

*Компания

*Адрес электронной почты *Телефон

*Факс

Почтовый адрес

2. Пожалуйста, отметьте формат участия: конференция, выставка.

29–30.10.2015 – КОНФЕРЕНЦИЯ

Регистрационный взнос

Для делегатов..... 75 000 руб.

Для докладчиков (доклады нерекламного характера)..... 45 000 руб.

Характер доклада определяет программный комитет конференции

При регистрации 3-х и более участников от одной организации – скидка 7%

Регистрационный взнос с одного человека69 750 руб.

Для участников конференций 2009–2014 гг. – скидка 5%

Регистрационный взнос с одного человека.....71 250 руб.

Регистрационный взнос включает: участие делегата в технических секциях, кофе-брейках, обедах, ужинах, вечернем приеме, посещение выставки, а также раздаточные материалы конференции и презентации докладчиков на flash-носителе.

Для заочных участников..... 15 000 руб.

29–30.10.2015 – ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ КОМПАНИЙ-УЧАСТНИЦ

Все суммы не включают НДС

Пожалуйста, укажите формат участия и укажите сумму выбранного Вами регистрационного взноса:

	Формат	Сумма
Делегат конференции		
Делегат конференции – докладчик		
Заочный участник конференции		
Экспонент выставки		

Гостиница «Аэростар»

Адрес: 125167, Москва, Ленинградский проспект, д.37, корп. 9.

Бронирование номеров: +7 495 988-31-30,
E-mail: reservation@aerostar.ru

APPLICATION FORM
The 16th International Scientific and Practical
COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE
October 29–30, 2015

Aerostar Hotel, Moscow, Russia (Leningradskiy ave. 37, bld. 9, “Dinamo” subway station)

Please, fill in the application form. *Mandatory fields

*Last Name

*First Name

*Position

*Company.....

.....

*E-mail

*Telephone

*Fax

Mail

Please, select your participation option: conference, exhibition.

29–30.10.2015 – CONFERENCE

Registration fee:

For delegates..... \$1490

For reporters (Non-advertizing reports).....\$600

The nature of the report is defined by the Program Committee of the conference

3 or more participants from one organization have a 7% registration discount

Registration fee for one person\$1380

The participants of the conferences in 2009–2014 have a 5% registration discount

Registration fee for one person/\$1410

Registration fee includes: participating in the technical sections, coffee breaks, lunches, dinners and evening reception, touring of the exhibition as well as getting conference handouts and presentations of reports on a flash-drive.

For correspondent participants\$300

29–30.10.2015 – EXHIBITION OF TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT OF THE MEMBER COMPANIES

All prices don't include VAT

Please, select your participation option and registration fee:

	Option	Price
Delegate of the conference		
Delegate and reporter of the conference		
Correspondent participant of the conference		
Exponent of the exhibition		

Aerostar Hotel

Address: 125167, Moscow,

Leningradskiy ave. 37, bldg. 9.

Reservation service: +7 495 988-31-30,

E-mail: reservation@aerostar.ru



НП «ЦРКТ»



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) предлагает вам принять участие в голосовании, результатом которого станет формирование шорт-листа специальной премии **Intervention Technology Award – 2015**.

Укажите, пожалуйста, какие компании, на ваш взгляд, достойны стать лауреатами в следующих номинациях:

«Лучшая компания в использовании колтюбинговых технологий в России и СНГ» _____

«Лучшая компания в области проведения ГРП в России и СНГ» _____

«Лучшая международная компания в области проведения ГРП» _____

«Лучшая компания по продвижению инноваций в России и СНГ» _____

«Прорыв года – лучшая компания по темпам развития» _____

«Лучшая международная компания на сервисном рынке России» _____

«Лучшая компания – производитель оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса на территории Единого экономического пространства (ЕЭП)» _____

«Финансовый институт, способствующий внедрению высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России» _____

«Лучшее периодическое издание в России и СНГ, посвященное нефтегазовому сервису» _____

Просим вас отсканировать заполненную форму и прислать по адресу: cttimes@cttimes.org.

Можно также прислать заполненную форму по факсу: +7 499 788 91 19

Ваш голос очень важен!

На первом этапе подведения итогов по результатам обработки заполненных форм будут составлены шорт-листы в каждой номинации. На втором этапе авторитетное жюри, в состав которого входят члены совета директоров российского отделения ICoTA, эксперты Минэнерго РФ, члены ученого совета Центра развития колтюбинговых технологий и члены редакционного совета журнала «Время колтюбинга», определит победителей согласно выработанным для каждой номинации качественным и количественным критериям.

Торжественное вручение дипломов лауреатам российской Intervention Technology Award состоится в рамках 16-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» 29 октября 2015 года.

Премия **Intervention Technology Award** учреждена в начале 2014 года российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и является отечественной версией премии, вручаемой американским отделением ICoTA на ежегодной конференции в Вудлендсе (США, штат Техас).

Контактная информация:

www.icota-russia.ru

Пыжевский переулок, 5,
строение 1, офис 224
Москва 119017,
Российская Федерация

Телефоны:

+7 499 788 91 24;

+7 (916) 512 70 54

Факс: +7 499 788 91 19



Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *times*



Dear colleagues and friends!
Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) invites you to respond to a poll and tell us which companies are worthy of the special **Intervention Technology Award 2015**.

You are kindly asked to choose the companies which, in your opinion, are the winners in the following categories:

- Best company in the sphere of coiled tubing technologies application in Russia and CIS countries _____
- Best company in the sphere of hydraulic fracturing operations in Russia and CIS countries _____
- Best international company in the sphere of hydraulic fracturing operations _____
- Best innovating company in Russia and CIS countries _____
- Breakthrough of the year – the fastest-growing company _____
- Best international company on the Russian oilfield service market _____
- Best company-manufacturer of the high-tech oilfield service equipment on the territory of the Common Free Market Zone _____
- Financial institution that promotes high-tech oilfield services in Russia _____
- Best periodical devoted to oil and gas service in Russia and CIS countries _____

Please, kindly fill-in the form, scan it and send to cttimes@cttimes.org

You can send the filled form by fax as well: +7 499 788 91 19

Your opinion is very important for us!

On the first stage, we will form short lists of the companies in each of the categories on the basis of your votes. On the second stage, the panel of judges comprising board members of the Russian Chapter of ICoTA, experts from the Russian Ministry of Energy, members of the Scientific Council of Coiled Tubing Technologies Development Center and members of the Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal will choose the winner in each category (according to the elaborated qualitative and quantitative criteria).

Intervention Technology Award Ceremony will be held in the framework of the 16th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference on October 29, 2015.

Intervention Technology Award was established in early 2014 by the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA). It is the Russian version of the award established by the US Chapter of ICoTA.

Contact information:

www.icota-russia.ru
5/1 Pyzhevsky lane,
Suite 224
119017 Moscow, Russian
Federation

Telephone: +7 499 788 91
24; +7 (916) 512 70 54
Fax: +7 499 788 91 19

Coiled/tubing Limes

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

ЖУРНАЛ,
о современном
высокотехнологичном
нефтегазовом сервисе –
об инновационном
оборудовании
и технологиях



КОЛТЮБИНГ –
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

www.cttimes.org

Индекс в подписном каталоге «Роспечать» – 84119

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС МОЖЕТ СТАТЬ МОЩНЫМ ДРАЙВЕРОМ РАЗВИТИЯ

OIL AND GAS SECTOR CAN BECOME A POWERFUL GROWTH DRIVER

Материал подготовлен на основе экспертной дискуссии «Российский нефтегазовый комплекс в условиях экономических и политических ограничений: поиск новых возможностей или путь к стагнации?», которая состоялась в рамках 12-го Российского нефтегазового конгресса, информационным партнером которого являлся журнал «Время колтюбинга».

This material is prepared on the basis of expert discussion 'Russia's Oil and Gas Industry under Economic and Political Restrictions: Searching for New Opportunities or Path to Stagnation?' which was held within the framework of the 12th Russian Petroleum and Gas Congress. Coiled Tubing Times was an information partner of the congress.

Игорь Виттель: Сегодня мы обсуждаем российский нефтегазовый комплекс в условиях экономических и политических ограничений и поиски новых путей выхода. Хотелось бы, чтобы были названы основные вызовы для нашего нефтегазового комплекса.

Валерий Бессель: Наш нефтегазовый комплекс в настоящее время очень устойчив, но у него есть три проблемы. Первое: необходимо огромное количество инвестиций, потому что он очень затратен. Пока еще мы по инерции движемся, и движемся хорошо, но эта инерционность может уже через три-пять лет дать сбой. Второе – безусловно, нужно разрабатывать новые технологии. Третье – импортозамещение, причем не на словах, а в реалиях, потому что я с трудом понимаю, как можно заниматься импортозамещением в нынешних экономических реалиях при таких дорогих деньгах.

Игорь Виттель: На недавнем Петербургском международном экономическом форуме из уст высоких чиновников звучала уверенность, что все идет по плану, скоро восстановится высокая цена на нефть, и все обойдется. При тех проблемах, которые Вы обозначили, понятно, что не обойдется. Реально ли, по Вашему мнению, понизить процентную ставку хотя бы до относительно приемлемого уровня?

Валерий Бессель: Проблема огромная. Вопрос экономической модели государства стоит уже не первый день. После развала Советского Союза мы все стали вроде инвесторов. И мы, конечно же, хотим вкладывать свои деньги туда, где сможем получить столько же очень быстро. Безусловно, речь идет о легальном бизнесе. Поэтому ресурса я не вижу. Деньги в стране есть, и их огромное



*В качестве модератора экспертной дискуссии выступал **Игорь ВИТТЕЛЬ**, политолог, телеведущий, РБК ТВ*

*The discussion was moderated by **Igor VITTEL**, Politologist, Host, RBC TV*



***Валерий БЕССЕЛЬ**, исполнительный вице-президент, ГК «НьюТекСервисез», профессор РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина*

***Valery BESSEL** Executive Vice-President, NewTech Services; Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas*

Igor Vitteľ: Today we are discussing about Russian oil and gas sector under economic and political restrictions and searching for new ways out. I would like our participants to speak about the main challenges for our oil and gas sector.

Valery Bessel: Our oil and gas sector is currently very sustainable, but it has three problems. Firstly, huge investments are needed because the costs in the sector are very high. We continue moving forward quite well, but this movement is by inertia and in three to five years this inertia might fail. Secondly, we need to master new technologies. Thirdly, import substitution is needed. But we need import substitution not in word but in deed. Because I hardly can understand how it is possible to do import substitution under

количество. Выросла целая плеяда представителей бизнес-элиты, в руках которой достаточные финансовые средства. Но ментальность предпринимателей должна меняться! Они должны понимать, что невозможно получить миллиардные прибыли уже завтра, а нужно вкладывать миллионы, зная, что они могут превратиться в миллиарды лишь через пять-семь-десять лет. Нужно помнить, что это твоя страна, что в ней будут жить твои дети и что ты сам живешь тут, а не стремишься здесь только зарабатывать деньги. Я сам, как профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, много общаюсь со студентами и магистрантами и постоянно им об этом говорю. Но, к сожалению, не думаю, что более старшее поколение может измениться. В российском крупном бизнесе только несколько имен не связаны с нефтегазовой отраслью – Касперский, Волож создали свои компании сами. Все остальные – это бизнес вокруг да около сырья, доходы за счет получения дешевых ресурсов и перепродажи их за границу задорого. По оценкам экспертов, в современной России насчитывается 111 миллиардеров, которым принадлежит 35% национального богатства страны. То есть треть ресурсов практически исключена из процесса инновационного производства. Без изменения ментальности «капитанов бизнеса» трудно рассчитывать на успех.

Игорь Виттель: Действительно ли все так критично, как описал коллега? Или так оптимистично, как утверждалось на форуме в Питере? Требуется ли российская нефтегазовая отрасль если не реформ, то прорывных решений? И если да, то для чего? Какие проблемы нужно решить в первую очередь?

Павел Завальный: Правильно поставленная цель – это половина достижения цели. Так в любом деле, в том числе в вопросах развития страны или какой-либо отрасли промышленности, в данном случае ТЭК. Но для того чтобы правильно поставить цель, нужна хорошая диагностика. Любой кризис выявляет слабые места. В экономике страны мы сейчас не столько латаем дыры, сколько переосмысливаем то, как мы жили последние 10–20 лет, надеясь на то, что Запад нам поможет. Запад показал нам свое неприветливое лицо на фоне известных событий. И теперь мы переосмысливаем ситуацию, начинаем обращать больше внимания, например, на развитие сельского хозяйства. Что касается нефтегазового комплекса, здесь мы тоже понимаем его уязвимые места. Да, сегодня ТЭК является ведущей отраслью экономики, обеспечивающей и экспортную выручку, и доходы

Ментальность предпринимателей должна меняться! Они должны понимать, что невозможно получить миллиардные прибыли уже завтра, а нужно вкладывать миллионы, зная, что они могут превратиться в миллиарды лишь через пять-семь-десять лет. Нужно помнить, что это твоя страна, что в ней будут жить твои дети и что ты сам живешь тут, а не стремишься здесь только зарабатывать деньги.

The mindset of entrepreneurs should change! They should understand that it is impossible to get billions of profits tomorrow, that one need to invest millions knowing that they might turn into billions in five, seven, ten years. A person should bear in mind that it is his country, that his children will live here, that he lives here, not just makes business and earns money.

current economic situation and with such expensive money.

Igor Vittel: During the recent Saint Petersburg International Economic Forum high-ranking officials declared with certainty that everything is proceeding according to a plan, that soon oil will become expensive again and things will come right. But having problems that you have just mentioned, it is clear that things will not come right. Do you think it is realistic to reduce the interest rates to a relatively acceptable level?

Valery Bessel: The problem is huge. The issue of the country's economic model is high on the agenda for quite a while. After disintegration of the USSR we all became sort of investors. Of course, we want to invest into the sectors where we can get quick return on our investments. Surely, I speak about legal business. That is why I do not see the resource. There is money in the country, there is money galore. Today there is a constellation of business elite representatives, who have enough financial resources. But the mindset



Павел ЗАВАЛЬНЫЙ:
председатель Комитета
по энергетике,
Государственная Дума РФ;
президент, Российское
газовое общество/РГО

Pavel ZAVALNIY, Chairman
of the Energy Committee,
State Duma of the Russian
Federation; President, Russian
Gas Society

of entrepreneurs should change! They should understand that it is impossible to get billions of profits tomorrow, that one need to invest millions knowing that they might turn into billions in five, seven, ten years. A person should bear in mind that it is his country, that his children will live here, that he lives here, not just makes business and earns money. Being a professor at Gubkin Russian State University of Oil and Gas I talk to my students and master's students and explain this idea to them. But, unfortunately, I do not think that older generation

Что касается критичных направлений, то в ТЭК это импортозамещение. Требуется более интенсивное развитие технологий, производство инновационного оборудования, улучшение ресурсной базы.

Speaking about critically important areas, it is import substitution in the fuel and energy sector. More intensive development of technologies, production of innovative equipment and improvement of the resource base are required.

бюджета, а также крупнейшим заказчиком для нашей промышленности. Что касается критичных направлений, то в ТЭК это импортозамещение. Понятно, что при существующей процентной ставке промышленность развиваться не может, и государство предоставляет помощь на переходный период, в том числе в виде льготных кредитов. Требуется более интенсивное развитие технологий, производство инновационного оборудования, улучшение ресурсной базы. Мы уже провели диагностику с участием представителей бизнеса, крупных нефтегазовых компаний, четко и ясно определили цели. Поэтому я не вижу неразрешимых проблем. Да, наблюдается временный спад и в развитии страны, и в развитии экономики. Но все это преодолимо, и уже в среднесрочной перспективе нас ждет успех. Я в этом убежден.

Игорь Виттель: Если Вы считаете, что больших проблем нет, то как при той процентной ставке и при недостатке финансирования, а нас практически отрезали от мировых финансовых рынков, может развиваться российский нефтегазовый комплекс?

Павел Завальный: Я выскажу свое мнение по поводу экономической ситуации. В моем понимании инфляция носит экономический характер. Не секрет, что на протяжении десяти-пятнадцати лет у нас рост доходов населения опережал рост производительности труда. В этом основная причина инфляции. В Китае-Европе-Америке, напротив, рост производительности труда опережает рост доходов, поэтому там дефляция. Пошла девальвация рубля, таким образом экономика нас наказала, но все встало на свои места, и то, что мы получили в виде доходов, не заработав, обнулилось через девальвацию. Понятно, что при этом упали реальные доходы населения, но появился исторический шанс сбалансировать доходы и расходы и начать работать так, чтобы не повторять ту ситуацию. Вопрос времени – и инфляция установится на уровне 3–4%, не выше. Деньги начнут работать. Соответственно, упадет и ставка рефинансирования. Но самое главное сейчас – это правильная постановка цели. Худшие прогнозы не оправдались, экономика наша стабилизировалась, есть потенциал для ее развития.

Николай Грачев: Я думаю, что здесь один из ключевых вопросов: какие цели мы себе

will change. In Russian large business there are only a couple of people who are not involved in oil and gas sector. Kaspersky, Volozh – they made their companies themselves. All the rest is business related to commodities and the earnings come from getting cheap resources and reselling them abroad at high prices. According to experts,

today in Russia there are 111 billionaires who own 35% of the country's national wealth. That means that one third of resources are excluded from innovative production processes. Without changing the mindset of 'business captains' it would be hard to be successful.

Igor Vittel: Is the situation really as critical as the colleague has just described? Or is it as optimistic as was stated in Saint Petersburg? Does Russian oil and gas sector require, if not reform, but breakthrough solutions? If yes, then for what purpose? What problems should be resolved first?

Pavel Zavalniy: Correctly set goal is already half of success. This is true for any undertaking or area, including county's development or any industrial sector, fuel and energy sector in our case. But in order to set a goal correctly one need to have good diagnostics. Any crisis reveals bottlenecks and weaknesses. In our economy we are currently not so much closing off the loopholes as rethinking how we have been living over the recent 10–20 years hoping that the West will help us. But the West showed to us its unfriendly face on the background of the well-known events. And now we rethink the situation and start paying more attention, for example, to the development of agriculture. As far as oil and gas sector is concerned, we do understand its weaknesses. Yes, today fuel and energy sector is the leading sector in the economy that provides export earnings and budget revenues and serves as the largest client for our industry. Speaking about critically important areas, it is import substitution in the fuel and energy sector. It is clear that with current interest rates the industry is not able to develop, but the Government provides assistance during the transition period, including the assistance in the form of concessional loans. More intensive development of technologies, production of innovative equipment and improvement of the resource base are required. We have already conducted the diagnostics with the participation of the business community, large oil and gas companies, and have clearly defined the goals. That is why I do not see any insolvable problems. Yes, we observe a temporary downturn in the country's development and in the economic development. But all the difficulties are possible to overcome and we will succeed in the medium term. I am sure.

Igor Vittel: If you think that there are no problems, then how can the Russian oil and gas sector develop with such high interest rates and lack of financial resources, because we were almost completely cut off the global financial markets?



Николай ГРАЧЕВ,
вице-президент,
исполнительный
директор кластера
энергоэффективных
технологий, Фонд
«Сколково»

Nikolay GRACHIOV,
Vice-President, Executive
Director of Energy-Efficient
Technologies Cluster,
Skolkovo Foundation

Спрос на высокотехнологичные нефтесервисные услуги, на высокопродуктивное оборудование вполне может стимулировать инновационное развитие отрасли.

Demand for high-tech oilfield services, highly-productive equipment can well stimulate the innovative development of the sector.

ставим и насколько они амбициозны? Я бы предложил перевести дискуссию в плоскость: а какие возможности нефтегазовая отрасль дает для развития новых технологий? Настолько ли высок спрос со стороны нефтяников и газовиков, чтобы стимулировать развитие новых сервисных и производственных компаний? Мне кажется, что уровень амбиций пока не соответствует предлагаемым механизмам поддержки или, может быть, они еще недостаточно активно заработали. Спрос на высокотехнологичные нефтесервисные услуги, на высокопродуктивное оборудование вполне может стимулировать инновационное развитие отрасли. Есть мнение, что стране нужно слезать с нефтегазовой иглы, но на самом деле нефтегазовый комплекс может стать очень мощным драйвером развития страны. Мы в Сколково это видим. Многие наши резиденты уже работают за рубежом, причем иногда им бывает проще выйти на зарубежные рынки, чем убедить отечественных нефтяников и газовиков в целесообразности внедрения новых технологий. У нас высокий экспортный потенциал. В России есть светлые головы и прорывные разработки, есть технологии и продукты, которые уже сейчас востребованы на мировом рынке. Можно привести примеры, когда с помощью российских технологий создаются сервисные компании в Северной Америке. Поэтому мы должны говорить не о том, сколько процентов потеряли и на сколько процентов наростим добычу. Скорее нужно ставить вопрос: как мы можем эффективно использовать тот инновационный потенциал и тот спрос на услуги нефтесервисных компаний и производителей оборудования, который есть внутри страны, для того чтобы построить новую сильную отрасль? Для этого нужны механизмы поддержки: создание консорциумов, стимулирование процентных ставок по кредитам, ►

Pavel Zavalniy: I will share my opinion on the economic situation. In my understanding inflation is of economic nature. It is not a secret that over a period of ten-fifteen years growth of people's income has been outpacing the growth of labour productivity. This is the main reason for inflation. In China, Europe, USA the situation is opposite: growth in labour productivity is outpacing income growth and they have deflation. We had depreciation of the Russian ruble and this is how the economy punished us, but everything is back to its place. The income that we received without earning it was offset by currency depreciation. Of course, the real income of people dropped, but we have a historic chance to balance our earnings and expenditures and start working in a new way, not repeating previous situation. It is a matter of time and inflation will set at 3–4%, no more. The money will be working. Consequently, the refinancing rate will reduce. But the most important task now is correct goal setting. Worst-case scenario has not come true, our economy has stabilized and it has potential for development.

Нужно ставить вопрос: как мы можем эффективно использовать тот инновационный потенциал и тот спрос на услуги нефтесервисных компаний и производителей оборудования, который есть внутри страны, для того чтобы построить новую сильную отрасль?

We should rather put a question: how can we effectively use domestic innovative capacity and demand for the services of oil and gas service companies and equipment manufacturers in order to build a new powerful sector?

Nikolay Grachiov, Vice-President, Executive Director of Energy-Efficient Technologies Cluster, Skolkovo Foundation.

I think one of the key issues is what goals do we set and to what extent are they ambitious? I would suggest turning our discussion to a different dimension: what opportunities for new technologies development does oil and gas sector provide? Is the demand on behalf of oil and gas companies so high to stimulate the development of new service and manufacturing companies? It seems to me that the ambition level does not yet correspond to the proposed support mechanisms, or, probably, the mechanisms are not fully working. Demand for high-tech oilfield services, highly-productive equipment can well stimulate the innovative development of the sector. There is an opinion that the country should get off the oil and gas needle, but, in fact, oil and gas sector can become a powerful driver of country's development. We do see it quite well in Skolkovo. Many of our residents already work abroad, and for them it is easier to tap a foreign market rather than convince Russian oil and gas companies of the ►

Зарубежный опыт свидетельствует, что очень часто проводниками инноваций, которые действительно изменили рынок, становились малые и средние компании, которые впоследствии выкупались крупным бизнесом.

Foreign experience shows that very often innovations that changed the market were guided by small and medium-sized companies that were subsequently bought out by large businesses.

механизмы компенсации затрат на создание производств. Эти механизмы есть, но вопрос в масштабности этих инструментов. С моей точки зрения, их должно быть гораздо больше, они должны более активно и амбициозно внедряться, потому что проектов, которые необходимо поддерживать, много. Еще один момент – стимулирование конкуренции. Речь о том, какие выходы могут быть из этой экономической ситуации, как стимулировать инновационное развитие и переход к новой структуре отрасли. И здесь конкуренция может стать одним из ключевых драйверов. Зарубежный опыт свидетельствует, что очень часто проводниками инноваций, которые действительно изменили рынок, становились малые и средние компании, которые впоследствии выкупались крупным бизнесом. И здесь нужно говорить о финансовой поддержке, об уровне доступа к ресурсам, который есть у небольших компаний. В России огромное количество выведенных из эксплуатации скважин. В принципе малые и средние нефтегазосервисные компании могли бы на них успешно работать, внедрять свои технологии. Тема испытательных полигонов тоже активно поддерживается в Сколково. Соответственно, нужно стимулировать спрос на инновации со стороны крупных добывающих компаний. И последнее. В вопросах импортозамещения важно из одной крайности не удариться в другую. Речь скорее должна идти о здоровом протекционизме. Очень важно использовать лучший зарубежный опыт, не отгораживаться от внешнего мира, а выработать стратегию относительно того, как использовать этот потенциал в России, и что мы готовы предложить миру со своей стороны.

Анатолий Золотухин: Очень сложный вопрос: как геополитика перерастает в конкретные бизнес-результаты. Чтобы не потерять лицо в мировом сообществе, нужно заканчивать риторику, которая слишком далеко зашла. Искусство дипломатии оставляет желать много лучшего. Мы не умеем договариваться с партнерами. В. Бессель сказал: образование, воспитание, дисциплина. Всего этого у нас не хватает. А такое понятие, как патриотизм, практически отсутствует. Вместо него: бизнес,

reasonability of introducing new technologies. We have high export potential. In Russia we have clear heads and groundbreaking developments, we have technologies and products that are already in demand on the global market. I can give you examples when service companies in North America are established with the help of Russian technologies. That is why we should speak not about how many per cent we lost and by how many per cent we are going to increase the production. We should rather put a question: how can we effectively use domestic innovative capacity and demand for the services of oil and gas service companies and equipment manufacturers in order to build a new powerful sector? For that we need support mechanisms: establishment of consortiums, stimulation of interest rates for loans, mechanisms to compensate the costs associated with building up new production. These mechanisms exist, but the question is about the scope of their application. I believe that there should be more such tools and mechanisms; they should be more actively and ambitiously introduced, because there are many projects that need the support. One more issue is fostering competition. The point is, what are the ways out of the current economic situation, how to stimulate innovative development and transfer to a new structure of the sector. And here competition might become one of the key drivers. Foreign experience shows that very often innovations that changed the market were guided by small and medium-sized companies that were subsequently bought out by large businesses. And in this respect we need to talk about financial support and access to resources that small companies have. There are a lot of decommissioned wells in Russia. Small and medium-sized service companies could successfully work at such wells and introduce their technologies. The topic of test fields is also actively supported in Skolkovo. Consequently, it is necessary to stimulate large producing companies' demand for innovations. Finally, in the area of import substitution it is important not swing from one extreme to another. It should be a healthy protectionism. It is very important to use best international practices, not to cut off from the world, but to elaborate a strategy of how to use this potential in Russia, and what we are ready to offer to the rest of the world.

Anatoliy Zolotukhin: Very important issue is how geopolitics evolves into specific business results. In order to save face in the international community we need to stop the rhetoric that has gone too far. The art of diplomacy leaves much to be desired. We are not able to negotiate and make agreements with partners. V. Bessel said: education, upbringing, discipline. We lack all this. And such phenomenon as patriotism is almost non-existent. Instead of it we have business, profits, siphoning off funds, money... We need to stop the rhetoric and continue working, but working in the best possible manner. We do not have insolvable problems with our foreign partners. If you treat them with respect they will treat you accordingly. But if you



Анатолий ЗОЛОТУХИН, член исполнительного комитета, Мировой нефтяной совет/WPC; советник ректора, научный руководитель Института арктических нефтегазовых технологий, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина; заведующий кафедрой Северного арктического федерального университета

Anatoliy ZOLOTUKHIN, Executive Committee Member, World Petroleum Council /WPC, Counsellor, International affairs, Research Director, Institute of Arctic Petroleum Technology, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Chaired professor, Northern Arctic Federal University

прибыль, распил, бабло... Риторика нужно прекращать и продолжать работать, но так, как вы можете лучше всего. У нас нет неразрешимых проблем с зарубежными партнерами. Если относиться к ним с уважением, вы получите то же в ответ. А если с предвзятостью, то к вам будут относиться так же предвзято.



Геннадий ШМАЛЬ, президент, Союз нефтегазопромышленников России

Genadiy SHMAL, President, Union of Oil and Gas Producers of Russia

Геннадий Шмаль: Кризис у нас в отрасли рукотворный, и санкции здесь совсем ни при чем. Против кого приняты санкции? Против нефтяников, в очень небольшой степени против газовиков. Но нефтяники работают устойчиво: в прошлом году они дали прирост добычи и за пять месяцев текущего года дают прирост добычи. Нельзя отрицать то, что санкции повлияли на работу других отраслей нашей промышленности, но нужно глубоко анализировать процессы которые происходят. И одна из проблем, которую нужно обсуждать, здесь я согласен с В. Бесселем, – это то, что наша финансовая система оказалась совершенно не готова к такому развитию событий. Я имею в виду все эти процентные ставки, объемы и сроки кредитов. Это же не ширпотребом торговать! Срок окупаемости любого транспортного объекта – 15–20 лет. А где взять длинные деньги? Поэтому нам прежде всего нужно думать об улучшении всей финансовой системы. Вторая часть вопросов, которые нас очень волнуют, – это состояние отечественного нефтегазового сервиса. Дело в том, что в настоящее время 25% его рынка принадлежит международным компаниям – «Шлюмберже», Halliburton и т.д., но это самая квалифицированная часть нефтегазового сервиса. Мы, конечно, бурить и сами можем, и бурили, кстати говоря. Я помню времена, когда тюменские буровики были законодателями мод не только в России, но и в мире, когда бурили по 100 000 метров на бригаду в год. Бурить можем, но вопросы,

have biased attitude, they will also have biased attitude.

Genadiy Shmal:

Crisis in our sector is man-made, and these are not sanctions to be blamed. Who are these sanctions against? The sanctions are against oil companies, and to a

small extent against gas companies. But oil companies work in a sustainable manner: last year they had an increase in oil production and over the period of five months of this year they have also shown an increase in production. It is quite true that sanctions affected other sectors of our industry, but we need to deeply analyze the processes that take place. One of the problems that needs to be discussed, and here I fully agree with V. Bessel, – is that our financial system was fully unprepared for such course of events. I mean the interest rates, loan amounts and maturity periods. This is not like trading in consumer goods! The payback period of any transportation facility is 15–20 years. And where do we get long-term money from? That is why we first of all need to think about improvement of the whole financial system. The second issue we are concerned about is the condition of the Russian oil and gasfield services. The thing is that currently 25% of the services market is covered by international companies – Schlumberger, Halliburton, etc., but this is the most qualified part of the oilfield services sector. Of course, we can drill ourselves, and we did it, by the way. I remember the times when Tyumen drillers were trend setters in Russia and in the whole world, because they managed to drill 100,000 meters per team per year. We can drill, but we are not yet able to tackle the issues related to high-quality service operations (horizontal wells, multi-stage fracking). Our machine engineering industry is lagging behind. We need fleets for all these operations. We prepared a road map and sent it to the Ministry of Energy of the Russian Federation. Another important matter is discipline. Commission for Oilfield Development approved good projects, with good indicators, with proper oil recovery factor, the projects that envisage mandatory use of petroleum gas. But what do we have in reality? Only few items from this list are implemented in practice. We have experience related to wave treatment of producing formations, to other progressive technologies. But, unfortunately, very few of such technologies are introduced. And the final issue. We need to look forward, to forecast and to structure the development of oil and gas sector, because a lot depends on it.

Igor Vittel: What are we going to do with the produced gas when external markets are shrinking and the domestic market is not developing well?

Genadiy Shmal: There are three important points

связанные с высококвалифицированным сервисом (горизонтальные скважины, многостадийный ГРП), мы решать пока не можем. Здесь серьезно отстало наше машиностроение. Нужны флоты для того, чтобы это делать. Мы подготовили дорожную карту и отправили ее в Минэнерго РФ. И еще один важный вопрос – это дисциплина. Комиссией по разработке месторождений принимаются проекты очень компетентные, с хорошими показателями, с КИНОм соответствующим, с обязательным использованием попутного нефтяного газа. А что на практике? На деле мало что из этого перечня выполняется. У нас есть много наработок, связанных с волновым воздействием на продуктивные пласты, с другими прогрессивными технологиями. Но мало что, к сожалению, внедряется. Думаю, это одна из первоочередных проблем. И последний вопрос. Надо заглядывать вперед, прогнозировать и выстраивать развитие нашей нефтяной и газовой промышленности, потому что от нее очень много зависит.

Игорь Виттель: А что мы будем делать с добытым газом, когда у нас рынки внешние съеживаются, а внутренний рынок не особо развивается?

Геннадий Шмаль: Здесь есть три момента. Во-первых, у нас внутренний рынок еще не насыщен. Уровень газификации России – 62–63%. Есть где работать, особенно в Сибири. Второе генеральное направление – это СПГ. Мы серьезно отстали в производстве СПГ от ряда стран, и если мы опоздаем еще на 2–3 года, то потеряем эту нишу навсегда. Наконец, третье, – это Восток. Китайцы еще лет двадцать назад предлагали

В настоящее время 25% нефтегазосервисного рынка принадлежит международным компаниям – «Шлюмберге», Halliburton и т.д., но это самая квалифицированная часть нефтегазового сервиса.

Currently 25% of the services market is covered by international companies – Schlumberger, Halliburton, etc., but this is the most qualified part of the oilfield services sector.

построить газопровод из России, но мы тогда ориентировались на Европу. И к чему пришли? Если бы тогда мы рассмотрели предложение восточных партнеров, не было бы сегодня вопросов с реализацией нашего газа. Надо строить «Силу Сибири» совершенно другими темпами. Что касается газопровода «Алтай»,



Игорь ШПУРОВ,
генеральный директор,
ФБУ «Государственная
комиссия по запасам
полезных ископаемых»/
ФБУ «ГКЗ»

Igor SHPUROV, General
Director, Federal Budget
Organisation «State
Commission on Mineral
Resources»

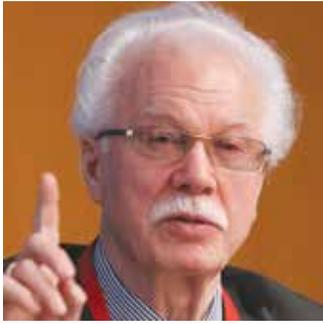
Все запасы нужно разделить на те, которые технологически можно добыть, и те, которые в настоящее время добывать нерентабельно. Таким образом, будет создана площадка, на которой государство и недропользователи должны договариваться.

All the reserves should be divided into those that are technically possible to develop and those that are currently not feasible to develop. Thus, there will be established a platform on which mineral resource users and the government will negotiate and make agreements.

here. Firstly, our domestic market is not yet saturated. The overall level of gasification in Russia is 62–63%. There is room for improvement, especially in Siberia. Second point is LNG. In terms of LNG production we considerably lag behind several countries. If we miss 2-3 more years we will lose this market niche forever. Finally, third point – the East. Some twenty years ago the Chinese suggested building a gas pipeline from Russia, but at that time we were focusing on Europe. And what have we come to? If we considered the proposal of our eastern partners at that time we would not have had any problems with selling our gas today. It is necessary to construct Power of Siberia pipeline at a higher pace. As far as Altai gas pipeline is concerned, I think that this project is less promising, because the gas will be delivered to the western part of China, while all the industry is concentrated in the eastern part of the country.

Igor Vittel: The issue of introducing new classification of reserves in Russia is under discussion. Why is it needed?

Igor Shpurov: The idea of classification is to establish a platform for a dialog between the users of mineral resources and the government on the utilization of hard-to-recover reserves. At present the academic community does not have a precise definition of hard-to-recover reserves. They understand completely different phenomena under this term – from non-conventional reserves, shale oil, highly-viscous oils to crystalline hydrates. New classification should contain a definition of this term. But, most importantly, there should be identified the reserves that mineral resource users will be able to develop under the current economic system and the reserves that they will not be able to develop, i.e.



**Анатолий
ДМИТРИЕВСКИЙ,**
*академик РАН, директор,
Институт проблем
нефти и газа РАН*

Anatoly DMITRIEVSKY,
*Member of the Russian
Academy of Sciences;
Director, Institute of Oil and
Gas Problems, Russian
Academy of Sciences*

думаю, что этот проект менее перспективен, поскольку газ пойдет в западную часть Китая, а вся основная промышленность там в восточной части.

Игорь Виттель: Поднимаются вопросы о введении в России новой классификации запасов. Для чего это нужно?

Игорь Шпуров: Идея классификации в том, чтобы создать площадку диалога недропользователей и государства по вовлечению трудноизвлекаемых запасов. В настоящее время точного определения трудноизвлекаемых запасов в научном сообществе нет. Под этим термином понимают совершенно разные явления – от нетрадиционных запасов, сланцевой нефти, высоковязкой нефти до кристаллогидратов. В новой классификации это определение должно быть сформулировано. Но главное, должны быть определены те запасы, которые компании-недропользователи могут разрабатывать при существующей экономической системе и которые они разрабатывать не могут, т.е. все запасы нужно разделить на те, которые технологически можно добыть, и те, которые в настоящее время добывать нерентабельно. Таким образом, будет создана площадка, на которой государство и недропользователи должны договариваться. О чем? Во-первых, о налоговом стимулировании, во-вторых, об инфраструктурных проектах, в-третьих, о стимулировании развития новых технологий. Когда мы поймем, где и какие запасы у нас имеются и какими технологиями их можно добыть, тогда мы сможем применять научно-обоснованные подходы и уйти от субъективности в этих важных вопросах.

Игорь Виттель: А может, надо думать не столько об импортозамещении, сколько о развитии новых технологий, которые могут стать прорывными?

Анатолий Дмитриевский: Когда мы развиваем новые инновационные технологии и соответствующие варианты их реализации, то мы решаем все проблемы: импортозамещение, энергосбережение и т.п. Но нужно отдавать себе отчет в том, что мы проедали больше, чем зарабатывали, и жили за счет нефтегазового комплекса. И миллиардеры у нас все оттуда. Нефтегазовый комплекс – это в том или ином виде 70% экономики страны с валютными и прочими

all the reserves should be divided into those that are technically possible to develop and those that are currently not feasible to develop. Thus, there will be established a platform on which mineral resource users and the government will negotiate and make agreements. What agreements? Firstly, agreements on tax incentives; secondly, on infrastructure projects; thirdly, on stimulation of new technologies development. When we understand where and what kind of reserves we have and by using what kind of

Нефтегазовый комплекс – это в том или ином виде 70% экономики страны с валютными и прочими поступлениями, это самая крупная в мире минерально-сырьевая база как традиционных, так и нетрадиционных ресурсов, это созданная инфраструктура, высококвалифицированные кадры, инновационные технологии.

Oil and gas sector is, in one form or another, 70% of the country's economy with foreign exchange and other revenues, this is the largest in the world stock of both conventional and non-conventional mineral resources, this is established infrastructure, highly-qualified personnel, innovative technologies.

technologies they can be produced, then we will be able to apply scientifically proven approaches and avoid subjectivity in such important issues.

Igor Vittel: Probably we should think not so much about import substitution as about development of new technologies that might become groundbreaking.

Anatoly Dmitrievsky: When we develop new innovative technologies and analyze their implementation options we tackle all the problems: import substitution, energy saving, etc. But we should understand that we have been consuming more than have been earning, we lived off the oil and gas sector. All our billions come from this sector. Oil and gas sector is, in one form or another, 70% of the country's economy with foreign exchange and other revenues, this is the largest in the world stock of both conventional and non-conventional mineral resources, this is established infrastructure, highly-qualified personnel, innovative technologies, developed by the scientists of the Russian Academy of Sciences, Gubkin Russian State Oil and Gas University and other universities. But the most important thing is that this sector provides the fastest and the largest return on invested financial resources. I will give you one example – domestic technology Temposcreen. It a well-known fact that oil production at mature fields is reducing, the water cut of the produced fluid becomes higher. According to our estimates by the year 2022 decline in production might be 45–50 million tons. Our technology will allow producing additional 110–120 million tons of oil by that time.

поступлениями, это самая крупная в мире минерально-сырьевая база как традиционных, так и нетрадиционных ресурсов, это созданная инфраструктура, высококвалифицированные кадры, инновационные технологии, разработанные учеными Российской академии наук, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, другими университетами. Но самое главное – это самый быстрый и масштабный возврат вложенных финансовых ресурсов. Я приведу один пример – отечественную технологию «Темпоскрин». Не секрет, что наблюдается падение добычи на старых месторождениях, растет обводненность продукции. По нашим подсчетам к 2022 году падение добычи может составить 45–50 млн тонн. Наша технология позволит к этому времени добыть 110–120 млн тонн нефти дополнительно, причем самой дешевой в мире, за исключением, может быть, активно фонтанирующих новых месторождений. Применяя технологию «Темпоскрин», мы эту нефть получим через 10–12 месяцев. А это дополнительные деньги, которые позволят стране решать вопросы в других отраслях, потому что ТЭК остается основным двигателем экономики. Мы подсчитали, что если сейчас начать вкладывать деньги в машиностроение, то для того, чтобы почувствовать от этого конкретный эффект, нужно 100–120 лет. Поэтому нужно не смотреть на всяческие экономические изыски, а наметить пути резкой активизации работы, эффективной реализации всего того, что может сделать нефтегазовый комплекс. И пусть себе говорят: «Опять сырьевая привязанность!».

Ученые нашего института открыли месторождение матричной нефти. Известно, что если продавать вместо сырой нефти бензин-керосин, то прибыль увеличивается в 1,6 раза. Если продавать продукты нефтехимии – полиэтилен и полипропилен высокого и низкого давления, то прибыль увеличивается в 5–8 раз. А матричная нефть даже не требует переработки. Идет преобразование уникального углеводородного сырья. В результате мы получаем нанопродукты: нанотрубки, наносорбенты, нановолокно, а также новое поколение катализаторов и редкоземельные металлы, которые в дефиците на рынке и без которых не могут развиваться технологии шестого поколения, новые композитные материалы. Стоимость такой продукции в десятки и сотни раз выше стоимости сырой нефти. Это направление позволит России устойчиво развиваться. Мы сможем активно регулировать инфляцию, внедряя новые технологии. Промышленность получит целенаправленное развитие, потому что если мы создаем новые технологии, то нам нужно создавать и новое оборудование, разнообразные установки. Будут выбираться заводы, которые могут это производить, создаваться новые рабочие места. В начале цепочки – инновационные технологии, затем модернизация под них. Это приведет к модернизации экономики России и подъему не

Промышленность получит целенаправленное развитие, потому что если мы создаем новые технологии, то нам нужно создавать и новое оборудование, разнообразные установки. Будут выбираться заводы, которые могут это производить, создаваться новые рабочие места. В начале цепочки – инновационные технологии, затем модернизация под них.

Industry will be put on the path of goal-oriented development, because if we invent new technologies we will also need to create new equipment and various devices. The factories that are able to produce it will be selected and new jobs will be created. Innovative technologies will be placed at the beginning of the chain, and then the necessary modernization to utilize such technologies will be conducted.

And this will be the cheapest oil in the world, probably except for naturally flowing young oilfields. By using Temposcreen technology we will produce this oil in 10–12 months. This means additional money earned that will allow the country to tackle problems in other sectors, since fuel and energy sector remains the main driver of the economy. We have calculated that if we start now investing into machine engineering it will take 100–120 years to feel the tangible effect. That is why we should not look at various economic frills, but should outline a way of expediting our work and effectively implementing all the potential that oil and gas sector has. And let them say: 'we are again dependent on mineral resources!'

Scientists from our university discovered a field of matrix oil. It is well known that if you sell petroleum or kerosene instead of crude oil your profit increases 1.6 times. If you sell petrochemical products – high- and low-pressure polyethylene and polypropylene – your profit increases 5–8 times. Matrix oil does not even require any processing. There occurs transformation of the unique hydrocarbon material. As a result, we have nanoproducts: nanotubes, nanoabsorbents, nanofiber, as well as new generation of catalytic agents and rare earth metals which are in short supply on the market and without which it would not be possible to develop sixth-generation technologies and composite materials. The cost of such products is tens or even hundreds times higher than the cost of crude oil. This focus area will allow Russia to develop in a sustainable manner. We will be able to actively regulate the inflation by introducing new technologies. Industry will be put on the path of goal-oriented development, because if we invent new technologies we will also need to create new equipment and various devices. The factories that are able to produce it will be selected and new jobs will be created. Innovative technologies will be placed at the beginning of the chain, and then the necessary modernization to utilize such technologies will be conducted. This will lead to an overall modernization of Russia's economy and a boom not

Наша справка / Our Reference

«Темпоскрин» Temposcreen

Многофункциональная инновационная технология повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки.

Полимерно-гелевая система «Темпоскрин» предназначена для изоляции высокопроницаемых обводненных пластов, изменения направления водопритоков, увеличения охвата продуктивных пластов воздействием и повышения конечного нефтеизвлечения. Повышение нефтеотдачи пластов при применении ПГС «Темпоскрин» достигается за счет особых свойств приготавливаемой на его основе полимерно-гелевой системы. Водные растворы ПГС обладают сильно выраженными аномальными реологическими свойствами: со снижением давления в движущемся потоке водного раствора вязкость возрастает, поэтому при закачке в пласт частицы «Темпоскрин» устремляются в зоны минимального гидродинамического сопротивления, заполняя наиболее крупные обводненные поры, каверны и трещины, что позволяет выравнивать профиль приемистости и изолировать обводненные пропластки.

Текущее состояние разработки многих длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений России, Казахстана и других стран характеризуется прогрессирующим ростом обводненности добываемой продукции (до 70–98%), снижением отбора нефти, большими удельными затратами на получение 1 т добываемой нефти. В период с 1996 по 2007 год на многих нефтяных месторождениях России, Казахстана и Азербайджана были проведены опытно-промышленные испытания (ОПР) и осуществлено широкое внедрение технологии «Темпоскрин», которая показала свою высокую эффективность. Общее количество скважино-операций составило 1270, а суммарная добыча дополнительной нефти – около 2 млн т.

Технология «Темпоскрин-Люкс» является третьим поколением технологии «Темпоскрин». Высокая рентабельность технологии «Темпоскрин-Люкс» обеспечивает быструю окупаемость первоначальных затрат. Так, себестоимость 1 барр. нефти может составить около 2 долларов, что сопоставимо с себестоимостью добычи 1 барр. нефти в Саудовской Аравии. По сравнению с традиционными технологиями МУН эффективность применения технологии «Темпоскрин-Люкс» в 3–4 раза выше. Возможно получение дополнительно 2000–8000 т нефти на 1 т реагента «Темпоскрин-Люкс». Технология рекомендуется для широкого применения на месторождениях со сложной геологической структурой, на поздних стадиях разработки с высоким процентом обводненности добываемой продукции. Позволяет проводить скважино-операции в любое время года (температурный интервал от +50 до -40 °С).

Технология «Темпоскрин» была отмечена золотой медалью на 63-й Международной выставке «Идеи – Изобретения – Новые Продукты» IENA-2011 в г. Нюрнберге (Германия) и золотой медалью на 5-й Международной выставке изобретений на Ближнем Востоке IIFME-2012 (г. Эль-Кувейт, Кувейт).

Multifunctional innovative technology of enhanced oil recovery from mature oilfields.

Polymer-gel Temposcreen system is meant for isolating highly-permeable water-flooded reservoirs, changing the direction of water flow, expanding the treatment coverage in the producing formations and increasing the ultimate oil recovery. Enhanced oil recovery is achieved due to special properties of the solutions prepared on the basis of Temposcreen polymer-gel system. Water-based solutions have abnormal flow properties: with the decrease of pressure in the moving water solution flow, the viscosity is increasing. That is why when such solution is injected into the formation, Temposcreen particles head towards the zones of minimum hydrodynamic resistance filling out the largest water-flooded pores, cavities and fissures allowing to align the injectivity profile and isolate water-flooded streaks.

Mature oilfields in Russia, Kazakhstan and other countries are currently characterized by progressively growing water-cut of well production (up to 70–98%), reduction in oil withdrawal and high unit costs of producing 1 ton of oil. From 1996 to 2007 there were conducted pilot tests and large-scale introduction of Temposcreen technology at many oilfields in Russia, Kazakhstan and Azerbaijan; the technology proved its high efficiency. The total number of jobs was 1270, and the aggregate additional oil production – around 2 million tons.

Temposcreen Luxe is the third generation of Temposcreen technology. High profitability of Temposcreen Luxe ensures quick pay back of initial investments. So, for example, the cost of 1 barrel of oil might be around 2 US dollars which is comparable to the cost of producing 1 barrel of oil in Saudi Arabia. Compared to traditional EOR technologies Temposcreen Luxe is 3–4 times more efficient. 1 ton of Temposcreen Luxe agent might yield additional 2000–8000 tons of oil. The technology is recommended for wide usage at oilfields with complex geological structure and at the mature oilfields with high water cut of the production. It allows performing jobs any time of the year (working temperature ranges from +50 to -40 °C).

Temposcreen technology received a golden medal at the 63rd International Trade Fair 'Ideas – Inventions – New Products' (IENA-2011) in Nurnberg (Germany) and a golden medal at the 5th International Invention Fair in the Middle East IIFME-2012 (Al-Kuwait, Kuwait).

только нефтегазового комплекса, но и всех других отраслей экономики.

Игорь Виттель: А насколько удачны опыты по добыче матричной нефти?

Анатолий Дмитриевский: Матричная нефть уже добывается. У нас имеются пакеты на поиск и разведку, на модели. В настоящее время четыре института – Институт проблем нефти и газа РАН, Институт нефтехимического синтеза РАН, Институт органической химии РАН, ВНИПИнефть – по заказу «Газпрома» создают эти новые технологии, которых еще нет в мире.

Игорь Виттель: Насколько реформирование РАН и прочие реформы в научной отрасли нанесли удар по нефтегазовой отрасли, в частности, по подготовке кадров? И насколько сейчас возможны перспективные исследования и прорывной путь именно в технологиях?

Анатолий Дмитриевский: Реструктуризация, в общем-то, ни к чему хорошему не привела. Но нефтегазовая наука была затронута меньше всего. Почему? Потому что в 1995 году тогдашний президент «Газпрома» Рем Вяхирев, уникальный руководитель, самородок, сделал шаг, который не делала ни одна компания в мире. Он выделил 20 млрд рублей на финансирование фундаментальных исследований. К работе были привлечены 28 академических институтов и ведущие университеты. В результате были созданы технологии, которыми мы сейчас гордимся, которые действительно выводят нашу нефтегазовую науку на самые передовые позиции. И еще один пример. В процессе выездного заседания научно-технического совета ОАО «Газпром» 15 мая 2013 г. в Санкт-Петербурге А.Б. Миллер поставил вопрос: «Что может предложить «Газпрому» академическая наука?». Вместо двадцати минут по регламенту я говорил более двух часов. В зале были руководители всех департаментов компании. Выслушав, А.Б. Миллер сказал, что не ожидал такого обилия научно-технических и технологических решений и дал поручения разработать конкретные предложения. В настоящее время мы работаем уже над их реализацией. Вот, к примеру, старые гигантские месторождения – Саматлорское, Ромашкинское, Лангепасское – у нас есть разработки, способные продлить там добычу на 40–50 и даже на 70–80 лет.

only in oil and gas sector, but also in other sectors of the economy.

Igor Vittel: How successful are the attempts to produce matrix oil?

Anatoly Dmitrievsky: Matrix oil is already being produced. We have packages for the search and exploration, for models. On the request of Gazprom four research institutions – Oil and Gas Problems Institute of the Russian Academy of Sciences, Institute of Petrochemical Synthesis of the Russian Academy of Sciences, Institute of Organic Chemistry of the Russian Academy of Sciences, VNIPIneft – are currently developing these new technologies which are yet non-existent in the world.

Igor Vittel: To what extent have reforms in the Russian Academy of Sciences and other reforms in the academic sector stricken the oil and gas industry, in particular, training of personnel? And to what extent advanced research and groundbreaking pathway of technologies development is possible today?

Anatoly Dmitrievsky: Restructuring has not resulted in anything good. But oil and gas science was least affected. Why? Because in 1995 president of Gazprom Rem Viakhirev, a unique manager, a talented person, did something that none of the companies in the world had done before. He allocated 20 billion rubles to finance fundamental research. 28 academic institutes and leading universities were involved in this activity. As a result, they invented the technologies that we are now proud of, technologies that have taken our oil and gas science to the forefront position. There is one more example. During the visiting session of the scientific and technical council of Gazprom that was held on May 15, 2013 in Saint Petersburg, A.B. Miller asked a question: ‘What academic community can offer to Gazprom?’ Instead of twenty minutes I was speaking for more than two hours. Managers of all the company’s departments were present in the meeting room. After my speech Mr. Miller said that he did not expect such an abundance of scientific and technological solutions and he gave an assignment to prepare concrete proposals. Currently we are working on their practical implementation. For example, mature huge fields – Samatlorskoye, Romashkinskoye, Langepas – we have know-how that is able to extend production from such fields by 40–50 or even 70–80 years.

**Не забудьте подписаться на журнал
«ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА»!**

Подписной индекс – 84119 («Роспечать»).

Матричная нефть – новый вид углеводородного сырья Matrix Oil – New Type of Hydrocarbon Material

Как показали результаты фундаментальных исследований, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения, сложенные карбонатами (например, Карачаганакское, Оренбургское), содержат не только запасы газа и конденсата, но и соизмеримые с ними по величине запасы матричной нефти – природного высокомолекулярного сырья неуглеводородного (смолы, асфальтены) и углеводородного (твердые парафины, масла и жидкие нефтяные углеводороды) состава. И если свободные газ и газоконденсат заполняют поровые объемы, то высокомолекулярные компоненты в продуктивных отложениях газоконденсатных месторождений связаны с карбонатной породообразующей матрицей – плотной субкапиллярно-поровой минерально-органической частью породы.

Как показали исследования, карбонатное породообразующее вещество, слагающее матрицу продуктивных отложений отдельных газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, является сложнопостроенным природным полимерным карбонатно-органическим образованием.

На определенных этапах химического «старения» органической полимерной составляющей карбонатной матрицы интенсивно сбрасываются низкомолекулярные газообразные производные этого процесса, что отвечает этапу интенсивной газогенерации. Параллельно с генерацией газообразных углеводородных и неуглеводородных компонентов органическая часть карбонатно-органического полимера преобразуется до первичных высокомолекулярных соединений, таких как литоасфальтены, тяжелые литосмолы, твердые литопарафины. Эти первичные высокомолекулярные компоненты концентрируют в себе нефтегенерационный потенциал, реализация которого до масел и жидких нефтяных углеводородов начинается в процессе рождения и продолжается далее в условиях уже сформировавшейся газовой залежи.

Свойства этих первичных высокомолекулярных компонентов, в том числе сорбировать, растворять и связывать в себе газ и жидкие углеводороды, существенно отличаются от свойств соответствующих им компонентов нефтей нефтяных месторождений.

Высокомолекулярное сырье (ВМС) газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, сложенных карбонатами, – это уникальное по своим свойствам природное образование, особый тип сингенетичных залежей различной степени зрелости нефти (матричные нефти), содержащих в своем составе крайне сложные объемные высокомолекулярные соединения (C60, C80, C100) (рис. 1).

Оно уникально с точки зрения аномально высоких сорбционных свойств по отношению

As fundamental research show, gas condensate and oil and gas condensate fields composed of carbonate rock (e.g. Karachaganskoye, Orenburgskoye fields), contain not only gas and condensate deposits but also commensurate deposits of matrix oil – natural high-molecular material of non-hydrocarbon (resins, asphaltenes) and hydrocarbon (solid paraffins, oils and liquid petroleum hydrocarbons) composition. While free gas and gas condensate fill out the pore volume, high-molecular components in the producing formations of gas condensate fields are connected with carbonate rock-building matrix – thick subcapillar-poral mineral-organic part of the rock.

As research showed, carbonate rock-building substance that forms the matrix of producing formations at certain gas condensate and oil and gas condensate fields, is a complex natural polymeric carbonate-organic material.

At certain stages of chemical ‘ageing’ of the carbonate matrix’s organic polymeric ingredient, there is an intensive discharge of low-molecular gaseous derivatives of this process, what corresponds to the stage of active gas generation. In parallel with the generation of gaseous hydrocarbon and non-hydrocarbon components, the organic part of carbonate-organic polymer is transformed into primary high-molecular compounds, such as lithoasphaltenes, heavy lithoresins, solid lithoparaffins. These primary high-molecular components contain oil-generation potential; the formation of oils and liquid petroleum hydrocarbons starts during the birth process and continues further on under the conditions of already formed gas reservoir.

The properties of these primary high-molecular components, including their ability to absorb, dissolve and bind gases, are considerably different from the properties of the corresponding components of oils in oilfields.

High-molecular material of gas condensate and oil and gas condensate fields composed of carbonate rock is a unique natural formation, a special type of syngenetic deposits of oils with different level of maturity (matrix oils) that contain quite complex titrimetric high-molecular compounds (C60, C80, C100) (figure 1).

It is unique from the viewpoint of abnormally high absorption properties towards hydrocarbon gases with high content of adamantane, fullerene-like structures, polycondensed solid hydrocarbons that are of great interest in terms of their use during the development of science-intensive technologies of new generation (when creating composite materials of new generation, their use as selective absorbents of petroleum gas components, etc.)

Tests of the samples of matrix oil’s high-molecular components revealed high content of non-ferrous and precious metals, as well as rare and rare-earth metals (figure 2, a, b).

Concentration of some metals is so high that it is comparable with their concentrations in ore mineral resources.

Special technologies are currently under development in order to start the production of high-molecular material together with gas and condensate. The development of the technologies is based on the experimental works

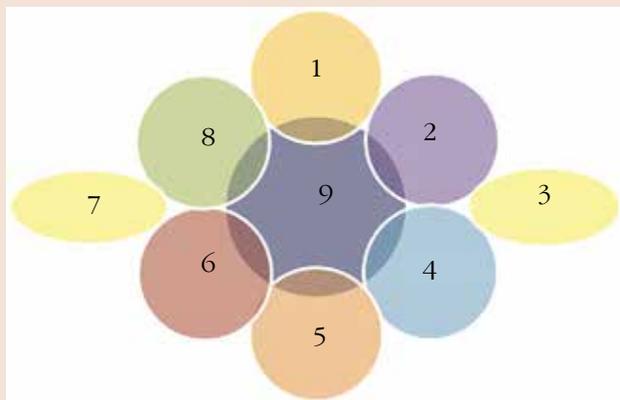
к углеводородным газам повышенного содержания адамантовых, фуллереноподобных структур, поликонденсированных твердых углеводородов, представляющих интерес для их использования при развитии наукоемких технологий нового поколения (при создании композитов нового поколения, в качестве селективных сорбентов компонентов попутного нефтяного газа и т. д.).

Исследованиями проб высокомолекулярных компонентов матричной нефти установлено высокое содержание в них цветных и благородных металлов, а также редких и редкоземельных металлов (рис. 2, а, б).

Концентрация некоторых металлов настолько велика, что сравнима с концентрацией этих элементов в месторождениях рудных полезных ископаемых.

С целью направленной добычи высокомолекулярного сырья вместе с газом и конденсатом на основе проведения опытных работ в скважинах разрабатываются специальные технологии.

Созданы новые технологии глубокой переработки высокомолекулярного сырья в моторные топлива, жидкую ароматику, этилен-пропиленсодержащий газ с попутным извлечением высокоценных металлов и их товарных продуктов. Проведена предпроектная проработка строительства на площадке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения установки производства ароматических растворителей.



1. Масла/Oils
2. Литоасфальтены/Lithoasphaltenes
3. Редкие и редкоземельные металлы/Rare and rare-earth metals
4. Твердые литопарафины/Solid lithoparaffins
5. Литосмолы/Lithoresins
6. Жидкие углеводороды нефтяного ряда/Liquid hydrocarbons of petroleum series
7. Цветные и благородные металлы/Non-ferrous and precious metals
8. Церезиноподобные углеводороды/Ceresin-like hydrocarbons
9. ВМК – матричная нефть/High-molecular material – matrix oil

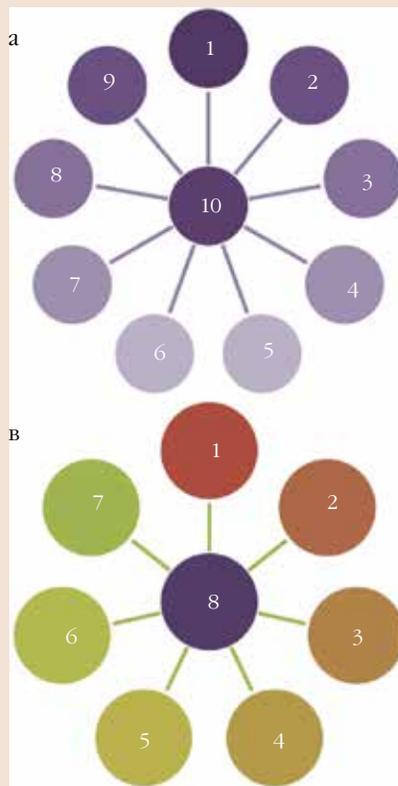
Рисунок 1 – Компонентный состав высокомолекулярного сырья – матричной нефти

Figure 1 – Composition of high-molecular material – matrix oil

Из статьи **А.Н. Дмитриевского** «Инновационное развитие нефтяной и газовой промышленности России» «Рациональное освоение недр», научно-технический и методический онлайн-журнал. www.roninfo.ru

From the article of **A.N. Dmitrievsky** 'Innovative Development of Oil and Gas Industry of Russia' 'Rtsionalnoe Osvoenie Nedr', scientific methodical online journal. www.roninfo.ru

that had been conducted in wells. There have been invented new technologies for deep processing of high-molecular material into motor fuels, liquid aromatic hydrocarbons, ethylene- and propylene-containing gas with parallel extraction of highly valuable metals and their products. A feasibility study for the construction of aromatic solvents production unit on the site of Orenburgskoye oil and gas condensate field was done.



- а.) 1. Хром 1500 г/т.
2. Титан 3000 г/т.
3. Свинец до 1000 г/т.
4. Медь до 600 г/т.
5. Молибден до 10 г/т.
6. Серебро до 3 г/т.
7. Цинк до 1000 г/т.
8. Никель до 1500 г/т.
9. Олово до 40 г/т.
10. ВМК
1. Chrome 1500 g/ton.
2. Titanium 3000 g/ton.
3. Lead up to 1000 g/ton.
4. Copper up to 600 g/ton.
5. Molybdenum up to 10 g/ton.
6. Silver up to 3 g/ton.
7. Zinc up to 1000 g/ton.
8. Nickel up to 1500 g/ton.
9. Tin up to 40 g/ton.
10. High-molecular components

- б.) 1. Ваннадий до 1000 г/т. 2. Итербий до 0,8 г/т. 3. Стронций до 2000 г/т. 4. Иттрий до 60 г/т. 5. Мышьяк до 300 г/т. 6. Германий до 3 г/т. 7. Галлий до 200 г/т. 8. ВМК

1. Vanadium up to 1000 g/ton. 2. Ytterbium up to 0,8 g/ton. 3. Strontium up to 2000 g/ton. 4. Yttrium up to 60 g/ton. 5. Arsenic up to 300 g/ton. 6. Germanium up to 3 g/ton. 7. Gallium up to 200 g/ton. 8. High-molecular components

Рисунок 2 – Концентрации цветных и благородных металлов (а) и редких и редкоземельных металлов (б) в высокомолекулярных компонентах (ВМК) асфальтено-смолисто-парафиновых отложений из наземного сепарационного оборудования установок комплексной подготовки газа Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Figure 2 – Concentration of non-ferrous and precious metals (a) and rare and rare-earth metals (b) in high-molecular components of asphaltene-resin-paraffin deposits from the surface separation equipment of gas treatment facility at Orenburgskoye oil and gas condensate field.



N_2 и CO_2 для практического применения

Наш газ – это не просто молекулы

Чтобы узнать больше о том, какие преимущества может дать практический опыт экспертов Praxair, посетите наш сайт www.praxair.ru или свяжитесь с нашими специалистами

Корпорация Praxair входит в тройку ведущих мировых компаний по производству широкого спектра технических газов (кислород, азот, аргон, углекислота, газовые смеси и др.) и оказанию сопутствующих услуг, связанных с транспортировкой газов и их применением на производстве.

Уже более 30 лет Praxair предоставляет услуги, связанные с повышением нефтеотдачи, гидроразрывом пласта, нагнетанием растворов в скважину. Благодаря комплексному подходу Praxair выступает универсальным партнером для своих заказчиков в вопросах оптимизации производства нефти и газа.

Уникальные методы повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов при помощи N_2 и CO_2

www.praxair.ru

PRAXAIR
Making our planet more productive™

It's Price Quality and Compliance
– Enter Higher State



Expanding
Oil & Gas logistics

Saint-Petersburg (Head office)
25 Nevsky pr., Business Center "Atrium"
191186, St. Petersburg, Russia
Phone: +7 812 326 56 56
Fax: +7 812 406 79 65

www.wnog.org



РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

26-28 октября 2015 📍 ИнфоПространство, Москва

РЕГИСТРАЦИЯ ОТКРЫТА

на сайте конференции: www.spe.org/events/rpc/2015

Платиновый спонсор



РОСНЕФТЬ

Платиновый спонсор

HALLIBURTON

Золотой спонсор

Schlumberger



Комплекс услуг по ГРП Package of Hydraulic Fracturing Services

Павел Демакин, начальник ЦТР, ООО «Татнефть-ЛенинградскРемСервис»

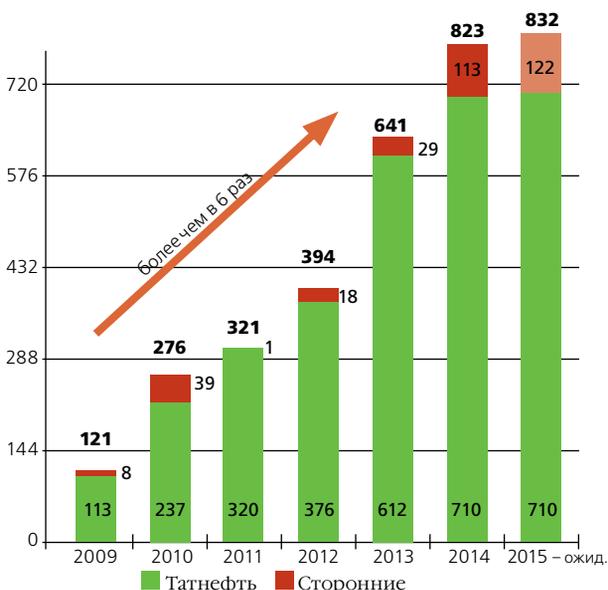
Pavel Demakin, Head of Technological Operations Unit,
Tatneft-LeninogradskRemServis



Период выполнения работ		Заказчик	Вид работ	Регион
1999	2015	ОАО «АНК Башнефть»	ГРП, КГРП	Волго-Уральский
2003	2004	ООО «Лукойл-Пермь»	ГРП	Волго-Уральский
2003	2006	ООО «Лукойл-Пермь»	ГРП	Волго-Уральский
2009	2010	ОАО «Удмуртнефть»	ГРП, КГРП	Волго-Уральский
2011	2015	ОАО «Ритек»	ГРП, КГРП	Волго-Уральский
2014	2014	ОАО «Башнефть-Добыча»	ГРП	Волго-Уральский
2014	2015	ОАО «Самаранефтегаз»	ГРП, КГРП	Волго-Уральский

В период с 2003 года 19 малых нефтяных компаний воспользовались нашими услугами по проведению ГРП. Произведено более 300 успешных операций.

Всего с начала деятельности нашего подразделения количество проведенных операций по ГРП и КГРП приближается к отметке 4000 операций.



Рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти, с которым сталкиваются все российские нефтяные компании, в том числе и «Татнефть», вынуждает активно совершенствовать все виды деятельности – от бурения до добычи и ремонта скважин.

Increase in the share of hard-to-recover oil reserves – a situation that all Russian oil companies face, including Tatneft – makes the companies to actively improve their activities from drilling to oil production and well workover.

Регионы деятельности компании в области ГРП

На ближайшую перспективу одной из актуальных проблем становится вопрос изыскания альтернативных источников топлива с организацией их производства в таких масштабах, чтобы иметь возможность компенсировать возрастающий дефицит добычи традиционных нефтей. К нетрадиционным нефтям также относится и сланцевая нефть. При бурении различных площадей Ромашкинского месторождения обнаружены нефтепроявления и залежи нефти в живецких, кыновских, доманиковых, мендымских, данково-лебедянских, заволжских горизонтах, относящихся к сланцевым отложениям.

One of the most relevant tasks in the near term is search for and exploration of alternative fuel sources, and producing from such sources to the extent that will allow offsetting the growing deficit in conventional oil production. Nonconventional oils also include shale oil. When drilling in different areas of the Romashkinskoye field, oil seepage and oil pools were detected in the Givetian, Kynovian, Domanic, Mendymian, Dankov-Lebedyan and Zavolzhye horizons that belong to shale deposits.

Регионы деятельности компании в области ГРП

В процессе испытания данных горизонтов получены притоки воды или фильтрата бурового раствора без прямых признаков нефти. Однако по результатам исследования компонентного состава насыщающих пробу воды газов выявлены объекты, имеющие характеристику пластов с признаками нефти и пластов с присутствием окисленной нефти. Предполагается, что эти объекты можно рассматривать как возможные потенциальные ловушки углеводородов.

When testing those horizons, water or drilling mud filtrate without direct evidence of oil was produced. However, after studying the composition of gases in the water sample we revealed the objects that have characteristics of formations with the signs of oil and formations with the presence of oxygenated oil. It is presumed that such objects might be considered as possible hydrocarbon traps.

Динамика роста объемов по ГРП за последние 6 лет
Отметим, что извлекаемые запасы сланцевой нефти в Республике Татарстан на сегодняшний день оцениваются примерно в 192 млн тонн. Но это приблизительная оценка, их может оказаться еще больше.

На сегодняшний момент наиболее интересны для разработки доманиковые отложения. Для разработки данных горизонтов необходимо создание высокопроводящих трещин в нефтенасыщенном коллекторе. Для этого предполагается бурение горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола 300,0–500,0 метров с проведением многостадийного ГРП для контакта с целевым пластом на всем протяжении горизонтального ствола скважины и последовательного воздействия на него в заданных интервалах с целью получения максимальных притоков.

It is worth mentioning that recoverable shale oil reserves in the Republic of Tatarstan are estimated at about 192 million tons at present. But this is an approximate evaluation; the real reserves might be higher.

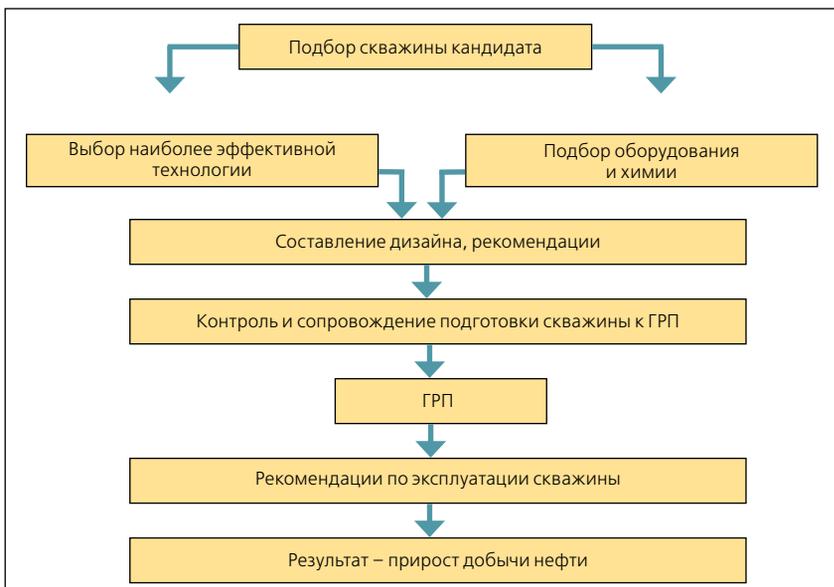
Nowadays, Domanic reserves are the most interesting for development. To develop this horizon it is necessary to create highly permeable fractures in the oil-saturated reservoir. For that we intend to drill horizontal wells with the horizontal length of 300.0 – 500.0 meters and conduct multi-stage fracturing to ensure good contact with the target reservoir all along the horizontal section with the consecutive stimulation of the reservoir to ensure maximum possible inflow.

1	Полевые инженеры – высшее образование, курсы обучения «ФИДМАШ», «Stewart & Stevenson», курсы повышения квалификации «Карбо Керамикс Евразия», «Сервис Инжиниринг», обмен опытом на сервисных предприятиях по ГРП в США, Канаде, средний стаж – 4,5 года
2	Мастера ГРП – высшее образование, курсы повышения квалификации «Карбо Керамикс Евразия», «Сервис Инжиниринг», средний стаж – 3,5 года
3	Инженеры-проектировщики – высшее образование, курсы повышения квалификации «Карбо Керамикс Евразия», «Сервис Инжиниринг», обмен опытом на сервисных предприятиях по ГРП в США, Канаде, средний стаж – 11,0 лет
4	Инженеры-химики – высшее образование, курсы повышения квалификации «Сервис Инжиниринг», курсы обучения «Grace», «Brookfield», средний стаж – 3,0 года
5	Инженеры-механики, инженеры-электроники - высшее образование, обмен опытом на сервисных предприятиях по ГРП в США, Канаде, курсы обучения «ФИДМАШ», «Stewart & Stevenson», средний стаж – 4,0 года
6	Ведущий инженер по контролю качества – Мишкин А.Г. – имеет ученую степень – кандидат технических наук.

Сведения об обученности и имеющемся опыте

Для выполнения данных работ применяется специальное оборудование для заканчивания горизонтальных стволов скважин, которое предполагает стандартное использование пакерных компоновок, когда в горизонтальную часть скважины опускают комплект оборудования – хвостовик с муфтами и заколонные пакеры для изоляции интервалов. В процессе закачки жидкости муфты последовательно открывают путем сбрасывания шаров и отсекают нижерасположенные интервалы после проведения в них ГРП. Такая система позволяет использовать упрощенное заканчивание скважины без цементирования и перфорации хвостовика.

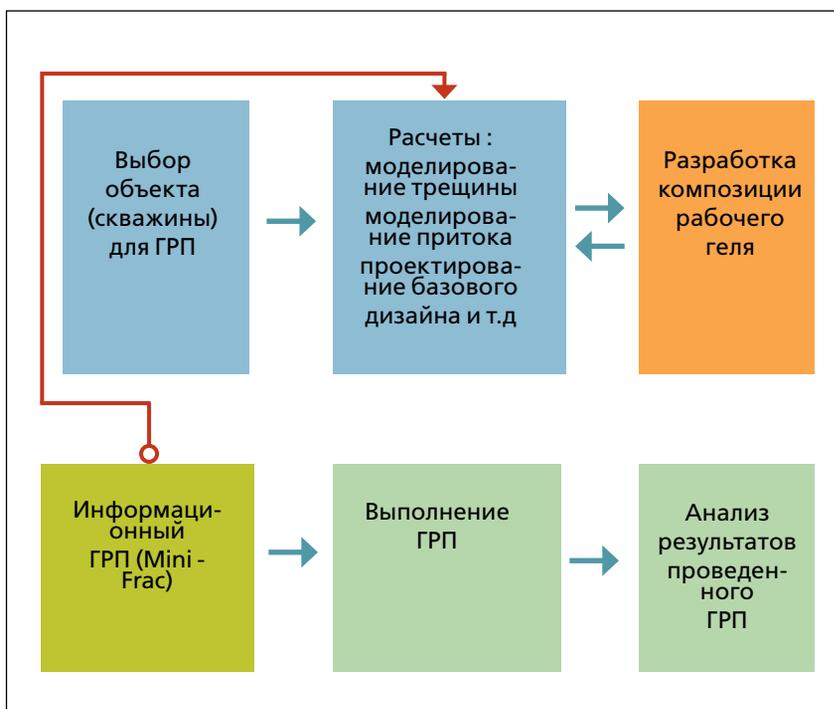
To do this kind of work special equipment for horizontal well completion is used that intends conventional use of packer assemblies when a set of equipment – liner with sleeves and a casing packer – are run into the well to isolate the intervals. When injecting fluid the sleeves are consequentially opened by ball dropping to isolate the below intervals after they have been fractured. Such system allows using a simplified well completion without cementing and perforation of the liner.



Полный цикл услуг

Также привлекается специализированный флот ГРП, включая дополнительные насосы высокого давления для создания высокого темпа нагнетания жидкости разрыва.

Specialized hydraulic fracturing fleet is also involved. It includes additional high-pressure pumps to achieve high injection rates of the fracturing fluid.



Звенья цепи выполнения процессов ГРП, КГРП

Первые попытки проведения ГРП оказались unsuccessful вследствие невозможности закачки жидкости разрыва и инициации трещины ГРП из-за достижения предельных для оборудования флота ГРП на тот момент значений давления на поверхности (70,0 МПа).

First fracturing attempts failed due to the fact that it was not possible to inject fracturing fluid and initiate a fracture, since the maximum possible surface pressure levels of the hydraulic fracturing fleet (70.0 MPa) were achieved.

Наименование	Год запуска	СКУ	Смеситель-блендер	Насосные агрегаты	Вспомогательная техника		Цистерны для геля (50м³)	Цистерны для HCL (50м³)	Кол-во экипажей	Производительность (кол-во скв. в месяц)
					Пропантовоз	Спец. оборудование				
I флот ГРП "Stewart & Stevenson" (США)	2009	1	1	3 (FS-2251)	1 (30 тн)	1 СИН-31	2		2	24
II флот ГРП (СЗАО «ФИДМАШ»)	2013	1	1	4 (Н-2501)	1 (40 тн)	1 (гидратац. машина для БГРП)	2	7	2	24
III флот ГРП (СЗАО «ФИДМАШ»)	2014	1	1	4 (Н-2501)	1 (30 тн)	1 УДХ 2012г	3		1	12
IV флот ГРП (СЗАО «ФИДМАШ»)	2015	1	1	3 (Н-2501)			3		1	12

Оснащенность флотов ГРП

Выполнение пробных работ показало, что основными проблемами при ГРП на сланцевых месторождениях являются высокие градиенты, низкая пористость, высокая естественная трещиноватость, а также в связи с низкой проницаемостью коллектора невозможность использования стандартных полимерных жидкостей разрыва.

Приходилось на скважинах с данными проблемами предварительно осуществлять КГРП с дальнейшим проведением ГРП, что дало положительный эффект. Скважины работают с рентабельной добычей нефти.

В качестве ОПР выполнялись работы по доманиковым отложениям с периодичной закачкой пропанта с

целью образования трещины с высокой проводимостью для пластового флюида за счет образования прочных пропантовых пачек, препятствующих смыканию трещины.

Pilot operations showed that the main problems related to hydraulic fracturing on shale fields are: high gradients, low porosity, high natural fissuring, as well as impossibility to use standard polymer fracturing fluids due to low permeability of the reservoir.

In the wells with such problems we had to first conduct acid fracturing with subsequent hydraulic fracturing that yielded a positive effect. Wells show profitable oil flow rates.

Domanic reserves served as a pilot. We did periodic proppant injections to create a fracture with high conductivity of reservoir fluid due to formation of solid proppant packs that prevent closing of the fracture.

Общее количество спецтехники на 1.04.2015 – 76 ед.

Ходовая спецтехника – 37 ед., в т.ч.:
22 ед. – сед.тягачи
4 ед. – СКУ
3 ед. – БМ с КМУ
2 ед. – пропантовоз
6 ед. – прочие

Прицепная спецтехника – 39 ед., в т.ч.:
17 ед. – цистерны 50 м³
16 ед. – насосные агрегаты
4 ед. – блендеры
1 ед. – пропантовоз 40 тн.
1 ед. – СЗАП

Комплекс для гидроразрыва пласта компании СЗАО «ФИДМАШ», Республика Беларусь

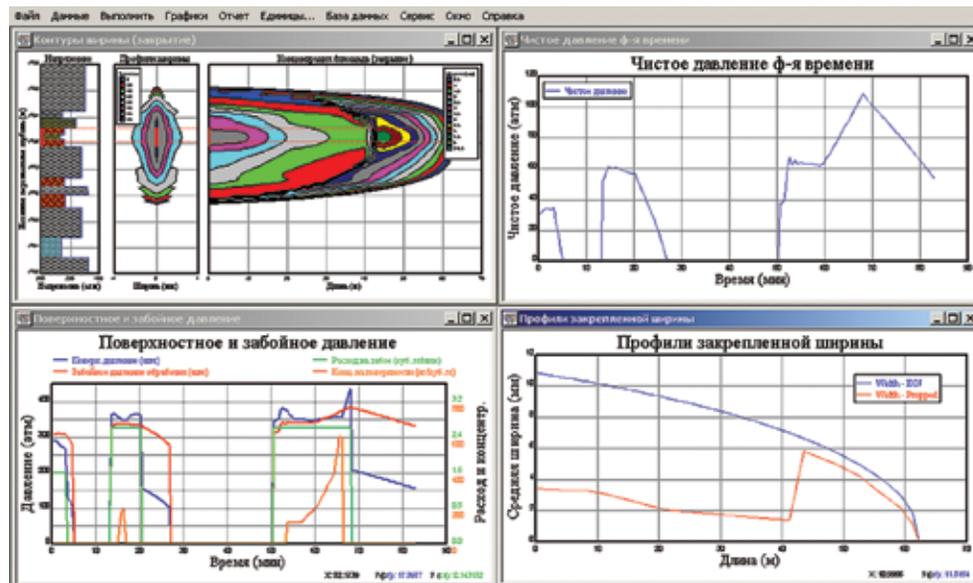
На ряде залежей в связи с близким залеганием водоносных горизонтов приходилось использовать вместо КГРП матричную обработку, что также принесло положительный результат. На скважине Бавлинского месторождения выполнена четырехзонная обработка горизонтального ствола с применением технологий матричной обработки и КГРП. В настоящий момент скважина работает с дебитом нефти, в пять раз превышающим дебит до проведения мероприятия.

At a number of reservoirs we had to do matrix treatment instead of acid fracturing due to the proximity of water-bearing horizons. This method also yielded positive results. At a well on Bavlinskoye field we did a four-zone treatment of horizontal borehole with the use of matrix technology and acid fracturing. At present oil flow rates in this well are five times higher than before the treatment.

Фото	Наименование	Технические характеристики
	Установка смесительная МС600	Макс. производительность, 11,5 м³/мин. Давление подпора 0,5 МПа. Макс. плотность рабочей смеси, 1600 кг/м³. Макс. производ-ть подачи пропанта, 8800 кг/мин. Производ-ть подачи жидких реагентов, 0,8–60 л/мин. Производ-ть подачи сухих реагентов, 0,1–200 л/мин.
	Установка насосная Н2501	Масса снаряженная/полная, кг 31000. Мощность двигателя CAT 3512B, 1678кВт, 2250 л.с. Насос высокого давления SPM TWS 2250. Количество плунжеров 3. Диаметр плунжера, 114,3 мм. Максимальное давление, 100 МПа. Максимальная производительность, 1900 л/мин.
	Станция контроля и управления	Количество подключаемых установок: насосных – 8 шт., смесительных – 1 шт., гидратационных – 1 шт. Количество регистрируемых параметров, не менее 60. Количество рабочих мест б. Автономный источник питания: 50 Гц., 16 кВт., 220В. Лабораторный отсек с необходимым оборудованием.
	Блок манифольдов МВ4-105	Оборудован краном-манипулятором НИАВ-211ЕР-2Дуо. Макс. рабочее давление манифольда, 105 МПа. Внутренний диаметр манифольда, 76,2 мм. Грузоподъемность нетто – максимальная 7600 кг. На максимальном вылете 2300 кг. Вылет: – максимальный, 8,1 м; – минимальный, 2,4 м. Максимальная высота подъема, 10,7 м. Максимальная глубина опускания, 6,3 м.

Комплекс для гидроразрыва пласта компании СЗАО «ФИДМАШ», Республика Беларусь

Фото	Наименование	Технические характеристики
	Установка для подачи пропанта Т-40	Предназначена для дозированной подачи пропанта из бункера в приемное устройство смесительной установки. Эксплуатируется в составе автопоезда с гидрофицированным седельным тягачом MAN TGA 33.410. Грузоподъемность установки, не более: – в транспортном положении 5000 кг. – в рабочем положении (на выносных опорах) 40 000 кг. Суммарный внутренний объем бункера, 30 м ³ . Максимальный угол подъема бункера 43°.
	Емкость для приготовления геля ПТЕ-50	Предназначена для приготовления геля и последующей его подачи в смеситель-блендер. Эксплуатируется в составе автопоезда с седельным тягачом Камаз-5320. Объем емкости – 50 м ³ . Масса снаряженная/полная, кг 31 000. Внутренняя поверхность с утеплением.
	Установка дозирования хим. реагентов УДХ-5	1 Жидкокристаллический дисплей. 6 емкостных систем. 6 винтовых насосов. Система сбора данных. 8 электромагнитных расходомеров. Производительность максимальная – 9 м ³ /мин. 2 датчика давления. Управление в автоматическом режиме.



Моделирование процесса ГРП



Стационарная лаборатория ГРП

На ряде других скважин на доманиковых отложениях в связи с использованием неполимерных жидкостей разрыва и с высоким темпом закачки пришлось столкнуться с большими значениями давления на поверхности. В таких случаях необходимо применять оборудование ГРП с максимальным давлением до 100,0 МПа.

At a number of other wells on the Domanic horizon we faced high surface pressure levels due to the use of non-polymer fracturing fluids and high injection rates. In such cases one should use hydraulic fracturing equipment with the maximum pressure of up to 100 MPa.



Полевая лаборатория ГРП

При выполнении данных работ используется флот ГРП производства СЗАО «ФИДМАШ», в частности, насосные агрегаты Н-2501, которые надежно себя зарекомендовали при работе с давлениями закачки свыше 50,0 МПа, что говорит об оборудовании, максимально соответствующем самым высоким требованиям потребителей. When performing the mentioned jobs we use hydraulic fracturing fleet manufactured by FIDMASH. In particular, H-2501 pumping units that proved to be reliable at injection pressures above 50 MPa. This testifies that the equipment meets highest consumer requirements.

ПЕРСОНАЛ ПО ГРП

Руководитель проекта – 1 человек
 Инженер проектировщик – 1 человек.
 Инженер по полевым работам – 1 человек.
 Инженер химик – 1 человек.
 Мастер – 1 человек.
 Оператор насосной установки – 4 человека.
 Оператор смесителя – 3 человека.
 Оператор станции управления – 1 человек.
 Оператор крана манипулятора – 1 человек.
 Оператор проппантовоза – 1 человек.
 Оператор емкости – 2 человека.
 Слесарь КИП – 1 человек.
 Водители – 4 человека
 ИТОГО 22 человека.

ОБУЧЕНИЕ

Управление оборудованием производства компании Stewart & Stevenson США и СЗАО «ФИДМАШ» входящий в состав международной корпорации National Oilwell Varco (NOV)
 Повышение квалификации в США и Канаде (Halliburton, Trican, Rolligon)
 Учеба в учебных центрах России (Сервис-Инжиниринг, Карбо-Керамикс)

Персонал и квалификация

Таким образом, можно утверждать, что технологии гидравлического разрыва пласта с закреплением трещин проппантом или кислотного гидравлического разрыва пласта является удачным способом стимуляции низкопроницаемых коллекторов доманиковых отложений. Новые открытия и новые технологии позволяют делать доступной добычу нетрадиционных ресурсов углеводородов, запасы которых просто колоссальны и разработка которых еще недавно считалась технически невозможной.

So, we can make a conclusion that hydraulic fracturing technology, when fracture is fixed with proppant, as well as acid fracturing technology serve as a good method of stimulating low-permeable reservoirs of the Domanic horizon. New discoveries and new technologies make it easier to produce non-conventional hydrocarbons, which reserves are huge and which were just recently considered as technically impossible to produce.

Prospects for the use of hydraulic fracturing at Tatneft fields allow the service company Tatneft-LeninogorskRemServis to feel optimistic about the future.



**«Время колтюбинга» –
 ваш надежный помощник
 в профессиональной деятельности.**



*Только оригинальные запчасти!
Только профессиональные услуги!*

СЕРВИС КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЕРЬ ЕЩЕ ДОСТУПНЕЕ

Компания «МашОйл»
(Российская Федерация) —
официальный представитель по
сервисному обслуживанию
оборудования СЗАО "ФИДМАШ"
(Республика Беларусь).



Основные наши услуги это:

- Гарантийное и послегарантийное обслуживание оборудования производства СЗАО «Фидмаш»;
- Проведение пуско-наладочных работ и обучение специалистов Заказчика;
- Проведение работ по капитальному ремонту и модернизации оборудования;
- Поставка безмуфтовой длинномерной трубы;
- Поставка оригинальных запасных частей, импортной комплектации и расходных материалов для колтюбингового, нагнетательного и азотного оборудования, а также оборудования для ГРП, с регионального склада в г. Сургут.



**Мы готовы организовать
доставку комплектации со
склада в любое удобное для
Вас место в кратчайшие сроки!**



www.mashoil.ru

СКЛАД в г. Сургут
ул. Буровая, д. 6, 1 эт.
Тел. +7 (922) 256-59-89
Колесник Александр

Россия, 119017, г. Москва
Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224
ОТДЕЛ ПРОДАЖ Тел. +375 (29) 664-74-04
+7 (916) 965-81-01
E-mail: sales@mashoil.ru
ОТДЕЛ СЕРВИСА Тел. +375 (44) 775-06-75
+7 (987) 478-42-26
E-mail: dmitriy.klimovich@mashoil.ru

ГИДРОИМПУЛЬСНАЯ ИМПЛОЗИОННАЯ ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ВЕРТИКАЛЬНЫХ, НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

HYDROIMPULSIVE IMPLOSION PROCESSING OF BOTTOMHOLE FORMATION ZONE OF VERTICAL, INCLINED AND HORIZONTAL WELLS

Ю.А. Бурьян, заведующий кафедрой «Основы теории механики и автоматического управления», профессор, д. т. н., Омский государственный технический университет;

В.Н. Сорокин, профессор кафедры «Основы теории механики и автоматического управления», заведующий научно-исследовательской лабораторией «Волновая механика», доцент, д. т. н., Омский государственный технический университет

U. Burian, Head of "Mechanics and Automatic Control Fundamentals" Chair, Doctor of Technical Sciences, Professor;

V. Sorokin, Professor of "Mechanics and Automatic Control Fundamentals" Chair, Chief of "Wave Mechanics" Research Laboratory, Doctor of Technical Sciences, Omsk State Technical University

В настоящее время многие месторождения находятся на поздней стадии разработки, в связи с чем возникает проблема выработки остаточных извлекаемых запасов. Низкая продуктивность скважин обусловлена многими факторами, в том числе низкими коллекторскими свойствами пласта и ухудшением фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП) в процессе освоения, эксплуатации и засорением щелевых фильтров в горизонтальных стволах. Метод и оборудование, описанные в данной работе, позволяют увеличить коэффициент продуктивности скважины и ускорить выработку запасов. Его применение возможно там, где другие методы, такие как гидроразрыв пласта (ГРП) с закреплением пропантом, кислотная обработка призабойной зоны (ОПЗ) не эффективны или рискованны.

Обработка призабойной зоны пласта осуществляется при помощи имплозионного устройства. Оно воздействует на пласт путем создания импульсов высокого давления в зоне перфорации с целью повышения нефтеотдачи и приемистости скважин [1, 2].

Суть метода заключается в улучшении фильтрационной характеристики призабойной зоны пласта за счет использования энергии гидравлического удара, который приводит к образованию серии трещин для вертикальных и наклонных скважин и очистке фильтров в горизонтальных стволах.

На рисунке 1 схематично изображено имплозионное устройство многообразного действия, применяемое в настоящее время для вертикальных скважин. К цилиндру 2 при помощи переходной втулки крепится патрубок входных окон 6. Другим концом патрубок крепится к колонне НКТ 5. На штанге 3 установлен плунжер 1, который может производить возвратно-поступательные движения в вертикальном

Today there are lots of mature oilfields. That's why the task of remaining reserves recovery is of great importance. Low productivity of wells can be associated with a number of factors, including low reservoir permeability and the degradation of filtration characteristics of bottomhole formation zone (BFZ) during development, operation and blinding of slotted screens in horizontal wells. The technique and equipment described in the present paper allow to increase the productivity index of wells and facilitate the reserves recovery. The described technique can be implemented in those areas where hydraulic fracturing or bottomhole acid treatments proved to be ineffective or unsafe.

BFZ treatment is performed using the implosion device. The device affects the formation by means of high pressure pulses creation within the perforation zone. This can increase the recovery factor and intake capacity of wells [1, 2].

The technique involves improving the BFZ filtration characteristics due to the use of hydraulic impact energy. Such an impact forms a network of fractures in vertical and deviated wells, as well as cleans the slotted screens installed in horizontal wells.

Figure 1 shows the scheme of repeated implosion device that is currently used in vertical wells. The fitting pipe 6 of entrance gate is connected to cylinder 2 with the help of adapter. Another end of pipe 6 is connected to the tubing string 5. Plunger 1 installed on stem 3 can perform vertical reciprocating motion within the cylinder. Ball valve 4 is installed in the cylinder's lower part.

Implosion device has the following operation concept. The implosion device mounted on tubing string is lowered down into the perforation interval. Plunger 1 goes up under the action of stems 3. While plunger goes up, the depression in the chamber of cylinder 2 is created. The depression is created due to the operation of back-pressure valve 4 which blocks the fluid inflow into the lower part of cylinder's chamber. The pressure above the plunger is equal to the well's

направлении в цилиндре. В нижней части цилиндра установлен шариковый клапан 4.

Имплозионное устройство работает следующим образом. На колонне НКТ имплозионное устройство опускается в интервал перфорации. Под действием штанг 3 плунжер 1 поднимается вверх. При движении плунжера вверх в камере цилиндра 2 создается разрежение. Это возможно благодаря работе обратного клапана 4, который перекрывает приток флюида к нижней части камеры цилиндра. Над плунжером давление равно гидростатическому давлению в скважине. Таким образом, перепад давлений над и под плунжером может достигать значения 15 МПа и более в зависимости от глубины скважины.

При дальнейшем движении плунжера вверх он выходит в расширенную часть переходной втулки, в этот момент на жидкость, находящуюся непосредственно над полостью цилиндра, действует данный перепад давления и она устремляется вниз. Перепад давления продолжает ее ускорять и в момент ее встречи с обратным клапаном она уже обладает высокой скоростью (до 100 м/с) и значительным импульсом. Пройдя имплозионную камеру, столб жидкости преодолевает усилие пружины шарикового клапана, и жидкость через выходные окна устройства устремляется в межтрубное пространство, которое сверху и снизу изолировано пакерами. Кинетическая энергия падающей жидкости переходит в энергию гидравлического удара. Давление в зоне обработки стремительно растет и достигает значения до 150 МПа за 0,05–0,01 с.

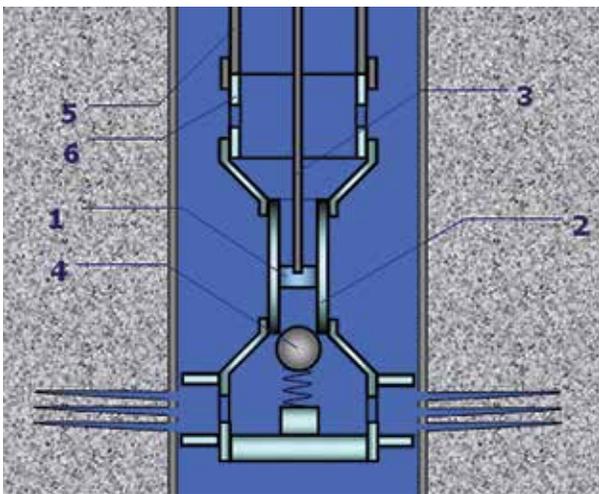


Рисунок 1 – Имплозионный генератор импульсов давления: 1 – плунжер, 2 – цилиндр, 3 – штанга, 4 – обратный клапан, 5 – колонна НКТ, 6 – входные окна
Figure 1 – Implosion pressure pulse generator: 1 – plunger, 2 – cylinder, 3 – stem, 4 – back-pressure (ball) valve, 5 – tubing string, 6 – entrance gates

Пластовая жидкость, инициируемая этим давлением, действует на породу пласта. При этом начинают раскрываться существующие, но закрытые трещины, которые берут свое начало

hydrostatic pressure. That's why the pressure differential below and above the plunger can be as high as 15 Мpa (2,175 psi) depending on the well depth.

During further upwards movement of the plunger, it enters the opening of the adapter. In this very moment, the fluid below the cylinder's chamber is affected by the mentioned pressure differential, which causes it (fluid) to sweep down. The pressure differential continues to accelerate fluid. At the moment of its contact with the back-pressure valve, the velocity of fluid can be up to 100 m/sec (328 ft/sec). When the implosion chamber is passed, the fluid column overcomes the spring force of the ball valve. This causes the fluid to flow through exit gates into the annulus that is fully isolated by packers. The kinetic energy of the fluid column transforms into the hydraulic impact energy. The pressure within the treated zone rapidly increases and reaches the value of 150 Мpa (21,755 psi) within 0.01–0.05 seconds.

Such pressure causes the formation fluid to act on the formation rock. The existing but closed fractures that origin from the casing annulus (where rock density is lower due to elusion) start to open. Pressure pulse transmitted through formation fluid propagates at a high rate of speed and acts on the walls of opening fractures like a wedge. In our opinion, the fracture won't be oriented only in vertical or horizontal plane, but will have a tree-like structure. This opinion is based on the fact that fractures propagate along the lines of least resistance, while reservoir thickness varies from a couple to dozens of meters and rock pressure differential is negligible in comparison to the pressure pulse magnitude. Consequently, a single pressure pulse creates an extensive network of fractures in the formation, which provides for fluids motion.

The leading edge of pressure pulse created by the generator is very steep and the fluids acts on the fracture walls like a rogod stamp moving at high speed. As the result of this action, the repack of formation matrix grains takes place and the fracture width is thus increased.

The energy of pressure pulse created by the implosion device is consumed by the fracture, which results in the repack of formation matrix grains and fracture opening. With distance from the well increasing, the amplitude of pressure pulse decreases gradually and its leading edge becomes less steep. The fluid loses its ability to repack formation matrix grains but conserves the ability to open fractures since the fluid pressure still exceeds the minimum fracture opening pressure. When the fluid pressure becomes equal to rock pressure, the process of fractures opening stops.

In the fracture area where the repack of formation matrix grains take place due to the pressure pulse impact, the fracture healing remains incomplete. Micropores, the size of which is comparable to the size of proppant grains, remain in the formation rock. The presence of such pores increases the reservoir drainability [7].

In the framework of field tests of implosion device at Samotlorskoe oilfield (SNGDU-2) a total of four (4) treatments were performed (three (3) of them were performed in December, 2007 and one – in February

от затрубного пространства обсадной колонны, где плотность породы вследствие вымывания меньше, чем в основном массиве. Импульс давления, передаваемый через пластовую жидкость, распространяется с большой скоростью и действует на стенки раскрывающейся трещины как клин. При этом, распространяясь в направлении наименьшего сопротивления, трещина, на наш взгляд, не будет ориентирована только в вертикальной или в горизонтальной плоскости, а будет похожа на крону дерева. Это происходит еще и потому, что мощность продуктивных пластов колеблется от нескольких метров до нескольких десятков метров и перепад горного давления в верхней части относительно нижней незначителен по сравнению с величиной импульса давления, создаваемого генератором. Таким образом, одиночный импульс давления создает в массиве продуктивного пласта разветвленную сеть трещин, обеспечивающих движение флюидов.

Передний фронт импульса давления, создаваемого генератором, очень крутой, и жидкость действует на стенки трещины как жесткий штамп, движущийся с большой скоростью. В результате такого воздействия происходит переупаковка зерен скелета породы пласта, увеличивающая ширину трещины.

Энергия импульса давления, создаваемого имплозионным устройством, расходуется на раскрытие трещины и переупаковку зерен скелета породы пласта. По мере увеличения расстояния от скважины амплитуда импульса давления постепенно падает, а передний фронт становится менее крутым. Жидкость теряет свою способность к переупаковке зерен скелета породы, однако ее давление превышает горное давление, необходимое для раскрытия трещины, и раскрытие трещины еще некоторое время продолжается. Когда давление жидкости становится равным горному давлению, процесс раскрытия трещины останавливается.

В той области трещины, где под действием импульса давления жидкости происходит переупаковка зерен скелета породы пласта, происходит не полное смыкание стенок трещины, а остаются соединенные между собой мельчайшие полости, соизмеримые с порами между зернами пропанта. Наличие таких полостей увеличивает дренируемость породы коллектора [7].

В рамках исследования эффективности локального гидроразрыва пласта (ЛГРП) методом имплозионного воздействия на ПЗП, например, на Самотлорском месторождении в СНГДУ-2, были проведены 4 обработки (3 из них в декабре 2007 года и одна в феврале 2008 года) [7]. Обработки проводились на низкодебитных скважинах: с дебитом по жидкости $Q_{ж}$, не превышающим $16 \text{ м}^3/\text{сут.}$, дебит по нефти $Q_{н}$ не превышал 8 т/сут. Ниже в табл. 1 приведены результаты обработок.

Из таблицы 1 следует, что средний прирост дебита по нефти 4 т/сут.

Подъем плунжера имплозионного генератора в вертикальных скважинах осуществляется

2008) [7]. The study of local hydraulic fracturing (by means of BFZ implosion treatment) effectiveness was studied. The treatments were performed in marginal wells. Their water production Q_f was less than $16 \text{ м}^3/\text{day}$, while the oil production Q_{oil} was less than 8 tons/day . Table 1 shows the results of these treatment.

Table 1 shows the average growth of oil production by 4 tons/day .

The raising of the implosion generator's plunger in vertical wells is performed using standard techniques. However, the method of implosion generators' plunger actuation with the use of stems or wireline has a number of drawbacks, the major of which is its limitations. Stem and wireline drives can be used in vertical wells and in wells with low inclination angle (less than 15°). But these drives are not applicable in deviated wells because of the significant friction between the stem (wireline cable) and the tubing string induced during plunger raising. The friction can cause the stem (wireline cable) blowout. In horizontal wells this method cannot be used at all. One of the solutions is the use of self-oscillating hydraulic drive.

The advantage of this approach is the fact that self-induced oscillations occur in the absence of external periodic action. In order for the self-induced oscillations to develop there is a need in an energy source and a mechanism thanks to which the energy of this source will transform into oscillatory energy. Moreover, the system should be nonharmonic. So, the device doesn't require the surface control system. It just needs the supply of pressurized process fluid and a switch mounted near (or inside) the hydraulic cylinder that will autonomously distribute the fluid flows. Figure 2 shows the conceptual model of such device.

The process fluid pressure generated by the pump at the wellhead is transmitted via the tubing string into the hydraulic cylinder 4 with the help of the selector piston 5 and hollow rod 2. The upwards movement of piston 5 causes the movement of plunger 7 of implosion chamber. Ball valve 12 is closed at this moment. The depression in the implosion chamber increases.

After the plunger passes the zone where inlet windows 6 are situated, the well fluid enters the implosion chamber at high rate of speed and moves through it while generating the hydraulic impact on the perforation interval 11. When the selector piston 5 is actuated, the movement of stem 14 and plunger 7 is repeated.

In order to adjust the self-oscillating hydraulic drive, we developed and manufactured the testing facility shown in Figure 3.

In the "Wave Mechanics" Research Laboratory of Omsk State Technical University a series of implosion generators of various sizes with self-oscillating hydraulic drive was developed. They have the following specifications (Table 2):

The procedure for enhanced oil recover operations with the application of implosion device includes the following steps:

1. Install the implosion generator assembly and lower it down into the well with the help of the tubing string. The generator should be positioned 1.7 ft .

стандартными механизмами. Однако способ обеспечения движения плунжера имплозионного генератора с использованием штанг или стального каната имеет ряд недостатков, главным из которых является ограниченность его применения. Штанговый и канатный привод может использоваться в вертикальных скважинах и в скважинах, имеющих небольшой наклон (до 15°). Он неприменим в наклонных скважинах из-за значительных сил трения между колонной штанг (канатом) и НКТ, возникающих при подъеме плунжера, которые могут привести к их разрыву, а в горизонтальных скважинах подобный привод вообще применяться не может. Одним из способов решения этой проблемы является использование автоколебательного гидравлического привода для обеспечения движения плунжера имплозионного генератора.

Достоинством такого привода является то, что автоколебания возникают в системах при отсутствии внешнего периодического воздействия. Для возникновения автоколебаний в системе необходимо наличие источника энергии и механизма, благодаря которому энергия этого источника превращается в колебательную энергию. Система к тому же должна обладать нелинейностью. Таким образом, устройство не нуждается в системе управления с устья скважины, к нему необходимо подвести рабочую жидкость под давлением и в непосредственной близости от гидроцилиндра (или в нем самом) установить переключатель, который самостоятельно распределяет эти потоки. Принципиальная схема такого устройства показана на рис. 2.

Давление рабочей жидкости с устья скважины по насосно-компрессорным трубам (НКТ) подается в полости гидроцилиндра 4 через поршень-переключатель 5 по полому штоку 2. При движении поршня 5 из нижнего положения вместе с ним перемещается плунжер 7 имплозионной камеры. Клапан 12 при этом закрыт. В имплозионной камере создается разрежение.

После перемещения плунжера выше зоны окон 6 скважинная жидкость под действием давления с высокой скоростью поступает в имплозионную камеру и движется по ней, создавая гидроудар в зоне перфорации 11. При срабатывании переключателя в поршне 5 движение штока 14 и, соответственно, плунжера 13 периодически повторяется.

Для отладки автоколебательного гидравлического привода был спроектирован и изготовлен испытательный стенд, принципиальная схема которого приведена на рис. 3.

В НИЛ «Волновая механика» Омского государственного технического университета разработана «линейка» типоразмеров имплозионных генераторов с автоколебательным гидроприводом, имеющая следующие технические характеристики (табл. 2).

Таблица 1 – Режимы скважин до и после гидроимпульсной обработки пласта
Table 1 – Well behavior before and after the implosion treatment of formation

Скв. Well	Куст PAD	Режим до ОПЗ Before BFZ treatment			Режим после ОПЗ After BFZ treatment			Прирост $Q_{гп}$, т/сут growth $Q_{гп}$, t/day	Прирост $Q_{жп}$, м ³ /сут growth $Q_{жп}$, m ³ /day
		$Q_{гп}$, т/сут $Q_{гп}$, t/day	$Q_{жп}$, м ³ /сут $Q_{жп}$, m ³ /day	%	$Q_{гп}$, т/сут $Q_{гп}$, t/day	$Q_{жп}$, м ³ /сут $Q_{жп}$, m ³ /day	%		
33398	1766Б	1,7	3,3	38	3,0	5,5	44	1,3	2,2
13775	2172	7,7	16	43	13,1	23,5	34	5,4	7,5
37500	1740	4,5	5,9	10	9,0	11,8	10	4,5	5,9
10719	1009	0,0	0	0	5,0	6	1	5,0	6,0
Средние значения Average values		3,5	6,3	23	7,5	11,7	22,3	4,0	5,4

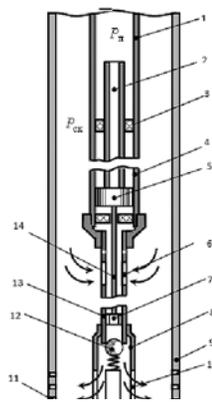


Рисунок 2 – Принципиальная схема имплозионного генератора с автоколебательным гидроприводом: $P_{п}$ – давление в НКТ, подающееся насосом с устья; $P_{ск}$ – скважинное давление; 1 – НКТ; 2 – полый шток; 3 – сальник; 4 – корпус гидроцилиндра; 5 – поршень-переключатель; 6 – окна для входа жидкости; 7 – плунжер; 8 – корпус имплозионного генератора; 9 – обсадная труба; 10 – окна для выхода жидкости; 11 – перфорация; 12 – клапан;

13 – имплозионная камера; 14 – шток
Figure 2 – The conceptual model of implosion generator with self-oscillating hydraulic drive: $P_{п}$ is pressure in the tubing string generated by the pump installed on the well-head; $P_{ск}$ is the borehole pressure; 1 – the tubing string; 2 – the hollow rod; 3 – the packing box; 4 – the hydraulic cylinder body; 5 – the selector piston; 6 – the fluid inlet windows; 7 – the plunger; 8 – the body of implosion generator; 9 – the casing string; 10 – the fluid outlet windows; 11 – perforation interval; 12 – the ball valve; 13 – the implosion chamber; 14 – the stem

higher than the upper perforation interval.

2. Install the X-mas tree and set up all connections.
3. Connect the pumping unit to the tubing string.
4. Increase the pressure in the tubing string (10 min of pumping is enough).

Таблица 2 – «Линейка» типоразмеров имплозионных генераторов с автоколебательным гидроприводом

Table 2 – The specifications of implosion generators with self-oscillating hydraulic drive

Параметры Parameters	ВИГ 89/8 IG 89/8	ВИГ 89/3,5 IG 89/3,5	ВИГ 73/8 IG 73/8	ВИГ 73/3,5 IG 73/3,5	ВИГ 60/8 IG 60/8	ВИГ 60/3,5 IG 60/3,5
Диаметр проходного сечения, мм Drift diameter, mm	89	89	73	73	60	60
Длина сборки, м Assembly length, m	8	3,5	8	3,5	8	3,5
Диаметр цилиндра гидропривода, мм Hydraulic drive's cylinder diameter, mm	57	57	57	57	45	45
Диаметр имплозионной камеры, мм Implosion chamber diameter, mm	45	45	45	45	32	32
Длина имплозионной камеры, м Implosion chamber length, m	9,5	8,5	3,5	1,5	3,5	1,5
Максимальное давление жидкости в НКТ, МПа Max. pressure of fluid in the tubing string, MPa	25	25	25	25	25	25
Максимальная температура среды, С Max. ambient temperature, C	100	100	100	100	100	100
Присоединительная резьба, мм Connecting thread, mm	73	73	73	73	60	60
Нагрузка на НКТ из-за подъема плунжера имплозионного устройства, не более Н Load on the tubing string induced by the implosion device plunger raising, not more than, N	3,5 · 10 ⁴	3,5 · 10 ⁴	3,5 · 10 ⁴	3,5 · 10 ⁴	2 · 10 ⁴	2 · 10 ⁴
Масса сборки, не более, кг Assembly weight, not more than, kg	90	40	85	40	54	30
Глубина скважины, км Well depth, km	3	3	3	3	3	3

Проведение работ по повышению нефтеотдачи с применением данного устройства целесообразно проводить совместно с ПРС или КРС в следующей последовательности:

1. Установить и спустить на колонне НКТ сборку имплозионного генератора с гидроприводом до продуктивного пласта, установив его на расстоянии 0,5 м от верхнего уровня перфорации.
2. Установить на устье фонтанную арматуру и провести обвязку.
3. Соединить НКТ с насосным агрегатом.
4. Подать давление в НКТ в течение 10 мин.
5. Определить появление гидравлических ударов в скважине по резким падениям давления на устье или звуковому эффекту.
6. Опускать колонну НКТ на 1 м, повторяя пп. 4, 5 до прохождения всей толщи пласта.
7. Поднять колонну НКТ, отсоединить сборку имплозионного генератора.
8. Освоить и пустить скважину в эксплуатацию.
В качестве рабочей жидкости может использоваться вода, нефть или дизельное топливо.

Таким образом, проведенные в данной работе исследования показали, что предложенный принцип и конструктивное решение автоколебательного гидравлического привода для скважинных имплозионных устройств может с успехом использоваться в практике повышения нефтеотдачи для вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин. ☉

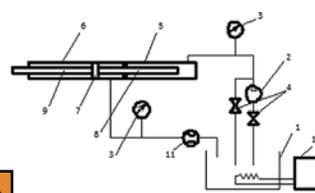


Рисунок 3 – Испытательный стенд: 1 – бак; 2 – гидронасос; 3 – манометры; 4 – задвижки; 5 – труба – имитатор НКТ; 6 – цилиндр; 7 – поршень с переключателем подачи воды в полости цилиндра; 8 – шток полый; 9 – шток; 10 – устройство нагрева и поддержания температуры воды; 11 – расходомер

6 – цилиндр; 7 – поршень с переключателем подачи воды в полости цилиндра; 8 – шток полый; 9 – шток; 10 – устройство нагрева и поддержания температуры воды; 11 – расходомер

Figure 3 – Testing facility: 1 – container; 2 – hydraulic pump; 3 – pressure gages; 4 – sliding valves; 5 – the tube that simulates the tubing string; 6 – cylinder; 7 – the selector piston; 8 – hollow rod; 9 – rod; 10 – the device that heats the water and maintains its temperature; 11 – flow meter

5. Identify the presence of hydraulic impacts in the well by sudden drops of wellhead pressure or by sound effects.
6. Lower down the tubing string (1 meter is ok) and repeat items 4 and 5 till the whole reservoir bulk is passed.
7. Pull the tubing string out of hole and disconnect the implosion generator assembly.
8. Bring the well into production.

Both water, oil and diesel can be used as process fluid.

The study presented in this paper shows that the suggested technique and the design concept of self-oscillating hydraulic drive for downhole implosion generators can be successfully used for enhanced oil recovery operations in vertical, deviated and horizontal wells. ☉

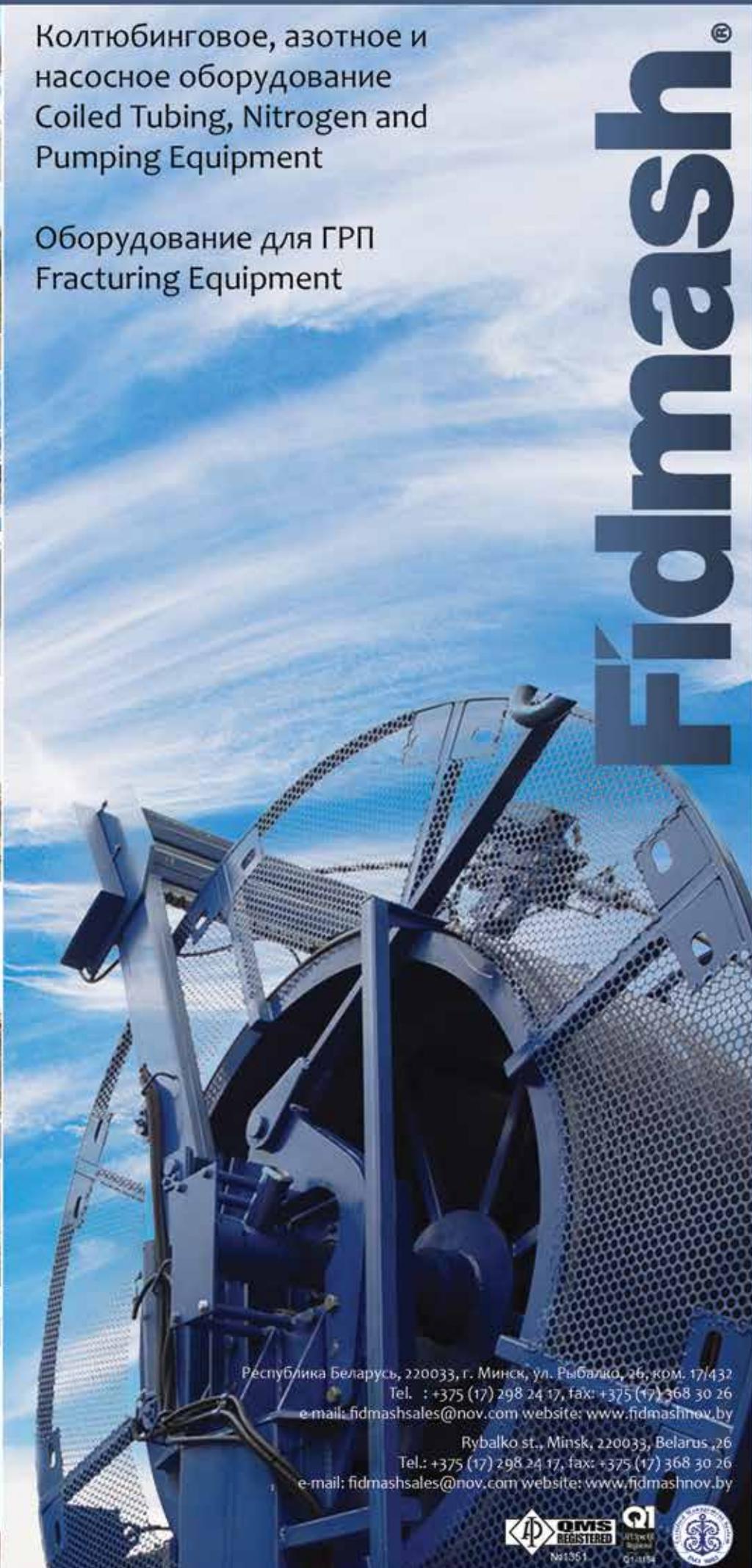
ЛИТЕРАТУРА

1. Попов А.А. Ударные воздействия на призабойную зону скважин. – М.: Недра, 1990. – 136 с.
2. Патент RU 2320866. – С. 2.
3. Лойцянский Л.Г., Лурье А.И. Курс теоретической механики. – М.: Наука, 1983. – Т.2. – 640 с.
4. Бурьян Ю.А., Сорокин В.Н., Капелюховский А.А., Бекшенев А.С. Вибродарный автоколебательный генератор//Омский научный вестник № 3(70). – Омск, 2008. – С. 75–78.
5. Бакшта Т.М. Машиностроительная гидравлика. – М.: Машиностроение, 1971. – 771 с.
6. Бурьян Ю.А., Сорокин В.Н. Повышение нефтеотдачи методом локального гидроразрыва пласта с использованием имплозионного генератора с автоколебательным гидроприводом. – М.: Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2010. – № 2. – С. 45–47.
7. Бурьян Ю.А., Сорокин В.Н., Лескин Ф.Ю. Локальный гидроразрыв пласта методом имплозионного воздействия. – М.: Нефть и газ. – 2009. – № 3(75). – С. 53–58.

Колтюбинговое, азотное и
насосное оборудование
Coiled Tubing, Nitrogen and
Pumping Equipment

Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment

Fidmash®



Республика Беларусь, 220033, г. Минск, ул. Рыбалко, 26, ком. 17/432
Tel. : +375 (17) 298 24 17, fax: +375 (17) 368 30 26
e-mail: fidmashsales@nov.com website: www.fidmashnov.by

Rybalko st., Minsk, 220033, Belarus, 26
Tel.: +375 (17) 298 24 17, fax: +375 (17) 368 30 26
e-mail: fidmashsales@nov.com website: www.fidmashnov.by



ДИАГНОСТИКА ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ С ПОМОЩЬЮ РЕПЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

DETECTION OF SEDIMENTS IN OIL PRODUCING WELLS USING REFERENCE TECHNOLOGIES

И.З. Денисламов, Г.И. Денисламова, Уфимский государственный нефтяной технический университет

I. Denislamov, G. Denislamova, Ufa State Petroleum Technological University

Асфальтосмолопарафиновые отложения в колонне лифтовых труб нефтедобывающих скважин диагностируются работниками нефтепромыслов по степени ухудшения работы глубинного насосного оборудования и по снижению дебита скважин при условном постоянстве остальных значимых факторов. Такие оценки дают только качественную картину образования отложений в насосно-компрессорных трубах и не позволяют определять массу или объем отложений. Последние параметры важны для определения объема органического растворителя, который необходимо доставить в колонну НКТ по одной из существующих технологий [1, 2]. В нефтедобывающих компаниях сложилась практика пассивной эксплуатации глубинного насосного оборудования скважин, когда в течение времени дебит по жидкости снижается из-за нарастания объема отложений в глубинном насосе и колонне лифтовых труб. При значительном падении дебита скважины или полном его исчезновении колонну НКТ и насос поднимают на поверхность, ревизируют, удаляют отложения пропаркой, а насос, как правило, заменяют на новый. Органические растворители могут полностью удалить отложения, накопленные в трубах, но стоят дорого, поэтому для экономичного применения таких реагентов необходимо знать с большой точностью объем отложений в колонне лифтовых труб.

В качестве реперной жидкости, то есть жидкости со стабильными свойствами, отличными от скважинной жидкости, можно использовать две категории жидкостей. Во-первых, это жидкость, доставленная в колонну лифтовых труб с поверхности земли по специальной – реагентной трубке, проложенной по межтрубному пространству от устья до насоса. В качестве реперной жидкости может выступать минерализованная вода, и тогда ее объем в колонне НКТ покажет объем АСПО. Разумнее в диагностических целях использовать органический растворитель, так он способен выполнить сразу две функции – показать количественно наличие отложений и спустя некоторое время удалить их определенную часть.

Реперной жидкостью может служить и добываемая пластовая продукция, но с измененными свойствами. Рассмотрим две технологии, позволяющие сделать это на скважинах, оборудованных частотными

Асphalt, resin and paraffin deposits in the tubing string of oil producing wells can be identified by oilfield workers. The main symptoms are the depression of downhole pumping equipment performance and the decreasing of well flow rate with a relative regularity of other key factors. Such estimations can give only a qualitative picture of sediment formation in the tubing and do not allow to determine the mass and volume of sediments. The latter parameters are important if one needs to determine the volume of organic solvent to be pumped in the tubing using one of the existing technologies [1, 2]. Operators have a practice of passive running of downhole pumping equipment (when in the course of time fluid production decreases). Such decrease is caused by the accumulation of sediments in the downhole pump and the tubing string. When the flow rate of well is significantly decreased or even stopped, the tubing string and the pump are pulled out of hole and revised. The sediments are removed by means of steam cleaning, while the old pump is replaced with the new one. Organic solvents can fully remove the sediments formed in the tubing. But they are rather expensive. That's why in order to cut costs of such treatments, it's necessary to precisely know the volume of sediments in the tubing string.

To address this issue, we can use the so-called “reference fluids”. These are the fluids with unvarying properties, which differ from the properties of well fluids. There are two categories of “reference fluids”. Such fluids can be delivered from the surface into the tubing string with the help of a special tube that runs through the annulus, from the wellhead down to the pump. Salt water can be used as a “reference fluid”. It's volume in the tubing string can show the volume of asphalt, resin and paraffin deposits. It is more sensible to use organic solvent as a “reference fluid”. It can fulfill two functions: quantitatively indicate the presence of sediments and remove some part of them after a while.

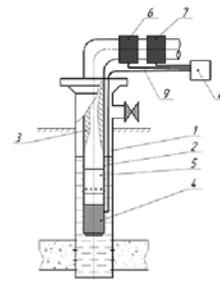
Produced formation fluid can also be used as a “reference fluid”. But we need to change its properties. Let's consider two technologies allowing to perform this change. They both require the presence of frequency converters that can modify the supply current of electric submersible pump (ESP). The first technology allows to modify the composition of fluid in the tubing string, while the second one allows to

регуляторами тока питания погружного электродвигателя центробежного насоса. По первой технологии будет меняться состав транспортируемой по колонне НКТ жидкости, а по второй технологии можно регулировать температуру такой жидкости.

Технология по изменению состава скважинной жидкости основана на известном факте скопления в межтрубном пространстве скважины выше глубинного насоса практически безводной нефти. Это обстоятельство, в частности, использовано авторами изобретения [3] при оптимизации режима эксплуатации УЭЦН. Авторами новой технологии предложено регулировать частоту тока и, увеличивая производительность электроцентробежного насоса на определенный период времени, изменять содержание нефти в колонне лифтовых труб в сторону его снижения благодаря отбору безводной нефти из межтрубного пространства скважины. Эта технология удобна и для определения объема отложений в колонне лифтовых труб с помощью реперной жидкости, в качестве которой выступает скважинная жидкость с меньшей обводненностью. Схема необходимого оборудования представлена на рис. 1, а способ реализуется в следующем порядке.

1. Частоту электрического тока погружного электродвигателя УЭЦН понижают до минимальных значений (40 Гц), и, как следствие, понижают производительность электроцентробежного насоса. В межтрубном пространстве скважины будет накапливаться нефть с меньшим содержанием воды благодаря гравитационному отстою скважинной продукции в межтрубном пространстве.
2. Обводненность нефти в колонне лифтовых труб будет даже чуть выше обводненности пластовой жидкости ввиду поступления определенного количества воды из межтрубного пространства. Повышенная обводненность будет фиксироваться во времени влагомером 7 на устье скважины.
3. На втором этапе исследования скважины в фиксированный момент времени частоту тока повышают до 60–70 Гц, тем самым резко повышают отбор жидкости из скважины. В колонну лифтовых труб начинает поступать малообводненная нефть из межтрубного пространства, понижая общую обводненность жидкости в колонне лифтовых труб.
4. Момент поступления на устье скважины нефти с меньшей обводненностью также фиксируют во времени, а по расходомеру 6 определяют средний дебит скважины после повышения частоты электротока питания ПЭД.
5. Внутренний объем колонны НКТ, не занятый отложениями, находят как произведение измененного дебита скважины на разницу зафиксированных времен (время подхода реперной жидкости).
6. Объем отложений находят как разницу между полученной величиной и объемом чистых труб лифтовой колонной по паспортным данным.

Технология по изменению температуры скважинной жидкости основана на вышеприведенной методологии, но в качестве изменяемого и наблюдаемого параметра выбрана температура



1 – обсадная колонна скважины, 2 – колонна лифтовых труб (НКТ), 3 – отложения на внутренней поверхности НКТ, 4 – погружной электродвигатель (ПЭД), 5 – электроцентробежный насос (ЭЦН), 6 – расходомер, 7 – влагомер, 8 – станция управления скважиной с частотным регулятором тока, 9 – кабель электропитания насоса. 1 – casing string, 2 – tubing string, 3 – sediments on the internal surface of the tubing, 4 – submersible motor, 5 – ESP unit, 6 – flow meter, 7 – humidity meter, 8 – well control station with current frequency converter installed, 9 – pump's power cable

Рисунок 1 – Схема исследования скважины путем изменения обводненности нефти в лифтовых трубах

Figure 1 – Well survey model based on the changing of oil water cut in the tubing string

change the temperature of this fluid.

The technology of well fluid composition modification is based on the well-known fact: in the annulus above the downhole pump there is always an accumulation of virtually pure oil. This fact was used by the authors of the invention [3] during optimization of ESP unit operating conditions. The authors of the new technology suggest to adjust the current frequency, thus increasing the discharge capacity of ESP unit for a short period of time and changing (decreasing) the oil content in the tubing string due to the recovery of pure oil from the annulus. This technology is also useful for determination of sediments volume in the tubing string with the help of well fluid serving as a “reference fluid”. Figure 1 shows the design concept of equipment required for the implementation of the above-mentioned technology. The technique includes the following steps:

1. The current frequency of the ESP unit is decreased to minimal values (40 Hz). This lowers down its discharge capacity. Oil with less water cut will accumulate in the annulus due to the effect of gravitation settling of production fluid in the annulus.
2. The water cut of oil in the tubing string will be even higher than that of the formation fluid. This is because of the fact that a certain volume of water will move from the annulus to the tubing string. Increased water cut of oil will be recorded (the moment of time) by the humidity meter 7 installed on the wellhead.
3. On the second stage of well survey we suggest to increase the current frequency up to 60–70 Hz, thus dramatically increasing the well drainage. Oil with less water cut moves from the annulus to the tubing string, and the total water cut of well fluid in the tubing string decreases.
4. The moment when oil with less water cut reaches the wellhead is recorded (the moment of time) as well. The flow meter 6 determines the average well flow rate after the current frequency has been increased.
5. The internal volume of the tubing string that is not filled with sediments can be found as a production

добываемой скважинной продукции. При изменении со станции управления частоты электрического тока меняется мощность ПЭД, в частности, ее тепловыделяющая способность, а в сочетании с постоянством скважинного потока в зоне ПЭД это приводит к изменению температуры жидкости на выходе из электроцентробежного насоса. Это изменение фиксируется во времени датчиком температуры в нижней части колонны лифтовых труб (рис. 2). На приведенной схеме зоной А обозначена область нагрева пластовой жидкости и одновременного охлаждения погружного электродвигателя. Благодаря наличию асфальтосмолопарафиновых отложений на внутренней поверхности колонны лифтовых труб степень теплопередачи через стенки насосно-компрессорных труб лифтовой колонны значительно снижается, и через определенное время жидкость с измененной температурой доходит до устья скважины, и этот момент фиксируется датчиком температуры в верхней части колонны лифтовых труб.

Объем отложений в лифтовых трубах определяют по формуле:

$$V_{\text{отл}} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} - k \cdot Q \cdot (t_2 - t_1), \quad (1)$$

где $V_{\text{отл}}$ – объем отложений на внутренней поверхности колонны лифтовых труб;
 D – внутренний диаметр чистых лифтовых труб;
 k – эмпирический коэффициент, учитывающий разницу в состоянии скважинной продукции в колонне лифтовых труб и в устройстве по измерению его объема, определяется предварительно для колонны НКТ без отложений; Q – производительность электроцентробежного насоса, поддерживается постоянной во время оценки отложений; t_1 – хронологическое время изменения температуры скважинной продукции в зоне датчика температуры, установленного в нижней части колонны лифтовых труб. t_2 – хронологическое время изменения температуры скважинной продукции в зоне датчика температуры, установленного в верхней части колонны лифтовых труб.

Во время осуществления предложенного способа производительность ЭЦН или расход скважинной жидкости в кольцевом пространстве в зоне ПЭД поддерживается постоянной величиной путем регулирования устьевой задвижки 10, расположенной в верхней части колонны лифтовых труб.

Термограммы нефтедобывающих скважин северо-запада Башкортостана, полученные с помощью спуско-подъемных операций в межтрубном пространстве автономных спаренных манометров-термометров типа АМТ-06, показывают, что температура от устья скважины повышается до пластового значения на примерной глубине 1400 м в среднем с 12 до 24–26 °С. Чтобы оценить возможность применения нагретой в зоне ПЭД и ЭЦН пластовой жидкости в качестве меченой – реперной жидкости используем для расчета конечной температуры в зоне устьевого датчика температуры формулу академика В.Г. Шухова:

of modified well flow rate by the time between two above-mentioned points (the time of “reference fluid” coming up).

6. The volume of sediments can be calculated as the divide between the above-obtained value and the volume of the tubing string according to its rated values.

The technology of well fluid temperature modification is based on the above-described technique. In this case, the temperature of production fluid was chosen as a varying and controllable parameter. When the current frequency of submersible motor is changed from the well control station, the motor's power and heat-producing ability change as well. Taking into account that the well flow rate in the motor's area is constant, one can conclude that the temperature of well fluid downstream the ESP unit will be modified. This modification is recorded by the temperature sensor situated in the lower part of the tubing string (see Figure 2). Zone A presented on Fig. 2 is the area of formation fluid heating and simultaneous cooling of submersible motor. Due to the presence of asphalt, resin and paraffin deposits on the inner side of the tubing string, the rate of heat transmission through the tubing string walls is dramatically decreased. Within a given period of time the fluid with its temperature modified reaches the wellhead. This moment is recorded by the temperature sensor installed on the upper part of the tubing string.

The volume of sediments in the tubing string can be calculated using the following formula:

$$V_{\text{sed}} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} - k \cdot Q \cdot (t_2 - t_1), \quad (1)$$

where V_{sed} is the volume of sediments on the inner side of the tubing string; D is the inside diameter of the clean tubing string; k is the empirically determined coefficient that takes into account the difference between the state of well fluid in the tubing string and the device for measuring of its volume. The coefficient is preliminary determined for the clean tubing string; Q is the discharge capacity of the ESP unit (is maintained at a constant level); t_1 is the time when well fluid temperature was modified. The moment of time is determined on the basis of data recorded by the temperature sensor in the lower part of the tubing string; t_2 is the time when well fluid temperature was modified again. The moment of time is determined on the basis of data recorded by the temperature sensor in the upper part of the tubing string;

During the process of temperature survey the discharge capacity of the ESP unit (or the well fluid flow rate in the annulus zone adjacent to the submersible pump) is maintained at a constant level by means of adjusting the sliding valve 10 mounted on the upper part of the tubing string.

Temperature logs obtained in oil producing wells of the north-western Bashkortostan with the help of autonomous couple pressure-temperature gauges of АМТ-06 type show that well fluid temperature at the depth of 1,400 m (4,600 ft.) is around 12 °С while at the wellhead – around 24–26 °С. In order to estimate

$$t_x = t_0 + (t_n - t_0) \cdot e^{-\frac{K \cdot \pi \cdot D_n \cdot x}{G \cdot \rho \cdot C_p}} \quad (2)$$

где t_x – средняя по сечению колонны НКТ температура на расстоянии X от ЭЦН;
 t_0 – температура окружающей среды;
 t_n – температура жидкости на выходе ЭЦН;
K – **полный коэффициент теплопередачи** от потока в окружающую среду, Вт/(м² · °С); D_n – наружный диаметр колонны НКТ; G – объемный расход жидкости, м³/с; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³; C_p – коэффициент удельной теплоемкости, Дж/(кг · °С); e – основание натурального логарифма, равное 2,72.

Для средней температуры окружающей среды по длине НКТ примем ее минимально возможное значение, то есть 12 °С, намеренно увеличив степень теплопотерь нагретой нефти при ее подъеме на поверхность земли. Исходные данные к трем вариантам к расчетам по формуле (2) приведены в табл. 1.

Температуру жидкости на устье скважины по **первому варианту** рассчитываем из условий: пластовая жидкость с температурой 25 °С проходит глубинный насос без нагрева.

Для подъема пластовой жидкости применяют обычную колонну НКТ, параметр $K=5,0$ Вт/(м² · °С).

Второй вариант – пластовая жидкость нагревается до 45 °С от ПЭД и рабочих колес электроцентробежного насоса благодаря значительному повышению частоты электрического тока, поступающего на погружной электродвигатель.

Для подъема пластовой жидкости применяют обычную колонну НКТ, $K=5,0$ Вт/(м² · °С).

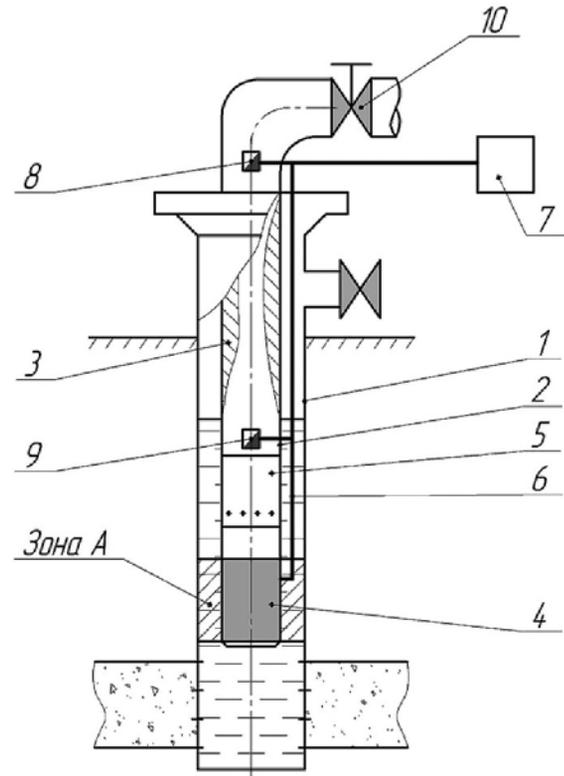
Третий вариант – пластовая жидкость нагревается до 45 °С от ПЭД и рабочих колес электроцентробежного насоса.

Для подъема пластовой жидкости применяют колонну НКТ с теплоизоляцией, параметр $K=1,0$ Вт/(м² · °С), то есть уменьшается в 5 раз.

Для удобства приведем результаты расчетов в сводной табл. 2.

Полученные результаты показывают, что минимальный скачок повышения температуры на устье скважины после его «разогрева» в зоне ПЭД и ЭЦН может достигать 4 °С. Такой значительный скачок температуры можно заметить с помощью практически любого термометра, а значит, и идентифицировать «меченую» жидкость после увеличения частоты электрического тока, поступающего на ПЭД. Применение насосно-компрессорных труб с внутренней теплоизоляцией значительно повышает успешность применения предложенной технологии.

В работе [4] приведены теплопотери при закачке в скважину горячей воды, рассчитанные по упрощенной формуле А.Ю. Намиота. В частности, указывается, что потери температуры теплоносителя на глубине 1000 м примерно составляют 17 °С. Приведенная в статье оценка степени охлаждения скважинной продукции при подъеме до устья не противоречит данным источника [4].



1 – обсадная колонна скважины, 2 – колонна лифтовых труб (НКТ), 3 – отложения на внутренней поверхности НКТ, 4 – погружной электродвигатель (ПЭД), 5 – электроцентробежный насос (ЭЦН), 6 – многофункциональный кабель электропитания, связи и управления, 7 – станция управления скважиной с частотным преобразователем тока, 8 – верхний датчик температуры, 9 – нижний датчик температуры, 10 – регулируемая задвижка.

Кольцевое пространство между обсадной колонной и ПЭД обозначено на схеме зоной А

1 – casing string, 2 – tubing string, 3 – sediments on the internal surface of the tubing string, 4 – submersible motor, 5 – ESP unit, 6 – multi-purpose cable (provides power supply, communication, and control), 7 – well control station with current frequency converter installed, 8 – upper temperature sensor, 9 – lower temperature sensor, 10 – adjustable sliding valve.

The annular space between the casing string and the submersible motor is denoted as Zone A

Рисунок 2 – Схема термометрии скважины с УЭЦН с частным регулированием электротока ПЭД

Figure 2 – Temperature survey model for a well equipped with ESP unit that allows current frequency adjustments

the possibility of using formation fluid heated by the ESP unit as a “reference fluid”, we will use the formula of academician V. Shuhov for calculation of outlet temperature in the wellhead zone:

$$t_x = t_0 + (t_n - t_0) \cdot e^{-\frac{K \cdot \pi \cdot D_n \cdot x}{G \cdot \rho \cdot C_p}} \quad (2)$$

where t_x is the tubing section-average temperature at a distance X from the ESP unit; t_0 is the ambient temperature; t_n is the temperature of fluid downstream the ESP unit; K is the **overall coefficient of heat transfer** from the fluid flow to the ambient medium, W/(m² · °С); D_n is the outside diameter of the tubing string;

G is the fluid volumetric flow rate, м³/sec; ρ is the fluid density, kg/м³; C_p is the specific heat capacity factor, J/(кг · °С); e is the Napierian base (~2.72).

Таблица 1 – Исходные данные для расчета трех вариантов движения пластовой жидкости по колонне лифтовых труб

Table 1 – Initial data for three variants of calculation of formation fluid motion through the tubing string

Параметр Parameter	Условное обозначение Symbol	Пластовая жидкость нагревается глубинными ПЭД и ЭЦН Formation fluid is heated by the submersible motor and the ESP unit			
		Отсутствует нагрев пластовой жидкости No heating of formation fluid		Обычная колонна НКТ Conventional tubing string	Колонна НКТ с теплоизоляцией Tubing string with heat insulation
		1-й вариант 1 st variant	2-й вариант 2 nd variant	3-й вариант 3 rd variant	
1 Температура окружающей среды, °C Ambient temperature, °C	t_o	12	12		
2 Начальная температура жидкости, °C Initial formation fluid temperature, °C	t_{ii}	25 (пластовая температура)	45	45	
3 Наружный диаметр НКТ, мм Tubing outside diameter, mm	D	73	73		
4 Объемный расход жидкости, м ³ /сут Volumetric flow rate of formation fluid, m ³ /day	G	30	30		
5 Плотность эмульсионной жидкости, кг/м ³ Fluid density, kg/m ³	ρ_j	950			
6 Коэффициент удельной теплоемкости нефти, Дж/(кг·°C) Oil specific heat capacity factor, J/(kg·°C)	C_p	2000			
7 Полная теплопроводность материала колонны НКТ, Вт/(м ² ·°C) Overall coefficient of heat transfer, W/(m ² ·°C)	K	5,0	5,0	1,0 (уменьшается в 5 раз) (is decreased five-fold)	
8 Длина колонны НКТ, м Tubing length, m	$x=L$	900	900		

По изобретению [5] предлагается теплоизолировать колонну лифтовых труб снаружи формированием на ее поверхности парафинового слоя путем временного подъема пластовой продукции по кольцевому пространству скважины. Благодаря образованию теплоизолирующего слоя парафина на внешней стороне колонны НКТ и внутренней стороне обсадных колонн температура нефти на устье опытной скважины повысилась с 18 до 24 °C, то есть на 6 °C. Эти фактические данные показывают, что разница

As an average ambient temperature we will take its minimal value, i.e. 12 °C, thus intentionally increasing the level of heat losses of oil during its trip to the surface. Table 1 shows the initial data for three variants of calculations performed using formula (2).

The fluid temperature at the wellhead can be calculated using the **first variant** of its motion: formation fluid with a temperature of 25 °C passes through the pump with no heating.

A standard tubing string can be used for lifting the formation fluid. Coefficient K is equal to 5.0 W/(m²·°C).

The second variant provides for the formation fluid to be heated up to 45 °C by the submersible motor and the impellers of the ESP unit. It can be done by means of significant current frequency increase.

A standard tubing string can be used for lifting the formation fluid. Coefficient K is equal to 5.0 W/(m²·°C).

According to the **third variant**, the formation fluid is heated up to 45 °C by the submersible motor and the impellers of the ESP unit.

A tubing string with heat insulation is used for lifting the formation fluid. Coefficient K is equal to 1.0 W/(m²·°C), i.e. it is reduced five-fold.

Table 2 shows the results of calculations.

The results of calculations demonstrate that a minimum increase of formation fluid temperature at the wellhead after it was heated by the submersible pump and the ESP unit can be as high as 4 °C. Such a significant temperature step can be recognized by almost every temperature gauge. This allows to identify “reference fluid” after the increase of current frequency. Utilization of tubing string with heat insulation substantially improves the success rate of the suggested technology.

Paper [4] presents the calculations of heat losses during the injection of hot water into the well. A simplified formula of A. Namiota is used there. The authors point out that the losses of heating medium temperature at the depth of 1,000 m (3,280 ft.) are equal to 17 °C. The estimation of formation fluid cooling degree presented in this article is in agreement with the data presented in

paper [4].

Invention [5] suggests to insulate the tubing string from heat by means of creation of paraffin layer on its outer surface. The latter can be done using the temporary elevation of formation fluid level in the annulus. Due to the creation of heat insulating layer on the outer surface of the tubing string and the inner surface of the casing string, the oil temperature at the wellhead of pilot well increased from 18 °C to 24 °C. This data shows that the difference between the formation fluid temperature in the ESP unit area and

температур на устье скважины пластовой жидкости и нагретой в зоне погружного электродвигателя может быть выше рассчитанных 4 °С.

Из двух рассмотренных в статье технологий оценки объема отложений в колонне НКТ наиболее практичной, на наш взгляд, является та, по которой меняется обводненность скважинной продукции за счет отбора безводной нефти из межтрубного пространства. По этой технологии скачок обводненности во времени будет более выраженным, чем изменение температуры скважинной жидкости на устье. Изменение температуры жидкости во времени будет носить более плавный характер благодаря ее теплопроводности и передаче тепловой энергии не только за пределы колонны лифтовых труб, но и в граничной области самой скважинной жидкости.

Выводы

1. В статье приведены технологии по определению объема отложений в лифтовых трубах нефтедобывающих скважин, основанные на управляемом изменении определенных свойств транспортируемых жидкостей: температуры и компонентного состава. Условно эти жидкости названы реперными жидкостями ввиду их ярко выраженного отличия от ранее движущейся жидкости.

2. Снабжение нефтедобывающей скважины дополнительным оборудованием в виде частотного преобразователя тока, датчиков давления и температуры, устьевых расходомеров и влагомеров приближает ее к категории интеллектуальных, способных диагностировать не только состояние пластовых флюидов и глубинного насоса, но и количественно оценивать наличие отложений в колонне лифтовых труб скважины. ©

ЛИТЕРАТУРА

- Хасанов Ф.Ф., Галимов А.М., Денисламов И.З. Способ очистки глубинного насоса и колонны лифтовых труб от отложений//Патент РФ на изобретение № 2445448. Оpubл. 20.03.12. Бюл. № 8.
- Денисламов И.З., Галимов А.М., Гафаров Ш.А. и др. Способ доставки реагента в колонну лифтовых труб скважины//Патент РФ на изобретение № 2464409. Оpubл. 20.10.2012. Бюл. № 29.
- Латыпов А.Р., Шаякберов В.Ф., Исмагилов Р.Р. и др. Способ эксплуатации скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым приводом//Патент РФ на изобретение № 2421605. Оpubл. 20.06.2011.
- Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
- Тронов В.П., Ширеев А.И., Савельева И.В. и др. Способ добычи нефти//Патент РФ на изобретение № 2172388. Оpubл. 20.08.2001.

Таблица 2 – Устьевые температуры скважинной продукции при различных режимах эксплуатации скважины с УЭЦН

Table 2 – Temperatures of formation fluid at the wellhead. Three variants of well operation conditions are considered

Режим эксплуатации скважины Well operation conditions	Температура жидкости на выходе из ЭЦН, °С Formation fluid temperature downstream the ESP unit, °C	Температура жидкости на устье скважины, °С Formation fluid temperature at the wellhead, °C
1. Глубинный насос не разогревает пластовую жидкость. 2. Колонна НКТ – обычная. 1. Formation fluid is not heated by the submersible pump. 2. Conventional tubing string	25	14,7
1. Глубинный насос разогревает пластовую жидкость. 2. Колонна НКТ – обычная. 1. Formation fluid is heated by the submersible pump. 2. Conventional tubing string	45	18,9
1. Глубинный насос разогревает пластовую жидкость. 2. Колонна НКТ – с теплоизоляцией. 1. Formation fluid is heated by the submersible pump. 2. Tubing string with heat insulation	45	36,2

at the wellhead can be higher than the value of 4 °C obtained in the present paper.

In our opinion, the most practical technology (out of two presented here) of sediments volume estimation is the first one. It is based on the modification of formation fluid water cut by means of pure oil recovery from the annulus. The step change of oil water cut will be more apparent in time than the step change of oil temperature at the wellhead. The change of oil temperature will be more gradual due to the transfer of heat not only beyond the tubing string, but also within the oil's border region.

Conclusions

1. The article presents two technologies that allow to estimate the volume of sediments in the tubing strings of oil producing wells. Both technologies are based on the method of controllable variation of produced fluids properties: their temperature and composition. These fluids are nominally called as “reference fluids” because of their obvious difference from the initial fluids.

2. Completion of an oil producing well with additional equipment, including current frequency converter, temperature and pressure sensors, wellhead flow meters and humidity meters moves it to the category of smart wells that are able not only to diagnose the state of formation fluids and downhole pumping equipment, but also to compute the volume of sediments in the tubing string. ©

КОЛТЮБИНГ: сервис и бурение скважин

У нас в гостях журнал «Газовая промышленность».



Л.Ф. Давлетшина

Колтюбинг (coiled tubing) – одно из самых динамично развивающихся в мире направлений в производстве газонефтепромыслового оборудования. Об этом рассказывает заместитель заведующего кафедрой технологии химических веществ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, кандидат технических наук Люция Фаритовна Давлетшина.

Корреспондент: Как Вы оцениваете востребованность колтюбинговых технологий и проблемы этого вида сервиса?

Люция Давлетшина: В настоящее время при введении в разработку трудноизвлекаемых запасов и истощении старых месторождений, при работе в условиях Крайнего Севера и увеличении глубины эксплуатируемых скважин встает вопрос об экономии при осуществлении процессов бурения и эксплуатации скважин. В подобных условиях колтюбинг становится все более востребованным видом сервиса.

Экономии можно достичь за счет сокращения времени проведения работ и дополнительной добычи углеводородов за этот период.

По данным Международной ассоциации специалистов по колтюбингу и внутрискважинным работам (ICoTA), рынок колтюбинга растет и качественно, и количественно. Если в 1999 году в РФ насчитывалось примерно

30 установок, то в 2014 году их стало уже 257.

Если посмотреть на статистику ICoTA, видно наше явное отставание в количественном эквиваленте от монополистов в производстве

техники для колтюбинга США. Однако нужно подчеркнуть высокий темп, с которым в России растет число колтюбинговых установок, работающих на месторождениях, тогда как в Канаде, несмотря на большее число

работающих установок (примерно 326), эта величина постоянно уменьшается.

В целом проблемы у этого вида сервиса, наверное, такие же, как и у всех: это нехватка средств и не очень активная заинтересованность во внедрении новых дорогостоящих технологий со стороны российских компаний.

Как и весь сервис, колтюбинговый очень зависит от экономической ситуации в мире. Кризис 2008 года не сильно повлиял на него: был некоторый спад по закупкам новых установок, а также небольшое число высокобюджетных проектов с участием технологий колтюбинга были свернуты. Однако цены на нефть долгое время росли и держались на высоком уровне, что вело к подъему спроса на качественный нефтегазовый сервис, к которому и относится колтюбинговый.

Боюсь, что резкое падение цен на нефть и изменение курса рубля в конце 2014 года может негативно повлиять на данный сегмент сервиса. В колтюбинговых установках используется большое число узлов западного производства.

Корр.: В чем Вы видите преимущества колтюбинговых технологий, и могли бы они, по Вашему мнению, полностью заменить традиционные?

Л.Д.: Колтюбинг – одна из наиболее передовых технологий ремонта скважин в нефтегазовой отрасли, главной особенностью которой является применение длинномерной

безмуфтовой гибкой трубы. Колтюбинговые технологии имеют существенные преимущества по сравнению с традиционными: возможность осуществления работ без предварительного глушения скважины; обеспечение герметичности устья скважины на всех этапах выполнения работ; сокращение времени спуско-подъемных операций внутрискважинного оборудования и тем самым снижение негативного влияния на пласт; улучшение условий труда; обеспечение экологической безопасности. Все это вместе ведет к снижению затрат на ремонт скважин.

Колтюбинг – это также технология, которая может дополнять традиционные ремонты, проводимые на скважине. Однако использование безмуфтовой трубы в

незаглушенной скважине требует очень высоких мер безопасности и высокого уровня культуры производства. Требования предъявляются и к персоналу, который проходит дополнительную подготовку на специальном оборудовании, и к программным комплексам, используемым при работе на колтюбинговой установке. Нельзя говорить о возможности полной замены традиционного ремонта или других скважинных работ на колтюбинговые, однако можно говорить об оптимизации затрат и увеличении эффективности проводимых работ.

Корр.: Расскажите, пожалуйста, о современных колтюбинговых технологиях и результатах их внедрения на объектах российских компаний.

Л.Д.: Ежегодно осенью в Москве Ассоциацией специалистов по колтюбингу и внутрискважинным работам (ИСоТА), Центром развития колтюбинговых технологий (ЦРКТ) и редакцией научно-практического журнала «Время колтюбинга» проводится Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Данное мероприятие является площадкой общения всех заинтересованных специалистов: ▶

производителей колтюбинговых труб и оборудования, добывающих и сервисных компаний, а также научно-исследовательских институтов и центров.

Являясь активным участником этих конференций, могу сказать, что налицо большой скачок в развитии наших отечественных колтюбинговых технологий. Если на заре появления в нашей стране это были западные разработки, то теперь многие сервисные

компании самостоятельно и в контакте с представителями научных учреждений разрабатывают свои высокотехнологичные многопрофильные технологии.

Большинство существующих разработок можно

условно разделить на четыре группы.

1. Совершенствование инструментов колтюбинга для проведения внутрискважинных операций.
2. Развитие технологий получения данных с забоя скважины в режиме реального времени.
3. Применение колтюбинга в цикле многостадийного ГРП.
4. Бурение на депрессии.

Очень большой объем работ связан с применением колтюбинга в многостадийном ГРП. Актуальность использования данной

технологии при гидроразрыве пласта связана прежде всего с процессом заканчивания скважины. Широко используется колтюбинг и при проведении работ по зарезке боковых

стволов и бурению многозабойных скважин. Интересны проекты по работе в горизонтальном стволе, когда проводят селективную обработку отдельных интервалов.

Корр.: Какие отечественные предприятия представлены на этом рынке? В чем их особенности?

Л.Д.: Изначально монополия на производство колтюбинговой техники принадлежала США ▶

Налицо большой скачок в развитии наших отечественных колтюбинговых технологий. Если на заре появления в нашей стране это были западные разработки, то теперь многие сервисные компании самостоятельно и в контакте с представителями научных учреждений разрабатывают свои высокотехнологичные многопрофильные технологии.

Очень большой объем работ связан с применением колтюбинга в многостадийном ГРП. Актуальность использования данной технологии при гидроразрыве пласта связана прежде всего с процессом заканчивания скважины.

и Канаде, однако с 1999 года российско-белорусская Группа ФИД стала методично завоевывать российский рынок. Сегодня это самая большая компания, покрывающая почти 75% потребностей в колтюбинговых установках в РФ. Также можно отметить российскую фирму ОАО «Первомайскхиммаш», которая предлагает колтюбинговую установку «Уран-30», но это единичный вариант, хотя и отвечающий всем требованиям современных сервисных компаний.

Если говорить о самой гибкой трубе, то сейчас в России используются трубы четырех мировых производителей: американских фирм Tenaris Coiled Tubes (Presicion Tube Technology), Quality Tubing и Global Tubing, а также российского ОАО «Уралтрубмаш». В последнее время о трубах ОАО «Уралтрубмаш» слышны все более положительные отзывы, повысилась их наработка – около 80 спуско-подъемных операций. Однако качество труб повысилось благодаря применению сталей импортного производства имодернизации оборудования.

Что касается отечественных сервисных компаний, то этот сегмент тоже очень сильно развивается. Лет пять назад на рынке присутствовали российские нефтяные компании с интегрированным сервисом и российские независимые сервисные компании. Сегодня независимых компаний становится все больше, они отличаются большой активностью и заинтересованностью в новых разработках. В 2014 году российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбингу и внутрискважинным работам (ICoTA) была учреждена премия, которая является российской версией премии Intervention Technology Award. В рамках 15-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» состоялось подведение итогов и торжественное вручение дипломов лауреатам данной специальной премии. По итогам голосования жюри победила компания ООО «ФракДжет-Волга» в номинации «Лучшая компания в использовании колтюбинговых технологий в России и СНГ». На награду также претендовали ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис», ООО «УралДизайн-ПНП», ООО «БВТ-Восток».

Особенностями отечественных сервисных компаний, которые предлагают колтюбинговые

технологии, являются высокая мобильность и быстрая перестройка под нужды клиента.

Корр.: В каком направлении рынок колтюбинга будет развиваться, можно ли ожидать качественных инноваций?

Л.Д.: В самом начале своего появления высокая эффективность колтюбинговых технологий вызывала у многих недоверие: слишком сложной казалась тогда эта техника. Но прошло время, и теперь «обыденные» колтюбинговые технологии не вызывают ни у кого вопросов, все привыкли, рынок ждет новых инновационных решений сложных задач.

Все больше вопросов возникает к колтюбинговому бурению: если раньше средняя глубина скважин составляла 3000 м, то теперь она достигает 6000 м. В таких сложных условиях нужны и новые технологии, и новая техника.

Инновационных решений ждут и от внедрения информационных технологий при проведении колтюбинговых работ. Так, оператор колтюбинговой установки на промысле должен иметь возможность в онлайн-режиме отправлять данные на пульт сбора информации менеджеру, который сидит в офисе.

Думаю, развитие колтюбинговых технологий будет связано как с введением в разработку небольших месторождений, так и с освоением арктического шельфа.

Актуальными являются разработки технологий и техники проведения ремонтных работ (КРС). В технологиях отдельный вопрос связан с разработкой химических реагентов для проведения данных работ. Наш научно-образовательный центр «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина работает со многими сервисными компаниями по разработке химических реагентов и технологий для колтюбинга. Колтюбинг-установки дают много возможностей для проведения более селективного и адресного воздействия на пласты как по стимуляции, так и по изоляции вод, что приводит к улучшению качества классических технологий КРС.

Первая публикация интервью: научно-технический и производственный журнал «Газовая промышленность», № 5, 2015.

С 1999 года российско-белорусская Группа ФИД стала методично завоевывать российский рынок. Сегодня это самая большая компания, покрывающая почти 75% потребностей в колтюбинговых установках в РФ.

ВЕДУЩИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ

Газовая промышленность

**ЖУРНАЛ ДЛЯ ТЕХ,
КТО РАЗБИРАЕТСЯ В ОТРАСЛИ**

Выходит
16 раз в год
Включая **4**
спецвыпуска

ПОДПИСНАЯ ЦЕНА		
ВИД ПОДПИСКИ	К-ВО НМ В ГОД	ПОДПИСНАЯ ЦЕНА
ТЕКУЩИЕ НОМЕРА	1	1300 р.
ПОЛУГОДИЕ (вкл. 2 номера спецвыпуска)	8	9600 р.
ГОД (вкл. 4 номера спецвыпуска)	16	19200 р.

ПРИ ПОДПИСКЕ ОТ 25, 50 И СВЫШЕ 100 КОМПЛЕКТОВ ПРЕДОСТАВЛЯЕТСЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ СКИДКА

ПОДПИСКУ МОЖНО ОФОРМИТЬ НА САЙТЕ ИЗДАТЕЛЬСТВА: <http://gasoilpress.ru/>
ИЛИ ПО ТЕЛ.: (495) 719-24-35, (499) 580-40-34; ФАКС: (495) 430-87-39.
E-MAIL: OFFICE@GASOILPRESS.RU, DOSTAVKA@GASOILPRESS.RU

Технологическая платформа «Технологии добычи и использования углеводородов» (ТП «ТДИУ») является формой государственно-частного партнерства государства, бизнеса и научно-образовательного сообщества для проведения технологической модернизации российской экономики, а также инструментом формирования научно-технической и инновационной политики в области добычи и использования углеводородов.

Под эгидой ТП «ТДИУ» составлен «Каталог инновационных разработок», авторы которых – представители российской вузовской и отраслевой науки.

Научно-практический журнал «Время колтюбинга. Время ГРП», являющийся участником ТП «ТДИУ», представляет вниманию читателей подборку из «Каталога инновационных разработок», в которую вошли аннотации технологий, лежащих в тематическом поле издания: направленных на повышение нефтеотдачи пластов, интенсификацию добычи нефти и газа, разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов, ремонтно-изоляционные работы и ограничение водопритока.

С полной версией каталога можно ознакомиться, посетив сайт Технологической платформы «Технологии добычи и использования углеводородов» www.tp-ningri.

ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, ПРИУРОЧЕННЫХ К НИЗКОПРОНИЦАЕМЫМ КОЛЛЕКТОРАМ

Руководитель: А.В. Лобусев.

Патент № 2490437 20.08.2013 «Способ разработки залежей углеводородов». Авторы: А.В. Лобусев, М.А. Лобусев, А.В. Сизов, Ю.А. Вертивец.
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Актуальность разработки. Настоящая разработка имеет важнейшее народно-хозяйственное значение, т.к. направлена на увеличение ресурсной базы углеводородов для устойчивого развития нефтяной и газовой отраслей России. Результаты проведенных исследований послужат основой для развития инновационных технологий освоения и промышленной разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов. В настоящее время все более возрастает доля трудноизвлекаемых запасов углеводородов в общей структуре запасов Российской Федерации. Выполнение исследований в области разработки технологий повышения результативности эффективного освоения залежей, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти, – актуальная проблема, требующая научно обоснованного подхода. Техническая оснащенность,

квалификация сотрудников, имеющийся опыт работ и наличие информационной базы позволяют решать данные проблемы на уровне мировых стандартов.

Описание (суть разработки). В основу технологии положена задача создания высокоэффективного метода разработки месторождений углеводородов, приуроченных к низкопроницаемым терригенным коллекторам с повышенным содержанием глинистых фракций. Породы, состоящие преимущественно из низкопроницаемых терригенных пород-коллекторов с повышенным содержанием глинистых фракций, при взаимодействии с водой «разбухают», что приводит к полной потере фильтрационной способности, из-за чего применение обычно используемых способов заводнения для поддержания пластового давления и вытеснения нефти невозможно. Разработанный способ заключается в импульсной циклической закачке в целевой пласт газа попеременно в жидкой и газообразной фазах. В первой фазе цикла повышения пластового давления в продуктивный (целевой) пласт закачивается под давлением газ до стабилизации дебитов нефти в соседних добывающих скважинах. При понижении дебитов в пласт закачивается сжиженный газ, дающий эффект поршневого вытеснения, до достижения дебитов добывающих скважин планируемого уровня, потом вновь закачивается газ в газообразной фазе.

Применение данного способа позволит избежать проблем, связанных с разбуханием глины из-за реакции с водой, увеличит коэффициент извлечения нефти за счет поршневого вытеснения сжиженным газом, обеспечит поддержание пластового давления на необходимом уровне и улучшение реологических свойств (увеличит подвижность) насыщающей пласт нефти в режиме смешивающегося вытеснения.

Поставленная задача достигается тем, что закачка сжиженного газа обеспечивает:

- поддержание пластового давления на необходимом для эффективной разработки уровне;
- поршневое вытеснение пластовой нефти закачиваемым сжиженным газом;
- при фазовом переходе из сжиженного газа в газообразное состояние он растворяется в пластовой нефти, тем самым увеличивая ее подвижность;
- при фазовом переходе за счет увеличения объема газа в поровой среде возникает дополнительное давление.

Предложенный способ позволяет достичь максимального эффекта при разработке трудноизвлекаемых запасов из залежей нефти,

приуроченных к низкопроницаемым породам-коллекторам.

Конкурентные преимущества (ценность, уникальность). Высокая эффективность разработки связана с закачкой в пласт попутного газа, что позволяет решать не только технологические, но и экологические проблемы.

Примеры применения (реализации). Данная разработка используется при оценке дополнительных объемов углеводородного сырья страны за счет вовлечения в промышленное освоение нетрадиционных источников углеводородного сырья.

СПОСОБ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ТЕРРИГЕННОГО НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

Руководитель: М.К. Рогачев.

Патент РФ №2414290 от 07.09.2010; Патент РФ № 2359002 от 14.11.2007.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Актуальность разработки. Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности, к способам интенсификации добывающих нефтяных скважин с использованием разьедающих веществ, и может быть использовано при обработке призабойной зоны глиносодержащего терригенного пласта.

Описание (суть разработки). В способе обработки призабойной зоны пласта перед закачкой кислотного раствора скважину глушат раствором гидроксида щелочного металла с добавлением хлорида калия и/или натрия в количестве 0–35 мас.% для подбора оптимальной плотности состава, затем в скважину закачивают водный раствор, содержащий 4–8 мас.% соляной кислоты и 0,5–1,5 мас.% фтористоводородной кислоты с добавлением динатриевой соли этилендиамина тетрауксусной кислоты (трилон «В») в количестве 0,01–0,5 мас.% додецилсульфата натрия в количестве 0,01–0,1 мас.%, после чего производят закачку в пласт водного раствора гидрофобизатора НГ-1 концентрации 0,01–2 мас.%.

Конкурентные преимущества (ценность, уникальность). Повышение эффективности обработки призабойной зоны пласта за счет предотвращения осадкообразования продуктов реакции раствора соляной и фтористоводородной кислоты с породой призабойной зоны пласта, снижение обводненности продукции скважины за счет модификации смачиваемости породы коллектора, увеличение прочности пористой среды за счет применения гидрофобизирующего реагента.

Применение гидрофобизатора НГ-1 способствует уменьшению деформации горной породы, вызванной напряженным состоянием, а также снижению количества механических примесей в продукции скважины и, таким образом, увеличивает срок службы подземного скважинного оборудования.

Примеры применения (реализации).

Эксперимент по оценке изменения прочности насыщенной горной породы проводили на образцах песчаников одного из нефтяных месторождений Западной Сибири. Проведены лабораторные испытания на базе Национального минерально-сырьевого университета «Горный».

КОМПЛЕКСНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ

Руководители: А.А. Молчанов, М.К. Рогачев,

А.В. Максютин, Р.Р. Хусаинов.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный».

Актуальность разработки. На сегодняшний день одной из актуальных задач, стоящих перед нефтегазовой промышленностью страны, является поиск новых энергоэффективных технологий добычи, которые позволят повысить технико-экономические показатели разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТЗН). В последние годы в общей структуре российских запасов нефти существенно увеличилась доля месторождений с ТЗН. Ввод новых залежей в эксплуатацию не может в полной мере обеспечить восполнение извлекаемых запасов и компенсировать текущее падение добычи на большинстве месторождений. Вводимые в разработку новые залежи, как правило, представлены низкопродуктивными, неоднородными, низкопроницаемыми коллекторами, а также залежами нефтей с аномально высокой вязкостью. В то же время потребление нефти и газа в России и мире увеличивается с каждым годом. Снижение доли активных запасов, вовлечение в разработку месторождений с ТЗН и переход большинства эксплуатируемых месторождений в позднюю стадию разработки требует поиска и внедрения новых высокоэффективных технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). В связи с этим проблема увеличения полноты извлечения углеводородного сырья из продуктивных пластов месторождений, находящихся на поздней и завершающей стадии разработки, а также месторождений с ТЗН является крайне актуальной и приоритетной.

Описание (суть разработки). Сущность технологий заключается в использовании разработанного скважинного генератора упругих волн, относящегося к физическим методам повышения нефтеотдачи пластов, совместно с физико-химическими составами (ПАВ, щелочи, полимеры) на различных стадиях разработки нефтяных эксплуатационных объектов, направленных на интенсификацию притока углеводородов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе обработок горизонтальных скважин. Эффект от внедрения:

- восстановление и увеличение продуктивности ►

- и приемистости скважин;
- увеличение дебитов добывающих скважин за счет комбинированного воздействия;
- увеличение коэффициента вытеснения нефти.

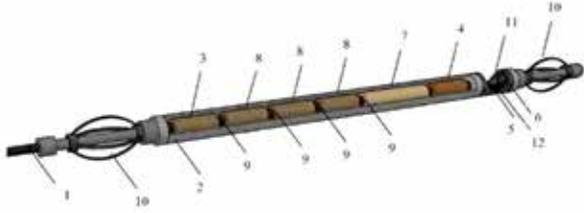


Рисунок 1 – Устройство для обработки горизонтальных скважин

- 1 – жесткий геофизический кабель;**
2 – корпус скважинного прибора;
3 – умножитель высокого напряжения;
4 – электрический разрядник; **5 – высоковольтный электрод излучателя;**
6 – низковольтный электрод излучателя; **7 – схема управления разрядом накопителя электрической энергии;**
8 – конденсаторы; **9 – уравнивающие проволочные резисторы;** **10 – центракторы;** **11 – вращающийся блок корпуса;**
12 – утяжелитель

ТЕХНОЛОГИЯ СОЗДАНИЯ ОРИЕНТИРОВАННОЙ ТРЕЩИНЫ ГРП

Руководитель: Ю.А. Кашников.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (ПНИПУ)

Актуальность разработки. В последнее время широко обсуждаются методы направленного гидроразрыва пластов, т.е. методы создания трещин ГРП с заранее заданным направлением. Очевидно, что в этом случае эффективность операций гидроразрыва пластов должна вырасти. Действительно, если удастся задать трещину в нужном нам направлении, то решаются вопросы вовлечения в разработку остаточных запасов углеводородов, находящихся в невыработанных частях, решаются вопросы направления трещины ГРП от обводненных участков и решается еще целый ряд других проблем, имеющих большое практическое значение. Идея ориентированного ГРП тесно смыкается с идеей одностороннего ГРП, а также с идеей повторного ориентированного ГРП, реализация которого обещает также открыть ряд новых направлений в повышении нефтеотдачи пластов и повышении эффективности нефтедобычи в целом.

Описание (суть разработки). Одним из центральных вопросов при реализации ориентированного ГРП является знание природного поля напряжений и геомеханических характеристик объекта. Направленный ГРП возможен только в продуктивных объектах, характеризующихся близкими значениями горизонтальных компонент поля напряжений.

В целом идея ориентированного ГРП сводится к созданию системы перфорационных отверстий или каналов радиального бурения в продуктивном

объекте, ориентированных строго в одной вертикальной плоскости. При этом расстояние между каналами (отверстиями) определяется на основе геомеханических расчетов. Технология расчетов сводится к расчетам следующих этапов развития трещины.

1. Определения соответствующего оптимального расстояния между малыми боковыми каналами в зависимости от существующих горно-технических и геомеханических условий и исходного поля напряжений в горном массиве, которое обеспечивает их взаимодействие и последующее возникновение разрыва между отверстиями.
2. Определение расстояния между двумя системами трещин, созданными при помощи боковых каналов, которое обеспечивает развитие магистральной неустойчивой (неравновесной) трещины по всему разрезу в зависимости от существующих горно-технических и геомеханических условий и исходного поля напряжений в горном массиве.

Конкурентные преимущества (ценность, уникальность). Предлагаемая технология может быть использована на всех терригенных продуктивных объектах, характеризующихся близкими значениями горизонтальных компонент поля напряжений.

$$0,9 \leq \sigma_3/\sigma_1 \leq 1,0.$$

Примеры применения. Опыт реализации ориентированного ГРП был получен в терригенных коллекторах на скважине № 967 Москудьинского месторождения и на скважине № 268 Батырбайского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». В настоящее время продолжают исследования и ОПР по данной тематике между ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» и Пермским национальным исследовательским политехническим университетом (ПНИПУ).

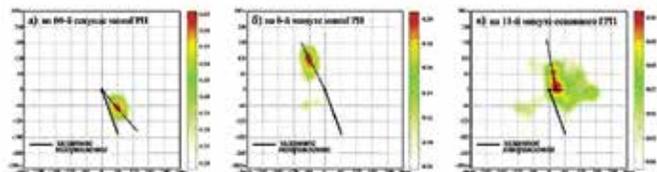


Рисунок 2 – Развитие зон микросейсмической активности при проведении ориентированного ГРП

ТЕХНОЛОГИЯ ОРИЕНТИРОВАННОЙ ЩЕЛЕВОЙ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ (ЩГПП)

Руководитель: Н.И. Крысин.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (ПНИПУ)

Актуальность разработки.

Гидродинамическая характеристика призабойной зоны пласта (ПЗП) зависит от целого ряда факторов и в течение всего периода эксплуатации скважины постоянно меняется. Наибольшие изменения происходят во время первичного

вскрытия пласта, когда происходит нарушение его равновесно-нагруженного состояния.

Под действием таких высоких нагрузок гидропроводность ПЗП существенно снижается за счет смыкания микротрещин в порово-трещинноватом коллекторе.

Самым распространенным видом вторичного вскрытия является кумулятивная перфорация, которая характеризуется небольшими затратами средств и времени, но имеет ряд недостатков: нарушается целостность цементного камня, оплавляется порода, наблюдается небольшое расстояние проникновения в ОПЗ.

Наиболее эффективным методом вторичного вскрытия и разгрузки продуктивного пласта является щелевая гидropескоструйная перфорация, заключающаяся в создании четырех вертикальных диаметрально противоположных щелей, смещенных по высоте относительно друг друга.

Описание (суть разработки). Операцию по проведению щелевой гидropескоструйной перфорации можно разбить на три этапа:

1. Подготовительные работы к ЩГПП.
2. Проведение ЩГПП.
3. Заключительные работы после ЩГПП.

В отличие от механических и гидромеханических методов щелевой перфорации, при ЩГПП не прорезаются щелевые отверстия в обсадной колонне. Щели формируются при различных режимах технологического процесса только за счет гидropескоструйного воздействия в зоне продуктивного интервала.

В связи с развивающимся направлением реализации технологии ориентированного ГРП встает вопрос необходимости разработки и применения ориентированной ЩГПП при вторичном вскрытии продуктивных пластов для подготовки скважины к проведению ориентированного ГРП в будущем.

Сущность метода ЩГПП заключается в следующем:

- высокоскоростная затопленная струя жидкости с песком, исходящая из сопел аппарата (в дальнейшем – гидроперфоратор) в направлении стенки скважины под давлением 15–30 МПа интенсивно разрушает в заданном интервале ПЗП металл обсадной колонны цементное кольцо и породу, создавая канал, по которому происходит сообщение скважины с пластом;
- ЩГПП производится перфоратором с управляемым с поверхности клапаным механизмом, для чего последний спускается в скважину на расчетную глубину. В компоновку включается переводник с седлом под шар для опрессовки и реперный патрубков.

Конкурентные преимущества (ценность, уникальность):

1. Исключение высоких импульсов давления при проведении перфорации.
2. Обеспечение сохранности ФЕС продуктивных

пластов.

3. Подготовка скважины к проведению ориентированного ГРП в будущем.
4. Многократное по сравнению с другими методами перфорации увеличение площади вскрытия пласта (до 8 раз и более).
5. Является единственным методом, позволяющим снять напряженное состояние пород в прискважинной зоне, что способствует повышению ФЕС и продуктивности скважин (на 40–50% и более).
6. Восстановление потенциальных дебитов нефтедобывающих и значительное повышение результативности основных методов воздействия на пласт нагнетательных скважин.
7. Позволяет производить вторичное вскрытие продуктивных пластов при критическом состоянии цементного камня.

Примеры применения (реализации).

Первый успешный опыт реализации данной технологии был получен на нефтяных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь».

Применение ЩГПП для вскрытия продуктивных пластов позволило повысить дебиты добывающих скважин в 8,9–14,4 раза, а результаты применения ЩГПП на нагнетательных скважинах показали увеличение приемистости в 14,8 раза. Щелевая гидropескоструйная перфорация применялась для вскрытия терригенных отложений кожинского надгоризонта и на одной скважине турнейского яруса. Дополнительная добыча на одну скважину составила 860 тонн за 6–10 месяцев. Кроме того, рекомендовано проводить ЩГПП для вторичного вскрытия продуктивных пластов при сомнительном состоянии крепи, так как отмечено отсутствие притока воды из близлежащих к продуктивному горизонту водоносных пластов.

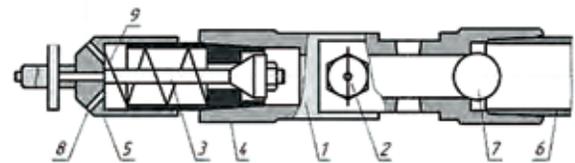


Рисунок 3 – Перфоратор нового образца для проведения ориентированной ЩГПП

1 – корпус перфоратора; 2 – насадка; 3 – шток клапана; 4 – корпус клапана; 5 – направляющая втулка клапана; 6 – НКТ-73 и ориентационный модуль; 7 – опрессовочный шар; 8 – промывочное отверстие; 9 – пружина

БОЛЬШЕОБЪЕМНЫЕ КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТКЛОНЯЮЩИХ АГЕНТОВ НА ОСНОВЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ИЛИ ВОДНЫХ ГЕЛЕЙ, СОЗДАННЫХ С ПРИМЕНЕНИЕМ СООТВЕТСТВУЮЩИХ ГЕЛИРУЮЩИХ КОМПЛЕКСОВ «ХИМЕКО Н» И «ХИМЕКО В»

Руководитель: Л.А. Магадова.
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Описание (суть разработки).

Представленная разработка относится к области интенсификации нефтегазодобычи. Методы интенсификации нефтегазодобычи направлены на повышение интенсивности отбора пластового флюида на всех этапах работы скважины и для решения различных технологических задач и проблем. Одним из наиболее распространенных методов интенсификации являются кислотные обработки пласта.

Одной из главных проблем, возникающих при кислотных обработках, является доминирующая фильтрация кислоты в высокопроницаемые трещины и каналы, через которые в скважину поступает в значительной степени обводненная продукция.

Чтобы уйти от этих недостатков, в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина была разработана технология, согласно которой закачиваются большие объемы соляной кислоты с добавлением ПАВ «Нефтенол К» поочередно с углеводородным гелем на основе комплекса гелирующего «Химекс Н» или с полисахаридным гелем «Химекс В». Углеводородный и полисахаридный гели на основе гелирующих комплексов «Химекс Н» и «Химекс В» обладают высокими реологическими характеристиками, необходимыми для использования их в качестве отклоняющего агента, закупоривающего высокопроницаемые пропластки и направляющего целевую кислоту в менее проницаемую часть пласта, требующую обработки, а также в качестве жидкости разрыва пласта (КГРП). Применяемые гели не образуют осадков и эмульсий на контакте с кислотным раствором, состоящим из ингибированной соляной кислоты с добавкой ПАВ «Нефтенол К».

Данная технология позволяет обрабатывать трещиноватые пласты даже с очень высокой обводненностью, доходящей до 90%.

Конкурентные преимущества (ценность, уникальность):

- эффективное растворение карбонатной составляющей пласта;
- создание высокопроницаемых трещин;
- снижение обводненности скважинной продукции за счет гидрофобизации породы пласта;
- низкая скорость коррозии.

Примеры применения (реализации).

Применяется с 2017 года, обработано порядка 100 скважин (Россия, Беларусь).

ПРОППАНТНЫЙ ГРП С ИЗОЛЯЦИЕЙ ПРИТОКА ВОДЫ

Руководитель: Л.А. Магадова.
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Описание (суть разработки).

Представленная разработка относится к области интенсификации нефтегазодобычи. Одной из важных проблем в настоящее время является проведение гидравлического

разрыва пласта (ГРП) в пластах с наличием близко расположенных водонасыщенных пропластков. При этом в процессе образования трещины может нарушиться целостность экрана, отделяющего продуктивный пласт от водонасыщенного и за счет более высокой подвижности воды произойти образование конуса обводненности, приводящего к обводнению продукции скважины.

Для предотвращения увеличения обводненности скважин в процессе ГРП применяются специальные водоизолирующие составы, в качестве которых используются цементные растворы и составы, образующие гели при закачке в пласт. Однако эти составы не являются селективными и ограничивают приток не только воды, но и углеводородов.

По технологии, разработанной в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, селективность водоизолирующего состава достигается последовательной закачкой в пласт в процессе ГРП специальной жидкости разрыва – расчетного количества углеводородного геля на основе комплекса гелирующего «Химекс Н» без деструктора, который одновременно является селективным водоизолирующим составом. Далее закачивается жидкость для раскрытия трещины и жидкость песконосителя с проппантом в качестве которых могут использоваться гель на углеводородной основе «Химекс Н» или на водной основе «Химекс В», содержащие в своем составе необходимое количество деструктора.

Конкурентные преимущества (ценность, уникальность):

1. Применение в пластах с близкостелегающими водонасыщенными пропластками;
2. Возможность применения в пластах с температурой до 125 °С;
3. Не вызывает чрезмерного набухания глин и может безопасно работать в пластах с повышенным содержанием глин.

Примеры применения (реализации).

Применяется с 2005 года, обработано 10 скважин (Казахстан).

ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Руководитель: В.А. Филимошкина
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук» (ИХН СО РАН)

Актуальность разработки. Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли не только России, но и ряда других нефтедобывающих стран мира являются запасы тяжелых и битуминозных нефтей. По оценкам специалистов, их мировой суммарный объем оценивается в 810 млрд тонн, что почти в пять раз превышает объем остаточных извлекаемых запасов нефтей малой и средней вязкости, составляющий лишь 162,3 млрд тонн.

В Институте химии нефти СО РАН создано

8 промышленных технологий увеличения нефтеотдачи.

- Технологии увеличения охвата пласта, регулирования фильтрационных потоков, ограничения водопритока при заводнении или паротепловом воздействии с применением гелеобразующих систем ГАЛКА, МЕТКА.
- Технологии увеличения приемистости нагнетательных скважин, разглинизации призабойных зон скважин, интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи с применением композиций ИХН на основе ПАВ и щелочных буферных систем.
- Технологии увеличения эффективности паротеплового и пароциклического воздействия на залежи высоковязких нефтей с использованием композиций НИНКА на основе ПАВ.

Описание (суть разработки). Созданы промышленные технологии физико-химического воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи. Физико-химические технологии эффективны для интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи месторождений, разрабатываемых заводнением и паротепловым воздействием, в том числе сложнопостроенных, низкопроницаемых залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти, на поздней стадии разработки, и залежей высоковязких нефтей.

Масштабное промышленное применение технологий позволяет вовлечь в разработку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, в т.ч. залежи высоковязких нефтей, продлить рентабельную эксплуатацию месторождений на поздней стадии разработки.

Все используемые реагенты – доступные продукты крупнотоннажного промышленного производства. Необходимое количество композиций на одну обработку скважины – 20–30 тонн. Дополнительная добыча нефти составляет от 400 до 10 000 тонн нефти на одну обработку скважины (в среднем – 1–3 тыс. тонн на одну скв./обработку). Срок окупаемости затрат – 5–10 месяцев.

Конкурентные преимущества (ценность, уникальность). Применение технологий в промышленном масштабе экономически выгодно и экологически безопасно. Промышленная реализация возможна в широких масштабах, так как в технологиях используются крупнотоннажные продукты отечественного производства, применяется стандартное нефтепромысловое оборудование, не требуется больших капитальных затрат.

Примеры применения (реализации):

- Технологии применимы для месторождений Казахстана, Вьетнама, Китая, Саудовской Аравии, ОАЭ, Омана, Ирана, США, Канады, Венесуэлы, Мексики и др.

- Все технологии прошли опытно-промышленные испытания в России (Нижневартовск, Лангепас, Стержневой, Когалым, Нягань, Юганск, Усинск и др.), во Вьетнаме, Китае, Омане.
- На месторождении Эмликхайм, Германия, фирмой Wintershall проведены опытно-промышленные испытания технологии ИХН СО РАН по регулированию фильтрационных потоков, увеличению охвата пласта.
- В промышленном масштабе технологии используются на месторождениях Западной Сибири и Республики Коми нефтяными компаниями «ЛУКОЙЛ» и «Роснефть». Обработывается 200–300 скважин в год.

ВОДНЫЙ МИКРОЦЕМЕНТНЫЙ РАСТВОР

Руководитель: Л.А. Магадова.

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Описание (суть разработки).

Представленная разработка относится к области капитального ремонта скважин. Ремонтно-изоляционные работы (РИР) в скважинах занимают особое место в комплексе геолого-технических мероприятий, направленных на стабилизацию процесса добычи углеводородов и увеличение газоотдачи пласта.

Поскольку РИР проводят преимущественно в скважинах, эксплуатирующих сильно дренированные пласты, то закачиваемые обычные цементные растворы проникают в основном в высокопроницаемые прослойки и дренажные каналы, не воздействуя при этом на значительную часть вскрытой толщины пласта. В случае же если необходимо разместить цемент на достаточном расстоянии от скважины или в низкопроницаемом пласте, необходимо применение специальных микроцементов, размер частиц которых позволяет им беспрепятственно проникать в поры меньшего размера, чем в случае с обычными цементами. Как и обычные цементы, водные микроцементы применяются для:

- ликвидации негерметичностей эксплуатационной колонны;
- восстановления цементного камня;
- ликвидации заколонных перетоков;
- докрепления гелеобразующих составов;
- установки ответственных мостов.

Конкурентные преимущества (ценность, уникальность):

- высокая проникающая способность;
- простота приготовления;
- низкая фильтратоотдача раствора;
- низкая вязкость раствора;
- высокая прочность камня.

Примеры применения (реализации).

Применяются с 2012 года, обработано 30 скважин (Россия, Украина, Туркменистан, Казахстан). ☉

(Окончание подборки читайте в «ВК» № 4 (54))

ИННОВАЦИОННЫЕ ШАХТНО-СКВАЖИННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАПАСОВ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ПОВОЛЖЬЯ

INNOVATIVE SHAFT AND DOWNHOLE TECHNOLOGIES FOR SHALE OIL RESOURCES DEVELOPMENT AND PRODUCTION IN WESTERN SIBERIA AND VOLGA REGION

В.Я. Афанасьев, д. э. н., профессор; А.В. Ильюша, д. т. н., профессор; Ю.Н. Линник, д. т. н., профессор; В.Ю. Линник, д. э. н., доцент; В.В. Шерсткин, к. т. н., доцент; ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления»

V. Afanasiev, Doctor of Economics, Professor; A. Plyusha, Doctor of Engineering Science, Professor; Yu. Linnik, Doctor of Engineering Science, Professor; V. Linnik, Doctor of Economics, Associate Professor; V. Sherstkin, Candidate of Technical Science, Associate Professor; State University of Management FSBEI HPO

Совокупность технологий, методов и способов воздействия на нефтесодержащие пласты и добычи нефти подразделяют на две большие группы [1]: открытые способы (методы) добычи и разработка способом дренирования нефтегазоносных залежей с помощью скважин, пробуренных с поверхности земли. При этом практически вся существующая и повсеместно применяемая сегодня скважинная технология добычи нефти и газа относится к группе технологий с дренированием скважинами, пробуренными с поверхности земли. К открытым же технологиям относят также известные, хотя и менее распространенные, карьерные и шахтные технологии, первые из которых используют при разработке битуминозных песков и горючих сланцев для последующего извлечения из них углеводородов, а вторые – применяют для термошахтной добычи высоковязкой нефти, например [2–4], при разработке относительно неглубоко залегающих (до 300–400 м) продуктивных залежей.

В целом сложившаяся на данный момент скважинная технология освоения и отработки традиционных нефтегазовых залежей (месторождений) в значительной степени носит хаотический характер со значительной долей случайности и достаточно низким коэффициентом извлечения нефти. Поэтому при освоении глубоко залегающих сланцевых нефтегазоносных месторождений, в особенности таких, как отложения Баженовской свиты Западной Сибири и нефтеносные сланцевые залежи Поволжья, необходимы принципиально новые подходы, которые бы, с одной стороны, минимизировали элементы неопределенности и стоимости ведения

The aggregate of technologies, methods and means of stimulating oil bearing formations and oil production are divided into two big groups [1]: open development and production methods, when the oil and gas bearing deposits are drained via wells drilled on the surface. At the moment practically all existing and universally applied downhole technologies of oil and gas production belong to the group of surface well drainage technologies. Open technologies also include some other technologies that are well-known, but not that widespread, such as open pit and shaft technologies. The open pit technologies are used in the development of bituminous sands and oil shale and further hydrocarbons recovery, shaft technologies are applied for thermoshaft production of highly viscous oil (see [2–4]), for instance during the development of relatively shallow (not more than 300–400 m) productive pools.

In general, the currently existing downhole technology of traditional O&G deposits (fields) development and production is mainly chaotic and largely accidental with a rather low degree of oil recovery. That is why the development of deep O&G bearing fields, especially the ones similar to the deposits of Bazhenov Formation in Western Siberia and oil bearing shale deposits in Volga Region require totally new approaches that would minimize the degree of uncertainty and mining costs, on the one hand, and make O&G production generally more cost-effective, on the other. The problems of “green” production and assurance of financial viability (price competitiveness) of such production also come to the forefront.

Ultimately, it is necessary to shift to continuous mining technology or shale deposits “cleanup” similar to the process of subsurface coal (solid fuel)

горных работ, а с другой стороны, обеспечивали максимизацию коэффициента извлечения нефти и газа и приводили тем самым к значительному повышению экономической эффективности нефтегазового производства в целом. При широкомасштабном освоении нефтегазоносных сланцевых залежей к тому же на первый план выдвигаются проблемы экологической чистоты добычи углеводородов при одновременном обеспечении и требований экономической целесообразности (ценовой конкурентоспособности) такого производства.

В конечном итоге поэтому речь идет о необходимости перехода на технологии сплошной «выемки» или, скажем так, «зачистки» сланцевой залежи в некотором смысле подобно тому, как это на протяжении нескольких последних столетий осуществляется при подземной отработке пластовых месторождений твердого топлива – угля. Дело в том, что, по имеющимся данным, в силу мозаичного характера нефтегазоносности сланцевых залежей Баженовской свиты только 30% ресурсов углеводородов сосредоточено в так называемых интервалах повышенной нефтегазоотдачи. На поиск и вовлечение в разработку этих «включений» с помощью существующих скважинных технологий, естественно, и направлены сегодня основные усилия нефтяных компаний. При этом, разумеется, оставшиеся 70%, что называется, в расчет не берутся.

Сегодня повышение эффективности добычи нефти даже на месторождениях с традиционными коллекторами связывают с применением дорогостоящих технологий горизонтального бурения скважин и гидравлического разрыва (ГРП) продуктивных пластов. И именно эти технологии, как известно, лежат в основе пресловутой сланцевой революции. Однако при освоении и эксплуатации нетрадиционных источников и ресурсов нефти, к которым, разумеется, относятся сланцевые нефтегазоносные залежи и месторождения высоковязкой (битумной) нефти, приходится сталкиваться со многими осложняющими факторами и обстоятельствами, которые серьезно затрудняют производство работ.

В целом поэтому требуются большие усилия не только для наращивания объемов добычи нефти, но даже и для поддержания ее на достигнутых уровнях.

Прежде всего, это необходимость значительного увеличения объемов бурения как вследствие увеличения глубины залегания продуктивных пластов, так и из-за требующегося при этом существенного уплотнения сетки скважин для повышения интенсивности извлечения и нефтеотдачи пластов. Другим весомым фактором является необходимость проведения в процессе эксплуатации операций по многостадийному ГРП в добычных (горизонтальных) скважинах, что существенно сказывается на издержках производства. Дело в том, что сами технологии ГРП и их эффективность различаются свойствами и качеством рабочей (технологической) жидкости гидроразрыва и проппантов, закачиваемых в пласт с поверхности

production practiced for the last few centuries. The thing is that, due to the mosaic pattern of shale O&G deposits of Bazhenov Formation, only 30% of hydrocarbon resources are accumulated in the so-called intervals of high oil and gas recovery. Currently oil companies concentrate their main efforts on search and engagement of these inclusions into development with the help of the existing downhole technologies. Meanwhile the rest 70% is not taken into account.

Today that the efficiency of oil production even on the fields with traditional collectors is related to application of expensive technologies such as horizontal well drilling and hydraulic fracturing of productive formations. These technologies are known to lie in the foundation of the notorious shale revolution. Yet, during the development and production of unconventional oil sources and resources, naturally including shale O&G resources and highly viscous (bitumen) oilfields producers face many complicating factors and circumstances posing a substantial barrier to performing operations. In total, many efforts are required not only to boost the oil production volume, but also to maintain it at the level reached.

In the first place, it is necessary to substantially increase the volumes of drilling as a consequence of greater depth of the productive formations and substantial increase in the density of wells net, which is required for oil recovery and production enhancement. The other substantial factor is the necessity of multi-stage hydraulic fracturing operations in production (horizontal) wells, which produces a great impact on the production costs. The thing is that hydraulic fracturing technologies and their efficiency differ in their properties and the quality of process (technological) fracturing fluid and proppants pumped into formation from the surface along the wells for artificial production of fractures and fixing them in the formation. Their extension is defined by the volumes of fracturing fluid and may reach 10–20 m at local hydraulic fracturing and even 80–120 m during deep penetration fracturing. While massive fracturing it can exceed 1000 m. The main purpose of the fracturing fluid in these methods is the transfer of power from the surface to the bottom hole (to be more precise, to the area of formation fracturing). This power is necessary for opening the fracture and transportation (pushing) of proppant along the entire track. The applied fracturing fluid should possess the destruction (decomposition) properties after formation treatment and produce a minimal negative impact on the formation during contact with formation fluids, as well as meet other important technological requirements. Hydraulic fracturing should be applied both at production and injection wells. Currently there is a need in big amounts of fresh water to be used as a fracturing fluid. To a great extent, it forms the high cost of such operations and limits the scope of their wide practical application.

Yet, during multistage hydraulic fracturing of formation (shale deposits) located at a great depth from the surface, from where the working fracturing

земли по скважинам для искусственного создания и закрепления в пласте трещин, протяженность которых определяется объемами закачки жидкости гидроразрыва и может иметь длину от 10–20 м при локальном характере ГРП, достигать 80–120 м при глубокопроникающем гидроразрыве, а при массивном ГРП – доходить до 1000 м и более. Основное назначение жидкости гидроразрыва в этих способах – это передача с дневной поверхности на забой скважин (точнее, в зону гидроразрыва пласта) энергии, необходимой для раскрытия трещины и транспортировки (продавливания) пропанта вдоль всей трещины. Применяемая жидкость гидроразрыва должна обладать свойствами деструкции (разложения) после обработки пласта, оказывать минимальное отрицательное воздействие на пласт при контакте с породой и пластовыми флюидами, а также удовлетворять другим важным технологическим требованиям. При этом гидроразрыв пласта необходимо применять как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах, а в качестве рабочей жидкости гидроразрыва в настоящее время необходима в больших количествах пресная вода, что во многом предопределяет высокую стоимость этих работ и ограничивает область их широкого практического применения.

Однако при осуществлении многоступенчатых гидроразрывов продуктивного пласта (сланцевой залежи), находящегося на значительной глубине от дневной поверхности, откуда производится нагнетание под высоким давлением рабочей среды гидроразрыва, необходимы значительные объемы этой рабочей среды ГРП (например, воды), а также дорогостоящих и агрессивных химических добавок, воздействующих на пласт, которые циркулируют между дневной поверхностью и продуктивным пластом в процессе многоступенчатых гидравлических разрывов пласта. Все это приводит к высокой стоимости работ по многоступенчатому ГРП и выполнению физико-химических воздействий на пласт, необходимых для повышения интенсивности и величины нефтегазоотдачи пласта и добывающих скважин, а также приводит к повышенной опасности значительных утечек указанных веществ в окружающую среду (атмосфера, поверхностные и подпочвенные воды, водоносные горизонты и т.д.). К числу существенных недостатков известного способа добычи сланцевой нефти скважинами, которые бурятся непосредственно с поверхности над сланцевой залежью, в особенности из глубокозалегающих продуктивных пластов, относятся также высокая неопределенность результатов многоступенчатых ГРП и интенсифицирующих физико-химических воздействий на пласт и добывающие скважины, наблюдающаяся из-за большого разнообразия коллекторских свойств и характеристик проницаемости коллекторов в сланцевых залежах.

Создание в таких условиях эффективной, достаточно устойчивой и длительно действующей дренирующей системы и геометрии гидроразрыва пласта является достаточно проблематичным

medium (for example, water) is injected under high pressure, there is a need in substantial amount of working fracturing medium (for example, water), as well as expensive and aggressive chemical additives influencing the formation during the process of multi-stage formation fracturing. All of it leads to high cost of multi-stage fracturing operations and physical-chemical exposure of the formation necessary for enhanced recovery from O&G formation and producing wells. It also raises the risk of substantial leaks of the said substances into the environment (atmosphere, surface and subsurface waters, water-bearing horizons, etc.). The major deficiencies of shale oil production in the wells drilled right from the surface over the shale deposits, especially from deep-level productive formations, also include high uncertainty of the results of multi-stage hydraulic fracturing and intensive physical and chemical treatment of the formation and production wells prompted by a big variety of reservoir properties and characteristics of shale deposits reservoirs.

In such conditions the creation of efficient, stable and long-acting system and geometry of formation hydraulic fracturing is rather problematic and costly, while the development of typical and universally applicable schemes for managing this problem is hardly possible in shale oil production.

Moreover, water hydraulic fracturing technology (the so-called water fracking) as well as water and gas treatment of the productive formations with clay rocks is even contraindicative, as they start swelling after contacting water, and, consequently, the formation reservoir porosity and permeability deteriorate. This principal limitation, according to many specialists, is getting more and more evident and moves to the forefront of Bazhenov Formation development.

Yet, it seems that the main obstacle for wide global dissemination of water hydraulic fracturing for shale hydrocarbon production is high environmental load both on the surface and subsurface space created during the treatment of productive formations using the wells drilled from the surface.

Our research demonstrates that principal solution of the main problems of producing oil from deep-level O&G bearing shale deposits and the problem of large-scale development of oil and gas resources from Bazhenov Formation rocks in Western Siberia requires rational application, within a single integrated energy and technological complex, of both open pit [1] (or shaft development) method used for drilling-in and preparation of the field for production and further application of productive deposits drain methods drilled from subsurface drilling stations. In fact, we are talking about the third group of shaft technologies, which rationally absorb all centuries-long experience of subsurface (shaft) technology for developing formation fields, in the first place, solid fuel such as coal. On the other hand, it includes all achievements of modern O&G industry.

The main idea of the suggested innovative shaft and downhole technology of oil production from shale deposits of Bazhenov Formation rocks in

и весьма затратным, а разработка типовых и общеприменимых схем и приемов для решения этой, можно сказать, центральной при добыче сланцевой нефти проблемы и вообще вряд ли возможна.

Более того, технологии водного ГРП (так называемый водный фрекинг) и водогазового воздействия на продуктивные пласты с глинистыми породами и вовсе, что называется, противопоказаны из-за их разбухания при контакте с водой и, следовательно, из-за ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пластов коллекторов. Именно это принципиальное ограничение, по мнению многих специалистов, становится все более очевидным и выдвигается на первый план при освоении месторождений баженовской свиты.

Но все же, по-видимому, главным препятствием на пути широкого распространения по миру технологий добычи сланцевых углеводородов методом водного фрекинга является большая экологическая нагрузка на окружающую среду непосредственно на дневной поверхности и в подземном пространстве над продуктивными пластами, возникающими при отработке продуктивных пластов скважинами, которые бурятся с поверхности.

Как показывают проведенные нами исследования, для кардинального решения основных проблем добычи нефти из глубокозалегающих нефтегазоносных сланцевых залежей и, прежде всего, применительно к проблеме широкомасштабного освоения ресурсов нефти и газа баженовской свиты горных пород Западной Сибири требуется рациональное комплексное использование в рамках единого энерготехнологического комплекса как упомянутого выше «открытого» [1] (точнее было бы, горношахтного способа разработки) – в целом для освоения, вскрытия и подготовки к отработке месторождения, так и одновременно последующего использования способов дренирования продуктивных залежей, но уже с помощью скважин, пробуренных из подземных буровых камер. Фактически речь идет о разработке, скажем так, третьей группы, назовем их шахтно-скважинных технологий, которые рациональным образом сочетают в себе весь накопившийся, можно сказать, веками опыт подземной (шахтной) технологии разработки пластовых месторождений, прежде всего твердого топлива – угля, а с другой стороны, включают в себя все достижения современного нефтегазового дела.

Основная идея предлагаемой инновационной шахтно-скважинной технологии добычи нефти и газа из сланцевых залежей баженовской свиты горных пород Западной Сибири и сланцевых залежей Поволжья заключается в том, что вскрытие и подготовку продуктивного пласта осуществляют шахтными стволами и капитальными подземными горно-подготовительными выработками, а добычу углеводородов осуществляют выемочными блоками добычных скважин с гидроразрывом и другими видами воздействия на пласт, которые бурят из подземных камер основных горно-подготовительных выработок, предварительную очистку и сепарацию

Western Siberia and shale deposits of Volga Region is that drilling-in and preparation of the productive formation are performed in shafts and permanent subsurface preparatory underground openings, while hydrocarbons production is carried out in mine blocks of the production wells by means of hydraulic fracturing and other types of formation stimulation. The drilling is performed from subsurface stations of the main preparatory underground openings. The primary purification and separation of shale oil is made in subsurface conditions. The shale gas is used for power supply and raising the efficiency of subsurface energy and technological complex. After complete purification and preparation at the surface the shale oil is delivered to the consumers [5].

Figure 1 shows the general technological scheme of subsurface energy and technological complex of highly-viscous (bitumen) oilfields shaft and downhole oil production from deep-level shale deposits. 1 – shale O&G bearing deposit (field); 2 – the main vertical shaft; 3 – service (ventilation) opening; 4 – shaft inset; 5 – the main preparatory underground openings; 6 – service (ventilation) preparatory underground openings; 7, 8 – subsurface stations and drilling units (rigs), respectively; 9 – drilling strings; 10 – subsurface accumulating working stations (pools) for post-frac flowback fluids collection.

This general technological scheme, depending on specific peculiarities and features of productive formation position in shale deposit section (within the shaft field), as well as specific objectives and peculiarities of such complexes formation, can be implemented with the help of a number of the so-called basic technological materials and technical flows, varying in their type and aggregate, circulating (passing) between the surface and subsurface space in the shaft section of the energy complex.

The main idea and basic principles of building and functioning of subsurface energy and technological complexes was presented earlier in a number of studies on development of solid fuel formation fields (coal fields) [6–8].

Thus, one of the basic technological schemes of subsurface energy and technological complex for producing oil and gas from shale deposits of Bazhenov Formation in Western Siberia and Volga Region via shaft and downhole technology is schematically presented on Figure 2, where: 1₁, 1₂ – mine (production) shale deposits sections; 2 – the principal (main) shaft of technological complex; 4 – mine openings of shaft inset; 5₁, 5₂ – the main preparatory underground openings; 14₁, 14₂ – Christmas tree and flowing wellhead equipment for the development of subsurface production wells; 15₁, 15₂ – pipelines for collecting production wells stream; 16 – subsurface equipment for separation (degassing) and primary purification of shale oil; 17 – shale oil shaft pipeline; 18 – shale gas delivery line; 19 – subsurface steam boiler; 20 – delivery water pump; 21 – subsurface hydraulic accumulating reservoir; 22 – shaft heat insulating steam pipeline; 23 – steam turbine of surface steam-turbine department; 24 – power generator;

сланцевой нефти ведут в подземных условиях, сланцевый газ используют для энергообеспечения и повышения эффективности функционирования подземного энерготехнологического комплекса, а сланцевую нефть после окончательной очистки и подготовки на дневной поверхности поставляют потребителям [5].

Обобщенная технологическая схема подземного энерготехнологического комплекса шахтно-скважинной добычи нефти из глубокозалегающих сланцевых залежей и месторождений высоковязкой (битумной) нефти представлена на рис. 1, где изображены: 1 – сланцевая нефтегазосодержащая залежь (месторождение); 2 – главный вертикальный шахтный ствол; 3 – вспомогательный (вентиляционный) шахтный ствол; 4 – околоствольный двор; 5 – основные подготовительные подземные выработки; 6 – вспомогательные (вентиляционные) подготовительные подземные выработки; 7, 8 – подземные камеры и буровые установки (вышки) соответственно; 9 – бурильные колонны; 10 – подземные аккумулирующие выработки-камеры (бассейны) обратного притока жидкости после гидроразрывов продуктивного пласта.

Данная обобщенная технологическая схема в зависимости от конкретных особенностей и характеристик залегания продуктивного пласта на участке сланцевой залежи (в пределах шахтного поля), а также конкретных целей и особенностей создания таких комплексов может быть реализована с помощью ряда так называемых базовых технологических, различающихся по типу и совокупности материально-технических потоков, циркулирующих (проходящих) между дневной поверхностью и подземным пространством в шахтной части энергокомплекса.

Общая идеология и основные принципы построения и функционирования подземных энерготехнологических комплексов детально были изложены ранее в ряде работ применительно к отработке пластовых месторождений твердого топлива – угольных месторождений, например [6–8].

Таким образом, одна из базовых технологических схем подземного энерготехнологического комплекса для добычи нефти и газа из сланцевых залежей баженовской свиты в Западной Сибири и Поволжье с помощью шахтно-скважинной технологии представляется в виде схемы, изображенной на рис. 2, где показаны: 1₁, 1₂ – выемочные (добычные) блоки сланцевой залежи; 2 – основной (главный) шахтный ствол технологического комплекса; 4 – горные выработки околоствольного двора; 5₁, 5₂ – основные подземные подготовительные выработки; 14₁, 14₂ – фонтанная арматура и устьевое оборудование для эксплуатации подземных добывающих скважин; 15₁, 15₂ – трубопроводы для сбора продукции добывающих скважин; 16 – подземное оборудование для сепарации (разгазирования) и предварительной очистки сланцевой нефти; 17 – стволовой нефтепровод сланцевой нефти; 18 – питающий газопровод сланцевого газа; 19 – подземный паровой

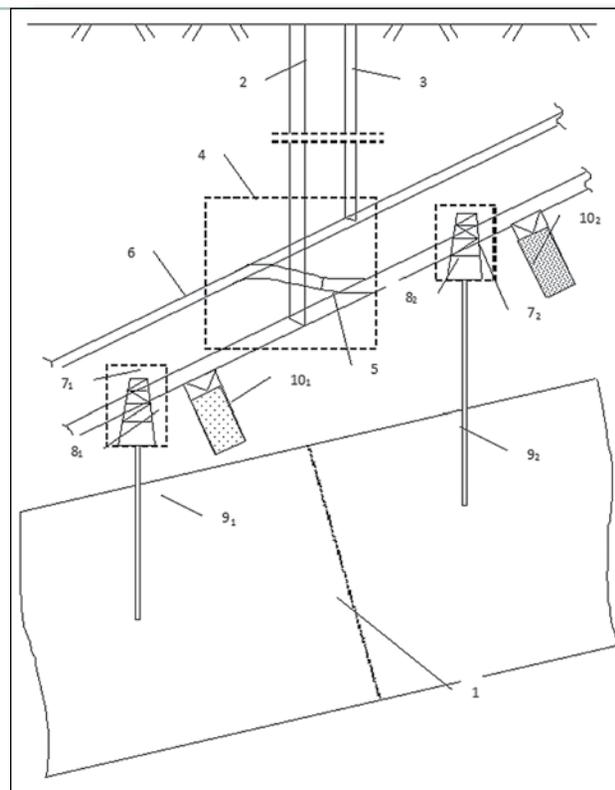


Рисунок 1 – Обобщенная технологическая схема шахтно-скважинной добычи нефти из глубокозалегающих нефтегазоносных сланцевых залежей

Figure 1 – General technological scheme of shaft and downhole oil production from deep-level O&G bearing shale deposits

25 – exhaust steam condenser; 26 – shaft water-storage pipeline; 27 – subsurface hydrogenerator; 28 – shaft (lateral) waste gases pipeline; 29 – surface sludge filters; 30 – smoke extractor; 31 – flue gas duct; 32 – surface equipment (section) for shale oil purification and treatment; 33 – outlet pipeline for post-frac flowback fluids collection. Positions 11 and 12 are not shown on this figure. They stand for technological elements necessary for creation and preparation of production wells effective system in mine sections, 1₁, 1₂ – shale deposits. This is one of the principal conditions for cost-effective and environmentally safe development and exploitation of shale oil and gas deposits. Due to its complexity and importance, this problem should be considered separately.

The detailed functioning of this energy and technological complex for shale oil production is described below. The products of production wells 13₁ and 13₂ are supplied via wellhead assembly 14₁ and 14₂ and pipelines 15₁ and 15₂ to surface equipment for separation (degassing) and shale oil primary treatment (surface unit for oil treatment) 16, from where shale oil, having passed the first treatment stage (in the first place, dehumidification and gas separation) along shaft pipeline 17 is supplied to the surface for further and primary treatment before delivery to customers. Shale gas extracted from production wells during this process is delivered via gas pipeline 18 from surface

Продукты сгорания сланцевого газа (дымовые газы) из парового котла 19 по стволу (отводящему) трубопроводу 28 выдаются на поверхность комплекса и после обработки в очистных фильтрах 29 дымососом 30 через дымовую трубу 31 выбрасываются в атмосферу. Одновременно в поверхностной установке подготовки сланцевой нефти 32 производится окончательная очистка и разгазирование (сепарация) нефти, чистая нефть подается в магистральные средства транспорта для дальнейшего использования (на переработку), а отделяемые остатки сланцевого газа используются для газоснабжения местных потребителей или для последующей газохимической переработки.

В заключение следует остановиться еще на одной, исключительно важной, по нашему мнению, проблеме, с которой все в большей степени сталкивается современное нефтегазовое производство. Дело в том, что создание инфраструктуры и основных фондов, необходимых для освоения и отработки нефтегазовых месторождений, в особенности для удаленных и северных регионов Российской Федерации, сопряжено с весьма высокой капиталоемкостью и значительными первоначальными затратами. С другой стороны, при высокой интенсивности отработки месторождений срок службы последних в силу исчерпания извлекаемых запасов сокращается до 25–30 лет, после чего вся эта дорогостоящая инфраструктура фактически становится бесполезной, и остаточная стоимость созданных основных фондов становится близкой к нулю. В этом смысле при шахтно-скважинной отработке глубокозалегающих сланцевых нефтегазоносных месторождений ситуация является более благоприятной, поскольку освоенное (созданное) подземное пространство в шахтной части энерготехнологического комплекса может получить другую, нередко длительную жизнь с точки зрения других целей применения и возможностей рационального использования. Особенно это становится важным для Западной Сибири, где фактически уже имеется вся необходимая инфраструктура для нефтегазодобычи и на территории которой находится одна из крупнейших в мире нефтегазоносных сланцевых залежей баженовской свиты горных пород, уже не говоря о том, что в еще более глубоко залегающих продуктивных пластах недр Западной Сибири сосредоточены, можно сказать, неисчерпаемые ресурсы нефти и газа, а также других полезных ископаемых. К тому же, как известно, например, в Поволжье (да и в Западной Сибири тоже), в этажах нефтегазоносности содержатся угольные пласты, отработка которых создаваемыми для добычи нефти подземными энерготехнологическими комплексами с помощью предлагавшихся ранее [6–8] безлюдных термогазодинамических технологий отработки угольных пластов может обеспечивать продление жизненного цикла создаваемых основных фондов на многие десятилетия вперед.

entire O&G community tends to face it more and more. The thing is that creation of infrastructure and capital assets necessary for the development and exploitation of O&G fields, especially in the remote northern areas of the Russian Federation, is connected with high capital intensiveness and substantial initial costs. On the other hand, due to highly intensive exploitation and exhaust of recoverable deposits, wells service life is now limited to 25–30 years. After that, the entire expensive infrastructure becomes useless and the residual value of the constructed capital funds gets close to zero. In this respect, the shaft and downhole exploitation of deep-level shale oil and gas fields is more favorable, since the built (produced) subsurface space of the shaft section in the energy and technological complex may receive another life with other applications and opportunities of rational use. This is especially important for Western Siberia, which already has all the infrastructure necessary for O&G production. Its territory encompasses one of the major O&G bearing rock deposits of Bazhenov Formation, let alone the fact that the deeper productive formations of Western Siberia contain the unlimited resources of oil, gas and other mineral resources. It is also known that in Volga Region (as well as in Western Siberia) the O&G bearing beds contain coal formations, which, if treated with subsurface energy and technological complexes for oil production and unmanned thermo-gas-dynamic technologies of coal formations exploitation [6–8], may extend the service life of the built capital assets for many decades ahead. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Халимов Э.М. Инновационное развитие технологии разработки нефтяных месторождений//Нефтегазовая технология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 2.
2. Рузин Л.М. и др. Способ разработки нефтяного пласта// Патент РФ № 2199004 от 20.02.2003. – Патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».
3. Чикишев Г. Ф. и др. Термощахтный способ разработки трещиноватой залежи высоковязкой нефти//Патент РФ № 2467161 от 20.11.2012. – Патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».
4. Рузин Л. М. и др. Термощахтный способ разработки трещиноватой залежи высоковязкой нефти//Патент РФ № 2535326 от 10.12.2014. – Патентообладатель ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет».
5. Ильюша А.В. и др. Способ разработки сланцевых нефтегазосодержащих залежей и технологический комплекс оборудования для его осуществления//Патент РФ № 2547847 от 20.02.2014. – Патентообладатель ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления».
6. Ильюша А.В. и др. Способ разработки угольных месторождений и комплекс оборудования для его осуществления//Патент РФ № 2027854 от 27.01.1995.
7. Ильюша А.В. Базовые технологические схемы работы подземных энергокомплексов для производства продуктов теплоэнергоснабжения//Промышленная энергетика. – 1996. – № 4.
8. Ильюша А.В. Основные направления и принципиальные особенности технологической интеграции энергоугольных производств//Уголь. – 2002. – № 7.

ССК всегда будет востребована в больших проектах

SSK Will Always Be in Demand in Large Projects



На вопросы журнала «Время колтюбинга» отвечает А.А. Болотов, заместитель начальника службы цементирования филиала Управления цементирования скважин ЗАО «Сибирская Сервисная Компания».

«Время колтюбинга»: Александр Александрович, расскажите о Вашей работе: о цементировании скважин в ССК, о производственной географии.

Александр Болотов: Сибирская Сервисная Компания специализируется в основном на бурении скважин. Она оказывает услуги по бурению поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Также в структуре компании есть филиал «Управление цементирования скважин» (далее – УЦС), который я имею честь представлять. Головной офис филиала расположен в Нефтеюганске, Ханты-Мансийский автономный округ. Подразделения наши работают практически во всех нефтегазодобывающих регионах России: в Республике Коми, Оренбургской области, ХМАО, ЯНАО, Красноярском крае, Иркутской области, Якутии...

ВК: Какое оборудование Вы используете в работе – отечественное или импортное?

А.Б.: Мы работаем как на отечественном, так и импортном (США, Китай) оборудовании. Например, при участии Ростехнадзора и совместно с предприятием-изготовителем на территории ХМАО прошли успешные испытания установки УНБ2-600x70 производства ООО «Ижнефтемаш». В ССК эта

А.А. Болотов родился 10 ноября 1977 года в городе Югре Кемеровской обл. В 1996 году окончил профессиональное училище № 37 в Нефтеюганске, в 2002 году – Тюменский государственный нефтегазовый университет.

Трудовую деятельность начал в 1997 году с должности автослесаря 3-го разряда. Производственный опыт в ССК включает позиции старшего механика цеха по креплению скважин, специалиста-аналитика, начальника производственно-технического отдела, начальника службы цементирования.

В настоящее время занимает должность заместителя начальника службы цементирования филиала Управления цементирования скважин ЗАО «Сибирская Сервисная Компания».

A. Bolotov was born on November 10, 1977 in the city of Yugra, Kemerovo oblast. In 1996 graduated from vocational school No.37 in Nefteyugansk, and in 2002 completed his education at Tyumen State Oil and Gas University.

He started his career in 1997 as third-class car mechanic. At SSK he worked as Chief Mechanic of Well Cementing Workshop, Analyst, Head of Technical Engineering Department, Head of Cementing Service.

Mr. Bolotov is currently working as Deputy Head of the Cementing Service of Well Cementing Directorate at Siberian Service Company (SSK).

Our interviewee is A.A. Bolotov, Deputy Head of Cementing Service of Well Cementing Directorate at Siberian Service Company.

Coiled Tubing Times: Mr. Bolotov, please tell us about your work: about well cementing activities at SSK and the geography of operations.

Alexander Bolotov: Siberian Service Company mainly specializes in well drilling. The company drills appraisal, exploratory and production wells. Our company has a branch – Well Cementing Directorate (WCD), which I have an honour to represent. The head office of the branch is located in Nefteyugansk, Khanty-Mansi autonomous okrug. Our subdivisions are operational in almost all the oil and gas regions of the Russian Federation: in Komi Republic, Orenburg oblast, Khanty-Mansi autonomous okrug, Yamalo-Nenets autonomous okrug, Krasnoyarsk krai, Irkutsk oblast, Yakutia...

CTT: What kind of equipment do you use in your operations – domestic or foreign one?

установка эксплуатируется на объектах компании «Газпромнефть-Хантос».

Всего на данный момент мы имеем 329 единиц техники различной модификации. В 2012 году ССК перешла на такую базовую единицу учета, как «цементирувочный флот», и на начало 2015 года в УЦС работало 17 цементирувочных флотов. А поскольку Компания постоянно ведет работу по внедрению нового оборудования, то уже в течение 2015 года приобретены и запущены в эксплуатацию еще две двухнасосные цементирувочные установки. Таким образом, сегодня у нас задействовано в работе 19 цементирувочных флотов, и это далеко не предел.

ВК: А что Вы можете сказать о качестве оборудования?

А.Б.: На этапе проектирования и формирования технического задания по изготовлению цементирувочных агрегатов всегда учитываются результаты эксплуатации в наших климатических и дорожных условиях. Мы стремимся устранять недочеты в период действия гарантийных обязательств от поставщика и тесно взаимодействуем с предприятиями-изготовителями, включая свои требования в техническое задание. Доработка всегда идет под нашим контролем, проводятся промышленные испытания, по результатам которых далее вносятся те или иные изменения в конструкцию. Усовершенствования позволяют цементирувочным агрегатам работать более производительнее.

На сегодняшний день и импортные, и отечественные установки собираются из узлов и агрегатов: силовых двигателей, автоматической коробки передач, плунжерных насосов и т.д., которые устанавливаются на палубе верхнего оборудования. Поэтому мы обращаемся к тем производителям, которые зарекомендовали себя на рынке. Такую форму взаимодействия мы выработали, сотрудничая с американской компанией Stewart & Stevenson. Первая наша установка была куплена у этой компании, но при запуске оборудования в эксплуатацию мы столкнулись с тем, что манифольды низкого давления замерзают. Поэтому совместно со специалистами компании Stewart & Stevenson мы доработали эту установку: поставили дополнительные обогреватели, переделали манифольдную линию таким образом, чтобы в ней не скапливался и не замерзал остаток жидкости. С учетом того, что технику нам приходится постоянно держать на улице, а в наших краях бывает и минус сорок, и минус сорок пять, мы сделали каркасно-тентовое укрытие для этой установки. Поставили там обогреватели, аналогичные тем, что используются для обогрева яхт и лодок. Добились того, что установка и, соответственно, все оборудование, при подготовительных работах полностью обогревается до оптимальной температуры, позволяющей работать оборудованию и комфортно чувствовать себя персоналу. Для других наших установок аналогичные требования выдвигались уже на этапе подготовки технического задания: ►

А.Б.: We use both domestic and foreign (manufactured in USA, China) equipment. For example, with the participation of Rostekhnadzor and together with the manufacturing company we conducted successful testing of UNB2-600x70 unit manufactured by Izhneftemash. The tests were conducted on the territory of Khanty-Mansi autonomous okrug. SSK operates this unit at the wells belonging to Gazpromneft-Khantos.

In total we have 329 equipment units of various modifications. In 2012 SSK started to use 'cementing fleet' as an accounting unit in the company. At the beginning of 2015 at WCD we had 17 operational cementing fleets. Since the company is introducing new equipment, during the year 2015 we have procured and brought into operation two more two-pump cementing units. So, currently we operate 19 cementing fleets and there are more to come.

СТТ: What can you say about the quality of the equipment?

A.B.: At the stage of designing and preparing technical requirements for the production of cementing units we always take into account the experience of equipment operation under our climatic and road conditions. We try to remedy all the defects and shortcomings during the warranty period granted by the supplier; we also work closely with equipment manufacturers to include our technical requirements into the terms of reference. Equipment improvement and finishing is always done under our supervision; field trials are conducted, based on which certain changes can be introduced into the equipment design. These improvements allow for achieving better performance of the cementing units.

Today both domestic and foreign equipment is assembled from components: engines, automatic transmission, plunger pumps, etc. These components are installed on the equipment deck. That is why we work with the manufacturers that have gained good reputation on the market. We worked out this format of cooperation when dealing with the American company Stewart & Stevenson. We purchased our first unit from this company. But when we put the unit into operation there occurred a problem – low-pressure manifolds were freezing. That is why together with Stewart & Stevenson's experts we improved that unit: we installed additional heaters and redesigned the manifold line in such a way so that fluid residues do not stay and freeze inside. Taking into account the fact that we keep our equipment outdoors and the temperature in our area can be as low as minus forty or minus forty five centigrade, we have constructed a tent shelter for that unit. In the shelter we installed heaters similar to those that are used for heating yachts and boats. So, during the preparatory works the unit and the equipment warm up to the optimal temperature allowing equipment to properly operate and offering comfortable working conditions for ►

установки для работы в условиях Крайнего Севера должны быть оснащены не только зимним маслом и смазками, но и иметь в комплекте каркасно-тентовое укрытие, крыша которого поднимается при работе мотористов цементировочного агрегата и опускается в «транспортное положение» – таким образом, установка может передвигаться по федеральным и региональным трассам с соблюдением требований правил дорожного движения.

ВК: Вы являлись делегатом 11-й Потребительской конференции СЗАО «ФИДМАШ». Собираетесь сотрудничать с этим предприятием?

А.Б.: С продукцией СЗАО «ФИДМАШ» мы знакомы давно. Изучили технические характеристики созданных в его КБ цементировочных агрегатов. И хотя опыт в развитии данного направления у этого предприятия, известного прежде всего своими колтюбинговыми установками, пока небольшой, мы знаем, что несколько его цементировочных агрегатов успешно эксплуатируются в компании «Белоруснефть». Надежду на плодотворное сотрудничество вселяет и то обстоятельство, что СЗАО «ФИДМАШ» находится в Беларуси, рядом с Россией и в Едином экономическом пространстве. Надеюсь, что в наши планы не внесет коррективы экономическая ситуация.

ВК: Как на Вашей работе сказывается нынешняя экономическая ситуация?

А.Б.: У нас компания крупная, сервис развитый. Занимаемся бурением скважин и их ремонтом. Развитие энергетики ЯМАО, ХМАО и Дальнего Востока на современном этапе у Российской Федерации в приоритете, и ЗАО «ССК», как серьезная компания, всегда будет востребована в больших проектах. Объемы работ у нас будут всегда.

ВК: И все же, какие сегменты работ ЗАО «ССК» в наибольшей степени испытывают на себе влияние секторальных санкций?

А.Б.: На сегодня у нас практически все ресурсы заняты. Но поскольку большая часть нашего оборудования импортная, мы, как и большинство компаний на рынке, сталкиваемся с проблемой поставки запчастей. Предприятия-изготовители, с которыми сотрудничает наша компания, хорошо это понимают. Очень надеемся, что российские производители в ближайшие годы станут достойными конкурентами западным компаниям.

ВК: Ваши пожелания коллегам – читателям «Времени колтюбинга».

А.Б.: Не сдаваться духом. Наш негласный девиз: «К глубинам недр – к вершинам бизнеса», так что, как говорится, надо трудиться, чтобы получить ощутимый результат. Желаю всем терпения и упорства.

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

the personnel. For other units we specify these temperature requirements already at the stage of TOR preparation: units meant for operation under the Far North conditions should have winter-type oil and lubricants, and should also be equipped with a tent shelter, the roof of which should be able to lift when cementing unit operator is working and should be able to fold into the transportation mode. Thus, the cementing unit can drive via federal and regional roads observing all the traffic rules.

CTT: You were a delegate of the 11th FIDMASH consumer conference. Do you plan to have any cooperation with this company?

A.B.: We have been familiar with the FIDMASH's products for a long time. We have analyzed technical specifications of the cementing units, developed by FIMASH's design office. Even though this company, which is primarily famous for its coiled tubing units, has not yet much experience in the cementing units business, we know that several FIDMASH's cementing units are successfully operating at Belarusneft. There is hope for fruitful cooperation with FIDMASH due to the fact that company is located in Belarus, not far from Russia, and in the Single Economic Space. I hope the economic situation will not interfere in our plans.

CTT: How does current economic situation affect your business?

A.B.: Our company is large, we have well-developed business. We do well drilling and workover. Development of energy sector in Yamalo-Nenets autonomous okrug, Khanty-Mansi autonomous okrug and in the Far East is currently a priority in the Russian Federation, and SSK, being a large company, will always be in demand in large projects. We will have enough work.

CTT: Still, what areas of SSK's business are most affected by sectoral sanctions?

A.B.: At present we have almost full utilization of our capacities. But since the majority of our equipment is imported we, like other companies in the market, face a problem in procuring spare parts. Manufacturers, whom we cooperate with, understand it quite well. We do hope that Russian manufacturing enterprises will become worthy competitors to the companies in the West in the coming years.

CTT: What can you wish to your colleagues – readers of the Coiled Tubing Times?

A.B. I wish them keep their chin up. Our unstated motto is: 'To the depths of the earth to the heights of business.' So, we need to work hard to get tangible results. I wish everybody all the patience and persistence.

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

Качество по всему миру.

Мы поставляем колтюбинг высочайшего качества для проведения сложных технологических операций по обслуживанию скважин. Глобальное присутствие NOV Completion & Production Solutions поможет вам свести к минимуму риск и преодолеть сложности.

Посетите нас на nov.com/qualitytubing



Quality around the globe.

We deliver the superior coiled tubing you demand for today's most challenging operations in the well-servicing industry. With our global presence, NOV Completion & Production Solutions will help you minimize risk and overcome obstacles.

Visit us at nov.com/qualitytubing



Quality Tubing

NOV Completion & Production Solutions

МЫ ИСПОЛЬЗУЕМ МИРОВОЙ ОПЫТ И ВЫСОКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

WE USE GLOBAL EXPERIENCE AND HIGH TECHNOLOGIES



На вопросы журнала «Время колтюбинга» отвечает В.П. Краузе, директор Департамента по испытанию, освоению и ремонту скважин РБЕ «Россия» Группы ERIELL (ООО «ЭРИЭЛЛ НЕФТЕГАЗСЕРВИС»).

Our interviewee is V.P. Krauze, Director of Well Testing, Stimulation and Workover Department of RBU 'Russia', ERIELL Group (ERIELL NEFTEGAZSERVIS).

«Время колтюбинга»: Владислав Петрович, Ваша компания хорошо известна на российском рынке. Расскажите, какие уникальные работы РБЕ «Россия» Группы ERIELL удалось выполнить за последнее время?

В.К.: РБЕ «Россия» Группы ERIELL впервые в России, а может быть, и в мировой практике, построила скважину на ачимовские отложения в условиях аномально высокого пластового давления с длиной горизонтального участка более километра. Еще одно из достижений компании – разведочная скважина глубиной порядка 6 км, пробуренная для «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Скважина успешно построена, испытана и сдана заказчику. Производство работ на данной скважине также было осложнено аномально высоким пластовым давлением.

Еще одна наша интереснейшая работа,

В.П. Краузе родился в 1964 году в Катлане Кемеровской области.

В 1983 году окончил Сургутский нефтяной техникум по специальности «оборудование нефтяных и газовых промыслов». В 1983-1986 годах служил в Военно-Морском Флоте СССР. Трудовую деятельность начал в 1986 году в должности оператора подземного ремонта скважин НГДУ «Федоровскнефть» ПО «Сургутнефтегаз». В 2001 году окончил Тюменский государственный нефтегазовый университет по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

За период с 1986 по 2001 год в НГДУ «Федоровскнефть» прошел путь от оператора ПРС до ведущего инженера отдела текущего и капитального ремонта скважин.

С 2001 по 2007 год продолжил трудовую деятельность в аппарате управления ОАО «Сургутнефтегаз» в должности ведущего инженера производственного отдела по текущему и капитальному ремонту скважин».

В 2007 году был приглашен в компанию «Смит Продакшн Технолоджи», ГК «Интегра», Москва, на должность начальника отдела КРС, где проработал до 2011 года.

С 2011 года и по настоящее время трудится в ООО «ЭРИЭЛЛ НЕФТЕГАЗСЕРВИС» (РБЕ «Россия», Группа ERIELL) в должности директора Департамента испытания, освоения и ремонта скважин.

V. Krauze was born in 1964 in the city of Katlan, Kemerovo oblast.

In 1983 graduated from the Surgut Oil Technical School majoring in 'equipment of oil and gas fields.' In 1983-1986 served in the USSR Navy. Started his career in 1986 as a well servicing operator at Fedorovskneft Oil and Gas Production Department of Surgutneftegaz Company. In 2001 completed his education at Tyumen State Oil and Gas University majoring in 'development and operation of oil and gas fields'.

In 1986 - 2001 climbed the career ladder at Fedorovskneft Oil and Gas Production Department from the position of Well Servicing Operator to the position of Chief Engineer of Well Servicing and Workover Department.

From 2001 to 2007 worked in the headquarters of Surgutneftegaz as Chief Engineer of the Production Department for Well Servicing and Workover.

In 2007 was invited to Smith Production Technology, Integra Group (Moscow) to become the Head of Well Workover Department where he worked till the year 2011.

Since 2011 has been working at Eriell Neftegazservis (RBU 'Russia', ERIELL Group) as the Director of Well Testing, Stimulation and Workover Department.

Coiled Tubing Times: Mr. Krauze, your company is well known on the Russian market. Could you, please, tell us what kind of unique operations has RBU 'Russia', ERIELL Group, managed to do recently?

V.K.: RBU 'Russia' of the ERIELL Group was the first in Russia and, probably, in the world to drill a well targeting Achimov deposits under abnormally high formation pressure conditions with the horizontal length of more than 1 kilometer. Another company's achievement is an almost 6-kilometer deep exploration well drilled for LUKOIL-West Siberia. The well is successfully constructed, tested and handed over to the client. Works at this well were also complicated by abnormally high formation pressure.

There is one more very interesting work that has already been covered in one of the magazine issues. This was our joint operation with Well Workover Research and Technical Centre to workover a well with the use of several coiled tubings – 38.1 mm and 12.7 mm

про которую уже была опубликована статья в одном из журналов, это наш совместный опыт с ЗАО «НТЦ КРС» по ремонту скважины с использованием нескольких колтюбингов – диаметром 38,1 мм и 12,7 мм. Пластовый флюид на ачимовских отложениях высоко парафинирован. При попадании в зону вечномерзлых пород он начинает обильно кристаллизоваться на стенках НКТ. Вследствие этого на первом этапе у нас произошло заклинивание геофизического прибора – грузов и корпуса перфоратора – на глубине примерно 400 м. Специалисты Группы ERIELL РБЕ «Россия» (ООО «ЭНГС») совместно со специалистами «НТЦ КРС» и компании Weatherford провели ловильные работы этого оборудования, успешно извлекли его и продолжили работы по освоению скважины. При производстве последующих работ из-за сбоя в работе геофизического оборудования произошел «сход» с ролика и обрыв каротажного кабеля. При производстве новых ловильных работ в связи с низкими температурами получилось так, что внизу остался «заловленный» геофизический кабель, и 900 м колонны НКТ прихватило в скважине из-за замерзания. Пришлось ее отрезать по устью и оставить на время для подготовки оборудования и инструмента для продолжения работ по извлечению посторонних предметов из скважины, а когда практически все было готово и пришло потепление, мы пригласили еще одну компанию – ЕВС – с колтюбинговым оборудованием и тонкой гибкой трубой (диаметром 12,7 мм) зашли в гибкую трубу диаметром 38,1 мм, растеплили ее и извлекли тонкую трубу. Извлечь колтюбинг диаметром 38,1 мм нам не позволила нагрузка на инжектор. Мы спустили внутрь нее геофизический кабель с взрывателями, произвели встряхивание этой трубы и смогли ее извлечь. Привели скважину в работоспособное состояние. Ну и надо учесть, что все эти работы выполнялись в зимний период в районе Нового Уренгоя.

ВК: Этот уникальный ремонт проводился с помощью колтюбинга, что нашему журналу особенно приятно. А какие еще высокие технологии нефтегазового сервиса использует Ваша компания?

В.К.: Мы используем широкий спектр высоких технологий. В том числе бурение на растворах на углеводородной основе, применение последних разработок компаний с мировым опытом в области роторно-управляемых систем и систем геонавигации, используем долота, имеющие за счет оптимально подобранного дизайна высокие скорости проходки, высокие технологии в области интенсификации притока пластового флюида при проведении работ по испытанию и освоению скважин. РБЕ «Россия» Группы ERIELL имеет несколько собственных флотов для цементирования скважин.

РБЕ «Россия» Группы ERIELL впервые в России, а может быть, и в мировой практике, построила скважину на ачимовские отложения в условиях аномально высокого пластового давления с длиной горизонтального участка более километра.

'Russia' of the ERIELL Group was the first in Russia and, probably, in the world to drill a well targeting Achimov deposits under abnormally high formation pressure conditions with the horizontal length of more than 1 kilometer.

in diameter. Formation fluid of Achimov deposits has high paraffin content and when it gets into the permafrost area its starts to abundantly crystallize on the tubing walls. Due to this phenomenon, at the very first stage our geophysical tool – the weights and the perforator body – stuck at the depth of 400 meters. Specialists of the ERIELL Group, RBU 'Russia' (ENGS) in cooperation with specialists from Well Workover Research and Technical Centre and Weatherford successfully fished the tools out and continued with well stimulation. During subsequent works due to failure of geophysical equipment logging cable went off one of the roller wheels and broke down. During the fishing operation due to low temperature a piece of the logging cable remained down in the borehole and 900-meter piece of tubing got frozen as well. We had to cut it at the wellhead and leave it the borehole while we prepared equipment and necessary tools to continue the fishing. When almost everything was ready and the weather got warmer we invited one more company – EWS – with their coiled tubing equipment. We ran a small coiled tube (12.7 mm in diameter) into the 38.1-mm coiled tube, warmed it up and retrieved the smaller tube. We could not pull the 38.1-mm coiled tube out due to high load on injector. We ran a logging cable with explosives into this coiled tube, shook it and then managed to pull it out. Then we put the well into operational condition. One also needs to bear in mind that all these operations were conducted during winter time near Novy Urengoy.

СТТ: All these unique operations were conducted with the use of coiled tubing, which is a great pleasure for our journal. What other high technologies in oilfield services does your company use?

В.К.: We apply a wide range of high technologies, including: use of hydrocarbon-based drilling muds; use of the most recent developments of the companies who have international experience in the field of rotary steerable systems and geological navigation systems; use of drill bits with better drilling rates due to their optimal design; high technologies in the field of stimulation of formation fluid inflow during well testing and well stimulation operations. RBU 'Russia', ERIELL Group, owns a number of well cementing fleets.

ВК: Вы не сказали о ГРП, которые, как известно, Ваша компания тоже успешно проводит.

В.К.: В настоящее время наша компания является генеральным подрядчиком при производстве работ по строительству скважин под ключ для нескольких заказчиков в ЯНАО. Сотрудничаем с компаниями «Ачимгаз» и «АРКТИКГАЗ», где как раз внедряется все самое передовое и новое. Мы одними из первых осуществили заканчивание пробуренной на ачимовские отложения скважины с субгоризонтальным первичным вскрытием объектов разработки, спуском компоновки для проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Эти работы были практически одновременно выполнены на двух скважинах, а также практически одновременно в них провели гидравлические разрывы пластов. Работы были выполнены с использованием компоновок МГРП от компании «Шлюмберже». На одной из скважин ГРП был выполнен флотом компании «Шлюмберже», на другой – «Трайкан Велл Сервис». На проекте «Ачимгаз» мы являемся тоже генподрядчиком по строительству скважин. Там мы строим скважины с интеллектуальным заканчиванием. Спускается компоновка с датчиками, максимально приближенными к призабойной зоне пласта, которые в режиме реального времени позволяют недропользователю контролировать добычу углеводородов, в частности, газоконденсата. При производстве этих работ мы практически на каждой скважине делаем по два большеобъемных ГРП, один с закачкой проппанта порядка 300 тонн, второй практически 200 тонн. При необходимости производства работ по нормализации забоя скважин как после ГРП, так и в период эксплуатации скважин использовали имеющуюся у Группы ERIELL колтюбинговую установку производства СЗАО «ФИДМАШ». При производстве МГРП на некоторых скважинах мы имели негативные моменты по дохождению шаров активации порта, возникавшие из-за того, что при производстве работ по бурению в условиях аномально высоких пластовых давлений приходится использовать растворы с удельным весом 1,72–1,8 г/см³, которые в своем составе содержат достаточно большое количество твердой фазы (барит, мел). Она пагубно влияет на дальнейшие работы и на оборудование в целом. Когда раствор относительно долгое время находится в статике, происходит быстрое выпадение твердой фазы в осадок. При помощи установки ГНКТ мы успешно справились с проблемами доставки шаров инициации к портам.

ВК: Владислав Петрович, а какие работы производятся под лично Вашим патронажем?

В.К.: Я занимаюсь направлением, которое

Мы одними из первых осуществили заканчивание пробуренной на ачимовские отложения скважины с субгоризонтальным первичным вскрытием объектов разработки, спуском компоновки для проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

We were one of the first companies to do completion of the well in Achimov deposits with sub-horizontal primary drill-in by running a multi-stage fracturing assembly.

СТТ: You have not mentioned about hydraulic fracturing operations that your company is quite successful at.

В.К.: Currently our company is the main contractor in turn-key well construction for a number of clients in Yamalo-Nenets autonomous okrug. We cooperate with Achimgaz and ARKTIKGAZ companies in which all the new and state-of-the-art technologies are introduced. We were one of the first companies to do completion of the well in Achimov deposits with sub-horizontal primary drill-in by running a multi-stage fracturing assembly. These works were done almost simultaneously at two wells, and the two wells were fracked nearly at the same time. We used Schlumberger's multi-stage fracturing assemblies. At one well the fracturing was performed by the fleet of Schlumberger, at the other – of Trican Well Service. In the Achimgaz project we are also the main contractor for well construction. We build the wells with intelligent completion. An assembly with sensors is run into the formation bottomhole area, and the sensors allow monitoring the production of hydrocarbons, gas condensate in particular, in real time. During this type of work almost each well is subject to two large-scale frackings; during the first fracturing we inject around 300 tons of proppant, during the second one – almost 200 tons. If it was necessary to do the bottomhole cleaning after fracturing or during well operation, we used coiled tubing unit manufactured by FIDMASH. When performing multi-stage fracturing, in some wells we faced the problem of incomplete delivery of balls to activate the ports. The problem occurred due to the fact that during well drilling under abnormally high formation pressure conditions we used drilling mud with the weight of 1.72–1.8 g/cm³, which contains a lot of solids (barite, chalk). It has a negative effect on subsequent works and equipment in general. When the drilling mud remains static for relatively long time, the solids settle out rather quickly. With the help of coiled tubing we managed to successfully tackle this problem.

СТТ: Mr. Krauze, what kind of works are conducted under your supervision?

В.К.: I am responsible for well testing, stimulation and workover. Testing and stimulation are conducted after drilling. Well workover is conducted by the

можно определить как испытание, освоение и ремонт скважин. Испытание и освоение проводятся после бурения. Ремонт скважин выполняется нами как по заявке заказчика, так и с целью устранения каких-либо, как правило, незначительных осложнений, допущенных в результате строительства. Я уже упоминал, что при вводе в эксплуатацию скважин на Пяяхинском месторождении для ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» мы проводили испытания с привлечением компании «Шлюмберге» с ее оборудованием, позволяющим в режиме реального времени отслеживать параметры испытания скважины. Этот проект мы завершили удачно. Аналогичные работы мы выполняли для компании «Ачимгаз».

Еще одним достижением нашей компании является бурение скважины на туронские отложения. Это трудноизвлекаемые запасы газа, залегающие выше сеномана, как правило, на глубине 710–840 м. Заказчиком работ являлась компания «СЕВЕРНЕФТЕГАЗПРОМ». Там нами построена горизонтальная эксплуатационная скважина с так называемым восходящим горизонтальным участком ствола – практически 110 градусов к горизонтали. Данная скважина закончена спуском интеллектуальной компоновки с оптоволоконной системой и забойными датчиками давления и температуры. Данная скважина в настоящее время уже находится в эксплуатации. Ее горизонтальный участок составляет порядка километра. Строительство горизонтальных скважин поставлено в нашей компании на высоком уровне.

ВК: И их исследование тоже?

В.К.: Их исследованием мы занимаемся с привлечением субподрядных организаций, которые для проведения ГИС используют в работе каротажный кабель, запасованный в гибкую трубу, правда, имеет место быть использование автономных приборов, спускаемых в скважину также на колтюбинге.

ВК: Я надеюсь, что о своих новых успехах Вы доложите на 16-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

В.К.: Постараюсь не пропустить это мероприятие, потому что конференции, встречи специалистов-единомышленников способствуют развитию российского нефтегазового сервиса. И чем больше их будет, тем больше мы будем узнавать нового: человек лучше всего усваивает информацию именно в процессе личного общения.

ВК: Спасибо за содержательную беседу. И новых успехов!

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

request of the client or to remedy certain, usually minor, complications that occurred during well construction. I have already mentioned about our work at Pyakyakhinskoye field for LUKOIL-West Siberia. When bringing wells into production we were conducting well tests in cooperation of Schlumberger, who used their equipment that allows monitoring well testing parameters in real time. We successfully completed this project. The same services were provided to Achimgaz company.

One more achievement of ours is drilling wells targeting the Turonian deposits. These are hard-to-recover reserves that are located above the Cenomanian stage, usually at the depth of 710–840 meters. Our client was SEVERNEFTEGAZPROM. We constructed a production well with the so-called ascending horizontal leg, which is almost 110 degrees to the horizontal position. The well is completed with an intelligent assembly equipped with fiber-optic system and bottomhole pressure and temperature sensors. This well is in operation now. Its horizontal leg is around 1 kilometer long. Construction of horizontal wells is done to a high standard in our company.

CTT: Is well surveying done to a high standard also?

В.К.: In case of well surveying we outsource some of the works. We invite subcontractors who do the logging with the use of coiled tubing with the injected logging cable. Although, autonomous instruments are also used; they are run into the well via coiled tubing as well.

При необходимости производства работ по нормализации забоя скважин как после ГРП, так и в период эксплуатации скважин использовали имеющуюся у Группы ERIELL колтюбинговую установку производства СЗАО «ФИДМАШ».

If it was necessary to do the bottomhole cleaning after fracking or during well operation, we used coiled tubing unit manufactured by FIDMASH.

CTT: I do hope that you will present your new success stories during the 16th Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

В.К.: I will try not to miss this event, since conferences, and meetings of specialists foster the development of oilfield and gasfield services in the Russian Federation. The more such events are held, the more new information we learn, because a person better learns during face-to-face communication.

CTT: Thank you for a very substantive discussion. Good luck!

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

РЕКОМЕНДАЦИИ ПРОФЕССИОНАЛОВ Группы ФИД

ГРП больших объемов (МГРП) изначально были рассчитаны и опробованы при добыче сланцевого газа на территории США и Канады. При добыче газа из многочисленных слоев продуктивной породы, залегающей на разных уровнях, требовалось проведение операции, которая затрагивала все слои. Из этих требований возник процесс многостадийного ГРП больших объемов.

С течением времени операцию многостадийного ГРП опробовали на нефтедобывающих скважинах.

В России на долю МУН приходится около 9% от общей годовой нефтедобычи, причем больше половины этой доли приходится на один метод – гидроразрыв пластов. Все остальные методы увеличения нефтеотдачи (без ГРП) дают прибавку лишь в 4% от годовой добычи. ГРП доказал свою высокую степень эффективности и повсеместно применяется в мире для повышения нефтеотдачи пластов.

Обобщенные критерии предварительного выбора скважин для проведения ГРП объединены в три группы: оценка горно-геологических условий, требования к характеристикам скважины и ее техническому состоянию, оценка состояния разработки, основными из которых являются следующие.

1. Геология:
 - эффективная нефтенасыщенная толщина $\geq 3,5$ м;
 - минимальная толщина глинистого раздела ≥ 6 м;
 - плотность текущих запасов нефти ≥ 30 тыс. т.
2. Скважина:
 - техническая исправность (отсутствие нарушений колонны, герметичность ствола);
 - хорошее качество цементного кольца в интервале перфорации и на 15–20 м вверх и вниз от него);
 - угол отклонения скважины от вертикали при входе в пласт $\leq 10^\circ$.
3. Состояние разработки:
 - дебит жидкости скважины значительно ниже потенциально возможного и соседних скважин;
 - расстояние до линии нагнетания и ВНК ≥ 500 м;
 - текущая обводненность $\leq 50\%$;
 - степень выработки запасов по элементу разработки $\leq 60\%$;
 - текущее пластовое давление больше начального или равно ему.

В результате применения ГРП по большинству скважин достигнута высокая технологическая эффективность. В результате выполненного анализа эффективности ГРП установлены следующие общие закономерности:

- коэффициент продуктивности после ГРП по

всем скважинам выше текущей продуктивности скважины до ГРП и по большинству скважин выше максимальной продуктивности скважины до ГРП;

- в результате компенсируется снижение продуктивности, произошедшее в процессе эксплуатации;
- степень увеличения продуктивности больше при малых значениях продуктивности до ГРП;
- с увеличением массы проппанта степень изменения продуктивности после ГРП увеличивается;
- увеличение продуктивности после ГРП на водной основе при сопоставимых условиях несколько ниже, чем на нефтяной основе;
- определяющими факторами, влияющими на величину коэффициента действующей толщины, являются геологические: общая толщина пласта, песчанность, расчлененность;
- для повышения степени вовлечения продуктивных пластов с большой толщиной (более 30 м) целесообразно проводить поинтервальный ГРП.

Проведение ГРП больших объемов (МГРП) целесообразно:

- после бурения горизонтальных скважин (многостадийный ГРП в горизонтальных скважинах);
- при добыче из нескольких продуктивных слоев.

Применительно к технике, используемой при проведении операций ГРП, говорить о большом объеме закачки композиции целесообразно начиная со 100 т проппанта.

Техника и оборудование, применяемые при ГРП с большим объемом закачки, подобны тем, что применяются и при обычном ГРП с учетом ряда особенностей:

1. Продолжительное время закачки.
2. Существенное увеличение объемов закачиваемой жидкости, проппанта и химических реагентов.
3. Обеспечение бесперебойной работы в течение продолжительного промежутка времени.

Ввиду этих факторов существенное значение имеет количественный состав флота ГРП, который может обеспечить бесперебойную подачу и приготовление композиции для ГРП. Рассмотрим ГРП с большим объемом закачки на примере.

Исходя из данных заказчика (ожидаемый темп закачки, ожидаемое давление закачки, концентрация проппанта, объем проппанта), были рассчитаны основные параметры планируемого флота ГРП (табл. 1)

Таблица 1 – Расчет флота ГРП

Ожидаемый темп закачки, м ³ /мин	3,5
Ожидаемое давление, бар	900
Совокупная гидравлическая мощность, л.с.	7000
Коэффициент перекрытия по мощности	0,25
Совокупная мощность насосных установок с учетом потерь, л.с.	10938
Мощность одной установки	2250
Количество насосных агрегатов, необходимое для проведения операции, шт	4,9
Концентрация проппанта на м ³ геля, кг/ м ³	1350
Концентрация проппанта в смеси, кг/ м ³	945
Объем проппанта, т	500
Ожидаемый расход геля, м ³ /мин	2,45
Ожидаемый расход проппанта, кг/мин	3307,5
Расчетный объем смеси, м ³	1055
Ожидаемый объем геля, м³	900
Необходимый объем гелеобразователя, кг	3031
Период стойкости клапанов, ч	2
Расчетная продолжительность работ, ч	5,02

При проведении ГРП с большим объемом закачки технику, применяемую в процессе, необходимо дублировать для предотвращения срыва операции по причине выхода из строя какой-либо установки.

Таким образом, **при проведении ГРП больших объемов целесообразно применять насосные установки большей мощности (2500–3000 л.с.) для уменьшения количества единиц техники и для обеспечения возможности замещения установки, вышедшей из строя, оставшимися установками.**

В соответствии с выполненными расчетами планируемого ГРП была выполнена компоновка расстановки техники флота ГРП на скважине.

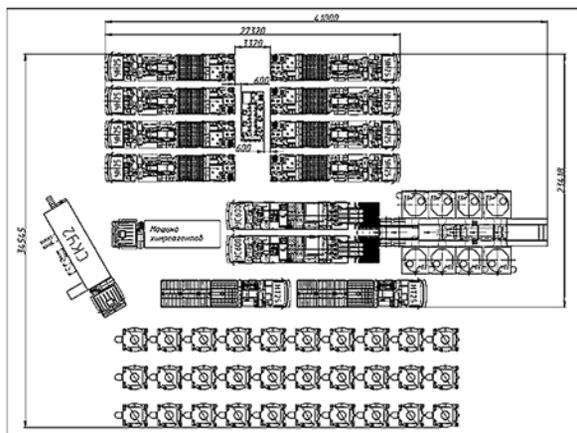


Рисунок 1 – Расстановка установок флота ГРП на скважине

Количественный состав техники получился следующим:
 Транспортер ленточный – 1 шт.;
 Бункер для проппанта – 8 шт.;
 Емкость для жидкости – 30 шт.;
 Установка дозирования химреагентов – 1 шт.;
 Установка гидратационная – 2 шт.;
 Машина манифольдов – 1 шт.;
 Установка насосная – 8 шт.;
 Станция контроля и управления – 1 шт.;
 Установка смесительная – 2 шт.

Количество насосных установок увеличено по сравнению с необходимым – для обеспечения дублирования при выходе из строя какой-либо установки и для обеспечения работы флота при возможной замене клапанов насосных установок в процессе проведения операции.

Для обеспечения бесперебойной подачи проппанта и приготовления композиции в процессе операции ГРП также продублировано количество смесительных и гидратационных установок.

Рассмотрим технику флота ГРП более подробно.

Установка насосная. Предназначена для проведения работ по промывке скважин, гидropескоструйной обработке призабойной зоны, опрессовке НКТ, проведения локальных, глубокопроникающих и массивированных разрывов пласта в составе мобильного комплекса для глубокопроникающего разрыва пласта.

Таблица 2 – Технические характеристики установки насосной

Мощность приводного двигателя, кВт (лс)	1678 (2250)
Насос высокого давления	Трехплунжерный, SPM
Максимальное рабочее давление, МПа	105
Максимальная производительность при максимальном рабочем давлении, л/мин	670
Максимальная производительность, л/мин	1480
Рабочее давление при максимальной производительности, МПа	47,5
Диаметр плунжера, мм (дюймы)	114,3 (4,5)
Работа установки при максимальных рабочих параметрах	80%
Манифольды высокого давления, мм (дюймы)	76,2 (3) (WECO 1502)
Манифольды низкого давления, мм (дюймы)	101,6 (4) (WECO 206)
Коробка передач	гидромеханическая
Количество передач	7



Рисунок 2 – Установка насосная

При проведении ГРП больших объемов целесообразно использовать насосные установки большей мощности для уменьшения их количества при дублировании во время проведения операции.

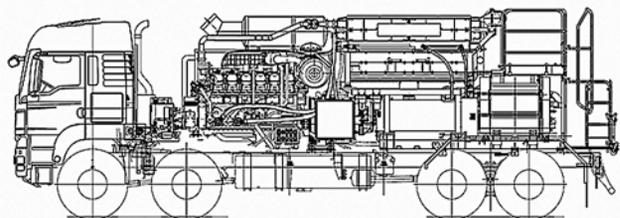


Рисунок 3 – Установка насосная

Технические характеристики установки насосной мощностью 2500 л.с. приведены в табл. 3.

Таблица 3 – Технические характеристики установки насосной

Мощность приводного двигателя, кВт (лс)	1860 (2500)
Насос высокого давления	Пятиплунжерный, SPM
Максимальное рабочее давление, МПа	120
Максимальная производительность при максимальном рабочем давлении, л/мин	390
Максимальная производительность, л/мин	2384
Рабочее давление при максимальной производительности, МПа	43,6
Диаметр плунжера, мм (дюймы)	114,3 (4,5)

Наряду с насосными установками с исполнением на шасси возможно также исполнение на полуприцепе.

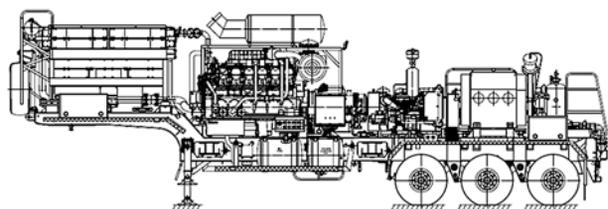


Рисунок 4 – Установка насосная на полуприцепе

Таблица 4 – Технические характеристики установки насосной на полуприцепе

Шасси	Полуприцеп
Мощность приводного двигателя, кВт (лс)	1860 (2500)
Насос высокого давления	Пятиплунжерный, SPM
Максимальное рабочее давление, МПа	120
Максимальная производительность при максимальном рабочем давлении, л/мин	390
Максимальная производительность, л/мин	2384
Рабочее давление при максимальной производительности, МПа	43,6
Диаметр плунжера, мм (дюймы)	114,3 (4,5)
Габаритные размеры, мм, не более:	
длина (в составе автопоезда)	20 000
ширина	2550
высота	4000
Распределение нагрузки с учетом массы шасси:	
нагрузка на ось, не более, кг	10 000
Масса, не более, кг	40 000

В зависимости от проводимой операции можно предложить насосные установки следующих видов (табл. 5).

Таблица 5 – Варианты насосных установок

Мощность	До 2000 л.с.	До 2250 л.с.	До 2500 л.с.	До 3000 л.с.
Варианты компоновки				
Двигатель/коробка скоростей	Caterpillar, MTU, Cummins/Allison, Caterpillar, TwinDisk			
Насосы высокого давления	Gardner Denver	Gardner Denver SPM, OFM	Gardner Denver SPM, OFM	Gardner Denver
Шасси	МЗКТ, Камаз 8x8	МЗКТ, MAN 8x8	MAN, МЗКТ 10x10	МЗКТ 10x10
Полуприцеп				
Блочное исполнение				

Установка смесительная. Предназначена для приготовления технологической жидкости в процессе проведения операций гидроразрыва пласта с дозированным вводом проппанта, сухих и жидких химреагентов.

Таблица 6 – Технические характеристики установки смесительной

Максимальная производительность, м ³ /мин	11,5
Максимальное давление, МПа	0,5
Максимальная плотность рабочей смеси, кг/м ³	1800*
Максимальная производительность подачи пропанта, кг/мин	10 500
Производительность подачи жидких химреагентов, л/мин с динамической вязкостью до 200 мПа·с	
- 1-й дозирующий насос	1–10***
- 2-й дозирующий насос	3,5–35***
- 3-й дозирующий насос	3,5–35***
- 4-й дозирующий насос	6–60***
- 5-й дозирующий насос	6–60***
- перекачивающий насос	100***
- перекачивающий насос	100***
Производительность подачи сухих химреагентов, л/мин	
- 1-й шнековый дозатор	0,1 – 200 **
- 2-й шнековый дозатор	0,1 – 200 **
- 2-й шнековый дозатор	0,1 – 200 **

* Максимальная плотность может быть скорректирована по результатам проведения испытаний установки
 ** Диапазоны производительности быстросменных шнеков, л/мин: 0,1–1,4; 0,5–8; 1–15; 3,5–55; 6–101; 8–127; 13–209
 *** Диапазон дозирования согласовывается с заказчиком



Рисунок 5 – Установка смесительная

Для непрерывного приготовления и подачи геля в процессе проведения ГРП применяется установка гидратационная.

Объем приготовленного геля в процессе операции ГРП большого объема достигает 900 м³ и более. Приготовление такого количества геля в емкостях при помощи установки смесительной неэффективно и затруднительно. В зависимости от успешности проведения

операции и правильного расчета параметров при использовании заранее приготовленного геля возможны большие объемы остатков, которые необходимо утилизировать.

При использовании установки гидратационной в составе флота ГРП возможно приготовление геля именно в том количестве, которое необходимо для проведения операции.

Таблица 7 – Технические характеристики установки гидратационной

Производительность, м ³ /мин	7,2
Объем гидратационной емкости, м ³	25
Объем бункера для гелеобразователя, м ³	3
Производительность подачи гелеобразователя, кг/мин	2–40
Масса перевозимого гелеобразователя, кг	2000
Объем емкостей для жидких химреагентов, л	2x450



Рисунок 6 – Установка гидратационная

В процессе проведения ГРП больших объемов, помимо установок, используемых при обычном ГРП, целесообразно применение установок, созданных специально для оптимизации операций ГРП больших объемов. Данные установки направлены на:

- обеспечение непрерывной загрузки большого количества пропанта;
- обеспечение хранения большого объема жидкости и пропанта на минимальной площади;
- обеспечение дозирования большого объема жидких химических реагентов в процессе ГРП;

РЕКОМЕНДАЦИИ ПРОФЕССИОНАЛОВ Группы ФИД

- обеспечение нагрева большого объема жидкости до заданной температуры;
- обеспечение перевозки бункеров для пропанта и жидкости;
- обеспечение установки бункеров на скважине без помощи подъемного крана.

Вышеуказанные установки существенно облегчают и ускоряют подготовку к процессу и сам процесс ГРП. Ниже представлено более подробное описание дополнительного оборудования флота ГРП для большого объема закачки.

Для обеспечения непрерывной загрузки пропанта в емкость смесительной установки при проведении ГРП с большим объемом закачки использование классических установок для перевозки и подачи пропанта нецелесообразно ввиду их больших габаритов и недостаточной вместимости. Для обеспечения нужного объема и уменьшения габаритов парка емкостей для хранения и выдачи пропанта при ГРП больших объемов целесообразно использовать парк вертикальных емкостей, которые при относительно небольших площадях установки обеспечат необходимый объем пропанта. Емкости для пропанта могут быть как односекционные для одной фракции, так и двухсекционные для двух фракций.

Таблица 8 – Технические характеристики бункера для пропанта

Конструктивный вариант исполнения	Односекционный, двухсекционный
Полезный объем бункера, не менее, м ³	45 2x22
Максимальная производительность (подача пропанта), не менее, т/ч	600
Высота выгрузки пропанта, не менее, мм	1150
Площадь поперечного сечения окна шиберной заслонки, не менее, м ²	0,1
Габаритные размеры в транспортном положении (горизонтально установленный), не более, мм: - длина - ширина - высота	9000 3200 3250
Габаритные размеры в рабочем положении (вертикально установленный), не более, мм: - длина - ширина - высота	3600 4200 10 500
Масса, не более, кг	13 000



Рисунок 7 – Бункеры для пропанта

Для транспортирования сыпучих материалов от бункеров к потребителям (одной или двум установкам смесительным) предназначена установка подачи сыпучих материалов.

Таблица 9 – Технические характеристики установки подачи сыпучих материалов

Диаметр тягово-цепного устройства, мм	50,8
Габаритные размеры, не более:	
Длина (в составе автопоезда), мм	20 000
Ширина, мм	2550
Высота, мм	4000
Масса в снаряженном состоянии, кг (не более)	22 000
Скорость разгрузки, тонн/час	600
Двигатель	142 л.с при 2200 об/мин
Тормозная система полуприцепа	пневматическая с АБС, с питанием и управлением от тягача
Электросистема	24 V



Рисунок 8 – Установка подачи сыпучих материалов



Для хранения больших объемов жидкости при проведении ГРП с большим объемом заправки оптимальным можно считать вертикальные емкости для жидкости с объемом 60 м³ и утепленными стенками. Данные емкости также обеспечивают малую площадь установки при большой вместимости.

Рисунок 9 – Емкость для жидкости

Для перевозки и установки вышеуказанных емкостей в вертикальное положение предназначен **перевозчик емкостей и установщик емкостей**.



**Рисунок 10 –
Перевозчик емкостей**



Рисунок 11 – Установщик емкостей

При проведении ГРП больших объемов требуется обеспечить дозирование большого объема жидких химических реагентов. Данную операцию не всегда удобно проводить при помощи дозирующих насосов, установленных на установке смесительной. По этой причине использование для этой цели **установки для дозирования химреагентов** представляется наиболее приемлемым.

Таблица 10 – Установка дозирования химреагентов

Габарит	Контейнер
Количество емкостей для химреагентов	8
Объем емкостей для химреагентов, м ³	9,8
Количество дозирующих насосов	6
Тип дозирующих насосов	Винтовой
Диапазон дозировки химреагентов, л/час: Насосы 1, 2 Насос 3 Насос 4 Насосы 5, 6	48–420 90–900 210–2100 360–3600
Привод насосов	Электрический
Регулирование насосов	Частотное
Производительность центробежного насоса, м ³ /час	3–9
Привод установки	Электрический
Перемещение установки	При помощи полуприцепа-контейнера, входящего в состав установки
Питание установки	от дизель-генератора
Габаритные размеры (без полуприцепа), мм, не более – длина* ширина* высота	9120x2435x2591
Полная масса (с полуприцепом), кг, не более	24 000



Рисунок 12 – Установка дозирования жидких химреагентов

В процессе ГРП с большим объемом заправки расход жидкости для приготовления композиции может достигать 1000 м³ и более. Оптимальная температура жидкости находится в пределах 35–40 °С. Для подогрева такого количества жидкости предназначена установка подогрева. Технические характеристики установок подогрева приведены в табл. 11.

Таблица 11 – Технические характеристики установок подогрева

Технические характеристики				
Мощность	Million Btu/hr	12	16	20
	МВт	3,5	4,7	5,7
Максимальный поток (данные производителя)	л/мин	763	955	1242
Максимальная температура нагрева воды	°C	95		
Нагрев при максимальном потоке (данные производителя)	на 10 °C	46	50	47
Расчетное время нагрева 1 м ³ , мин	на 10 °C	0,33	0,23	0,2
Расчетный объем воды, нагретой за 1 мин, м ³	на 10 °C	3	4,2	4,9
Расчетный объем воды, нагретой за 60 мин, м ³	на 10 °C	180	255	300
Расчетный расход топлива подогревателем при МАХ мощности, л/ч		347	466	495
Расчетное количество топлива, необходимого для нагрева 50 м ³ , л	на 10 °C	95,3	89,5	82,4

В зависимости от планируемого объема жидкости, которую требуется нагреть, можно выбрать установку необходимой мощности:

- до 200 м³ – 3,5 МВт;
- до 1000 м³ – 4,7 МВт;
- свыше 1000 м³ – 5,7 МВт.

**Рисунок 13 – Установка подогрева**

Установка насосная подогрева спроектирована специально для проведения работ по нагреву жидкости для операций по ГРП. Подогреватель

мощностью 4,7 МВт оборудован четырьмя горелками, работающими на дизельном топливе. Корпус подогревателя изнутри изолирован панелями на основе керамических волокон (ceramicfiberblanket). Система контроля подогревателя следит за входной и выходной температурой жидкости, а также за давлением жидкости в змеевике подогревателя. При превышении заданных параметров процесса нагрева (достижение заданной температуры, давления, превышение допустимой температуры) система контроля прекращает подачу топлива к горелкам подогревателя.

В качестве опции возможна установка горелок, работающих на сжиженном природном газе.

Привод установки подогрева – гидравлический, от двигателя шасси. Электросистема подогревателя питается от электросистемы шасси.

Представленные выше установки флота ГРП обеспечивают необходимые условия для проведения ГРП с большим объемом закачки. При этом **состав флота ГРП для больших объемов закачки можно достаточно легко переоборудовать на несколько флотов для ГРП обычных объемов, доукомплектовав лишь необходимыми установками:** станцией контроля и управления, машиной манифольдов и при желании гидратационной установкой.

Несмотря на невысокий процент проведения операций ГРП с большим объемом закачки, данная операция получает все большее распространение в связи с большим охватом продуктивного пласта и возможностью проведения многозонных ГРП при одной спуско-подъемной операции. Ввиду наличия множества скважин с поздней стадией выработки и с залеганием нефтяных линз в пропластках на разных уровнях процент проведения операций ГРП с большим объемом закачки имеет тенденцию к возрастанию.

Применение вспомогательной техники при проведении операции ГРП с большим объемом закачки обеспечит ее эффективность и уменьшит время самой операции, что благоприятно отразится на конечной стоимости проведения работ.

При мировой тенденции снижения стоимости нефти и дороговизне проведения буровых и геолого-разведочных работ проведение ГРП для интенсификации притока нефти к скважине представляется наиболее рациональным в существующих реалиях. ©

СОВМЕСТНЫЙ АНТИКРИЗИСНЫЙ ПРОЕКТ



На снимке (слева направо): Руслан Игилов (коммерческий директор ООО «Технотройлизинг»), Елена Лапотенцова (генеральный директор СЗАО «ФИДМАШ»), Андрей Овсянкин (генеральный директор ООО «Пакер Сервис»), Олег Коваль (главный инженер ООО «Пакер Сервис»)

На специализированной 13-й Московской международной выставке «Нефть и газ»/MIOGE 2015, которая проходила с 23 по 26 июня в ЦВК «Экспоцентр», между компаниями ООО «Пакер Сервис» (г. Москва), ООО «ФИДсервис» (г. Углич) и ООО «Технотройлизинг» (г. Москва), финансово-лизинговым партнером СЗАО «ФИДМАШ», был подписан эксклюзивный контракт на поставку колтюбинговой установки тяжелого класса МК30Т-50 по антикризисной вендорской программе («вендор-лизинг»), разработанной совместно со специализированным проектно-производственным предприятием (заводом-изготовителем) СЗАО «ФИДМАШ» (Республика Беларусь, г. Минск).

В середине августа на испытательном полигоне завода-изготовителя СЗАО «ФИДМАШ» (г. Минск) была выполнена совместная приемка первой уникальной колтюбинговой установки МК30Т-50 на новом модернизированном и усиленном полноприводном шасси МЗКТ (10x10) в адрес компании ООО «Пакер Сервис» и ООО «Технотройлизинг».

Отличительной чертой данной колтюбинговой установки является то, что на ней смонтирован увеличенный барабан узла намотки с геометрической емкостью 5500 м для гибкой трубы (ГТ) диаметром 44,45 мм, что позволяет производить полный спектр работ с гибкой трубой диаметром 44,45 мм (при толщине стенки ГТ до 4,4 мм) на соответствующих глубинах. Также данная установка оборудована новейшим инжектором серии FM236 производства

СЗАО «ФИДМАШ» с тяговым усилием 36 000 кг (толкающее усилие 18 000 кг). Данная колтюбинговая установка со специализированным скважинным инструментом может быть использована и задействована в широком спектре выполнения работ с ГТ: промывка песчаных и парафиновых пробок, цементировочных работ, изоляции водопритоков, кислотной обработки, освоения скважин и многих других ремонтных и исследовательских работ, в том числе геофизических, на скважинах всех типов при давлении на устье скважины до 70 МПа.

Следует отметить, что на территории РФ и на территории СНГ это первая колтюбинговая установка МК30Т-50, которая будет эксплуатироваться.

Стоимость контракта не раскрывается.

На приемке первой колтюбинговой установки тяжелого класса МК30Т-50 присутствовал коммерческий директор компании «Технотройлизинг» Руслан Игилов, со стороны заказчика ООО «Пакер Сервис» присутствовали главный инженер компании Олег Коваль и начальник МТО обособленного подразделения ООО «Пакер Сервис» в Сургуте Владимир Веселков. Приемкой и дальнейшей отгрузкой колтюбинговой установки МК30Т-50 стороны остались довольны, что, в свою очередь, еще более укрепило позиции СЗАО «ФИДМАШ» в области продвижения номенклатуры выпускаемого высокотехнологичного колтюбингового оборудования и техники как завода-изготовителя на нефтегазовом рынке России. ☉

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА И ГИДРОПЕРФОРАЦИИ В ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ

В.М. Кононов, д. т. н., профессор; Н.М. Панин;

Московский государственный машиностроительный университет (МАМИ)

При разработке нефтегазовых месторождений широко используются гидродинамические методы воздействия на продуктивные пласты (горные породы), например, гидроразрыв пластов (ГРП), выполняемый с целью управления продуктивностью (приемистостью) пласта, или гидроструйная перфорация при вторичном вскрытии пластов.

Для выполнения ГРП в заданном интервале продуктивного пласта формируются трещины. Задаваемый интервал ГРП в скважине отделяют пакерами, а разрушение породы осуществляется давлением жидкости, закачиваемой с дневной поверхности по колонне НКТ (или по эксплуатационной колонне). Давление P_y на устье скважины при ГРП приближенно определяется по формуле:

$$P_y = P_p - (\rho_{ж} \cdot g \cdot H) + P_{тр} \quad (1)$$

где $\rho_{ж}$ – плотность закачиваемой жидкости разрыва, кг/м³; H – глубина обрабатываемой зоны, м; $P_{тр}$ – потери давления (напора) на трение при движении закачиваемой жидкости, Па; P_p – давление разрыва горной породы, Па, определяемое для горизонтальных трещин по формуле:

$$\rho_p = P_{гв} + \sigma_p \quad (2)$$

где σ_p – временное сопротивление горной породы на разрыв, Па (для нефтяных продуктивных пластов обычно в расчетах принимают $\sigma_p \approx 3$ МПа); $P_{гв}$ – вертикальное горное давление, равное:

$$P_{гв} = \rho_{гп} \cdot g \cdot H \quad (3)$$

где: $\rho_{гп}$ – средняя плотность горных пород над продуктивным пластом, кг/м³.

Методы направленного ГРП, которые начинают применяться в различных технологиях воздействия на горные породы, основываются на ориентировании трещин разрыва в задаваемом направлении [1].

Одним из методов вторичного вскрытия пластов является гидропескоструйная

перфорация, при которой в системе «обсадная колонна – цементный камень – горная порода» создаются каналы различной ориентации, связывающие продуктивный пласт с полостью скважины [2].

Формирование указанных каналов обеспечивается энергией струи жидкости с песком, выходящей из насадок аппарата, спускаемого на колонне НКТ в скважину. Энергетические параметры этой струи также зависят от величины давления P_y , создаваемого на устье скважины.

Практика выполнения гидроперфорационных работ и ГРП показывает, что во многих случаях требуемая величина давления P_y превышает допускаемые прочностные параметры как обсадных колонн (колонн НКТ), так и параметры их резьбовых соединений. Колонны гибких труб (колтюбинг), успешно применяемые на различных операциях при подземном ремонте скважин [3], имеют, как известно, также значительные ограничения по допускаемым величинам внутреннего давления.

Недостатком существующего оборудования для выполнения ГРП и гидроструйной перфорации является то, что пространство между насадком и обсадной колонной заполнено, как правило, жидкостью, и истекающая из насадка струя жидкости является «затопленной». Параметры «затопленной» струи (скорость, давление, форма), т.е. влияющие на ее разрушающую способность, снижаются.

Целью и техническим результатом по патенту РФ № 2462589 С1 (кл. E21B 43/26) является повышение эффективности работ при добыче нефти. Указанный технический результат достигается двумя вариантами.

По первому варианту достигается тем, что в устройстве, содержащем корпус с радиальными каналами, в которых закреплены втулки с коническим соплом (насадком), втулки выполнены на внутренней поверхности с кольцевой расточкой, а сопла (насадки) – на наружной поверхности с кольцевой проточкой, образующими совместно кольцевую полость, в которой с возможностью взаимодействия с втулкой и соплом (насадком) размещена пружина сжатия, обеспечивающая радиальное

перемещение сопла (насадка).

По второму варианту указанный технический результат достигается тем, что устройство, содержащее корпус с радиальными каналами, в которых закреплены втулки с коническими соплами (насадками), снабжено размещенной в полости корпуса втулкой с конической наружной поверхностью, выполненной с радиальными каналами, совмещенными в рабочем положении с полостью сопел, и подпружиненной в осевом направлении. При этом сопла (насадки) выполнены с наклонным торцом, контактирующим с конической поверхностью втулки, а сопла (насадки) установлены с возможностью радиального перемещения и подпружинены в радиальном направлении.

Достижению указанного технического результата способствует также и то, что втулка, размещенная в полости корпуса, выполнена с седлом под сбрасываемый клапан (шарик), при этом седло клапана выполнено с наклонными пазами, соединяющими в рабочем положении надклапанную полость с подклапанной полостью.

Изобретение поясняется чертежами, на которых изображены общий вид устройства соответственно по первому (рис. 1) и второму (рис. 2) вариантам.

Предложенное устройство по первому варианту содержит корпус 1 с радиальными каналами 2, в каждом из которых закреплена втулка 3 с коническим соплом 4 (насадком). Сопло 4 зафиксировано от перемещения в сторону оси корпуса 1 в полости втулки 3 любым известным способом, например, пружинным разрезным кольцом 5. Втулки 3 выполнены со ступенчатой внутренней поверхностью, а сопла 4 – с наружной ступенчатой поверхностью, образующими совместно кольцевую полость 6, в которой с возможностью взаимодействия со втулкой 3 и соплом 4 размещена пружина сжатия 8, обеспечивающая радиальное перемещение сопла 4 (насадка). Для герметизации сопла 4 предусмотрено уплотнительное кольцо 7, установленное в канавке на его наружной поверхности и контактирующее с внутренней поверхностью втулки 3.

Устройство по второму варианту содержит корпус 1 с радиальными каналами 2, в каждом из которых закреплена втулка 3 с коническим соплом 4 (насадком). Устройство снабжено размещенной в полости корпуса 1 подпружиненной в осевом направлении втулкой 10 с конической наружной поверхностью 11, ответной конической поверхностью 12 торца сопла 4 со стороны оси корпуса 1. Втулка 10 выполнена с радиальными каналами 13, совмещенными в рабочем положении с полостью сопел 4. Втулка 10 опирается на пружину 14 и выполнена с седлом 15 под бросовой клапан 16, при этом седло 15 клапана 16 выполнено с наклонными пазами 9, соединяющими в

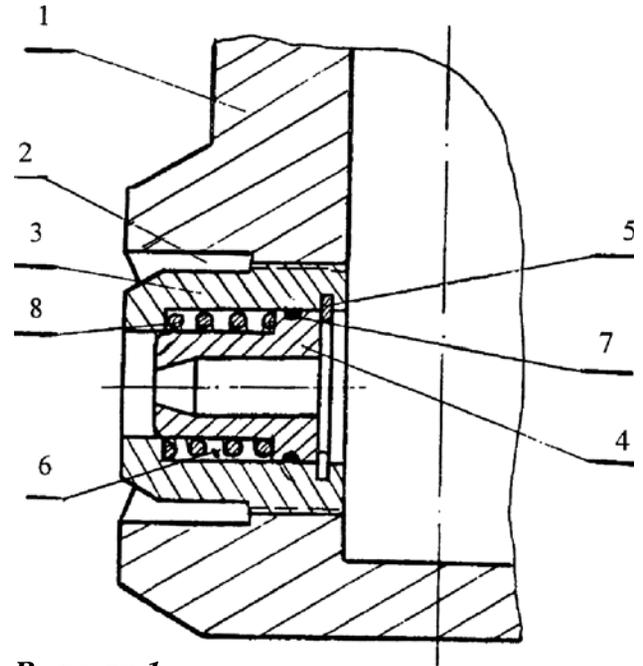


Рисунок 1

1 – корпус; 2 – радиальные каналы; 3 – втулка; 4 – коническое сопло (насадка); 5 – разрезное кольцо; 6 – полость кольцевая; 7 – уплотнительное кольцо

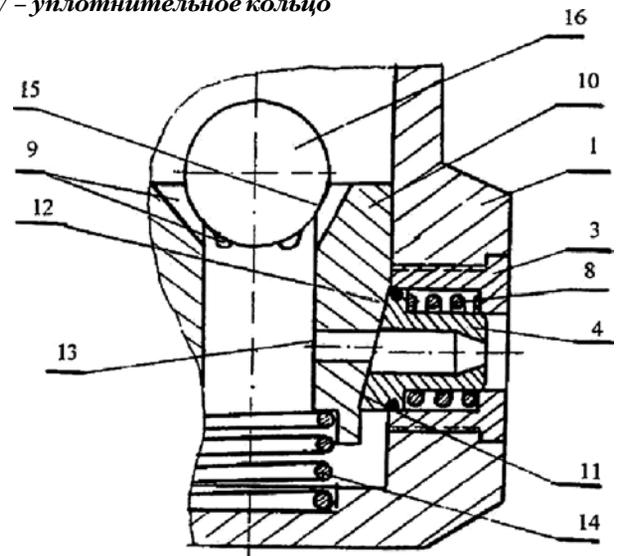


Рисунок 2

1 – корпус; 2 – радиальные каналы; 3 – втулка; 4 – коническое сопло (насадка); 8 – пружина; 9 – наклонные пазы; 10 – втулка; 11 и 12 – сопрягаемые конические поверхности; 13 – радиальные каналы; 14 – пружина; 15 – седло; 16 – шариковый клапан

рабочем положении надклапанную полость с подклапанной полостью. Как и в первом варианте, между наружной поверхностью сопла 4 (насадка) и внутренней поверхностью втулки 3 размещена пружина сжатия 8 для радиального перемещения сопла 4 (насадка) в полости втулки 3.

Принцип работы устройства заключается в следующем. После спуска устройства в скважину в заданном интервале начинают прокачивать жидкость разрыва, которая, проходя через конические сопла 4 (насадка), приобретает значительную скорость и оказывает динамическое воздействие на продуктивный пласт (или на обсадную колонну), образуя в

нем отверстия (трещины). Эффективность образования трещин зависит от скоростного напора струи, которая в свою очередь зависит от расстояния между торцом сопла 4 (насадка) и внутренней поверхностью обсадной колонны (скважины). Чем меньше это расстояние, тем эффективнее работа устройства. С этой целью в предложенном устройстве сопла 4 (насадка) установлены с возможностью радиального перемещения, обеспечивающего приближение насадок к обсадной колонне (пласту). При увеличении давления P_y (объема прокачиваемой жидкости разрыва) перепад давления на выходе из сопла 4 (насадка) увеличивается и насадка 4 выдвигается из втулки 3 за диаметр корпуса 1. После прекращения подачи жидкости разрыва сопла 4 (насадка) под действием усилия пружины 8 возвращаются в исходное положение и не препятствуют извлечению устройства из скважины.

В устройстве по второму варианту радиальное перемещение сопел 4 (насадок) осуществляется за счет воздействия на их наклонный торец 12 наклонной поверхности осевой втулки 10. Перемещение последней обеспечивается сбросом шарикового клапана 16, перекрывающего большую часть проходного

сечения осевого канала втулки 10. При этом жидкость разрыва подается через наклонные пазы 9, выполненные на поверхности седла 15, и далее через совмещенные радиальные каналы 13 втулки 10 в сопла 4 (насадка). В этом случае прекращается подача жидкости разрыва, втулка 10 под действием пружины 14 поднимается вверх, и выдвинутые в радиальном направлении сопла 4 (насадки) под действием пружин 8 возвращаются в исходное положение. После этого устройство может быть свободно поднято из скважины на поверхность.

Применение предложенного устройства позволяет значительно повысить эффективность работ при добыче нефти, газа и воды. ©

ЛИТЕРАТУРА

1. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Черепанов С.С. и др. Опыт создания ориентированной трещины гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «Лукойл–Пермь»// Нефтяное хозяйство. – № 6. – 2014. – С. 40.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Учебное пособие для вузов. – М.: Нефть и газ. РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2007. 826 с.
3. Молчанов А.Г., Вайншток С.М., Некрасов В.И. и др. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. – М., АГН, 2000. – 205 с.



КНИГИ ДЛЯ ПРОФЕССИОНАЛОВ

ИЗДАТЕЛЬСТВО
ПРОФЕССИЯ

ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ В ОБЛАСТИ НЕФТЕДОБЫЧИ, НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И НЕФТЕХИМИИ!



Англо-русский словарь нефтегазовых и нефтехимических терминов.

А. Бахадури, Ч. Нваоха, М. Кларк

Пер. с англ. (2014, *Dictionary of Oil, Gas, and Petrochemical Processing*)

под ред. Глаголевой О.Ф., Голубевой И.А., Шайморданова Р.Г.

2015 г., ок. 600 стр.

Бумажная + электронная версии - 6500 рублей

Бумажная версия: цена - 3900 руб., выход - 25 октября 2015

Электронная версия: цена - 3100 руб., выход - 1 октября 2015

Предварительные заказы принимаются по эл. почте info@epcprof.ru

Англо-русский терминологический словарь содержит более 5000 современных терминов в области газа, нефти и нефтехимии, и охватывают разведку, добычу, переработку нефти и газа, а также связанные с отраслью управление, экономику, финансы и безопасность. Приведены основные значения в единицах СИ и их метрические эквиваленты, даны толкования для большинства терминов, введены новые термины и определения за последние 5 лет.

Словарь станет незаменимым источником понятий и терминов для исследователей, технических специалистов, ученых, переводчиков, студентов.

Электронная версия (защищенный PDF-файл) позволит использовать его для быстрого поиска значений на мобильных устройствах и персональных компьютерах.

www.epcprof.ru - заказ on-line и все книги издательства

по электронной почте: info@epcprof.ru; shop@epcprof.ru

по тел./факсу: +7 (812) 313-54-14

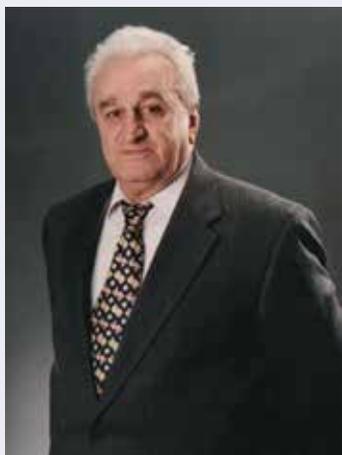
почтой по адресу: 190020, Санкт-Петербург, а/я 140

Офис продаж в Москве

тел.: +7 (963) 668-84-89

электронная почта: moscow@epcprof.ru

КРЕСТООБРАЗНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА



Я хочу рассказать вам, дорогие коллеги, о крестообразном гидроразрыве пласта, который мне хочется назвать божественным, – и не только из-за геометрического сходства образующихся трещин с главным христианским символом, но и из-за

флюида, который он способен дать.

Судите сами: в процессе создания горного давления новый «тип» ГРП образует не одну трещину, созданную по общепринятой технологии, а две трещины одновременно, причем одну вертикальную, а другую горизонтальную. Если изобразить эти образовавшиеся трещины на бумаге, то рисунок будет напоминать христианский крест.

Понятно, что такие трещины нужно создавать вдали от ВНК и ГНК, чтобы обеспечить длительную работу действующих скважин без преждевременного обводнения и газопроявления.

Отметим, что технология крестообразного ГРП позволяет, изучая на глубине с помощью колтюбинговых технологий состояние цементного кольца за колонной и расположение по соседству других залежей нефти или газа, определить то место в ПЗП, которое наилучшим образом будет способствовать длительной выработке эксплуатируемой пластовой системы.

Таким образом, «крест», который получается при совмещении вертикальной и горизонтальной трещин, позволяет с позитивными технико-экономическими показателями извлекать углеводороды без нанесения вреда экологии месторождения.

Чтобы избавиться от калейдоскопического расположения элементов крестообразной трещины при действии гидравлического разрыва пласта, я рекомендую перед процессом проведения ГРП вовнутрь эксплуатационной колонны спустить гибкую трубу с прикрепленным к ней лезвийным перфоратором системы Балакирова-Мамедова (с устройством можно ознакомиться в журнале «Время колтюбинга» № 49, с. 98), с помощью которого внутри эксплуатационной колонны на нужной глубине нанести риски в виде крестика. Этого будет достаточно, чтобы после достижения необходимого давления для раскрытия трещины в пластовой системе впечатать в совмещенном виде вертикальной и горизонтальной трещины «крест» со сторонами длиной 2–3 мм.

ПОБЕЖДАЕМ «ЧЕРНУЮ ДЫРУ»

Уважаемые коллеги, я, к своему великому сожалению, обнаружил, что в нашем колтюбинговом деле существует «черная дыра», которая, если не принять меры, будет все больше увеличиваться в размерах. Своими соображениями спешу поделиться с вами.

Дело в том, что в соответствии с действующими правилами строительство нефтяных скважин завершается периодом заканчивания – гидравлическим разрывом пласта (ГРП). Вам известно, уважаемые читатели, что эту важную операцию, как правило, проводят те же буровые бригады, которые и бурили скважину.

Я очень уважаю буровиков «первопроходцев пластовых систем» и к ним, конечно, претензий не имею, кроме одной: почему буровые бригады при производстве ГРП совершенно не используют колтюбинговые установки, которые позволяют с помощью гибкой трубы определить размеры трещины и ее емкостные свойства? Да, я не оговорился, с помощью колтюбинга можно с поверхности скважины создавать трещину для притока углеводородов. Эта технология описана в нашем журнале в № 48, с. 36.

Очень важно с момента создания трещины в теле пластовой системы направить ее в нужное место, но обязательно по напластованию. Если трещина будет соответствовать геологической характеристике пластов по напластованию, а не в крест напластования, тогда коэффициент нефтеотдачи будет позитивным и выгодным для нефтегазодобывающего предприятия.

Еще раз повторю: к буровикам и строителям скважин я претензий не имею, потому что я сам окончил факультет бурения в нефтяном техникуме, успел после окончания учебы поработать в буровой бригаде на Каспийском море, пока не стал «верховым», помощником бурильщика, инженером-технологом по бурению морских нефтяных скважин. Нефтяной вуз в Баку окончил с отличием, став полноправным горным инженером по разработке и эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Простите меня за некоторые подробности в моей биографии. Просто я хотел сказать, что изначально я буровик и всегда гордился тем, что жизнь подарила мне возможность быть первопроходцем «земных недр». Так что и вы, уважаемые буровики, гордитесь вашим высоким званием.

Я буду счастлив, если после моих слов у вас появится желание в обязательном порядке проводить ГРП с применением колтюбинга и заранее планировать и создавать наиболее выгодную с технико-экономической точки зрения трещину в теле нефтяного и газового пласта.

Ю.А. Балакиров, д. т. н., профессор, академик, заместитель директора по науке и технике ООО «Юг-Нефтегаз»

«Нефть и газ»/MIOGE 2015: новые возможности для поставщиков отечественных технологий и оборудования

С 23 по 26 июня 2015 года в Москве с успехом прошли 13-я Московская международная выставка «Нефть и газ»/MIOGE 2015 и 12-й Российский нефтегазовый конгресс/RPGC 2015. Организатором этих мероприятий традиционно выступала Группа компаний ITE, занимающая лидирующие позиции на рынке выставочных услуг в России.

23 июня в торжественной церемонии открытия выставки и конгресса приняли участие заместитель министра энергетики Российской Федерации Кирилл Молодцов, председатель Комитета Государственной Думы по энергетике Павел Завальный, первый заместитель председателя Комитета Государственной Думы по энергетике Василий Тарасюк, заместитель директора департамента металлургии, станкостроения и тяжелого машиностроения Министерства промышленности и торговли Российской Федерации Сергей Кононенко, президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль, президент Российского геологического общества, член совета директоров «Башнефти» Виктор Орлов, генеральный директор ОАО «ВНИПИнефть» Владимир Капустин и другие почетные гости.

В приветственном слове заместитель министра энергетики Российской Федерации Кирилл Молодцов отметил важность выставки и конгресса для нефтегазовой индустрии: «Данные мероприятия, проходящие с 1992 года, фактически являются основными отраслевыми мероприятиями, которые зарекомендовали себя как место встречи специалистов для обсуждения насущных тем, связанных с развитием нефтегазовой отрасли Российской Федерации». По словам заместителя министра, выставка и конгресс направлены на решение актуальных задач отрасли: «Текущая экономическая ситуация, связанная с введением рядом стран санкций в отношении нефтегазового комплекса России и девальвацией рубля, создает возможности для поставщиков отечественных технологий и оборудования для увеличения собственной доли рынка».

Председатель Комитета Государственной Думы по энергетике Павел Завальный отметил особое место выставки MIOGE среди деловых

мероприятий отрасли: «Задача выставки – показать лучшие достижения в области производства оборудования и разработки технологий, которые позволят нам развивать отрасль и в перспективе решать задачи, которые стоят перед нашим нефтегазовым комплексом».

Общая площадь выставки в этом году превысила 45 700 кв.м. Экспозиционная площадь включала следующие тематические разделы:

- Геология и геофизика;
- Добыча нефти и газа;
- Транспортировка и хранение нефти и газа;
- Переработка нефти и газа;
- Нефтехимия и газохимия;
- Промышленная, экологическая и пожарная безопасность • Охрана труда;
- Автоматизация и КИП.

В выставке «Нефть и газ»/MIOGE2015 приняли участие 652 компании из 40 стран мира, были представлены 5 зарубежных национальных экспозиций: Германии, Италии, Китая, Финляндии, Чехии. Новые разработки в области оборудования и технологий продемонстрировали лидеры отечественного нефтегазового комплекса: «Башнефтегеофизика», «Буринтех», «Вымпел», «Газпром автоматизация», «Газпром нефть», «Грасис», «Зарубежнефть», «Нефтеавтоматика», «Объединенная металлургическая компания (ОМК)», «ОЗНА», «Таргин», «Татнефть», «Транснефть», «Трубная Металлургическая Компания (ТМК)», «Уралмаш НГО Холдинг», «ЧТПЗ» и крупнейшие зарубежные производители: ABB, Endress+Hauser, GE, National Oilwell Varco, SchneiderElectric, YokogawaElectric и др.

За четыре дня работы выставки ее посетили 18 920 специалистов отрасли из 56 стран мира и 72 регионов России, при этом доля владельцев компаний и топ-менеджеров среди посетителей выставки составила 29%.

Помимо знакомства с экспозицией, участники и посетители активно общались на мероприятиях в рамках насыщенной технической программы выставки. На технических семинарах компаний специалисты презентовали уникальное оборудование и новейшие технологии, обсуждали текущее состояние и перспективы нефтегазовой отрасли.



Установка колтюбинговая МК30Т-50 на МИОГЕ 2015

В выставке «Нефть и газ»/МЮГЕ 2015 приняли участие 652 компании из 40 стран мира.

Компания Panasonic на своем семинаре рассказала об автоматизации бизнес-процессов в нефтегазовой отрасли на базе защищенных компьютерных устройств собственной марки. Компания «ОЗНА» провела семинар по теме «Повышение доходности эксплуатации месторождений с помощью российских технологий», где представила собственные разработки. СНФ «ВОСТОК» организовала семинар «Инновационные методы полимерного заводнения на месторождениях России и стран СНГ», на котором специалисты смогли ознакомиться с передовыми решениями, предлагаемыми СНФ «ВОСТОК» в этой области. Национальная ассоциация по экспертизе недр (НАЭН) выступила организатором семинара «Методические основы применения новой классификации запасов углеводородов».

Во второй день выставки прошел 2-й Молодежный чемпионат по бизнес- и техническим кейсам в нефтегазовой отрасли

– Youth Russian Petroleum and Gas Challenge/Youth RPGC 2015, в ходе которого лучшие

студенты России соревновались в решении кейсов по нефтегазовой тематике. Победителем стала сборная команда московских вузов, в состав которой вошли студенты РГУНГ им. Губкина и НИУ ВШЭ. Спонсором чемпионата выступила Группа компаний Eurasia Drilling Company Limited, предложив тему кейса: «Разработка стратегии крупнейшей буровой компании России на мировом рынке нефтесервисных услуг».

В третий день работы выставки большой интерес вызвал семинар компании Schneider Electric на тему «Решения в области повышения операционной эффективности и энергоэффективности нефтегазового комплекса в условиях сегодняшних вызовов». По теме импортозамещения состоялось также несколько круглых столов и семинаров: Группа компаний «КОМИТА» провела мероприятие «Импортозамещение в российском ТЭК: локализация производства, внедрение российских разработок в области

технологической и диспетчерской связи, автоматизации технологических процессов, энергообеспечения и энергосбережения», а компания «АргосиТекнолджис» собрала специалистов на семинар по теме

Доля владельцев компаний и топ-менеджеров среди посетителей выставки составила 29%.

«Импортозамещение для учетных операций и измерений в нефтегазовой отрасли».

В тот же день состоялся пресс-тур, в ходе которого журналисты специализированных изданий, пишущих о нефтегазовой отрасли, посетили стенды российских и зарубежных участников и получили возможность задать вопросы топ-менеджерам этих компаний.

На стенде компании Schneider Electric директор департамента нефтегазовых проектов Михаил Черкасов рассказал о представленном на выставке MIOGE 2015 оборудовании и решениях, предлагаемых в России: предложения по «зеленым» системам управления технологическими процессами, по централизованным системам, контроллерам и вспомогательному оборудованию для построения систем автоматизации любого уровня, вплоть до самого высокого, который используют в работе «Газпром», «Роснефть» и другие крупнейшие заказчики. Михаил Черкасов, отвечая на вопросы журналистов, отметил, что производство оборудования практически полностью локализовано в России на семи производственных площадках, и рассказал о планах компании на перспективу.

Вице-президент Honeywell в России Леонид Соркин рассказал, что Honeywell – один из мировых лидеров в области высоких технологий, в том числе в области технологий для нефтегазового комплекса. «Это и системы промышленной автоматики, и системы пожарной безопасности на объектах нефтегазового комплекса, собственно сами технологии переработки нефти и газа (60% моторного топлива в мире производится по технологиям Honeywell), и средства защиты персонала на объектах нефтегазового комплекса, и многое другое», – пояснил г-н Соркин. В России компания работает уже 40 лет, прошедший 2014 год был рекордным по результатам.

На стенде корпоративного музея «Газпром Добыча Оренбург» представители прессы смогли увидеть уникальные экспонаты по истории газодобычи, к которым нет доступа широкой публике.

Заместитель генерального директора по

маркетингу и продажам «Уралмаш НГО Холдинг» Владимир Раптанов высоко оценил возможности выставки MIOGE как отраслевой площадки, где есть возможность встретиться за короткое время с большим количеством заказчиков и провести переговоры с поставщиками.

На стенде компании «Росатом» журналистам была подробно представлена новая разработка –

прототип системы выявления нештатных ситуаций на магистральных газопроводах, которая включена в совместную программу научно-технического сотрудничества компаний «Росатом» и «Газпром».

Ряд передовых научных разработок представил на стенде Фонда «Сколково» руководитель нефтегазового центра Марат Зайдуллин. Он рассказал о большом научном потенциале отечественных компаний, разрабатывающих технологии для добычи, переработки и транспортировки нефти и нефтепродуктов, в том числе и о стартапах.

Пресс-тур завершился на стенде компании «ОЗНА», где генеральный директор Михаил Кравцов рассказал о партнерских проектах с ведущими мировыми компаниями и об инновациях, которые «ОЗНА» представляет на выставке. Посетители ознакомились с перспективными разработками и новейшим оборудованием российских и зарубежных компаний для добычи, транспортировки и переработки углеводородов, нефтехимии, газохимии и утилизации попутного нефтяного газа.

В этом году выставка и конгресс проходили в преддверии значимой для отечественной нефтегазовой отрасли юбилейной даты – 150-летия начала промышленной добычи нефти в России. В этой связи организаторы выставки и конгресса подготовили проект «Нефть и газ России: история, люди, будущее». Эта беспрецедентная по своему характеру и объему работа представляла собой размещение мультимедийных материалов по истории, сегодняшнему дню и перспективам развития нефтегазовой отрасли на интерактивной шкале времени. Несколько ведущих российских нефтегазовых компаний продемонстрировали на отдельных стендах экспозиции своих музеев, в том числе были представлены: музей ОАО «ЛУКОЙЛ», музей ООО «Газпром Добыча Астрахань», музей истории ООО «Газпром Добыча Оренбург», музей ООО «Газпром Трансгаз Москва», музей истории газовой науки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». ☉

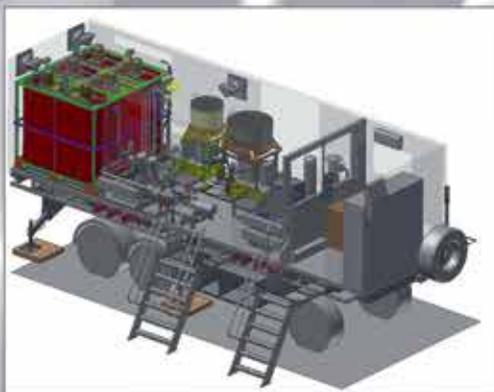
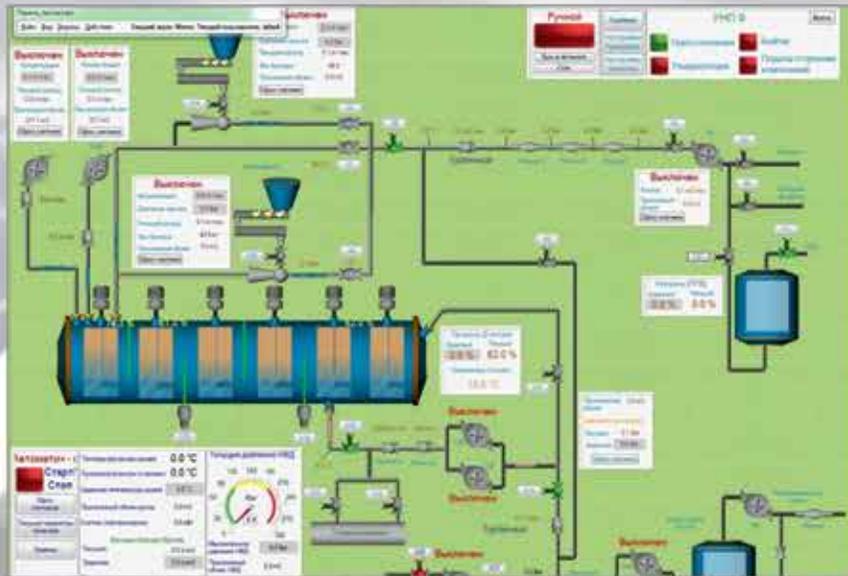
КОМПЛЕКС НАСОСНЫЙ ПРИГОТАВЛИВАЮЩИЙ КНП1

Предназначен для непрерывного приготовления и закачки в скважину осадкогелеобразующих композиций с точным учётом расхода и дозировки сыпучих и жидких химреагентов.

Применяется при проведении работ с использованием потокоотклоняющих технологий, направленных на повышение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки месторождений.

Все оборудование комплекса работает от трёхфазной сети 380V и смонтировано в двух изотермических фургонах, расположенных на отдельных прицепах.

Системы комплекса снабжены электроприводами.



Установка насосная приготавливающая УНП9



Установка насосная приготавливающая УНН2

Комплекс от аналогов выгодно отличается:

- полная автоматизация алгоритмов работы комплекса;
- широкий выбор рецептов приготавливаемых композиций;
- возможность работы с различными технологиями повышения нефтеотдачи пластов;
- возможность контроля качества приготавливаемой композиции (поточный вискозиметр, плотномер, термометр);
- наличие системы подготовки жидкости (очистка от взвешенных частиц, органических загрязнений, соединений железа (до 5 мг/л));
- возможность использования блоков комплекса по отдельности.

Производительность при давлении 30 МПа, не менее, м ³ /ч	9
Количество одновременно подаваемых химреагентов:	
- жидких химреагентов	3
- сыпучих химреагентов	2
Объем гидратационной ёмкости, м ³	6

Группа ФИД на главной выставке отрасли

Большой выбор импортозамещающего оборудования для современного нефтегазового сервиса на 13-й Международной выставке «Нефть и газ»/MIOGE продемонстрировала Группа ФИД (группа белорусских и российских предприятий, более 15 лет создающих инновационное оборудование для повышения эффективности добычи углеводородного сырья, объединяющая 8 компаний, наиболее известные из которых сегодня – СЗАО «Фидмаш», СЗАО «Новинка», ООО «МашОйл» и др.).

На стенде Группы ФИД была представлена информация о следующих видах выпускаемого оборудования:

- установки и оборудование флота ГРП;
- нагнетательное оборудование;

- оборудование для приготовления и закачки цементного раствора;
- комплекс для приготовления и закачки осадкогелеобразующих композиций в пласт;
- установки для бурения и ремонта скважин;
- оборудование для гидромониторного и кислотоструйного бурения;
- системы направленного бурения с кабельным и гидравлическим каналами связи;
- внутрискважинный инструмент и др.

Отдельно на выставке была представлена новая разработка Группы ФИД в области повышения нефтеотдачи пласта – установка насосная приготавливающая, входящая в состав комплекса для приготовления и закачки осадкогелеобразующих композиций в пласт.



Российский нефтегазовый конгресс/RPGC: долгосрочные прогнозы нефте- и газодобычи в России благоприятны

В рамках выставки состоялся 12-й Российский нефтегазовый конгресс/RPGC 2015 – ведущий в стране международный форум нефтяников и газовиков, в работе которого в этом году приняли участие более 1000 делегатов из 40 стран мира. Докладчиками на конгрессе стали более 120 авторитетных специалистов нефтегазовой отрасли, представляющих органы государственной власти, ведущие нефтегазовые компании и отраслевые ассоциации.

23 июня, в первый день работы конгресса, состоялось первое пленарное заседание «Роль России в мировом нефтегазовом бизнесе», в ходе которого делегаты получили возможность ознакомиться с основными сценариями развития нефтегазовой отрасли в контексте текущей экономической и политической ситуации. Особое внимание было уделено приоритетам развития нефтегазовой промышленности в 2015 году, среди которых – импортозамещение и совершенствование налогового законодательства. Также обсуждались вопросы продолжения энергодиалога Россия-ЕС и диверсификации поставок российских энергоносителей. Заседание состоялось при участии заместителя министра энергетики Российской Федерации Кирилла Молодцова, председателя Комитета Государственной Думы по энергетике Павла Завального, директора Департамента металлургии, станкостроения и тяжелого машиностроения Минпромторга России Алексея Михеева, заместителя председателя Комитета Государственной Думы по природным ресурсам, природопользованию и экологии Александра Василенко, президента Союза нефтегазопромышленников России Геннадия Шмала и др.

Второе пленарное заседание первого дня работы конгресса было посвящено теме «Российский экспорт и инвестиции в нефтегазовые проекты за рубежом». Собранные заслушали доклады российских и зарубежных экспертов отрасли – директора LUKOIL Overseas North Shelf Леонида Сургучёва, управляющего в России INTSOK/Norwegian Oil and Gas Partners Владимира Ряшина, директора по исследованиям CNOOC Чэнь Вэйдуна, председателя Совета директоров Global Pacific&Partners International Ltd Дункана Кларка и др.

Второй день работы конгресса – День Нефти – по традиции был посвящен вопросам развития

нефтяной промышленности. В этот день состоялись техническая секция А, на которой обсуждалось состояние российской геофизики в условиях санкций, и техническая секция В, затронувшая проблемы нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России.

Одновременно с работой секций состоялся круглый стол «Как стать поставщиком нефтегазовой компании» под председательством президента Союза производителей нефтегазового оборудования Александра Романихина.

Главным событием Дня Нефти по праву стало пленарное заседание «Поиски, разведка и добыча нефти в России: тенденции и перспективы» при поддержке Фонда «Сколково». С докладами о состоянии российской геологоразведки, перспективах добычи трудноизвлекаемой и сланцевой нефти, будущем стратегических альянсов и по многим другим ключевым вопросам выступили начальник управления по администрированию проектов геологоразведочных работ УВС ОАО «Росгеология» Олег Корчагин, директор по геолого-разведочным работам и развитию ресурсной базы ОАО «Газпром нефть» Алексей Вашкевич, вице-президент, исполнительный директор кластера энергоэффективных технологий Фонда «Сколково» Николай Грачёв, генеральный директор группы компаний «Таргин» Камилль Закиров и главный геофизик ООО НПЦ «Геостра» Виктор Балдин.

В День Нефти также состоялись техническая секция С «Транспортировка нефти и нефтепродуктов: перспективные проекты и технологии» при поддержке ОАО «АК «Транснефть» и техническая секция D «Новые решения в бурении и нефтесервисе в современных реалиях».

Эксперты обсудили состояние современной нефтетранспортной системы России, перспективы развития системы магистральных нефтепродуктопроводов в Российской Федерации, вопросы локализации производства импортной продукции на территории России для магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов и многое другое.

Особый интерес в ходе работы технической секции D вызвал аналитический доклад генерального директора группы компаний «Таргин» Камилля Закирова, посвященный состоянию нефтесервиса в современных реалиях.

«Сейчас российские операторы понимают,

что нуждаются в сильной местной сервисной компании, с которой они могут разделить риски и взяться за крупные проекты, требующие доступа к высоким технологиям. Если такая компания появится, то она и получит большие заказы. Уверен, что именно сейчас пришло время для создания сильной российской нефтесервисной компании», – таков был прогноз Камиля Закирова.

25 июня работа Дня Газа на конгрессе открылась пленарным заседанием «Российская газовая промышленность: вызовы и стратегии», которое совместно провели председатель Комитета Государственной Думы РФ Павел Завальный и генеральный секретарь Международного газового союза/IGU Пол Расмуссен. Особое внимание было уделено восточному вектору развития российской газовой отрасли и позитивным перспективам добычи газа как в России, так и во всем мире. Павел Завальный в ходе дискуссии подчеркнул, что прогноз мирового топливно-энергетического баланса складывается благоприятно для производителей углеводородов и в первую очередь газа.

Эксперты обсудили широкий круг актуальных для газовой промышленности вопросов: «Обеспечение техногенной и экологической безопасности эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений», «Обеспечение баланса интересов потребителей, производителей газа и государства при развитии газовой отрасли на Дальнем Востоке России» и др. Отдельное внимание было уделено дальнейшему использованию малых месторождений как точек роста регионов, 60–70% которых могут быть задействованы в процессе развития малой нефти- и газодобычи. Эксперты отметили, что добыча нефти на малых месторождениях также даст стимул прогрессу новых технологий, позволит загрузить предприятия смежных отраслей и активизировать деятельность небольших компаний.

Второе пленарное заседание Дня Газа «Стратегические аспекты транспортировки, переработки и экспорта газа» также сопровождалось оживленной дискуссией и вызвало большой интерес прессы. Докладчики сделали ряд программных заявлений. Так, технический директор NordStream AG Сергей Сердюков сообщил журналистам, что маршрут нового газопровода «Газпрома» по дну Балтийского моря будет совпадать с «Северным

поток» на 86%. По прогнозам, озвученным членом правления, начальником департамента

Сейчас российские операторы понимают, что нуждаются в сильной местной сервисной компании, с которой они могут разделить риски и взяться за крупные проекты, требующие доступа к высоким технологиям. Если такая компания появится, то она и получит большие заказы. Уверен, что именно сейчас пришло время для создания сильной российской нефтесервисной компании.

по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» Олегом Аксютиным, потребление газа странами Европы вырастет к 2030 году до 618 млрд кубометров. На заседании выступили и зарубежные эксперты: генеральный секретарь Международного газового союза/IGU Пол Расмуссен, заместитель генерального директора Botas Petroleum Pipeline Corporation Абдулвахит Фидан и эксперт по энергетической безопасности и старший партнер Methinks Ltd. Джон Робертс.

В День Газа с успехом прошли RPGC Форум рынка газа под председательством Алексея Хмельницкого, директора Энергетического центра «СКОЛКОВО»,

и RPGC Кадровый Форум «Вопросы кадрового обеспечения нефтегазового комплекса в период перемен» под председательством члена исполнительного комитета Мирового нефтяного совета WPC, советника ректора Института арктических нефтегазовых технологий при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина Анатолия Золотухина.

12-й Российский нефтегазовый конгресс/RPGC 2015 прошел при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации, Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, Комитета Совета Федерации по аграрно-продовольственной политике и природопользованию, Комитета Государственной Думы Российской Федерации по энергетике, Комитета Государственной Думы Российской Федерации по природным ресурсам, природопользованию и экологии, Российского Союза промышленников и предпринимателей, Союза нефтегазопромышленников России, Союза производителей нефтегазового оборудования, Российского газового общества и ряда других российских и международных государственных и отраслевых организаций. ☉

II Международная (X Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия»

26 июня 2015 года в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина состоялась II Международная (X Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия».

В конференции приняли участие 98 человек, представляющих 30 учебных, научных и производственных объединений и организаций, среди которых: ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», ООО «РН-УфаниПИнефть», ОАО «Газпром нефть», Уфимский государственный нефтяной технический университет, ПО «Белоруснефть», Институт проблем нефти и газа РАН, Институт химии нефти СО РАН, ОАО «Татнефть», ООО «ФЛЭК», ООО НПЦ «Комплекс Ойл», ЗАО «Ванкорнефть», ЗАО «НПЦ «Химтехно», ООО «Синергия технологий», Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина и др.

Открыл конференцию и обратился к участникам с приветственным словом проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, профессор М.А. Силин.

Участники заслушали и обсудили 19 пленарных докладов, посвященных проблемам в области производства и технологий применения реагентов для бурения, заканчивания и ремонта скважин в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти, борьбы с осложнениями (коррозия, солеотложения, парафиноотложения), вопросам, связанным с экологическими аспектами производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности, физико-химическими исследованиями нефтей и реагентов, применяемых для добычи нефти и газа. Конференция прошла в живой и конструктивной атмосфере.

По итогам II Международной научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия» принято решение, в котором отмечены актуальность проведения подобной конференции, а также необходимость продолжать сотрудничество в области разработки, производства, исследования и практического использования химических реагентов, концентрируясь на создании multifunctional и экологически более чистых, экономически и технологически выгодных реагентов.

В рамках основного мероприятия были проведены конкурсы. Победителем конкурса на

лучший доклад был признан С.А. Шадымухамедов, руководитель направления по внедрению и контролю исполнения технологической документации ОАО «Газпром нефть», выступивший с докладом «Требования к функционированию подсистемы «персонал» системы нефтепромысловой химии предприятия». Конкурс на лучший доклад среди молодых специалистов выиграл Т.Э. Нигматуллин, старший научный сотрудник ООО «РН-УфаниПИнефть», сообщивший о «Лабораторных исследованиях – одном из ключевых факторов повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ».

В рамках конференции были подведены итоги традиционного конкурса фотографий «Красота месторождений». Такое название дала ему профессор Л.А. Магадова. В этом году победителем конкурса стал В.А. Мазуров, м. н. с. НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

III Международную научно-практическую конференцию «Нефтепромысловая химия» решено провести в июне 2016 года.

ИЗБРАННЫЕ ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ II МЕЖДУНАРОДНОЙ (X Всероссийской) НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ»

Новые задачи физико-химических технологий РИР

А.Н. Куликов, Л.А. Магадова, З.А. Шидгинов, К.А. Довгий, А.В. Стрелков
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Особенности обводнения скважин залежей трудноизвлекаемых запасов нефти и характер действия в данных условиях технологий известных РИР, ОВП и ПНП ставят перед создателями физико-химических технологий новые задачи.

Одной из важных задач является разработка технологий водоизоляционных работ в скважине после неудачно проведенного ГРП, обусловившего резкое обводнение продукции. Такое случается либо в результате прорыва трещины ГРП по пласту к фронту вытеснения нефти водой, либо в результате порыва трещиной глинистой перемычки, разделяющей продуктивный пласт от водонасыщенного. В обоих случаях водоизоляционный экран целесообразно устанавливать в водонасыщенной или в заводненной пористой среде вблизи трещины, при этом саму трещину необходимо сохранить, ►

как источник поступления нефти в скважину.

Возможным способом решения такой задачи является последовательное использование водонабухающего полимерного состава (ВНП) в углеводородной среде и состава БТР, являющегося суспензией микроцемента и ПАВ в углеводородной среде. Проведенный эксперимент показал, что при контактировании сформированного геля ВНП с составом БТР последний способен вытягивать из геля воду, образуя цементный камень. В результате в водонасыщенной пористой среде можно селективно сформировать жесткий гель, а на контакте с трещиной – докрепляющую цементную корку.

Одной из потребностей сегодняшнего дня в нефтяной промышленности является разработка относительно недорогих безподходных технологий ограничения водопритоков (ОВП) в скважинах. Учитывая, что в таких условиях докрепление селективного водоизоляционного состава цементом проводить невозможно, рекомендуется использовать составы, обеспечивающие повышенную прочность геля, образующего во всем объеме закачанной рабочей оторочки. К таким составам можно отнести составы на основе эмульгатора и гидрофобизатора АБР, алюмохлорида ВИС-1, а также силизоля.

При этом, учитывая относительно невысокий межремонтный период эксплуатации большинства скважин, такие технологии целесообразно использовать в процессе глушения скважин перед очередным ПРС. Это удобно с точки зрения эксплуатации ГНО, при этом средний МРП погружного насоса близок к среднему периоду эффективности технологий безподходного ОВП.

На месторождениях с сильно сниженным пластовым давлением при ликвидации ЗКЦ отмечается повышенное поглощение технологических жидкостей продуктивным пластом. В результате после проведения таких работ, например, на месторождении Кумколь, в несколько раз снижается дебит жидкости скважины, что при снижении обводненности продукции в результате РИР не позволяет получить прироста дебита нефти. Данная проблема ставит задачу разработки временно блокирующих составов. На данный момент такой состав разрабатывается на основе прямой эмульсии нефти в воде.

Также одной из важных задач является создание эффективных и относительно недорогих технологий РИР нагнетательных скважин. При этом, учитывая особенности работы нагнетательных скважин, не рекомендуется при проведении в них РИР использовать твердеющие составы, такие как цемент, в силу его малой стойкости к деструкции в данных условиях. Опыт работ по ПНП с использованием осадко- и гелеобразующих составов показывает

эффективность использования таких составов при ликвидации ЗКЦ в нагнетательных скважинах путем кольматации поглощающих пластов. В настоящее время ведутся поиски технологии селективной кольматации поглощающих непродуктивных водо- и газонасыщенных пластов. При этом для недопущения снижения приемистости скважины также целесообразно использовать временно блокирующие жидкости.

Работы по описанным направлениям продолжают в настоящее время.

Повышение эффективности промывки скважин в условиях аномально низкого пластового давления

М.А. Черыгова, Л.А. Магадова, Е.Г. Гаевой
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

В настоящее время большинство месторождений отечественной нефтегазовой отрасли находится на поздней стадии разработки, и, как следствие, характеризуется падением пластового давления. Применение традиционных водно-солевых жидкостей для глушения скважин является недопустимым в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД), ввиду их высокой фильтратоотдачи, что негативно влияет на фильтрационные характеристики продуктивных пластов [1].

Другой причиной, влияющей на снижение производительности скважин, является образование асфальтено-смолистых и парафиновых отложений (АСПО) на поверхности подземного нефтедобывающего оборудования [2].

Поэтому целесообразно ориентироваться на разработку технологических жидкостей многофункционального назначения с универсальными свойствами, позволяющими использовать жидкости для глушения скважин (ЖГ) одновременно для решения представленных выше задач. Разработка состава ЖГ для скважин с АНПД, сохраняющего коллекторские свойства продуктивного пласта, а также обладающего эффективной отмывающей способностью по отношению к АСПО, и разработка комплексной технологии глушения и промывки скважин с АНПД являются актуальными научными и практическими задачами.

Для решения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

- 1) Изучение закономерностей взаимного влияния и функциональных ролей компонентов в разрабатываемых составах на их отмывающие свойства и разработка реагента для промывки скважин от АСПО (Нефтенол УСП).
- 2) Разработка жидкости для глушения и промывки скважин на полисахаридной основе, с использованием полученного реагента для промывки скважин от АСПО (ПСЖГ-УСП).
- 3) Создание комплексной технологии глушения и промывки скважин с АНПД от АСПО.

Технологическая жидкость ПСЖГ-УСП

разрабатывалась на основе состава полисахаридной жидкости глушения скважин (ПСЖГ), характеризующейся низкими фильтрационными потерями, регулируемой плотностью в широких пределах [3]. Для получения состава ПСЖГ-УСП был разработан реагент «Нефтенол УСП», состоящий из специально подобранной композиции поверхностно-активных веществ и смеси углеводородных растворителей различной природы. Использование его в составе ПСЖГ-УСП позволило получить ТЖ, обладающую, помимо положительных фильтрационных характеристик, также и эффективными отмывающими свойствами от АСПО различных типов.

В результате проведенных исследований была разработана нефилтующаяся полисахаридная жидкость для глушения и промывки скважин на основе реагента «Нефтенол УСП», обладающая эффективной отмывающей способностью. Для решения проблемы отмыва скважин с АНПД от АСПО были предложены технологии промывки скважин с использованием разработанного состава ПСЖГ-УСП. Возможно использование ПСЖГ-УСП при глушении и промывке скважин с АНПД, а также использование его в качестве блокирующей пачки при комплексной технологии, где в качестве жидкости промывки используется состав на водной основе с использованием реагента «Нефтенола УСП». Применение ПСЖГ-УСП в качестве блок-пачки в скважинах с АНПД, помимо восстановления циркуляции при промывке, позволит промыть перфорационную зону скважин от АСПО.

ЛИТЕРАТУРА

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: Сов. Кубань, 2002. – 584 с.
2. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. – Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. – 156 с.
3. Магадова Л.А., Магадов Р.С., Мариненко В.Н., Силин М.А. и др. Состав полисахаридного геля для глушения скважин и способ его приготовления//Патент РФ 2246609 РФ, МПК Е 21 В 43/12. № 2003110792/03; Заявлено 15.04.2003. Оpubл. 20.02.2005.

Разработка комплексонодерживающего состава для кислотных обработок газовых скважин

М.А. Силин, В.А. Цыганков, П.К. Крисанова
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

Значительное уменьшение коэффициентов продуктивности – одна из основных трудностей в разработке газовых скважин. Снижение продуктивности главным образом связано с ухудшением фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Результативным методом восстановления фильтрационно-емкостных

свойств являются кислотные обработки ПЗП.

При кислотной обработке терригенных коллекторов в качестве активного агента кислотной композиции используется грязевая кислота (смесь соляной и плавиковой кислот). Непростой задачей стала борьба с образованием нерастворимых продуктов реакций плавиковой кислоты, которые, кольматируя пласт, могут свести к нулю эффективность кислотной композиции или даже усугубить положение в пласте.

В разработке и освоении газовых скважин также существует проблема возникновения водяных блокад. Обводнение газовых скважин способствует разрушению ПЗП, тем самым вызывая водопескопроявления. Также поступление воды в скважину приводит к ее самозадавлению, что влечет к снижению добычи газа. В связи с этим одним из наиболее перспективных методов обработки терригенных коллекторов газовых скважин являются спиртокислотные обработки. Спирты, являясь поверхностно-активными агентами, действенны при обработке обширных зон заземленной воды, так как благоприятствуют более полному извлечению жидкости из порового пространства и снижают водоносность пласта. Помимо этого, спирты повышают давление насыщенных паров, значительно снижают плотность рабочего раствора, что облегчает процесс извлечения отработанной жидкости из скважины. Однако спирты способны усугублять и провоцировать процесс образования нерастворимых осадков. Перспективным методом борьбы с осадкообразованием является применение комплексонов, которые способны образовывать устойчивые растворимые комплексы с ионами металлов, препятствуя выпадению солей этих металлов в осадок.

В работе представлена разработка спиртокислотной композиции, содержащей хелатный агент, для обработок терригенных коллекторов газовых скважин. В зависимости от условий могут быть выбраны более агрессивные или щадящие кислотные составы (соотношения и концентрации соляной и плавиковой кислоты). Исследованию подвергались составы с различным содержанием спирта (20–40% изопропанола) и хелатного агента (0,4–2% ЭДТА-Na₄).

Изучение влияния различных типов пластовых вод на процесс гелеобразования потокоотклоняющих композиций на основе полиоксихлорида алюминия

Л.А. Магадова, К.А. Потешкина, М.Б. Балтаева,
А.В. Мурашова
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

Разработка неоднородных низкопроницаемых коллекторов невозможна без применения потокоотклоняющих технологий, среди которых одним из самых эффективных методов ►

является использование композиций на основе полиоксихлорида алюминия, карбамида и ацетата натрия, разработанных в научно-образовательном центре «Промысловая химия» [1].

Целью данной работы являлось изучение влияния типа пластовой воды на индукционный период гелеобразования разработанных композиций.

Для проведения исследования было приготовлено четыре модели минерализованных вод: гидрокарбонатно-натриевая, сульфатно-натриевая, хлор-кальциевая, хлор-магниевая. Количество растворяемых солей были подобраны таким образом, чтобы соотношения ионов в водах удовлетворяли классификационным коэффициентам по В.А. Сулину [2].

В ходе исследования было выявлено, что наиболее заметный эффект на процесс гелеобразования составов оказала гидрокарбонатно-натриевая вода. Наблюдалось образование пены, что объясняется выделением углекислого газа при реакции гидрокарбоната натрия с хлоридом алюминия. В растворе, приготовленном на хлор-магниевой воде, наблюдалось образование взвешенных частиц. Гели, образовавшиеся в хлор-кальциевой и сульфатно-натриевой водах, отличались наиболее высокой плотностью и длительным временем гелеобразования.

Таким образом, состав и общее содержание солей, растворенных в пластовой воде, оказывает влияние на протекание процессов гелеобразования в разработанных потокоотклоняющих композициях на основе полиоксихлорида алюминия. Влияние каждого иона, содержащегося в пластовых водах, и их совместного воздействия требуют более подробного изучения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Состав многофункционального реагента для физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) // Патент на изобретение РФ 2529975.
2. Сулин В.А. Воды нефтяных месторождений СССР, ОНТИ, 1935.

Опыт применения высоковязкого геля на основе ПАВ на месторождении Белый Тигр

*Л.А. Магадова, В.Б. Губанов, Фан Ву Ань
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»*

Одним из эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов является ПАВ-полимерное заводнение. Эта технология используется для извлечения нефтей с повышенной вязкостью из структурно-неоднородных коллекторов на разных стадиях разработки месторождений.

Основная задача ПАВ-полимерного заводнения состоит в наиболее полном извлечении остаточной нефти за счет увеличения коэффициента охвата и коэффициента вытеснения нефти. Это достигается снижением

межфазного натяжения на границе нефть – нефтewытесняющий агент и увеличением гидродинамического градиента давления.

Состав ПАВ-полимерной композиции обязательно адаптируется к термобарическим условиям объекта обработки.

Однако в условиях объектов миоцена и олигоцена месторождения Белый Тигр пластовая температура находится в диапазоне 70–120 °С. В данных температурных условиях происходит термическая деструкция большинства полимерных составов.

Вследствие этого альтернативным решением проблемы явилось создание термостабильного геля на основе анионоактивных и неионогенных ПАВ, имеющего высокую вязкость и позволяющего при применении его воздействовать одновременно на коэффициент охвата и вытеснения нефти.

Кроме ПАВ, в состав геля входили препараты микробиохимического происхождения, препараты, повышающие эффективность ПАВ и выполняющие роль термостабилизаторов. В зависимости от условий применения такой высоковязкий поверхностно активный гель (ВПГ) мог быть приготовлен с вязкостью от 30 сСт до 180 сСт.

Закачка геля в объеме 100 т была осуществлена на участке олигоцена месторождения Белый Тигр в нагнетательную скважину № 202. В течение года после закачки дебит нефти, воды и расход газа для газлифта наблюдались в шести добывающих скважинах: № 60, 98, 806, 815, 816 и 817.

Анализ динамики обводненности для шести добывающих скважин показал, что практическая обводненность добываемой продукции по сравнению с прогнозом после проведенной закачки уменьшилась примерно на 2–3%.

Общий расход газа для газлифта для шести добывающих скважин, составлявший примерно 800 м³ на тонну нефти, после обработки сократился до 600 м³ на каждую тонну нефти.

В результате обработки в течение 9 месяцев с момента закачки с участка было добыто 11 038,30 тонн дополнительной нефти.

Выводы. Проведенная обработка показывает возможность эффективного применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи в условиях добычи на месторождении Белый Тигр.

В настоящее время в НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина ведется научно-исследовательская работа по созданию термостабильного полимерного состава, добавка которого позволит существенно снизить затраты на ПАВ при применении данной технологии.

Внедрение новых реагентов для интенсификации притока на АГКМ

*Р.Е. Зонтов, Д.А. Мальшев
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

В связи с низкой проницаемостью

продуктивных коллекторов Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) обеспечение планируемого уровня добычи невозможно без проведения мероприятий по интенсификации притока газа. Большое количество операций по интенсификации притока газа, проведенных на одной скважине, постепенное обводнение продукции скважин, накопление шлама и продуктов коррозии в стволе и на забое, требовали внедрения новых составов кислотного воздействия. С этой целью на АГКМ разработаны и внедрены новые реагенты и технологии.

В 2011 году внедрена эффективная технология комплексной очистки НКТ и забоя при освоении скважин после строительства и ремонта с использованием деструктирующе-диспергирующего кислотного состава «Флаксокор 110». В 2014 году были выполнены опытно-промышленные испытания нового реагента «Дискор 10», предложенного в качестве альтернативы «Флаксокору 110». По результатам испытаний реагент «Дискор 10» показал свою эффективность и рекомендован к внедрению.

Впервые на скважинах АГКМ внедрена комплексная технология интенсификации притока газа с элементами водоизоляции. Внедрение технологии интенсификации притока газа с элементами водоизоляции на основе реагента RX-380 позволило выполнять работы на обводненных скважинах, при этом увеличивать дебит по газу на фоне снижения ВГФ.

В 2012 году на скважинах АГКМ при освоении с ГНКТ впервые был применен ПАВ-отклонитель «Сурфогель» (отечественный аналог системы VDA). Технология обработки продуктивного пласта с применением «Сурфогеля» выполнялась и при закачках с устья скважины, что позволило увеличить добычные возможности скважин за счет временной блокировки «промытых» и вовлечения в разработку ранее не обработанных интервалов продуктивного пласта. В 2014 году выполнены опытно-промышленные испытания нового реагента Stream-S, предложенного в качестве альтернативы уже применяемого в настоящее время «Сурфогеля».

Оценка изменения ресурса гибких труб за счет применения ингибиторов коррозии при кислотных обработках

Ю.М. Тимербулатова, Л.Ф. Давлетшина, Л.И. Толстых, М.Д. Пахомов
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

Гибкая труба (ГТ) в составе колтюбинговой установки эксплуатируется в сложных условиях, вследствие чего снижается срок ее службы, показателем которого является число возможных спуско-подъемных операций (СПО) до потери герметичности («жизненный ресурс» трубы). Коррозия под воздействием растворов,

применяемых при кислотных обработках (КО), также вносит вклад в сокращение этого показателя.

Для защиты внутрискважинного оборудования от кислотной коррозии применяются ингибиторы коррозии. В большинстве случаев они представляют собой органические соединения, содержащие гетероатомы, которые взаимодействуют с металлом, и углеводородные радикалы, которые образуют экранирующий слой. Ассортимент ингибиторов коррозии на сегодняшний день широк и разнообразен, и для выявления наиболее эффективных из них проводят оценку скорости коррозии стали СТ-3 в кислотной среде в статических условиях. В НОЦ «Промысловая химия» для оценки ингибиторов коррозии, применяемых для соляно-кислотных обработок с помощью колтюбинговых установок, проводились испытания на установке «Переносная лаборатория по оценке эффективности ингибиторов коррозии» в динамических условиях (при создании движущегося потока кислоты). Эксперименты проводились на образцах гибких труб из высокопрочной низколегированной стали А606. Для исследований брались следующие ингибиторы коррозии: «ИКУ-118»; «NJ-100», «СОЛИНГ», «Метилан-2».

Все составы показали высокую эффективность при их анализе по стандартной методике на стали СТ-3, скорость коррозии не превышает 0,2 г/(м²·ч).

Далее гравиметрическим методом измерялась скорость коррозии после двухчасового воздействия ингибированной кислотой на сталь гибкой трубы (А606) при скоростях потока 0,75, 1,0, 1,25, 1,5 м/с. Строились кривые зависимости скорости коррозии гибких труб от скорости потока. Так как в реальных условиях скорость закачки соответствует 3,0 м/с, то полученные кривые экстраполировали. Далее производился расчет утонения стенки трубы за одну КО и сравнивались значения для ингибированных составов и соляной кислоты без ингибитора.

Если не учитывать влияние других факторов на снижение ресурса трубы, можно говорить об увеличении ресурса за счет применения ингибированных кислотных составов в сравнении с применением неингибированной кислоты. Высокую эффективность показали кислоты ОАО «КАУСТИК» с ингибитором «Солинг», ресурс увеличится в 3,43 раза; для кислоты ОАО «ХИМПРОМ» с ингибитором «Метилан-2» – в 6,82 раза; для кислоты соляной х.ч. с ИКУ-118 и NJ-100 – в 3,07 и 6,62 раза соответственно.

Как показывают полученные результаты, такой способ оценки ресурса гибкой трубы позволяет наглядно оценить эффективность ингибиторов коррозии при кислотных обработках с помощью колтюбинга и спрогнозировать экономическую эффективность применения того или иного ингибитора. ☉

Респондентам были предложены следующие вопросы:

1. Профиль деятельности Вашей компании (нефтегазодобывающая, нефтегазосервисная, компания – производитель оборудования, научно-исследовательская структура, вуз).
2. Как давно Вы знаете журнал «Время колтюбинга»?
3. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга»?
4. Какие высокие нефтесервисные технологии используются на Вашем предприятии?
5. Применяет ли Ваша компания колтюбинговые технологии? Если да, то какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании?
6. Колтюбинговые установки каких производителей использует Ваша компания?
7. Какие уникальные работы Вам и Вашим коллегам удавалось проводить?
8. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? Если да, то какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона?
9. Оборудование для проведения ГРП каких производителей использует Ваша компания?
10. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день?
11. Какие высокие технологии нефтегазового сервиса будут на пике востребованности в ближайшей (5–10 лет) перспективе?
12. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса могут столкнуться с самыми большими проблемами в связи с секторальными санкциями, принятыми западными странами?
13. Как могут измениться у нефтегазосервисных компаний подходы к приобретению дорогостоящего оборудования?

ДЕМЕНКОВ Андрей Александрович,
начальник управления супервайзинга,
ОАО «НОВАТЭК»

Andrey DEMENKOV, Head of Supervision
Department, NOVATEK, JSC

1. Нефтегазодобывающая.
2. С 2004 года.
3. Новые технологии ГНКТ и практические результаты их применения.
4. Используются все известные технологии.
5. Применяет. Фрезерование муфт МГРП, ловильные работы, промывка забоя и др.
6. Различных.
7. Ловильные работы на ГНКТ, ГПП.
8. Применяется МГРП.
9. Зарубежных.
10. Никакие, кроме ГРП.
11. Бурение скважин и ЗЭС на ГНКТ.

1. Oil and gas producing.
2. Since 2004.
3. About new coiled tubing (CT) technologies and the results of their application.
4. We use all well-known technologies.
5. Yes, we use them. Milling of multi-stage frac sleeves, fishing jobs, bottomhole cleaning operations, etc.
6. We use units of various manufacturers.
7. CT fishing operations and hydraulic jet perforation.
8. Yes, we use multi-stage hydraulic fracturing.
9. We use foreign fracturing equipment.

The following questions were asked:

1. Business profile of your Company (oil and gas producing, oil and gas servicing, equipment manufacturing company, research and development company, university/institute).
2. How long have you known Coiled Tubing Times Journal?
3. About which oil and gas service technologies would you like to read in Coiled Tubing Times Journal?
4. Which high-tech oilfield service technologies are used in your Company?
5. Does your Company use coiled tubing technologies? If the answer is yes, then which coiled tubing technologies are in demand within the area of your Company's activity?
6. Coiled tubing units of which manufacturers does your Company utilizes?
7. Were there any unique operations that you and your colleagues managed to perform?
8. Does your Company use hydraulic fracturing technology? If the answer is yes, which hydraulic fracturing types are effective in your region?
9. Hydraulic fracturing equipment of which manufacturers does your Company utilize?
10. In your opinion, which EOR technologies are of vital importance today?
11. Which high-tech oilfield service technologies will be in demand in the near term (5–10 years)?
12. Which segments of the Russian oil and gas service may face the most serious problems due to the sectoral sanctions imposed by Western governments?
13. How can oil and gas service companies change their approaches of purchasing expensive equipment?

12. Наклонно-направленное бурение.
13. Никак не изменится.

**НЕСТЕРЕНКО Алексей Григорьевич,
главный инженер, ПАО «Укргаздобыча»**

1. Нефтегазодобывающая.
2. Узнал недавно.
3. О колтюбинге, ГРП.
4. –
5. Да. Промывка песчаных пробок, кислотные обработки пластов, дегидратация скважин.
6. «ФИДМАШ» – две установки и две установки американского производства.
7. –
8. Да. Классические виды ГРП с применением проппантов.

10. Hydraulic fracturing is the most important technology.
11. CT drilling and sidetracking operations.
12. Directional drilling.
13. Nothing will change.

**Alexey NESTERENKO, Chief Technology
Officer, Ukrgazdobycha, Public JSC**

1. Oil and gas producing.
2. I have just discovered your Journal.
3. About CT and hydraulic fracturing.
4. –
5. Yes. Removal of sand plugs, acid treatments, and wells dehydration operations.
6. We have two units manufactured by NOV FIDMASH and two units manufactured

9. Флот ГРП Stewart & Stevenson, мощность 75 МПа.
10. –
11. Колтюбинг, ГРП, бурение скважин на депрессии, применение (строительство) на месторождениях стационарных установок, предполагающих использование чистого азота (99,9%) для поддержания энергии пласта.
12. –
13. Приведут к уменьшению объемов сервисных работ.

ГАЙДАРЖИ Данила Николаевич, начальник управления инновационного и проектного развития, ООО «Урал-Дизайн-ПНП»

1. Нефтегазосервисная.
2. С 2008 года.
3. РИР, ГПП на колтюбинге, наклонно-направленное бурение, ГИС в горизонтальных скважинах (открытый ствол) с привлечением оптоволоконных систем связи.
4. Фрезерование шаров и посадочных седел МГРП, открытие/закрытие портов, вскрытие интервалов с применением технологии «КРОТ-2».
5. ГИС в горизонтальных стволах, ОПЗ, открытие/закрытие портов МГРП, фрезерование.
6. «ФИДМАШ».
7. Запасовка греющего кабеля в нефтесборный коллектор, кислотное туннелирование в карбонатных коллекторах.
8. Нет.
9. –
10. БОПЗ с применением СОКС, ГРП.
11. Бурение на колтюбинге на аэрированной жидкости, ГИС на колтюбинге, радиальное вскрытие пласта, кислотное туннелирование.
12. Столкнутся с проблемами все сегменты, особенно, малые и средние нефтегазосервисные компании.
13. Для российского нефтегазового сервиса откроется возможность импортозамещения, т.е. появятся дополнительные возможности вложения в приоритетное развитие компаний.

КУЗУБ Сергей Михайлович, начальник службы внешнего сервиса, РУП «ПО «Белоруснефть»

1. Нефтегазодобывающая, нефтегазосервисная компания, научно-исследовательская

- in the USA.
7. –
8. Yes. Conventional hydraulic fracturing (with proppant utilization).
9. We have a fracturing fleet manufactured by Stewart & Stevenson. Its pumping capacity is 10,900 psi.
10. –
11. CT, hydraulic fracturing, underbalanced drilling, and application (construction) of stationary units that will use pure nitrogen (999%) to maintain reservoir energy.
12. –
13. The volumes of oilfield service operations will decrease.

Danila GAIDARZHI, Head of Innovation and Project Development Department, Ural-Design-PNP, LLC

1. Oil and gas service.
2. Since 2008.
3. About cement squeeze and CT hydraulic jet perforation operations, directional drilling, and horizontal (openhole) wells logging operation with the application of fiber optic communication systems.
4. Milling of balls and seats after multi-stage fracturing operations, opening/closing of ports, opening of intervals using KROT-2 technology.
5. Horizontal wells logging, bottomhole zone cleaning operations, opening/closing of multi-stage frac ports, and milling operations.
6. NOV FIDMASH.
7. Injection of heating cable into an oil-gathering main and acid tunneling in carbonate reservoirs.
8. No.
9. –
10. Bottomhole zone cleanouts with the application of hydraulic fracturing and self-diverting acid solutions.
11. CT drilling with the use of aerated fluid, CT well logging, radial drilling and acid tunneling operations.
12. All segments will face problems. Small and mid-sized oilfield service companies will be the main victims.
13. Russian oilfield service will be given a possibility to develop imports phase-out, i.e. there will be additional prospects of investments into the development of promising domestic companies.

Sergey KUZUB, Head of External Services Department, RUP PO Belarusneft

1. Oil and gas production, oilfield service, and R&D company.

- структура.
2. С 2008 года.
 3. Уникальные ловильные работы, проведенные с использованием ГНКТ в скважинах с АНПД.
 4. Радиальное вскрытие пластов, применение систем направленного бурения с ГНКТ.
 5. Да. Широкий спектр технологий.
 6. «ФИДМАШ».
 7. Создание глубокопроникающих фильтрационных каналов с использованием ГНКТ.
 8. Да.
 9. «ФИДМАШ».
 10. –
 11. Бурение боковых стволов с ГНКТ.
 12. ГРП.
 13. Будет развиваться обязательное страхование оборудования и аренда оборудования вместо приобретения.

ЛУБЫШЕВ Даниил Петрович, заместитель руководителя службы по разработке оборудования, ООО НПФ «Пакер»

1. Производитель оборудования.
2. Узнал недавно.
3. Оборудование для МГРП.
4. МГРП, РВП, направленное бурение на ГНКТ и др.
5. –
6. Нет.
7. –
8. Нет.
9. –
10. ГРП.
11. МГРП.
12. Колтюбинг.
13. –

ГРИГОРЬЕВ Андроник Авакович, начальник отдела, ОАО «НК «Роснефть» ООО «РН-Юганскнефтегаз»

1. Нефтегазодобывающая.
2. 5 лет.
3. ГРП, ГНКТ, ГФР, ТКРС, бурение.
4. МГРП и др.
5. Колтюбинговые технологии применяются для освоения новых скважин, переходящего фонда и восстановления приемистости ППД.
6. Импортные.
7. МГРП с растворимыми шарами.
8. Да. ▶

2. Since 2008.
3. About the unique fishing operations performed with the application of CT technologies in the well with abnormally low formation pressure.
4. Radial drilling and utilization of CT directional drilling systems.
5. Yes. We use the wide range of such technologies.
6. NOV FIDMASH.
7. Creation of deep penetration filtration channels with the use of CT.
8. Yes.
9. NOV FIDMASH.
10. –
11. Sidetracking operations with CT application.
12. Hydraulic fracturing.
13. The companies will practice compulsory equipment insurance and use rental schemes instead of purchasing.

Danil LUBYSHEV, Deputy Head of Equipment Development Service, NPF Packer, LLC

1. Equipment manufacturing company.
2. I have just discovered your Journal.
3. About the multi-stage fracturing equipment.
4. Multi-stage fracturing, radial drilling, CT directional drilling, etc.
5. –
6. No.
7. –
8. No.
9. –
10. Hydraulic fracturing.
11. Multi-stage hydraulic fracturing.
12. Coiled tubing.
13. –

Andronik GRIGORJEV, Head of Department, RN-Yuganskneftegas, LLC, NK Rosneft, JSC

1. Oil and gas producing.
2. For 5 years.
3. About hydraulic fracturing and CT technologies, geophysical, well repair and servicing operations, and drilling.
4. Multi-stage fracturing and other technologies.
5. CT technologies are used during development of new wells. The most in-demand technologies include operations on the current declining well stock, injection capacity restore and formation pressure maintenance operations.
6. Units of foreign manufacturers.
7. Multi-stage fracturing operations with the application of dissolvable balls.
8. Yes.
9. Both domestic and foreign equipment.
10. Hydraulic fracturing, CT nitrogen lift and acid ▶

9. Отечественное и импортное.
10. ГРП, освоение скважин азотом на ГНКТ, кислотные обработки.
11. МГРП.
12. Сервисы, имеющие большое количество импортной техники и др. оборудования.
13. Будет большая ориентация на оборудование отечественных производителей.

ЗАЙЦЕВ Виктор Петрович, ведущий распорядитель работ по КРС, ОАО «Татнефть», НГДУ

1. Нефтегазодобывающая.
2. Четыре года.
3. Технологии пенного и азотного ГРП в карбонатных коллекторах.
4. Кислотное туннелирование в карбонатных коллекторах с применением гидромониторной насадки, ГРП в терригенных коллекторах.
5. Да. В основном в нашем НГДУ 90% ремонтов – это промывки забоя, глушения, ОПЗ различных видов.
6. «ФИДМАШ», Stewart & Stevenson, Hydra Rig.
7. Физическая ликвидация скважин, работы по углублению забоя в 3” хвостовике.
8. Да. Кислотные, проппантные, в т.ч. повторные.
9. «ФИДМАШ», Stewart & Stevenson.
10. Кислотные обработки в карбонатных коллекторах, ГРП с применением колтюбинга, ГПП перед ГРП.
11. Упрощенные системы заканчивания скважин, ГПП, ГРП с применением колтюбинга.
12. Нет никаких проблем. Все развивается постепенно и своим ходом.
13. Система закупок будет усложняться, так как ассортимент продукции и конкуренция растут.

СКУРИХИН Владимир Васильевич, заместитель начальника технического отдела, ОАО «Боровичский комбинат огнеупоров»

1. Производитель проппантов.
2. С 2009 года.
3. Многостадийные ГРП в горизонтальных скважинах.
4. Не используются.
5. Не применяет.
6. –
7. Участвует поставкой проппантов.
8. –
9. –
10. ГРП.

treatment operations.

11. Multi-stage hydraulic fracturing.
12. Services that use a large number of foreign equipment and technologies.
13. There will be a reorientation towards the equipment of domestic manufacturers.

Viktor ZAICEV, Lead Manager, Well Workover Operations, Tatneft, JSC

1. Oil and gas producing.
2. For 4 years.
3. About the technologies of foam and nitrogen fracturing in carbonate reservoirs.
4. Acid tunneling in carbonate reservoirs with the application of jet nozzle, as well as hydraulic fracturing operations in terrigenous reservoirs.
5. Yes. Around 90% of operations include bottomhole flushing, well killing and bottomhole zone cleaning operations of various types.
6. NOV FIDMASH, Stewart & Stevenson, Hydra Rig.
7. Well abandonment and bottomhole deepening operation in the 3” liner.
8. Yes. Acid and hydraulic fracturing, including refracturing operations.
9. NOV FIDMASH, Stewart & Stevenson.
10. Acid treatments in carbonate reservoirs, CT fracturing, and hydraulic jet perforation + hydraulic fracturing.
11. Simplified well completion systems, hydraulic jet perforation, and CT fracturing.
12. There are no problems. Everything develops gradually and under its own stream.
13. The system of purchases will become more complicated since the range of products and business competition increase.

Vladimir SKURIHIN, Deputy Head of Technical Department, Borovichskiy Refractory Materials Factory, JSC

1. Proppant production company.
2. Since 2009.
3. About multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells.
4. We don't use such technologies.
5. We don't use CT technologies.
6. –
7. We take part in such operations by means of proppant deliveries.
8. –
9. –
10. Hydraulic fracturing.
11. Multi-stage fracturing in complicated geological and mining conditions.
12. Services connected with bottomhole formation

11. Многостадийные ГРП в осложненных горно-геологических условиях.
12. Сервисы, связанные с обработкой ПЗП и «завязанные» на поставку импортных реагентов.
13. Более осторожная оценка рисков прекращения или осложнения финансирования. Страхование рисков.

ГРИБ Николай Сергеевич, главный специалист по бурению и КРС, ООО «Иркутская нефтяная компания»

1. Нефтегазодобывающая.
2. Два года.
3. Строительство многоствольных скважин.
4. МГРП, строительство многоствольных скважин.
5. Да. Фрезерование и промывки.
6. «ФИДМАШ».
7. Строительство нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях.
8. Да. Вид ГРП зависит от коллектора.
9. Отечественное и импортное оборудование.
10. ГРП, сервис буровых растворов.
11. МГРП.
12. В секторе шельфа.
13. Санкции помогут создать свою производственную базу.

БОЛОТОВ Александр Александрович, заместитель начальника службы цементирования, ЗАО «ССК»

1. Нефтегазосервисная.
2. Узнал недавно.
3. Цементирование различных типов скважин и конкретные операции.
4. Бурение, КРС, цементирование, буровые растворы, наклонно-направленное бурение, лабораторные анализы.
5. Нет.
6. –
7. –
8. Нет.
9. –
10. –
11. –
12. Поставка оборудования и запасных частей.
13. Будет развиваться лизинг.

РЕВЯКОВ Павел Валерьевич, инженер-технолог 2-й категории, БелНИПИнефть

1. Нефтегазосервисная компания, научно-исследовательская структура.
2. Восемь лет.

- zone treatments and those that use lots of chemicals of foreign manufacturers.
13. They will use more conservative assessment of funding termination or complication risks. Insurance against risks will be used.

Nikolay GRIB, Chief Specialist, Well Workover and Drilling, Irkutskaya oil company, LLC

1. Oil and gas producing.
2. For two years.
3. About the construction of multi-lateral wells.
4. Multi-stage fracturing and construction of multi-lateral wells.
5. Yes. Milling and cleanout operations.
6. NOV FIDMASH.
7. Construction of oil and gas wells in abnormal operating conditions.
8. Yes. The type of fracturing used depends on the type of reservoir.
9. Both domestic and foreign equipment.
10. Hydraulic fracturing operations and drilling mud preparation.
11. Multi-stage hydraulic fracturing.
12. The offshore sector.
13. The sanctions will help us to create our own production facilities.

Alexander BOLOTOV, Deputy Head of Cementing Services, SSK, CJSC

1. Oil and gas service.
2. I have just discovered your Journal.
3. About cementing operations in various types of wells, as well as about specific cementing operations.
4. Drilling, well workover, cementing, drilling muds, directional drilling, and lab analysis.
5. No.
6. –
7. –
8. No.
9. –
10. –
11. –
12. The supply of equipment and spare parts.
13. Leasing schemes will be developing.

Pavel REVYAKOV, Process Engineer, II grade, BelNIPIneft

1. Oilfield service and R&D company.
2. For 8 years.
3. About well logging and hydraulic jet perforation operations, repair and non-destructive testing of CT.

3. ГИС, ГПП, ремонт и дефектоскопия ГНКТ.
4. МГРП, радиальное вскрытие пласта, фрезерование портов МГРП, бурение МЗС, разветвленных стволов.
5. Да. ОПЗ, радиальное вскрытие пласта, фрезерование муфт МГРП.
6. «ФИДМАШ».
7. Фрезерование портов МГРП СНБ 89-76М.
8. Да. МГРП.
9. «ФИДМАШ».
10. ГРП, МГРП, радиальное вскрытие пласта, бурение МЗС.
11. МГРП, ОПЗ, ГИС в горизонтальных скважинах, бурение МЗС, кислотный размыв пласта.
12. –
13. Внутренний рынок будет развиваться и производить аналоги импортного оборудования. Сервисные компании будут в большей мере переходить на отечественное оборудование, отказываясь от импортного.

**ДЕМАКИН Павел Станиславович,
начальник ЦТР, ООО «ТаграС-РемСервис»**

1. Нефтегазосервисная.
2. С 2013 года.
3. Многостадийный ГРП, ГРП на сланцевых месторождениях, технологии ГРП+ГПП.
4. Указанные в п. 3.
5. Да.
6. «ФИДМАШ».
7. –
8. Да. Локальный ГРП, технология TSO, матричный КГРП и др.
9. «ФИДМАШ», Stewart & Stevenson.
10. ГРП.
11. Азотно-пенный ГРП, многозонный ГРП.
12. Продажи оборудования для ГРП, программное обеспечение ГРП.
13. Ориентация на отечественного производителя.

Дорогие читатели! Ваше участие в опросе поможет журналу «Время колтюбинга» стать более интересным и полезным. Вырежьте, пожалуйста, анкету, заполните ее, отсканируйте и пришлите по адресу cttimes@cttimes.org или halina.bulyka@cttimes.org

4. Multi-stage fracturing, radial drilling, milling of multi-stage frac ports, and drilling of multi-lateral and multi-hole wells.
5. Yes. Bottomhole zone treatments, radial drilling and milling of multi-stage frac sleeves/ports.
6. NOV FIDMASH.
7. Milling of multi-stage frac ports using SNB89-76M system.
8. Yes. Multi-stage hydraulic fracturing.
9. NOV FIDMASH.
10. Hydraulic fracturing, multi-stage fracturing, radial drilling and multi-hole wells drilling.
11. Multi-stage fracturing, bottomhole zone treatments, logging in horizontal wells, multi-hole wells drilling, and acid wash of formation.
12. –
13. Domestic market will develop and produce equipment that is similar to foreign specimens. Oilfield service companies will increasingly switch from foreign to domestic equipment.

**Pavel DEMAKIN, Head of Technology
Operations Production Unit, TagraS-
RemService, LLC**

1. Oil and gas service.
2. Since 2013.
3. About multi-stage fracturing, hydraulic fracturing at shale plays, and the technology of combined use of fracturing and hydraulic jet perforation.
4. See item 3.
5. Yes.
6. NOV FIDMASH.
7. –
8. Yes. Local hydraulic fracturing, TSO technology, matrix acid fracturing, etc.
9. NOV FIDMASH, Stewart & Stevenson.
10. Hydraulic fracturing.
11. Nitrogen-foam fracturing, multi-stage hydraulic fracturing.
12. Equipment and software for hydraulic fracturing.
13. Orientation towards domestic manufacturers.

Dear readers! Your feedback will help Coiled Tubing Times Journal to be more useful and interesting for you. Please, kindly fill in the questionnaire, cut it out, scan and send either to cttimes@cttimes.org or halina.bulyka@cttimes.org



Дорогие друзья!

Журнал «Время колтюбинга» просит Вас ответить на несколько вопросов

1. Ф.И.О. _____
2. Компания/организация _____
3. Должность _____
4. Профиль деятельности компании (нефтегазодобывающая, нефтегазосервисная, компания – производитель оборудования, научно-исследовательская структура, вуз) (Нужное подчеркнуть) Другое _____

5. Как давно Вы знаете журнал «Время колтюбинга»? _____
6. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга»? _____

7. Какие высокие нефтесервисные технологии используются на Вашем предприятии?

8. Применяет ли Ваша компания колтюбинговые технологии? Если да, то какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании? _____

9. Колтюбинговые установки каких производителей использует Ваша компания?

10. Какие уникальные работы Вам и Вашим коллегам удавалось проводить?

11. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? Если да, то какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона? _____

12. Оборудование для проведения ГРП каких производителей использует Ваша компания? _____





13. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день? _____

14. Какие высокие технологии нефтегазового сервиса будут на пике востребованности в ближайшей (5–10 лет) перспективе? _____

15. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса могут столкнуться с самыми большими проблемами в связи с секторальными санкциями, принятыми западными странами? _____

16. Как могут измениться у нефтегазосервисных компаний подходы к приобретению дорогостоящего оборудования? _____

17. При каких ценах на нефть можно прогнозировать замедление темпов развития высокотехнологичного сегмента нефтегазового сервиса? _____

18. Хотели бы Вы получать еженедельную новостную рассылку с сайта **www.cttimes.org**? _____

19. Если Вы ответили положительно, то укажите, пожалуйста, свой электронный адрес. _____

Спасибо, что нашли время для ответа на наши вопросы!



ОБНОВЛЕНИЕ НОВОСТНОЙ РУБРИКИ – ЕЖЕДНЕВНО
РАССЫЛКИ ДЛЯ ПОДПИСЧИКОВ САЙТА – ЕЖЕНЕДЕЛЬНО
ОБЗОРЫ ИННОВАЦИЙ НЕФТЕСЕРВИСА – ЕЖЕМЕСЯЧНО
НОВЫЙ НОМЕР ЖУРНАЛА – ЕЖЕКВАРТАЛЬНО

NEWS COLUMN UPTADE – DAILY
NEWSLETTERS – WEEKLY
OILFIELD SERVICES INNOVATIONS REVIEWS – MONTHLY
NEW JOURNAL ISSUE – QUATERLY

www.cttimes.org

Halliburton представляет новую услугу CoilComm

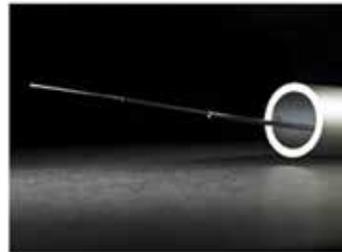
Подразделение Production Solutions компании Halliburton представляет услугу CoilCommSM, предназначенную для максимального повышения производительности скважин и успешности внутрискважинных операций на ГНКТ. Эта технология позволяет компаниям-операторам за одну спуско-подъемную операцию определять те продуктивные зоны, на которые эффективно повлияла интенсификация притока, а также пропущенные зоны благодаря измерению профилей привязки по глубине и температурных профилей. При работах по промывке скважины и операциях в условиях депрессии на пласт услуга CoilComm позволяет отслеживать наиболее важные скважинные данные для поддержания безопасного диапазона рабочих условий для ГНКТ и инструмента.

Традиционные методы размещения оптоволоконного кабеля предусматривают его спуск на обсадной колонне или скважинном тракторе без возможности извлечения, что является дорогостоящей операцией, к тому же с ограничением по глубине и с повышенным риском. В свою очередь, технология CoilComm обеспечивает более эффективный и рентабельный метод непрерывного мониторинга горизонтальных или сильно искривленных скважин в реальном времени благодаря установке оптоволоконного кабеля в ГНКТ различных типоразмеров, с возможностью адаптации под различные скважинные условия. Томми Рот, вице-президент подразделения Production Solutions, говорит: «Услуга CoilComm является выгодным преимуществом компании Halliburton благодаря использованию распределенного измерения температуры и возможности сбора скважинных данных системой, рассчитанной на работу при температуре до 176 °C, что превышает показатели аналогичных систем компаний-конкурентов».

Технология CoilComm позволяет точно контролировать глубину с помощью локатора муфт обсадных колонн, устраняя фактор неопределенности относительно выбора точек перфорирования или установки пакера. Температурные параметры, такие как скорость реакции кислотных составов и эффективность химического воздействия, могут поддерживаться в оптимальном диапазоне значений с помощью скважинного мониторинга в реальном времени.

Услуга CoilComm была предоставлена мексиканской компании-оператору в рамках комплексных работ на ГНКТ в сильно искривленной скважине, пробуренной в карбонатном коллекторе. Технология CoilComm обеспечила идеальное размещение системы распределенного измерения температуры StimWatch[®] компании Halliburton для непрерывного мониторинга скважинной температуры во всем интервале горизонтального ствола в ходе операций по закачке кислотных составов для интенсификации притока. В результате удалось выявить зону поглощения в реальном времени, после чего программа интенсификации была изменена с отменой последней стадии кислотной обработки, что сэкономило компании-оператору технологические жидкости на 120 тыс. долларов.

Halliburton Introduces CoilComm Service



Halliburton's Production Solutions business line introduces CoilCommSM service to help maximize well production and the success rates of coiled tubing well interventions. The service allows operators to identify

which producing zones are benefitting from a stimulation treatment and which are being bypassed by measuring depth correlation and temperature profiles in a single trip down the wellbore. For jetting and underbalanced operations, the CoilComm service allows monitoring of critical downhole data to maintain the coiled tubing and tools within their safe operating envelopes.

Conventional methods of fiber deployment require permanent, casing-conveyed or tractor-in conveyance that can be expensive, limited in depth and risky. In contrast, the CoilComm service provides a more efficient and economical method for continuous, real-time monitoring of horizontal or highly deviated wells by installing the fiber optics inside various sizes of coiled tubing, tailored to the requirements of the wellbore. Tommy Roth, vice president of Production Solutions said "The CoilComm service differentiates Halliburton by offering distributed temperature sensing and downhole data acquisition capabilities with a system temperature rating of 350 degrees Fahrenheit, higher than competing services."

With CoilComm service, depth can be accurately controlled with the casing collar locator, eliminating uncertainty about where to perforate or set a packer. Temperature related properties such as acid corrosion rates and chemical effectiveness can be maintained within optimum efficiency ranges through real-time downhole monitoring.

The CoilComm service was deployed for an operator in Mexico as part of an integrated coiled tubing solution on a highly deviated well in a carbonate reservoir. The CoilComm service provided ideal conveyance for Halliburton's StimWatch[®] distributed temperature sensing service to continuously monitor wellbore temperature across the entire horizontal while pumping a stimulation job. As a result, a thief zone was discovered in real time, the treatment was modified and final acid stages cancelled, saving the operator \$120,000 in fluids.

Halliburton представляет услугу ACTIVATE по проведению повторных ГРП

Компания Halliburton объявила о появлении на рынке услуги ACTIVATESM по проведению повторных ГРП. Услуга объединяет в себе передовые технологии, позволяющие извлекать запасы, оставшиеся в пласте, более предсказуемым и систематическим образом. Получение более предсказуемых результатов при проведении повторных ГРП на скважинах представляет собой кардинальный сдвиг в подходах компании Halliburton к разработке сланцевых месторождений и месторождений с малопроницаемыми пластами. Компании-операторы теперь могут сделать свой фонд более сбалансированным. Теперь добыча может быть более равномерно распределена между новыми скважинами, скважинами, пробуренными при уплотнении первоначальной сетки, и скважинами, в которых были проведены повторные ГРП. Это позволит снизить стоимость достижения точки самоокупаемости каждого барреля нефтяного эквивалента их активов. С услугой ACTIVATE компании Halliburton добывающие компании повышают суммарную нефтеотдачу и увеличивают запасы, которые могут быть поставлены на баланс.

На месторождениях, где была применена услуга ACTIVATE компании Halliburton, добывающие компании отмечают увеличение расчетной максимальной нефтеотдачи каждой из скважин в среднем на 80%. При этом стоимость барреля нефтяного эквивалента, добытого в скважинах с повторными ГРП, снижается на 66% по сравнению с новыми скважинами. Кроме того, наблюдается повышение коэффициента извлечения нефти на величину до 25%.

Услуга ACTIVATE использует несколько технологий компании Halliburton, включая услугу по стимуляции AccessFrac®, услугу по проведению работ на колтюбинге FiberCoil™, услугу FracInsightSM, технологическое решение PSM™ по устранению утечек давления, а также технологию диагностики при помощи встроенных датчиков Pinnacle ISD. Это позволяет сделать повторные ГРП более предсказуемыми и надежными. «Наши клиенты могут быть уверены, что услуга ACTIVATE компании Halliburton помогает снижать стоимость барреля нефтяного эквивалента в рамках их проектов, и в том, что мы помогаем снижать непредсказуемость, с которой ассоциировались операции по повторному ГРП в прошлом, – заявил Джим Браун, президент компании Halliburton в Западном полушарии. – Учитывая цены на сырьевые товары сегодня, имеет смысл проводить все больше повторных ГРП на нетрадиционных скважинах, т.к. это поможет повысить рентабельность активов добывающих компаний».

Halliburton Introduces ACTIVATE Refracturing Service

Halliburton announced the launch of ACTIVATESM Refracturing Service, a collaborative workflow that leverages subsurface insight, expertise and breakthrough



diversion technology to recover bypassed reserves from unconventional wells more predictably and repeatedly. Generating more predictable results from refracked wells is creating a paradigm

shift on how Halliburton targets shale/tight formation field development. Operators can now increase their ability to build a balanced portfolio with production distributed across new wells, infills and refracs in order to drive down the cost per BOE break-even point of their specific assets. With ACTIVATE Service, Halliburton can help operators increase their ultimate recovery and bookable reserves.

In basins where Halliburton has delivered ACTIVATE Service, operators are seeing on average an 80% increase in EUR per well, 66% reduction in cost per BOE from refractured wells compared to new wells, and a potential of up to a 25% increase in the oil recovery factor with a balanced portfolio.

The ACTIVATE Service leverages multiple Halliburton products, such as its AccessFrac® Stimulation Service, FiberCoil™ Tubing Service, FracInsightSM Service, Pressure Sink Mitigation Solution (PSM™) and Pinnacle's Integrated Sensor Diagnostics (ISD) to obtain subsurface insight and bring together the needed expertise to make refracs more reliable and predictable. "Our customers can be confident that Halliburton's ACTIVATE Service has shown that it can help deliver their projects at a lower cost per BOE, and that we are helping reduce the unpredictability that has surrounded refracturing projects in the past," said Jim Brown, Halliburton's president of the Western Hemisphere. "Given today's commodity prices, adding more refracs to their unconventional portfolios just makes sense and can help increase the profitability of the operators' assets."

Weatherford объявляет о выпуске роторной управляемой системы Revolution

Weatherford International plc на Конференции по технологиям разработки нетрадиционных нефтегазовых ресурсов (URTeC) объявила о старте продаж роторной управляемой системы Revolution® (RSS). Снижение рисков и сокращение времени бурения позволяет компаниям-операторам максимально быстро переходить к этапу добычи, избежав последующих дорогостоящих внутрискважинных работ. Роторная управляемая система нового поколения Revolution обеспечивает проведение наклонно-направленного бурения в различных, в том числе и сложных, скважинных условиях. Применяемая в ней технология направления долота позволяет пробурить чистый, точно расположенный и готовый к выполнению заканчивания ствол скважины. Система Revolution, оборудованная передовыми датчиками и телеметрическим оборудованием, служит операторам надежным средством бурения от вертикали до горизонтали за один рейс КНБК.

«С ростом количества наклонно-направленных скважин и проектов разработки труднодоступных ресурсов отрасли требуется все более высокая скорость бурения и лучшее качество ствола. Роторная управляемая система Revolution позволяет бурить искривленные и горизонтальные секции скважин за один рейс КНБК с возможностью применения в условиях высоких давлений и температур, а также интенсивного набора кривизны. При этом операторы могут проводить более качественные петрофизические измерения для оптимального размещения ствола в коллекторе и достижения наибольшей продуктивности скважины. За последние полтора года с помощью роторной управляемой системы Revolution было пробурено 284 скважины с траекторией «вертикаль – искривление – горизонт» за один рейс КНБК. Общая длина проходки составила 2,4 миллиона футов», – сообщил Этьен Ру, вице-президент по наклонно-направленному бурению компании Weatherford.

Компания Weatherford одной из первых предложила применение роторной управляемой системы для высоких температур и давлений. Данная система рассчитана на работу в пластах с температурой выше 149 °C (300 °F), что позволяет операторам бурить скважины во все более сложных условиях с точным контролем процесса бурения на длинных горизонтальных секциях, в интервалах с большим искривлением и параллельных вертикальных секциях за один рейс КНБК. Конструкция с направлением долота и геологический контроль в режиме реального времени позволяют выполнять бурение в различных скважинных условиях, включая нетрадиционные залежи, пласты с высокой температурой/давлением, глубоководные месторождения, пласты с нарушенными коллекторскими

Weatherford Announces the Release of Revolution® Rotary-Steerable System

Weatherford International plc announced the commercial release of its Revolution® rotary-steerable system (RSS) at the Unconventional Resources Technology Conference (URTeC).



The ability to minimize risks and reduce time while drilling is integral for operators seeking to arrive at the production stage quickly and avoid

future intervention. The new generation suite of Revolution RSS provides capabilities for diverse directional drilling applications in complex wellbores. Its point-the-bit technology delivers clean, accurately placed and completion-ready wellbores. With advanced sensors and telemetry, the system gives operators a reliable method for drilling from vertical to horizontal in a single run.

“As the ratio of directionally drilled wells to vertically placed wells increases, access to harder to reach reserves calls for an enhanced rate of penetration and improved borehole quality. Revolution RSS allows single-run drilling of curve and lateral sections, as well as high-pressure, high temperature (HPHT) and high-dogleg applications. This enables operators to make better petrophysical measurements while maximizing borehole exposure to the reservoir delivering superior productivity indexes. In the last year and a half, Revolution RSS has drilled 284 vertical-curve-lateral wells in a single run, totaling 2.4 million feet,” said Etienne Roux, Vice President of Drilling Services at Weatherford.

Weatherford was one of the first service providers to offer a rotary-steerable system for HPHT environments. The system allows operators to drill in HPHT zones with temperatures exceeding 300 degrees F (149 degrees C), allowing operators to produce wells in the increasingly challenging environments with precise drilling control in long laterals, high-angle curves and parallel vertical sections in a single run. The point-the-bit design and real-time geological control of the Revolution RSS enable operators to drill in a variety of wellbore environments, including unconventional fields, HPHT environments,

свойствами, пониженным давлением и на зрелых месторождениях.

Роторная управляемая система Revolution была успешно использована на нескольких проектах бурения для крупнейших операторов на месторождении Игл Форд в штате Техас (США). Система была применена в горизонтальной скважине на суше для бурения в сложном пласте из плотного известняка и песчаника до глубины 5 014 метров (16 559 футов) и при высоких температурах до 164 °C (328 °F). Достигнутая средняя скорость бурения на 75% превысила показатели традиционных моторизированных управляемых систем. На проекте бурения шести скважин на месторождении Игл Форд система Revolution достигла средней скорости проходки 55 м/ч (180 фут/ч) и поставила рекорд в 69 м/ч (227 фут/ч), сократив цикл бурения на две недели и сэкономив оператору более 1 млн долларов на операционных расходах.

Роторная управляемая система Revolution совместима со всем комплексом услуг Weatherford по оценке пласта с применением каротажа в процессе бурения, включая обратную связь по настройкам и статусу инструмента в режиме реального времени. Это позволяет обеспечить плавный ствол, который может быть обсажен любым способом из широкого портфолио сервисов и оборудования Weatherford.

«Татнефть» продолжает развивать перспективные технологии системы поддержания пластового давления

«Татнефть» продолжает развивать перспективные технологии системы поддержания пластового давления (ППД), направленные на снижение энергозатрат и повышение эффективности производства. С их помощью специалисты компании обеспечивают защиту внутрискважинного оборудования нагнетательных скважин от высокого давления и коррозии, а также комплексно оптимизируют процессы ППД.

За шесть месяцев 2015 года освоено под закачку 99 новых нагнетательных скважин. Для защиты подземного оборудования от воздействия высокого давления и коррозионного разрушения продолжалась реализация программы по защите эксплуатационных колонн скважин, в рамках которой внедрено 162 пакера M1-X. В целом с начала внедрения пакерами M1-X оборудованы 4740 нагнетательных скважин компании. Всего высокогерметичными пакерами оснащено более 65 процентов

deepwater fields, damaged and underbalanced formation and brown fields.

The Revolution RSS has completed several successful drilling projects for major operators in the Eagle Ford Shale in Texas. Recently, in an onshore horizontal well, Revolution RSS was used to drill a well through a challenging, dense limestone and sandstone formation to a total depth of 16,559 feet (5,014 meters) and high temperatures up to 328 degrees F (164 degrees C). The average rate of penetration was 75 percent faster than conventional steerable motor assemblies. On a separate project with six wells in the Eagle Ford, Revolution RSS achieved an average of 180 ft/hr (55 m/hr) on all six wells and a record of 227 ft/hr (69 m/hr) on one well, reducing the drilling cycle by two weeks and saving the operator more than \$1 million in operational costs.

The Revolution RSS is compatible with the full Weatherford suite of logging-while-drilling (LWD) formation evaluation services, including real-time feedback on tool settings and status, resulting in smooth wellbores, which can be cased with the extensive Weatherford casing portfolio.

JSC TATNEFT Continues Developing Advanced Technologies for Reservoir Pressure Maintenance



JSC TATNEFT continues developing advanced technologies for reservoir pressure maintenance (RPM) aimed at reducing energy costs and increasing operations' efficiency. With their

help, the Company's professionals ensure protection of injection wells downhole equipment against high pressure and corrosion, as well as provide for all round optimization of the RPM processes.

The injection was started into 99 new injection wells during 6 months of 2015. Implementation of the program to protect production casing strings against high pressure and corrosive destruction was continued with installation of 162 M-1X packers. Overall, 4,740 injection wells of the Company have been equipped with M1-X packers since the beginning of their installation. Totally, more than 65 of the

действующего фонда нагнетательных скважин.

Технология ОРЗ (одновременно-раздельная закачка) за прошедшее полугодие внедрена на 33 нагнетательных скважинах. Всего в ПАО «Татнефть» данная технология применяется на 687 скважинах. Дополнительная добыча нефти от внедрения ОРЗ составила более 1,6 млн тонн.

В рамках целевой программы насосно-компрессорные трубы в антикоррозионном исполнении внедрены на 169 скважинах. К настоящему времени защищенность действующего фонда нагнетательных скважин сточной и пластовой воды составляет 89,5%.

Halliburton представляет новую услугу по оценке параметров продуктивного пласта

Подразделение Wireline & Perforating компании Halliburton представило новый прибор для проведения импульсного нейтронного каротажа RMT-3D™. Он помогает разделять области, насыщенные водой, нефтью и газом в пределах коллектора путем проведения трех независимых измерений (Sigma, CO и SATG). Если полагаться лишь на одно или два независимых измерения, то точность полученных результатов может быть снижена в зависимости от пластовых условий и флюида. Прибор RMT-3D позволяет операторам вычислять содержание воды/нефти/газа в разных участках пласта с использованием различных методов, что дает высокоточные результаты. Все данные собираются за одну СПО, снижая непродуктивное время и вероятность проведения дополнительных дорогостоящих работ.

«Компания Halliburton продолжает выводить на рынок технологии, которые помогают нашим клиентам при проведении работ на скважинах, – отметил Дэвид Топпинг, вице-президент подразделения Wireline & Perforating. – С появлением технологии RMT-3D в списке наших услуг мы имеем возможность отвечать на самые важные вопросы наших клиентов и помогать им в повышении добычи на их скважинах».

Инструмент особенно полезен на зрелых месторождениях, которые составляют около 70% от общего числа нефтегазовых месторождений в мире. При проведении операций по повышению нефтеотдачи пластов, которые могут включать в себя затопление водой, заполнение паром или CO₂, необходимо проводить мониторинг насыщенности различных областей пласта теми или иными флюидами для оптимизации темпов добычи. Анализ с использованием прибора RMT-3D является полезным в проектах по извлечению углеводородов, так как данная технология специально предназначена для работы в сложных условиях.

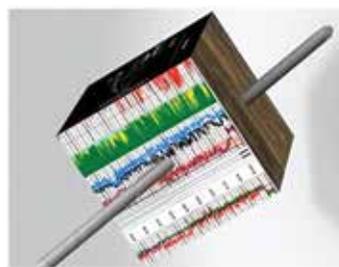
current injection well stock of the Company has been equipped with highly leakproof packers.

The DCI technology (Dual completion and injection) has been implemented in 33 injection wells for the past half a year. Currently, this technology has been applied in 687 wells. Additional production from the introduction of the DCI technology amounted to over 1.6 million tons.

Within the framework of the target-oriented program, anticorrosive performance tubing was run in at 169 wells. To date, the existing protection of the well injection stock operating with effluent and produced water amounts to 89,5%.

Halliburton Introduces New Formation Evaluation Service

Halliburton's Wireline & Perforating business has introduced the Reservoir Monitor Tool 3-Detector™ (RMT-3D™) pulsed-neutron tool



that helps solve for water, oil, and gas saturations within reservoirs using three independent measurements (Sigma, CO, and SATG). Relying on only one or two independent

measurements can reduce the accuracy of results depending on conditions in the formation and formation fluids. The RMT-3D tool allows operators to calculate saturations using different methods to acquire accurate results. The data is collected with one trip in the hole, reducing nonproductive time and the potential for costly additional trips.

“Halliburton continues to add technologies that support our customers’ needs and operations,” said David Topping, vice president, Wireline & Perforating. “With the addition of the RMT-3D technology to our portfolio of solutions, we have the capability to provide valuable answers to help our customers increase recovery on their wells.”

The tool will play an important role in mature fields, which account for 70 percent of the world’s oil and gas production. During secondary and enhanced oil recovery methods, which can involve water, steam, and CO₂ flooding, it is imperative to monitor changing saturations accurately within formations to optimize recovery rates. The RMT-3D analysis packages

Использование независимых измерений помогает выявить влияние жидкостей, закачанных в пласт при проведении операции по стимуляции притока, что дает возможность точнее вычислить профили нефтенасыщенности. Прибор спускается вниз по обсадной колонне и быстро проводит каротажные измерения, позволяющие вычислить области нефтенасыщенности и другие свойства пласта. Это дает возможность идентифицировать и оценить продуктивные интервалы.

Инструмент RMT-3D был успешно использован на месторождении Permian Basin при затоплении пласта CO₂. Ему удалось получить точные профили нефтенасыщенности и оценить характеристики пласта всего за одну СПО. Это снизило непродуктивное время, затраты и риски, которые могли бы сопутствовать повторным СПО.

«Шлюмберже» представляет новую услугу по инверсии сейсмических данных о глубинных областях

Компания «Шлюмберже» объявила о выходе на рынок новой услуги по инверсии сейсмических данных о глубинных областях. Геологи и геофизики компании «Шлюмберже» используют данную услугу для повышения надежности и согласованности структурной и количественной интерпретации сейсмических данных в сложных геологических условиях.

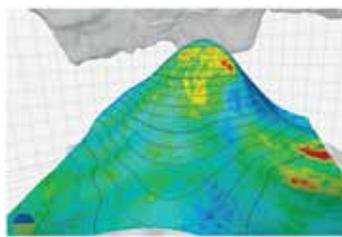
«Традиционные методики сейсмической инверсии во временной области характеризуются несогласованностью между сейсмическими изображениями и свойствами породы, особенно при наличии значительной геостатической нагрузки (покрывающих пород), например, в подсольевых формациях, – отметил Маурис Нессим, президент подразделения PetroTechnical Services компании «Шлюмберже». – С новой услугой наши клиенты получат больше информации, извлеченной из сейсмических данных, которые нужны для построения геологической модели продуктивного пласта. Это помогает снизить неопределенности при работе в сложных геологических условиях, повысить уверенность в точности границ объекта исследования, свойствах пласта-коллектора и подсчете углеводородных запасов».

Проведение сейсмической инверсии во временной области полностью интегрирует процесс инверсии с визуализированными данными, что повышает надежность оценки свойств породы, которая необходима для построения модели пласта-коллектора. Она осуществляется путем учета поправок по глубине и эффектов освещения разреза, зависящих от падения пласта, в процессе сейсмической инверсии амплитуд

are useful in recovery projects because they are designed to work in these challenging environments. Using the independent measurements helps to correct saturations for influences from the secondary and enhanced recovery fluids, so better oil saturation profiles can be calculated. The tool is deployed through the casing to quickly log and calculate saturations and other properties that help identify and characterize pay zones.

The RMT-3D tool has been successfully deployed in the Permian Basin in a CO₂ enhanced recovery flood to acquire challenging saturation profiles and formation properties of the reservoir during one trip in the hole. This reduced nonproductive time, costs and risks associated with additional trips.

Schlumberger Introduces Depth Domain Inversion Services



Schlumberger announced the launch of the Depth Domain Inversion Services. Schlumberger petrotechnical experts use the services to improve

the reliability and consistency of seismic structural and quantitative interpretation in complex environments.

“Conventional seismic inversion in the time domain introduces inconsistency between the seismic images and the rock properties, especially where there’s a significant overburden, such as subsalt,” said Maurice Nessim, president, Schlumberger PetroTechnical Services. “With Depth Domain Inversion Services, customers receive more information derived from seismic data for reservoir characterization. This helps reduce uncertainty in complex reservoir environments, improve the confidence in prospect delineation, reservoir properties and volumetric calculations.”

Performing seismic inversion in the depth domain fully integrates the inversion with the imaging products to improve the reliability of estimating rock properties for reservoir characterization. This is done by correcting for depth space and dip dependent illumination effects during seismic amplitude inversion directly in the depth domain.

непосредственно в глубинной области.

Новая услуга успешно применялась в сложных геологических условиях Северной и Южной Америки. В области Green Canyon Мексиканского залива эксперты компании «Шлюмберже» использовали инверсию данных при работе в подсолевых отложениях с плохой «освещенностью». Обратная миграция во временной области дала сейсмические амплитуды, которые были «загрязнены» эффектами освещенности. Программное обеспечение Petrel E&P позволило улучшить структурную и количественную интерпретацию, исправило эффекты освещенности и представило более четкую модель отражающей среды, повысив непрерывность волны и предоставив более надежные и точные данные о сейсмических амплитудах и объеме по акустическому импедансу.

Weatherford выпускает систему для установки хвостовика IntegraLine™ с пакером SwageSet

Компания Weatherford International plc объявила о выходе на коммерческий рынок системы IntegraLine™ для установки хвостовика с пакером SwageSet. Об этом компания сообщила на конференции и выставке World Drilling 2015, организованной Международной ассоциацией буровых подрядчиков. Сегодня добывающие компании все чаще сталкиваются со сложными скважинными условиями. Высокопроизводительная система для установки хвостовика IntegraLine была спроектирована и разработана компанией Weatherford для работы в опасных скважинных условиях, включая работы в глубоководных скважинах, скважинах с большими отходами от вертикали или с высоким содержанием высокосернистого газа, а также с высоким давлением/температурой.

Система IntegraLine состоит из трех компонентов премиум-класса: подвесного устройства хвостовика, пакера, установленного в верхней части хвостовика, а также вращающейся подвески хвостовика. Пакер SwageSet формирует газонепроницаемый барьер, сопротивляющийся выталкиванию, между внешней частью корпуса пакера и внутренней частью обсадной колонны, к которой прикрепляется хвостовик. Такая конфигурация снижает вероятность выходов из строя оборудования, чреватых нарушением целостности скважины. Это позволяет клиентам эффективным образом достигать проектной глубины в жестких внешних условиях. Также доступны дополнительные компоненты, которые способны создать целевое решение для подвески хвостовика в специфических, сложных условиях.

«Устранение рисков посредством использования надежной технологии важно для любой операции, – сказал Brent Emerson, вице-президент подразделения

Depth Domain Inversion Services have been successfully applied in complex geological environments in North and South America. In the Green Canyon area of the Gulf of Mexico, Schlumberger petrotechnical experts used a Depth Domain Inversion workflow in a complex subsalt area that was poorly illuminated. Reverse time migration produced seismic amplitudes adversely imprinted by the illumination effects. Executed in the Petrel E&P software platform, the workflow improved structural and quantitative interpretation, corrected illumination effects and provided a much sharper reflectivity image for better event continuity, more reliable seismic amplitudes and a higher fidelity acoustic impedance volume.

Weatherford Releases IntegraLine™ Liner System with Swage Technology



Weatherford International plc introduced the commercial release of the IntegraLine™ liner system with swage technology at the International

Association of Drilling Contractors (IADC) World Drilling 2015 Conference and Exhibition. Operators today are more likely to encounter challenging well environments than routine ones. Designed and engineered by Weatherford for critical environments, the IntegraLine high-performance liner system provides maximum reliability in critical applications such as ultra deepwater, extended-reach, and sour-gas wells with high pressures and temperatures.

The IntegraLine liner system is comprised of three premium components: the polished bore receptacle, liner-top packer, and rotational hanger. The packer features swage sealing technology that forms an anti-extrusion, gas-tight barrier between the outer diameter of the packer body and the inner diameter of the host casing. This configuration reduces equipment failures that may threaten well integrity, allowing clients to achieve total depth efficiently while withstanding harsh conditions. Alternative components are also available to create a fit-for-purpose liner-hanger solution for specific, complex applications.

"Mitigating risks through the use of reliable

Well Construction компании Weatherford. – Мы здесь для того, чтобы предоставить такую технологию для осложненных скважин. Наша новая система IntegraLine является очередным шагом в направлении постоянного развития технологий для обеспечения наших клиентов премиальными технологическими решениями. Мы предлагаем всестороннее сервисное обслуживание, начиная от проектирования работ и заканчивая успешной установкой хвостовика, гарантирующей сохранение целостности скважины».

В газоконденсатной скважине, расположенной в провинции Альберта, Канада, система IntegraLine с пакером SwageSet позволила создать газонепроницаемый барьер, что дало возможность провести ГРП через хвостовик. Давление при обработке достигало 51,14 МПа, а падения давления в процессе ГРП зафиксировано не было.

Halliburton представляет новую пробку для ГРП Illusion

Подразделение Completion Tools компании Halliburton, являющееся исконным лидером индустрии в области производства пробок из полностью композитных материалов, представило пробку для ГРП Illusion®. Эта пробка является единственной полностью растворимой пробкой для ГРП на рынке. Новинка имеет высокие технические характеристики и способна выдерживать давление до 69 МПа. Технология сокращает время начала добычи после ГРП путем устранения необходимости в разбуривании пробок, что экономит время и деньги добывающих компаний.

Пробка для ГРП Illusion в корне меняет процесс проведения ГРП методом «цементирование-перфорация». Пробки можно устанавливать в любом месте скважины для оптимального размещения зон перфорации, что улучшает эффективность ГРП. При этом нет необходимости в использовании заранее установленных фиксирующих переводников или другого оборудования, которое остается в скважине после ГРП. Пробки для ГРП Illusion полностью растворяются, оставляя ствол скважины свободным для потока углеводородов из скважины. Поскольку не требуется проведения внутрискважинных работ для очистки ствола после ГРП, снижаются соответствующие риски, а добычу можно начинать раньше. Все это увеличивает чистую приведенную актива.

В настоящее время пробки Illusion доступны для обсадных колонн диаметрами 114,3 мм и 139,7 мм, а максимальное рабочее давление – 69 МПа.

Арти Бурке, вице-президент подразделения Completion Tools, отметил: «Мы успешно использовали пробки Illusion в операциях на месторождениях Eagle Ford, Bakken, и Woodford, проводимых для наших клиентов. Это действительно уникальная технология для индустрии. Мы рады представить этот продукт нового поколения на рынке. Он снизит риски при проведении ГРП, позволит начинать добычу раньше и улучшит общий поток наличности наших клиентов».

technology is crucial to any operation," said Brent Emerson, Vice President of Well Construction at Weatherford. "We are here to do that for critical wells. Our new IntegraLine system is another step in our continued technology evolution to provide premium solutions to our clients. We offer a comprehensive service from application engineering to the successful installation of liner systems that will ensure well integrity."

In a gas and condensate well in Alberta, Canada, the IntegraLine liner system with SwageSet packer established a gas-tight seal that enabled fracturing through the liner. Stimulation pressures reached 8,288 psi (57,144 MPa), and the system maintained zero pressure losses throughout the frac application.

Halliburton Introduces the Illusion® Frac Plug



Halliburton's Completion Tools business line, a long-standing industry leader in total composite plug technology,

introduced the Illusion® frac plug, the only fully dissolvable frac plug on the market. The new high-performance, 10,000 psi rated product shortens the time to production by eliminating the need to mill out plugs after fracturing, saving time and money for operators.

The Illusion frac plug revolutionizes plug-and-perf completions for fracturing in unconventional markets. Plugs can be installed at any position in the wellbore to enable optimal placement of perforations for improved fracturing, without prepositioned locator subs or other equipment that remains in the wellbore post-frac. Illusion frac plugs dissolve completely to leave an unrestricted bore for production, and since no intervention is required to clean the wellbore after the frac, risk is reduced and production may be brought on sooner to improve the net present value (NPV) of the asset.

Illusion plugs are currently available in 4 1/2-in. and 5 1/2-in. casing sizes, with a differential pressure rating of 10,000 psi.

Artie Burke, vice president of Completion Tools said, "We have successfully run Illusion plugs for our customers in the Eagle Ford, Bakken, and Woodford shale plays. This is a truly game-changing technology for the industry. We're excited to bring this next-generation product to the market that will reduce risk, allow production to commence sooner and improve the overall cash flow for our customers."

Magnitude переопределяет эффективность микросейсмического мониторинга ГРП

Компания Magnitude, являющаяся дочерней структурой компании Baker Hughes, объявила о выходе на коммерческий рынок двух новых предложений, услуг по мониторингу IntelliFrac™ VSP-Enhanced и IntelliFrac Recomplete, которые являются частью семейства услуг по микросейсмическому мониторингу IntelliFrac.

Новая услуга по микросейсмическому мониторингу IntelliFrac VSP-Enhanced объединяет в себе вертикальное сейсмическое профилирование (VSP) и замедленный количественный VSP-анализ, а также традиционные микросейсмические измерения для упрощения проведения ГРП. Она также помогает оптимизировать процесс ГРП в режиме реального времени и предоставляет более точное и обширное картирование ГРП по сравнению с методиками, в которых используются лишь микросейсмические измерения. Комбинируя точные местоположения и величины сейсмических явлений, информация о которых собирается при помощи новой услуги, с технологией SWAT (томография на основе затухания поперечных волн) позволяет точно удостовериться в эффективности проведения ГРП посредством анализа изменений в плотности трещин.

Услуга IntelliFrac Recomplete объединяет в себе микросейсмическое картирование обедненных зон с продвинутой технологией заканчивания и насосной эксплуатации компании Baker Hughes для эффективного проектирования и проведения повторных ГРП, направленных на необходимые области в скважине. Используя эту услугу, добывающие компании могут избежать повторной стимуляции зон пласта, в которых осталось мало углеводородов, что снижает затраты на повторные ГРП и оптимизирует извлечение нефти/газа при их проведении.

«С новой услугой IntelliFrac VSP-Enhanced мы предоставили нашим клиентам эффективный способ количественно оценивать КПД их обработок, – отметил Фернандо Лопес, президент и главный исполнительный директор компании Magnitude. – Вдобавок услуга IntelliFrac Recomplete помогает добывающим компаниям максимально увеличить рентабельность их инвестиций путем исключения обедненных зон пласта из обработки и стимуляции оставшихся зон с высоким содержанием углеводородов. Услуга окончательно отправляет в прошлое проведение повторных ГРП по принципу «качай и молись об успешности».

Magnitude Redefines Microseismic Fracture Monitoring and Refracturing Efficiency



Magnitude, a Baker Hughes company, announced the commercial release of two new offerings, the IntelliFrac™ VSP-

Enhanced monitoring service and the IntelliFrac Recomplete service, as part of the company's line of IntelliFrac advanced microseismic services. The new IntelliFrac VSP-Enhanced microseismic monitoring service integrates vertical seismic profiling (VSP) and time-lapse quantitative VSP analysis with traditional microseismic measurements to facilitate improved fracture designs, help optimize real-time fracture applications, and deliver more accurate and far-reaching fracture mapping than is possible by just using microseismic measurements alone. Combining the accurate event locations and magnitudes gathered through this service with patent-pending SWAT (Shear Wave Attenuation Tomography) analysis also makes it possible to best ascertain the effectiveness of hydraulic fracturing treatments via changes in fracture density.

The IntelliFrac Recomplete service combines microseismic depletion zone mapping with advanced Baker Hughes completion and pressure pumping technology to design and execute effective, efficient refracturing treatments that target and isolate non-depleted regions along the wellbore. Using this service, operators can avoid restimulating areas of the reservoir that have little hydrocarbons left to offer, reducing restimulation costs while still optimizing the potential recovery from their refracturing operations.

“With the new IntelliFrac VSP-Enhanced monitoring, we have effectively given our customers an enhanced means to quantify the effectiveness of their stimulation treatments” said Fernando Lopez, President and CEO of Magnitude. “Additionally, the IntelliFrac Recomplete service will help operators maximize their ROI by avoiding depleted reservoir sections and stimulating those with significant production left to offer; essentially making ‘pump and pray’ refracs a thing of the past.”

Baker Hughes представляет клапан-барьер для применения в условиях высоких давлений и температур

Компания Baker Hughes объявила о выходе на коммерческий рынок клапана-барьера Vault™, который обеспечивает создание в скважине барьера, соответствующего ISO-стандарту, для защиты нижнего заканчивания и минимизации дорогостоящих потерь флюида при строительстве скважины. Из-за высоких расчетных характеристик по давлению/температуре, возможности выполнять многократные циклы открытия/закрытия и дизайну, который устойчив к накоплению шлама, клапан обеспечивает высокую гибкость и надежность в процессе эксплуатации.

Клапан-барьер Vault спроектирован для использования прежде всего при контроле пескопроявления и может использоваться как в обсаженных, так и открытых стволах. Клапан сохраняет целостность скважины при температурах до 200 °C и давлениях до 103,4 МПа, что является лучшим подобным показателем в индустрии. Большой шламовый амбар клапана позволяет без проблем проводить операции открытия/закрытия, даже когда на его верхней части скапливаются существенные объемы шлама. Это помогает минимизировать количество внутрискважинных операций, которые приходится иногда проводить для управления клапаном.

Клапан-барьер Vault можно открывать сколь угодно число раз при помощи гидравлического привода с системой удаленного управления, что дает возможность избежать дорогостоящих СПО (особенно актуально для шельфовых проектов). Толкатель может легко открыть или закрыть клапан.

Когда клапан-барьер используется вкуче с системой SC-XP™ компании Baker Hughes, позволяющей проводить ГРП с установкой сетчатых фильтров и отличающейся наличием газонепроницаемой скользящей муфты, необходимость в применении внутренней колонны НКТ исчезает, что еще больше повышает эффективность и снижает затраты.

Клапан-барьер Vault является новейшей разработкой компании Baker Hughes в рамках ее стратегии по увеличению эффективности скважин, оптимизации добычи и повышения конечной нефтеотдачи.

Baker Hughes Introduces Barrier Valve for HP/HT Environments

Baker Hughes announced the commercial release of its Vault™ barrier valve, which provides an ISO-qualified barrier in the wellbore to help protect the lower completion and minimize costly fluid loss during well construction.



Because of its high-pressure/high-temperature (HP/HT) ratings, debris-tolerant design, and ability to perform multiple open/close

cycles, the valve offers increased operational reliability and flexibility.

The Vault barrier valve is designed primarily for sand control applications and can be used in both cased and openhole wellbores. It is rated to an industry-leading 400 °F (200 °C), and can withstand pressures up to 15,000 psi for sealing integrity and well control. The valve's large debris sump enables trouble-free opening and closing, even if large amounts of debris accumulate on top of the valve, helping to minimize interventions.

The Vault barrier valve can be opened as many times as needed using remote, resettable hydraulic actuation, avoiding multiple trips in costly offshore environments. A shifting tool can easily close or open the valve.

When the Vault barrier valve is run with the Baker Hughes SC-XP™ frac-pack system, which features a gas-tight sliding sleeve, the need for an inner string is eliminated, further increasing efficiency and reducing cost.

The Vault barrier valve is the latest example of Baker Hughes' strategy to improve well efficiency, optimize production and increase ultimate recovery.

**Не забудьте подписаться на журнал
«ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА»!**

Подписной индекс – 84119 («Роспечать»).

Baker Hughes представляет новую революционную технологию оценки качества цементирования

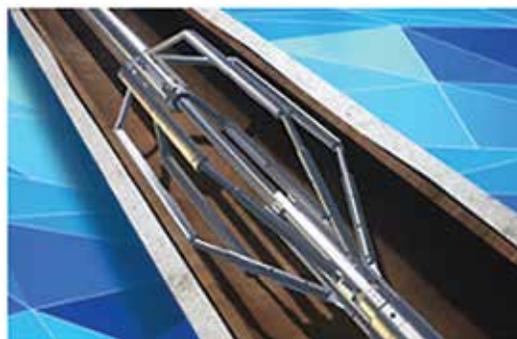
Компания Baker Hughes объявила о выходе на коммерческий рынок новой услуги Integrity eXplorer по оценке качества цементирования, которая радикально меняет подход к проверке целостности цементного камня в нефтяных и газовых скважинах. Существующие методики оценки, которые используются вот уже более 30 лет, являются акустическими и могут не давать той точности, которая сегодня требуется на многих проектах. Новая электромагнитно-акустическая технология дает добывающим компаниям возможность напрямую оценивать целостность сцепления цемента в абсолютно любых скважинных условиях и при использовании любых цементных растворов.

Точность данных акустического каротажа, проводимого для оценки качества цемента, является важнейшим фактором, который влияет на принятие решений, так как качество цемента напрямую влияет на целостность скважины и безопасность окружающей среды. Обычно в качестве ключевого индикатора качества цемента использовался предел прочности на сжатие последнего. Однако сегодня все усложняющиеся скважинные условия требуют более детальных оценок. Услуга Integrity eXplorer обеспечивает клиентов точными и исчерпывающими данными о свойствах цемента, давая тем самым возможность принимать важные решения, которые помогут защитить их активы, снизить непродуктивное время и минимизировать ненужные восстановительные работы.

«Мы, как лидеры по инновациям, понимаем, что применение вчерашних технологий к решению сегодняшних проблем может не удовлетворять растущим потребностям наших клиентов, – отметил Мариано Гарджульо, вице-президент подразделения Wireline Services компании Baker Hughes. – Это особенно актуально в современных требовательных скважинных условиях, которые могут проверить точность традиционных методик оценки. Услуга Integrity eXplorer дает ответы на все эти вопросы».

Услуга Integrity eXplorer является новейшей разработкой компании Baker Hughes в рамках ее стратегии по увеличению эффективности скважин, оптимизации добычи и повышению конечной нефтеотдачи. ©

Baker Hughes Introduces Revolutionary Technology for Cement Evaluation



Baker Hughes announced the commercial release of its Integrity eXplorer cement evaluation service: a radical change in the evaluation of the cement integrity of oil and gas wells. Existing evaluation techniques, which have been used for over thirty years, are acoustic-based and may not provide the accuracy needed when faced with some of today's challenges. This new electromagnetic-acoustic technology allows operators to directly assess the integrity of cement bonds in any current wellbore environment or cement mixture.

Operators in the upstream sector rely on the accuracy of cement-bond logs to make critical decisions that can affect long-term well integrity and the environment. While cement compressive strength has typically been used as a key indicator of cement quality, today's challenging environments require a more detailed assessment. The Integrity eXplorer service provides operators with accurate and comprehensive data about the properties of the respective cement – thereby enabling them to make critical decisions to help protect their assets, reduce non-productive time, and minimize unnecessary remediation.

“In our role as innovation leaders, we realize that applying yesterday's technology to today's challenges may not meet our customer's emerging needs” said Mariano Gargiulo, vice president of Baker Hughes' Wireline Services business. “This is especially true in today's demanding environments that can test the accuracies of traditional evaluation methods. The Integrity eXplorer service provides answers that were previously unattainable.”

The Integrity eXplorer service is the latest example of Baker Hughes' strategy to improve well efficiency, optimize production and increase ultimate recovery. ©

**Медиаплан выхода и распространения журнала «ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА»
на отраслевых мероприятиях в 2015 году**

ВК № 3/53 СЕНТЯБРЬ 2015

«Строительство и ремонт скважин – 2015»	21-26. 09.2015	г. Анапа	ООО «НПФ «Нитпо»	http://conf2.oilgasconference.ru
Конференция «Бурение горизонтальных и многозбойных скважин	21-23. 09.2015	г. Калининград	SPE	http://www.spe-moscow.org/ru/meetings/burenie-gorizontalnykh-i-mnogozabojnykh-skvazhin.html
Российская конференция SPE	01.10.2015	г. Москва	SPE	http://www.spe-moscow.org/ru/meetings/rossijskaya-konferentsiya-spe.html
«Современные системы бурения при контроле давления. Многоствольные скважины. Колтюбинг на депрессии»	04-10. 10.2015	г. Хьюстон, Техас, США	CapitalBE	http://www.capitalbe.co.uk/programmes/managed-pressure-drilling-systems-multilateral-wells-coiled-tubing-underbalanced-drilling.html?lang=ru
КЮОГЕ. 23-я Казахстанская Международная выставка и конференция «Нефть и газ»	06-09. 10.2015	г. Алматы, Казахстан	ITE	http://www.mioge.ru/ru-RU/events/mangystau.aspx
17-я Межрегиональная специализированная выставка современных технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности «Нефть. Газ. Химия»	13-16. 10.2015	г. Пермь	ООО «Выставочный центр Пермская ярмарка»	http://www.oilperm.ru/ru/
Нефтегазовый сервис в России. «Нефтегаз-сервис-2015»	14.10.2015	г. Москва	Московские нефтегазовые конференции	http://www.n-g-k.ru/?page=meropr50
XIV Международный форум «Сервис и оборудование для нефтегазовой отрасли»	15-16. 10.2015	г. Москва	PRI	http://www.rpi-conferences.com/services-and-equipment
«Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы»	19-24. 10.2015	г. Сочи	ООО «НПФ «Нитпо»	http://conf4.oilgasconference.ru/
Научный семинар «Горизонтальные скважины. Проблемы и перспективы»	20-22. 10.2015	г. Москва	Европейская ассоциация геоучёных и инженеров	http://eage.ru/ru/workshops/detail.php?id=108
Российская нефтегазовая техническая конференция SPE	26-28.10 2015	г. Москва	SPE	http://rca.spe.org/ru/events/rptc-2015/
I Международная конференция и выставка «Нефтегаз- Западная Сибирь. Промышленное освоение трудноизвлекаемых запасов. Привлечение инвестиций и передовых технологий»	28-29. 10.2015	г. Тюмень	Vostok Capital	http://www.vostokcapital.com/events/neftegaz-zapadnaya-sibir-2014-promyshlennoe-osvoenie-trudnoizvlekaemyih-zapasov/
16-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»	28-30. 10.2015	г. Москва	ООО «Время колтюбинга», ЦРКТ, ИСОТА	http://www.cttimes.org/conf/
«Нефть Газ. Экология. Энерго»	29-30. 10.2015	г. Ноябрьск, ЯНАО	СибЭкспо-сервис-Н	http://www.ses.net.ru/index.php/calendar
«Ежегодная Каспийская техническая конференция и выставка SPE»	01.11.2015	г. Баку, Азербайджан	SPE	http://www.spe-moscow.org/ru/meetings/kaspijskaya-konferentsiya-i-vystavka-spe.html
«Строительство горизонтальных, разветвленных скважин и ЗБС: проблемы, перспективы, инновационные решения»	18-19. 11.2015	г. Тюмень	НОЧУ ДПО «ИнТех»	http://togc.info/seminary/?SECTION_ID=98&ELEMENT_ID=130
Конференция «Оптимизация заводнения на зрелых месторождениях»	23-24. 11.2015	г. Тюмень	SPE	http://www.spe-moscow.org/ru/meetings/optimizatsiya-zavodneniya-na-zrelykh-mestorozhdeniyakh.html
Международная конференция «Зрелые месторождения СНГ»	дата уточняется	г. Москва	Smarta Conference	http://smartaconferences.ru/ru/conferences

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224
тел.: +7 499 788 914, тел./факс: +7 499 788 91 19.

Дорогие читатели!

Подписку на научно-практический журнал
«Время колтюбинга»

вы можете оформить в любом отделении «Роспечати»
в период проведения подписных кампаний.

ИНДЕКС В ПОДПИСНОМ КАТАЛОГЕ «РОСПЕЧАТИ» – 84119.

Компании могут оформить годовую подписку
непосредственно в редакции журнала (не менее чем на
3 экземпляра). Подписка в редакции возможна с любого
месяца года.

Минимальная стоимость годовой подписки (3 экз. х 4 вып.):
13 200 руб. (включая НДС 10%) + стоимость доставки.

Для оформления подписки через редакцию отправляйте
запрос по адресу: cttimes@cttimes.org

For English-speaking readers we recommend to subscribe
for PDF-version of the Journal.

Please send your subscription request to:
cttimes@cttimes.org

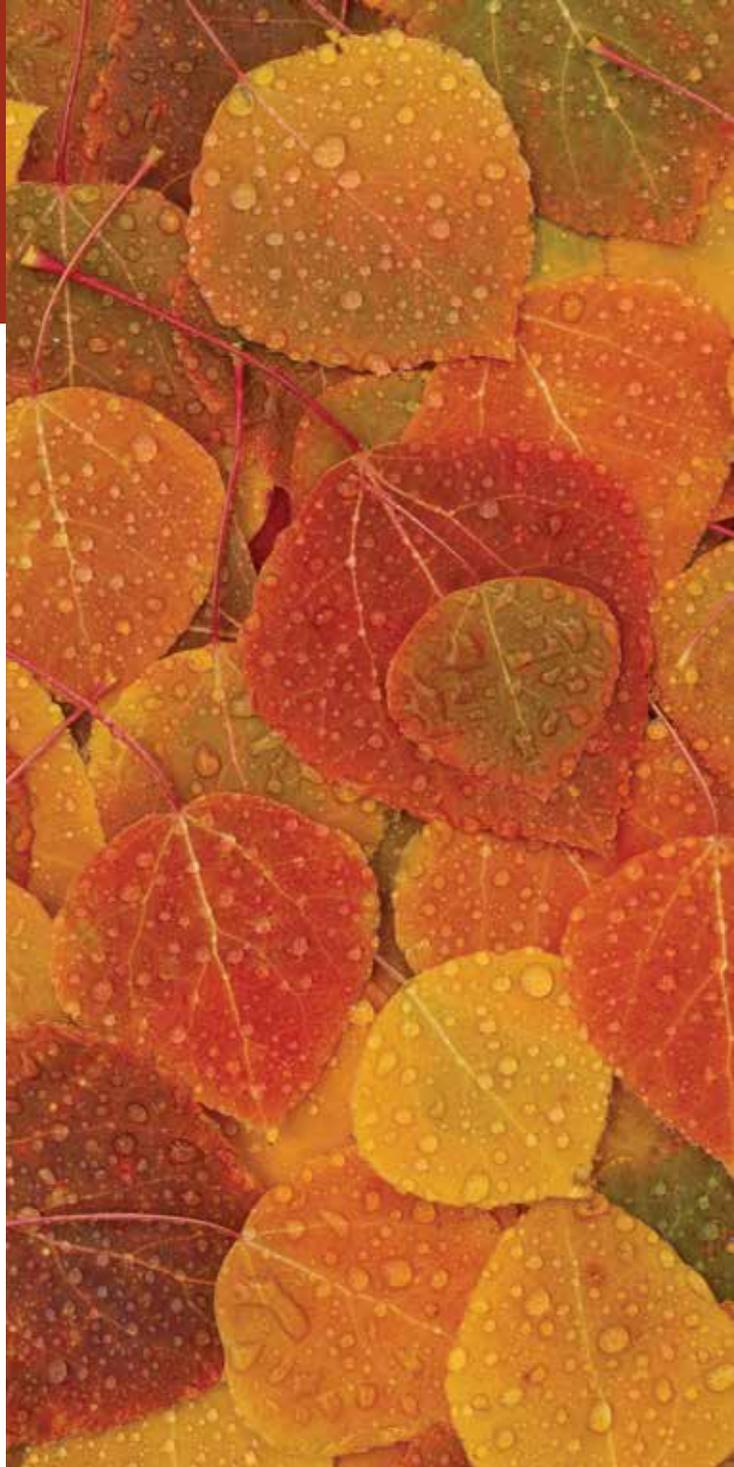
Year subscription price for PDF-version: 80\$.

Почетный редактор – **Рон Кларк** (rc@cttimes.org);
главный редактор – **Галина Булыка** (halina.bulyka@cttimes.org);
директор по стратегическому развитию проекта «Время
колтюбинга» – **Артем Грибов** (artem.gribov@cttimes.org);
научный редактор – **Василий Андреев**, канд. физ.-мат. наук;
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** (advert@cttimes.org);
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;
подписка и рассылка – cttimes@cttimes.org.

Главный научный консультант – **В.С. Войтенко**, д.т.н., профессор,
академик РАН;
научные консультанты – **Л.А. Магадова**, д.т.н., зам. директора
Института промышленной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина;
И.Я. Пирч, директор СЗАО «Новинка»;
Х.Б. Луфт, старший технический советник компании
Trican Well Service;
К. Ньюман, технический директор компании NOV CTES;
А.В. Кустышев, д.т.н., профессор.

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org);
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" –
Artem Gribov (artem.gribov@cttimes.org);
Scientific editor – **Vasili Andreev**, Doctor of Phys.-Math.;
Translators – **Gregory Fomichev**, **Svetlana Lyenko**;
Executive editor – **Natalia Mikheeva**; Marketing and advertising –
Marina Kulikovskaya (advert@cttimes.org);
Design & computer making up – **Ludmila Goncharova**;
Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

Chief scientific consultant – **V. Voitenko**, Doctor of Engineering,
Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;
Scientific consultants – **L. Magadova**, Doctor of Engineering,
Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, Gubkin Russian
State University of Oil and Gas; **I. Pirch**, Director of CJSC Novinka;
H.B. Luft, Professor, Senior Technical Advisor of Trican Well Service;
K. Newman, Technical Director of NOV CTES; **A. Kustyshev**,
Doctor of Engineering, Professor.





NAFTA
SIBERIAN NITROGEN

Завод по производству жидкого азота в Западной Сибири

В начале 2014г. компанией Nafta - Siberian Nitrogen был запущен завод по производству жидкого азота.

Комплекс предназначен для производства жидкого азота из атмосферного воздуха методом низкотемпературной ректификации.

Завод по производству жидкого азота Nafta Siberian Nitrogen является уникальным в нефтесервисной отрасли, он полностью автоматизирован, его производительная мощность составляет 3000 кг/ч



Технологичность

Современные технологии производства и контроля качества продукции.

Производительность

Уникальное сочетание производительной мощности и минимальных затрат энергии.

Безопасность

Обеспечена максимальная экологическая и пожарная безопасность производства.

ООО "НАФТА СИБЕРИАН НАЙТРОДЖЕН"
628380, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра,
г. Пыть-Ях, Центральная промышленная зона
Телефон/Факс: 8 (499) 322-16-34 E-mail: info@sibirazot.ru

www.sibirazot.ru

Fidmash®

КАЧЕСТВО И НАДЕЖНОСТЬ

- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГРП
- УСТАНОВКИ КОЛТЮБИНГОВЫЕ
- УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ
- УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ
- УСТАНОВКИ АЗОТНЫЕ



220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26
Тел.: +375 17 298 24 17, факс: +375 17 248 30 26
E-mail: fidmashsales@nov.com www.fidmashnov.by
Представительство в России «ФИДсервис»
тел.: +7 (916) 281 15 53

