

Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

2 (048), Май / May 2014

www.cttimes.org

**ООО «ПАКЕР СЕРВИС»: КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД
К МНОГОСТАДИЙНОМУ ЗАКАНЧИВАНИЮ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

**МГРП С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГА И СИСТЕМЫ
ЖИДКОСТИ ГРП TriFrac-C™**

**MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING WITH
APPLICATION OF COILED TUBING AND TriFrac-C™
FLUID SYSTEM**

**ПЕРВЫЕ В РОССИИ ШАГИ ГРП С СОЗДАНИЕМ
КАНАЛОВ**

FIRST STEPS OF CHANNEL FRACTURING IN RUSSIA

**УПРАВЛЯЕМЫЙ С ПОВЕРХНОСТИ СКВАЖИНЫ ГРП
С ПОМОЩЬЮ КОЛТЮБИНГА**

**COILED TUBING-ASSISTED SURFACE-CONTROLLED
HYDRAULIC FRACTURING**

**10-Я ПОТРЕБИТЕЛЬСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
СЗАО «ФИДМАШ»**

THE 10TH NOV FIDMASH'S CONSUMER CONFERENCE

**ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР НОМЕРА – ООО «ПАКЕР СЕРВИС»
OFFICIAL PARTNER OF THE ISSUE – PACKER SERVICE LLC**

Номер стенда ООО «Пакер Сервис»
на выставке НЕФТЕГАЗ-2014 – 1 E58,
павильон № 1

Find us on NEFTEGAZ
2014, may 26-29
pavilion No. 1 / stand 1E58

info@packer-service.ru
www.packer-service.ru
+7-(495)-663-3107



48





NAFTA SIBERIAN NITROGEN

Завод по производству азота в Западной Сибири

Самые современные технологии производства и контроля качества продукции.

Высочайшая производительность при минимальных затратах энергии.

Максимальная экологическая и пожарная безопасность производства.

Удобное расположение в районе г. Пыть-Ях и собственная железнодорожная ветка.

www.sibirazot.ru

info@sibirazot.ru

+7 (499) 400 13 91



Triplex Pump
Трехплунжерный насос



Nitrogen Converter
Азотная установка



Combine
CT Power
Pack & Control Cabin
Комбинированный модуль
(кабина управления и
модуль питания)



Coiled Tubing Power Pack
Модуль питания колюбин-
говой установки



Control Cabin
Кабина управления



Coiled Tubing
Power Reel
Механический
барабан ГНКТ



Lifting Frame
Подъемная рама



Jacking Frame
Портал подъемника
(самоподнимающегося
бурового основания)



Telescopic Spooler
Телескопический
спулер



Coiled Tubing
Injector
Инжектор ГНКТ



Clip-in-Drum
Навивочный барабан



Walking Platform
Подмости

STELKRAFT

Coiled Tubing and Pumps



TS - 2013



API 6B - 1100
API 6C - 5100



Q1 - 9033



ISO - 1214

QMS
REGISTERED

CELEBRATING
26
Years

SINGAPORE

Stelkraft Coiled Tubing and Pumps Ltd
9A, Benoi Sector, Singapore 629862
Phone: (65) 6268 0188
Fax: (65) 6268 2893
E-mail: marketing@stelkraft.com
Website: www.stelkraft.com

USA, RUSSIA AND FORMER USSR

Barbara Viner
Telephones: 1 (203) 570-2115 - Mobil
1 (203) 353-0068 - Office
1 (203) 353-0068 - Fax (after 6 rings)
E-mails Barbara.Viner@stelkraft.com
or Vinerb@optonline.net
Website: www.stelkraft.com

Наш Стенд №.5-30
«НЕФТЬ И ГАЗ»
26-29 Мая 2014

Инновация, Качество, Надежность

- Фактическое непрерывное тяговое усилие – с 4.5 по 63 тонн.
- Самостоятельная разработка - программное обеспечение управления, сбора данных, анализа



Производство и поставка

- Цементировочные агрегаты
- Флот для ГРП
- Колтюбинги и инструменты для колтюбингов
- Жидко-азотные агрегаты
- Компрессор для природного газа
- Буровые установки
- Установки для сжижения природного газа (СПГ)



Козлов А.Я.

Тел: +7 (917) 256 52 77

E-mail: kozlov@jereh.com

8559590031@mail.ru

Петя

Тел: +7 (968) 609 64 18 (в России)

+86-135 9827 1197 +86-535-672 3308 (в Китае)

E-mail: chenbo@jereh.com

Jereh

**РОССИЙСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ АССОЦИАЦИИ СПЕЦИАЛИСТОВ
ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ
И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ НП «ЦРКТ» (ICOTA)
THE RUSSIAN CHAPTER OF ICOTA**



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

**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**

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 «Шлюмбергер»; **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., директор БелНИПИнефть; **С.А. Заграничный**, технический директор компании «Трайкан Велл Сервис»; **Р. Кларк**, почетный редактор журнала; **Е.Б. Лапентова**, генеральный директор СЗАО «ФИДМАШ»; **В.В. Лаптев**, к.т.н., первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества; **В.П. Мороз**, директор департамента ГНКТ ООО «Интегра – Сервисы»; **Н.В. Рахимов**, к.т.н., главный инженер – первый заместитель генерального директора ООО «Газпром подземремонт Уренгой»; **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.

АВТОР ПРОЕКТА – Л.М. Груздилов

Почетный редактор – **Рон Кларк** (rc@cttimes.org); главный редактор – **Галина Булыка** (halina.bulyka@cttimes.org); коммерческий директор – **Александр Пирожков** (alexander.pir@cttimes.org); научный редактор – **Василий Андреев**; 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 РАЕН; научные консультанты – **Л.А. Магадова**, д.т.н., зам. директора Института промышленной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; **И.Я. Пирч**, заместитель директора 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.

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, Director, BelNIPIneft; **A. Lapatsentava**, Director General, NOV FIDMASH; **V. Laptev**, Doctor of Engineering, Vice President of Euroasian Geophysical Society; **V. Moroz**, Director of the Coiled Tubing Department, Integra Services; **N. Rakhimov**, Ph.D. in Engineering Sciences, Chief Engineer – First Deputy Director General of Gazprom Podzemremont Urengoy LLC; **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, "RosTEKhtehnologii"; **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. Vydrlik**, Director, Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center"; **R. Yaremiychuk**, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences; **S. Zagranichny**, Technical Director, Trican Well Service.

ORIGINATOR OF THE PROJECT – L. Hruzdilovich

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org); editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org); Sales manager – **Alexander Pirozhkov** (alexander.pir@cttimes.org); scientific editor – **Vasili Andreev**; translators – **Gregory Fomichev**, **Svetlana Lysenko**; Executive editor – **Natalia Miheeva**; 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. Pirsch**, Deputy 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.

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

Главная тема нового номера нашего журнала – ГРП. В рубрике «Технологии» вы найдете статьи, раскрывающие подходы к производству ГРП таких передовых компаний, как «Пакер Сервис», Trican Well Service, «Шлюмберже», «Белоруснефть», «Газпром подземремонт Уренгой», а также теоретическое обоснование ГРП с помощью колтюбинга, управляемого с поверхности скважины, сделанное профессором Ю.А. Балакировым. Мы не случайно обратили на гидравлический разрыв пласта столь пристальное внимание. Востребованность технологии ГРП, особенно многостадийного, проявляет в России и СНГ устойчивую тенденцию к росту. Многостадийный ГРП в горизонтальных скважинах с использованием колтюбинга становится одним из драйверов высокотехнологичного нефтегазового сервиса. Мы не могли не обратить внимание на этот тандем – колтюбинг и ГРП, а потому уточнили название нашего журнала и ко «Времени колтюбинга», так сказать, неофициально добавили «Время ГРП». Обратите внимание на апгрейд нашего логотипа!

Как вы знаете, наш журнал является одним из организаторов ежегодной конференции. В ее название тоже внесены коррективы, требуемые логикой развития: 29–31 октября 2014 года состоится, внимание, 15-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Ядро тематики, как нетрудно догадаться, составят новейшие тренды ГРП, и, конечно же, колтюбинга. Место встречи привычное: Москва, отель «Аэростар».

Партнером номера журнала, который вы держите в руках, выступила одна из самых стремительно развивающихся российских независимых сервисных компаний – ООО «Пакер Сервис». Встречайте почетного «Гостя номера» – генерального директора ООО «Пакер Сервис» А.М. Овсянкина, который в обстоятельном интервью рассказывает о том, как вывести компанию на передовые технические и технологические позиции и гарантированно оказывать услуги высочайшего качества.

Один из секретов успеха «Пакер Сервиса» – надежное колтюбинговое оборудование производства СЗАО «ФИДМАШ». В рубрике «Перспективы» вы найдете обзорный материал нашей аналитической группы по программе и итогам 10-й Потребительской конференции СЗАО «ФИДМАШ» по вопросам эксплуатации колтюбингового оборудования, цементировочного, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП. Эта публикация будет особенно полезна для тех, кто только собирается приобрести оборудование для высокотехнологичного нефтегазового сервиса и желает определить критерии такого непростого выбора.

Обращаю ваше внимание также на рубрику «Практика», где специалисты компании «Газпром добыча Ноябрьск» делятся передовым опытом выбора, обоснования и реализации малозатратного способа проведения газодинамических исследований горизонтальных скважин на примере Муравленковского месторождения.

Как всегда, в номере «Красота месторождений». На этот раз – месторождений, где работает «Пакер Сервис». Когда-то в Древнем Риме Марк Витрувий сформулировал свою знаменитую триаду: *firmitas* (прочность конструкции), *utilitas* (польза), *venustas* (красота). Это три качества, которыми должна обладать архитектура. Мне кажется, что эта формула универсальна и с полным правом может быть применена и к нашему делу – нефтегазовому сервису. Ведь мы работаем на прочном оборудовании для пользы человечества и при этом не забываем о красоте природы, которая нас окружает.

Рон Кларк

EDITORIAL

The main theme of the new issue of our magazine is hydraulic fracturing. In the Technologies section you will find articles about various approaches to hydraulic fracturing employed by leading companies such as Packer Service LLC, Trican Well Service, Schlumberger, Belorusneft, Gazprom Podzemremont Urengoy as well as theoretical justification of CT-assisted surface-controlled hydraulic fracturing authored by professor Y. A. Balakirov. It is not incidental that we focused our attention on hydraulic fracturing. This technology and particularly multi-stage fracing has become increasingly in demand in Russia and CIS countries. Multi-stage fracing in horizontal holes using coiled tubing has become one of the drivers of high-tech gas and oilfield service. We could not but pay attention to the tandem – coiled tubing and hydraulic fracturing – and therefore we've revised the name of our magazine by supplementing the title, i.e. Coiled Tubing Times, with an unofficial extension – Hydraulic Fracturing Times. Please note the upgrade of our logo!

As you well know, our magazine is one of the organizers of an annual conference. Its name has also been slightly changed which was dictated by the logic of development: the 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference will be held on 29–31 October, 2014. The core theme, as you may easily guess, will be most recent trends in hydraulic fracturing and, obviously, coiled tubing. The venue will be as usual – Moscow, Aerostar Hotel.

The issue that you are holding in your hands has been partnered by one of the most rapidly developing, independent Russian oilfield service companies – Packer Service LLC. Please meet the honorable Guest of the Issue – A.M. Ovsiankin, Managing Director, Packer Service LLC – who gives a comprehensive interview on how to bring the company to the leading technical and technological positions and to provide assured high-quality services.

One of the secrets of Packer Service's success is reliable coiled tubing equipment manufactured by NOV FIDMASH. In the Perspectives section you will find our analytical team's overview of the program and outcomes of the 10th NOV FIDMASH' Consumer Conference on Operation of CT Equipment, Cementing, Pumping, and Nitrogen Machinery and Hydraulic Fracturing Equipment. This publication will be of special use and interest to those who are going to purchase equipment for high-tech gas and oilfield service and would like to determine the criteria for such a difficult choice.

I invite you to pay attention to the Practice section where specialists from the company Gazprom Dobycha Noyabrsk share their best practice in selecting, justifying and implementing low-cost gas-dynamics surveys of horizontal holes by the example of Muravlensk field.

As always, the issue contains The Beauty of the Fields. This time it will be the fields where Packer Service operates. Long ago in Ancient Rome Marcus Vitruvius asserted his famous triad: *firmitas* (solidity), *utilitas* (usefulness), *venustas* (beauty). These are the three qualities must be exhibited by any structure. It seems to me that this formula is universal and can be rightfully applied to our case as well – gas and oilfield service. We do use solid equipment for the good of mankind and without forgetting about the beauty of nature surrounding us.

Ron Clarke

ГОСТЬ НОМЕРА

Главное конкурентное преимущество компании – высокопрофессиональный коллектив специалистов (в качестве гостя номера выступает **А.М. Овсянкин** – генеральный директор **ООО «Пакер Сервис»** – одной из самых стремительно развивающихся российских нефтегазосервисных компаний)14

ПЕРСПЕКТИВЫ

СЗАО «ФИДМАШ»: соответствовать потребностям потребителей в режиме онлайн (10-я Потребительская конференция СЗАО «ФИДМАШ» по вопросам эксплуатации колтюбингового оборудования, цементировочного, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП)22

Надежное партнерство. «Техностройлизинг» – NOV FIDMASH32

ТЕХНОЛОГИИ

Д.В. Чернышев
ООО «Пакер Сервис» предлагает комплексный подход к многостадийному заканчиванию горизонтальных скважин34

Ю.А. Балакиров, П.И. Тобольченко, В.Н. Бровчук
Управляемый с поверхности скважины гидравлический разрыв пласта с помощью колтюбинга36

С.А. Заграничный
Проведение многостадийного ГРП с применением колтюбинга и системы жидкости ГРП TriFrac-C™38

Алексей Юдин, Филипп Энкабабиан, Константин Ляпунов, Константин Бурдин, Алексей Никитин, Сулейман Ситдилов, Светлана Сердюк, Александр Сердюк
Первые в России шаги ГРП с созданием каналов дают начало новым направлениям в стимуляции скважин нефтяных месторождений44

Компания Welltec:
Фрезерование посадочных седел МГРП на геофизическом кабеле – впервые в СНГ60

Д.В. Ткачев, А.В. Драбкин, К.В. Мироненко, Т.Д. Гилязитдинов
Перспективы развития технологий ГРП и КГРП на месторождениях Республики Беларусь64

В.В. Дмитрук, С.Н. Рахимов, Д.А. Кустышев, В.Н. Никифоров
Очистки забоев нефтяных скважин после гидроразрыва пласта от проппантовых пробок с использованием гибких труб68

С.И. Александров, В.А. Мишин, Д.И. Буров
Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: успехи и проблемы72

С.С. Новиков

Управление рисками. Геоакустика и волновые технологии – пути решения проблем межколонных давлений (МКД)76

НАУКА

Ю.А. Балакиров, И.Б. Буркинский
Методы оценки качества вскрытия пластов и освоения скважин по коэффициенту скин-эффекта. Перечень и характеристика скин-эффекта86

ПРАКТИКА

В.Ю. Силов, А.И. Мальцев
Выбор, обоснование и реализация малозатратного способа проведения газодинамических исследований горизонтальных скважин на примере Муравленковского месторождения98

Недропользователи готовы к внедрению инноваций (корреспондент журнала «Время колтюбинга» беседует с **А.Н. Коротченко**, директором ООО «ИнТех»)102

ОБОРУДОВАНИЕ

Новая техника от Группы ФИД104

ТАМ Интернэшнл: Опыт применения двухпакерных компоновок на ГНКТ для селективных обработок пласта110

Фильтры для любых условий эксплуатации скважин (корреспондент журнала «Время колтюбинга» беседует с **О.Г. Диденко**, коммерческим директором производственной компании «Опора-Пром-Ойл»)112

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

В Уфе прошла конференция по нефтесервису113

КРС, ГРП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах114

РЕГИОН

Первый казахстанский проект в области интенсификации нефтедобычи116

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Сланцевая революционная целесообразность118

Анкета «Времени колтюбинга»123

Красота месторождений132

GUEST OF THE ISSUE

The Main Competitive Advantage of the Company is the High-Skilled Teams of Specialists (this issue's guest is **A. Ovsiankin**, Managing director of **Packer Service LLC**, one of the most rapidly developing gas and oilfield service companies)14

PROSPECTS

NOV FIDMASH: To Meet Customer Requirements in Online Mode (10th NOV FIDMASH' s Consumer Conference on Operation of CT Equipment, Cementing, Pumping, and Nitrogen Machinery and Hydraulic Fracturing Equipment).....22

Reliable Partnership. Technostroilizing LLC – NOV FIDMASH32

TECHNOLOGIES

Yu. Balakirov, P. Tobolchenko V. Brovchuk
Coiled Tubing-Assisted Surface-Controlled Hydraulic Fracturing36

Stanislav Zagranichny
Multi-Stage Hydraulic Fracturing Using Coiled Tubing and TriFrac-C™ Fluid System38

Alexey Yudin, Philippe Enkababian, Konstantin Lyapunov, Konstantin Burdin, Alexey Nikitin, Suleyman Sitdikov, Svetlana Serdyuk, Alexander Serdyuk
First Steps of Channel Fracturing in Russia Set New Directions for Production Increase of the Oil Fields44

Welltec: Multistage Frac Ports Milling Solutions on Wireline. The First in the CIS60

D. Tkachev, K. Mironenko, T. Giliazitdinov
The Avenues of Developing Hydraulic Fracturing and Acid Hydraulic Fracturing on the Fields of the Republic of Belarus64

V. Dmitruk, S. Rakhimov, D. Kustyshev, V. Nikiforov
Post-Fracture Bottom Hole Cleaning from Proppant Plugs Using Coiled Tubing68

Sergey Novikov

Risk Management. Geoacoustics and Wave Technologies – Solutions to Inter casing Pressure-Related Problems (ICP)76

PRACTICE

Subsoil Users Are Ready To Introduce Innovations (the correspondent of Coiled Tubing Times had a meeting with **A. Korotchenko**, Director of InTech, LLC).....102

REGION

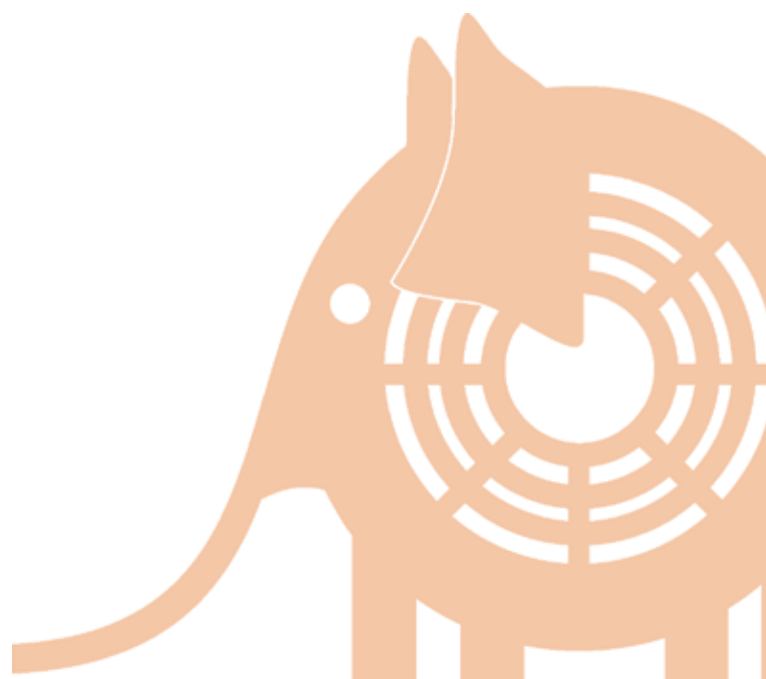
First Kazakh Production Enhancement Project116

UNCONVENTIONAL SOURCES OF HYDROCARBONS

Expedience of Shale Revolution118

Coiled Tubing Times Questionnaire123

The Beauty of Oilfields132



15-я Международная научно-практическая конференция «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

15th International Scientific and Practical COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

Конференция состоится **29–31 октября 2014 года** в Москве, в гостинице «Аэростар» (Ленинградский проспект, 37, корпус 9, ст. метро «Динамо»). На 29 октября запланирован учебный **семинар**, который проведут специалисты одной из самых высокотехнологичных международных сервисных компаний. Каждому слушателю будет вручен именной сертификат, подтверждающий прохождение курса.

На протяжении всех трех дней будет действовать выставка, на стендах которой будут представлены продукция и/или технологии компаний-участниц.

30–31 октября состоятся **технические секции**. Программа **технических секций** традиционно фокусируется на самых передовых технологиях. Так, в трендах прошлых (13-й и 14-й) конференций были многостадийный ГРП с колтюбингом, применение оптоволоконных систем ACTive, гидropескоструйная перфорация эксплуатационной колонны при использовании ГНКТ, фрезерование муфт многостадийного ГРП (ZoneSelect), направленное бурение скважин, в том числе на депрессии, геофизика с колтюбингом, использование скважинных тракторов и другие актуальные темы от ведущих международных и российских сервисных компаний.

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

В фокусе тематики следующей конференции обещает быть ГРП, поэтому организаторы уточнили название: 15-я Международная научно-практическая конференция **«Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»**.

Организаторами конференции традиционно выступают российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), Центр развития колтюбинговых технологий (г. Москва) и научно-практический журнал «Время колтюбинга». Мероприятие пройдет при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации.

Эта ежегодная конференция – старейший в России профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных нефтесервисных работ и производителей соответствующего оборудования.

The Conference will be held in Moscow at Aerostar Hotel (Leningradsky ave. 37, bldg. 9, “Dinamo” subway station) on October 29–31, 2014. Educational Workshop will be held on October 29. The lecturers of the Workshop represent one of the leading international oilfield service company. Personal Certificated of Attendance will be awarded to each attendee of the Workshop.

During the three days of the Conference an Exhibition will be organized. Products and/or technologies of the participating companies will be presented there.

Technical sections will take place on October 30–31. Program of **technical sections** is traditionally focused on the most advanced technologies. The main trends of the previous (the 13th and the 14th) conferences were multi-stage hydraulic fracturing with CT application, utilization of ACTive fiber optic systems, CT hydraulic jet perforation of production string, multi-stage fracturing sleeves milling (ZoneSelect), directional drilling, including underbalanced drilling, CT logging, downhole tractors and other topical issues. The reports were presented by both International and Russian companies.

Working languages: Russian, English. Simultaneous interpretation will be provided.

Among the main topics of the next conference will be hydraulic fracturing. That's why it will be entitled as the 15th International Scientific and Practical **Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference**.

The conference will traditionally be organized by the Russian Chapter of Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA), Coiled Tubing Technologies Development Center (Moscow) and Coiled Tubing Times Journal. The event will be supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation.

This annual conference is the Russian longest-standing professional forum for oil and gas services specialists, purchasers of high-tech oilfield services and manufacturers of oilfield equipment.

1st Pan-Russian Coiled Tubing Technologies



I Всероссийская конференция по колтюбинговым технологиям (1998 год) и II Всероссийская научно-техническая конференция по проблемам колтюбинга

в нефтегазовом комплексе России (2001 год) более десятилетия назад определили основные пути развития отечественного нефтегазового сервиса.

К настоящему времени конференция приобрела статус международной и получила широкую известность, но, самое главное, стала настоящим клубом единомышленников, площадкой эффективного обмена опытом. Она собирает цвет нефтегазового сервиса России и СНГ. На встречу неизменно приезжают и зарубежные специалисты из США, Канады и других стран, где интенсивно развивается нефтегазовый сервис.

Делегатами конференции неизменно являются представители таких известных российских и международных компаний, как «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Шлюмбергер», Trican Well Service, Weatherford, Halliburton, «Татнефть», «Башнефть», ООО «Интегра – Сервисы», «ЕВС», «БВТ-Восток», Eriell Group, «Белоруснефть», СЗАО «ФИДМАШ», Serva Group, Welltec, «Пакер Сервис», Westor Overseas Holding, «Фрак Джет Волга», «Ямал-Петросервис» и др.

Прошлого дня, 14-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы» собрала рекордное число участников из различных регионов России, а также стран ближнего и дальнего зарубежья – 140 делегатов от 70 нефтегазосервисных, нефтегазодобывающих, производящих оборудование компаний.

На 15-й конференции, как всегда, будут предоставлены условия для продуктивного не только формального, но и неформального общения специалистов в процессе кофе-брейков, фуршета и **торжественного приема в честь 15-летнего юбилея мероприятия.**

Участие в конференции даст вам возможность изучить основные тренды и получить исчерпывающую информацию о самых свежих технических и технологических инновациях мирового и отечественного нефтегазосервисного рынка. У вас будут прекрасные условия, чтобы плодотворно пообщаться и обсудить актуальные проблемы с опытными коллегами из ведущих компаний, в неформальной обстановке с помощью квалифицированных переводчиков задать вопросы зарубежным специалистам.

В рамках 15-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» планируется дать старт новой традиции – награждению лучших компаний и докладчиков специальной премией **Intervention Technology Award.**

Более подробная информация опубликована на сайте www.cttconference.ru

Ждем вас, дорогие коллеги!

Оргкомитет

Conference (1998) and the 2nd Pan-Russian Research and Technical Conference on Coiled Tubing Problems in Russian Oil and Gas Sector (2001) defined the main areas of domestic oil and gas services sector development more than a decade ago. So far, the conference has evolved into an international event, has gained great popularity and has become a real club of associates, and a forum for efficient experience sharing. The conference is attended by the cream of the crop of oil and gas services sector of Russia and CIS countries. Among the conference participants one can also meet specialists from the USA and Canada, as well as other countries with intensively developing oil and gas services sector.

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, Belarusneft, NOV FIDMASH, Serva Group, Welltec, Packer Service, Westor Overseas Holding, Frac Jet Volga, Yamal-Petroservice, etc.

The 14th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference gathered the record number of participants from different regions of Russia and foreign countries. More than 140 delegates representing 70 oil and gas production, oilfield service and equipment manufacturing companies participated in this activity.

At the 15th conference the professionals will have a possibility to communicate with their colleagues both in formal and informal surroundings (during coffee breaks, standing buffet or welcome reception organized in the honor of the **15th Anniversary of the Event**).

Participation in the conference will allow you to study the main trends and get detailed information about the most recent technology advances and innovations of both global and Russian oil and gas service market. During the conference you will have excellent conditions for fruitful discussions with experienced colleagues from leading oil and gas companies. You will also have a possibility to ask questions to foreign specialists with the help of skilled interpreters.

This year, in the framework of the 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference (October 29–31, 2014) the **Intervention Technology Award** will be presented to the chosen participating companies in a range of categories.

Detailed information can be found at <http://www.cttimes.org/en/conf>

We look forward to seeing you!

Organizing Committee

15-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

**29 – 31 октября 2014 года,
Россия, Москва, гостиница «Аэростар»
(Ленинградский проспект, 37, корпус 9, ст. метро «Динамо»)**

**October 29 – 31, 2014
Aerostar Hotel, Moscow, Russia
(Leningradskiy ave. 37, bld. 9, "Dinamo" subway station)**

Тематика:

- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП и т.д.);
- Современные методы геофизического исследования скважин, в т.ч. горизонтальных;
- Инструментальный сервис (ловильные операции, фрезерование, установка отсекающих пакеров и т.п.);
- Новые методы ПНП;
- Ремонтно-изоляционные работы;
- Зарезка боковых стволов, в т.ч. с применением ГНКТ;
- Нефтепромысловая химия;
- Оборудование, инструмент и материалы для ТКРС.

Conference topics:

- Coiled tubing technologies;
- Latest hydraulic fracturing technologies (multi-stage fracturing in horizontal wells, nitrogen fracturing, coiled tubing fracturing, etc.);
- Up-to-date well logging techniques, including horizontal wells logging;
- Well service (fishing and milling operations, packer setting jobs, etc.);
- New EOR technologies;
- Cement squeeze;
- Sidetracking operations, including those with coiled tubing application;
- Oilfield chemistry;
- Equipment, tools and materials for well servicing and workover.

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

Tel.: +7 916 512 70 54,
+7 499 788 91 24
Tel./fax: +7 499 788 91 19
E-mail: cttimes@cttimes.org,
www.cttconference.ru



РЕГИСТРАЦИОННАЯ ФОРМА

15-я Международная научно-практическая конференция
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

29 октября – 31 октября 2014 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: семинар, конференция, выставка.

29.10.2014 – ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ СЕМИНАР

Регистрационный взнос..... 18 000 руб. ☐

Регистрационный взнос включает: участие слушателя в кофе-брейках, обеде, фуршете; конспект лекций семинара и другие раздаточные материалы, а также именной сертификат, свидетельствующий о прохождении курса.

30.10–31.10.2014 – КОНФЕРЕНЦИЯ

Регистрационный взнос
Для делегатов..... 45 000 руб. ☐
Для докладчиков (доклады нерекламного характера).....19 000 руб. ☐
Характер доклада определяет программный комитет конференции
При регистрации 3-х и более участников от одной организации – скидка 7%
Регистрационный взнос с одного человека41 850 руб. ☐
Для участников конференций 2009–2013 гг. – скидка 5%
Регистрационный взнос с одного человека.....42 750 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.....9000 руб. ☐

30.10–31.10.2014 – ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ КОМПАНИЙ-УЧАСТНИЦ

Заказ конференц-стенда (3Х2, стандарт)42 500 руб. ☐
Все суммы включают НДС

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

	Формат	Сумма
Слушатель семинара		
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 15th International Scientific and Practical
COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

October 29 – 31, 2014

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: workshop, conference, exhibition.

29.10.2014 – EDUCATIONAL WORKSHOP

Registration fee\$600 ☐

Registration fee includes: participating in the technical sections, coffee breaks, lunch, cocktail party; seminar lecture notes and other handouts, as well as a personal certificate of participating in the workshop.

30.10–31.10.2014 – 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 2009–2013 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 ☐

30.10–31.10.2014 – EXHIBITION OF TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT OF THE MEMBER COMPANIES

Order of the conference stand (3X2, standard)\$1500 ☐

All prices include TAX

Please, select your participation option and registration fee:

	Option	Price
Workshop attendee		
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



В рамках 15-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» (29.10.2014-31.10.2014) впервые состоится награждение лучших компаний специальной премией **Intervention Technology Award**.

Уважаемые читатели журнала «Время колтюбинга», предлагаем вам принять участие в опросе и указать, какие компании достойны получить **Intervention Technology Award** 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» _____

«Лучшая компания по разработке оборудования для доставки приборов в горизонтальную скважину» _____

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

«Лучшая компания по внедрению направленного колтюбингового бурения в России и СНГ» _____

«Лучшая международная компания по внедрению направленного колтюбингового бурения» _____

Читательскую аудиторию «Времени колтюбинга» составляют многочисленные представители нефтегазодобывающих, нефтегазосервисных и производящих оборудование для высокотехнологичного нефтегазового сервиса компаний. Именно на основе их опроса будет формироваться шорт-лист номинантов.

В жюри премии входят представители российского отделения ICoTA, эксперты Минэнерго РФ, члены ученого совета Центра развития колтюбинговых технологий, члены редакционного совета журнала «Время колтюбинга».

Отсканируйте заполненную форму и пришлите по адресу: cttimes@cttimes.org
Онлайн-версия формы для опроса: <http://cttaward.ru/>

Контактная информация:

www.icota-russia.ru
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



This year, in the framework of the 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference (October 29–31, 2014) the **Intervention Technology Award** will be presented to the chosen participating companies.

Dear readers of Coiled Tubing Times Journal! We invite you to respond to a poll and tell us which companies are worthy of the **Intervention Technology Award**. The following categories will be considered:

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 _____

Best company-developer of equipment for conveyance of tools into horizontal wells _____

Financial institution that promotes high-tech oilfield services in Russia _____

Best company in the sphere of directional coiled tubing drilling implementation in Russia and CIS countries _____

Best international company in the sphere of directional coiled tubing drilling implementation _____

Coiled Tubing Times readership includes representatives of oil and gas production companies, oilfield service companies and manufacturers of the high-tech oilfield equipment. On the basis of their feedback we will create a short list of nominees.

The panel of judges includes representatives of the Russian Chapter of ICoTA, experts from the Ministry of Energy of the Russian Federation, members of the Scientific Council of Coiled Tubing Technologies Development Center and members of the Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal.

Please, kindly fill-in the form, scan it and send to cttimes@cttimes.org
Online version of the form can be found at <http://cttaward.ru/>

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

ПОТЕНЦИАЛ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ



Раскройте весь потенциал трудноизвлекаемых запасов благодаря универсальному набору технологий и специализированных решений. Компания Weatherford готова оказать вам комплексную поддержку — от старта проекта и до его завершения. Наши специалисты помогут определить оптимальное расположение скважин и подобрать безопасные методы выполнения работ, выделить зоны проведения гидроразрыва пласта и оптимизировать добычу.

В штате компании Weatherford работают высококвалифицированные специалисты по разработке трудноизвлекаемых запасов. Мы предлагаем весь спектр услуг, включая современные каротажные и лабораторные исследования, комплексную интенсификацию притока, системы многопластового заканчивания и эффективные технологии добычи.

По вопросам сотрудничества обращайтесь к нашей Группе разработки трудноизвлекаемых запасов по адресам unconventional@weatherford.com и info.cis@eu.weatherford.com

ЖДЕМ ВАС НА ВЫСТАВКЕ 21-ГО МИРОВОГО НЕФТЯНОГО КОНГРЕССА
16-19 июня | Крокус Экспо | Павильон 3 | Зал 15 | стенд В11



Главное конкурентное преимущество компании – высокопрофессиональный коллектив специалистов

The Main Competitive Advantage of the Company is the High-Skilled Teams of Specialists

В качестве гостя номера выступает А.М. Овсянкин – генеральный директор ООО «Пакер Сервис» – одной из самых стремительно развивающихся российских нефтегазосервисных компаний.

А.М. Овсянкин родился 7 февраля 1972 года в Сургуте Тюменской области. С отличием окончил Государственную академию нефти и газа им. И.М. Губкина в Москве по специальности «машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов», специализация «оборудование для капитального ремонта скважин». Трудовую деятельность начал в 1996 году механиком по нефтепромысловой спецтехнике в Сургутском управлении повышения нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин (СУПНП и КРС, ОАО «Сургутнефтегаз»). С 1997 по 1999 год работал мастером бригады с установками ГНКТ.

С 2000 по 2003 год выполнял обязанности ведущего инженера и начальника Федоровского цеха КРС (СУПНП и КРС, ОАО «Сургутнефтегаз»).

С 2003 по 2005 год работал в компании «Смит Оверсиз Сервисиз» в должности ведущего инженера, руководителя проекта, технического директора.

С 2005 по 2006 год работал в компании «Интегра-Сервисы» в должности генерального директора, где стоял у истоков создания сервиса ГНКТ (были созданы 6 бригад ГНКТ) и консолидации цементировочного бизнеса из буровых активов группы компаний «Интегра».

С 2007 года по настоящее время работает в ООО «Пакер Сервис» в должности генерального директора компании.

Время колтубинга: Андрей Михайлович, познакомьте, пожалуйста, наших читателей с историей ООО «Пакер Сервис».

Андрей Овсянкин: ООО «Пакер Сервис» было создано в 2006 году для предоставления услуг крупнейшим нефтегазодобывающим компаниям России при текущем и капитальном ремонте скважин, при освоении, интенсификации притока скважин, гидродинамических исследованиях, заканчивании скважин.



This issue's guest is A.M. Ovsiankin, Managing Director of Packer Service LLC, one of the most rapidly developing gas and oilfield service companies.

Andrei Ovsiankin was born on February 7, 1972, in Surgut, Tyumen region. Graduated cum laude from the National Academy of Oil and Gas named after Gubkin in

Moscow with the major in Oil and Gas Well Machinery and Equipment; field of specialization: equipment for well workover. Started his working career in 1996 as an oil machinery mechanic in Surgut Department for Enhanced Oil Recovery and Workover (SDEORW, Surgutneftegaz). From 1997 to 1999 worked as a CT foreman.

From 2000 to 2003 acted as interim chief engineer and head of Fedorov Workover Department (SDEORW, Surgutneftegaz).

From 2003 to 2005 worked in Smith Overseas Services as leading engineer, project manager, technical director.

From 2005 to 2006 worked in Integra-Services as Managing Director where he stood at the origins of CT-service (6 CT-teams were set up) and consolidation of the cementing business out of drilling assets of Integra Group.

Since 2007 till present day works as the managing director of Packer Service LLC.

Coiled Tubing Times: Andrei Mikhailovich, please, tell our readers about the history of Packer Service LLC.

Andrei Ovsiankin: Packer Service LLC was founded in 2006 to provide services to major Russian gas and oil producers in need of well servicing and workover, testing, stimulation, pressure transient analysis and completion.

The company's personnel have extensive experience in rendering services in the oil and gas industry; many of

Сотрудники компании имеют большой опыт предоставления услуг в нефтегазовой отрасли, многие из нас прошли тренинги и имеют опыт работы в иностранных сервисных компаниях.

Наши специалисты самостоятельно проводят работы и предоставляют услуги по внедрению новейших технологий, связанных с текущим и капитальным ремонтом скважин, выступают в качестве консультантов при выполнении работ, а также при выборе оптимальных методик и подборе оборудования.

В начале своего пути ООО «Пакер Сервис» специализировалось на предоставлении услуг с пакерным оборудованием и фонтанной арматурой, в основном в процессе ГРП. С первых шагов компания сделала ставку на новаторские технологии и нестандартные решения при предоставлении услуг, так, например, наша компания впервые в России внедрила технологию проведения нескольких гидроразрывов пласта без подъема пакерного оборудования для ревизии. Данная технология позволила нашим Заказчикам значительно сократить время ввода скважин в эксплуатацию из бурения за счет сокращения спуско-подъемных работ, а ООО «Пакер Сервис» получило возможность расширять спектр своих услуг в пакерном направлении, так как Заказчики оценили качество и надежность предоставляемого нами оборудования.

И на следующих этапах своей деятельности мы смогли предложить новшества как в пакерном направлении (компоновки одновременно-раздельной закачки (ОРЗ), пакерные компоновки для борьбы с песковыносом, селективные компоновки для проведения выборочных гидравлических разрывов пластов на многопластовых скважинах и т.д.), так и в других направлениях: ликвидация аварий с применением ловильного и импульсного инструмента (совмещение высококачественного фрезерного инструмента с силовыми вертлюгами, внедрение импульсного инструмента); гидродинамических исследованиях (обслуживание компоновок ОРЗ); колтюбинге (фрезерование внутрискважинного оборудования МГРП и геофизические исследования горизонтальных скважин), гидроразрыве пластов (одна из первых работ в России на баженовской свите).

Разработка новых технологий проводилась в тесном взаимодействии с нашими Заказчиками (нефтегазодобывающими компаниями) и производственной компанией, производящей нефтепромысловое оборудование, – ООО «ПФ «Пакер Тулз», производственным подразделением, входящим в группу компаний «Пакер Сервис».

Мы стараемся не просто выполнить поставленные перед нами нефтегазодобывающими компаниями задачи, но и предложить новые, интересные, на наш взгляд, технологические решения.

ВК: На каких услугах специализируется компания?



us completed trainings and worked for foreign oilfield service companies.

Our specialists carry out operations on their own and introduce cutting-edge technologies related to well service and workover; also they advise well operations and the selection of best techniques and equipment.

When Packer Service LLC started, it specialized services related to packer equipment and X-mass tree mainly during hydraulic fracturing. From day one, the company opted for innovation and out-of-the-box solutions when providing services; for instance, our Company was the first in Russia to introduce the technique of performing several hydraulic fractures without pulling the packer equipment for inspection. This technique allowed our customers to significantly reduce the time required to bring in the well due to the reduced duration of round-tip operations and Packer Service LLC had a chance to extend its range of packer-related services as customers highly appreciated the quality and reliability of the equipment we provided.

During the following stages of our activities we managed to offer novelties both in the area of packer equipment (dual injection assemblies, packer assemblies to counter sand carryover, selective assemblies for targeted hydraulic fracturing in multiple zone wells, etc.) and in other areas: accident response using fishing and pulse equipment (combining high-quality milling tool with power swivels, introduction of pulse tools); pressure transient analysis (maintenance of dual injection assemblies); coiled tubing (milling of downhole equipment for multi-stage hydraulic fracturing and geophysical logging of horizontal holes), hydraulic fracturing (one of the first operations in Russia at Bazhenov formation).

New technologies were developed in close interaction with our customers (oil and gas producing companies) and with Packer Tools, a manufacturer of oilfield equipment and a production unit of Packer Service Group.

We do not simply try to carry out the tasks set before us by oil and gas producers but to offer new, interesting – in our opinion – technical solutions.

CTT: What services does your company specialize in?

A.O.: Our company provides the following services:

- Hydraulic fracturing services (at present we operate own and operate two frac fleets);

А.О.: Наша компания предоставляет следующие услуги:

- услуги по проведению гидравлического разрыва пластов (в настоящий момент мы оперируем двумя собственными флотами ГРП);
- услуги с установками ГНКТ и освоение скважин азотом от криогенных и мембранных установок (11 бригад ГНКТ и в планах запуск еще нескольких);
- азотные, азотно-кислотные и композитные обработки скважин;
- аренда, продажа и предоставление услуг по использованию пакеров для поддержания пластового давления (ППД), гидроразрыву пластов (ГРП), технологических операций, а также аренды фонтанной арматуры для ГРП;
- аренда, продажа и предоставление услуг по внедрению технологий по одновременно-раздельной эксплуатации скважин;
- аренда, продажа и предоставление услуг по внедрению технологий фильтрации скважинных жидкостей с использованием щелевых фильтров для борьбы с выносом песка;
- канатные внутрискважинные работы с использованием установок ЛГС;
- гидродинамические исследования скважин и геолого-технический контроль бурения, освоения и КРС;
- ловильный сервис, услуги по инженерному сопровождению ловильного, ударного, режущего и импульсного инструмента при капитальном ремонте скважин;
- аренда и услуги с использованием силовых вертулюгов для КРС и ЗБС;
- предоставление технологий и технологического сопровождения при ремонтно-изоляционных работах (РИР);
- предоставление технологий, химреагентов и технологического сопровождения по глушению скважин с аномально-высоким пластовым давлением (АВПД);
- супервайзинг при текущем, капитальном ремонте скважин, освоении, ГРП и ГНКТ.

Более полную информацию можно найти на нашем сайте www.packer-service.ru.

ВК: В каких регионах компания оказывает услуги? На каких месторождениях? Какие компании являются Вашими основными Заказчиками, если это не коммерческая тайна?

А.О.: Регионы деятельности компании – это все основные нефтяные и газодобывающие регионы России. Мы имеем представительства в европейской части России – это Самарская область (база г. Отрадный) – основной Заказчик ОАО «РН-Самаранефтегаз», Республика Башкортостан (база г. Кандры – основной Заказчик ОАО «НК «Башнефть»), республика Коми (базы в г. Усинске и Ухте) – работа на месторождениях ОАО «Лукойл» совместно с несколькими иностранными фракператорами.

Наиболее широко наша компания представлена в Западной Сибири (с севера на юг): полуостров Ямал



- Coiled tubing-assisted service operations and well testing using cryogen and membrane nitrogen units (11 CT-teams in place and several more are planned);
- Nitrogen, acid-nitrogen and composite well treatment;
- Rental and sale of packers, use of packers to maintain formation pressure, to perform hydraulic fracturing, to carry out technological operations as well as rental of X-mass tree for hydraulic fracturing;
- Implementation of technologies for dual completion, rental and sale of related equipment;
- Implementation of technologies for filtering of oil well fluids using slotted filters for sand control; rental and sale of related equipment;
- Wire-line downhole operations using LGS-type units;
- Pressure transient analysis and geotechnical control of drilling, testing and workover;
- Fishing operations, engineering supervision of fishing, impact, cutting and pulse tools during workover;
- Rental of power swivels and provision of services using power swivels for workover and completion by drilling;
- Provision of technologies and technical support during cement squeeze;
- Provision of technologies, chemical reagents and technological support of well killing with abnormally high formation pressure;
- Supervising of well service, workover and testing, hydraulic fracturing and coiled tubing operations.

More detailed information can be found at our website: www.packer-service.ru.

СТТ: In what regions does your company provide services? At what fields? Who are your key customers if it's not a commercial secret?

А.О.: Our company covers all main oil and gas producing regions in Russia. We have representative offices in the European part of Russia – Samara region (based in Otradny) with RN-Samaraneftegaz as the key customer; the Republic of Bashkortostan (based in Kandry) with Bashneft as the key customer; the Komi Republic (based in Usinsk and Ukhta) – operations at Lukoil's fields in cooperation with several foreign frac operators.

Our company is most represented in Western Siberia (north to south): Sabbeta, Yamal peninsula, with Yamal SPG as the key customer; Gubkinsky, Nizhnevartovsk,



п. Саббета – основной Заказчик (ООО «Ямал СПГ»); п. Губкинский, г. Нижневартовск, г. Мегион, г. Уват, г. Нефтеюганск, г. Нягань – основной Заказчик ОАО «НК «Роснефть»»; г. Новый Уренгой, г. Астрахань – основной Заказчик ОАО «Газпром»; г. Муравленко, г. Ноябрьск, г. Ханты-Мансийск – основной Заказчик ОАО «Газпром Нефть»; г. Радужный, г. Ханты-Мансийск – основной Заказчик ОАО «НК «Русснефть» и т.д.

Центральный офис расположен в г. Москве, Центральная база производственного обслуживания (опорная база производственных подразделений) находится в городе Сургуте в Ханты-Мансийском автономном округе РФ.

ООО «Пакер Сервис» работает в настоящий момент более чем на 75 месторождениях, как нефтяных, так и газовых. Новые технологии и опыт, полученный в процессе предоставления услуг на одних месторождениях, мы легко внедряем для других Заказчиков, адаптируя их для различных по геологическим и технологическим условиям месторождений. Широкий круг Заказчиков мы считаем нашим конкурентным преимуществом, так как это позволяет быть в курсе новых технологий и участвовать вместе с нефтегазодобывающими компаниями в разработке и внедрении новых решений.

ВК: Ваша компания – одна из самых быстрорастущих сервисных компаний в России и по темпам, и по парку оборудования. Сколько коiled tubing-установок работает в ООО «Пакер Сервис» в настоящее время? Какие услуги с ГНКТ наиболее популярны у Заказчиков?

В чем состоят неоспоримые конкурентные преимущества компании по направлению ГНКТ?

А.О.: Да, мы действительно динамично развивающаяся компания. За 2013 год мы запустили в работу пять бригад ГНКТ и две бригады ГРП. В настоящий момент мы готовы предоставить услуги одиннадцати флотов ГНКТ (в том числе оборудование одной из бригад является комбинированным – имеющим возможность перемещаться как по автомобильным дорогам, так и приспособленным к перемещению вертолетным транспортом), и в течение 2014 года запланирован запуск еще нескольких бригад. Огромную помощь и поддержку нам оказывают наши партнеры – Фонд прямых инвестиций «МИР Кэпитал» (MIR Capital), учрежденный Газпромбанком и Интеза Санпаоло с целью развития перспективных российских и итальянских компаний среднего бизнеса (www.bankir.ru/novosti/s/fond-gazprombanka-i-inteza-sanpaolo-priobrel-nekontroliruyushchuyu-dolyu-v-kapitale-gk-paker-servis-10046391/).

Перечень услуг, конечно, в основном диктуют нефтегазодобывающие компании в период проведения тендерных торгов, но, как я ранее говорил, ООО «Пакер Сервис» постоянно



Megion, Ukhvat, Nefteyugansk, Nyagan with Rosneft as the key customer; Novy Urengoy, Astrakhan with Gazprom as the key customer; Muravlenko, Noyabrsk, Khanty-Mansiysk with Gazprom Neft as the key customer; Raduzhny, Khanty-Mansiysk with Russneft as the key customer, etc.

Our head office is located in Moscow, and the central maintenance workshop (main production support base) is located in Surgut, Khanty-Mansiysk autonomous area, Russia.

At present Packer Service LLC operates at over 75 gas and oil fields. We readily implement new technologies and experience gained at other oilfields for other customers and adapt our techniques and expertise to geological and technological conditions of the field. We believe our wide range of customers to be our competitive advantage, since it allows us to keep track of new techniques and participate together with oil and gas producing companies in the development and introduction of new solutions.

CTT: Your company is one of the most rapidly developing gas and oilfield service companies in Russia both in terms of pace of development and equipment fleet. How many coiled tubing units does Packer Service operate at present? What coiled tubing-assisted services customers prefer most? What are the company's indisputable competitive advantages in terms of coiled tubing?

А.О.: We are indeed a fast-growth company. In 2013 we launched five CT-teams and two frac-teams. At present we are ready to provide services of eleven CT-fleets (one of the teams has combined equipment capable of being transported by road or by helicopter), and in 2014 we plan to set up several more teams. We receive enormous assistance and support from our partners direct investment fund MIR Capital founded by Gazprombank and Intesa Sanpaolo to facilitate the development of Russian and Italian medium businesses (www.bankir.ru/novosti/s/fond-gazprombanka-i-inteza-sanpaolo-priobrel-nekontroliruyushchuyu-dolyu-v-kapitale-gk-paker-servis-10046391/).

Obviously, the range of our services is mainly determined by oil and gas producing companies during bidding procedures, but, as I mentioned before, Packer Service LLC continuously develops new techniques and introduces them together with our customers. The techniques we recently offered and implemented include:

разрабатывает новые технологии и внедряет их вместе с нашими Заказчиками. Из последних предложенных и внедренных технологий можно назвать:

- технологию проведения азотно-кислотной обработки по методике Nitrogen AcidCombo®, применяемую ООО «Пакер Сервис» с использованием оборудования ГНКТ и азотного комплекса;
- проведение работ по фрезерованию шаров и муфт МГРП с использованием в процессе фрезерования азотированной жидкости;
- технологию проведения большеобъемной кислотной обработки пластов с применением отклоняющего (вспененного азотом) агента.

Также мы предоставляем весь перечень стандартных технологических операций, выполняемых в мире с использованием ГНКТ:

- промывки, очистка и освоение скважин;
- различного типа обработки призабойной зоны скважин;
- растепление и восстановление циркуляции на всех видах скважин;
- геофизические исследования с геофизическими кабельными и автономными приборами;
- фрезерования шаров и муфт при многостадийном заканчивании;
- работы по активации и деактивации специализированных скважинных систем и т.д.;

Конкурентным преимуществом нашей компании я считаю успешный и высокопрофессиональный коллектив специалистов, обладающих значительным опытом работы, нестандартно мыслящих при создании и внедрении новых технологий, четко и ответственно выполняющих технические и технологические регламенты ООО «Пакер Сервис» и наших Заказчиков. Большое внимание мы уделяем обучению молодежи, передаче ей накопленного опыта, так как понимаем, что это лучший «драйвер» развития нашей компании. Хочется поблагодарить за это опытных наших специалистов – главного инженера

Коваля О.М., руководителя ОП Веселкова В.В., специалистов службы ГНКТ Скибина О.В., Аблова А.Л., Водопьянова И.В., Солодова И.С., Идигарова И.И. и многих других наших специалистов.

ВК: У «Пакер Сервис» имеются собственные флоты ГРП. Расскажите кратко об услугах ГРП, предлагаемых Вашей компанией.

А.О.: Гидравлический разрыв пласта собственными бригадами ГРП является для нас новым направлением. Первый флот ГРП мы запустили в сентябре 2013 года, второй приступил к работе с начала 2014 года. Так же как и в направлении ГНКТ, мы сделали ставку на высоких профессионалов, которых сплотил вокруг себя руководитель службы ГРП Василий Георгиевич Кебак – человек, имеющий огромный опыт работы в направлении ГРП. Оборудование флота ГРП,



- Nitrogen AcidCombo method in nitrogen acid treatment applied by Packer Service LLC using coiled tubing and a nitrogen system;
- Milling of multi-stage frac balls and couplings using nitrified fluid during milling;
- Large-volume acid treatment using diverting (nitrogen-foamed) agent.

We also provide the whole range of standard process operations globally carried out with the use of coiled tubing:

- well flushing, cleaning and testing;
- bottom hole treatment;
- thawing and restoration of circulation in all kinds of wells;
- geophysical studies using cable and autonomous devices;
- milling of balls and couplings during multi-stage completion;
- activation and deactivation of specialized wells, etc.

I believe our company's competitive advantage is the successful and highly professional team of specialists with considerable work experience, thinking out-of-the-box when creating and implementing new techniques who strictly and in a responsible manner follow the technical and process procedures of Packer Service LLC and of our customers. We focus on training young specialists and transferring the accumulated experience as we realize that they are the best development driver for our company. In this regard I would like to thank our experienced specialists O.M. Koval, chief engineer; V.V. Veselkov, manager; O.V. Skibina, A.L. Ablova, I.V. Vodopyanova, I.S. Solodova, I.I. Idigarova, CT Department specialists, and many other specialists of our company.

CTT: Packer Service LLC has its own frac fleets. Please, tell us about the frac services offered by your company.

А.О.: Hydraulic fracturing carried out by our own frac teams is a new area for us. We launched the first frac fleet in September 2013 and the second fleet started operating in the beginning of 2014. As in the case of coiled tubing we opted for highly skilled professionals teamed up around the frac service leader Vasily Georgiyevich Kebak, a man with most extensive experience in hydraulic fracturing. The frac fleet equipment that we purchased has been developed according to the requirements of Packer Service LLC;



которое мы приобрели, разработано по требованиям ООО «Пакер Сервис» с внедрением опыта и наработок Василия Георгиевича. Особенностью нового флота ГРП ООО «Пакер Сервис», помимо простоты и надежности оборудования, является возможность перемещаться как по автомобильным дорогам на шасси внедорожных автомобилей «Мерседес», так и вертолетным транспортом, при сохранении мощностных характеристик насосных агрегатов (это единственный в настоящий момент комбинированный флот ГРП в России с максимальной мощностью всех насосных агрегатов по 2250 л.с.).

Услуги, которые мы предоставляем флотеми ГРП, стандартны для российского рынка: это пропантовые ГРП, проведение многостадийных ГРП, большеобъемные кислотные ГРП. За полгода работ в данном направлении нами выполнено более двухсот успешных разрывов. Мы технически готовы проводить и азотные ГРП (используя азотное оборудование, входящее в состав флотов ГНКТ), и другие специализированные виды ГРП, основанные на применении передовых химических реагентов и пропантов.

Мы планируем не останавливаться на достигнутом и расширять направление ГРП в ближайшем времени.

ВК: Одно из направлений работы компании – гидродинамические исследования скважин. Расскажите, пожалуйста, об этих услугах.

А.О.: Мы развиваем два направления гидродинамических исследований: с использованием собственных канатных подъемников автономными приборами и проведение исследований с использованием установок ГНКТ с привлечением геофизической партии. Второе направление благодаря быстрому росту количества горизонтальных скважин в России становится все более востребованным.

ВК: Какие уникальные операции ООО «Пакер Сервис» удалось успешно произвести? Очень хотелось бы также получить информацию о собственных ноу-хау компании.

А.О.: Мы регулярно размещаем информацию о вновь разработанных технологиях на нашем сайте, может быть, в кратком виде, но мы готовы поделиться информацией с нашими коллегами при обращении к нам. Из последних разработок хотелось бы отметить следующее:

1) В направлении ГРП: совместная успешная работа с компанией Imperial Energy. В условиях очень низких температур проведены работы по гидравлическому разрыву пласта на двух нефтяных скважинах с объемом закачки более 1000 м³ по жидкости на каждой. Особенностью данных работ, помимо больших объемов закачки, была малоизученность баженовской свиты Западно-Сибирского региона и Томской области ▶



and Vasily Georgiyevich contributed his experience and expertise in the implementation process. In addition to being simple and reliable Packer Service LLC's frac fleet has a special feature which is the ability to move by road using Mercedes off-road vehicle chassis and to be carried by a helicopter while preserving the power characteristics of the pump units (at present it is the only combined frac fleet in Russia with the total power of all pump units of 2250 hp).

The services we provide using the frac fleets are standard for the Russian market, such as: proppant hydraulic fracturing, multi-stage hydraulic fracturing, large-volume acid hydraulic fracturing. In the six months that we carried out such operations we performed over two hundred successful fracs. We are technically ready to perform nitrogen hydraulic fracturing as well (using nitrogen equipment which is part of the coiled tubing fleets) and other specialized types of hydraulic fracturing based on the use of chemical reagents and proppants.

We do not plan to stop at what we've achieved and we intend to expand hydraulic fracturing in the near future.

CTT: One of the company's areas of activities is pressure transient analysis. Could you please tell us about those services?

А.О.: We develop two types of hydrodynamic studies: using our own autonomous cable hoists and using coiled tubing with the involvement of a geophysical crew. The second type is becoming more and more popular due to the rapid growth of the number of horizontal holes in Russia.

CTT: What unique operations did Packer Service LLC successfully perform? We would also like to learn about the company's own know-how.

А.О.: We regularly put information about our new developments on our website; we can give a brief overview to our associates on request. Our recent noteworthy developments include:

1) In the area of hydraulic fracturing: joint successful work with Imperial Energy. In very low temperature we performed hydraulic fracturing at two oil wells injecting over 1000 m³ of fluid into each. What was particular about those operations is that in addition to large injected amounts Bazhenov formation in Western Siberia and Tomsk region is understudied in terms of formation response to such stimulation ▶

к воздействию данного вида интенсификации пластов (www.packer-service.ru/news_2014-02_frac_fleet_2.html).

2) По направлению ГНКТ:

- Успешная работа на месторождении ОАО «Самаранефтегаз» по кислотной обработке пластов с применением отклоняющего (вспененного азотом) агента. Работы проведены на добывающей скважине с метровым горизонтальным стволом протяженностью 200 м. Работы проведены для терригенного пласта с пониженной первоначальной приемистостью, с равномерной прокачкой реагентов при помощи ГНКТ по всему горизонтальному участку скважины (www.packer-service.ru/news_2013-12_acid-nitrogen_ct_1.html).
- Успешная работа на Тайлаковском месторождении (для ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз») по фрезерованию шаров и сдвижных муфт МГРП на горизонтальной 8-портовой скважине. Работы выполнены в кратчайший срок и с высоким качеством. (www.packer-service.ru/news_2013-12_drilling_gnkt_3.html).

ВК: Какие планы у Вашей компании на ближайшее будущее?

А.О.: Наши планы – это рост компании вместе с ростом рынка сервисных услуг в России, расширение нашего присутствия в новых нефтегазоносных регионах (мы видим потенциал роста рынка в Восточно-Сибирском регионе). Возможно, мы рассмотрим выход на рынки стран СНГ, к этому также имеются все тенденции. В технологическом развитии мы тоже не намерены останавливаться и в ближайшем будущем будем готовы представить новые разработки в пакерном сервисе, сервисе по ликвидации аварий и зарезке боковых стволов и, естественно, в направлениях ГНКТ и ГРП.

ВК: Какие высокотехнологичные операции будут, по Вашему мнению, наиболее востребованы в ближайшие 5–10 лет? Как планы Вашей компании вписываются в этот прогноз?

А.О.: По моему мнению, будут развиваться технологии, связанные со строительством горизонтальных скважин, в том числе с многостадийным заканчиванием. Будут усложняться конструкции как нефтяных, так и газовых скважин, вероятно, увеличится число многоствольных скважин различного уровня сложности, что, соответственно, повысит востребованность как услуг ГРП, так услуг ГНКТ. Уже сейчас большинство разработок направлены на увеличение извлекаемости запасов, поэтому любые технологии, позволяющие увеличить дебиты скважин и коэффициент нефтеотдачи пластов, будут востребованы. ☺



(www.packer-service.ru/news_2014-02_frac_fleet_2.html).

2) In the area of coiled tubing:

- We've have successfully applied acid treatment using diverting (nitrogen-foamed) agent. Operations have been carried out at the production well with a 200-m horizontal hole. We performed operations on a terrigene formation with low initial intake capacity, using CT-assisted injection of reagents along the whole horizontal section of the well (www.packer-service.ru/news_2013-12_acid-nitrogen_ct_1.html).
- We have successfully milled multi-frac balls and couplings in a horizontal 8-port well at Tailakovskoe field (for Slavneft-Megionneftegaz). The work was carried out in the shortest time possible and with high quality (www.packer-service.ru/news_2013-12_drilling_gnkt_3.html).

CTT: What are your company's plans for the near future?

А.О.: Our plans is to ensure our company's growth along with the growth of the oilfield service market in Russia and to expand our presence in new oil and gas bearing regions (we see market growth potential in Eastern Siberia). Probably, we'll consider penetrating CIS markets – recent trends seem to indicate such possibility. We do not intend to stop our technological development and in the near future we will offer new developments related to packer service, accident response and sidetracking and obviously coiled tubing and hydraulic fracturing.

CTT: What high-tech operations will, in your opinion, be in most demand in the next 5 to 10 years? How do your company's plan fit in these forecasts?

А.О.: In my opinion, we will see development in the technologies related to construction of horizontal holes including multi-stage completion. Oil and gas well design will become more complex; probably, the number of multi-hole wells of various complexity will increase which will in its turn raise the demand in hydraulic fracturing and coiled tubing. Already today most developments are aimed at increasing the recoverability of resources; that's why any technologies enabling to increase well flow rates and oil recovery rates will be most required. ☺



ООО «ПАКЕР СЕРВИС»



- Гидравлический разрыв пласта
- Услуги по заканчиванию скважин
- Канатные услуги и ГДИ
- Инструмент для ликвидации аварий
- ГНКТ и азотные обработки
- Ремонтно-изоляционные работы
- Супервайзинг в области ТКРС и освоения

15-я международная выставка
«НЕФТЕГАЗ-2014»
26–29 мая, Москва, Экспоцентр
Приглашаем Вас посетить
стенд 1 E58 в павильоне № 1

Офис в Москве: тел./факс: +7 (495) 663-31-07
Офис в Сургуте: тел.: +7 (3462) 236-490
www.packer-service.ru • info@packer-service.ru



ООО «ПАКЕР СЕРВИС»



- Услуги по заканчиванию скважин
- Канатные услуги и ГДИ
- Инструмент для ликвидации аварий
- ГНКТ и азотные обработки
- Гидравлический разрыв пласта
- Ремонтно-изоляционные работы
- Супервайзинг в области ТКРС и освоения

**15-я международная выставка «НЕФТЕГАЗ-2014»
26-29 мая, Москва, Экспоцентр
Приглашаем Вас посетить стенд 1E58 в павильоне №1**

Офис в Москве,
тел./факс: +7 (495) 663-31-07
Офис в Сургуте,
тел.: +7 (3462) 236-490

www.packer-service.ru
info@packer-service.ru



РЕКЛАМА



ПРОИЗВОДСТВО И РЕМОНТ НКТ

Consolidated Services предлагает услуги по производству и ремонту НКТ.

НКТ совместного производства **Consolidated Services** и ОАО "Белорусский металлургический завод" соответствуют требованиям ГОСТ Р 53366-2009, ГОСТ 633-80 и ГОСТ 632-80.

Комплекс по производству и ремонту НКТ **Consolidated Services** является уникальным в нефтесервисной отрасли, он оснащен самым современным автоматизированным оборудованием, приборами контроля и дефектоскопии.

Мойка

Очистка внутренней поверхности трубы с забитостью до 80%

Дефектоскопия

Высочайшая точность и производительность
100% определение группы прочности методами ЭМИ и спектрографии.

Гидроиспытание

Давление до 1000 атмосфер
Испытание труб с резьбой НКТ и ОТТМ диаметром от 60 до 114

ООО "Консолидейтед Сервисис", ОГРН 1087746085052, ИНН 7719666410/ КПП 771001001
125047, г. Москва, ул. Фадеева, д. 7, стр. 1, офис 2, тел./факс: +7 (499) 400-13-91, e-mail: info@consolidated.ru
Филиал в г. Нефтеюганск: 628300, г. Нефтеюганск, ул. Пионерский проезд, д. 5П, Телефон +7 (3463) 238070,
e-mail: yugansk@consolidated.ru

СЗАО «ФИДМАШ»: соответствовать потребностям потребителей в режиме онлайн

NOV FIDMASH: to meet customer requirements in online mode

Состоялась 10-я Потребительская конференция СЗАО «ФИДМАШ» по вопросам эксплуатации колтюбингового оборудования, цементировочного, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП. Такое длинное название у этого, ставшего уже традиционным, мероприятия, потому, что СЗАО «ФИДМАШ» создает и выпускает столь широкий спектр оборудования для современного высокотехнологичного нефтегазового сервиса, благодаря чему имеет неоспоримую славу ведущего производителя такой техники на постсоветском пространстве.

Юбилейная встреча проходила 23–24 апреля 2014 года в конференц-зале гостиничного комплекса «Юбилейный» в Минске. И хотя место проведения стало уже традиционным, глубоко символично, что юбилей конференции праздновался именно в «Юбилейном». За пятнадцать лет проекта и десять потребительских конференций вокруг СЗАО «ФИДМАШ» сложился неформальный круг потребителей его продукции, своеобразный открытый клуб единомышленников – приверженцев новых технологий в нефтегазовом сервисе, готовых осваивать самые рискованные операции, будучи при этом уверенными, что техника для их производства абсолютно надежна и высокопроизводительна. Такую уверенность подкрепляет их собственный опыт эксплуатации машин и агрегатов, которым они охотно делятся с коллегами в процессе таких конференций. Этот опыт ежегодно усиливается новыми знаниями о вводимых в эксплуатацию и усовершенствованных моделях.

Главной целью трансляции такой информации и являются потребительские конференции СЗАО «ФИДМАШ», которые можно считать уникальной формой работы с потребителями, когда достигается интегрированный эффект от формального и неформального интенсивного общения специалистов. Можно сказать, что в течение двух дней непрерывно идет коллективный мозговой штурм.

Конференцию открыла приветственным выступлением Генеральный директор СЗАО «ФИДМАШ» **Е.Б. Лапотенцова**. Она поблагодарила

The 10th NOV FIDMASH's Conference on Operation of CT Equipment, Cementing, Pumping and Nitrogen Machinery and Hydraulic Fracturing Equipment is now over. This event which has already become traditional has such a lengthy title due to the simple fact that NOV FIDMASH develops and manufactures similarly wide range of equipment for cutting-edge high-tech gas and oilfield service and as a result has an undisputed reputation of a leading manufacturer of machinery of this kind in the post-Soviet area.

The anniversary event was held on April 23–24, 2014, in the conference hall of hotel Yubileiny in Minsk. And though the venue long ago became traditional it is deeply symbolic that the conference celebrated its anniversary in Yubileiny (which in Russian means 'anniversary'). Over the 15 years of the existence of the project and the 10 consumer conferences NOV FIDMASH has formed around itself an informal circle of the consumers of its products, a kind of open club of like-minded people adherent to new technologies in gas and oilfield service and ready to perform most risky operations – being confident that the machinery they have for such purposes is absolutely reliable and highly efficient. Such confidence is strengthened by their own experience in operating various machinery and systems which they willingly share with their colleagues during such conferences. This experience is annually reinforced by new knowledge about the models that have been put in service and upgraded.

Communication of such information is the very purpose of NOV FIDMASH's consumer conferences which can be considered to be a unique form of work with consumers which produces a combined effect from formal and informal intensive communication between specialists. It can be called uninterrupted two-day collective brainstorming.

The conference was opened with a welcome speech by Ms. **A.B. Lapatsentava**, Managing Director of NOV FIDMASH. She thanked the delegates for the attention they paid to the event and, specifically, she said, "Such meetings are very important for our plant because they show that there is undiminishing great interest



делегатов за внимание, проявленное к мероприятию, и, в частности, сказала: «Для завода такие встречи очень важны, потому что они свидетельствуют о том, что интерес к нашей продукции, к тому, что мы делаем и как мы делаем, постоянно держится на достаточно высоком уровне. Потребительские конференции дают нам возможность не только оценить достигнутые результаты, но и получить заряд вдохновения для новых идей. Как результат, мы получаем возможность представить целостную картину той платформы, на которой мы стоим с момента начала нашего проекта. Получаемая здесь обратная связь помогает нашей компании не стоять на месте и уверенно двигаться вперед. Мы хотим здесь представить технику, которую мы выпускаем сегодня, и рассказать о том, что мы планируем представить нефтесервисному рынку в ближайшей перспективе. Я буду очень признательна коллегам за активный диалог. Мы хотим соответствовать вашим потребностям в режиме реального времени – онлайн».

Е.Б. Лапотенцова представила своих коллег по СЗАО «ФИДМАШ» и другим компаниям Группы ФИД, отметив при этом, что специализация внутри группы, своеобразная «многоликость», позволяет одновременно, параллельно решать ряд сложных задач, что, согласно классикам теории управления, несравнимо эффективнее, чем, если бы задачи решались последовательно. Такая система – multitasking (многозадачность) – позволяет коллективу компании ставить амбициозные цели и быть уверенным, что решение будет найдено наиболее рациональным способом.

Тематическая программа конференции получилась насыщенной и разноплановой. Вниманию присутствующих были представлены 16 докладов по широкому спектру проблематики, включая актуальные предложения и перспективные разработки

in our products and in what we do and how we do it. Consumer conferences allow us not only to assess the achievements but to derive inspiration for new ideas. As a result we get a chance to show a holistic picture of the platform we have been standing on since the start of our project. The feedback we receive here helps our company confidently move forward instead of

Главной целью трансляции такой информации и являются потребительские конференции СЗАО «ФИДМАШ», которые можно считать уникальной формой работы с потребителями, когда достигается интегрированный эффект от формального и неформального интенсивного общения специалистов.

Communication of such information is the very purpose of NOV FIDMASH's consumer conferences which can be considered to be a unique form of work with consumers which produces a combined effect from formal and informal intensive communication between specialists.

standing still. Here we want to present the machinery we manufacture today and tell you what we plan to introduce to the gas and oilfield service market in near future. I'd be very grateful if our colleagues engaged in active dialogue. We want to meet your needs in real-time mode – online.”

A.B. Lapatsentava introduced her colleagues at NOV FIDMASH and other companies of FID Group underlining that specialization within the group – a special kind of “diversity” – makes it possible to simultaneously and concurrently solve a number of complex tasks which, according to the classical theory of management, is incomparably more effective than solving those tasks consecutively. Such system – multitasking – allows the company's team to set ambitious goals and be confident that the solution will be found in the smartest way possible.

The agenda of the conference turned out to be intensive and diversified. The participants were presented with 16 reports on a wide range of issues including what is on offer today and what is being developed in the area of new technologies; customers' experience in operating the company's machinery; unique operations which were successfully performed

в области новой техники, опыт эксплуатации оборудования потребителями, уникальные операции, которые удалось выполнить с использованием оборудования СЗАО «ФИДМАШ», обучение специалистов нефтегазосервисных компаний работе на современном оборудовании, предложения финансовых структур в области приобретения дорогостоящего оборудования, информационное обеспечение высокотехнологичного нефтегазового сервиса и другие важные вопросы. Отметим, что докладчиками были не только представители СЗАО «ФИДМАШ» и Группы ФИД, но и потребители – пользователи оборудования, и представители лизинговых и страховых структур, а также научно-практического журнала «Время колтюбинга», традиционно осуществляющего информационную поддержку потребительских конференций.

С докладом «**Актуальные предложения СЗАО «ФИДМАШ» для нефтегазового сервиса**» выступил начальник управления продаж и продвижения продукции Ю.В. Белугин. Он дал участникам конференции краткий обзор оборудования для внутрискважинных работ и стимулирования притока, остановившись на основных группах выпускаемой предприятием продукции: колтюбинговом оборудовании, комплексе для гидроразрыва пласта, нагнетательном оборудовании, внутрискважинном оборудовании и инструменте.

СЗАО «ФИДМАШ» производит колтюбинговые установки трех классов: легкого (МК 10), среднего (МК 20) и тяжелого (МК 30, МК 40). Присутствующие получили информацию о назначении каждого класса, а также о технических характеристиках самых популярных установок: МК10Т, МК20Т, МК30Т (10х10). Особо было отмечено, что предприятие стремится идти в ногу со временем и конструкторы при проектировании усовершенствованных моделей учитывают изменения, которые наблюдаются на рынке нефтесервисных услуг, а именно: увеличение глубин и усложнение структуры скважин, на которых проводятся работы. В частности, новые установки могут быть оснащены узлом намотки большей емкости и усовершенствованным инжектором. На рынке становятся все более востребованными мощные колтюбинговые установки, способные работать на скважинах глубиной 5000 м и выше. Потребители продукции СЗАО «ФИДМАШ» уже успели оценить преимущества такой машины – установки МК30Т.

Докладчик подробно остановился на инжекторах, обратив внимание на новую разработку – инжекторы серии 236 с тяговым усилием 36 200 кг, толкающим усилием 18 100 кг, предназначенные для работы с гибкой трубой диаметром 38,1–50,8 мм. Не осталось без внимания противовибросовое оборудование, линейка которого расширена, а также вспомогательное (установки для перемотки гибкой трубы, скважинные площадки, устьевое сборное) оборудование. СЗАО «ФИДМАШ» предлагает также СКР нового типа, которой можно заменить СКР на ранее выпущенных моделях.

Получаемая здесь обратная связь помогает нашей компании не стоять на месте и уверенно двигаться вперед.

The feedback we receive here helps our company confidently move forward instead of standing still.

by using the equipment manufactured by NOV FIDMASH; training of specialists from gas and oilfield service companies to operate cutting-edge machinery; offers from financial institutions related to the purchase of expensive equipment; information support of high-tech gas and oilfield service and other important issues. It should be noted that the reporters were not only from NOV FIDMASH and FID Group but also from among the consumers – users of the equipment, representatives of leasing and insurance institutions as well as the research and application magazine Coiled Tubing Times which traditionally provides information support to consumer conferences.

The report **Present-day offers of NOV FIDMASH for gas and oilfield service** was given by Mr. Y.V. Belugin, director of Sales and Promotion. He gave the conference participants a brief overview of equipment for downhole treatment and well stimulation with the focus on the main product

Multitasking (многозадачность) – позволяет коллективу компании ставить амбициозные цели и быть уверенным, что решение будет найдено наиболее рациональным способом.

Multitasking – allows the company's team to set ambitious goals and be confident that the solution will be found in the smartest way possible.

groups manufactured by the company, i.e. coiled tubing equipment, systems for hydraulic fracturing, injection equipment, downhole equipment and tools.

NOV FIDMASH manufactures three classes of coiled tubing units: light (МК 10), medium (МК 20) and heavy (МК 30, МК 40). The attendees were given information about the purpose of each class as well as the technical characteristics of the most popular units: МК10Т, МК20Т, МК30Т(10х10). It was specifically noted that the company aspires to be in step with the time and that the design engineers when developing improved models take into consideration the changes that are observed in the market of oilfield services, such as greater depths and more complex structures of the wells where operations are carried out. In particular, new units can be equipped with CT reels with higher capacity and an improved injector. There is an ever growing demand in the market for powerful coiled tubing units capable to work at the depth of 5000 m or more. Consumers of NOV FIDMASH products have already had an opportunity

Нагнетательное оборудование было представлено насосной установкой Н504 с компрессором и подогревателем нефти. Оно может монтироваться на полуприцепе, но основным спросом у потребителей пользуется насосная установка в блочном исполнении.

Ю.В. Белугин ознакомил потребителей с азотной установкой А100, также в блочном исполнении, и новой разработкой – азотной установкой А300 для ГРП, монтируемой на транспортной базе и осуществляющей преобразование жидкого азота в газообразный.

СЗАО «ФИДМАШ» производит колтюбинговые установки трех классов: легкого (МК 10), среднего (МК 20) и тяжелого (МК 30, МК 40).

NOV FIDMASH manufactures three classes of coiled tubing units: light (MK 10), medium (MK 20) and heavy (MK 30, MK 40).

Цементирующее оборудование было представлено цементирующей установкой НС1000-11/двухнасосной установкой. Наш журнал подробно рассказал о ней в прошлом номере (№47).

СЗАО «ФИДМАШ» выпускает полный комплекс ГРП «под ключ», что было подчеркнуто особо. В состав комплекса входят насосные установки, смесительная установка, станция контроля управления, машина манифольдов, установки для транспортировки и дозированной подачи проппанта, гидратационная установка.

Гарантией качества всей продукции СЗАО «ФИДМАШ» является сертификация предприятия и соответствие систем управления качеством международному стандарту ISO 9001 и требованиям стандарта Американского института нефти API. Предприятие предлагает также комплексное поэтапное обучение персонала Заказчика, включающее подготовку экипажа установки, цикл лекций по основам технологий и сопровождение скважино-операций у Заказчика.

Одним из основных конкурентных преимуществ СЗАО «ФИДМАШ» является четко отлаженное послепродажное обслуживание каждой единицы выпущенной продукции на всем сроке ее эксплуатации. Начальник отдела сервиса А.М. Волков выступил с докладом **«Особенности эффективной эксплуатации оборудования СЗАО «ФИДМАШ»**, в котором подробно остановился на типовых эксплуатационных ошибках, способах их избегания и устранения. Докладчик осветил общие вопросы по установкам (эксплуатационная документация, качество дизельного топлива и гидравлического масла, проведение сварочных работ, нарушение правил эксплуатации), общие вопросы по эксплуатации, конкретные вопросы эксплуатации шасси МА3 и МЗКТ. Не осталось без внимания рассмотрение ошибок монтажа оборудования на скважинах

to appraise the advantages of one such unit – MK30T.

The reporter expanded on injectors and placed particular emphasis on the new development – series-235 injectors with the pull capacity of 36,200 kg and the pushing force of 18,100 kg, designed for working with coiled tubing with a diameter of 38.1 to 50.8 mm. Blowout preventers weren't neglected either – their BOP line had been expanded – and neither was auxiliary equipment (a system for spooling coiled tubing, well sites, wellhead assembly equipment). NOV FIDMASH also offers a new type of logging system which can replace the logging system of previously issued models.

The injection equipment was represented by the pumping unit H504 with a compressor and an oil heater. It can be mounted on a semi-trailer but among consumers the main demand is for the modular pumping unit.

Y.V. Belugin introduced the consumers to the nitrogen system A100 which can also be modular and a new development – the nitrogen system A300 for hydraulic fracturing which is mounted on a transporting chassis and converts liquid nitrogen into gas.

Cementing equipment was represented by the cementing unit HC1000-11/two-pump system. Our magazine referred to it in more detail in our previous issue (No.47).

NOV FIDMASH produces a complete package for hydraulic fracturing on a turn-key basis which was particularly emphasized. The package includes pumping units, a mixing unit, a control station, a manifold machine, a system for transportation and dosed supply of proppant, and a hydration unit.

The quality of NOV FIDMASH products is assured by the company's certification and its quality management system's compliance with the international standard ISO 9001 API (American Petroleum Institute) standards and regulations. The company also offers comprehensive phased training of the customer's personnel including training of the machinery crew, series of lectures on the technology basics and on-site job support.

One of the competitive advantages of NOV FIDMASH is well-functioning after-sale service of each unit of manufactured products during their whole operation life.

Mr. A.M. Volkov, Director of the Service Department, made a report on the **Special aspects of effective operation of NOV FIDMASH equipment** in which he provided detailed information about typical operating errors, ways to avoid and to eliminate them. The reporter covered general issues related to the company's systems and units (operational documentation, quality of diesel fuel and hydraulic oil, welding jobs, improper operation), ►

СЗАО «ФИДМАШ» выпускает полный комплекс ГРП «под ключ», что было подчеркнуто особо.

NOV FIDMASH produces a complete package for hydraulic fracturing on a turn-key basis which was particularly emphasized.

и проблем, возникающих в период эксплуатации оборудования (общих и конкретных: по узлу намотки, эксплуатации инжектора, превентора, насосной и азотной установок). Были даны общие рекомендации потребителям, которые помогут более эффективно и безотказно эксплуатировать сложную технику и минимизировать влияние пресловутого человеческого фактора. В сущности, они просты: нужно неуклонно соблюдать все виды и периодичность проведения технического обслуживания, требования по эксплуатации, отраженные в соответствующих руководствах, а также повышать квалификацию специалистов, обслуживающих сложное и дорогостоящее оборудование. В этом готов помочь завод-изготовитель, который регулярно проводит консультирование специалистов Заказчика по особенностям эксплуатации и обслуживания установок.

Дальнейшая программа касалась конкретных разработок предприятия и опыта их эксплуатации.

О «Системе контроля и регистрации СКР43-20» рассказал ведущий инженер-электроник А.Н. Давыдов. Были даны подробные технические характеристики комплекса, охарактеризованы его возможности и принципы работы с ним. Особо подчеркивалась высокая эргономичность новой СКР, ее графический интерфейс и удобное управление. Не осталось без внимания и программное обеспечение, в том числе программа просмотра данных «СКР Монитор» и программа просмотра файлов «СКР Архив».

Инженер-конструктор В.В. Полторан выступил с докладом «Азотные установки А100 для работы с колтюбингом», в котором продолжил и углубил тему, начатую в докладе Ю.В. Белугина. Было рассказано об основных видах работ, проводимых с помощью азотных установок, устройстве и основных принципах действия криогенной азотной установки (испарительного типа), технических характеристиках назначения и возможностях азотных установок, выпускаемых предприятием.

Начальник ОКУ С.А. Сергиеня рассказал о «Новых предложениях оборудования от СЗАО «ФИДМАШ»: об А300, предназначенной для работы в составе флота ГРП, об инжекторе FM236 с максимальным тяговым усилием 36 200 кг, максимальным толкающим усилием 18 100 кг, предназначенном для работы с гибкой трубой диаметром 38,1; 44,45; 50,8 мм, и о колтюбинговой установке МК30Т-30 на базе шасси МЗКТ или на базе шасси MAN.

Доклад «Оборудование для ГРП производства СЗАО «ФИДМАШ». Новые решения и предложения» был представлен ведущим инженером-конструктором предприятия Д.В. Полубинским. Докладчик подробно остановился на характеристиках каждой составляющей полного флота ГРП, который выпускает предприятие. Особое внимание было уделено новым решениям. По блендеру: проведена модернизация полуприцепа, установлены два раздвижных шнека, что обеспечивает

general operation issues and specific issues related to the operation of the chassis manufactured by MAZ and MZKT. Special emphasis was also made on well equipment installation errors and issues arising during equipment operation, both general and specific, such as those related to CT reels, the operation of the injector, the preventer, the pumping and the nitrogen units). Consumers received general recommendations which will facilitate more effective and failsafe operation of complex machinery and ensure minimization of the proverbial human factor. Essentially they are very simple: you need to strictly follow all types of maintenance procedures and their periodicity, operational requirements reflected in the relevant manuals as well as to improve the skills of the specialists working with complex and expensive equipment. The manufacturer is ready to help with this as it regularly holds consultations for customer's specialists on the special aspects of the operation and maintenance of the systems and units.

From here on the agenda was dedicated to the company's specific developments and their operation experience.

The report on **SKR43-20 Logging System** was given by Mr. A.N. Davydov, leading electronic engineer. He provided detailed technical characteristics of the system, described its capabilities and operational principles. Special emphasis was placed on high ergonomics of the new logging system, its graphic interface and user friendliness. Particular attention was given to the software including the data visualization program SKR Monitor and the file viewing system SKR Archive.

Mr. V.V. Poltoran, a design engineer, made a report on **Nitrogen systems A100 for coiled tubing operations**, in which he took on and further

Большая часть доработок, связанных с удобством работы операторов оборудования, появляется в результате общения производителей с пользователями и творческого воплощения обратной связи, получаемой в процессе потребительских конференций.

Most of the improvements aimed at increasing the ease of operation of equipment are the result of communication with consumers and creative implementation of the feedback received during consumer conferences.

expanded on the topic started by Y.V. Belugin in his report. He described the main types of operations performed using nitrogen systems, the configuration and operational principles of the cryogenic nitrogen (evaporative) system, the technical characteristics, the purpose and the capabilities of the nitrogen systems manufactured by the company.

Mr. S.A. Sergiyenia, head of the Management Control Department, reported on **New equipment offered by NOV FIDMASH**: A300 designed for operating as part of the hydraulic fracturing fleet; FM236 injector with a maximum pull capacity of 36,200 kg and a maximum pushing force of 18,100 kg designed for

возможность подъезда не менее двух установок для транспортировки расклинивающего наполнителя и беспрепятственной подачи ими проппанта, при необходимости бункера шнеки можно объединить в один, установлен смесительный бак объемом 0,6 м³. В гидратационной установке установлена кабина оператора телескопического типа с подъемной верхней частью. Установлено переднее стекло типа «триплекс» на всю ширину кабины, с водостоком, электрическим стеклоочистителем, с обдувом стекла от вентилятора. Внутри установлен автономный (работающий на дизельном топливе) воздушный отопитель.

В новой СКУ управление на пульте построено на сенсорных дисплеях с максимальной эргономикой и комфортом. В СКУ также заменены пульта управления насосными установками и системой сбора данных на электронную компьютерную систему с мониторами, чем обеспечивается большая информативность отображения процесса и дополнительно освобождается рабочее пространство; световая мачта оснащена прожекторами светодиодного исполнения, что позволяет экономить 3,5 кВт электроэнергии, а при питании электроэнергии от дизель-генератора возрастает продолжительность работы на одной заправке топлива; введена система поддержки необходимой температуры внутри рабочего пространства фургона в холодное время, что позволяет стабилизировать работу электронных систем; увеличена емкость аккумуляторных батарей, что обеспечит большую продолжительность работы компьютерного оборудования в случае прекращения энергоснабжения; мебель теперь выполняется из материалов, включающих алюминий и пластик, что увеличивает ее надежность и прочность; в новом варианте также появилась дверь-купе между основным отсеком и химлабораторией, обеспечивающая больший комфорт рабочего пространства.

От себя добавим, что большая часть доработок, связанных с удобством работы операторов оборудования, появляется в результате общения производителей с пользователями и творческого воплощения обратной связи, получаемой в процессе потребительских конференций.

«Эффективность и опыт проведения капитальных ремонтов колтюбинговых установок. Система сервисного обслуживания» – так назывался доклад А.М. Вериги, коммерческого директора, и Д.В. Климовича, начальника отдела сервиса ООО «МашОйл». Это предприятие было создано в 2011 году с целью предоставления полного спектра сервисных услуг потребителям в Российской Федерации, является официальным представителем по сервисному обслуживанию и поставке запасных частей оборудования разработки и производства СЗАО «ФИДМАШ», осуществляет гарантийное и послегарантийное обслуживание оборудования производства СЗАО «ФИДМАШ», проведение

operations with 38,1, 44,45 and 50,8 mm coiled tubing and the coiled tubing unit MK30T-30 mounted on the chassis manufactured by MZKT or by MAN.

The report on **Equipment for hydraulic fracturing manufactured by NOV FIDMASH. New solutions and offers** was given by the company's leading design engineer Mr. D.V. Polubinski. The reporter gave a detailed description of the characteristics of each components of the complete hydraulic fracturing fleet manufactured by the company. New solutions received particular attention. As far as the frac blender is concerned, the semi-trailer was upgraded, two expandable augers were installed which allows for the access of at least two proppant transporters and smooth supply of the proppant; if necessary, auger tanks can be combined into one; a 0.6 m³ blending tank was installed. A telescopic operator's cabin with a retrievable top was installed in the hydration unit. A triplex windshield was installed across the whole length of the cabin along with a drainage system, electric wipers and a demisting fan. An autonomous (diesel type) air heater was installed inside.

The new control system has ergonomic and easy-to-use touch-screen displays. The system has also new pump control panels and a data collecting computer system with displays which ensures informative visualization of the process and frees workspace; the light pole is equipped with diode spotlights which saves 3.5 kW of electrical energy and when the power is supplied by the diesel generator one-filling fuel capacity increases; a system for maintaining the required temperature within the workspace of the wagon in cold weather which stabilizes the operation of the electronic systems; the battery capacity has been increased which ensures longer computer operating time in case of power supply failure; the furniture is manufactured from such materials as aluminum and

Приведены типовые примеры состояния оборудования первых лет выпуска, а также примеры модернизации узлов и агрегатов установок с красноречивыми фотографиями «до» и «после».

The reporter gave typical examples of the equipment condition during the first years since its manufacture as well as the examples of unit and system upgrading by using eloquent before and after-pictures.

plastic which increases its reliability and durability; there is also a pocket door between the main compartment and the chemical lab ensuring greater comfort of the workspace.

On our part we would add that most of the improvements aimed at increasing the ease of operation of equipment are the result of communication with consumers and creative implementation of the feedback received during consumer conferences.

CT workover efficiency and experience. Maintenance service system was the title of the report by Mr. A.M. Verigo, commercial director, and by

пусконаладочных работ, обучение специалистов Заказчика правилам эксплуатации и устройства оборудования. Предприятие также проводит работы по капитальному ремонту оборудования прошлых лет выпуска и его модернизации, поставку оригинальных запчастей и импортных комплектующих, а также гибкой трубы «до дверей» Заказчика. Было подробно рассказано об эффективности и опыте проведения капитальных ремонтов и модернизаций колтюбинговых установок, путях конструктивного усовершенствования узлов и агрегатов колтюбингового оборудования, о формах работы с Заказчиками. Приведены типовые примеры состояния оборудования первых лет выпуска, а также примеры модернизации узлов и агрегатов установок с красноречивыми фотографиями «до» и «после».

Ряд докладов был озвучен представителями других предприятий Группы ФИД.

Главный конструктор – первый заместитель директора СЗАО «Новинка» С.А. Атрushkevich выступил с докладом **«Основные направления развития компоновок для направленного бурения и интенсификации притока. Практический опыт внедрения»**. Эта технология чрезвычайно перспективна в условиях интенсивного развития рынка зарезки боковых стволов. Докладчик рассказал о системах направленного бурения с гидравлическим и электрическим каналами связи, а также об оборудовании для гидромониторного и кислотоструйного бурения, радиального вскрытия пласта и гидромониторного размыва, а также о предложениях для тех нефтесервисных компаний, которые намерены развивать данные технологии.

«Новейшие разработки по оборудованию для повышения нефтеотдачи пластов» представил Н.В. Максимович. В центре доклада был комплекс насосный приготавливающий КНПП, предназначенный для осуществления технологии полимерного заводнения. А.Н. Здрок озвучил доклад **«Система управления процессами и автоматизация современного нефтегазового оборудования. Примеры применения»**.

Пользователи оборудования Группы ФИД выступили со встречными докладами, раскрывающими возможности продукции предприятия. Представители РУП «ПО «Белоруснефть» В.С. Семенов и П.В. Ревяков выступили с докладами **«Опытно-промышленные испытания технологии создания глубокопроникающих каналов фильтрации в различных геолого-промысловых условиях месторождений РБ»** и **«Опыт заправки гибкой трубы геофизическим кабелем»** соответственно.

Начальник ЦТР ООО «Татнефть-ЛениногорскРемСервис» П.С. Демакин рассказал об **«Актуальности применения пенных жидкостей разрыва для ГРП в условиях Ромашкинского месторождения»**. Осуществлять эти уникальные, технологически сложные работы помогает надежный и высокотехнологичный флот ГРП производства СЗАО «ФИДМАШ».



Mr. D.V. Klimovich, head of the Service Department, MashOil. The company was founded in 2011 to provide a full range of maintenance services to consumers in the Russian Federation and is an official representative in terms of maintenance services and supply of spare parts for the equipment manufactured by NOV FIDMASH; the company provides guarantee and post-guarantee services for NOV FIDMASH equipment, and performs start-up and commissioning and training of customer's personnel in operational procedures and equipment configuration. The company also carries out workover of the previously manufactured equipment and its upgrading and makes door-to-door delivery of original parts and imported components as well as coiled tubing. The reporter gave a detailed account of the efficiency and experience of workover and modernization of coiled tubing units, ways to improve the design of CT modules and systems and forms of cooperation with the customers. The reporter gave typical examples of the equipment condition

Осуществлять эти уникальные, технологически сложные работы помогает надежный и высокотехнологичный флот ГРП производства СЗАО «ФИДМАШ».

These unique and technologically complex operations are carried out using reliable and high-tech fracing fleet manufactured by NOV FIDMASH.

during the first years since its manufacture as well as the examples of unit and system upgrading by using eloquent before and after-pictures.

A number of reports were presented by the representatives of other companies of NOV Group.

Mr. S.A. Atrushkevich, chief design engineer and first deputy director of CJSC Novinka, made a report on **Main areas of the development of arrangements for directional drilling and well stimulation. Real-life implementation experience**. This technology is extremely promising in the context of intensive development of sidetracking market. The speaker reported on the systems of directional drilling with hydraulic and electrical communication channels and on the equipment for water and acid jet drilling, radial drilling and high-jetting cleanout as well as offers

О том, как современные финансовые инструменты помогают приобрести дорогостоящее оборудование для нефтегазового сервиса и получить уверенность в его сохранности, рассказал коммерческий директор ООО «Техностройлизинг» и советник генерального директора страхового акционерного общества «Гефест» Р.Я. Игилов в докладах **«Инвестиционные проекты в нефтегазовом комплексе»** и **«Комплексное страхование предприятий нефтегазового сектора»**.

Проект **«Время колтубинга»: журнал, сайт, конференция»** был представлен директором по стратегическому развитию А.А. Пирожковым.

Завершилась конференция обсуждением за круглым столом, избранные реплики которого мы предлагаем вниманию читателей.

Андрей Ершов, генеральный директор, ООО «Урал-Дизайн-ПНП»:

— Для высокотехнологичного нефтегазового сервиса у нас уже есть три колтубинговые установки. На днях будем принимать еще одну — МК30Т производства СЗАО «ФИДМАШ». Когда мы выбираем оборудование, то в первую очередь учитываем требования Заказчика, потому что им должны соответствовать характеристики оборудования. Учитываем также отзывы потребителей. Следующий этап — соотношение «цена — качество». Качество, конечно, прежде всего, особенно, если цена одинакова.

Олег Чернит, мастер по ремонту скважин, «Газпром ПХГ»:

— У нашего предприятия много колтубинговых установок. Первые установки появились у нас в 1999 году. С СЗАО «ФИДМАШ» мы начали работать в прошлом году. Приобрели одну установку МК10Т. Прежде чем приобрести, консультировались с коллегами, которые на таких установках уже давно работают. Услышали только хорошие отзывы. Так что, надеюсь, и наша установка будет работать успешно. В будущем планируем закупить еще МК20. Более мощная «тридцатка» нам не нужна, потому что мы проводим такие работы, как растепление гидратных пробок, промывка скважин, освоение, удаление шлама из забоя.

Владимир Печенкин, заместитель начальника Касимовского участка, «Газпром ПХГ»:

— Наша организация имеет четыре установки, в том числе одну МК10Т, которая показала себя прекрасно. Мы работаем на четырех подземных хранилищах. В последние два года с помощью установки МК10Т на Касимовском участке успешно произведено 65 скважино-ремонтов.

Игорь Ковалёв, начальник отдела геологии, разработки месторождений и контроля за строительством скважин, ООО «Газпром добыча Кузнецк»:

— Наше предприятие занимается инновационным

for those oilfield service companies who intend to develop such technologies.

The report on the pumping preparation system KNP1 designed for the implementation of **Recent development of equipment for enhanced oil recovery** was given by Mr. N.V. Maksimovich. The report focused on the pumping preparation system designed for the implementation of the polymer water flooding technique. Mr. A.N. Zdrok reported on the **Process control system and automation of modern gas and oil equipment. Examples of application.**

The consumers of NOV Group equipment made reciprocal reports unveiling the capabilities of their companies' equipment. Mr. V.S. Semenov and Mr. P.V. Reviakov, representatives of Belorusneft, reported on **Pilot testing of deep penetrating filtration channels under various field conditions in Belarus and Experience of running the logging cable through coiled tubing** accordingly.

Mr. P.S. Demakin, director of Tatneft-LeninogorskRemServis, reported on the **Applicability of foam fluids for hydraulic fracturing in the context of Romashkino Field**. These unique and technologically complex operations are carried out using reliable and high-tech fracing fleet manufactured by NOV FIDMASH.

Mr. R.Y. Igirov, commercial director of Technostroyleasing and adviser to the managing director of the insurance company Gefest, described how present-day financial instruments help purchase expensive equipment for gas and oilfield service and gain confidence in its safeguarding in his reports

Побывав на производстве СЗАО «ФИДМАШ», мы увидели, что качество продукции очень достойное, причем при более низкой цене, чем у заокеанских производителей.

During our visit to NOV FIDMASH production facilities we saw products of recommendable quality at a lower price than the one offered by foreign manufacturers.

Investment projects in the oil and gas sector and Comprehensive insurance of gas and oil companies.

The project **Coiled Tubing Times: magazine, website, conference** was presented by the director for strategic development Mr. A.A. Pirozhkov.

At the end of the conference round-table discussion was held; below our readers will find the selected quotes.

Andrei Yershov, managing director, Ural-Design-PNP:

For high-tech gas and oilfield service we have three coiled tubing units. One of these days we are receiving one more unit — МК30Т manufactured by NOV FIDMASH. When we select equipment we first of all take into consideration the customer requirements because the equipment characteristics have to meet them. We also take into account the feedback from

проектом добычи метана из угольных пластов. В конце прошлого года мы пробурили две горизонтальные скважины с попаданием в вертикальный ствол ранее пробуренной скважины. В настоящее время скважины находятся в процессе освоения. Естественно, нам понадобится колтюбинговая установка. Побывав на производстве СЗАО «ФИДМАШ», мы увидели, что качество продукции очень достойное, причем при более низкой цене, чем у заокеанских производителей.

Оримбек Нуржанов, начальник производственно-технического отдела ТОО «Управление технологического транспорта и обслуживания скважин», УТТиОС «КазМунайГаз»:

— Мы на конференции впервые. Хотим закупить «двадцатку» и цементирующее оборудование для тампонажных работ. Этот рынок в Казахстане у нас открыт, хотим в него зайти. Для нас главное при выборе оборудования — качество и доступность запасных частей. Рассмотрели варианты различных производителей, узнали, что подходящее для нас оборудование производит СЗАО «ФИДМАШ». Намерены его приобрести.

Азамат Агумаров, генеральный директор, ТОО Equipment Services LTD:

— У нас молодая частная сервисная компания. В Казахстане интенсивно развивается горизонтальное бурение. Такие скважины нуждаются в освоении, для которого предпочтителен колтюбинг. Мы намерены производить подобные работы и приобрести для них колтюбинговую установку. Поэтому мы приехали сюда.

Денис Закружный, инженер первой категории, РУП «ПО «Белоруснефть»:

— Мы вместе с Группой ФИД, нашим партнером, внедряем новые технологии на месторождениях Беларуси, которые находятся на третьей-четвертой стадии разработки. Практически все технологии, о которых говорилось на конференции, были опробованы у нас. Наша компания оказывает услуги также в России. Все инновации Группы ФИД у нас есть, и все они работоспособны. Очень удобно в своей стране иметь производителя самой современной техники, особенно если он ведущий на всем постсоветском пространстве. Это не реклама, это на самом деле так.

Павел Ревяков, инженер-технолог, БелНИПИнефть:

— С помощью техники Группы ФИД мы активно развиваем колтюбинговые технологии, включая бурение на депрессии и создание глубокопроникающих каналов фильтрации. В настоящее время у нас ведутся разработки в области проведения геофизических исследований скважин с помощью колтюбинга. Пытаемся также развивать гидропескоструйную перфорацию.

Юрий Таркин, заместитель директора по обеспечению производства, ООО «Уфимское

the consumers. The next stage is value for money with focus on value, especially when the money is the same.

Oleg Cherpit, well puller, Gazprom UGS:

Our company has many coiled tubing units. We acquired the first ones in 1999. We started cooperating with NOV FIDMASH last year. We purchased one more unit MK10T. Before the purchase we consulted with our colleagues who had been operating such units for a long time then. They gave only good references So, hopefully, our unit will be operating successfully as well. In future we plan to additionally purchase MK20. We do not need a more powerful unit of series-30 because our operations include hydrate thawing, well cleanout, testing, and cuttings removal.

Vladimir Pechenkin, deputy director of Kasimov Field, Gazprom UGS:

Our organization has four CT units, including one MK10T which performed beautifully. We work in four underground storages. In the last two years we performed 65 workover jobs in Kasimov Field using MK10T.

Igor Kovalev, director of the Department for Geology, Field Development and Well Construction Supervision, Gazprom Dobycha Kuznetsk:

Our company implements an investment project on methane recovery from coal beds. At the end of last year we drilled two horizontal holes penetrating the vertical hole of the previously drilled well. At present the wells are in the development phase. Obviously, we'll need a coiled tubing unit. During our visit to NOV FIDMASH production facilities we saw products of recommendable quality at a lower price than the one offered by foreign manufacturers.

Oribek Nurzhanov, director of the Production and Technology Department, Office for Technological Transport and Well maintenance, KazMunayGaz:

It is our first attendance to this conference. We would like to purchase a series-20 unit and cementing equipment for plug operations. This market in Kazakhstan is open and we would like to penetrate it. When selecting equipment what we value most is quality and availability of spare parts. We considered offers from various manufacturers and found out that the equipment that suited us most is produced by NOV FIDMASH. We intend to purchase it.

Azamat Agumarov, managing director, Equipment Services LTD:

We are a start-up private service company. Horizontal drilling is actively developing in Kazakhstan. Such wells need to be developed preferably using coiled tubing. We intend to carry out similar operations and for this purpose to purchase a coiled tubing unit. That's why we came here.

Denis Zakrzhny, category I engineer, Belarusneft:

Our company together with our partner, FID Group,

управление подземного и капитального ремонта скважин»:

– Спектр имеющегося у нас оборудования очень широк. У нас работает более 90 бригад КРС-ТРС, шесть колтюбингов – «десятки» и «двадцатки». Планируем к июню нарастить число бригад КРС-ТРС до 200, а еще иметь дополнительно к уже существующим 15 бригад колтюбинга до конца года. Поэтому мы очень заинтересованы в новых разработках СЗАО «ФИДМАШ». Для нас важно соотношение «цена – качество», а также лизинговые предложения, поскольку закупить такую массу оборудования сразу – довольно-таки сложная задача. А с ростом объемов работ, который предвидится, наша потребность в колтюбинговых установках вырастет еще больше!

Производственники ждут от потребителей своей продукции надежной обратной связи. До следующей – одиннадцатой – очной встречи она будет осуществляться посредством сайта компании www.fidmashnov.by.

Manufacturers are looking forward to the reliable feedback from the consumers of their products. Until the next – eleventh – live meeting it will be provided through the company's website www.fidmashnov.by.

Руслан Игилев, коммерческий директор, ООО «Техностройлизинг»; советник генерального директора, страховое акционерное общество «Гефест»:

– Наблюдается отчетливая положительная динамика на рынке потребления колтюбинговых установок и флотов ГРП. Ощущая большой интерес к продукции СЗАО «ФИДМАШ» со стороны сервисных компаний различных регионов России и СНГ, мы готовы обсуждать совместные проекты со всеми, кто заинтересован в приобретении оборудования. А СЗАО «ФИДМАШ» я желаю новых успехов!

Закончилась юбилейная 10-я Потребительская конференция СЗАО «ФИДМАШ». Производственники ждут от потребителей своей продукции надежной обратной связи. До следующей – одиннадцатой – очной встречи она будет осуществляться посредством сайта компании: www.fidmashnov.by.

Там же будут появляться актуальные предложения предприятия и информация о новых разработках. Надеемся, что они станут такими же популярными и привычными, как колтюбинговые установки, которые потребители ласково называют «десятками», «двадцатками», «тридцатками», подобно тому, как когда-то легендарные победоносные танки величали «тридцатьчетверками». ☺

Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга»

implements new technologies in Belarusian fields which are at the third-fourth stage of development. Practically all technologies mentioned during the conference were tested by us. Our company also provides services in Russia. We have all FID Group innovations and they are all functional. It is very convenient to have in one's own country a manufacturer of cutting-edge machinery especially if this manufacture is the leader in the whole post-Soviet area. I am not advertising, this is how it really is.

Pavel Reviakov, process engineer, BelNIPIneft:

Using FID Group machinery we are actively developing coiled tubing technologies including underbalanced drilling and creation of deep penetrating filtration channels. At present we carry out developments in the area of well geophysical survey using coiled tubing. We also try to develop jet perforation.

Yuri Tarkin, deputy director of Production Support, Ufa Department for Wire Line Operations and Workover:

Our range of available equipment is very wide. We have over 90 well service and workover teams, six coiled tubing units – series 10 and 20. By June we plan to increase the number of teams to 200 and to have 15 CT teams in addition to those already in place by the end of the year. That's why we are very interested in the new developments of NOV FIDMASH. Value for money is very important to us, as are leasing offers because it is very difficult to purchase so much equipment at once. With the expected increase of the volume of work our need in coiled tubing units will increase even more!

Ruslan Igilov, commercial director, Tekhnostroyleasing and adviser to the managing director of the insurance company Gefest:

There is a distinct upward trend in the market for coiled tubing units and hydraulic fracturing fleet. Seeing great interest in NOV FIDMASH products shown by oilfield service companies from various regions in Russia and CIS we are ready to discuss joint projects with all who are interested in purchasing equipment. And I wish further success to NOV FIDMASH!

The anniversary 10th NOV FIDMASH Consumer Conference is now over. Manufacturers are looking forward to the reliable feedback from the consumers of their products. Until the next – eleventh – live meeting it will be provided through the company's website www.fidmashnov.by.

There you will also find current offers and information about the new developments. We hope that they will become as popular and customary as coiled tubing units which were affectionately nicknamed by consumers as '10s', '20s' and '30s' similarly to the way the legendary victorious tanks T-34 were called '34s'. ☺

Analytical group, Coiled Tubing Times

Надежное партнерство. «Техностройлизинг» – NOV FIDMASH Reliable Partnership. Technostroilizing LLC – NOV FIDMASH

Специализированное проектно-производственное предприятие (завод-изготовитель) СЗАО «ФИДМАШ», входящее в NOV, совместно с официальным финансово-лизинговым партнером NOV FIDMASH – компанией ООО «Технострой-лизинг» (РФ, г. Москва) готовилось к юбилейной 10-й Потребительской конференции СЗАО «ФИДМАШ» по вопросам эксплуатации колтубингового оборудования, цементирующего, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП, которая проходила с 23 по 24 апреля 2014 года в конференц-зале гостиницы «Юбилейная» в Минске.

Накануне конференции СЗАО «ФИДМАШ» с дружески-рабочим визитом посетил коммерческий директор ООО «Технострой-лизинг» Р.Я. Игилев. Надо отметить, что Руслан Якубович приехал в СЗАО «ФИДМАШ» не только как давний участник потребительских конференций и почетный делегат, но и как докладчик на 10-й Потребительской конференции. Он озвучил две актуальные темы в качестве коммерческого директора ООО «Техностройлизинг», выступив с докладом «Инвестиционные проекты в нефтегазовом комплексе», а в качестве советника генерального директора страхового акционерного общества «Гефест» – с докладом «Комплексное страхование предприятий нефтегазового сектора».

Во время мероприятия коммерческий директор ООО «Техностройлизинг» Р.Я. Игилев встретился с Генеральным директором СЗАО «ФИДМАШ» Е.Б. Лапентовой, с заместителем Генерального директора по техническим вопросам – А.В. Линевиным, с начальником управления продаж Ю.В. Белугиным, с начальником отдела сервиса А.М. Волковым и многими другими, высоко оценив как саму 10-ю Потребительскую конференцию, так и уровень специалистов СЗАО «ФИДМАШ», в том числе и технических, а также содержательные и емкие выступления докладчиков Потребительской конференции.

Если говорить непосредственно об официальном финансово-лизинговом партнере NOV FIDMASH – компании

The specialized design and manufacturing enterprise (production-facility) FIDMASH, cooperated with Technostroilizing LLC (Moscow, RF), the official financial and leasing partner of NOV FIDMASH in organization of the 10th NOV FIDMASH's Conference on Operation of CT Equipment, Cementing, Pumping and Nitrogen Machinery and Hydraulic Fracturing Equipment, which was held in the conference hall of Yubileynaya Hotel on April 23–24, 2014.

Before the conference the Commercial Director of Technostroilizing LLC Ruslan Y. Igilov paid a friendly visit to FIDMASH. It should be noted that Ruslan Yakubovich came to FIDMASH not only as an official delegate, but also as a reporter for the 10th Consumer Conference. He presented reports on two relevant subjects. As a commercial director of Technostroilizing LLC he submitted a report "Investment projects in the oil and gas sector" and as a councilor of the Director General of Gefest Joint-Stock Insurance Company he spoke about "Comprehensive insurance of gas and oil companies".

During the event, the Commercial Director of Technostroilizing LLC Ruslan Y. Igilov met the Director General of FIDMASH A.B. Lapatsentava and Deputy Director for Technology A.V. Linevich, the Director of Sales and Promotion Y.V. Belugin, the Director of the Service Department A.M. Volkov and other officers. He highly assessed the 10th Consumer Conference and the level of FIDMASH technical specialists and other experts. He was impressed by valuable and comprehensive statements of the speakers at Consumer Conference.

Technostroilizing LLC (Moscow, RF), the official financial and leasing partner of NOV FIDMASH





ООО «Техностройлизинг» (РФ, г. Москва, официальным финансово-лизинговым партнером является с сентября 2012 года по настоящее время), то это независимая небанковская лизинговая компания, одна из немногих, успешно действующих и специализирующаяся на инвестиционных проектах в сфере нефтегазового комплекса (нефтесервиса), ТЭКа, малой и большой энергетики и предлагающая, помимо финансовых услуг, еще и технические консультации, а также поддержку с точки зрения подбора «Поставщика» – завода-изготовителя. Кроме того, ООО «Техностройлизинг», взаимодействуя напрямую с заводом-изготовителем, достигает возможности сделать экономику заказчика более выгодной и оптимизированной, а также минимизировать сроки поставки оборудования. Именно эти составляющие и стали одними из основных слагаемых фундамента успеха данной компании, позволившими ей наладить партнерские отношения с крупнейшими заводами-изготовителями нефтегазового оборудования, в число которых в качестве основного и стратегического входит СЗАО «ФИДМАШ» как неотъемлемая часть NOV.

Незадолго до юбилейной 10-й Потребительской конференции ООО «Техностройлизинг» (РФ, г. Москва) и NOV FIDMASH (СЗАО «ФИДМАШ») реализовали очередной совместный проект по отгрузке и поставке колтюбинговой установки МК30Т (МК30Т-10) на шасси МЗКТ 65276 (10х10) для ООО «Пакер Сервис», тем самым подтвердив надежное партнерство. ☺

Материал предоставлен ООО «Техностройлизинг»

(the status of the official financial and leasing partner was granted to it in September 2012) is an independent non-bank leasing company. It is one of those few firms, which attained success in specialized investment projects in O&G complex (oil service), fuel and energy complex, big and small power engineering. It offers not only financial services, but also technical consultation and support in finding suppliers and manufacturing plants. Direct contacts of Technostroilizing with manufacturing plants allow curbing the customer's expenses and optimizing its processes, while minimizing the terms of equipment supply. These advantages became pillars of the company's success, allowed it building partnership relations with major equipment producers. FIDMASH, which makes an integral part of NOV, is one of its strategic partners.

Just before the Tenth Anniversary Consumer Conference Technostroilizing LLC (Moscow, RF) and NOV Fidmash (FIDMASH) implemented a joint project of loading and delivery of MK30T CT unit (MK30T-10) mounted on M3KT 65276 (10x10) for Packer Service LLC, having given one more proof of their reliable partnership. ☺

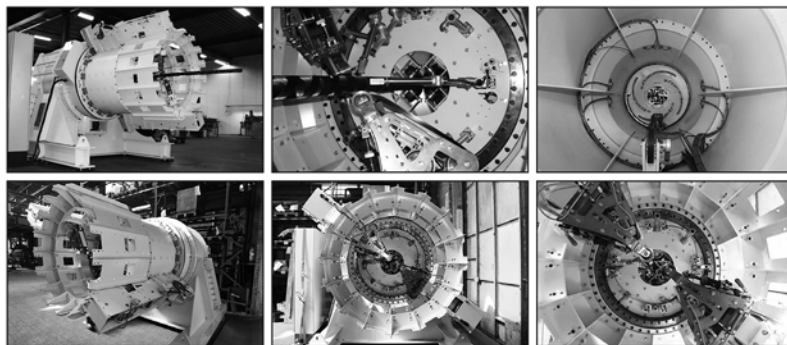
The article courtesy of Technostroilizing LLC

ONLINE TENDER

of a

CONTINUOUS WINDING MACHINE

produced by *Winded Composite Tubes Europe*
Waterhuizen (The Netherlands)



TUBE REINFORCING WINDING MACHINE "SSH" 80-600/16 for pressure and tension strength extension purposes



tube $\varnothing$ 80 - 600 mm, 90 rpm with 2 built-on tape reel infeed units, expandable upto 16 units, tape reel $\varnothing$ 600 mm, width 200 mm, with tension control system, 4 tube infeed center rolls, 2 heated tape sleeve infeed units, 2 hot air weld blowers, variable winding speed controlled by feed through speed with central lubrication system, 2-door switch cabinet, dim. 2200 x 4200 x 2500 mm;

CLOSING: Tuesday **17 JUNE** at 16.00 hrs

Viewing: Monday 16 June by appointment

Photos / Catalogue:

TROOSTWIJK
www.TroostwijkAuctions.com

ООО «Пакер Сервис» предлагает комплексный подход к многостадийному заканчиванию горизонтальных скважин

Д.В. ЧЕРНЫШЕВ, директор по ГРП и новым технологиям, ООО «Пакер Сервис»

Спрос на технологию многостадийного заканчивания (МГРП) в горизонтальных скважинах на территории Российской Федерации в последние несколько лет существенно возрос. ООО «Пакер Сервис» наряду с ведущими сервисными компаниями участвует в проведении МГРП на территории Западной Сибири.

Добывающие компании – наши заказчики, тратят немало времени и средств на строительство, подготовку, стимуляцию и очистку скважины до ее ввода в эксплуатацию. На этапе проектирования и строительства горизонтальных скважин одной из основных проблем является подбор оптимального профиля скважины и компоновки для проведения многостадийного ГРП, позволяющей создать конструкцию скважины, которая имеет оптимальную «доходимость» до забоя колонн ГНКТ и технологических труб при ремонтах скважин. Как следствие, позволяет увеличить дебит, продлить жизненный цикл скважин, их ремонтпригодность, оптимально приспособить горизонтальную часть ствола скважины к ГРП, учитывая все геолого-технологические параметры: диаметр открытого ствола, планируемое количество ГРП, давление при проведении работ, горно-геологические условия и прочее. Участие компании, предоставляющей комплексный сервис при МГРП, крайне положительно сказывается на успешности проведения всех будущих работ как при выводе скважины из бурения, так и при



текущих и капитальных ремонтах.

На этапе проведения ГРП основное внимание уделяется необходимой геометрии трещин и корректной работе компоновки скважинного оборудования. Очистка скважин часто сопряжена

с разбуриванием шаров и сдвижных седел компоновок МГРП и нормализацией забоя и, как правило, требует привлечения установок ГНКТ с диаметром труб 44 мм.

Технологические возможности ООО «Пакер Сервис» позволяют подойти к решению всех вышеозначенных задач в комплексе, что потенциально избавляет заказчиков от необходимости привлекать для выполнения различных этапов работ многочисленных подрядчиков, одновременно предоставляя заказчику ряд ценовых и операционных преимуществ.

ООО «Пакер Сервис» может предложить нефтегазодобывающим компаниям компоновки из собственных источников или приобрести необходимое оборудование и техническую поддержку у сторонней компании, согласно спецификации заказчика. Наша компания может выполнить дизайн ГРП любого уровня сложности,



Рисунок 1 – Установка ГНКТ «Пакер Сервис»



равно как и привлечь для оценки таких дизайнов зарубежных экспертов высочайшего уровня (например, всемирно признанного лидера в создании программного обеспечения для дизайнов ГРП – компанию NSI Technologies Inc., США).

Несмотря на то что ГРП мы занялись не так давно, в нашем активе два новейших высокотехнологичных флота ГРП, успешно работающие в настоящий момент на территории Западно-Сибирского региона (один в ХМАО, второй в ЯНАО). Бригады ГНКТ, предоставляющих услуги под флагом ООО «Пакер Сервис», в настоящий момент одиннадцать, и мы планируем к запуску еще несколько комплексов ГНКТ и ГРП, чтобы максимально удовлетворить потребности нефтегазового рынка в высокотехнологичных услугах. ООО «Пакер Сервис» в настоящий момент обладает наибольшим опытом работ по фрезерованию шаров и посадочных седел МГРП в РФ среди колтюбинговых компаний, т.к. одним из первых в России освоило данную технологию и имеет одновременно в работе 7–8 бригад, проводящих фрезерование для разных Заказчиков.

Предлагая комплексный подход к оказанию услуг при строительстве скважин с многостадийным заканчиванием, ООО «Пакер Сервис» на сегодняшний день является одной из немногих компаний на российском рынке сервисных услуг, которая может предложить данный сервис «под ключ», гарантируя нефтегазодобывающим компаниям квалифицированный и качественный сервис и гарантированный результат.

Полный комплекс услуг при многостадийном заканчивании скважин, предоставляемых нашей компанией, включает, но не ограничивается следующим:

- 1) Рекомендации по прокладке профиля скважины на этапе проектирования, с использованием специального программного обеспечения, позволяющего в дальнейшем обеспечить беспрепятственные работы с гибкими насосно-компрессорными трубами при промывках, фрезеровании портов и проведении геофизических работ в горизонтальных скважинах.
- 2) Предоставление и инженерное сопровождение внутрискважинного оборудования при внедрении компоновок МГРП (подвески хвостовиков, заколонные пакеры различной конструкции, муфты МГРП (как одноразового, так и многоразового использования), оснастка, стингеры и посадочный инструмент) в период сборки, спуска, посадки хвостовика в скважине и дальнейших работ по ГРП и ГНКТ.
- 3) Проведение многостадийного ГРП собственным флотом ГРП.
- 4) Проведение работ по фрезерованию шаров и посадочных седел МГРП с последующим освоением скважин с помощью установок ГНКТ.
- 5) Проведение геофизических исследований на горизонтальных скважинах после МГРП с целью получения достоверных параметров работающих интервалов.
- 6) Проведение работ по закрытию (открытию) многоразовых сдвижных седел, с целью оптимизации дебита скважин.
- 7) Определение реальных дебитов скважин при проведении работ с ГНКТ с использованием в процессе освоения внутрискважинных автономных приборов.

ООО «Пакер Сервис» предлагает получить услуги МГРП «под ключ» с гарантиями качества и в кратчайшие сроки.



Рисунок 2 – Флот ГРП «Пакер Сервис»

ВНИМАНИЕ! СУПЕРНОВИНКА!

ATTENTION! SUPERNOVELTY!

Управляемый с поверхности скважины гидравлический разрыв пласта с помощью колтюбинга

Coiled Tubing-Assisted Surface-Controlled Hydraulic Fracturing

Технология

Предлагаемая технология ГРП позволит повысить доходность нефтегазовых компаний, как отечественных, так и зарубежных, и покрыть денежные расходы, связанные с использованием данного дорогостоящего способа интенсификации скважин и пластов.

Технология носит отраслевой характер и позволяет в значительной степени усовершенствовать излюбленный специалистами способ повышения производительности нефтяных и газовых скважин и тем самым увеличить нефте- и газоотдачу пластовой системы в целом.

Технология разработана в ООО «Юг-Нефтегаз». Авторы: заместитель директора по науке и технике, доктор технических наук, профессор **Ю.А. Балакиров**, главный инженер-технолог **П.И. Тобольченко**, супервайзер нефтегазовых процессов **В.Н. Бровчук**.

Алгоритм проведения процессов при управляемом с поверхности гидравлическом разрыве пласта

1. Выбор скважин производится путем тщательного анализа работы действующих нефтяных и газовых скважин с акцентированием малодебитных по нефти и газу скважин, принимая при этом во внимание обводненность продукции скважин, тенденции к преобразованию и другие негативные последствия.
2. Выбранные скважины должны быть расположены от ВНК до ГНК на расстоянии более 500–800 м для избежания обводненности и загазованности из-за возможного прорыва в зону водонефтяного контакта и газовой шапки пластовой системы.
3. Выбранные скважины должны быть сертифицированы индикаторными диаграммами и кривыми восстановления

Technology

The proposed hydraulic fracturing technique will allow increasing the earning capacity of oil and gas producing companies, both domestic and foreign, and covering the costs associated with the use of such an expensive method of well stimulation.

The technique is industry-based and will render it possible to considerably improve the method of increasing the productive capacity of oil and gas wells favored by specialists and therefore to increase the oil and gas recovery on the whole.

*The technique was developed in **Yug-Neftegaz Private Limited** by prof. **Yu.A. Balakirov**, Deputy Director for Science and Technologies, Doctor of Engineering; **P.I. Tobolchenko**, chief process engineer; and **V.N. Brovchuk**, oil and gas process supervisor.*

Process algorithm for surface-controlled hydraulic fracturing

1. The wells are selected by carefully analyzing the operation of the active oil and gas wells with the focus on wells with low oil and gas production rates with account for water-cut, tendency towards transformation and other adverse impacts.
2. The selected wells should be located at a distance over 500–800 m from OWC to GOC to avoid water cut and gas contamination caused by potential breakthrough into the oil-water contact zone and a gas cap in the formation system.
3. The selected wells should be certified with IPR curves and PBU curves to determine the well deliverability (with obligatory identification of the skin factor) in case of steady and unsteady inlux of fluids.
4. The production strings of the selected wells should be airtight and, if necessary, withhold

давления для определения продуктивности скважин (с обязательным определением скин-фактора) в случае стационарного и нестационарного притоков флюидов из пласта в скважину.

4. Эксплуатационные колонны выбранных скважин должны быть герметичными и выдерживать при необходимости опресовочное давление, а также должны быть оборудованы противовыбросовыми превенторами.
5. Желательно до начала гидравлического разрыва провести гамма-нейтронный каротаж, чтобы быть уверенными в исправности интервала перфорации и в его работоспособности.
6. Проводится гидравлический разрыв пласта по стандартной технологии с закрепителем трещины.
7. В качестве закрепителя используется взамен существующего проппанта кварцевый отсортированный песок с размерами частичек песка от 0,5 мм до 1,0 мм, с частичками железа такого же диаметра. Лучше использовать готовый реагент для бурения скважин – гематит – реагент с оксидом железа (Fe_2O_3).

Замена проппанта кварцевым песком позволяет более благополучно расположить частички песка-закрепителя в объеме трещины без выхода за пределы ее створок, создавая тем самым условия для накопления и складирования закрепителя на забое скважины.

Отметим, что существующие размеры проппанта, который состоит из глинозема (оксида алюминия), оказываются слишком большими по сравнению с размерами образованной трещины (0,5 до 1,5 мм), вследствие чего нередко после ГРП приходится промывать скважину, чтобы вынести на поверхности «упавшие» на забой скважины уплотненные шарики закрепителя.

В предлагаемом случае закрепитель на базе смеси кварцевых песчинок различного диаметра под действием давления и магнитного поля, создаваемого с помощью магнитного генератора и колтюбинга, благополучно расположить и укрепить частички песка и магнитоактивных веществ в створке трещины, варьируя размеры образованной после ГРП трещины с поверхности.

8. На гибкой трубе спускается магнитный генератор [1] мощностью 110–120 тысяч А/м.

Варьируя глубину спущенного в скважину магнитного генератора, можно изменять размеры трещины и «оживлять» кварцевый песок и магнитоактивные вещества, уплотняя их внутри створок трещины.

Таким образом, створки образовавшейся трещины начнут «дышать», словно морская губка, и расширять или суживать ее размеры. ☉

proof-test pressure as well as be equipped with blow-out preventers.

5. Before hydraulic fracturing it is recommended to perform gamma-neutron logging to make sure the perforation interval is accurate and functional.
6. Hydraulic fracturing is then carried out according to standard practice using a propping agent.
7. Instead of the existing proppant, silica graded sand with a grain size from 0.5 mm to 1.0 mm along with iron grains of the same diameter is used as a propping agent. It is better to use the ready-made reagent for well drilling – hematite – a reagent with iron oxide (Fe_2O_3).

Substitution of the proppant with silica sand will ensure better placement of propping sand grains in the fracture without going beyond its 'folds' and therefore creating the necessary conditions for accumulation and piling of the propping agent at the bottom hole.

We should note that the current size of the proppant which consists of alumina (aluminum oxide) is found to be too large compared to the size of the fracture (0.5 to 1.5 mm) often resulting in the necessity of the post-frac flushing of the well to bring up to the surface the compacted propping grains that 'fell' to the bottom hole.

The suggested propping agent based on the mixture of silica sand grains of various size and magnetic substances will make it possible – under pressure and the effect of the magnetic field created using the magnetic generator and coiled tubing – to successfully place and secure the sand and magnetic substance grains in the 'fold' of the fracture controlling the size of the post-frac fracture from the surface.

8. The magnetic generator [1] with a capacity of 110 to 120 thousand A/m is then lowered using coiled tubing.

By varying the depth of the magnetic generator lowered into the well you can change the size of the fracture and 'galvanize' the silica sand and magnetic substances compacting the within the folds of the fracture.

Thus, the folds of the fracture will start 'breathing' and like a sea sponge will expand or contract its size. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Балакиров Ю.А., Светлицкий В.М. Техно-технологические основы магнитоизоляционных работ в скважинах. – Киев, 1989.

Проведение многостадийного ГРП с применением колтюбинга и системы жидкости ГРП TriFrac-C™

Multi-Stage Hydraulic Fracturing Using Coiled Tubing and TriFrac-C™ Fluid System

С.А. ЗАГРАНИЧНЫЙ, технический директор Trican Well Service
Stanislav ZAGRANICHNY, technical director, Trican Well Service

За последние несколько лет прогресс в сфере услуг проведения ГРП в горизонтальных участках скважин резко шагнул вперед, и компания Trican Well Service внесла свой весомый вклад в развитие и совершенствование данных технологий. Особого внимания заслуживают технологии многостадийного и селективного ГРП, которые позволяют проводить обработку в протяженных горизонтальных участках скважин.

Trican Well Service применяет упорядоченный и научный подход к исследованиям, разработкам, инновационным продуктам и технологическим процессам, при этом обязательно учитываются аспекты техники безопасности, качества и снижения негативного воздействия деятельности компании на окружающую среду. Заказчики компании получают технологии и процессы, нацеленные не только на результативность, эффективность и значительную экономию, но, в первую очередь, на охрану труда, технику безопасности и охрану окружающей среды. Миссия компании Trican Well Service заключается в предоставлении законченного технического решения – от заканчивания, цементирования, гидроразрыва и до использования колтюбинга (гибких НКТ).

В начале прошлого года ассортимент систем заканчивания был расширен, благодаря приобретению норвежской компании, специализирующейся на производстве оборудования для заканчивания и проведении внутрискважинных операций, и к настоящему времени компании Trican удалось создать всеобъемлющий комплекс систем заканчивания, проверенных в полевых условиях. На сегодняшний день, являясь одним из крупнейших поставщиков внутрискважинных операций, Trican предлагает широкий спектр технологий многостадийного заканчивания горизонтальных скважин с использованием гидроразрыва пласта (МГРП). Служба заканчивания состоит из высококвалифицированных и опытных специалистов, работающих над самыми передовыми разработками, что позволяет, в отличие от конкурентов, предлагать универсальные технологии, предоставлять индивидуальные технологические решения, отвечающие требованиям конкретного Заказчика. Технологии заканчивания реализуются посредством систем

For the last few years progress in the area of hydraulic fracturing in horizontal sections of the well has dramatically stepped forward and Trican Well Service contributed significantly to the development and improvement of these technologies. Special attention should be paid to multi-stage and selective fracing techniques which allow performing treatment in extended horizontal sections of the well.

Trican Well Service applies disciplined scientific approach to research, development, innovative products and technological processes and takes due account of safety measures, quality and minimization of adverse environmental impact of its products. The company's customers are supplied with techniques and processes aimed not only at efficiency, effectiveness and considerable saving but first of all at labor protection, safety measures and environmental protection. Trican Well Service's mission is to deliver a integrated technical solution for well completion, cementing, hydraulic fracturing to coiled tubing.

In the beginning of the last year the range of well completion systems was expanded due to the acquisition of a Norwegian company specializing in completion equipment and downhole interventions and to date Trican managed to create a comprehensive package of field-tested completion systems. At present, being one of the largest providers of downhole interventions Trican offers a wide range of techniques for multi-stage completion of horizontal holes using hydraulic fracturing. The completion service is composed of highly qualified and experienced specialists working on most advanced developments which makes it possible, unlike the competitors who offer universal techniques, to supply customized technical solutions meeting specific customer's requirements. Completion techniques are implemented using multi-stage fracing systems which are mounted both in open and cemented holes and are ball-activated – each system allows completing around 40 stages. Moreover, the company has systems with limited breakthrough which ensures even distribution of the fluid flow among all interval logs and allows activating up to 20 sleeves by dropping just one ball. Besides ball-activated system, the company offers BPS (Burst Port System®), designed to implement multi-

МГРП, устанавливаемых как в открытых, так и в цементируемых стволах скважин, и активируемых при помощи шаров – каждая система позволяет закончить порядка 40 стадий. Также компания располагает системами с ограниченным подходом, обеспечивающим равномерное распределение потока жидкости по всем интервалам обработки и позволяющим активировать до 20 муфт посредством сброса всего лишь одного шара. Помимо систем, активируемых шарами, Trican предлагает оборудование с разрывными портами BPS (Burst Port System)[®], предназначенное для установки в составе систем МГРП как в открытых, так и цементированных стволах. Данное оборудование используется вместе с двучашечным пакером C2C производства Trican, спускаемым на колтюбинге для проведения ГРП в неограниченном количестве интервалов. Система с разрывными портами BPS[®] также может спускаться в скважину в качестве гидромуфты для инициации ГРП в самом нижнем интервале обработки в составе цементируемых систем, активируемых шарами, а также для проведения обработки по технологии «plug-and-perf».

Технология i-Can предполагает использование механически активируемых муфт с функцией многократного открытия/закрытия, сконструированных специально для операций МГРП в горизонтальных участках скважин. i-Can используется в комбинации с гидравлическим толкателем i-Shift, спускаемым на колтюбинге для селективного открытия, обработки и закрытия муфт. Технология i-Can позволяет беспрепятственно и многократно открывать и закрывать муфты в условиях давления до 700 атм. Данная система позволит впоследствии проводить повторные операции ГРП или перекрывать отдельный интервал в случае обводнения. i-Can также обеспечивает дополнительную гибкость при проведении операций МГРП посредством колтюбинга с использованием пакера или без него. Обработка ГРП проводится по ГНКТ или затрубному пространству.

Помимо своих, уже ставших традиционными, технологий гидроразрыва, компания Trican Well Service продолжает разработку и предлагает своим заказчикам целый ряд решений трудноизвлекаемых ресурсов, в том числе в отношении технологических процессов для соответствия требованиям отрасли. С ростом объемов горизонтального бурения и заканчивания скважин компания видит перспективы и необходимость комплексного подхода в предоставлении своих решений по различным процессам гидроразрыва в сложных условиях.

В феврале 2014 года компания Trican Well Service провела операцию 27-стадийного ГРП на скважине с установленной системой заканчивания типоразмером 114 мм со сдвижными многоразовыми муфтами i-Can, активируемыми при помощи колтюбинга, для компании – оператора в Северной Америке. Все стадии были завершены в течение 24 часов.

Для проведения операций была применена труба колтюбинга типоразмером 2 3/8" (марка GT-100, толщина стенки от 0.175" до 0.224", тип SMARTaper) и длиной 4000 м. КНБК состояла из инструмента-

stage fracturing system assemblies both in open and cemented holes. This equipment is used along with Trican's selective fracturing cup tool (C2C) lowered into the hole using coiled tubing to perform hydraulic fracturing for an unlimited number of intervals. Burst Port System[®] can also be lowered into the well as a hydraulic sleeve to initiate fracturing for the lowest log interval as part of ball-activated cementing systems and to perform "plug-and-perf" treatment.

The i-Can technology uses mechanically activated multi open/close sleeves designed specifically for multi-stage fracturing in horizontal holes. i-Can is used in combination with the hydraulic pusher i-Shift lowered into the hole using coiled tubing for selective opening, treatment and closing of the sleeves. The i-Can technology ensures unobstructed and multiple opening and closing of the sleeves at a pressure of up to 10 000 psi. This system will allow subsequently performing repeated hydraulic fracturing or shutting off individual intervals in case of water intrusion. i-Can also ensures additional flexibility during multi-stage fracturing using coiled tubing with or without a packer. Fracture treatment is performed through coiled tubing or annulus.

Apart from its conventional fracturing technologies Trican Well Service continues developing and offers its customers a whole range of systems for extracting difficult resources including those related to the technological process to comply with the industry requirements. Due to increased horizontal drilling and completion the company finds it promising and necessary to use a comprehensive approach to delivering its solutions for various fracturing processes under difficult conditions.

In February 2014 Trican Well Service implemented 27 stages of fracturing at a well with a mounted 114-mm completion system with sliding multiple-use sleeves i-Can, activated through coiled tubing, for an operator in North America. All stages were completed within 24 hours.

For interventions a 2 3/8" 4000-m long coiled tubing was used (GT-100, WT of 0.175" to 0.224", SMARTaper). The bottom hole assembly consisted of an i-Shift pusher, a retrievable bridge plug and a hydraulic jet perforator in case of impossibility to open one of the sliding sleeves. The i-Shift tool is a selective hydraulic pusher for opening and closing sliding sleeves. The pusher is actuated by the flow at the required depth for multiple opening and closing of the sleeves during one round-trip of coiled tubing. i-Shift can be completed with inserts for operations with sliding sleeves of various sizes and can be used as a tool for low, upper or double action depending on the configuration of the completion system.

Technologically opening of sliding sleeves was performed according to the following procedure. After the coiled tubing reached the predetermined depth and the i-Shift profile was connected to the connector of the sliding sleeve, the hole was bridged isolating the lower part of the wellbore. Under the weight of the coiled tubing and the applied pressure the sleeve activated into the open position. Fracturing

толкателя i-Shift, мостовой пробки многократного использования и гидрорескоструйного перфоратора на случай невозможности открытия одной из сдвижных муфт. Инструмент i-Shift представляет собой селективный гидравлический толкатель для операций по открытию и закрытию сдвижных муфт. Толкатель активируется потоком на необходимой глубине для многократного открытия и закрытия муфт в течение одного спуско-подъема колтюбинга. i-Shift может комплектоваться вставками для операций со сдвижными муфтами различных типоразмеров, а также может использоваться как инструмент для нижнего, верхнего или двойного действия в зависимости от конфигурации системы заканчивания.

Технологически операция по открытию сдвижных муфт проводилась следующим образом. Когда колтюбинг достиг заданной глубины и профиль толкателя i-Shift был присоединен к стыковочному разъему сдвижной муфты, внутри муфты устанавливалась мостовая пробка, тем самым изолируя нижнюю часть ствола скважины. Под действием веса колтюбинга и приложенного давления муфта активировалась в открытое положение. ГРП проводился по затрубному пространству колтюбинга, а после обработки, посредством натяжения колтюбинга, открывался уравнильный клапан КНК, возвращая в транспортное положение мостовую пробку. КНКБ перемещалась на уровень следующей муфты, и операция проводилась повторно.

В качестве системы жидкости ГРП использовалась новая разработка компании под маркой TriFrac-C. В настоящее время применение жидкостей ГРП на основе гуара является наиболее распространенным в отрасли. Однако в геологических условиях плотных коллекторов возникают осложнения, связанные с нарушением эксплуатационных характеристик продуктивного пласта вследствие закачки систем ГРП на основе гуаровых/боратных жидкостей. Именно с такой ситуацией столкнулась компания-оператор, когда в результате проводимых ГРП не достигались планируемые дебиты по скважинам.

Инженеры Trican провели исследование причин возникшей проблемы и предложили решение с альтернативной системой ГРП для сохранения эксплуатационных характеристик пласта. Trican была предложена система жидкости ГРП TriFrac-C, состоящая из циркониевого (zirconate) сшивателя и загеливателя на основе карбоксиметилцеллюлозы (СМС).

Система TriFrac-C имеет улучшенные химические свойства, практически не оставляет нерастворимого осадка в трещине, тем самым минимально повреждая продуктивный пласт. Размер твердых частиц, образующихся в результате распада системы TriFrac-C, минимум в 10 раз меньше размера частиц,

Рисунок 1 – Проведение ГРП при помощи колтюбинга в Северной Америке

Figure 1 – C-T-assisted hydraulic fracturing in North America



was performed through the annular space of the coiled tubing and after the treatment was done tensioning of the coiled tubing caused the equalizing valve of the bottom hole assembly to open returning the bridge plug into the run-in position. The bottom hole assembly was then moved to the level of the next sleeve and the operation was repeated.

The company has recently developed TriFrac-C to be used as a fluid system for hydraulic fracturing. At present guar-based fracing fluids are most common in the industry. However, under the geological conditions of tight reservoirs difficulties arise related to the failure to observe the operational characteristics of the productive formation as a result of injection of guar/borate-based fracing fluids. It was that exact situation that the operator found itself in when hydraulic fracturing did not produce the expected flow rates. Trican's engineers studied the reasons behind the problem and came up with a solution – an alternative fracing fluid system to preserve the operational characteristics of the formation. Trican offered TriFrac-C system consisting of a zirconate crosslinker and carboxymethyl cellulose-based gelifier.

TriFrac-C system has improved chemical characteristics and leaves practically no insoluble sediments in the fracture minimizing the damage to the productive formation. The size of solid particles resulting from the degradation of TriFrac-C system is at least 10 times smaller than the particles resulting from the degradation of guar-based fluids. This system is also effective within a wide range of temperatures (from 30 °C to 120 °C). TriFrac-C system employs a unique combination of instant and delayed crosslinkers the concentration and proportion of which can be changed according to the customer's requirements and the existing formation conditions by selecting viscosity factor separately for each operation. Before starting fracing operations TriFrac-C system was demonstrated to the customer at Trican Well Service's research center located in Houston to agree on the fluid stability factor and its impact on the retained conductivity. The outcome fully satisfied and even surpassed the customer's requirements and expectations.

образующихся после распада жидкостей, основанных на гуаре. Также данная система эффективна в широком диапазоне температур (от 30 °C до 120 °C).

В системе жидкости TriFrac-C задействована уникальная комбинация сшивателей мгновенного и замедленного действия, концентрацию и соотношение которых можно изменять согласно требованиям Заказчика и имеющимся пластовым условиям, подбирая показатели вязкости индивидуально для каждой работы. До начала операций ГРП система TriFrac-C была представлена компании-заказчику в научно-исследовательском центре Trican Well Service, расположенном в Хьюстоне, для согласования показателей стабильности жидкости и ее влияния на остаточную проводимость трещины ГРП. Результаты полностью удовлетворили и даже превзошли требования и ожидания Заказчика.

Закачка жидкости ГРП проводилась по затрубю колтюбинга, через компоновку подвижных муфт, которые открывались при помощи забойного инструмента колтюбинга согласно алгоритму, описанному выше. Изначальный дизайн операции предполагал закачку 18 тонн песка фракции 100 и проппанта размером 40/70 с загрузкой 480 кг/м³ на стадию.

По мере заканчивания стадий обработки представители инженерной группы Заказчика постоянно оптимизировали дизайн, основываясь на показателях эффективности закачиваемой жидкости и ФЕС пласта. В процессе закачки изменения проводились непосредственно в процессе ГРП на основании показателей давления на забое скважины на начальных, промежуточных и последних стадиях обработки. Где-то в середине горизонтального участка на стадии загрузки 770 кг/м³ Trican получили СТОП; однако, поскольку труба колтюбинга находилась в скважине, промывка забоя скважины от жидкости и проппанта была проведена без потерь времени, и следующая муфта была открыта без каких-либо проблем.

Компания Trican Well Service продемонстрировала в данном случае способность предлагать инновационные решения для индивидуальных специфических потребностей Заказчика, применяя комплексный подход к технологическим процессам, а также оперативно работать совместно с Заказчиком для достижения оптимальных результатов и показателей эффективности. Таким образом, Trican Well Service позиционирует себя не только как поставщика оборудования и готовых продуктов, а также как компанию, предлагающую высокотехнологичные комплексные решения.

Мы также считаем, что наш индивидуальный подход к Заказчикам, устойчивый уровень инвестиций в научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки, опыт работы по всему миру, знания и умения позволят нам предоставлять адаптированные технические решения для российских проектов разработки сложных месторождений, а также оказывать услуги самого высокого качества. ☉



Рисунок 2 – Сшитая жидкость на основе гуара

Figure 2 – Guar-based cross-linked fluid

The fracing fluid was injected thorough the coiled tubing annulus using an assembly of sliding sleeves which opened with the bottom-hole tool of the coiled tubing following the above algorithm. The initial design foresaw the injection of 18 tons of size-100 sand and 40/70 proppant at 480 kg/m³ per stage.

As the treatment stages were completed the representatives of the customer's engineering group continuously optimized the design based on the performance of the injected fluid and porosity and permeability. During injection, changes were introduced during hydraulic fracturing itself based on



Рисунок 3 – Сшитая жидкость ГРП TriFrac-C

Figure 3 – Cross-linked fracing fluid TriFrac-C

the pressure indicators in the bottom-hole at the initial, intermediate and final treatment stages. Somewhere in the middle of the horizontal section at 770 kg/m³ Trican received STOP; however, since the coiled tubing was in the hole, bottom-hole flushing of the fluid and proppant was performed without time losses and the next sleeve was opened without any problems.

In this case Trican Well Service demonstrated its capability to offer innovative solutions to meet customer's individual specific needs by using a comprehensive approach to the technological processes and to work in a timely manner together with the customer to achieve best results and performance. Therefore, Trican Well Service positions itself not only as a supplier of equipment and ready products but also as a company which offers high-tech integrated solutions.

We also believe that our continuous focus on meeting our customers' needs, our consistent investing in research and development, world-wide working experience, and our expertise will allow us to supply customized technical solutions to Russian difficult development projects by providing high-quality services. ☉

26 МАЯ**Третья****Международная конференция****Буровая и промысловая химия 2014**

Компания «КРЕОН ЭНЕРДЖИ» приглашает принять участие в Третьей Международной конференции «Буровая и Промысловая химия 2014», которая состоится 26 мая в отеле «Балчуг Kempinski Москва».

Итогом проведения конференции прошлого года, стало понимание роста потребления буровых растворов и промысловых реагентов в России по мере выработки нефтяных месторождений. Нефтедобывающие компании начинают активно осваивать ресурсы Восточной Сибири, Дальнего Востока и континентального шельфа, где разработка месторождений представляется технологически крайне сложной, и только западные сервисные компании полного цикла способны справиться полностью с подобного рода задачами. В России сложилась ситуация, когда будущее отечественной нефтедобычи напрямую зависит от доступности иностранных технологий. Стратегически это неприемлемо. Необходимо консолидировать усилия государственной власти и нефтяных компаний для направления вектора развития индустрии в сторону отечественных производителей и поставщиков сервисных услуг за счет стимулирования отраслевой науки и инвестиций в НИОКР.

«Состояние и перспективы развития рынка нефтесервиса» – один из основных вопросов конференции «Буровая и Промысловая химия 2014»

Дополнительную информацию о предстоящей конференции можно получить по тел. + 7 (495) 797-49-07 или e-mail: org@creonenergy.ru



ГИС на ГНКТ

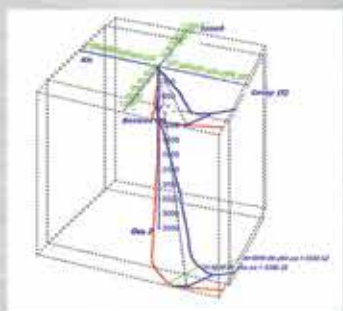
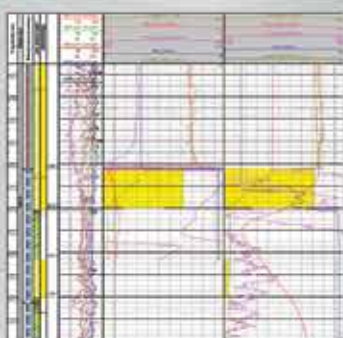
качественно, оперативно, надежно

Предоставляем услуги:

- Промыслово-геофизические исследования горизонтальных / субгоризонтальных скважин без их глушения (остановки) любых видов сложности с регистрацией и интерпретацией геофизических данных с забоя скважины в режиме «он-лайн».
- Доставка в горизонтальную / субгоризонтальную часть скважины любого оборудования и аппаратуры, в том числе прострелочно-взрывной аппаратуры для ликвидации прихвата бурового инструмента.
- Отбор проб в работающей горизонтальной части ствола скважины.
- Гироскопическая инклинометрия горизонтальных скважин.
- Промывка (осушка) горизонтальной / субгоризонтальной части ствола скважин.

Опыт работы:

- Более 250 скважин-операций за последние 3 года



ООО Ямал Петросервис

127422, Москва, Дмитровский проезд, 10
тел.: +7 (495) 748-18-12, +7 (34934) 9-11-23

<http://ya-ps.ru>
Email: geocoil@ya-ps.ru, office@ya-ps.ru

ПЕРВЫЕ В РОССИИ ШАГИ ГРП С СОЗДАНИЕМ КАНАЛОВ ДАЮТ НАЧАЛО НОВЫМ НАПРАВЛЕНИЯМ В СТИМУЛЯЦИИ СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ*



FIRST STEPS OF CHANNEL FRACTURING IN RUSSIA SET NEW DIRECTIONS FOR PRODUCTION INCREASE OF THE OIL FIELDS*

Copyright 2013, International Petroleum Technology Conference

**Алексей ЮДИН, Филипп ЭНКАБАБИАН, Константин ЛЯПУНОВ, Константин БУРДИН, «Шлюмберге»;
Алексей НИКИТИН, Сулейман СИТДИКОВ, Светлана СЕРДЮК и Александр СЕРДЮК, «Роснефть»**

**Alexey YUDIN, Philippe ENKABABIAN, Konstantin LYAPUNOV, Konstantin BURDIN, Schlumberger
and Alexey NIKITIN, Suleyman SITDIKOV, Svetlana SERDYUK and Alexander SERDYUK, Rosneft**

АННОТАЦИЯ

Технология создания каналов в трещине ГРП с течением углеводорода по каналу вместо привычной фильтрации через пористую набивку изменяет стоявшееся представление о роли проводимости проппантной пакки. В основе новой технологии лежат четыре основных компонента:

- 1) подача проппанта для замеса на поверхности порционно, что было реализовано благодаря модифицированию технологического оборудования и программного обеспечения;
- 2) особый подход в проектировании и выполнении перфорации;
- 3) использование волоконных модификаторов реологии жидкости для обеспечения временной и пространственной стабильности каналов;
- 4) расчетная модель для оптимизации геометрии каналов.

Гидроразрыв с созданием каналов начал применяться в России в 2008 году в рамках полевых испытаний в тесном сотрудничестве между коллективами производителей и разработчиков. Для построения надежной геомеханической модели и оптимизации геометрии проппантных структур был проведен необходимый комплекс работ по геофизическому исследованию скважин-кандидатов. Важным результатом первых испытаний является сохранение созданной канальной структуры в долгосрочной перспективе. Обработанные скважины демонстрируют стабильные дебиты уже в течение четырех лет. На сегодняшний день в России выполнено более 90 ГРП с созданием каналов при полном отсутствии преждевременной остановки работы («стопа»). Крайне низкий риск «стопа» стал одним из самых важных преимуществ этого метода: с одной стороны, волоконные добавки существенно улучшают транспортные свойства жидкости гидро разрыва при переносе проппанта, а, с другой стороны, наличие

ABSTRACT

Channel fracturing technique changes the concept of proppant fracture conductivity generation by enabling hydrocarbons to flow through open channels instead of the proppant pack. The new technique is based on four main components: proppant pulsing at surface with fracturing equipment and software, a special perforation strategy, fibrous material to deliver stable channels, and a set of models to optimize channels geometry.

Channel fracturing in Russia's oil fields began in 2008 as field testing operations in tight collaboration with the development team. Full-suite logs provided geomechanical models and ensured fracture channels optimization. An important result of those first treatments was long-term channels stability. The treated wells continue to show stable productivity over a four-year period. As of today, more than 90 channel fracturing treatments have been pumped in Russia with no screen-outs. A very low screenout risk has become one of the most important advantages of the technology; the fibers make fluid more stable while the presence of clean pulses around proppant structures ensure bridging-free flow. As the channel's

*This paper was prepared for presentation at the International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China, 26–28 March 2013.

This paper was selected for presentation by an IPTC Programme Committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper, as presented, have not been reviewed by the International Petroleum Technology Conference and are subject to correction by the author(s). The material, as presented, does not necessarily reflect any position of the International Petroleum Technology Conference, its officers, or members. Papers presented at IPTC are subject to publication review by Sponsor Society Committees of IPTC. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the International Petroleum Technology Conference is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of where and by whom the paper was presented. Write Librarian, IPTC, P.O. Box 833836, Richardson, TX 75083-3836, U.S.A., fax +1-972-952-9435

*Данный доклад был представлен на Международной нефтегазовой технологической конференции (International Petroleum Technology Conference), в Пекине (Китай), 26–28 марта 2013 г.

порций жидкости без проппанта способствует прекращению увеличения размера проппантных пробок и их дальнейшему разрушению. Поскольку проводимость канальной структуры практически не зависит от размера зерна расклинивающего агента, фиксирующего каналы в открытом состоянии, обработки можно выполнять, используя мелкозернистые проппанты с размером зерна 20/40 или 16/20 вместо 12/18, что также снижает риск возникновения «стопа».

ГРП с созданием каналов в комбинации с абразивной пескоструйной перфорацией продемонстрировал свою эффективность для многопластовых месторождений. Такая техника заканчивания гарантирует необходимое распределение приемистости между перфорационными группами для образования заданной геометрии каналов, а также обеспечивает беспрепятственное прохождение проппанта через перфорационные отверстия.

Технология ГРП с созданием каналов является действенным способом увеличить полудлину трещины при увеличении общего объема работы. Было выполнено значительное количество таких работ с массой проппанта, равной массе проппанта в обычной работе. В результате созданы каналы большей длины и достигнуты большие дебиты в нефтяных пластах низкой проницаемости (1–3 мД). Анализируя добычу простимулированных скважин в пяти различных регионах, были найдены корреляции между приростом дебита по сравнению с обычным ГРП и значением кН продуктивного нефтяного пласта: чем выше кН, тем более значительно преимущество канального ГРП.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроразрыв пласта в Западной Сибири, безусловно, является наиболее эффективным методом увеличения добычи нефти. Большая часть неокомских залежей в районе Нefteyugанска обладают низкой проницаемостью (1–3 мД) и высокой слоистой неоднородностью. Приобское месторождение, одно из самых больших нефтяных месторождений в мире, можно рассматривать в качестве типичного примера для этого района. Добыча на этом гигантском месторождении ведется из трех продуктивных пластов – АС12, АС11 и АС10, их свойства приведены в табл. 1. Во многих случаях скважины эксплуатируют сразу несколько пластов. Широкомасштабное использование гидроразрыва для интенсификации притока началось с 2002 года. История адаптации дизайна ГРП описана Тимоновым с коллегами (2006 год) и Никитиным с коллегами (2007 год). Приобское месторождение всегда было основным полигоном для апробации новых технологий по причине хорошей изученности: полнообъемный комплекс ГИС, отбор керна, исследования геомеханических свойств и измерения геометрии трещин были выполнены в десятках скважин. Отличительной особенностью вышеуказанных пластов (неокома) является низкая обводненность, поэтому увеличение высоты трещины ГРП, как правило, не приводит к повышению содержания воды в добываемой пластовой жидкости. Таким образом, ►

conductivity does not depend on proppant size to hold channels open, treatments can be performed with smaller proppants (20/40 or 16/20 mesh) instead of larger proppants (12/18 mesh) that have an increased risk of screenout.

In combination with abrasive jetting perforations, channel fracturing has proven to be an efficient stimulation solution for Russia's multi-layered reservoirs. This completion technique ensures proper flow distribution into perforation clusters according to the channel's specific requirements.

It also allows reliable proppant admittance through jetted caverns.

Channel fracturing increases the effective half-length with increased treatment size. A considerable number of channel fracturing jobs with proppant mass equal to standard fracturing designs have been performed – significantly increasing channel length and providing better production in low permeability (1 to 3 mD) oil reservoirs. Based on production analysis of stimulated wells in five different areas, a correlation between incremental channel fracturing productivity over the conventional stimulation technique and кН value of the formation can be made: the higher the кН the more significant the advantage of the channel fracturing is in oil wells.

INTRODUCTION

Hydraulic fracturing in western Siberia is by far most effective method of oil production enhancement. Majority of the Neocomian formations have low permeability (1–3 mD) and high lamination in the fields around Nefteyugansk City. Priobskoe Field, one of the world's largest conventional oil fields is a representative sample for the area. This giant field produces from three formations – AS12, AS11 and AS10, whose properties are shown in the Table 1. Many wells have simultaneous production from several intervals in which massive hydraulic fracturing treatments were placed since 2002 to maximize production. A history of the propped fracturing designs evolution was written by Timonov et al. 2006 and Nikitin et al. 2007. Priobskoe was always a primary target for new stimulation technologies, since it is relatively well-studied; full-suite logs, core analysis, geomechanics studies and fracture geometry measurements are available for dozens of wells. Another feature of the formations is low water contents. Since this significantly lowers the risk of the fracture growing into a water zone, the optimum fracture design can be modeled without restrictions on the treatment size and proppant concentration. Several iterations in the optimization process were made with various new technologies that deliver longer fractures, cleaner proppant packs and better fluids.

As a next step in the evolution of the optimization process, channel fracturing was field tested in 2008 with the goal of testing its applicability and to further improve on its delivery. Channel fracturing is based on the concept that allows ►

максимальный объем работы и максимальная концентрация не являются ограничивающими факторами для достижения оптимального дизайна при проектировании работы. Было совершено несколько шагов для оптимизации результатов гидроразрыва путем использования ряда новых технологий для создания более длинной трещины, дающих лучшую очистку проппантной пачки и более высокое качество жидкости гидроразрыва.

hydrocarbon flow inside the fracture through open channels between propping pillars. Open channels are obtained by pulsing proppant on surface in conjunction with specialized equipment and fibers which creates heterogeneous proppant placement. Fibers are necessary to prevent proppant settling during placement and closure. As a result, unpropped, interconnected spaces remain that are stable and open for flow. Conductivity of the

Таблица 1 – Средние свойства пластов Приобского месторождения

Table 1 – Average Properties of the Priobskoe Field

<i>Пластовые характеристики / Reservoir characteristics</i>	<i>Пласты / Reservoir Layers</i>		
	AC10 / AS10	AC11 / AS11	AC12 / AS12
Вертикальная отметка / Average TVD, m	2410	2450	2560
Тип коллектора / Type of collector	Терригенный/Terrigenous		
НН мощность, м / Average net pay, m	10	12	25
Пористость / Porosity	0.19	0.19	0.18
Нефтенасыщенность / Oil saturation	0.68	0.70	0.66
Проницаемость, мД / Permeability, md	1–3	1–5	1–2
Содержание глин / Shaliness	0.7	0.6	0.75
Коэф-т расчлененности / Scattering coefficient	4	5	10
Температура, °C / Temperature, °C	88	89	93
Начальное давление, атм / Initial Reservoir pressure, atm	240	248	250
Вязкость нефти, сП / Oil viscosity (in-situ conditions), cp	1.52	1.36	1.36
Плотность нефти в пл. условиях / In-situ density of oil	0.796	0.775	0.788
Плотность нефти в пов-ых усл-ях / Surface density of oil	0.868	0.866	0.863
Коэф-т сжимаемости / Volume compressibility	1.196	1.229	1.202
Содержание серы и парафинов в нефти, % / Sulfur, wax - content in oil, %	1.18 / 2.47	1.25 / 2.48	1.18 / 2.52
Давление насыщения, атм / Bubble point pressure, atm	83	100	100
Газовый фактор, м³/м³ / Gas saturation, m³/m³	51	55	49

Следующим шагом с целью оптимизации ГРП в 2008 году было проведение полевых испытаний нового метода ГРП с созданием каналов внутри трещины, находившегося в то время на стадии НИОКР. Цель пилотной кампании состояла в проверке применимости и в дальнейшем улучшении процедуры выполнения. Гидроразрыв с созданием каналов представляет принципиально новый подход создания проводимости трещины. Он предполагает создание каналов в проппантной пачке в трещине ГРП. При этом во время добычи имеет место свободное течение углеводорода по каналу вместо фильтрации через проппантную пачку. Создание открытых каналов достигается гетерогенным размещением расклинивающего агента: проппант в жидкость гидроразрыва подается на поверхность не непрерывно, а порциями, с использованием специального оборудования и волоконных добавок. Волокна предотвращают оседание проппированных

channels is significantly increased compared to a homogenous proppant pack.

Figure 1 provides a visualization of the pillars distribution, fracture walls bending between them (left side) and resulting flow channels (right side).

Fundamentals and mechanisms of channel fracturing can be found in the first publication by Gillard et al., 2010 and more recent one by Medvedev et al., 2013. Case studies from western Siberia can be found in publications by Kayumov et al., 2012 and Sadykov et al., 2012. This paper will detail a comprehensive and long-term report on channel fracturing treatments performed within a four-year period, starting with its very first steps in field testing followed by long-term channels stability study. Finally, the paper will summarize applications developed locally in Priobskoe, Prirazlonoe and Malobalykskoe fields.

областей в жидкости под действием гравитационного поля во время закачки и закрытия трещины. В результате такой обработки в проппантной пачке образуются не заполненные проппантом, соединенные между собой области, которые остаются открытыми и служат каналами для текущей жидкости. Проводимость этих каналов существенно выше проводимости однородной проппантной набивки. На рис. 1 представлены результаты численного моделирования (слева) прогиба стенок трещины ГРП между двумя заполненными проппантом областями, а также течение углеводорода по каналам (справа).

Основы и механизм нового метода ГРП, а также свежие результаты применения опубликованы в

статьях Гилларда с коллегами (2010 год) и Медведева с коллегами (2013 год). Обе публикации очень детальные, уделяют большое внимание технической стороне нового метода, а также знакомят с результатами численного моделирования, лабораторных и полевых испытаний. Последние результаты применения в Западной Сибири представлены в работах Каюмова с коллегами (2012 год) и Садыкова с коллегами (2012 год).

В данной статье будет представлена всесторонняя информация о работах, выполненных по технологии ГРП с созданием каналов

в течение четырех лет, начиная со стадии полевых испытаний, результатов исследования долговременной стабильности каналов и заканчивая передовыми приложениями, разработанными на местном уровне на Приобском, Приразломном и Малобалыкском месторождениях.

ГРП С СОЗДАНИЕМ КАНАЛОВ – ПЕРВЫЕ ШАГИ

Механические свойства пластовых пород были получены до начала полевых испытаний в результате интерпретации комплекса ГИС, с использованием корреляции по керну между статическими и динамическими свойствами. Геомеханика Приобского месторождения и ее важность для оптимизации геометрии трещины ГРП раскрыты Надеевым с коллегами (2010 год). Наиболее важным параметром при отборе скважин-кандидатов под ГРП с созданием каналов является безразмерное отношение модуля Юнга к горному давлению. Этот параметр должен быть >275 в соответствии с концепцией устойчивости каналов, согласно которой стенки трещины должны обладать достаточной жесткостью, чтобы противостоять горному давлению. Специальное программное обеспечение со встроенными механическими и гидродинамическими моделями применялось для оптимизации размещения проппанта в трещине, а также оценки проводимости структуры каналов. На рис. 2 приведен фрагмент каротажной

FIRST STEPS OF CHANNEL FRACTURING

Research of the formation's mechanical properties was conducted with advanced well logging prior to the start of field testing of channel fracturing using the correlations between static and dynamic properties obtained by core analysis. The geomechanics of Priobskoe field and its importance to fracture geometry optimization was described by Nadeev et al., 2012. The most important parameter required to recognize field trial candidates was the dimensionless ratio between Young's modulus and in-situ stress. A cut-off requirement of greater than 275 for this ratio was used due to the concept of channel stability in

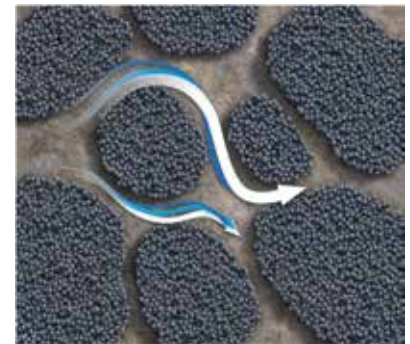
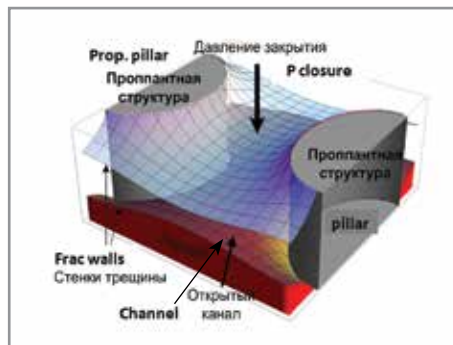


Рисунок 1 – Проппантные структуры, удерживающие стенки трещины от полного смыкания (слева) и поток углеводородов через сформированные каналы (справа)

Figure 1 – Proppant pillars and fracture walls bending between them (left) and oil flow through the remained channels (right)

which the walls of the fracture must be stiff enough to withstand closure stresses. Modeling software was used to optimize the placement of proppant and a numerical simulator was used to obtain a conductivity estimate of the treatment based on incorporated mechanical and hydrodynamic models. Figure 2 shows a combination of a lithology model together with geomechanics tracks in the middle which provides values for the Poisson's ratio and Young's modulus of Well A that was among the first channel fracturing candidates worldwide.

A fracturing treatment was successfully placed with 50 tons of 20/40 resin coated proppant (RCP) transported with a sufficient amount of cross-linked fluid. Figure 3 shows the interpretation of fracture height based on sonic anisotropy (left) and provides

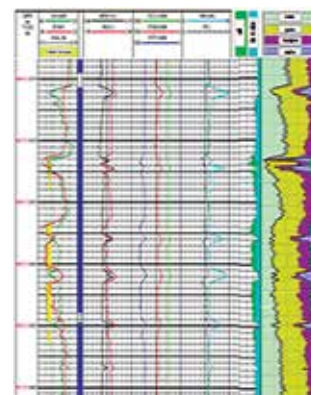


Рисунок 2 – Литологические и геомеханические свойства скв. А пласт АС11

Figure 2 – Lithology model and geomechanical properties of AS11 formation of the Well A

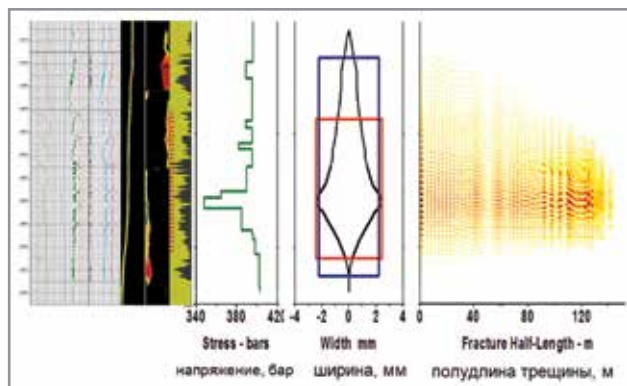


Рисунок 3 – Геометрия ГРП с созданием каналов, скв. А

Figure 3 – Channel fracturing in Well A, geometry

диаграммы с литологией и геомеханическими параметрами, которые использовались для расчета коэффициента Пуассона и модуля Юнга Скв. А – одного из первых кандидатов на стимулирование методом ГРП с созданием каналов.

В ходе стимуляции скважины в пласте достаточным объемом спитой жидкости было успешно размещено 50 тонн проппанта размером 20/40 с резиновым покрытием (RCP). На рис. 3 показаны высота трещины (слева), полученная интерпретацией данных акустической анизотропии, а также профиль трещины и ее геометрия (справа). Независимые измерения высоты трещины показали, что имел место значительный рост высоты за пределы продуктивного интервала. Используя их совместно с данными забойного датчика давления, можно по анализу кривой давления относительно точно вычислить ширину и полудлину. Этот метод моделирования трещины, использующий кросс-дипольные акустические данные детально описан Никитиным с коллегами (2006 год) и Никитиным с коллегами (2009 год) в истории применения на скважинах Приобского месторождения и Киняминского месторождения соответственно. Рассчитанная геометрия использовалась для выполнения численного моделирования, которое подтвердило стабильность и высокую проводимость каналов. Основываясь на измерениях и результатах моделирования, было принято решение сделать расписание закачки более агрессивным по концентрации проппанта и уменьшить, когда это возможно, скорость закачки жидкости ГРП, чтобы уменьшить рост трещины в высоту. Как было показано позднее в нескольких примерах, оба внесенных изменения понизили риск роста давления при закачке проппанта и позволили оптимизировать геометрию трещины в случае канального ГРП.

Во время первых обработок для уменьшения риска эрозии и осаждения проппированных областей использовался проппант с резиновым покрытием во время всей работы. Чтобы уменьшить риск оседания проппанта во время закачки, размер проппанта был выбран наименьший из того, что предлагалось производителями, – проппант средней прочности размера 20/40. В последующих работах с применением

visualization of fracture width profile and geometry (right). It was shown by the independent fracture height measurements that a significant amount of height growth occurred outside of the net pay interval. Coupled with precise pressure history match using a bottom-hole memory gauge, it was possible to calculate fracture width and half-length with relatively high accuracy. This fracture modeling method which is based on cross-dipole sonic was detailed in case studies for Priobskoe wells was described by Nikitin et al. 2006 and for Kinyaminskoe wells - by Nikitin et al., 2009 and is common for the area. This calculated geometry was used in a numerical simulator which confirmed the stability and high conductivity of the channels. Based on the measurements and modeling results, it was decided to increase the aggressiveness of the design and reduce the pumping rate when possible to minimize fracture height growth. As it was shown with several cases afterwards, both adjustments lowered the risk of entrance issues and further optimized the fracture geometry in the case of channels fracturing.

During the first treatments, resin-coated proppant was throughout to minimize the risk of pillars erosion and settling at the expense of higher treatment costs. The smallest available proppant was used, 20/40 mesh, to reduce proppant settling while pumping. All the following channel fracturing treatments in Russia and the world incorporated RCP only at the last stage (if at all) and it was proven that presence of degradable fibers is sufficient to hold proppant particles together during placement and fracture closure period. In addition, closure stress prevents proppant pillars from settling and eroding after fibers have degraded.

Since proppant is placed heterogeneously, it requires 55–60% of the proppant material compared to a conventional treatment. Since fluid volume stays the same, the fractures have relatively the same geometry. The reduced proppant volume is replaced by void spaces inside fracture, what are originally filled with cross-linked fluid and fibers, and replaced by hydrocarbons during the production phase. Channels affect the fracture properties by increasing the conductivity by orders of magnitude. The fracture also cleans out in a more efficient way through open channels from fluid and polymers, which provide a higher effective half-length which is extremely important in low permeability formations.

Figure 4 represents a dimensionless productivity (Jd) comparison between channel fracturing (blue) and conventional treatments (orange). Jd is useful tool to compare oil wells producing from the layers of different permeability and net pay under different drawdown values, which was the case for a majority of wells in the studied areas due to heterogeneity of the formations and artificial lift as

нового метода ГРП в России и в мире RCP если и использовался, то лишь на последней стадии, и было показано, что волоконный материал является достаточным инструментом для поддержания целостности проппантных структур. Помимо этого, горное давление препятствует осаждению проппированных областей под действием гравитации и их эрозии после растворения волоконной добавки.

Поскольку проппант размещается гетерогенно, его требуется 55–60% от объема проппанта для обычного ГРП. Поскольку полный объем жидкости ГРП остается неизменным, трещина имеет примерно ту же геометрию. Объем, свободный от проппанта и изначально замещенный сшитой жидкостью и волоконными добавками, во время режима добычи заполнен углеводородом. Влияние каналов на свойства трещины отражается в многократном увеличении ее проводимости. Помимо этого, очистка трещины от жидкости ГРП и полимеров через открытые каналы протекает более интенсивно, что обеспечивает большую эффективную полудлину, которая крайне важна в низкопроницаемых коллекторах.

Сравнение индексов безразмерной продуктивности (J_d) скважин, интенсифицированных новым методом ГРП (синим цветом) с результатами обычного ГРП (оранжевым цветом), показано на рис. 4. Использование J_d является полезным, когда требуется сравнить продуктивность нефтяных скважин из пластов, имеющих разную проницаемость, мощность и давление, что было характерно для большинства скважин в этом исследовании из-за неоднородности месторождения, а также применения насосно-компрессорного метода добычи. Использовалась следующая формула для расчета J_d (Ф. 1):

$$J_d = \frac{18.4 \times q \times \mu \times B}{k \times h \times (\bar{P} - P_{wf})}, \quad (\text{Ф. 1})$$

где q – расход жидкости, μ – вязкость жидкости, B – коэффициент пластового объема, k – проницаемость, h – высота продуктивного интервала, $\bar{P}$ – среднее пластовое давление, P_{wf} – давление на забое скважины. Коэффициент 18.4 используется в случае использования метрической системы размерных единиц.

Из рис. 4 можно сделать вывод, озвученный ранее Медведевым с коллегами (2010 год), что скважины, стимулированные с помощью ГРП с созданием каналов, демонстрировали стабильную добычу в течение двух лет. Как видно, результаты добычи подтверждают наличие каналов, так как в результате однородного распределения проппанта дебит был бы существенно ниже или отсутствовал бы вообще. Скважины, взятые для сравнения, были стимулированы обычным способом с использованием проппанта 12/18, при этом масса проппанта было почти в два раза больше.

По прошествии 5 лет, на начало 2013 года, эти первые скважины продолжают выдавать стабильный дебит благодаря устойчивости каналов и системе

production-enabling mechanism. The formula used for the J_d calculation was (Eq. 1):

$$J_d = \frac{18.4 \times q \times \mu \times B}{k \times h \times (\bar{P} - P_{wf})}, \quad (\text{Eq. 1})$$

Where q is liquid rate, μ is fluid viscosity, B is formation volume factor, k is permeability, h is net height, $\bar{P}$ is average reservoir pressure, and P_{wf} is bottomhole flowing pressure. The coefficient of 18.4 is used in case of calculations in the metric system.

As it can be concluded from Figure 4, which was previously shown by Medvedev et al., 2010, channel fracturing has led to stable production of the wells over a period of two years. The production trend was very similar to the one of closest offset wells. This production result was seen to confirm the presence of channels, as uniform proppant distribution would have been expected to produce a significant if not total production loss. The offset wells were treated with 12/18 proppant of nearly twice the mass when compared to channel fracturing.

After 5 years and as of 2013, the first wells continue to produce at stable rates due to channel stability and maintained formation pressure which is well-established in Priobskoe. Geology in the vicinity of candidates was extremely heterogeneous which created high uncertainty in the permeability measurements of the wells. This clouded the ability to make a normalized production comparison. However, taking into account the smaller proppant size and the greatly reduced proppant mass used for the first treatments, it was confirmed the existence of channels along with their stability over time. New ideas and further optimization of the technique were then deemed necessary as the later sections will describe.

INCREASING THE SIZE OF CHANNEL FRACTURING TREATMENTS

Trial campaigns of channels fracturing in 2010 were performed in edge wells in the complex geology areas of Priobskoe field and in the over-pressured areas of Prirazlomnoe field. The conclusion of the trails led to many lessons learned

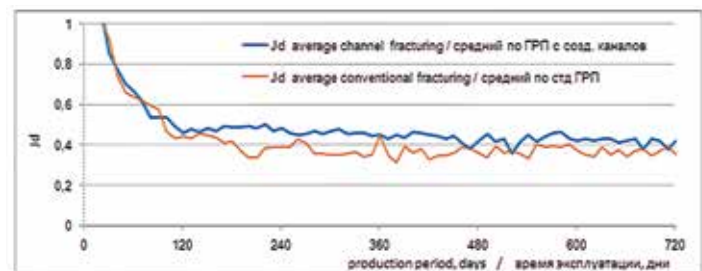


Рисунок 4 – Сравнение продуктивности между четырьмя скважинами, стимулированными новым методом, и ближайшими соседками

Figure 4 – Productivity comparison between first four channel fracturing treatments and closest offset wells

поддержания пластового давления, которая хорошо организована на Приобском месторождении. Геологическое строение в окрестности скважин-кандидатов было крайне неоднородным, что стало причиной больших расхождений в измерениях проницаемости в этих скважинах. Это осложняло возможность показательного сравнения нормализованных дебитов. Однако, принимая во внимание меньший размер и меньшую суммарную массу проппанта, использованного для этих первых обработок, было подтверждено существование каналов и их долговременная устойчивость. Была создана основа для развития новых идей и дальнейшей оптимизации этой технологии, что будет описано в следующих разделах.

УВЕЛИЧЕНИЕ РАЗМЕРА РАБОТ ПО ГРП С СОЗДАНИЕМ КАНАЛОВ

Полевые испытания ГРП с созданием каналов в 2010 году выполнялись на периферийных скважинах в областях сложной геологии Приобского месторождения и на участках Приразломного месторождения с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Выводы из проведенных работ стали частью накопленного опыта и подсказали дальнейшее направление в оптимизации нового метода ГРП для промышленного внедрения.

Краевые скважины Приобского месторождения вскрывают продуктивные пласты малой мощности и проницаемости (в среднем 12 мД.м). Эти пласты обладают также большой неоднородностью, которая представлена мощными фрагментами сланцев между продуктивными интервалами при очень низком контрасте напряжений пласта и барьеров. В результате гидравлическая ширина оказалась меньше, чем требовалось, а результаты численного моделирования показали, что при таких условиях каналы едва ли оставались открытыми. Хотя все скважины достигли запланированных дебитов, отсутствовал видимый выигрыш в добыче, в сравнении со скважинами, интенсифицированными методом обычного ГРП. Один из усвоенных уроков, впоследствии успешно внедренный Каюмовым с коллегами (2012 год) для низкопроницаемых нефтяных пластов Талинского месторождения, состоял в том, чтобы проектировать расписание ГРП с большей максимальной концентрацией проппанта, быстрее увеличивать концентрацию и использовать буферную стадию меньшего объема для создания трещины большей ширины.

ГРП с созданием каналов предложил превосходную надежность и гибкость при проектировании расписания при полном отсутствии «стопов» из-за сложных геологических условий в сравнении с обычным ГРП, имевшем 10% «стопов». Надежный транспорт проппанта во время канального ГРП наблюдается из-за чередования порций чистой жидкости без проппанта и жидкости с проппантом, а также волоконных добавок, которые способствуют движению проппированных областей вдоль

and gave further information for optimization of the channel fracturing in subsequent campaigns.

Edge wells of Priobskoe have formations with low net pay (12 mD.m on average). The wells also have high heterogeneity which consists of thick shale streaks in between productive intervals with a very low stress contrast. As a result, hydraulic width less than desired and modeling showed the channels were barely opened at such conditions. While all the wells met their production targets, there was no visible productivity gain when compared to offsets treated with conventional fracturing. One of the lessons learned that was later successfully implemented by Kayumov et al., 2012 for the tight oil formation of Talinskoe field, was to design a higher maximum proppant concentration, create an aggressive proppant ramp, and use a low percentage of pad to create a wider fracture.

Channel fracturing offered superior reliability and flexibility in the job design with a zero screenout rate versus conventional fracturing which had a screen out ratio of ~10% due to complicated geology. Reliable proppant admittance was seen with channel fracturing due to the pumping of clean pulses and fibers which support proppant slug flow inside the fracture. For Siberia applications, where large mesh proppant is used to increase conductivity of the pack, but represents significant risk of screen-out, channel fracturing offered an advantage of using a smaller mesh proppant due to the removal of the link between proppant mesh size and fracture conductivity. Since the proppant clusters do not significantly contribute to the hydrocarbons flow through the fracture, proppant size is more flexible. Due to this fact, all subsequent channel fracturing campaigns were performed with 16/20 proppant.

In the Prirazlomnoe area, production is from the BS4-5 sandstone formation of the Neocomian age, which is very laminated with a permeability in the range of 2–3 mD. Some areas, like the one where channel fracturing was implemented, has very high pore pressure gradients which makes wells flow naturally but tends fracture to grow outside of the zone. Due to this, the hydraulic width of the fracture is often insufficient and does not allow for reliable proppant admittance of conventional fracturing treatments (even though a smaller mesh size proppant was not used, screen-out ratios were 10–15% in the area). Channel fracturing eliminated this risk as all the treatments were placed according to design. In order to increase the fracture width, it was decided to increase the size of the treatment. In Prirazlomnoe operations, channel fracturing proppant mass was about 75–80% compare to conventional fracturing treatments in the offset wells. Also total slurry used for the job was increased which resulted in an increased channeled length and width of the channels. Overall production gain was an additional 18%

трещины. Для применения в Сибири, где для увеличения проводимости трещины используется проппант большого размера, увеличивая при этом значительно риск «стопа», новый метод ГРП предлагает преимущества использования проппанта маленького размера из-за ликвидации связи между размером проппанта и проводимостью трещины. Так как при ГРП с созданием каналов углеводороды в трещине не текут через проппированные области, отсутствуют жесткие ограничения на выбор проппанта. Благодаря этому факту все последующие кампании по использованию канального ГРП проводились с использованием проппанта размером 16/20.

Приразломное месторождение эксплуатируется из пласта БС 4-5, представляющего собой песчаник неокомского периода, обладающий сильной расчлененностью и имеющий проницаемость порядка 2–3 мД. Некоторые районы месторождения, включая тот, где были закачаны работы по ГРП с созданием каналов, являются зонами АВПД, это повышает тенденцию вертикального роста трещины. Как следствие, гидравлическая ширина трещины не всегда достаточна для размещения крупного проппанта и стандартные работы ГРП имеют повышенный процент «стопок» (даже при выборе проппанта 16/20 в качестве основной фракции процент «стопок» составлял 10–15% по таким объектам). ГРП с созданием каналов снизил риски «стопок», и все работы были закачаны согласно дизайну. В целях повышения ширины трещины размер работ был увеличен. По работам на Приразломном месторождении масса проппанта при ГРП с созданием каналов составляла порядка 75–80% от массы проппанта стандартных ГРП, закачанных на соседних скважинах. Также общее количество смеси, закачанной на работах по новой технологии, было увеличено, что выразилось в большей полудлине трещины и ширине каналов. В целом прирост продуктивности скважин составил 18% по сравнению со стандартной технологией ГРП.

Основываясь на результатах вышеописанных работ, было принято решение о дальнейшем увеличении размера работ, масса проппанта при ГРП с созданием каналов была доведена до массы работ по стандартной технологии. Из-за специфики новой технологии равная масса проппанта означает значительно больший объем закачиваемой смеси в случае ГРП с созданием каналов. Увеличение объема смеси приводит к увеличению параметров геометрии трещины. Для краткости в данной статье такие работы с увеличенной массой будут названы К-100. Их концепция изображена на рис. 5, где трещина стандартного ГРП размером 60 тонн (сверху) трансформируется в более длинную трещину с наличием каналов при закачке ГРП по технологии К-100 размером все тех же 60 тонн (снизу).

Рисунок 6 демонстрирует моделирование геометрии трещины для стандартных ГРП различного размера, но при фиксированных параметрах пласта и скважины. Двадцать моделей были последовательно созданы при одинаковых входных данных по геомеханическим и литологическим свойствам

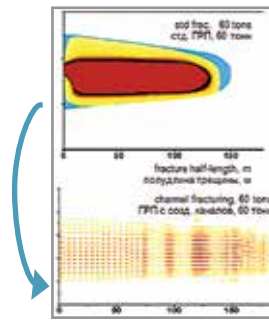


Рисунок 5 – Концепция технологии К-100: увеличение полудлины при массе проппанта

Figure 5 – Concept of CH-100: increase of channel length with proppant mass equal to the one of conventional treatment

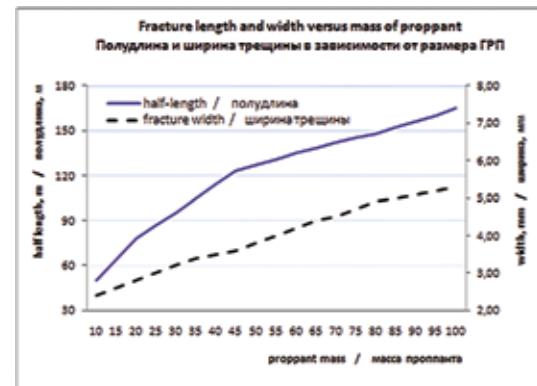


Рисунок 6 – Зависимость полудлины трещины и ее ширины от увеличения размера работы ГРП

Figure 6 – Dependence of fracture length and width on increasing treatment size

over the average results of conventional fracturing treatments.

Based on the results of the treatments described above, it was decided to further increase the size of the job so the amount of proppant pumped matched those of the conventional fracturing treatments. Due to the characteristics of channel fracturing design, the increase of proppant used results in a further increase of the fluid needed for the treatment. This increase in fluid significantly increased the overall fracture geometry. This paper will refer to this type of design for channel fracturing as CH-100. Its concept is illustrated in the Figure 5, where conventional fracturing geometry of the 60-tons treatment (top) is transformed to a much longer fracture with open channels created with the same 60 ton proppant amount with a channel fracturing design (bottom).

Figure 6 represents the modeling results of the conventional fracture simulations in a typical well and formation. Twenty models of different proppant mass were created assuming same geomechanics and lithology of the formation and barriers; fracturing design was proportionally changed to give adequate geometries of the fracture in relation to the slurry and proppant volume increase. As seen in the chart there is still sufficient increase of propped half-length and fracture width as the size of the treatment increases.

There were two important contributing factors for designing the channel fracturing treatments with an increased treatment size (as the size of the conventional treatment was determined to be optimized):

пород. Дизайн ГРП пропорционально изменялся для обеспечения адекватного роста геометрии трещины от увеличения массы проппанта. Как видно из графика, при дальнейшем увеличении размера работ можно наблюдать существенное увеличение полудлины трещины, равно как и ее ширины.

Отмечаются два фактора, отличающих новую технологию от стандартного ГРП и позволяющих говорить о целесообразности дальнейшего увеличения объема работ с созданием каналов (несмотря на то, что размер стандартного ГРП уже был оптимизирован):

- Каналы обеспечивают лучшую очистку трещины от полимеров, таким образом, увеличение размера работы ведет к увеличению и эффективной полудлины. Увеличение объема работы в случае стандартного ГРП сопряжено с потерей эффективности очистки трещины и может не привести к желаемому повышению продуктивности из-за значительного загрязнения проппантной пачки вдали от скважины.
- ГРП с созданием каналов подтвердил надежность в размещении проппанта и минимальный риск «стопов» по результатам пробных работ. При увеличении размера работ стандартного ГРП риск «стопов» также будет возрастать вместе с затратами на устранение последствий «стопов».

Начиная с 2011 года было принято решение о закачке ГРП по новой технологии именно с повышением массы проппанта. Пласты без рисков обводнения после ГРП, даже несмотря на тенденцию к вертикальному росту трещины, которые преобладают в регионе, позволили внедрить такую стратегию в производство. Пример применения технологии K-100, которая окупает сопряженные с ней дополнительные затраты за счет значительного увеличения продуктивности скважин, будет приведен в следующем разделе.

ПРИМЕР ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ K-100 НА МАЛОБАЛЫКСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ачимовская пачка представлена породой с высокой неоднородностью и низкой проницаемостью (0,5–5 мД). Пласт зачастую разделен мощными барьерами на несколько пропластков без гидродинамической связи друг с другом. Как следствие, даже большеобъемный гидроразрыв пласта не ведет к повсеместному покрытию всего интервала трещиной. Ачимовская толща залегает над известной баженовской породой, которая является материнской для верхнележащих коллекторов. Благодаря своим гигантским размерам, ачимовская и баженовская толщи представлены почти по всей территории западной Сибири. Баженовская свита, являясь материнской породой, всегда нефтенасыщенная, тогда как ачимовская толща может содержать как нефть, так и воду, или пласты со смешанным насыщением. Скважина В не вскрывала пластов со значительным содержанием воды. Это было подтверждено позже результатами обводненности продукции после ГРП на данной скважине и в окружении. Как можно видеть на рис. 7,

- Channels lead to better fracture cleanout from polymers and increasing treatment size results in an increase of the effective fracture length. An increase in the size of conventional treatments causes a reduction of cleanout effectiveness and the additional propped length does not contribute effectively to the production since significant damage remained in the farther sections of the proppant pack
- Channel fracturing is proven to have very low risk of screen-outs as demonstrated during the field campaign. As the size of conventional treatments increase over a certain optimum value, the risk of screen-outs increase along with the remedial work that comes along with it.

Since 2011, it was made a decision to pump all the channel fracturing treatments with an increased proppant mass since the formations of Nefteyugansk do not impose any water risks even though fracture height growth is significant. Later sections will describe the following trial campaigns in the area where additional oil production of the wells after implementation of CH-100 version of a new technique which paid out the incremental costs of the treatments associated with pumping more fluid.

CASE STUDY OF CH-100 IMPLEMENTED IN WELL B, MALOBALYKSKOE OILFIELD

The Achimov formation consists of high heterogeneity, low permeability (0.5–5 mD) rock. It is often subdivided into several hydraulically isolated layers with massive shale strikes in between. Due to this, is not possible to stimulate the whole Achimov interval even with increasing the size and rate of a fracturing treatment. Achimov formation above Bazhenov which is the source rock for the upper reservoirs including Achimov. Due to the large areas, these formations can be found in most places in western Siberia. Bazhenov shale, being a source rock, is always saturated with hydrocarbons, but Achimov formation can be water saturated or a mixed oil and water saturated. Well B did not contain significant water sections. This was later confirmed by the low water cut at the production stage of this well and most of the offset wells. As it can be seen from the Figure 7, stimulation treatments with CH-100 technique were performed in two stages; a large treatment of 120 tons of proppant placed into lower Ach-2 layer and followed by a smaller treatment in upper Ach-1 formation with 60 tons of proppant.

Since Well B has two layers, it was decided to combine fracturing, perforation and cleanout stages in one integrated process with use of a coiled tubing fleet. Many multi-layered wells of Priobskoe and Malobalykskoe fields are completed with abrasive perforating and stimulation technology which was recently described in details by Yudin

работы по гидроразрыву с применением технологии К-100 были выполнены в две стадии – начиная с массивного ГРП размером 120 тонн на пласт Ач-2 и заканчивая гидроразрывом пласта Ач-1 с закачкой 60 тонн проппанта.

Поскольку скв. В имела два пласта, было принято решение о привлечении флота ГНКТ для ускорения цикла заканчивания скважины. Такой подход был широко опробован на многопластовых скважинах Приобского и Малобалыкского месторождений, где флоты ГНКТ обеспечивали гидропескоструйную перфорацию (ГПП) скважин и в целом их подготовку и контроль в процессе многостадийного гидроразрыва, как описано Юдиным и коллегами (2012 год). Основным преимуществом такого комплексного подхода является сокращение более чем на 50% полного цикла заканчивания скважин. ГПП проводится с помощью специальной компоновки низа колонны ГНКТ, с форсунками для создания струи высокой скорости. Абразивный материал подается для обеспечения отверстий в обсадной колонне. При этом в цементном кольце и пристволенной области породы образуется каверна. В исследованиях было показано, что нескольких каверн (10–12) достаточно для закачки больших работ ГРП на высоких расходах, в то время как при кумулятивном методе перфорации для этого используется несколько сотен отверстий. Преимущество технологии ГПП заключается в этих кавернах, чья площадь контакта в призабойной зоне значительно превосходит площадь узкого перфорационного канала. Последний к тому же становится окружен деформированной и спрессованной породой в результате взрыва. Давление гидроразрыва также снижается при использовании ГПП в сравнении с кумулятивной перфорацией, как было показано ранее.

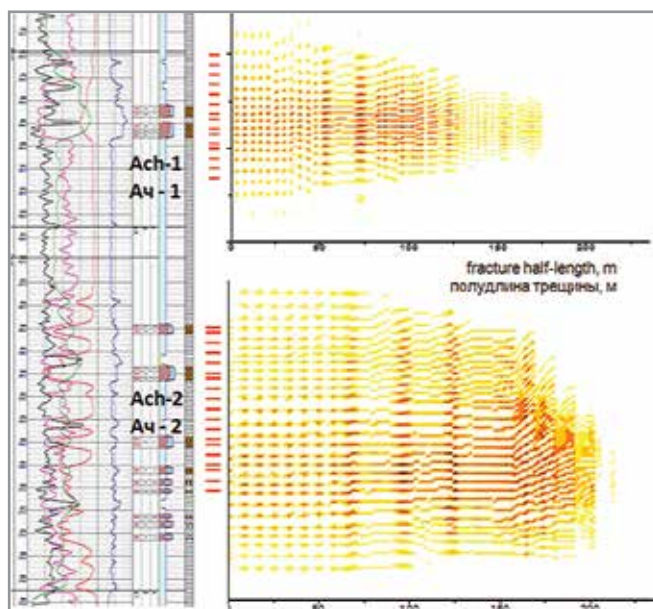


Рисунок 7 – Каротажные материалы скв. В (слева), каверны абразивной резки (красным в центре) и геометрия каналов (справа)

Figure 7 – Well B log data on the left, abrasive perforation intervals (in red)

et al., 2012. The main advantage of such integrated completion approach is in a reduction of over 50% in the total completion period for multi-layered wells. Coiled tubing perforating use a special bottom hole assembly, an abrasive gun which pumps sand through nozzles and generates a high velocity flow which creating a connection to the formation through the casing and cement bond. It was shown in the study that large proppant fracturing treatments can be pumped at high rates through a small number of abrasive caverns (10–12 being typical number) which is a significant reduction in cumulative perforations which can be several hundred shots per fracturing stage. This advantage of abrasive caverns is their large surface area near the wellbore zone over conventional perforating which has narrow channel with compressed and damaged formation everywhere around it. Fracture initiation pressure were also shown to be significantly lower with abrasive caverns compared to cumulative perforation in the middle and channels geometry on the right

Channel fracturing uses cluster perforation for better division of relatively large proppant slugs coming to the formation from surface into smaller proppant pillars. All channel fracturing jobs done worldwide used cumulative perforations until abrasive perforating were used with this fracturing technology for the first time in history in Nefteyugansk area.

Over the course of treating 5 wells and 12 channel fracturing stages (Well B being one of them) that use of abrasive perforating via coiled tubing to supplement in channel fracturing operations is not only possible, but contains advantages:

- In case of abrasive jetting, there are only limited number of stations produced, but it allows for both flow distribution due to limited holes area and reliable proppant admittance due to abrasive caverns in near wellbore area at the same time;
- Number of abrasive stations and distance

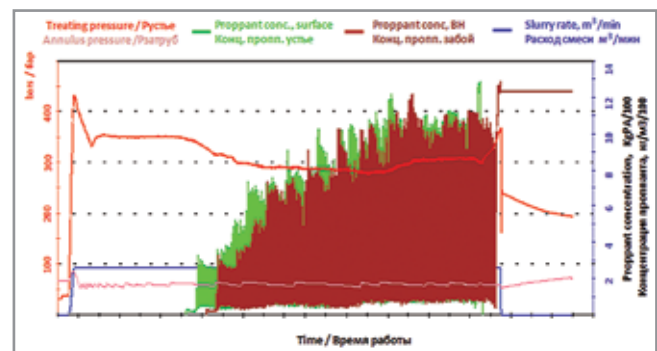


Рисунок 8 – График закачки ГРП с созданием каналов

Figure 8 – Channel fracturing treatment plot

ГРП с созданием каналов предполагает наличие кластерной перфорации, когда перфорированные интервалы чередуются цельными участками колонны. Такой кластерный способ перфорации позволяет разделять относительно крупные пакки смеси жидкости и проппанта на более мелкие проппантные структуры. Все проведенные работы по ГРП с созданием каналов до сих пор были сделаны через кумулятивные перфорационных отверстия. Опыт использования ГПП для новой технологии гидроразрыва в Нефтеюганском регионе стал первым.

По работам ГРП в пяти скважинах и 12 пластах (скв. В одна из них) можно заключить, что использование абразивной резки является не только возможным в сочетании с ГРП с созданием каналов, но и имеет преимущества:

- В случае абразивной резки интервала производится лишь несколько отверстий в колонне, однако это позволяет одновременно и разделять поток за счет малого числа отверстий, и обеспечивать надежную закачку проппанта благодаря свойствам каверны в призабойной зоне.
- Количество и расположение каверн ГПП по аналогии с дизайном кластеров кумулятивной перфорации проектируется с помощью программного обеспечения. Моделирование основывается на геомеханических и геологических характеристиках пород, ширине трещины, скорости закачки и частоте пульсаций. Таким образом, достигается оптимизация каналов в целом.

Важно отметить, что, несмотря на высокую концентрацию волокон в жидкости ГРП, проблем с работой ГНКТ в скважинах не наблюдалось. Во-первых, волокна используются лишь внутри трещины ГРП и работы проектируются таким образом, чтобы волокна не оставались в скважине. Во-вторых, даже в случае попадания волокон в скважину их прочность резко теряется под действием температуры и времени, выражаясь в отсутствии рисков аварийности при операциях ГНКТ по промывке скважин.

Одна из работ по ГРП, проведенных в скважине В, представлена на рис. 8 основными параметрами обработки, – изображены давление, расход и концентрации проппанта. Можно видеть, насколько часто пульсирует концентрация проппанта, так что график кажется полностью закрашенным. На самом деле длина чистого и грязного пульсов равны между собой. Подача проппанта предполагает равномерный рост концентрации по аналогии со стандартным ГРП. На каждой стадии осуществляется несколько пульсов подачи проппанта. Волокна добавляются как в чистые, так и в грязные пульсы на всех стадиях, кроме последней, где пульсация проппанта отсутствует. Последняя стадия на всех работах закачивалась с проппантом 12/18 RCP. Примечательно, что подавляющее большинство работ по новой технологии, включая K-100, были выполнены со значительным снижением расхода закачки относительно работ по стандартному гидроразрыву. Такая оптимизация была проведена

between them, similarly to cumulative clusters design, is made with use of fracture modeling simulator. Design is based upon geomechanical and geological formation properties, fracture width, pumping rate and pulses duration. Thus, optimization of the whole process is achieved.

It is important to note, that despite of high concentration of the fibers inside fracturing fluid, no problems occurred while coiled tubing operations in the wells. Firstly, fibers pumped inside fracture only and treatment is designed specifically to prevent fibers occurrence in the well after placement. Secondly, even in case of accidental fibers occurrence inside the wellbore, their mechanical stability is greatly reduced with temperature and time, resulting in no risk for cleanout operations with coiled tubing.

One of the fracturing stages performed in Well B is represented by Figure 8 with main execution parameters – pressure, rate and proppant concentrations. One can note the high frequency of the pulses of proppant so on the plot it visually seems to be filled entirely when in reality intervals of clean fluid between the proppant pulses are equally long. The schedule assumes a gradual increase of proppant concentrations with several pulses of proppant. Fibers are added continuously to both clean fluid and dirty pulses to ensure maximum proppant transport capabilities until the last stage which is pumped without pulses. This last stage was consistently done with 12/18 RCP material in all the described campaigns. Interestingly, many channel fracturing treatments in the area, including CH-100 jobs were pumped with significantly reduced slurry rates to move proppant pillars closer to each other when hydraulic width of the fracture is limited and closure stresses are high. In Well B, the pumping rate was only 2.6 m³/min, while conventional treatments were pumped with slurry rate of 3.5 m³/min or higher. The main reason for is due to the increased risk of screen-out in conventional treatments as the rate is lowered. Since channel fracturing greatly reduces this risk, lower pumping rates are advantageous: minimizes fracture vertical growth, provides wider fracture according to the models, and reduces the friction pressure significantly. The ability to reduce the friction pressure is particularly important for stimulation in deep wells since it allows for significant reduction of surface pressure. For instance, Figure 8 shows that surface treating pressure during proppant stages was about 300 bars while conventional treatments have a range of 400–500 bars. While pumping rate reduction reduced surface pressure, there is another contributor which is the presence of fibers inside fracturing fluid. Since the interest in friction pressure reduction is recently high worldwide, separate analysis for effect of fibers on friction

из-за необходимости расположить пропантные структуры как можно ближе друг к другу, чтобы обеспечить стабильность каналов в условиях ограниченной гидравлической ширины трещины, высоких пластовых напряжений и значительного роста трещины по вертикали. Так, в скважину В пропант был закачан с расходом смеси лишь $2,6 \text{ м}^3/\text{мин}$, когда на соседних скважинах для стандартного гидроразрыва пластов использовались расходы от $3,5 \text{ м}^3/\text{мин}$ и выше. Основная необходимость в высоком расходе ГРП связана с возрастающим риском «стопов» при снижении расходов стандартного

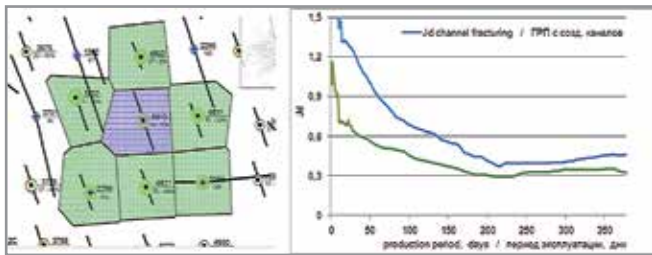


Рисунок 9 – Расположение скв. В относительно соседок (слева) и сравнение по продуктивности (справа)

Figure 9 – Well B and offset wells locations (left) and productivity comparison (right)

гидроразрыва. Поскольку новый метод ГРП значительно снижает риски «стопов», низкий расход при ГРП обеспечивает следующие преимущества: уменьшается вертикальный рост трещины, увеличивается ширина (согласно результатам моделирования) и достигается снижение потерь на трение жидкости в НКТ. Возможность снижения потерь на трение особенно привлекательна для глубоких пластов, поскольку снижает поверхностное давление. Так, рис. 8 показывает, что поверхностное трение составляло лишь порядка 300 атм на протяжении пропантных стадий при ГРП новым методом, тогда как стандартные ГРП на соседних скважинах приводили к давлениям в диапазоне 400–500 атм. Хотя снижение расхода приводит к меньшим давлениям на поверхности, есть еще один фактор, влияющий на трение жидкости: наличие волокон в жидкости приводит к значительному снижению потерь на трение. Поскольку интерес к снижению потерь на трение высок в целом по индустрии, следующий раздел данной статьи посвящен анализу снижения трения на основе представительной выборки скважин, стимулированных жидкостями ГРП с наличием волоконного материала на одинаковых расходах закачки со стандартными ГРП в соседних скважинах.

Подводя итоги операции K-100 в скважине В, рис. 9 представляет сравнение безразмерной продуктивности скважин между ГРП с созданием каналов и стандартным гидроразрывом на соседних скважинах. Шесть скважин со стандартным ГРП показаны зеленым цветом (рис. 9, слева) и сопоставлены со скважиной, стимулированной новым методом (синим). Значительное преимущество в продуктивности гидроразрыва с созданием каналов

pressure gradient were conducted based on a representative number of treatments in the area where fiber-laden fracturing fluid was used at the same pumping rate as conventional treatments which is discussed in the following section.

To summarize achievement of CH-100 treatments in Well B, Figure 9 provides a result of dimensionless productivity comparison between channel fracturing and conventional treatments in the offset wells. The six offset well with conventional treatments are shown in green (Figure 9 (left)) versus the channel fracturing wells shown in blue. Significant benefits from channel fracturing technology can be obtained as a result of proper candidate selection, use of integrated completion approach with coiled tubing (abrasive perforating and timely well clean out) and treatment size enhancement (CH-100). Thus, within one year of production period, Well B had 51% higher dimensionless productivity when compared to the average of the offset wells stimulated conventionally.

Friction Pressure Reduction by Fibers in X-linked Fracturing Fluid with High Proppant Concentrations

There are two contributing factors identified for lowered surface pressure: reduced pumping rates compare to conventional fracturing and the presence of fibrous material in channel fracturing fluids. Since majority of channel fracturing treatments in the area were pumped with reduced treatment rate compare to conventional treatments, it is suggested to divide the combined effect into two parts. This section will describe the mechanism of friction pressure reduction with fibers, and for that purpose fiber-laden fracturing treatments were analyzed with similar pumping rates as the conventional fluids. Fiber-laden fracturing was widely performed in the area in 2008–2010, Sitdikov et al., 2009 gave detailed description of the technology and first attempt to estimate friction reduction was made, perhaps not considering hydrostatic of the proppant. The analysis shown below is updated with more wells in the comparison from both Priobskoe and Malobalykskoe fracturing operations.

The fiber laden fluid described above used similar fibrous materials under the same concentrations as channel fracturing, but the first technique incorporates a homogeneous proppant addition similar to a conventional schedule. Table 2 provides a calculated results of friction gradients (total friction loss divided by the frac string length) representing fiber-laden treatments on top and conventional stimulation operations at the bottom. For a more representative comparison, proppant concentration between 400 and 800 KgPA were selected which used the same proppant (12/18 ISP). 10 wells in each of the groups were analyzed for this study. It is shown that rate

Таблица 2 – Сопоставление градиента потерь на трение между жидкостями на волокнистой основе и стандартными жидкостями ГРП**Table 2 – Comparison of friction gradients between fiber-laden and conventional fracturing fluids**

волоконная ж-ть fiber-laden fluid	код скважины/ well ID		F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	F10	средн. по конц. average by conc.	
	расход смеси, м³/мин pump rate, m³/min		3.5		4				4.2					
	конц. проппанта, кг/м³ prop. conc., KgPA	400	град. трения, бар/км friction grad., bar/km	68	68	72	72	72	70	78	70	76	69	72
		500		71	65	72	73	76	74	81	75	73	84	74
		600		70	70	81	79	71	69	85	79	74	83	76
		700		71	74	83	81	86	84	79	80	82	86	81
		800		75	75	73	86	85	83	85	87	88	91	83
average by rate средн. по расходу		71		78				80						
стандартная ж-ть conventional fluid	код скважины / well ID		C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	средн. по конц. average by conc.	
	pump rate, m³/min расход смеси, м³/мин		3.5		4				4.2					
	конц. проппанта, кг/м³ prop. conc., KgPA	400	град. трения, бар/км friction grad., bar/km	83	80	71	99	95	82	79	85	89	95	86
		500		91	89	79	107	106	90	84	92	99	99	94
		600		99	98	88	113	112	95	93	103	109	107	102
		700		106	107	97	120	120	100	101	113	119	116	110
		800		111	114	111	126	127	105	107	118	126	118	116
средн. по расходу average by rate		95		100				106						

на данной скважине обеспечено за счет качественного подбора кандидата, использования комплексного подхода к заканчиванию скважины с помощью ГНКТ (проведение ГПП и своевременная промывка скважин) и увеличению размера работы по ГРП (К-100). Таким образом, на протяжении года эксплуатации скважина В продемонстрировала на 51% большую продуктивность в сравнении с соседними скважинами, стимулированными обычным методом.

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ НА ТРЕНИЕ С ПОМОЩЬЮ ВОЛОКОН В ЖИДКОСТЯХ ГРП

Два фактора, влияющих на снижение поверхностного давления при ГРП, – меньшие расходы закачки в сравнении со стандартными технологиями гидроразрыва и наличие волоконного материала в жидкости ГРП с созданием каналов – уже обсуждались выше. Поскольку большинство работ по новому методу гидроразрыва в Нефтеюганском регионе были выполнены со снижением расхода закачки, предлагается разделить общий эффект на две составляющие. Этот раздел посвящен снижению потерь на трение за счет волокон, и с этой целью волоконные жидкости ГРП были сопоставлены со стандартными, закачанными на тех же расходах. Жидкости на волоконной основе были широко применены в регионе в 2008–2010 годах. Ситдииков с коллегами детально описали данную технологию ГРП (2009 год) и сделали первую попытку оценки влияния волокон на снижение трения, хотя в тех результатах не учитывалась

distribution between the treatments was equal between the groups along with the polymer loading (3.6 kg/m³).

An important note on the wells selection was a frac string of 3" ID was consistently used for both groups of wells. Friction losses below the frac string were considered as insignificant (fluid was flowing through 5" ID casing for 40 meters consistently between the wells).

Figure 10 represents one of the outcome from Table 2, when averaged values of friction gradients (F.G.) at each proppant concentration steps were compared – by absolute values (in bar/km) or in relation to each other (% of F.G. reduction with fibers). It can be concluded from both Figure 10 and Table 2 that fibers reduce friction pressure losses significantly under similar treatment and wells characteristics. Also, the reduction in friction is increased from 17% to 29% as the proppant concentration increases from 400 KgPA to 800 KgPA, respectively. For example, when at Priobskoe conditions at relatively high rates (4.5 m³/min and above) fibers can reduce the friction by 100 bars or more. This is absolutely critical when dealing with deep and laminated formations where the maximum surface pressure is a significant limiting factor.

CONCLUSIONS

Based on the five years of channel fracturing development and implementation in Priobskoe,

гидростатика пропантной смеси. Результаты анализа, приведенные ниже, основаны на доработанной статистике с большим количеством скважин как на Приобском, так и на Малобалыкском месторождениях.

Волоконные жидкости, описанные выше, включали сходный волоконный материал и при тех же концентрациях, что используются в случае гидроразрыва с созданием каналов, но в отличие от последних закачивались без пульсации проппанта. Таблица 2 представляет рассчитанные значения градиентов потерь на трение (суммарная потеря давления на трение, отнесенная к длине НКТ). Расчеты для волоконных жидкостей приведены в верхней половине таблицы, стандартные жидкости ГРП описаны в нижней половине соответственно. Для более показательных выводов в анализе использовались концентрации проппанта от 400 до 800 кг/м³, поскольку на данных стадиях последовательно между скважинами закачивался одинаковый тип проппанта (12/18 ISP). По десять скважин в каждой из групп были проанализированы в ходе сравнительного анализа. В таблице отражены значения расходов на работах,

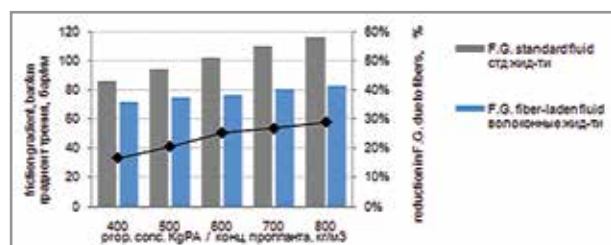


Рисунок 10 – Сравнение потерь на трение между стандартной жидкостью и жидкостью с волоконными добавками

Figure 10 – Friction gradient comparison between standard X-linked fluid and with fibers

можно убедиться, что они соответствовали между двумя группами. Кроме того, загрузка полимеров была одинаковой между всеми работами (3,6 кг/м³). Важно также, что тип НКТ был одинаковым между всеми работами – 88,9 мм. Потери на трение ниже НКТ были пренебрежимо малы (жидкость преодолевала порядка 40 м в колонне 146 мм между НКТ и перфорационным интервалом во всех скважинах).

Рисунок 10 представляет один из возможных выводов из табл. 2, когда осредненные градиенты потерь на трение (F.G.) по каждой из концентраций проппанта были сравнены – по абсолютным значениям (атм/км) и по относительным изменениям (% снижения F.G. при добавлении волокон). Из графика 10 и табл. 2 можно сделать вывод о значительном снижении потерь на трение при добавлении в жидкость ГРП волокон, основываясь на одинаковых пластовых характеристиках и заканчивании скважин. Также сокращение потерь на трение становится более выраженным по мере увеличения концентрации проппанта (возрастает от 17% до 29% при увеличении концентрации от 400 до 800 кг/м³ соответственно). Для примера: на работах по ГРП на Приобском месторождении с достаточно высокими расходами закачки (4,5 м³/мин и выше) волокна снижают потери

Приазломное и Малобалыкское oil field, twenty two treatments were divided into five groups for comparison. Following results can be given in a summary:

- Zero screen outs occurred during the whole implementation period proving a unique reliability of the new technique in proppant placement
- New directions in channel fracturing were invented and successfully implemented to Achimov and Neocomian sandstone reservoirs:
- Combination of channel fracturing with abrasive perforating
- CH-100 version of the channel fracturing to maximize channels length and width by placing an equal proppant amount as the conventional design
- Impact of channel fracturing
- Depends on the size of the job and the formation kH. Production differential versus conventional techniques increased with increasing these parameters. Production increase of up to 51% was realized with this technique.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to thank Rosneft and Schlumberger for their support and permission to publish this paper. Special acknowledgments go to the team of the Novosibirsk Technology Center of Schlumberger for channel fracturing development: particularly to Oleg Medvedev, project manager and to Andrey Bogdan for his work on channels visualization. The authors are grateful to Andrey Geroevich Pasynkov, former Chief Geologist of the Yuganskneftegaz for the overall contribution to field testing of the new technology. ☺

NOMENCLATURE

B	oil volumetric factor, m ³ /m ³
BHST	bottomhole static temperature, °C (°F)
BHP	bottomhole pressure, bar (atm)
GOR	gas/oil ratio, m ³ /m ³
h	effective reservoir thickness, m
Jd	dimensionless productivity
ISP	intermediate strength proppant
k	permeability of porous media, m ² or mD
KgPA	kilograms of proppant added, kg/m ³
$\bar{P}_r$	average reservoir pressure, atm
P_{wf}	bottomhole flowing pressure, atm (bar)
q	fluid production, m ³ /day
RCP	resin-coated proppant
TOPD	tons of oil per day, t/day
TSO	tip screenout
TVD	true vertical depth, m
μ	fluid viscosity, Pa·s
CH-100 equivalent	channel fracturing with 100% mass equivalent

SI METRIC CONVERSION FACTORS

atm	$\times 1.013\ 250 \times 10^5$	= Pa
bar	$\times 1.0 \times 10^5$	= Pa
bbl	$\times 1.589\ 873 \times 10^{-1}$	= m ³
cp	$\times 1.0 \times 10^{-3}$	= Pa·s

на трение на 100 атм и более. Это особенно важно, когда объектом обработки является глубокий и разобоченный пласт и ограничение поверхностного давления является решающим компонентом в дизайне ГРП.

ВЫВОДЫ

Основываясь на пятилетнем опыте внедрения технологии ГРП с созданием каналов на Приобском, Приразломном и Малобалыкском месторождениях, двадцать две проведенные работы были поделены на пять групп для сравнения. В качестве итоговых приведены следующие результаты:

- Ни одной преждевременной остановки работы («стопа») при ГРП не произошло, что подтверждает уникальную надежность новой технологии в размещении проппанта.
- Новые перспективные направления в использовании гидроразрыва с созданием каналов были разработаны и внедрены в ачимовских и неокомских песчаниках:
- Комбинирование ГРП с созданием каналов и технологии абразивной перфорации с помощью ГНКТ.
- Опция технологии К-100 введена в производство для максимального увеличения длины и ширины каналов за счет размещения равной массы проппанта в сравнении со стандартным ГРП.
- Эффект от ГРП с созданием каналов
- Зависит от размера работы и параметра kН стимулируемого интервала. При росте данных параметров возрастает дополнительный эффект от новой технологии. Увеличение продуктивности до 51% было зафиксировано в ходе исследований.

БЛАГОДАРНОСТЬ

Авторы выражают благодарность компаниям «Роснефть» и «Шлюмберге» за поддержку и разрешение опубликовать данные материалы. Отдельную признательность хотелось бы выразить Новосибирскому технологическому центру компании «Шлюмберге» за разработку новой технологии и персонально поблагодарить Олега Медведева, руководителя проекта, и Андрея Богдана за его работу по визуализации моделей каналов. Авторы крайне благодарны Андрею Героевичу Пасынкову, бывшему главному геологу компании «Юганскнефтегаз» за всецелую поддержку в разработке технологии на стадии полевого тестирования. ©

СИ МЕТРИЧЕСКИЕ ПЕРЕВОДНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ

atm	× 1.013 250* E+05	= Pa
bar	× 1.0* E+05	= Pa
bbl	× 1.589 873 E-01	= m ³
cp	× 1.0* E-03	= Pa·s
ft	× 3.048* E-01	= m
ft ²	× 9.290 304* E-02	= m ²
ft ³	× 2.831 685 E-02	= m ³
°F	(°F-32)/1.8	= °C
gal	× 3.785 412 E-03	= m ³
lbm	× 4.535 924 E-01	= kg
psi	× 6.894 757 E+00	= kPa

* Коэффициент точный

ft	× 3.048* E-01	= m
ft ²	× 9.290 304* E-02	= m ²
ft ³	× 2.831 685 E-02	= m ³
°F	(°F-32)/1.8	= °C
gal	× 3.785 412 E-03	= m ³
lbm	× 4.535 924 E-01	= kg
psi	× 6.894 757 E+00	= kPa

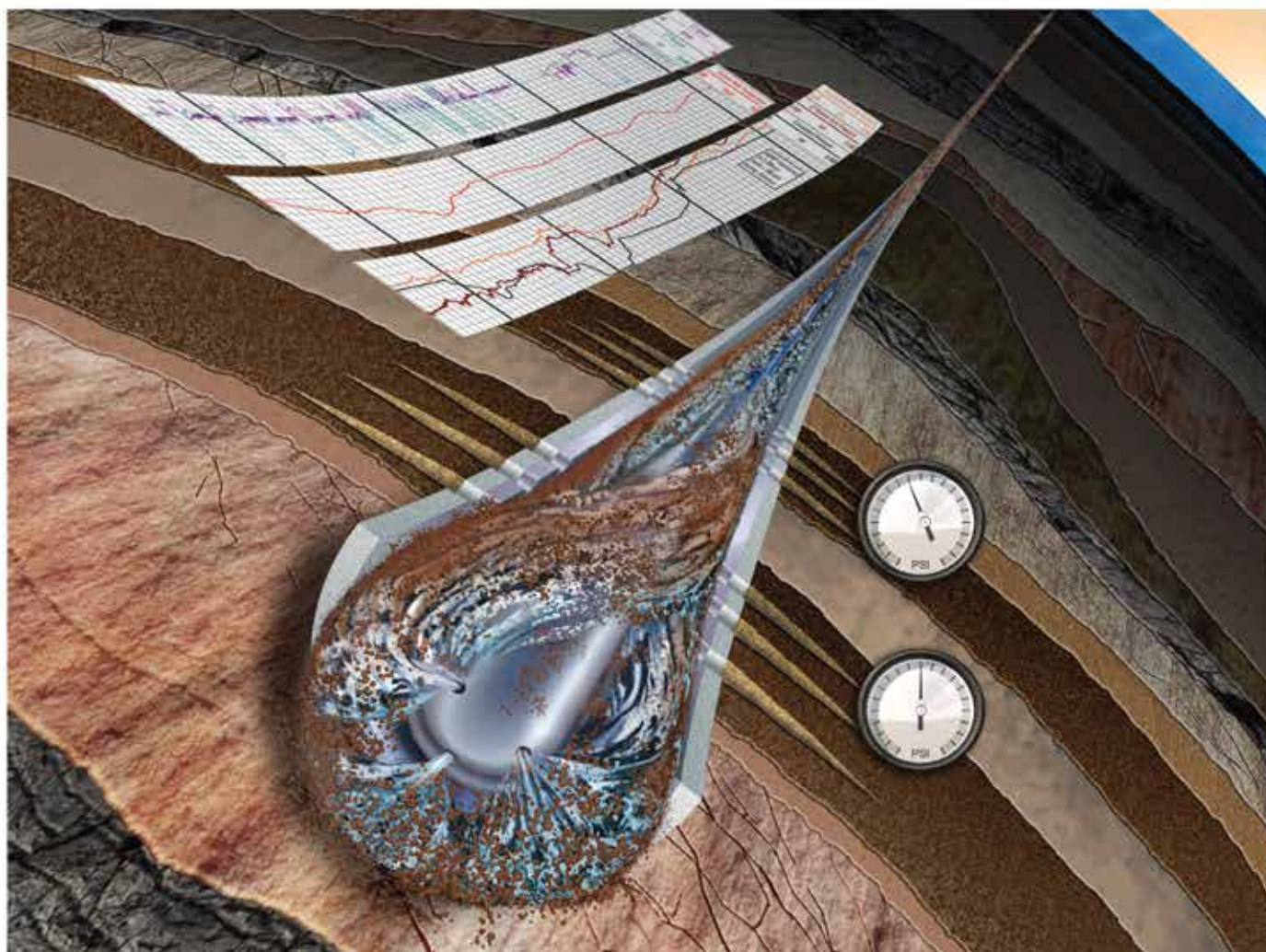
*Conversion factor is exact.

Литература / References

- Gillard, M., Medvedev O., Peña, A., et al. 2010. A New Approach to Generating Fracture Conductivity. Paper SPE 135034 presented at the 2010 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 20–22 September. <http://dx.doi.org/10.2118/135034-MS>.
- Kayumov, R., Klyubin, A., Yudin, A., et al. 2012. First Channel Fracturing Applied in Mature Wells Increases Production from Talinskoe Oilfield in Western Siberia. Paper SPE 159347 presented at SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October.
- Medvedev, O., Bogdan, A., Titkov, A., et al. 2010. Channel Fracturing - New Technique for Generating Conductivity: Experience and Applicability in Russia. Slides (not published) presented at the 2010 SPE Applied Technology Workshop on Hydraulic Fracturing in Russia: Current Experience and Perspectives, Nizhnevartovsk, Russia, 28 September.
- Medvedev, A., Yudin, K., Panga, M., et al. 2013. On the Mechanisms of Channel Fracturing. Paper SPE 163836 presented at the 2013 SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference held in The Woodlands, Texas, USA, 4-6 February.
- Nadeev, A., Yudin, A., Sudeev, I., et al. 2012. Improved Hydraulic Fracture Modeling Based on Geomechanical Correlation Functions Optimizes Development of Priobskoe Oilfield. Paper SPE 160694 presented at the 2012 SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Russia, Moscow, 16-18 October.
- Nikitin, A., Pasyukov, A., Makarytchev, G., et al. 2006. Differential Cased Hole Sonic Anisotropy for Evaluation of Propped Fracture Geometry in Western Siberia, Russia. Paper SPE 102405 presented at the 2006 SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 3-6 October.
- Nikitin, A., Shirnen, A., and Maniere, J. 2007. Complex Fracture Geometry Investigations Conducted on Western-Siberian Oilfields at Rosneft Company. SPE 109909 presented at the 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA, 11-14 November.
- Nikitin, A., Yudin, A., Latypov, I., et al. 2009. Hydraulic Fracture Geometry Investigation for Successful Optimization of Fracture Modeling and Overall Development of Jurassic Formation in Western Siberia. Paper SPE 121888 presented at 2009 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition, Jakarta, Indonesia, 4-6 August.
- Sadykov, A., Yudin, A., Oparin M., et al. 2012. Channel Fracturing in the Remote Taylakovskoe Oil Field: Reliable Stimulation Treatments for Significant Production Increase. Paper SPE 160767 presented at the 2012 SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 16-18 October.
- Sitdikov S., Serdyuk, A., Nikitin, A., et al. 2009. Fiber-Laden Fluid – Applied Solution for Addressing Multiple Challenges of Hydraulic Fracturing in Western Siberia. Paper SPE 119825 presented at the 2009 SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference held in The Woodlands, Texas, USA, 19–21 January.
- Timonov, A.V., Zagurenko, A.G., Hasanov, M.M., et al. 2006. System Approach to Hydraulic Fracturing Optimization in Rosneft Oilfields. Paper SPE 104355 presented at the 2006 SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 3-6 October.
- Yudin, A., Burdin, K., Yanchuk, D., et al. 2012. Coiled Tubing Reduces Stimulation Cycle Time by More Than 50% in Multilayer Wells in Russia. Paper SPE 154386 presented at the 2012 SPE/ ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 27-28 March.

Параметры забоя с ГНКТ в режиме реального времени

ACTive
ОПЕРАТИВНЫЕ
РЕШЕНИЯ



ACTive* — это технология, позволяющая в режиме реального времени получать и интерпретировать данные с забоя скважины для оптимизации комплекса операций, проводимых с использованием ГНКТ. Получение данных с забоя скважины во время проведения работ, позволяет принимать оперативные решения, что значительно увеличивает эффективность и снижает риски проведения работ в скважинах.

Технология ACTive включает:

- ACTive Стимуляция
- ACTive Промывка
- ACTive Перфорация
- ACTive Изоляция
- ACTive Освоение
- ACTive Профилирование

Мировой опыт | Инновационные технологии | Измеримый результат

www.slb.ru

Schlumberger

ФРЕЗЕРОВАНИЕ ПОСАДОЧНЫХ СЕДЕЛ МГРП НА ГЕОФИЗИЧЕСКОМ КАБЕЛЕ – впервые в СНГ

MULTISTAGE FRAC PORTS MILLING SOLUTIONS ON WIRELINE.

The First in the CIS

Традиционные технологии разбуривания посадочных седел муфт многостадийного ГРП требуют закачивания в скважину большого объема жидкости для приведения в действие забойного двигателя при использовании НКТ или ГНКТ. В скважинах, пробуренных в пласты с низким давлением резервуара, закачиваемая жидкость может поглощаться пластом, что часто приводит к потере циркуляции, негативно сказывается на коллекторе, и, как следствие, на уровне добычи в целом.

Компания-оператор, разрабатывающая одно из месторождений на севере Казахстана, использует подземную компоновку для многостадийного гидроразрыва пласта. На одной из стадий эксплуатации потребовалось расфрезеровать внутренний диаметр посадочных седел муфт МГРП для организации доступа в скважину каротажного инструмента, а также средств интенсификации добычи. Ранее для таких операций использовались НКТ со станками текущего и капитального ремонта скважин, а также установки ГНКТ, что являлось достаточно затратным мероприятием, зачастую негативно сказывалось на уровне добычи. Большой объем подготовительных работ для мобилизации и расстановки флота ГНКТ либо станка текущего ремонта, также являлся фактором, осложняющим планирование и выполнение данной операции.

Переход к выполнению этой операции на каротажном кабеле сокращал перечень необходимого оборудования и персонала мобильного каротажного подъемника, комплекта приборов и бригады из нескольких человек. Время на расстановку и монтаж при этом сокращается до нескольких часов.

Учитывая вышеперечисленные условия, скважинный фрезер компании Welltec – Well Miller 318, оснащенный фрезой внешним диаметром 3,65 дюйма, был выбран в качестве альтернативного решения, позволяющего избежать поглощения жидкости пластом. Для доставки компоновки в горизонтальную секцию скважины и создания осевой нагрузки на фрезу использовался скважинный трактор Well Tractor 318.

Подготовка к работе потребовала мобилизации специального оборудования, такого как кабель, устьевое оборудование. Все устройства и компоненты сборки были выбраны с учетом высокого содержания сероводорода в скважине. Существенным фактором, гарантирующим успех этой сложной операции, являлся индивидуальный подход и к дизайну долота фрезера.

Сonventional multistage frac port seat drill out technologies require large amounts of fluid to be pumped into the wellbore for downhole motor activation in case if tubing or coiled tubing is used. In wellbores drilled in low pressure formations the fluid pumped into wells may be pumped directly into the formation, which results in lost circulation, damages the reservoir, makes impact on the general production level.

An operator developing a field in the Northern Kazakhstan uses multistage stinger for fracturing operations. At one of the well development stages it was required to mill the ID of multistage port seats to allow access for logging, well intervention and well stimulation tools into the wellbore. Tubing with WS or WO rigs and CT-units were used for such operations until recently, which used to be quite costly and often affected the production level. Extensive scope of CT-units or WS rigs preparation for mobilization and rig up also contributes to the overall complexity of planning and activity performance.

Switching to wireline for this activity allowed for the use of minimized scope of required equipment, personnel of the mobile wireline unit and tools and the crew comprising a few people. Moreover the time required for system arrangement and rig up was shortened to several hours.

Taking the above mentioned conditions into consideration a Welltec Well Miller 318 with a 3.65" OD mill bit was selected as an alternative solution to avoid fluid loss in the formation. The mill was run to the horizontal wellbore section by Well Tractor 318 unit, which also applied axial load on the mill.

The preparation required mobilization of special equipment, such as the wireline and wellhead pressure control system. All elements and components of the assembly were selected to be suitable for high H₂S level in the wellbore. A significant factor, which ensures the success of this complicated activity, is the individual approach to the design of the mill bit. A design concept was developed jointly with the Customer and the bit was manufactured in accordance with custom drawings.

During the operation the first seat was drilled out in 3 minutes at low mill RPM. Mill pass was repeated to guarantee that the seat ID had been increased. It took two minutes to mill the seat No 2. A drop ball had been left at ball seat No 3 and No 4. The mill was

Welltec®

Совместно с заказчиком было разработано инженерное решение, долото произведено по индивидуальным чертежам.

В процессе выполнения работы первое посадочное седло было расфрезеровано за 3 минуты на малой скорости вращения фрезы. Для того чтобы убедиться в увеличении диаметра седла, проход фрезой был осуществлен повторно. Посадочное седло 2 было расфрезеровано за две минуты. На посадочном седле номер 3 и 4 находились неизвлеченные изолирующие шары. Для их фрезерования скважинный фрезер был переключен в режим высоких оборотов. Шар и посадочное седло были расфрезерованы за 15 минут. За следующие 3 минуты на малых оборотах фрезера была разбурена половинка шара, и за 27 минут – четвертое седло. Само седло под номером 5 фрезеровать не потребовалось, так как оно перекрывало забой скважины, доступ к которому не требовался.

Из практики известно, что при фрезеровании изолирующих шаров половина шара зачастую остается целой и движется вместе с фрезой в направлении следующего посадочного седла. Нередко это является препятствием для успешного продолжения работы, поскольку оставшаяся часть шара может заклинить трубу. Серьезным преимуществом технологии Скважинного Фрезера компании Welltec является наличие датчиков натяжения на поверхности (натяжение кабеля) и на верхней точке скважинной компоновки (натяжение на каротажной головке). Эти два сигнала дают возможность контролировать прохождение препятствий и разгрузку фрезера на фрезеруемое седло. ☉



switched to high RPM to allow for ball drilling out. The ball and the seat No 3 were milled out in 15 min. During the next 3 minutes a half of the ball was milled out at low RPM and it took 27 minutes to mill out the ball of the forth seat. Seat No 5 itself did not have to be milled as it isolated the bottomhole, which was not needed for access.

The experience shows that when isolating balls are milled out, a half of a ball often remains intact and moves together with the mill to the next seat. Often it becomes a problem for further operations as the remaining part of the ball may get stuck in the string. Tension sensors, which are installed at the surface (for wireline tension) and at the top of the downhole tool (fortension on the wireline head), give significant benefits to Welltec Well Miller. These two signals allow for monitoring the passage of obstructions and mill slack off onto the seat to be milled out. ☉

www.cttimes.org

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



15-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ



26—29 мая 2014

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

Организаторы:

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



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

www.neftegaz-expo.ru



ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

Реклама

5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ЭНЕРКОН

ОТ СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ К СТАБИЛЬНОМУ
ОТРАСЛЕВОМУ РАЗВИТИЮ

26–28 мая

www.enercon-ng.ru



**CASPIAN
OIL & GAS**

21-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ



**3 - 6
ИЮНЯ 2014
БАКУ
АЗЕРБАЙДЖАН**



www.caspianoilgas.ru

**ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ
МЕРОПРИЯТИЕ
КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА**



ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГРП И КГРП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

THE AVENUES OF DEVELOPING HYDRAULIC FRACTURING AND ACID HYDRAULIC FRACTURING ON THE FIELDS OF THE REPUBLIC OF BELARUS

Д.В. ТКАЧЕВ, А.В. ДРАБКИН, К.В. МИРОНЕНКО, Т.Д. ГИЛЯЗИТДИНОВ, БелНИПИнефть

D.V. TKACHEV, K.V. MIRONENKO, T.D. GILIAZITDINOV, BelNIPIneft

На период с 2011 по 2016 год в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» взят курс на улучшение и модернизацию как существующих технологических подходов к планированию и сопровождению операций ГРП/КГРП, так и на внедрение и последующее широкое применение новых технико-технологических решений проблемных задач на карбонатных и терригенных коллекторах месторождений Республики Беларусь.

Одним из основных направлений в этой области стала технология азотно-пенного ГРП, направленная на снижение остаточного загрязнения пласта полимерами, уменьшение коэффициента фильтрации жидкости разрыва по коллектору и ограничение доминирующего роста трещины по высоте. Данные преимущества азотно-пенного разрыва перед классическим ГРП с применением водного геля весьма актуальны для карбонатных и терригенных залежей Республики Беларусь.

За период 2012–2013 годов были выполнены две скважино-операции по данному виду работ – 86 Давыдовского (январь 2012 года) и 133 Вишанского месторождений (январь 2013 года). Применение технологии пенно-азотного ГРП на скважине 86 Давыдовского месторождения не дало ощутимых преимуществ по сравнению с традиционной технологией проведения работ, если не считать безусловного снижения остаточного загрязнения пласта полимерами. На скважине 133 Вишанского месторождения технология пенно-азотного ГРП главным образом планировалась для ограничения роста трещины в высоту и минимизации вероятности получения обводненной продукции (расстояние от НДП до ВНК составляет 14 м). Скважина после освоения из бурения в 2003 году работала с обводненностью продукции 10%. После проведения операции среднесуточный дебит нефти увеличился в 3,5 раза, обводненность продукции варьируется в пределах 0–10%. При этом соседние скважины, на которых проводился ГРП по «классической» технологии, работают с меньшими показателями.

В перспективе планируется увеличение объемов выполнения ГРП по данной технологической схеме,

RUE Belarusneft Production Association adopted a modernization strategy for 2011–2016 aimed at improving current technological approaches to hydraulic fracturing and acid hydraulic fracturing operations planning and support, introduction and further wider application of new technical and technological solutions at the carbonate and terrigenous reservoirs of the fields of the Republic of Belarus.

One of the principal thrusts in this field is nitrogen and foam fracturing aimed at reduction of residual contamination of the formation with polymers, reduction of breakdown agent filtration coefficient across the reservoir and limitation of the prevailing crack growth height. These advantages of nitrogen and foam fracturing as compared to classical fracturing including water gel, seem to be quite relevant for the carbonate and terrigenous deposits of the Republic of Belarus.

Two such operations were performed in 2012–2013 period: at 86 Daydovsky Well (January, 2012) and 133 Vishansky Well (January, 2013). The application of nitrogen and foam fracturing at 86 Daydovsky Well did not bring any substantial results, as compared to the traditional technology, except for obvious reduction in residual contamination of the formation with polymers. As far as 133 Vishansky Well is concerned, the nitrogen and foam fracturing was meant to constrain the vertical crack growth and minimize the possibility of watercut products. After well completion in 2003 the well operated with 10% watercut rate. After the operation, the daily debit rate increased by 3.5 times. The watercut rate ranged 0–10%. Meanwhile the neighboring wells, where fracturing was made according to the classic technology, demonstrated weaker performance.

The amount of fracturing operations performed under this technological scheme is planned to be raised as well as the degree of foam gassing in bottomhole condition (of foam quality) via more powerful and modernized nitrogen units.

In the course of time the stock of wells that are candidates for fracturing is deteriorating. At the moment the specialists of RUE Belarusneft Production



а также увеличение степени газирования пены в забойных условиях (качества пены) за счет применения более мощных и модернизированных азотных установок.

С течением времени фонд скважин-кандидатов для ГРП ухудшается, в настоящее время специалисты РУП «ПО «Белоруснефть» вынуждены все чаще прибегать к гидроразрыву пласта на глубоководных залежах (3500–5500 м), что сопровождается высокими устьевыми давлениями (выше 70 МПа) при производстве работ. Вызвано это как высоким градиентом разрыва пород, так и значительными потерями давления на трение в НКТ, особенно диаметром 73 и 60 мм. Высокие глубины залегания таких пластов, как правило, сопровождаются повышенными пластовыми температурами (>110 °C), что диктует особые требования к стабильности жидкости разрыва.

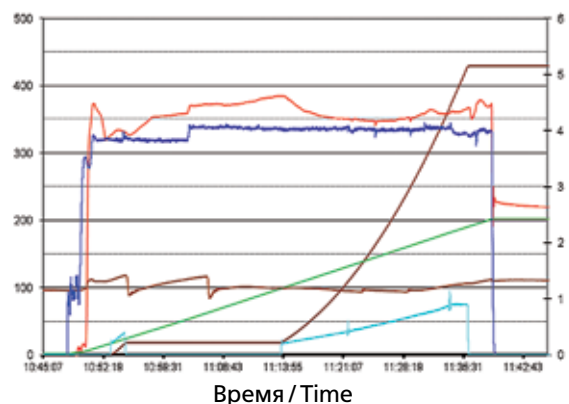
Разрабатываются технологии ГРП и КГРП для глубоководных скважин с аномально высокими температурами (более 175 °C). На территории Республики Беларусь такие объекты встречаются крайне редко, однако подобные скважины, требующие в качестве освоения или интенсификации проведения проппантного или кислотного гидроразрыва, довольно часто встречаются в международных проектах. На сегодняшний день мы располагаем как жидкостями разрыва, так и жидкостями травления (кислотными составами), способными выполнять свои функции при температурах до 200 °C. Для проппантного ГРП, успешность и эффективность которого в значительной мере зависит от качества и надежности жидкости разрыва, подобран водный гель на основе карбоксиметил-гидроксипропил гуаров и циркониевых сшивателей. В качестве жидкостей травления при кислотном ГРП применяются этилендиаминтетрауксусные кислоты, смеси дикарбоновых кислот, а также технологии с применением GLDA-кислот.

Основным и приоритетным направлением развития технологии ГРП является технология кислотно-проппантного разрыва. В процессе анализа выполненных КГРП на карбонатных коллекторах Припятского прогиба выявлена определенная закономерность – при отношении пластового давления к гидростатическому давлению меньше 1 эффективность проведения КГРП (с применением раствора соляной кислоты различных концентраций) либо мала, либо непродолжительна (эффективность прослеживается менее 3 месяцев). Особенно данное обстоятельство проявляется на скважинах, продуктивный интервал которых сложен мягкими породами (известняками). Это объясняется частичным закрытием («схлопыванием») созданных и протравленных кислотой трещин. В условиях низких пластовых давлений значительны эффективные давления на участки контакта стенок трещины, что приводит к их разрушению и снижению раскрытости. Проведение проппантного ГРП в таких пластах с закачкой значительного объема проппантной набивки (более 35 т), обусловленного

Association have to increasingly apply fracturing for deep deposits (3500–5500 m), which is accompanied by high well-head pressure (over 70 MPa) during the operations. Such a situation is prompted by high gradient of formation rupturing and substantial losses of pressure due to friction in the production string, especially with the diameters of 73 and 60 mm. Big depth of such formations is generally accompanied by increased formation temperatures (>110 °C), which causes special requirement to the fracturing fluent.

Fracturing and acid fracturing technologies are developed for deep wells with abnormally high temperatures (over 175 °C). Such sites occur quite seldom on the territory of the Republic of Belarus, yet these wells requiring proppant or acid fracturing for completion or intensification, are frequently applied in international projects. At the moment we have both fracturing fluids and etching fluids (acid compositions), capable to performing their function under the temperature of 200 °C. The success and efficiency of proppant fracturing largely depends on the quality and reliability of the fracturing liquid. A water gel was selected on the basis of carboxymethyl and hydroxypropyl guar compounds and zirconia crosslinkers. The following etching fluids are applied in fracturing: versenates, diacid mixtures as well as GLDA-acid technologies.

One of the priority thrusts in fracturing technologies is acid-proppant technology. During the analysis of acid fracturing performed at carbonate collectors of Pripyat depression a certain pattern was indentified –



Давление устьевое НКТ [атм], давление в затрубье [атм]
Well-head tubing pressure (atm). The annulus pressure

Объем закачки [м³]
The injected amount (m³)

Масса проппанта [кг] x 1000
Proppant mass (kg) x 1000

Расход смеси [м³/мин]
Mixture consumption (m³/min)

Концентрация проппанта [кг/м³] x 1000
Proppant concentration (kg/m³) x 1000

Рисунок 1 – График проведения ГРП на скважине 133 Вишанского месторождения 20.01.13

Figure 1– Schedule of fracturing at well 133 of Visbansky Field on 20.01.13

необходимостью создания высокопроводящего канала «скважина – удаленная зона», зачастую осложняется рядом геологических и техногенно-геологических факторов (отсутствие перемычек для ограничения роста трещины по высоте, наличие промытых каналов фильтрации, естественная и техногенная трещиноватости коллектора).

Целью проведения кислотно-проппантного разрыва является травление кислотной композицией каналов и червоточен в массиве коллектора с последующим закреплением протравленных пустот расклинивающим агентом. Данная технология имеет две вариации:

- а) создание каналов фильтрации и их равномерное закрепление. Данное технологическое решение направлено к применению на более мягких породах (например, известняки);
- б) создание высокопроводящих каналов с закреплением в прискважинной зоне. Направлено на проведение в глинистых и плотных карбонатных разностях.

В настоящее время идет подбор и опробование кислотных композиций, обладающих как замедленным свойством травления, так и свойствами жидкости-проппантоносителя. Приступить к опытно-промысловым испытаниям данной технологии планируется в сентябре-октябре 2014 года.

Параллельно с опробованием технологии кислотно-проппантного ГРП идет работа над двумя перспективными направлениями в области улучшения технологических подходов к выполнению КГРП. Как показала практика проведения работ по кислотному гидроразрыву на коллекторах РБ, сложенных известковыми породами, для эффективного травления удаленной зоны требуется применение замедлителей реакции кислотных составов. С другой стороны, большинство крупнейших залежей с карбонатными коллекторами РБ находятся на поздней стадии разработки и подвергались многочисленным кислотным обработкам за время эксплуатации. Это привело к крайне неравномерному травлению породы как по разрезу, так и по объему порово-трещинного пространства в латеральном направлении, т.е. каждое последующее кислотное воздействие еще больше разрушает уже созданные каверны, почти не затрагивая матрицу породы. Чтобы противодействовать этому явлению, в настоящее время на предприятии идет подбор и лабораторное тестирование реагентов-отклонителей кислоты, применение которых позволит достичь более равномерного травления пласта.

Все перечисленные исследования направлены на увеличение эффективности воздействия на пласт с целью активизации выработки трудноизвлекаемых запасов. Только постоянное совершенствование технологии ГРП и доработка ее в соответствии с требованиями конкретных геолого-физических свойств пластов позволит получить желаемый результат. ☉

if the proportion of formation pressure to hydrostatic formation is below 1, the efficiency of acid fracturing (with hydrochloride solution of various concentration) is either poor or short (the efficiency is tracked form less than 3 months). This circumstance is especially typical of the wells, where the productive interval is composed of soft rocks (limestone). This is explained by partial closure ("collapse") of cracks created and etched by the acid. Under conditions of low formation pressure, there is strong pressure on the contact sections of the crack walls, which brings about their destruction and makes them less open. Proppant fracturing in such formations with substantial amount of pumped proppant filling (over 35 tons), prompted by the necessity to produce a highly-conductive "well-remote area" channel, is explained by a number of geologic and anthropogenic factors (lack of barriers limiting the crack height growth, availability of washed filtration channels, natural and anthropogenic reservoir fissility).

The acid fracturing is aimed at acid etching of the channels and holes in the reservoir rock with further fixing of the etched spaces by a proppant agent.

This technology has two variations:

- a) creating filtration channels and their even fixing. This technology is applied in softer rocks (such as limestone);
- b) creation of high-conductive channels fixed in nearfield. It is applied in clay and dense carbonated varieties.

At the moment we select and treat the acid composition with longer etching effect and the property of fluid -, proppant bearer. The industrial testing of the technology will begin in September-October 2014.

Alongside acid-proppant fracturing technology, we develop two promising thrusts for improving acid fracturing technological methods. The practice of acid fracturing at the Belarusian reservoirs composed of limestone rocks, for efficient etching of the remote area requires inhibitors of acid compounds. On the other part, in most of large deposits with carbonaceous reservoirs are on the last stage of their development and were subjected to numerous acid treatments at the time of their exploitation. It brought uneven etching both in terms of section and the volume of porous-fissured space in lateral space. It means that every next acid treatment produces farther destruction of the cavities without touching the rock matrix. In order to resist this phenomenon the company is currently searching and testing reagent, which can produce acid deviation. Their application provides for more even formation etching.

All the above-mentioned researches are aimed at raising the efficiency of impact on the formation aimed at higher production of hard-to-recover reserves. Only regular improvement of fracturing and its update in compliance with the requirements of specific geologic and physical properties will deliver the desired result. ☉



I Международная выставка и конференция

НЕФТЬ И ГАЗ УРАЛА-2014

9-12 сентября 2014 года
Екатеринбург

Поддержка:



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННЫХ
РУССИИ

Уважаемые Господа!

Рады пригласить Вашу компанию к участию

ПОЧЕМУ ЕКАТЕРИНБУРГ

Екатеринбург — столица Уральского федерального округа, который является местом сосредоточения крупнейших нефтяных и газовых месторождений, относящихся к Западносибирской нефтегазоносной провинции, в которой сконцентрировано 66,7% отечественных запасов нефти (6%-мировых) и 77,8% запасов газа (26%-мировых).

Согласно Энергетической Стратегии Министерства Энергетики РФ к «2030 году Уральский федеральный округ сохранит за собой позиции главного нефте- и газодобывающего района России, поставляющего энергоносители в энергодефицитные районы страны и на экспорт. Возрастет энергоэффективность экономики региона, будут использованы экологически безопасные и эффективные способы добычи и производства энергоресурсов в сложных природно-климатических условиях».

ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ УРАЛА-2014» ЭТО:

- Профессиональная площадка, предоставляющая технические возможности для демонстрации новейших технологических решений и продукции
- Практическая диалоговая площадка для всех участников нефтегазового рынка региона, позволяющая специалистам ознакомиться с новейшим оборудованием и технологиями, обменяться актуальными мнениями и информацией
- Максимальное отражение тенденций развития нефтегазовой отрасли региона
- Насыщенная программа специализированных научно-технологических круглых столов и тематических семинаров
- **Конференция — место встречи руководителей высшего звена: представителей власти, первых руководителей добывающих компаний, руководителей компаний-поставщиков оборудования и сервисных компаний.**

РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ:

- Геологоразведка
- Бурение разведочных и эксплуатационных скважин
- Добыча и переработка нефти и газа
- Нефтегазовое оборудование
- Транспортировка, хранение и сбыт нефти, нефтепродуктов и газа, другие транспортные услуги, логистика
- Геофизические услуги
- Новейшие технологии в сфере геологоразведки и добычи
- Нефтегазохимия
- Сервисное обслуживание на нефтегазовых месторождениях
- Средства промышленной и индивидуальной защиты, программное обеспечение
- Строительные работы
- Инжиниринг и консалтинг
- Экологические природоохранные услуги
- Проектные исследования, проектирование
- Трубопроводы и трубы

СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ:

- Международная технологическая конференция «Нефть и Газ Урала-2014»
- Отраслевой всероссийский конкурс им. Ф.С. Прядунова на звание «Лучшего в нефти и газе РФ»
- «Ярмарка вакансий» для молодых специалистов и опытных профессионалов отрасли



Выставочный Комплекс «Екатеринбург-Экспо»

www.uoge.ru E-mail: info@uoge.ru

Тел.: (343)381-00-25

12+

Очистки забоев нефтяных скважин после гидроразрыва пласта от пропантовых пробок с использованием гибких труб

Post-Fracture Bottom Hole Cleaning from Proppant Plugs Using Coiled Tubing

В.В. ДМИТРУК, С.Н. РАХИМОВ, ООО «Газпром подземремонт Уренгой»; Д.А. КУСТЫШЕВ, ООО «ТюменНИИгипрогаз»; В.Н. НИКИФОРОВ, ООО «МЕГА»

V.V. DMITRUK, S.N. RAKHIMOV, Gazprom Podzemremont Urengoy; D.A. KUSTYSHEV, TyumenNIIGiprogas; V.N. NIKIFOROV, MEGA

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение находится на заключительной стадии разработки, характеризующейся истощением продуктивных пластов и падением пластовых давлений [1, 2].

Для стабилизации добычи углеводородного сырья на Уренгойском месторождении интенсификацию притока осуществляют методом гидравлического разрыва пласта. Гидроразрыв пласта проводится на газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах Большого Уренгоя, в которых после завершения работ основной проблемой становится необходимость качественной нормализации забоя, то есть освобождения ствола скважины от пропантовой пробки. В соответствии с принятой на Уренгойском месторождении технологией работ гидроразрыв проводится преимущественно с «недопродавкой» пропанта в пласт, иными словами, с оставлением пропанта в интервале перфорации скважины и выше него [3]. Особую сложность представляют собой работы по нормализации забоев в нефтяных скважинах, находящихся на периферии месторождения, в так называемых нефтяных оторочках. Пластовой энергии здесь значительно меньше, нежели в центральных областях, в которых размещаются газовые и газоконденсатные скважины.

В таких непростых геолого-технических условиях от выбора технологии очистки забоя нефтяных скважин и качественного ее исполнения во многом зависит эффект от проведенного гидроразрыва. Помимо этого, от качественной промывки нефтяной скважины зависит своевременный (плановый) или преждевременный выход из строя внутрискважинного оборудования, в особенности электроцентробежных насосов.

На месторождении нормализация забоя нефтяных скважин осуществляется одним из четырех методов [4]:

- нормализация забоя разбуриванием пропантовой пробки с помощью

Urengoy oil-gas condensate field is at the final development stage characterized by reservoir depletion and reservoir pressure decline [1, 2].

To stabilize the production of raw hydrocarbons at Urengoy field it is stimulated by using hydraulic fracturing. Hydraulic fracturing is performed at gas, gas condensate and oil wells in Bolshoi Urengoy, where upon the completion of works it becomes necessary to ensure good bottom hole cleaning, i.e. to remove the proppant plug from the well bore. In accordance with the operating procedures adopted at Urengoy filed, the hydraulic fracturing is carried out predominantly by underflashing the proppant into the formation; in other words by leaving the proppant in the perforation interval and above it [3]. Bottom hole cleaning in oil wells located at the margins of the field – at so-called oil rims – present special difficulties. There is considerably less reservoir energy here than in the central areas where gas and gas-condensate wells are located.

In such challenging geotechnical conditions the choice of the bottom hole cleaning technique and its efficient implementation greatly influence the outcome of the hydraulic fracturing. In addition to that, good flushing of the oil well can have an impact on timely (scheduled) or premature putting out of operation of the downhole equipment, and centrifugal pumps in particular.

В соответствии с принятой на Уренгойском месторождении технологией работ гидроразрыв проводится преимущественно с «недопродавкой» пропанта в пласт, иными словами, с оставлением пропанта в интервале перфорации скважины и выше него.

In accordance with the operating procedures adopted at Urengoy filed, the hydraulic fracturing is carried out predominantly by underflashing the proppant into the formation; in other words by leaving the proppant in the perforation interval and above it.



- компоновок фрезерного инструмента;
- вымывание пропантовой пробки циркуляцией жидкости глушения;
- нормализация забоя с помощью

компоновок гидровакуумных желонки;

- нормализация забоя с применением гибкой трубы с колтюбинговых установок различной грузоподъемности.

Первые два метода применимы при достаточно высоких пластовых давлениях (обеспечивающих исключение явления поглощения в скважине), чаще всего в газовых или газоконденсатных скважинах. В связи с продолжающимся падением пластового давления, когда кольтматация вновь созданной трещины разрыва в процессе фрезерования или циркуляции жидкости глушения недопустима, так как это неизбежно ведет к снижению либо полной потере эффекта от гидравлического разрыва пласта, наибольшее

При проведении гидравлического разрыва пласта в процессе задавливания в трещину разрыва последних пачек пропантовой композиции используется обрезиненный пропант с целью более качественного закрепления трещины разрыва в пласте и недопущения в будущем разрушения ее структуры.

When the last proppant slugs are squeezed into the post-frac fracture a rubberized proppant is used to ensure better fracture propping and to avoid its structural damage in future.

распространение получили два последних метода очистки скважины от пропантовой пробки.

Нормализация забоя с помощью компоновок с гидровакуумными желонками преимущественно проводится на нефтяных скважинах [5], а на газоконденсатных – с помощью компоновок, спускаемых на гибкой трубе [6]. Применение компоновок на гибкой трубе связано, прежде всего, с проведением гидроразрыва пласта в скважинах, оборудуемых по протекторной схеме, когда внутренняя полость фонтанной арматуры перекрывается защитным протектором [7].

Как правило, на заключительной стадии проведения гидравлического разрыва пласта происходит уплотнение пропантовой пробки, образование на стенке скважины «корки» повышенной плотности. Кроме того, при проведении гидравлического разрыва пласта в процессе задавливания в трещину разрыва последних пачек пропантовой композиции используется обрезиненный пропант с целью более качественного закрепления трещины разрыва в пласте и недопущения в будущем разрушения ее структуры. Таким образом, нахождение пропантовой пробки в уплотненном состоянии при одновременном нахождении в ее составе обрезиненного материала создает значительные трудности для разрушения такой пробки и последующей транспортировки разрушенных частиц на дневную поверхность [8].

In the field, bottom hole cleaning can be carried out using one of the following 4 methods [4]:

- bottom hole cleaning by drilling out the proppant plug using milling tool arrays;
- washing-out of the proppant plug by circulating the well killing fluid;
- bottom hole cleaning using hydrostatic bailer arrays;
- bottom hole cleaning using coiled tubing units with various hoisting capacities.

The first two methods are applied in case of fairly high reservoir pressures (preventing lost circulation), most often in gas or gas-condensate wells. Due to the continuous reservoir pressure decline when clogging of the newly created fracture during milling or circulation of the well killing fluid is not acceptable, because it inevitably leads to the reduction or total loss of the hydraulic fracturing effect; the last two methods of bottom hole cleaning from the proppant plug has become most widely spread.

Bottom hole cleaning using hydrostatic bailer arrays is mainly performed at oil wells [5], and coiled tubing-based arrays are used at gas-condensate fields [6]. Coiled tubing-based arrays are used due to hydraulic fracturing being performed in protector-type wells when the X-mass tree cavity is covered by the protector [7].

As a rule, at the final stage of hydraulic fracturing the proppant plug is compacted and a high-density cake is formed at the wellbore wall. In

addition, when the last proppant slugs are squeezed into the post-frac fracture a rubberized proppant is used to ensure better fracture propping and to avoid its structural damage in future. Therefore, due to the proppant plug being in a compacted state and at the same time containing rubberized materials the breaking of such plug and the subsequent transportation of the broken pieces to the daylight surface is associated with significant difficulties [8].

That's why running the hydrostatic bailer array in and out of the hole after the hydraulic fracturing does not always bring positive outcome – the bailer comes out empty and there's no visible descent of the tool. To avoid no-load running of the tool during bottom hole cleaning it is necessary to mill the proppant cake beforehand with the subsequent removal of the proppant with the hydrostatic bailer which increases the duration and costs of the works [9, 10].

To eliminate failures of hydrostatic bailer arrays in oil wells coiled tubing arrays are used. The use of such arrays despite their complexity and lower efficiency in oil wells compared to hydrostatic bailer arrays ensures nevertheless lower likelihood of tool jamming, allows using less process fluid, prevents loss of well-killing fluid circulation and ensures best preservation of residual permeability of the fracture.

The bottom hole cleaning operation to remove the proppant using a coiled tubing unit is usually performed in one round trip. But at the same time proppant flushing at gas and gas-condensate wells

Именно поэтому спуск-подъем компоновки с гидровакуумной желонкой после завершения гидроразрыва не всегда приносит положительный результат, желонка приходит пустой, видимого хода инструмента вниз нет. Для исключения в работах явления «холостого хода» инструмента при очистке забоя приходится предварительно разрыхлять корку проппанта фрезом с последующим извлечением проппанта гидровакуумной желонкой, а это ведет к увеличению продолжительности и стоимости работ [9, 10].

Для устранения отказов компоновок с гидровакуумной желонкой в нефтяных скважинах была применена компоновка на гибкой трубе. Применение такой компоновки, несмотря на ее сложность и более низкую эффективность в нефтяных скважинах, нежели у компоновки с гидровакуумной желонкой, обеспечивает тем не менее более низкую вероятность заклинивания инструмента, позволяет использовать меньшее количество технологической жидкости, предотвращает поглощение жидкости глушения, обеспечивает максимальное сохранение остаточной проницаемости трещины после гидравлического разрыва пласта.

Операция по очистке забоя от проппанта с помощью колтюбинговой установки, как правило, проводится за один спуско-подъем гибкой трубы. Но при этом технология вымывания проппанта на газовых и газоконденсатных скважинах отличается от технологии, применяемой для аналогичных целей на нефтяных скважинах. Данное отличие связано с возможностью газовых и газоконденсатных скважин создавать дополнительную энергию выноса за счет выхода скважины на самостоятельный режим работы после вскрытия продуктивного пласта и возбуждения скважины. Поэтому на этих скважинах вымывание проппантовой пробки проводится закачиванием в гибкую трубу азотно-воздушной смеси с пенообразующей жидкостью с помощью одной компрессорной установки типа СДА-20/251 и цементировочного агрегата.

На нефтяных скважинах использование технологии очистки забоя с помощью колтюбинговых установок проводится только после получения отрицательного результата от применения традиционных методов нормализации забоя. Причиной исключительного применения является невозможность создания в нефтяной скважине дополнительной энергии выноса и транспортировки проппанта на дневную поверхность. Для проведения операции по вымыванию проппанта требуется значительный парк компрессорной техники и налаженная его работа. В частности, дополнительным условием

Вымывание проппантовой пробки проводится закачиванием в гибкую трубу азотно-воздушной смеси с пенообразующей жидкостью с помощью одной компрессорной установки и цементировочного агрегата.

Flushing of the proppant plug is carried out by injecting a mixture of nitrogen and air with foam-forming liquid into the coiled tubing using one compressor unit and a cementing unit.

differs from the technique used for similar purposes at oil wells. This difference is due to the capability of gas and gas-condensate wells to create additional carryover energy on account of bringing the well to independent production after drilling-in and well stimulation. That is why at those wells, flushing of the proppant plug is carried out by injecting a mixture of nitrogen and air with foam-forming liquid into the coiled tubing using one SDA-20/251-type compressor unit and a cementing unit.

At oil wells, coiled tubing-assisted bottom hole cleaning is performed only after negative outcome of using conventional bottom hole cleaning techniques. The reason for its exclusive use lies in the impossibility to create additional carryover energy at the oil well and to transport the proppant to the daylight surface. Performance of the proppant flushing operation requires a large pool of compressing machinery and its smooth running. Additionally, to ensure good carryover of the proppant an uninterrupted supply of the mixture of nitrogen and air into the annular space is necessary throughout the whole process. That is why the ascending velocity of the proppant particles in the oil well is calculated based on a 1.5–2-fold excess ratio of the settling rate of the largest proppant particles and not on an equal ratio as in the case of a gas or gas-condensate well.

For example, during bottom hole cleaning in the oil well No.6614 at Urengoy field to ensure better injection rate two gas injection units were used at the same time to supply gas into the annular space and two SDA-20/251-type compressor units were used to supply the nitrogen-air mix into the coiled tubing (see Figure 1).

Нормализация забоя нефтяных скважин с колтюбинговой установкой
Bottomhole cleaning using coiled tubing

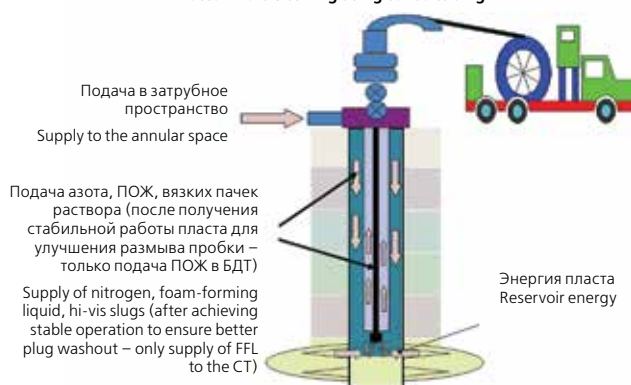


Рисунок 1 – Технологическая схема очистки забоя нефтяной скважины от проппанта с помощью компоновки с гибкой трубой

Figure 1 – Process flow diagram of coiled tubing-assisted bottom hole cleaning to remove the proppant from the well



для качественного выноса проппанта является необходимость постоянной подачи в затрубное пространство азотно-воздушной смеси в течение

всего технологического процесса. Поэтому расчет восходящей скорости частиц проппанта в нефтяной скважине проводится из соотношения полуторакратного-двукратного превышения скорости оседания наиболее крупных частиц проппанта, а не в равном соотношении, как в газовой или газоконденсатной скважине.

Например, при восстановлении забоя на нефтяной скважине № 6614 Уренгойского месторождения для создания большой производительности закачки одновременно были использованы две установки нагнетания газа для подачи газа в затрубное пространство и две компрессорные установки типа СДА-20/251 для подачи азотно-воздушной смеси в гибкую трубу (рис. 1).

При этом с помощью цементировочного агрегата осуществлялась постоянная подача пенообразующей жидкости с периодическим прокачиванием вязких пачек раствора. Весь процесс проведения работ сопровождался постоянным расхаживанием компоновки гибкой трубы в скважине для предупреждения заклинивания инструмента и повышения эффективности промывки забоя.

Также следует отметить, что при производстве работ по восстановлению забоя на нефтяных скважинах с помощью колтюбинговой установки необходимы дополнительные затраты времени и ресурсов на обвязку скважины, устройство временной факельной линии и обваловки скважины. С учетом мобилизации колтюбингового звена для очистки забоя нефтяной скважины и привлечения значительных ресурсов компрессорного парка проведение работ данным способом в настоящее время является более затратным, нежели с использованием компоновки с гидровакуумной желонкой.

Вывод. На нефтяных скважинах Уренгойского месторождения широкое применение нашли только два способа проведения работ по нормализации забоя после гидравлического разрыва пласта – с помощью компоновок, оборудованных гидровакуумными желонками, и компоновок, спускаемых на гибкой трубе с колтюбинговых установок. Причем компоновка с гибкой трубой применяется при получении отрицательного результата от проведения традиционных методов нормализации забоя.

В перспективе, с внедрением комплексов криогенных установок, применение технологии восстановления забоя с помощью колтюбинговых установок будет находить все более широкое применение на скважинах Уренгойского месторождения, тем более, если удастся решить вопрос о подвеске гидровакуумной желонки на гибкой трубе колтюбинговой установки. ☉

Meanwhile a cementing unit is used to ensure uninterrupted supply of foam-forming liquid with periodic squeezing of hi-vis slugs. The whole process is accompanied by continuous reciprocating of the coiled tubing array in the well to prevent tool jamming and to increase the efficiency of bottom hole cleaning.

It should also be noted that during coiled tubing-assisted bottom hole cleaning operations additional time and resources are required for hookup, setting up of a temporary flare line and banking. Taking into consideration the mobilization of the coiled tubing unit and the considerable resources of the compressing machinery pool, this technique at present is more costly than using a hydrostatic bailer array.

Conclusion. At the oil wells of Urengoy field only two post-frac bottom-hole cleaning techniques have become widely spread – hydrostatic bailer arrays and arrays lowered in the hole using coiled tubing. Notably coiled tubing arrays are used after the negative outcome of conventional bottom hole cleaning techniques.

In future with the introduction of cryogenic systems the use of the coiled tubing-assisted bottom hole cleaning technique will become more and more widely spread at the wells of Urengoy field and even more so if a solution is found to the issue of hanging the hydrostatic bailer onto coiled tubing. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Р.И. Вяхирев [и др.]. – М.: Недра, 1998. – 479 с.
2. Тер-Сакисов Р.М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов / Р.М. Тер-Сакисов [и др.]. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 407 с.
3. Зинченко И.А. Применение гидроразрыва пласта для интенсификации притока на газоконденсатных скважинах Ямбургского месторождения и перспективы применения метода в процессе дальнейшего освоения залежей / И.А. Зинченко [и др.]. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 118 с.
4. Дмитрук В.В. Особенности очистки забоев скважин после гидроразрыва пласта от проппантовых пробок / В.В. Дмитрук [и др.]. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2012. – № 3. – С. 47–52.
5. Амиров А.Д. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин / А.Д. Амиров [и др.]. – М.: Недра, 1975. – 344 с.
6. Гейхман М.Г. Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли / М.Г. Гейхман [и др.] // Обз. информ. Сер.: Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 112 с.
7. Патент 2306412 РФ. Е 21 В 43/26. Способ гидравлического разрыва пласта газовой скважины / А.В. Кустышев [и др.]. Патент России № 2005140129. Заяв. 21.12.05; Опубл. 20.09.07. Бюл. № 26.
8. Обиднов В.Б. Особенности удаления проппантовой пробки после завершения гидравлического разрыва пласта в газоконденсатной скважине / В.Б. Обиднов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2009. – № 2. – С. 48–51.
9. Кустышев А.В. Справочная книга по аварийно-восстановительным работам в нефтяных и газовых скважинах / А.В. Кустышев [и др.] (под ред. Г.П. Зозули). – Тюмень: Вектор Бук, 2011. – 464 с.
10. Кустышев А.В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспло», 2010. – 255 с.

МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА: УСПЕХИ И ПРОБЛЕМЫ

С.И. АЛЕКСАНДРОВ, В.А. МИШИН, Д.И. БУРОВ

Рост мирового спроса на энергоресурсы побуждает нефтегазодобывающие компании применять вторичные методы добычи с увеличением нефтеотдачи пластов, в частности, интенсификацию добычи методом гидроразрыва пласта (ГРП). Эффективность стимуляции напрямую зависит от качества выполнения EOR-операций, от соответствия фактической геометрии трещинной зоны и достигнутого фильтрационного режима модельным параметрам, запланированным по дизайну ГРП. Поэтому не возникает сомнений, что такие «агрессивные» методы воздействия на коллектор, как операции ГРП, должны обязательно сопровождаться процедурами контроля – мониторингом.

В соответствии с проблемами, с которыми наиболее часто сталкиваются нефтяники при проведении ГРП, следует отметить следующие актуальные задачи, стоящие перед мониторингом:

- обнаружение несоответствия дизайна ГРП фактической геометрии и размерам трещинной зоны, в том числе асимметрия разрыва;
- прогноз негативных сценариев распространения трещин за пределы целевого пласта (например, в область соседних водонасыщенных горизонтов);
- выявление причин преждевременных аварийных остановок закачки («стопов»);
- контроль фильтрационных свойств трещины in situ;
- получение данных для оперативной коррекции дизайна последующих операций при многостадийном ГРП;
- возможность динамической 3D-визуализации процессов образования и развития трещинной зоны ГРП в реальном времени;
- диагностика качества операции ГРП.

О МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Из опыта нефтегазовых сервисных компаний, разрабатывающих технологии контроля качества ГРП, в настоящее время наиболее успешно эта задача решается с помощью микросейсмического мониторинга. В нефтегазовой индустрии она успешно применяется более 20 лет, позволяя получать данные для оперативной коррекции дизайна ГРП, минимизировать риски и оптимизировать увеличение отбора углеводородов при вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов. Первые успешные работы в России на основе применения скважинного пассивного сейсмического мониторинга были выполнены ОАО «ЦГЭ» в 2006–2007 годах при ГРП ачимовских слоев на Малобалыкском и Омбинском месторождениях ОАО «Роснефть» в Западной

Сибири, а также в Казахстане на месторождении «Узень» АО НК «КазМунайГаз». В последние годы наибольшее распространение получили работы по технологии наземных наблюдений, выполняемые в больших объемах ООО «Газпром георесурс» и ООО «Викосейс» на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

Микросейсмика позволяет определять геометрию гидроразрыва пласта на достаточно больших расстояниях от места наблюдения (в скважинах или на поверхности), а также получать диагностические 3D-изображения в процессе образования и развития разрыва. Этим она существенно отличается от акустических методов, например, кросс-дипольного каротажа, применяемых для оценки азимута разрыва вблизи ствола скважины ГРП. Микросейсмические технологии обладают определенными преимуществами, заключающимися в более высокой надежности определения большинства геометрических параметров. Поэтому работы по технологии микросейсмического мониторинга ГРП являются актуальными.

Суть микросейсмического мониторинга заключается в регистрации сейсмомиссионных процессов, сопровождающих образование трещинной зоны ГРП. На рис. 1 приведена основная схема и результаты наблюдений по технологии скважинного мониторинга. Здесь показана скважина, в которой осуществляется ГРП, и соседняя скважина, в которой производятся непрерывные наблюдения при выполнении операции ГРП. Для наблюдений применяются стандартные трехкомпонентные многоточечные цифровые зонды с управляемым прижимом или зонды с перманентным размещением в скважине (иногда применяется технология наблюдений непосредственно в скважине ГРП при помощи специального малоканального оборудования, однако в настоящее время она пока не предоставляет достаточно полных результатов и здесь не рассматривается). На иллюстрации также показаны зарегистрированные при разрыве пласта сейсмомиссионные источники и определенная по ним плоскость разрыва, а также вызванное его образованием поле аномальных по интенсивности стрессов.

На рис. 2 показан результат микросейсмического мониторинга ГРП при «стопе». В данном случае при проведении основного ГРП на стадии продавки был получен резкий рост устьевого давления, приведший к автоматической остановке насосов. Всего было продавлено 40% жидкости и около 60% проппанта из запланированных по программе объемов. Как

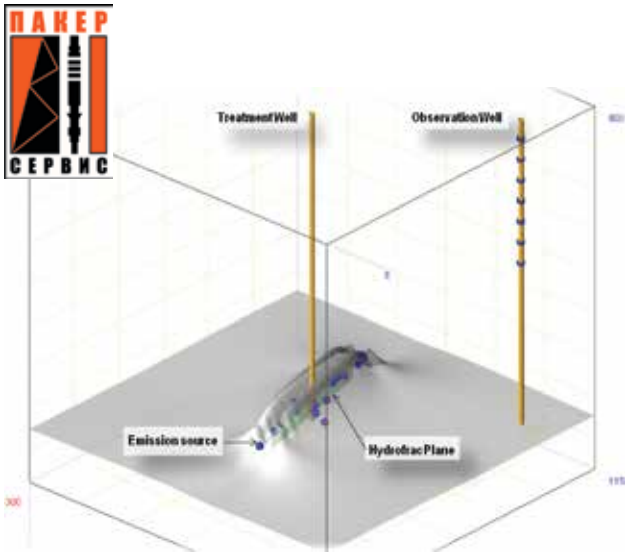


Рисунок 1 – Схема наблюдений скважинного микросейсмического мониторинга ГРП. Показаны нагнетательная и наблюдательная скважины, зарегистрированные при разрыве пласта сейсмический источники и определенная плоскость разрыва, а также вызванные его образованием аномальные по интенсивности стрессы (серым цветом)

видно, при мониторинге проявляется сразу несколько аномальных особенностей: сильный асимметричный «выброс» эмиссионной активности в районе кровли пласта при остановке общего роста трещины в длину, рост по высоте, а также проникновение в нижележащий водонасыщенный слой. Основной причиной преждевременной остановки закачки явился прорыв трещины ГРП в выше- и нижележащие пропластки с неконтролируемым ее ростом по высоте, что в свою очередь привело к резкому сужению гидравлической ширины трещины в прискважинной зоне пласта и невозможности дальнейшей транспортировки пропанта в трещину. Характер сейсмический активности указывает на то, что нижняя часть трещины оказалась преждевременно упакована («забита» пропантом), а верхняя – открыта, куда и устремился основной поток материалов. Очевидно, что размещение пропанта вне продуктивной зоны при росте трещины, а также его недокачка из-за преждевременной остановки снижают продуктивность гидроразрыва. Одной из основных причин возникновения «стопов» является недостаточно качественное вторичное вскрытие продуктивного пласта, особенно распространенное при «агрессивном» дизайне ГРП. Количество подобных осложнений при проведении ГРП составляет до 12–15%. Кроме того, предварительно выполняемый мини-ГРП позволяет получить достоверную информацию лишь о небольшом участке пласта, вскрытого трещиной, поэтому в водонефтяных зонах риск возникновения гидравлической связи трещины с водонасыщенными горизонтами (в рассматриваемом случае – подстилающими целевой пласт) остается достаточно высоким, что при отсутствии должного контроля при вскрытии большего интервала «вслепую» может привести к росту обводненности продукции.

На рис. 3 приведены результаты реконструкции тензора проницаемости трещины ГРП (для наглядности реконструкция была выполнена в тех

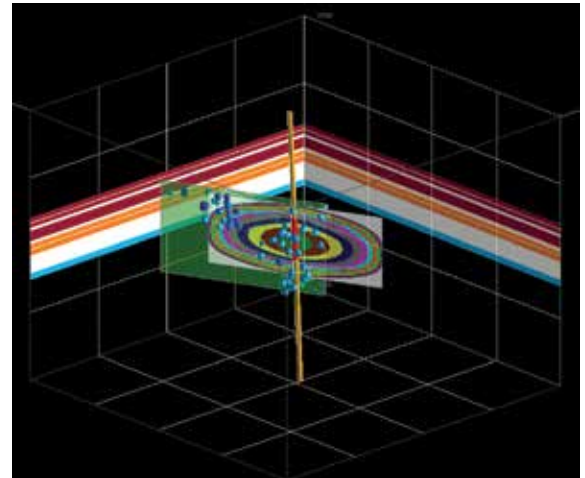


Рисунок 2 – Результат микросейсмического мониторинга ГРП при «столе», демонстрирующий размещение пропанта вне продуктивной зоны и неконтролируемый рост трещины по высоте (на гранях куба отмечены нефтяные коллекторы и подстилающий водонасыщенный пласт, в центре – скважина и интервал ее перфорации, а также геометрия трещины по дизайну и фактическая плоскость трещины)

точках, в которых были зарегистрированы наиболее интенсивные сейсмический события). Определение параметров фильтрационного режима in situ наряду с контролем качества выполненной операции ГРП являются основными факторами привлекательности данной технологии для нефтяников.

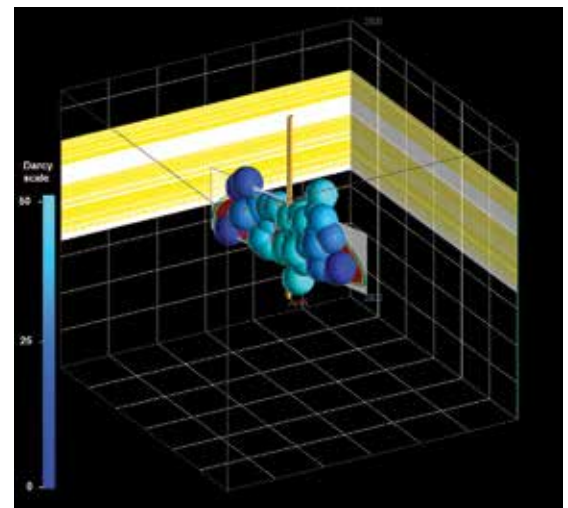


Рисунок 3 – Реконструкция тензора проницаемости трещины ГРП (слева показана шкала проницаемости в ед. Дарси; на гранях куба желтым цветом показаны газовые коллекторы)

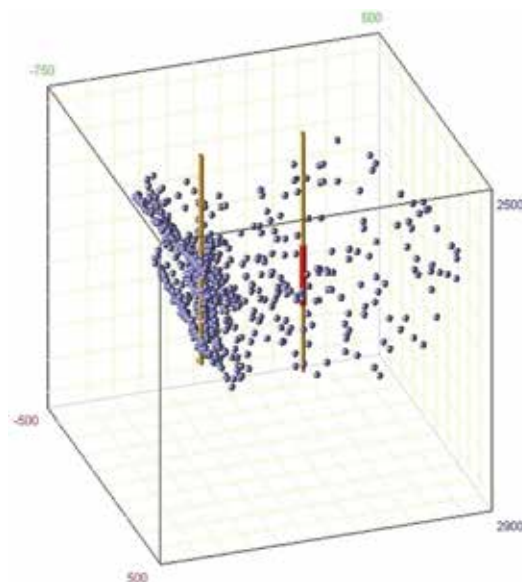
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ СКВАЖИННОГО МОНИТОРИНГА ГРП

Следует отметить, что при выполнении микросейсмического мониторинга существуют многочисленные проблемы. На рис. 4 проиллюстрирована одна из таких проблем, возникшая при наблюдении в скважине из старого фонда. Она имела высокий газовый фактор, плохое качество цементирования, высокий уровень вибрации буровой колонны и, как следствие, плохие условия приема сейсмических колебаний. Кроме того, в данной скважине ранее производилась серия ГРП и в результате наблюдались заколонные перетоки и

«шумовой рой» ложных источников в окрестности зоны ГРП.

При планировании работ по технологии скважинного микросейсмического мониторинга ГРП предварительно следует оценить следующие факторы:

- Наличие больших дистанций между зоной ГРП и интервалом регистрации в выделенных наблюдательных скважинах-кандидатах, а также малых дистанций между устьями скважин – наблюдательной и ГРП.
- Высокий уровень вибрации обсадной колонны. Неблагоприятные условия приема приводят к возникновению резонансных явлений на горизонтальных сейсмоприемниках зонда (особенно на компоненте, поперечной по отношению к прижимному рычагу приемного модуля). Для слабых микросейсмических сигналов это приводит к существенному искажению азимутов эмиссионных событий и, как следствие, к погрешностям в определении горизонтальных размеров трещинной зоны (из-за «размазывания» роя зарегистрированных микросейсмических источников). Иногда этот негативный фактор вынуждает использовать несколько наблюдательных скважин вместо одиночной, что вызывает удорожание работ.
- Использование в качестве наблюдательных скважин из старого фонда. Условия установки зонда и приема сейсмических колебаний в таких скважинах обычно неблагоприятные. Кроме того, в случае наблюдений в эксплуатационных скважинах или в скважинах, где ранее проводился ГРП, расстояние по сейсмическим лучам обычно существенно больше расстояния по пласту из-за необходимости размещения зонда выше целевого пласта и может достигать более 1 км. В этом случае для локализации глубинных микросейсмических источников необходимо применение специальных методов, обладающих достаточной разрешающей способностью на больших дистанциях.
- Наличие работающих интервалов в наблюдательной скважине. В этих случаях необходимо изолирование работающих интервалов в наблюдательной скважине при помощи установки отсекающего пакера.
- Шумы в соседних скважинах. Необходима приостановка бурения скважин и других шумных работ в окрестности объекта ГРП. Ненадлежащее выполнение этого условия может привести к серьезному осложнению интерпретации данных ПСМ, так как изучаемая область может быть сильно маскирована техногенными помехами, например, трубными волнами, вторичными шумовыми источниками, интенсивными гармоническими и другими помехами.
- Влияние между устьями наблюдательной скважины и скважины ГРП. Для ослабления фона помех, связанного с работой тяжелой техники на устье нагнетательной скважины ГРП, необходимо в качестве наблюдательной выбирать скважину, пробуренную из другого куста (если применяется технология кустового бурения). ●





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

Наши основные услуги:

- гарантийное и
послегарантийное
обслуживание
оборудования;
- поставка оригинальных
запасных частей, а также
импортной комплектации;
- поставка безмуфтовых
длинномерных труб;
- обучение специалистов
Заказчика основам
эксплуатации
оборудования;
- проведение капитальных
ремонтов и модернизации
оборудования первых лет
выпуска.



www.mashoil.ru

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

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ.

Геоакустика и волновые технологии – пути решения проблем межколонных давлений (МКД)

RISK MANAGEMENT.

Geoacoustics and Wave Technologies – Solutions to Intercasing Pressure-Related Problems (ICP)

С.С. НОВИКОВ, генеральный директор ООО ПКФ «Недра-С»
Sergey NOVIKOV, Director General, Nedra-S

Геологические условия, технологические ошибки и просчеты, появление трещин в цементном камне кольцевого пространства во время эксплуатации скважины и ряд других факторов приводят к появлению межколонных давлений (МКД).

Современные технологии и материалы позволяют в достаточной мере ликвидировать МКД, но далеко не во всех скважинах и не всегда успешно. Большой процент скважин подлежит ликвидации в связи с невозможностью ликвидировать МКД с устья скважины. Перфорация обсадной колонны и установка цементного моста под давлением с последующим разбуриванием моста также не всегда эффективна.

Не секрет, что нефтегазодобывающее производство на всех этапах связано с опасностью для экологии окружающей среды. В настоящее время очень большое внимание уделяется диагностике технического состояния скважины и скважинного оборудования. Недостаточное внимание к диагностике приводит в дальнейшем к увеличению сроков устранения выявленных дефектов и, соответственно, удорожанию работ или к ликвидации скважины.

Температурные колебания, опрессовка колонн, спуско-подъемные операции и роторное бурение воздействуют на колонну, пусть незначительно, но этого достаточно для начала процесса трещинообразования в цементном кольце. Появление микродефектов в цементном камне против «башмаков» колонн происходит уже на этапе строительства скважины. Проведя анализ результатов **трехкомпонентного геоакустического каротажа (ТК ГАК)** с целью определения источника межколонных давлений и межпластовых перетоков, мы пришли к выводу, что даже в скважинах с хорошими показателями акустического (АКЦ) и температурного (ОЦК) каротажа сцепления цементного камня с колонной неизбежно появляется МКД.



Geological conditions, technological errors and miscalculation, cracking in the cement stone of the annular space during well operation and a number of other factors cause intercase pressure (ICP).

Modern technologies and materials allows to adequate eliminate ICP but by far not in all

wells and not always successfully. A large percentage of wells is abandoned due to the failure to eliminate ICP at the well-head. Perforation of the intermediate casing and placing of a pressurized cement plug with subsequent drilling out is not always effective either.

It is no secret that oil and gas production at all stages poses threats to the environment. A lot of attention at present is given to the diagnostics of the technical condition of the well and the well equipment. Inadequate focus on diagnostics in future can lead to prolonged elimination of identified flaws and increased costs of operation or abandonment of the well.

Temperature fluctuations, casing pressure testing, round-trip operations and rotary drilling produce an impact on the casing which, though insignificant, is still sufficient to initiate cracking in the cement sheath. Microflaws in the cement stone against the casing shoes start appearing as early as during well construction. After analyzing the results of **three-component geoacoustic logging (TCGL)** to identify the source of intercase pressure and cross flows, we've come to the conclusion that ICP inevitably appears even in wells with good sonic and temperature values of cement bond logging.

TCGL is based on registering geoacoustic fluctuations in the 100–5000 Hz frequency range using three orthogonally placed sensors which allows detecting seal failure in the casing (Figure 1), cross flows between beds (Figure 2), between casings (Figure 3) and intraformational cross flows (Figure 4) without pulling the production tubing out of the cased borehole.

Detection of cross flows, identification of sources of intercase pressure along with separation of fluid by phase and percentage-wise separation of vertical

Метод ТК ГАК основан на записи геоакустических колебаний в полосе частот 100–5000 гц тремя ортогонально расположенными датчиками, что позволяет определять негерметичности колонн (рис. 1), межпластовые (рис. 2), межколонные (рис. 3) и внутрипластовые перетоки (рис. 4) без извлечения насосно-компрессорных труб (НКТ) в обсаженном стволе скважины.

Определение наличия перетоков, источника межколонного давления с разделением флюида по фазам и с разделением в процентном отношении вертикального движения флюида по векторам, является для нас приоритетной задачей.

Отличительная особенность метода – это зона охвата регистрации показаний от оси скважины (в теории 100 м, на практике не менее 10 м). Примером тому служит определение техногенного скопления углеводородов в аварийном стволе скважины. Расстояние между аварийным и вновь пробуренным стволами – 10 м, что наглядно подтверждает вышеуказанные параметры (рис. 5). Для сравнения, приборы с радиоактивным источником имеют радиус измерения 300 мм.

ВОЛНОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ

Метод базируется на акустическом воздействии на продуктивные пласты волновой энергией, основанной на создании так называемой волны Рэлея устьевым генератором упругих волн. Передача волны Рэлея по непрерывному потоку жидкости при любых низких ее уровнях

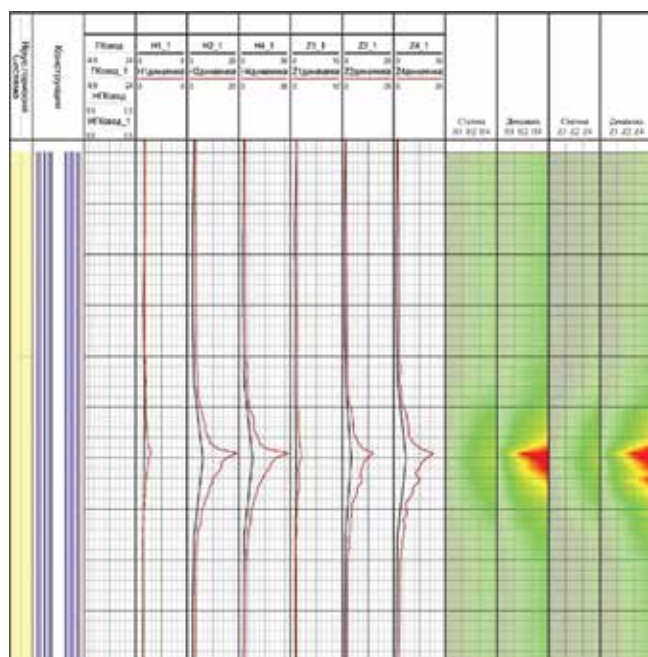


Рисунок 1 – Негерметичность колонны
Figure 1 – Seal failure in the casing

fluid flow by vector is our top priority.

The distinctive feature of the method is the coverage area of recording of readings from the borehole

Таблица 1 – Технические характеристики приборов ТК ГАК
Table 1 – Technical characteristics of TCGL tools

Наименование прибора Description of the tool	Температура, °C Temperature, °C	Давление, МПа Pressure, MPa	Габариты, диаметр/длина, мм Size diameter/length, mm	Агрессивная среда H ₂ S Aggressive medium H ₂ S
ВИ 4006 VI 4006	125	70	48/1269	>28%
ВИ4006А VI 4006А	125	70	32/700; 41/1269	>28%
ВИ4006 с сосудом «Дюар» VI 4006 with a Dewar flask	180	200	85/1950	>28%

axis (100 m in theory, but not less than 10 m in practice). Detection of man-caused accumulation of hydrocarbons in the emergency well bore is one such example. The distance between the emergency and newly drilled holes is 10 m which confirms the above-stated parameters (Figure 5) For reference, tools with a radioactive source have a measuring radius of 300 mm.

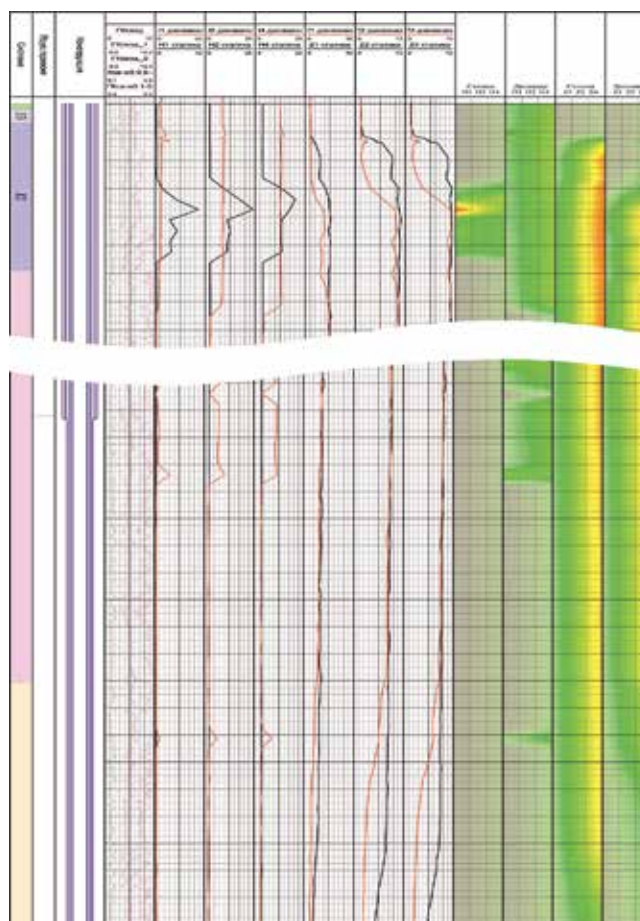


Рисунок 2 – Межпластовый переток
Figure 2 – Cross flow between beds

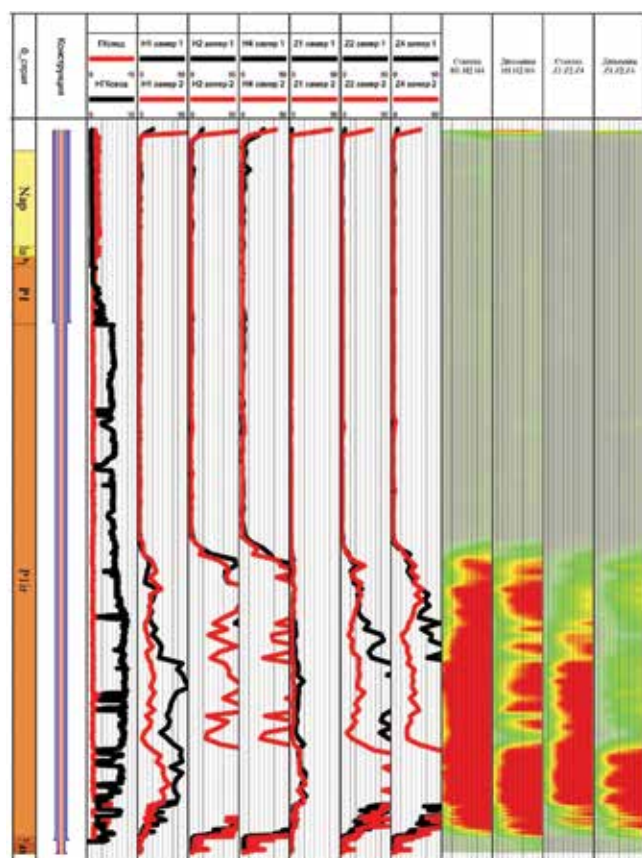
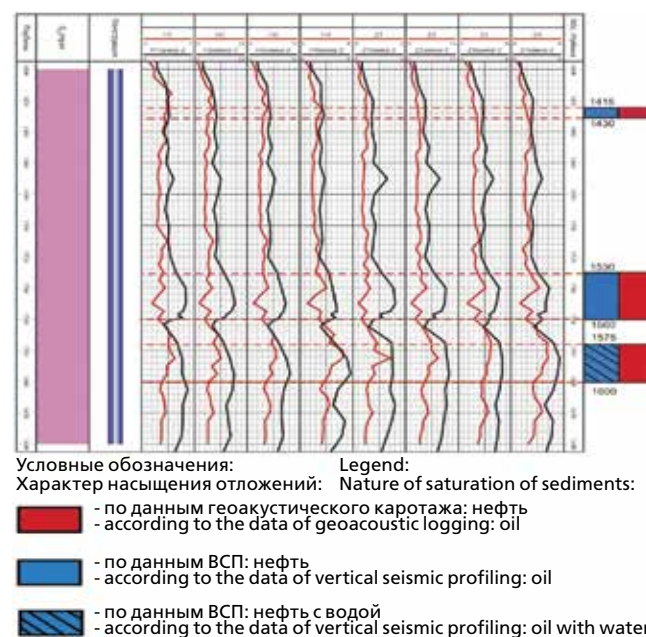


Рисунок 3 – Межколонный переток
Figure 3 – Cross flow between casings

в скважине в продуктивный пласт позволяет расколматировать прискважинную зону пласта-коллектора и тем самым устранить препятствие выхода флюида из пласта. Генератор упругих волн, смонтированный на устье скважины, по волноводу, которым является НКТ (рис. 6), заполненная технологической жидкостью, посылает упругую волну на обрабатываемый участок продуктивной толщи. Генерируемая волна трансформируется на продольные, поперечные и поверхностные волны с энергией 5–1500 Дж и частотой 0.5–80 Гц, проходит по волноводу, разворачивается на отражателе и попадает в пласт. Хорошее акустическое согласование жидкостного волновода с породой способствует высокому коэффициенту полезного воздействия на обрабатываемые отложения. Под воздействием высокого импульсного давления технологический раствор проникает в естественные трещины, расширяет их, создает новые в соответствии с природой усталостного трещинообразования (рис. 6). К преимуществам метода воздействия силовыми волнами можно отнести следующее:

- простоту оборудования;
- несложность монтажа из-за размещения оборудования на устье скважины;
- противofонтанную безопасность (оборудование можно монтировать на ПВО)



Условные обозначения: Legend:
 Характер насыщения отложений: Nature of saturation of sediments:
 - по данным геоакустического каротажа: нефть
 - according to the data of geoacoustic logging: oil
 - по данным ВСП: нефть
 - according to the data of vertical seismic profiling: oil
 - по данным ВСП: нефть с водой
 - according to the data of vertical seismic profiling: oil with water

Рисунок 4 – Внутривластовый переток
Figure 4 – Intraformational cross flow

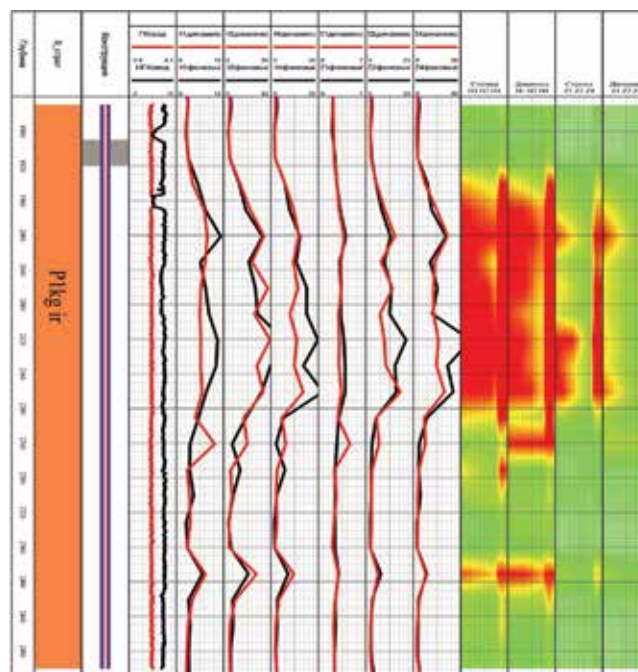


Рисунок 5 – Техногенное скопление углеводородов
Figure 5 – Man-caused accumulation of hydrocarbons

WAVE TECHNOLOGY

The method relies on the acoustic influence on production formations with wave energy based on a so-called Rayleigh wave created by a wellhead generator of elastic waves. The transmission of the Rayleigh wave via a continuous flow of the fluid at a however low level in the well into the productive formation allows to colmatage the wellbore zone of the reservoir formation and by doing so to eliminate the obstacle that prevents the fluid from coming out of the formation. The generator of elastic waves mounted at the wellhead via a wave duct – the production



или на перфорационную задвижку);

- увеличение приемистости и улучшение свойств коллекторов в несколько раз, что приводит к увеличению дебитов флюидов;
- возможность ввода скважины в эксплуатацию сразу после обработки пласта, не извлекая отражатель;
- равномерную обработку волнами всего коллектора, а при работах по интенсификации притока кислотами и т.д. – их проникновение во все участки интервала перфорации (в отличие от гидроразрыва);
- очистку внутренней поверхности НКТ волнами Рэлея во время обработки;
- как сопутствующий фактор, в результате этого хорошее прохождение приборов ГИС для контроля за разработкой месторождений;
- отсутствие высоких давлений в скважине и нежелательных побочных явлений;
- возможность расширить контур питания скважин за счет увеличения проницаемости коллектора и улучшить фильтрационную способность нефти;
- в результате вибровоздействия в работу включаются все пропластки, находящиеся в интервале перфорации.

tubing (Figure 6) filled with process fluid – sends the elastic wave to the treated section of the pay horizon. The generated wave transform into longitudinal, transversal and surface waves with the energy of 5–1500 J and the frequency of 0.5–80 Hz, passes through the wave duct, diverts in the flow-diverting device and ends up in the formation. Adequate acoustic matching of the fluidic wave duct with the formation contributes to the efficient impact on the deposit under treatment. Under the impact of high impulsive pressure the process medium penetrates into natural fractures, extends them and creates new ones according to the nature of fatigue fracturing (Figure 6). The advantages of the method of force waves can include:

- simplicity of equipment;
- easy installation due to the mounting of the equipment at the wellhead;
- blowout safety (equipment can be mounted on the blowout preventers or on the perforation ram);
- increase of the intake capacity and improvement of the reservoir characteristics several-fold, which leads to increased production rate;
- possibility to bring in the well immediately after formation treatment without recovering the diverting device;

Таблица 2 – Изменение приемистости и суточной добычи нефти в скважинах, в которых проводились работы УГСВ-3

Table 2 – Changes in the intake capacity and daily oil production rates in the wells where UGSV-3 operations (wellhead generator of force waves) were performed

№ скв. Well No.	Дебит до проведения УГСВ-3 общий, м³ Flow rate before UGSV-3 total, m³	Вода, нефть % Water oil %	В том числе нефть, м³ Including oil, m³	Приемистость до проведения УГСВ-3/и после м³/сут Intake capacity before and after UGSV-3, m³/day	Дебит после проведения УГСВ-3 (декабрь 2004 г.) м³ Flow rate after UGSV-3 (December 2004), m³	Вода, нефть, % Water oil, %	В том числе нефть, м³ Including oil, m³	Дебит после проведения УГСВ-3 (май 2005 г.) м³ Flow rate after UGSV-3 (May 2005), m³	Вода, нефть % Water oil, %	В том числе нефть, м³ Including oil, m³
17	6.6	17/83	5.4	240/560	15.4	61/39	6.0	48	73/21	10.0
41	Скважина не работала Well not in operation			65/324	11	62/38	4.2	Данных нет, затоплена площадка Data not available, flooded site		
210	3.9	42/58	2.2	288/360	14.5	57/43	6.2	15	48/52	7.8
232	7.5	53/47	3.5	720/поглощение 720/ absorption	11	65/35	3.8	30	87/13	3.9
20*	11	37/63	6.9		19	6/94	17.9	41	25/75	31
			23.9				38.1			52.7

* Увеличение дебита на скважине № 20 в результате интерференции после проведения УГСВ-3 на скважине № 17 (расстояние между скважинами – 500 м).

* Flow rate increased in the well No. 20 as a result of interference caused by UGSV-3 operations in the well No. 17 (distance between the wells is 500 m)

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ

Наиболее часто применяемый метод цементирования обсадных и эксплуатационных колонн – подъем цемента за колонной до устья. Но этот метод не дает стопроцентную гарантию

- uniform wave treatment of all the reservoir and – in case of acid stimulation operations – penetration of the waves into all sections of the perforation interval (as opposed to hydraulic fracturing);
- cleaning of the inner surface of the tubing using Rayleigh waves during treatment;

защиты от МКД. В процессе эксплуатации скважины под действием колебаний температуры и давления в цементной крепи начинают образовываться микротрещины, и этот процесс имеет прогрессирующую тенденцию. Дополнительным фактором, ведущим к появлению межколонных давлений (МКД), является плохое сцепление на границах колонна – цемент и цемент – стенка скважины.

Предлагается метод предупреждения появления МКД. Данный метод включает в себя следующее:

- крепление скважины путем прямой циркуляции с доходом тампонажного раствора выше башмака колонны из расчета $P_{пл.ст.} < P_{ж-ти\ кольц.\ простр.}$ ($\rho_{р-ра} = \text{до } 2,5 \text{ г/см}^3$) (рис. 7);
- уплотнение тампонажного раствора с применением устьевого генератора силовых волн (УГСВ-3), который монтируется на цементировочной головке и запускается в работу на 15–20 минут после достижения продавочной пробкой положения «стоп» (рис. 8). Упругие волны, созданные генератором, по волноводу (волноводом в данном случае является обсадная колонна и находящийся в ней продавочный раствор) распространяются на колонну, передаются тампонажному раствору (по типу вибратора, применяемого в строительстве для уплотнения бетона), при этом происходит усадка и уплотнение тампонажного раствора. Данная операция приводит к более качественному заполнению кольцевого пространства и сцеплению на границах колонна – тампонажный раствор и тампонажный раствор – стенка скважины;
- сразу после окончания периода ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) и оборудования устья скважины производится заполнение кольцевого пространства, свободного от тампонажного раствора вязкопластичным агентом на основе углеводородов (ВЧН) методом замещения ($\rho_{буфр-ра} < \rho_{р-ра\ ВЧН}$). Этот процесс проводится до достижения полного замещения буферного раствора на ВЧН (рис. 9).

Появление растрескивания в тампонажной крепи, а также возможные пропуски в резьбовых соединениях колонны в данном случае будут заполняться баритом и хризотилowym волокном, являющимися составной частью ВЧНа (рис. 10).

Контроль за размещением ВЧН над цементным камнем производится ТК ГАК (рис. 11), его запись является также фоновой с целью дальнейшего контроля за состоянием геосреды в скважине и заколонных пространствах. В скважине с наличием МКД проводится комплекс ГИРС с применением ТК ГАК и магнитоимпульсного

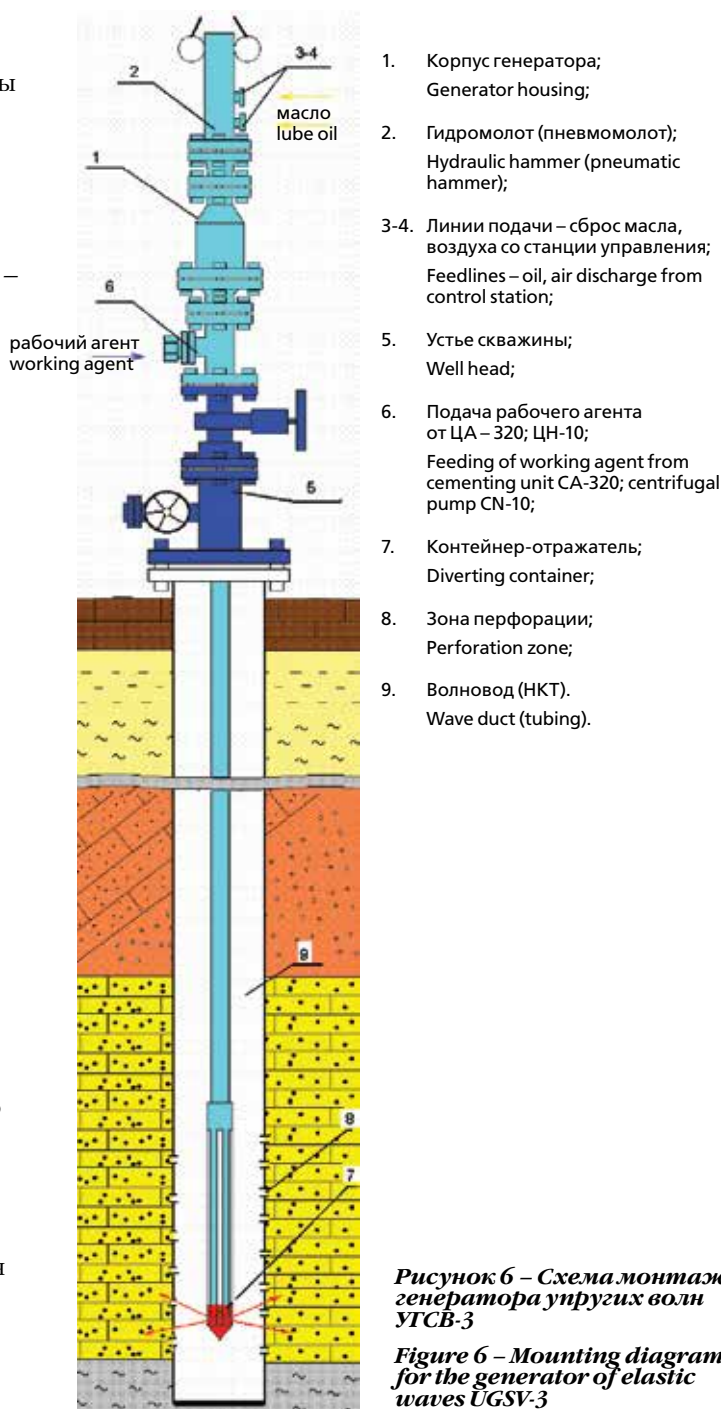


Рисунок 6 – Схема монтажа генератора упругих волн УГСВ-3

Figure 6 – Mounting diagram for the generator of elastic waves UGSV-3

- as a contributing factor, good passage of geophysical well logging tools for field management purposes;
- lack of high pressure in the well and undesirable side effects;
- possibility to expand the external boundary by increasing the reservoir permeability and to improve the filterability of oil;
- as a result of the vibration effect all interlayers in the perforation interval are engaged.

PREVENTION AND ELIMINATION OF INTERCASING PRESSURE

Placement of cement behind the casing up to the wellhead is most frequently used method of

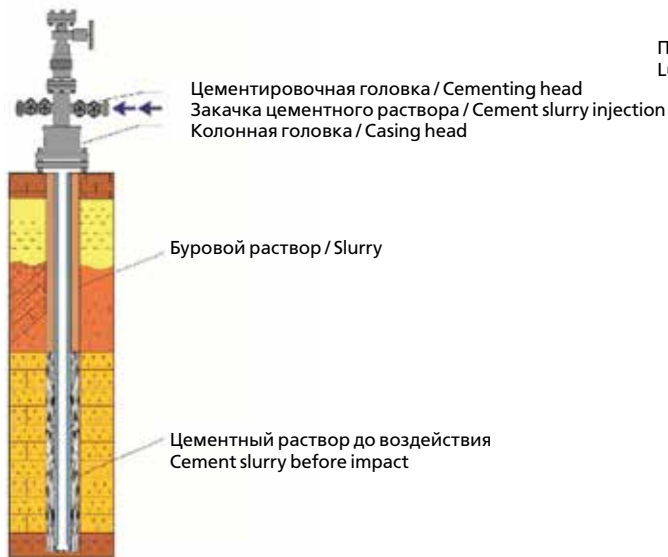


Рисунок 7 – Состояние заколонного пространства до воздействия

Figure 7 – Condition of the borehole annulus before the action

дефектоскопа (МИД-НМ), позволяющий определить техническое состояние колонн и найти источник МКД. По результатам ГИРС принимается решение о методе ликвидации МКД. На сегодняшний день существуют три эффективных метода ликвидации МКД:

- метод замещения с применением волновой технологии УГСВ-1 и ВСН, не имеющего в своем составе коррозионно-активных компонентов, при условии достаточно свободного от цементного камня интервала в кольцевом пространстве;
- метод закачки «в лоб» в межколонное пространство, при условии хорошей приемистости, с давлениями, не превышающими предельно допустимые

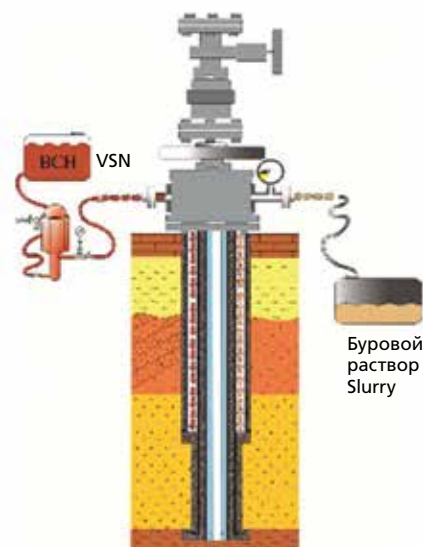


Рисунок 9 – Замещение буферного раствора на ВСН

Figure 9 – Replacement of buffer with VSN

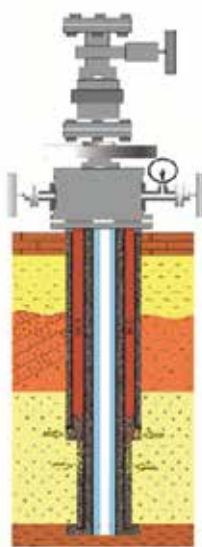


Рисунок 10 – Кольматация трещин

Figure 10 – Clogging of cracks

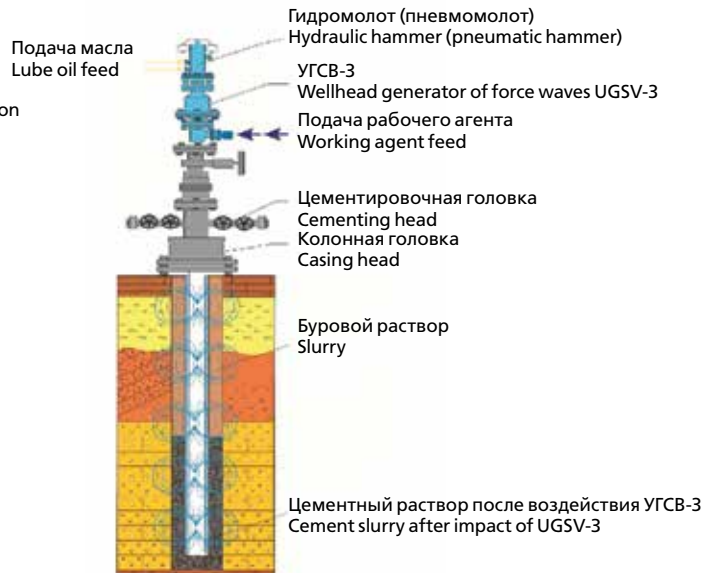


Рисунок 8 – Волновое воздействие на тампонажный раствор

Figure 8 – Wave action on cement slurry

cementing intermediate casings and production strings. But this method does not ensure complete protection against intercasing pressure. During the operation of the well under temperature fluctuations and pressure in the cementing, microfissures are formed and this process can progress. An additional factor causing intercasing pressure (ICP) is lack of bond at the boundaries between the casing and the cement and between the cement and the wellbore wall.

We propose the following method to prevent ICP which includes:

- cementing by means of direct circulation with the cement slurry yield above the casing shoe based on $P_{form.} < P_{stat. fluid column ann. space}$ ($\rho_{slurry} = \text{up to } 2.5 \text{ g/cm}^3$) (Figure 7);



- puddling of the cement slurry using the wellhead generator of force waves (UGSV-3) which is mounted on the cementing head and is put into operation for 15 to 20 minutes after the top cementing plug reaches the position 'stop' (Figure 8). The elastic waves created by the generator via the wave duct – which in this case is the intermediate casing and the displacement mud inside it – spread into the casing and are transferred to the cement slurry (similar to a vibrator used in construction for compaction of concrete); at the same time shrinkage and puddling of cement slurry occurs. This operation ensures better filling of the annular space and bonding at the boundaries between the casing and the cement slurry and between the cement slurry and the wellbore wall;

- immediately after waiting on cement (WOC) and wellhead equipment, the annular space free from the cement slurry is filled with a hydrocarbon-based viscoplastic agent (VSN) using a substitution method ($\rho_{buffer} < \rho_{VSN solution}$).

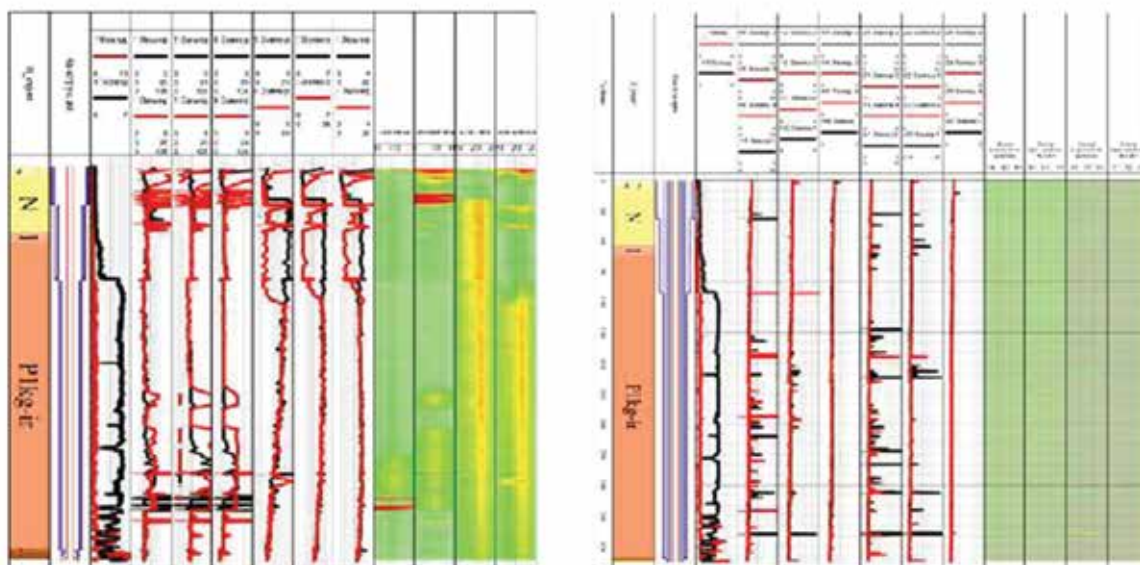
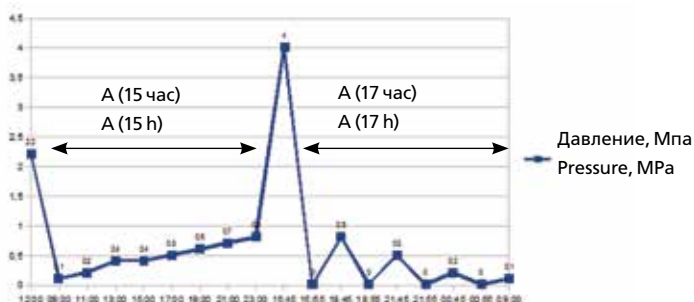


Рисунок 11 – Контроль за доходом ВСН при помощи ТКТАК

Figure 11 – Control over VSN yield using TCGL



X1 – давление до начала работ по ликвидации МКД
X2 – искусственное рабочее давление в процессе закачек
A – Запись КВД (естественный рост давления)
B – Запись КВД (ступенчатое стравливание)
Первоначальное давление в скважине составило 2,2 МПа.

X1 – pressure before starting the operations to eliminate ICP
X2 – artificial working pressure during injection
A – Logging of pressure build-up (natural pressure buildup)
B – Logging of pressure build-up (stepped bleeding)
Initial pressure in the well was 2.2 MPa.

Рисунок 12 – График изменения давления в процессе закачки спецсостава до волновой обработки УГТВ

Figure 12 – Pressure curve during the injection of special solution before wave processing UGTV

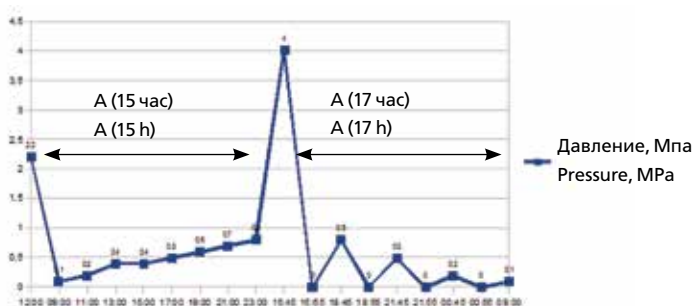


Рисунок 13 – График изменения давления после применения волновой обработки УГТВ в процессе закачки спецсостава

Figure 13 – Pressure curve after wave processing UGTV during the injection of special solution

для каждой колонны, отверждающего вязкопластичного агента, не имеющего в своем составе коррозионно-активных компонентов;

- метод закачки «в лоб» в межколонное пространство, при условии сверхнизкой приемистости ($MKP < 0,1 \text{ м}^3/(\text{час} \cdot \text{МПа})$), т.е. менее $2,4 \text{ м}^3$ в сутки при 10 МПа или менее $0,24 \text{ м}^3$ в сутки при 100 атм) с давлениями, не превышающими предельно

This process is continued until VSN completely replaces the buffer (Figure 9).

Cracks in the cement slurry and possible gaps in the threaded connections in this case will be filled with barite and chrysotile fibre that are part of VSN (Figure 10).

Control over the placement of VSN on the cement stone is performed via TCGL (Figure 11) with background logging to ensure subsequent control over the condition of the geological environment in the well and the bore-hole annulus. Wireline logging and operations using TCGL and a magnetic pulse detector (MID-NM) are carried out in the well with ICP which allows determining the technical condition of the casing and finding the source of ICP. Based on the results of the wireline logging and operations in the well a method of ICP elimination decided on. At present there are three efficient methods to eliminate ICP:

- substitution method using the wave technology UGTV-1 and VSN which does not contain highly corrosive components provided that the interval in the annular space is sufficiently free from



допустимые для каждой колонны не отверждающего вязкопластичного агента. При этом методе производится постоянная поддержка противодавления в межколонном пространстве (МКП) оборудованием, которое будет связано с колонной головкой и управляться дистанционно. Предлагаемая технология искусственно создает репрессию, поддерживает постоянное давление в МКП, которое компенсирует недостаток гидростатики среды в межколонном пространстве. Одновременно происходит доставка герметизирующего вязкопластичного агента к дефектам межколонной и заколонной крепи и к негерметичным участкам обсадных и эксплуатационных колонн, постоянно закупоривая и изолируя вновь и вновь образующиеся микрозазоры в резьбовых соединениях колонн, поверхности которых находятся в постоянных микроподвижках, возникающих из-за термобарического и вибрационного воздействия.

ООО «ПКФ «Недра-С» обладает штатом квалифицированных специалистов, имеющих значительный опыт работы с новейшим высокотехнологичным оборудованием и методиками в различных горно-геологических условиях в том числе, на месторождениях с высоким содержанием сероводорода и месторождении им. Ю. Корчагина, расположенного в шельфовой части Каспийского моря.

Таким образом, вышеприведенные решения задач определения межпластовых перетоков, определения источников МКД, и их ликвидация, на сегодняшний момент являются одними из наиболее эффективных и практически не имеющих аналогов в нефтегазовой отрасли. ☉

cement stone;

- bullhead injection into the inter-string space subject to good intake rate of the hardening agent which does not contain corrosive components and with pressure not exceeding the maximum allowable values for each string;
- bullhead injection into the inter-string space subject to ultra-low intake rate (inter-string space $< 0.1 \text{ m}^3/(\text{h}\cdot\text{MPa})$, i.e. not less than 2.4 m^3 per day at 10 MPa or less than 0.24 m^3 per day at 100 atm.) of not-hardening viscoplastic agent and with pressure not exceeding the maximum allowable values for each string. This method entails ensuring constant backpressure in the inter-string space using equipment which will be head-connected to the casing and controlled remotely. The suggested technology creates artificial overbalance, keeps constant pressure in the inter-string space which compensates for lack of hydrostatics in the inter-string space environment. At the same time sealing viscoplastic agent is delivered to the flawed places in the inter-string space and borehole annulus and to non-tight sections of intermediate casings and production string constantly plugging and isolating the newly appearing microgaps in the threaded connections of the casings whose surfaces are in perpetual micromotion caused by thermobaric and vibration action.

The personnel of the company Nedra-S are highly-skilled specialists with extensive experience in cutting-edge high-tech equipment and techniques working under different geological conditions including fields with high contents of hydrogen sulfide and the field named after Y. Korchagin located in the Caspian shelf.

The above solutions to the tasks of detecting cross flows between beds, identifying sources of ICP and their elimination at present are most effective and practically have no counterparts in the oil and gas industry. ☉

НАША СПРАВКА / OUR REFERENCE

Производственно-коммерческая фирма «Недра-С» создана в 2000 году представителем династии буровиков «Гундюрин-Новиков» (летоисчисление ведется с 1905 года) для предоставления сервисных услуг нефтегазодобывающей отрасли.

Основной деятельностью предприятия является проведение работ по диагностике технического состояния скважин, определение наличия заколонных и межколонных перетоков, увеличение дебита эксплуатационных скважин и ликвидация межколонных давлений, что и является управлением рисками в нефтегазовом секторе.

Production and trading company Nedra-S was founded in 2000 by the member of the drilling family Gundyurin-Novikov (history records have been kept since 1905) to prove gas and oilfield services.

The activities of the company focus on performing diagnostics of the technical condition of wells, detecting being-the-casing and inter-casing cross flows, increasing flow rates of production strings and elimination of intercasing pressure, i.e. risk management in the oil and gas sector.

IV научно-практическая конференция «ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ: УТИЛИЗАЦИЯ ПНГ, НЕФТЯНОГО И БУРОВОГО ШЛАМА, ЛИКВИДАЦИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ»



24 сентября 2014 года

г. Сургут

При поддержке правительства ХМАО–Югры

При участии ОАО «Сургутнефтегаз»,

ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь»,

ООО «Роснефть–Юганскнефтегаз»,

ОАО НК «РуссНефть»,

ОАО «Газпром нефть» и др.

Событие года для руководителей и специалистов по промышленной безопасности, а также поставщиков услуг в данном направлении.

Органы власти Югры вместе с нефтяными компаниями, контролирующими органами и поставщиками услуг в области экологии проведут заинтересованный разговор о минимизации негативного воздействия на природу.

Основные темы конференции:

- Предупреждение, локализация и ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов
- Рекультивация шламовых амбаров
- Утилизация ПНГ
- Лучшие практики управления охраной окружающей среды и промышленной безопасности
- Системы мониторинга по управлению и оценке рисков в области промышленной безопасности
- Техника для рекультивации нефтезамазанных земель
- Замена трубопроводов

Организатор – Агентство нефтегазовой информации «Самотлор-экспресс»

Оргкомитет:

тел./факс: (3452) 59-31-79

editor@angi.ru

www.angi.ru



Reed Exhibitions®

“OOO ‘You Showing’”



RO&G 14



Российский
нефтегаз SPE

РОССИЙСКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА SPE ПО РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ

14-16 Октября, 2014 | Москва, ВВЦ, Павильон 75

www.russianoilgas.ru

- 3-дневная выставка, на которой лидеры и инновационные компании нефтегазового рынка представят новейшие технологии в области разведки и добычи нефтегазовых месторождений более чем 3000 участникам со всего мира
- Техническая конференция, организованная отраслью для отрасли. Количество делегатов - более 750 человек!
- Инкубатор Технологий – уникальная возможность участия для молодых инновационных компаний
- Секция «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы»
- Зона науки и знаний

СРЕДИ УЧАСТНИКОВ ВЫСТАВКИ:

- ГАЗПРОМ НЕФТЬ • ТАТНЕФТЬ • ФУНДАМЕНТПРОЕКТ
- ПСК БУРТЕХНОЛОГИИ • BAKER HUGHES
- DAMEN SHIPYARDS • WELLTEC • HALLIBURTON и др.
- Алексей Вашкевич, ОАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
- Дин Камински, WEATHERFORD

СО-ПРЕДСЕДАТЕЛИ
ПРОГРАММНОГО КОМИТЕТА
КОНФЕРЕНЦИИ:

Наталья Бабина,
менеджер по продажам
Ирина Кузнецова,
директор выставки

+7 495 937 6861, доб. 127
natalia.babina@reedexpo.ru
+7 495 937 6861, доб. 152
irina.kuznetsova@reedexpo.ru

ПЛАТИНОВЫЕ СПОНСОРЫ



РОСНЕФТЬ

Schlumberger

ЗОЛОТОЙ
СПОНСОР

roxar
MIGRATING RESERVOIR PERFORMANCE

СПОНСОР



Weatherford

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН ПО КОЭФФИЦИЕНТУ СКИН-ЭФФЕКТА

ПЕРЕЧЕНЬ И ХАРАКТЕРИСТИКА СКИН-ЭФФЕКТА

Ю.А. БАЛАКИРОВ, заместитель директора по науке, д. т. н., профессор, академик Международной академии наук Высшей школы; И.Б. БУРКИНСКИЙ, председатель общества, кандидат экономических наук, магистр по разработке нефтяных и газовых месторождений, ООО «Юг-нефтегаз»

Исследования показывают, что общий скин-эффект является результатом действия ряда факторов, большинство из которых не может быть изменено. Эти составляющие общего скин-эффекта относятся к числу так называемых псевдоскин-эффектов, которые имеют механическую природу в отличие от скин-эффектов, связанных с загрязнением (кольматацией) пласта и ухудшением его проницаемости. В отличие от последних псевдоскин-эффекты не могут быть устранены с помощью стимулирующих и других обработок. Чтобы рассчитать истинный скин-эффект, необходимо уметь оценивать псевдоскин-эффекты и отделять их величины от общего (суммарного) скин-эффекта.

Псевдоскин-эффекты, как правило, связаны с конфигурацией скважины или условиями добычи.

Причинами псевдоскин-эффекта, связанными с конфигурацией скважины, являются:

- ограничение входного потока из-за несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия;
- нецентрированность скважины;
- малая плотность перфорации, неправильное фазирование перфорационных отверстий, неглубокая перфорация;
- наклон скважины;
- толщина и наклон (падение) пласта.

Причинами псевдоскин-эффекта, связанного с условиями добычи, являются:

- высокие дебиты (большие скорости потока), которые выносят из пластов частицы, забивающие перфорационные отверстия и отклоняющие условия движения потока от первоначального режима Дарси;
- эксплуатация газоконденсатных скважин ниже точки росы приводит к появлению на забоях скважин жидкостей, ухудшающих характеристики потока.

Другими причинами псевдоскин-эффекта являются:

- смятие (сжатие) колонны труб;
- разрушение перфорационных отверстий в пластах, в которых превышены пределы прочности.

РАСЧЕТ ОБЩЕГО (СУММАРНОГО) СКИН-ЭФФЕКТА [1]

Скин-эффект:

- определяет величину падения установившегося давления;
- отражает измененную проницаемость какой-либо зоны пласта.

Как было сказано выше, скин-эффект является величиной безразмерной и определяется выражением, которое является искомым соотношением для вычисления скин-фактора:

$$S = \left(\frac{k}{k_y} - 1 \right) \ln \frac{r_c}{R_k},$$

(1)

где k – проницаемость удаленной (неухудшенной зоны); k_y – проницаемость ухудшенной зоны; r_c – радиус действия совершенной скважины; R_k – радиус контура питания.

Величина скин-эффекта может быть вычислена на основании данных гидродинамического исследования пласта известными методами. Для определения можно использовать кривые восстановления и падения давления. Для определения отношения под знаком логарифма можно воспользоваться формулами для определения времени восстановления или падения давления в залежи.

СОСТАВЛЯЮЩИЕ СКИН-ЭФФЕКТА

Общий (суммарный) скин-эффект является суммой ряда факторов, большинство из которых обычно не может быть изменено. Общий скин-фактор может быть записан в виде:

$$S = S_{c+\theta} + S_{\pi} + S_3 + \Sigma S_{\text{пс}}.$$

(2)

Первые три члена в уравнении (2) представляют собой обычно самые важные части скин-фактора. Первый член $S_{c+\theta}$ представляет собой скин-эффект, обусловленный несовершенством скважины по степени вскрытия и наклоном. Второй член S_{π} представляет скин-эффект, обусловленный перфорацией. И наконец третий член S_3 относится к скин-эффекту от загрязнения, единственному виду, который может быть устранен с помощью кислотной обработки.

Последний член в правой части уравнения (2) $\Sigma S_{\text{пс}}$ представляет собой большой набор факторов псевдоскин-эффекта:

$S_{\text{т}}$ – псевдоскин-фактор от трещин; $S_{\text{нас}}$ – псевдоскин-фактор от жидко- или газонасыщенности в окрестностях скважины; S_{π} – псевдоскин-фактор от наклона (падения пласта); $S_{\text{д}}$ – псевдоскин-фактор из-за отклонения движения потока от закона Дарси.

Скин-эффект, обусловленный гидродинамическим несовершенством скважины по степени вскрытия и наклоном скважины.

Нет никакого сомнения, что крайне важно количественно оценить компоненты скин-эффекта и, таким образом, оценить эффект стимулирующих обработок. Ведь зачастую влияние «псевдоскин-эффектов» превосходит скин-эффект от загрязнения. Для оценки скин-эффекта, обусловленного гидродинамическим несовершенством скважины по степени вскрытия, предложен ряд методик. На рис. 1 показана схема, иллюстрирующая случай конфигурации вертикальной и наклонной скважин с неполным заканчиванием. В таблице 1 показаны зависимости псевдоскин-факторов от неполного вскрытия продуктивного пласта и наклона скважины, а также смещения интервала вскрытия от середины пласта.

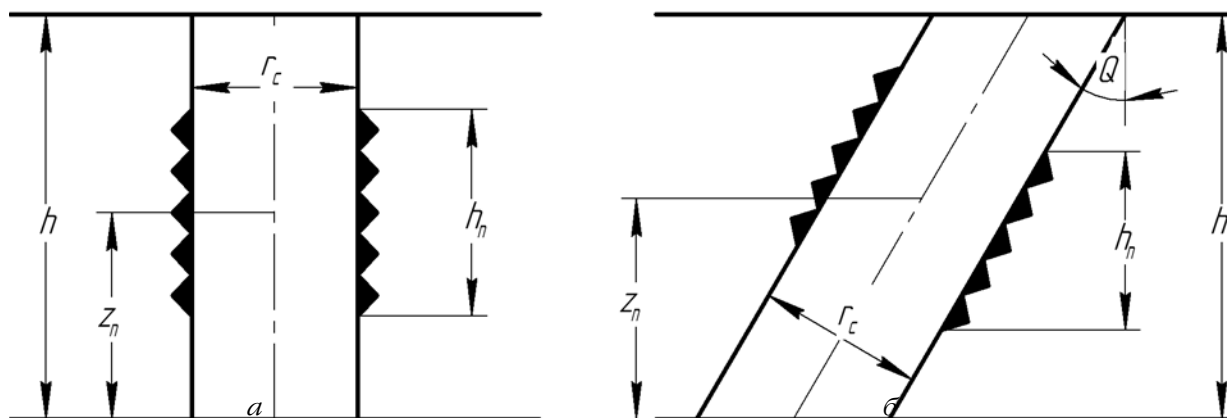


Рисунок 1 – а – вертикальная скважина, б – горизонтальная скважина

Если h_{π} – интервал перфорации, z_{π} – смещение интервала перфорации относительно центра продуктивного пласта, h – толщина коллектора, а h_{π}/h – отношение интервала перфорации к толщине пласта, то для расчетов коэффициентов скин-эффекта можно использовать следующие безразмерные параметры:

$\bar{h}_{\pi} = h_{\pi}/r_c$ (интервал перфорации); $\bar{z}_{\pi} = z_{\pi}/r_c$ (смещение интервала перфорации относительно центра продуктивного пласта); $\bar{h} = h/r_c$ (толщина коллектора); $\bar{h}'_{\pi} = \bar{h}_{\pi}/h$ (отношение интервала перфорации к толщине пласта); r_c – радиус скважины. Для расчета скин-эффекта необходимы следующие параметры: $h_{\pi}, \bar{h}_{\pi}, z_{\pi}/h_{\pi}, \bar{h} \cos \theta / h_{\pi}$.

В качестве примера примем $\bar{h}_{\pi} = 100, z_{\pi}/h_{\pi} = 0,5$ (середина коллектора), и $\bar{h} \cos \theta / h_{\pi} = 0,25$ ($\theta = 60, h_{\pi}/h = 0,5$). Из таблицы 1 определим значение скин-фактора $S_{c+\theta} = +5,6$. Если уменьшить коэффициент вскрытия до 0,1, то скин-фактор возрастает до значения +15,5.

Таблица 1

θ°	$\bar{h}_{\pi}$	z_{π}/h_{π}	$\bar{h} \cos \theta / h_{\pi}$	$S_{c+\theta}$	S_c	S_o
0	100	0,95	0,1	20,810	20,810	0

Продолжение таблицы 1

15				20,385	20,810	-0,425
30				18,048	20,810	1,861
45				16,510	20,810	-4,300
60				12,662	20,810	8,147
75				6,735	20,810	-14,074
0	100	0,8	0,1	15,809	15,809	0
15				15,448	15,809	-0,360
30				14,185	15,809	-1,623
45				12,127	15,809	-3,682
60				8,944	15,809	-6,864
75				4,214	15,809	-11,804
0	100	0,6	0,1	15,257	15,257	0
15				14,898	15,257	-0,359
30				13,636	15,257	-1,621
45				11,583	15,257	-3,674
60				8,415	15,257	-6,842
75				3,739	15,257	-11,517
0	100	0,5	0,1	15,213	15,213	0
15				14,854	15,213	-0,359
30				13,592	15,213	-1,620
45				11,540	15,213	-3,673
60				8,372	15,213	6,841
75				3,699	15,213	-11,514
0	100	0,875	0,25	8,641	8,641	0
15				8,359	8,641	-0,282
30				7,487	8,641	-1,154
45				5,968	8,641	-2,673
60				3,717	8,641	-4,924
75				0,464	8,641	-8,177
0	100	0,75	0,25	7,002	7,002	0
15				6,750	7,002	-0,251
30				5,969	7,002	-1,032
45				4,613	7,002	-2,388
60				2,629	7,002	-4,372
75				-0,203	7,002	-7,206
0	100	0,6	0,25	6,658	6,658	0
15				6,403	6,658	-0,249
30				5,633	6,658	-1,024
45				4,290	6,658	-2,447
60				2,337	6,658	-4,32
75				-0,418	6,658	-7,076
0	100	0,5	0,25	6,611	6,611	0
15				6,361	6,611	-0,249
30				5,587	6,611	-1,023

Продолжение таблицы 1

45				4,245	6,611	-2,365
60				2,295	6,611	-4,315
75				0,451	6,611	-7,062
0	100	0,75	0,5	3,067	3,067	0
15				2,878	3,067	-0,189
30				2,308	3,067	-0,759
45				1,338	3,067	-1,729
60				-0,082	3,067	-3,150
75				-2,119	3,067	-5,187
0	100	0,6	0,5	2,430	2,430	0
15				2,254	2,430	-0,176
30				1,730	2,430	-0,700
45				0,838	2,430	-1,592
60				-0,466	2,430	-2,897
75				-2,341	2,430	-4,772
0	100	0,5	0,5	2,369	2,369	0
15				2,149	2,369	-0,175
30				1,672	2,369	-0,697
45				0,785	2,369	-1,584
60				-0,509	2,369	-2,879
75				4,738	2,369	2,368
0	100	0,625	0,75	0,924	0,924	0
15				0,776	0,924	-0,145
30				0,337	0,924	-0,587
45				-0,411	0,924	-1,338
60				-1,507	0,924	-2,432
75				-3,099	0,924	-4,024
0	100	0,5	0,75	0,694	0,694	0
15				0,554	0,694	-0,139
30				0,134	0,694	-0,560
45				-0,581	0,694	-1,275
60				-1,632	0,694	-2,326
75				-3,170	0,694	-3,864
0	100	0,5	1,0	0	0	0
15				-1,128	0	-1,128
30				-0,517	0	-0,517
45				-1,178	0	-1,178
60				-2,149	0	-2,149
75				3,577	0	3,577
0	1000	0,95	0,1	41,521	41,521	0
15				40,343	41,521	-1,178
30				36,798	41,521	-4,722
45				30,844	41,521	-10,677
60				22,334	41,521	-19,187

Продолжение таблицы 1

75				10,755	41,521	-30,766
0	1000	0,8	0,1	35,840	35,840	0
15				34,744	35,840	-1,095
30				31,457	35,840	-4,382
45				25,973	35,840	-9,867
60				18,241	35,840	-17,599
75				8,003	35,840	-27,837
0	1000	0,6	0,1	35,290	35,290	0
15				34,195	35,290	-1,095
30				30,910	35,290	-4,380
45				25,430	35,290	-9,860
60				17,710	35,290	-17,580
75				7,522	35,290	-27,768
0	1000	0,5	0,1	35,246	35,246	0
15				34,151	35,246	-1,095
30				30,866	35,246	-4,380
45				25,386	35,246	-9,860
60				17,667	35,246	-17,579
75				7,481	35,246	-27,765
0	1000	0,875	0,25	15,733	15,733	0
15				15,136	15,733	-0,597
30				13,344	15,733	-2,389
45				10,366	15,733	-5,367
60				6,183	15,733	-9,550
75				0,632	15,733	-15,101
0	1000	0,75	0,25	14,040	14,040	0
15				13,471	14,040	-0,569
30				11,770	14,040	-2,270
45				8,959	M	-5,081
60				5,047	14,040	-8,993
75				-0,069	14,040	-14,109
0	1000	0,6	0,25	13,701	13,701	0
15				13,133	13,701	-0,568
30				11,437	13,701	-2,264
45				8,638	13,701	-5,063
60				4,753	13,701	-8,948
75				-0,288	13,701	-13,989
0	1000	0,5	0,25	13,655	13,655	0
15				13,087	13,655	-0,58
30				11,391	13,655	-2,264
45				8,593	13,655	-5,062
60				4,711	13,655	-8,944
75				-0,321	13,655	-13,139
0	1000	0,75	0,5	5,467	5,467	0

Окончание таблицы 1

15				5,119	5,467	-0,348
30				4,080	5,467	-1,387
45				2,363	5,467	-3,104
60				0,031	5,467	-5,498
75				-3,203	5,467	-8,670
0	1000	0,6	0,5	4,837	4,837	0
15				4,502	4,837	-0,335
30				3,503	4,837	-1,334
45				1,856	4,837	-2,979
60				-0,424	4,837	-5,261
75				-3,431	4,837	-8,268
0	1000	0,5	0,5	4,777	4,777	0
15				4,443	4,777	-0,334
30				3,446	4,777	-1,331
45				1,806	4,777	-2,971
60				-0,467	4,777	-5,244
75				-3,458	4,777	-8,235
0	1000	0,625	0,75	1,735	1,735	0
15				1,483	1,735	-0,252
30				0,731	1,735	-1,004
45				-0,512	1,735	-2,247
60				-2,253	1,735	-3,988
75				-4,595	1,735	-6,330
0	1000	0,5	0,75	1,508	1,508	0
15				1,262	1,508	-0,246
30				0,527	1,508	-0,960
45				-0,683	1,508	-2,191
60				-2,380	1,508	-3,888
75				-4,665	1,508	-6,173
0	1000	0,5	1,0	0	0	0
15				-0,206	0	-0,206
30				-0,824	0	-0,824
45				-1,850	0	-1,850
60				-3,298	0	-3,298
75				-5,282	0	-5,282

Очевидно, что этот скин-эффект сам по себе может полностью скрыть и приуменьшить значение скин-эффекта от загрязнения. Скин-эффект, обусловленный частичным вскрытием пласта h_n' , имеет большое значение, потому что он часто является результатом других производственных обстоятельств (таких как избежание образования конуса обводнения, недоведение скважины до проектной глубины).

Упрощенная методика инженерного расчета псевдоскин-эффекта, обусловленного гидродинамическим несовершенством скважины по степени вскрытия, предложена Ворбиком [1], где величина является функцией трех безразмерных параметров: z_n – относительное смещение фильтра (перфорированной части колонны) от середины продуктивного пласта, h_n' – отношение перфорированной части ко всей толщине продуктивного пласта и R – отношение радиуса скважины к радиусу призабойной зоны, в которой закон фильтрации газа отклоняется от закона Дарси из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия и с учетом анизотропности

пласта.

Если обозначить через k_v, k_r соответственно вертикальную и горизонтальную проницаемость пласта (m^2), r_c – радиус скважины (m), R_2 – радиус призабойной зоны, в которой закон фильтрации газа отклоняется от закона Дарси из-за несовершенства скважины по степени вскрытия (m), то параметр R определяется из следующего выражения:

$$R = \frac{r_c \left(\frac{k_v}{k_r} \right)^{0,5}}{R_2}. \quad (3)$$

С помощью безразмерных параметров упрощенная формула для расчета псевдокин-эффекта, обусловленного гидродинамическим несовершенством скважины, выглядит так:

$$S_c = \frac{(1-\bar{z}'_n)}{\bar{z}'_n} [1,2704 - \ln(R)] - \frac{f(0) - f(\bar{z}'_n) + f(1-2\bar{h}'_n) - \frac{f(1-2\bar{h}'_n + \bar{z}'_n)}{2} - \frac{f(1-2\bar{h}'_n - \bar{z}'_n)}{2}}{(\bar{z}'_n)^2};$$

$$f(y) = y \ln(y) + (2-y) \ln(2-y) + \frac{R \ln \sin^2 \left(\frac{\pi y}{2} \right) + 0,1053 R^2}{\pi};$$

$$0 \ln(0) = 0.$$

Анализ показывает, что при $R < 0,1$ и $\bar{z}'_n > R$ (эти условия удовлетворяют всем практическим случаям) погрешность вычисления коэффициента скин-эффекта, обусловленного несовершенством скважины по степени вскрытия, невелика по сравнению с вычисленным по очень сложным формулам с помощью специальной компьютерной программы.

Существует еще одна методика оценки скин-эффекта, обусловленного несовершенством скважины по степени вскрытия продуктивного пласта (для случаев соблюдения и нарушения закона Дарси).

Уравнение притока газа к скважине при стационарной фильтрации при соблюдении закона Дарси выражается формулой:

$$\Delta p^2 = a Q_r. \quad (5)$$

При нарушении закона Дарси:

$$\Delta p^2 = a Q_r + b Q_r^2. \quad (6)$$

Здесь Δp – депрессия (разность пластового и забойного давления), a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров пласта, призабойной зоны и конструкции скважины.

Коэффициент a называется гидравлическим сопротивлением пласта и является величиной, обратной коэффициенту продуктивности.

Для гидродинамически совершенных скважин при радиальной фильтрации эти коэффициенты выражаются формулами:

$$a = \frac{\mu z P_0 T_{пл} \ln \frac{R_k}{r_c}}{\pi k h T_{ст}}; \quad (7)$$

$$b = \frac{\rho_{ат} z P_0 T_{пл} \left(1 - \ln \frac{R_k}{r_c} \right)}{2 \pi^2 l h^2 T_{ст} r_c}. \quad (8)$$

Для гидродинамически несовершенных скважин по степени вскрытия:

$$a = a^* \ln \left(\frac{R_k}{r_c} + S_l \right), \quad a^* = \frac{\mu z P_0 T_{пл}}{\pi k h T_{ст} r_c}; \quad (9)$$

$$b = b^* \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + S_3 \right), \quad b^* = \frac{\rho_{ат} z P_0 T_{пл}}{2\pi^2 l h^2 T_{ст}}. \quad (10)$$

μ – вязкость газа;

z – коэффициент сверхсжимаемости газа;

$T_{пл}$ – пластовая температура;

R_k – радиус контура питания;

r_c – радиус скважины;

k – коэффициент проницаемости пласта;

h – толщина пласта;

$T_{ст}$ – стандартная температура;

S_1 и S_3 – коэффициенты несовершенства скважины (скин-эффекты) по степени вскрытия.

Скин-факторы S_1 и S_3 можно вычислить, пользуясь выражениями:

$$S_1 = \frac{l}{v} \ln \frac{\bar{R}^v - x}{\bar{h}} - \ln \bar{R}; \quad S_3 = \frac{S_1 + n \bar{R}}{\bar{h} \ln \bar{R}}, \quad (11)$$

где $\sqrt{\frac{k_v}{k_r}}$ – параметр анизотропии, $\bar{R} = \frac{R_k}{r_c}$ – относительный радиус скважины;

$\bar{h} = \frac{h_n}{h}$ – толщина относительного вскрытия пласта; $x = 1 - \bar{h} \cdot k_v, k_r$ – соответственно проницаемость

пласта в вертикальном и горизонтальном направлениях; R_k – радиус контура; r_c – радиус скважины;

h – толщина пласта; h_n – толщина вскрытия пласта.

С учетом (1–11) коэффициенты фильтрационного сопротивления для несовершенных по степени вскрытия скважин, вскрывших анизотропные пласты, будут определяться формулами:

$$a = \frac{a^*}{v} \ln \frac{\bar{R}^v - x}{\bar{h}}, \quad b = b^* \frac{\ln \frac{\bar{R}^v - x}{\bar{h}}}{\bar{h} v \ln \bar{R}}. \quad (12)$$

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

Скин-эффект от перфорации $S_{пт}$ является суммой эффектов:

- плоского течения, $S_{пт}$;
- вертикального схождения, $S_{вс}$;
- призабойной зоны скважины, $S_{пз}$.

$$S_{п} = S_{пт} + S_{вс} + S_{пз}. \quad (13)$$

Псевдоскин-эффект $S_{пт}$ определяется выражением:

$$S_{пт} = \ln \frac{r_c}{r'_c(\theta)}, \quad (14)$$

r_c – радиус скважины, м;

$r'_c(\theta)$ – эффективный радиус скважины, который является функций фазового угла θ :

$$r'_c(\theta) = \frac{l_{п}}{4}, \quad (\theta = 0); \quad r'_c(\theta) = l_{п} + r_c, \quad (\theta \neq 0), \quad (15)$$

где $l_{п}$ – длина перфорированного отверстия, м;

α_o – переменная, зависящая от фазы. Зависимость этой переменной от фазового угла показана в табл. 2.

Таблица 2

Фазовый угол θ , град	α_o
0(360)	0,25
180	0,5
120	0,648
90	0,726
60	0,813
45	0,86

Вертикальный псевдофактор $S_{\text{вс}}$ может быть вычислен после определения некоторых безразмерных переменных:

$$\bar{h}_{\text{по}} = \frac{h_{\text{по}}}{l_{\text{п}} \sqrt{\frac{k_{\text{г}}}{k_{\text{в}}}}}, \quad (16)$$

где $h_{\text{по}}$ – расстояние между перфорационными отверстиями (обратно пропорционально плотности отверстий);

$k_{\text{в}}$, $k_{\text{г}}$ – соответственно горизонтальная и вертикальная проницаемость пласта.

$$\bar{r}_{\text{по}} = \frac{d_{\text{по}} \left[1 + \left(\frac{k_{\text{в}}}{k_{\text{г}}} \right)^{1/2} \right]}{2h_{\text{по}}}, \quad (17)$$

где $d_{\text{по}}$ – диаметр перфорационных отверстий.

$$\bar{r}_{\text{с}} = \frac{r_{\text{с}}}{l_{\text{п}} + r_{\text{с}}}. \quad (18)$$

Скин-фактор вертикального схождения определяется уравнением:

$$S_{\text{вс}} = 10^a \cdot h_{\text{с}}^{-b-1} \cdot \bar{r}_{\text{по}}^{-b}, \quad (19)$$

где a и b определяются выражениями:

$$a = a_1 \cdot \log \bar{r}_{\text{по}} + a_2, \quad b = b_1 \cdot \bar{r}_{\text{по}} + b_2. \quad (20)$$

Значения констант a_1 , a_2 , b_1 , b_2 являются функциями угла фазирования. Их величины приведены в табл. 3.

Таблица 3 – Коэффициенты корреляции вертикального скина

Угол фазирования, град.	a_1	a_2	a_3	a_4
0(360)	-2,091	0,0453	5,1313	1,8672
180	-2,025	0,0943	3,0373	1,8115
120	-2,018	0,0634	1,6136	1,7771
90	-1,905	0,1038	1,5674	1,6935
60	-1,898	0,1623	1,3654	1,6490
45	-1,788	0,2398	1,1915	1,6392

Скин-фактор призабойной зоны скважины $S_{\text{пз}}$ может быть описан следующим выражением:

$$S_{\text{пз}} = -1 \cdot e^d, \quad (d = c_1 r_{\text{по}}). \quad (21)$$

Константы c_1 , c_2 могут быть получены из табл. 4.

Таблица 4

Угол фазирования, град.	c_1	c_2
0(360)	$1,6 \cdot E-1$	2,675
180	$2,6 \cdot E-2$	4,532
120	$6,6 \cdot E-2$	5,320
90	$1,9 \cdot E-3$	6,155
60	$3,0 \cdot E-4$	7,509
45	$4,6 \cdot E-5$	8,791

Еще один метод оценки скин-эффекта от перфорации предложен в [2]. Задача решена методом математического моделирования. На рис. 2 показаны номограммы для определения коэффициента скин-эффекта для разнообразных практических случаев (разных значений фазовых углов, плотностей перфорации, длин каналов перфорации, отношений проницаемостей

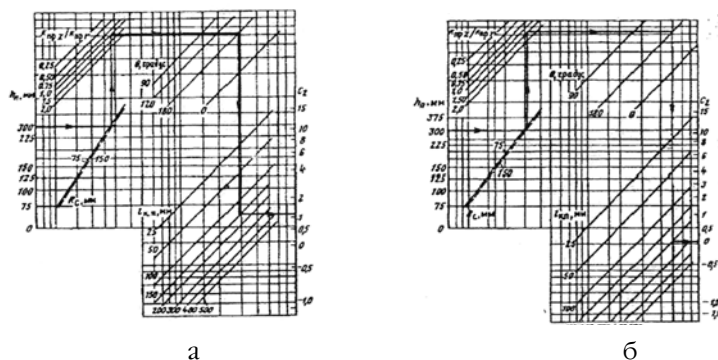


Рисунок 2 – Номограммы для определения коэффициента скин-эффекта от перфорации. Сетка перфорации: а – простая, б – шахматная

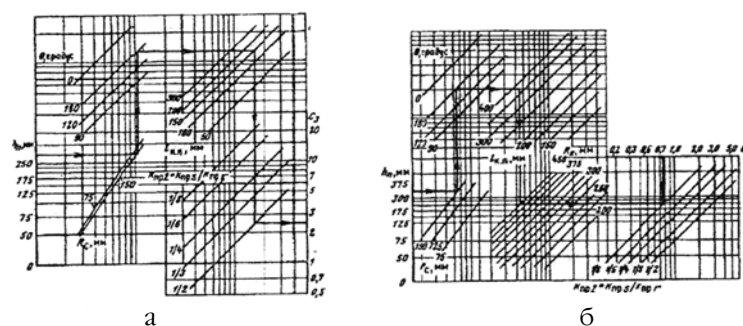


Рисунок 3 – Номограммы для определения коэффициента скин-эффекта от перфорации при ухудшенной проницаемости призабойной зоны пласта

В [1] показано, что скин-эффект от загрязнения и перфорации можно выразить как

$$(S_{\text{з}})_{\text{п}} = \left(\frac{k}{k_y} - 1 \right) \left[\ln \frac{r_{\text{з}}}{r_{\text{с}}} + S_{\text{п}} \right] = (S_{\text{з}})_{\text{ос}} + S_{\text{п}} \frac{k}{k_y}. \quad (22)$$

Если перфорационные отверстия заканчиваются в зоне загрязнения ($l_{\text{п}} < l_{\text{з}}$). В этом выражении $r_{\text{з}}$ – радиус загрязненной зоны, а $(S_{\text{з}})_{\text{ос}}$ скин-эффект эквивалентного открытого ствола (1).

Если, например, $l_{\text{п}} = 36,6$ см ($r_{\text{з}} = 48,82$ см), а коэффициент уменьшения проницаемости (k/k_y) равен 5, то из выражения 22 и значения скин-эффекта от перфорации, вычисленного ранее, можно определить величину $(S_{\text{з}})_{\text{п}} = 12$.

Там же показано, что скин-эффект для перфорационных отверстий, заканчивающихся за пределами загрязненной зоны, может быть подсчитан по формуле:

$$(S_{\text{з}})_{\text{п}} = S_{\text{п}} - S'_{\text{п}}, \quad (23)$$

где $S'_{\text{п}}$ – значение скин-эффекта от перфорации, рассчитанное для приведенного перфорационного отверстия $l'_{\text{п}}$, приведенного радиуса $r'_{\text{с}}$, которые определяются выражениями:

$$l'_{\text{п}} = l_{\text{п}} - \left(1 - \frac{k_y}{k} \right) l_{\text{з}}; \quad (24)$$

$$r'_{\text{с}} = r_{\text{с}} - \left(1 - \frac{k_y}{k} \right) l_{\text{п}}. \quad (25)$$

Величины $l'_{\text{п}}$ и $r'_{\text{с}}$ используются вместо $l_{\text{п}}$ и $r_{\text{с}}$ для вычисления $S_{\text{п}}$ способом, показанным ранее.

Если в предыдущем примере $l_{\text{п}} = 12,16$ см, то значения $l_{\text{п}}$ и $r_{\text{с}}$ соответственно равны 10,55 и 22,07 см. Вычисленное с помощью (23) значение $(S_{\text{з}})_{\text{п}}$ равно 1, которое показывает уменьшение по сравнению с величиной, рассчитанной для значения радиуса загрязнения, большего, чем длина перфорации.

Существует один метод оценки коэффициента скин-эффекта от перфорации при ухудшенной проницаемости ПЗП. На рис. 3 показана номограмма для определения дополнительного скин-эффекта, обусловленного загрязнением ПЗП в зоне перфорации. Одним из параметров является

относительная проницаемость зоны ухудшенной проницаемости $K_{\text{пз2}} = K_{\text{пзс}} / K_{\text{пзг}}$.

($K_{\text{пзс}}$ – ухудшенная проницаемость ПЗП). Все остальные параметры, как на рис. 2.

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО И ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

На основании вышеизложенного можно предложить последовательность шагов по оценке качества первичного и вторичного вскрытия пластов:

- 1) На основании проведенных гидродинамических исследований и испытаний скважины в процессе бурения и освоения, а также имеющихся данных о характеристиках продуктивного объекта определяются важнейшие параметры.
- 2) Определяется коэффициент гидродинамического совершенства скважины ОП.
- 3) Определяется суммарный скин-эффект S в исследуемой скважине.
- 4) Описанными методами определяются коэффициенты скин-эффекта от гидродинамического несовершенства скважины по степени вскрытия $S_{c+\theta}$ и от перфорации S_{π} .
- 5) Из выражения (22) определяется величина скин-эффекта S_3 , обусловленного загрязнением ПЗП в процессе бурения и при перфорации. Полученные значения скин-эффектов характеризуют: $S_{c+\theta} + S_{\pi}$ ухудшение гидродинамических характеристик при вторичном вскрытии, а S_3 при первичном вскрытии от загрязнения.

ОЦЕНКА ЭЛЕМЕНТА КАЧЕСТВА

Предлагаются следующие оценки качества скважины:

- 1) Оценка элемента качества скважины по показателю «качества вскрытия продуктивного пласта и освоения пласта»:

$$M1 = ОП. \quad (26)$$

- 2) Оценка элемента качества скважины по показателю «первичное вскрытие продуктивного пласта»:

$$M1.1 = \frac{S_3 + S_{c+\theta}}{S}. \quad (27)$$

- 3) Оценка элемента качества скважины по показателю «вторичное вскрытие продуктивного пласта и освоение скважины»:

$$M1.2 = -\frac{S_{\pi}}{S}. \quad (28)$$

В заключение вышеизложенного хотелось бы отметить, что колтюбинговая установка имеет очень важную особенность – не загрязнять ствол скважины, а значит, и не повышать скин-эффект. Она является своеобразным комбайном, который «сам пашет – сам сеет и сам вяжет снопы». В колтюбинге есть все необходимое для проведения подземных ремонтных работ в скважине, самое главное – гибкие трубы с различными диаметрами нефтяного сортамента. Установка имеет свойство быстро менять в промысловых условиях местоположение на скважине, то есть она мобильна. Очень важно, что колтюбинговая установка является «врагом скин-эффекта», поскольку без помощи так называемых посредников сама закачивает под большим давлением нужные технологические жидкости до нужной глубины, без лишних «случайных» веществ-загрязнителей.

Таким образом, колтюбинговая установка позволяет бороться за чистоту в стволе скважины до призабойной зоны пласта с обеспечением повышения производительности скважины после ремонта. ☉

Колтюбинговая установка имеет очень важную особенность – не загрязнять ствол скважины, а значит, и не повышать скин-эффект.

Литература

1. Балакиров Ю.А. Инновационные технологии в нефтегазодобыче / Ю.А. Балакиров, Ю.Н. Бугай. – К.: МНТУ, 2000. – 476 с.
2. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2-х томах. / под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. – М.: Недра, 1984. – 288 с.

2014-2015

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ ITE



LEARNING FROM YESTERDAY
DISCUSSING TODAY
PLANNING FOR TOMORROW



11-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ RETROTESH

12-15 января 2014
Нойда, Индия



MYANMAR
OIL & GAS

НЕДЕЛЯ НЕФТИ И ГАЗА
24-27 февраля 2014
Янгон, Мьянма



AROG

3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ»
25 – 26 февраля 2014
Ставангер, Норвегия



MONGOLIA
OIL & GAS

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ МОНГОЛИИ»
апрель 2014
Улан-Батор, Монголия



TUROGE

13-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»
9 – 10 апреля 2014
Анкара, Турция



OGU

18-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
13 – 15 мая 2014
Ташкент, Узбекистан



TGC

5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
20 – 21 мая 2014
Ашхабад, Туркменистан



ИнтерНефтГаз

16-я УКРАИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «ИНТЕРНЕФТЕГАЗ»
28 – 31 мая 2014
Киев, Украина



CASPIAN
OIL & GAS

21-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
3 – 6 июня 2014
Баку, Азербайджан



21-й МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС И
ВЫСТАВКА 21 WPC

15 – 19 июня 2014
Москва, Россия, МВЦ «Крокус Экспо»



SOUTH RUSSIA
OIL & GAS

6-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ»
2 – 4 сентября 2014
Краснодар, Россия



EAST
MEDITERRANEAN
OIL & GAS

2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОГО
СРЕДИЗЕМНОМОРЬЯ»
9 – 10 сентября 2014
Пафос, Кипр



KIOGE

22-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
30 сентября – 3 октября 2014
Алматы, Казахстан



MANGYSTAU
OIL & GAS

9-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ,
ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»
4 – 6 ноября 2014
Актау, Казахстан



OGT

19-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
18 – 20 ноября 2014
Ашхабад, Туркменистан



EAST AFRICA
OIL & GAS

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОЙ АФРИКИ»
ноябрь 2014
Дар-эс-Салам, Танзания



MIOGE

13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»
23 – 26 июня 2015
Москва, Россия



RPGC

12-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
23 – 25 июня 2015
Москва, Россия



ITE MOSCOW

T + 7 495 935 7350
E oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC

T + 44 (0) 207 596 5000
E oilgas@ite-exhibitions.com





ВЫБОР, ОБОСНОВАНИЕ И РЕАЛИЗАЦИЯ МАЛОЗАТРАТНОГО СПОСОБА ПРОВЕДЕНИЯ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ МУРАВЛЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.Ю. СИЛОВ, ведущий геолог группы гидродинамического моделирования инженерно-технического центра,
А.И. МАЛЫЦЕВ, ведущий геолог Комсомольского газового промысла, ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

В данной статье рассмотрен способ или последовательность действий, которая позволяет выполнять качественные газодинамические исследования горизонтальных скважин на месторождениях Общества собственными ресурсами и компетенциями без привлечения дорогостоящих технологий доставки приборов на забой. На основе анализа имеющихся на предприятии специализированных программных комплексов и материально-технической базы геологических служб промыслов показан пример практической реализации такого рода задач на примере исследований горизонтальных скважин Муравленковского месторождения.

Необходимость проведения газодинамических исследований на добывающих скважинах месторождений, разрабатываемых Обществом, закреплена в регламентирующих документах в рамках реализации мероприятий по контролю за разработкой месторождений и проектными документами. В процессе промышленной эксплуатации пластов и скважин исследования главным образом проводятся гидродинамическими методами. При этом решаются следующие важные задачи: 1) уточняются гидродинамические характеристики пластов, 2) контролируется ход выработки пластов, 3) выявляется технологическая эффективность существующей системы разработки, 4) выявляется эффективность проводимых геолого-технических мероприятий по повышению или восстановлению производительности скважин и т.д. На базе получаемых данных в систему разработки вводят дополнения или проводят ее усовершенствование. Процесс газодинамических исследований скважин продолжается в течение всего периода промышленной эксплуатации залежей. Ежегодный охват гидродинамическими исследованиями эксплуатационного фонда скважин в среднем составляет 30%. Еще недавно добывающий фонд месторождений был представлен вертикальными и наклонно-направленными скважинами. Технологии исследований таких скважин традиционны, они известны, широко распространены и активно применяются в Обществе силами геологических служб промыслов. В процессе выполнения газодинамического исследования прибор (глубинный термоманометр) спускается

в скважину на скребковой проволоке с помощью мобильного каротажного подъемника. Точка записи, как правило, соответствует середине интервала перфорации (СИП) (рис. 1).

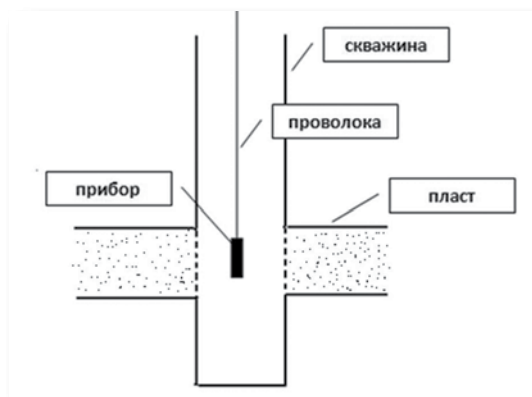


Рисунок 1 – Схема исследования вертикальной скважины

Горизонтальные скважины из-за их конструктивных особенностей так исследовать невозможно. Прибор, спускаемый в скважину на скребковой проволоке, в горизонтальную часть ствола под действием собственного веса попросту не пройдет. До определенного угла наклона скважины, обычно не более 60°, прибор может быть доставлен традиционным методом. Однако по технологии проведения исследований необходимо, чтобы прибор находился в районе точки или области, где имеется гидравлическая связь между скважиной и продуктивным пластом. Обычно это интервал перфорации скважины или область расположения фильтра. Здесь возникает необходимость использования других, значительно более сложных технологий доставки и размещения прибора в горизонтальную часть скважины (рис. 2).

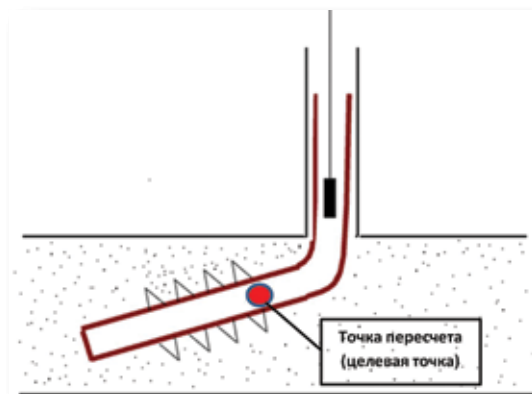


Рисунок 2 – Схема исследования горизонтальной скважины

Это могут быть скважинные тракторы, гибкие трубы (колтюбинг), в некоторых случаях используются насосно-компрессорные трубы, жесткий кабель и т.д. Все эти технологии достаточно эффективны и зачастую позволяют решить большинство поставленных перед исследованием задач. Однако у данных технологий исследования с доставкой приборов в горизонтальную часть ствола есть минусы, которые зачастую заставляют отказываться от их проведения. К таковым относится высокая цена, обязательное привлечение сервисных компаний, высокие риски оставить прибор в скважине (грязь в горизонтальной части скважины), загрязнение датчиков, а в ряде случаев возникает необходимость глушения скважины и привлечение бригады подземного ремонта. Все перечисленное заставляет искать более простой и менее затратный способ проведения ГДИС в горизонтальных скважинах, при этом сохраняющий высокую достоверность получаемой информации. В последние годы наметилась тенденция расширения добывающего фонда предприятия за счет появления скважин с горизонтальными окончаниями. Такие скважины есть на Еты-Пуровском и Муравленковском месторождениях. При этом на Муравленковском месторождении фонд горизонтальных эксплуатационных скважин составляет 20 единиц. И данные скважины нужно периодически исследовать. Так что же делать? Продолжать тратить огромные средства и привлекать сервисные компании или есть менее затратный способ получения необходимых результатов? Попробуем в этом разобраться и найти способ решения такого рода задач.

Генеральный замысел предлагаемого способа модификации исследований под рассматриваемые задачи следующий. Предлагается проводить исследование горизонтальной скважины подобно тому, как это делали ранее и продолжаем делать на вертикальных скважинах, ограничиваясь лишь глубиной прохода прибора под действием собственного веса и веса удерживающей проволоки. Все технические средства у нас для этого есть. Очевидно, что при таком способе доставки глубинный манометр не достигнет целевой точки и остановится в 50–250 м, не доходя до необходимой глубины. Далее необходимо подобрать правильную модель гидравлических потерь или корреляцию многофазного потока для вычисления изменения давлений в скважине по глубине. Затем внести соответствующие правки в записанную кривую давления, скорректировав ее до необходимой, правильной глубины. Сделать это можно расчетным путем, с использованием современных программных средств и инструментов узлового анализа (nodal analysis). На предприятии есть программный продукт Pipesim (Shlumberger), который используется службами добычи газа для расчета наземных газосборных сетей. В данном программном комплексе есть инструмент, позволяющий выполнять анализ для различных узлов скважины, относительно которых предусматривается производить пересчет давления. В нашем случае таким узлом считается

точка, соответствующая верхним отверстиям интервала перфорации или фильтровой зоны. На базе описанной концепции авторами предложен системный подход к решению пока еще специфичных для нашего предприятия задач.

Инструмент (программный комплекс) для расчета давлений и гидравлических потерь в скважине, в том числе и горизонтальной, у нас есть. Теперь необходимо выбрать способ проверки достоверности воспроизведения давления в скважине модельной (корреляционной) кривой. И это возможно. Если при спуске прибора в работающую горизонтальную скважину выполнить серию промежуточных остановок (рис. 3), то в результате сможем получить профиль распределения давления и температуры в проточной части фонтанного лифта. Далее под реальный профиль распределения давления подбирается соответствующая и наиболее адекватная модель (корреляция потока), через наиболее тесное согласование с реальным профилем и следует выбрать тот или иной вариант (рис. 4).

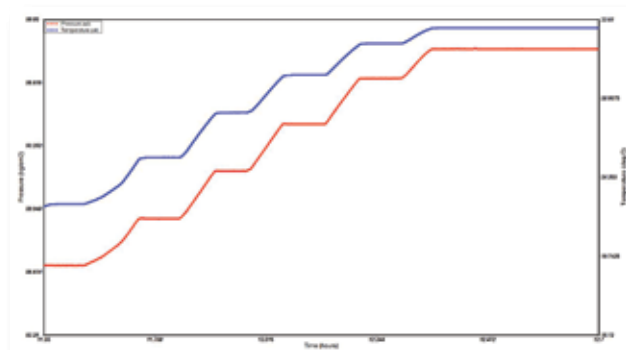


Рисунок 3 – Ступенчатая запись давления и температуры в работающей горизонтальной скважине

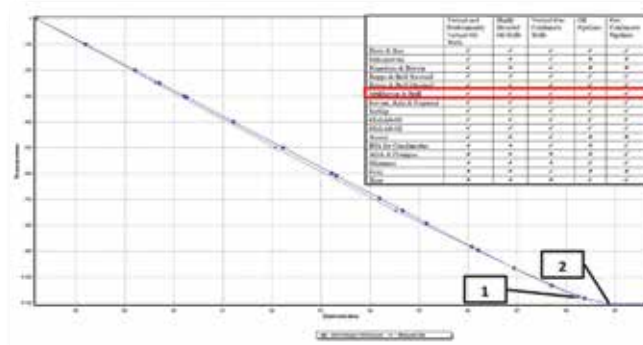


Рисунок 4 – Профиль распределения давления в скважине, фактический (малиновый) и модель (синий)

На рисунке представлен график реального исследования горизонтальной скважины Муравленковского месторождения, на которой в августе 2013 года проведено исследование с реализацией рассматриваемого подхода. На графике отчетливо видно, что выбранная корреляция (авторы Мукерджи и Брилл) для вертикального и горизонтального потоков достаточно реалистично воспроизводит реальное изменение давления в работающей скважине. В интервале глубин от устья и до 1185 м (максимальная глубина прохождения прибора) фактическая и модельная кривая имеют

ярко выраженную сходимость. В таком случае, если мы моделью адекватно воспроизводим изменение давления в скважине до глубины 1184 м (на графике точка 1), то мы можем вполне обоснованно допустить, что модель достоверно рассчитает давление и в точке 2 (глубина 1337 м), удаленной на 153 м по стволу или на 27,7 м по вертикали. Таким образом, можно скорректировать изменение давления в скважине на любом из режимов исследования (рис. 5).

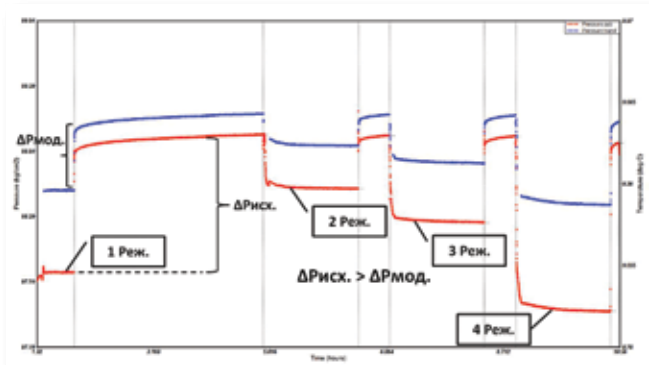


Рисунок 5 – Кривые изменения давления в скважине, фактическая (красная) и преобразованная (синяя)

На цикле КВД, в остановленной скважине, корректировка давления произведена с использованием известного барометрического уравнения Лапласа-Бабинэ:

$$P_{пл} = P_{ст} e^{0.03415 \frac{pH}{Z_{cp} T_{cp}}}$$

где $P_{пл}$ – расчетное давление на целевую точку, ата; $P_{ст}$ – статическое давление в точке записи, ата; p – относительная плотность газа; H – вертикальная глубина от точки записи до целевой точки, м; T_{cp} – средняя температура газа по стволу в пространстве между точками, К; Z_{cp} – средний коэффициент сжимаемости газа в пространстве между точками.

На режимах испытания в работающей скважине корректировка давления произведена как с учетом веса столба газа, так и с поправками на гидравлические потери движущегося потока. Вся последующая интерпретация материалов исследования выполняется на базе преобразованной описанным способом кривой забойного давления и использованием ПК “PanSystem” и “SaphirKAPPA”. Проводя сравнительный анализ диагностических графиков КВД (рис. 6), построенных по исходным и преобразованным описанным образом кривым, можно увидеть определенные сходства и различия. Сходство заключается в полной сходимости графиков производных. Это означает, что при интерпретации будет получен одинаковым целый ряд параметров, таких как проницаемость (горизонтальная и вертикальная), работающая длина фильтра, параметр положения фильтра в пласте. А вот билогарифмические графики существенно отличаются. Соответственно, различными будут параметры скин-фактора и не Дарси эффекта.

В данном случае при использовании исходной кривой рассчитанное значение D фактора имеет значение $2,574 \cdot 10^{-5} \text{ л/(м}^3/\text{сут.)}$ 20°C , что больше соответствует вертикальной скважине и плохо согласуется с традиционным представлением об отсутствии или весьма незначительном проявлении турбулентности на входе в горизонтальный ствол. Очевидно, что полученное решение с использованием исходной кривой нельзя будет использовать как достоверный инструмент прогнозирования режима работы скважины и пласта.

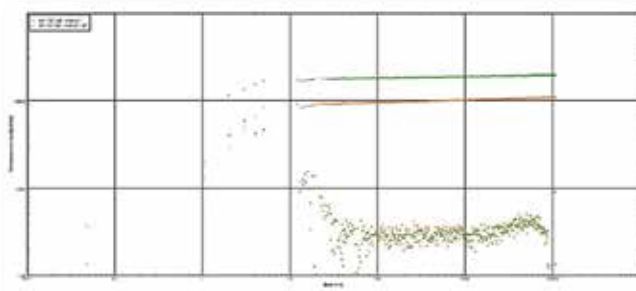


Рисунок 6 – Диагностические графики КВД, исходный (зеленый) и преобразованный (коричневый)

В 2013 году все газодинамические исследования на добывающих горизонтальных скважинах Муравленковского месторождения проводились с использованием технологии КВД-ИД, как наиболее информативной и отвечающей современным подходам и принципам. Был разработан универсальный дизайн проведения исследований, в основе которого лежит обобщенный анализ ранее выполненных работ. Продолжительная кривая восстановления давления (3 часа) после длительной стабильной работы скважины на технологическом режиме (100%). Серия из трех циклов отбора с различными дебитами. Дебит изменяется от цикла к циклу в следующей последовательности: 60%, 80%, 120% от рабочего (технологического). Длительность циклов отбора 90 минут. Циклы отбора отделены друг от друга сравнительно короткими КВД длительностью 30 минут. Основная цель циклических исследований – учет зависимости интегрального скин-фактора (скин, плюс не Дарси эффекты, при наличии последних) и введение в результаты соответствующей поправки. Проведенный комплекс исследований в 2013 году и их анализ показал, что представленный дизайн является оптимальным и действительно соответствует принципам универсальности. Его использование в полной мере позволяет выполнять качественные исследования скважин и получать полный комплекс фильтрационных характеристик пласта.

Всего в 2013 году на месторождении проведено 15 исследований с использованием данной технологии и рассматриваемого способа пересчета исходных кривых. Охват исследованиями горизонтальных скважин Муравленковского месторождения составил 75%. Одной из задач выполненного комплекса исследований являлось определение максимально допустимой депрессии на пласт, при которой сохраняется целостность коллектора в ПЗП. Для

решения данной задачи все режимы испытаний выполнены через сепарационную установку «Надым». На сепараторе производились отборы проб воды и через определение химического состава делались выводы относительно присутствия в притоке признаков подошвенной воды. Объем отобранной воды сравнивался с расчетным (через парожидкостное равновесие) при термобарических условиях сепаратора. Это дополнительно позволило диагностировать наличие или отсутствие признаков пластовой воды в притоке скважины. Результаты геохимического контроля позволили предположить признаки примеси подошвенной воды в продукции двух скважин. Оценка рисков подтягивания конусов пластовой воды к забоям скважин выполнена через величину максимальной допустимой депрессии на пласт. Последняя рассчитывалась по закону Паскаля $\Delta P_{\max} = hg(\rho_v - \rho_g)$, где h – расстояние до ГВК, g – ускорение свободного падения, ρ_v , ρ_g – плотности воды и газа в пластовых условиях. Данный метод дает самую низкую величину допустимой депрессии и предельного безводного дебита, поскольку не учитывает вертикальной проницаемости (полностью изотропный пласт). С другой стороны, применение данного метода позволяет максимально подстраховаться от подтягивания конусов подошвенной воды. Высокий риск образования конусов подошвенной воды при существующих технологических режимах можно предположить в шести из горизонтальных скважин, где проведены исследования.

К недостаткам рассмотренного способа преобразования исходной кривой забойного давления можно отнести следующее. Во-первых, отсутствие прямого замера давления в необходимой точке и подмена его пересчетной величиной. Во-вторых, это имеющиеся ограничения способа. Он может успешно применяться только в работающих «сухим» газом горизонтальных скважинах, где отсутствует столб воды и песчаные пробки. Применимость способа для исследования горизонтальных газоконденсатных скважин, пока

не обоснована и требует дополнительного изучения. В перспективе необходимо провести уточнение достоверности выполняемых пересчетов давления с реальными замерами в целевой точке.

Таким образом, на основе теоретического анализа и результатов моделирования предложен и на примере реализации широкомасштабных исследований Муравленковского месторождения (газовая залежь) апробирован подход к введению поправок в график изменения забойного давления в скважине при пересчете на другую глубину (узел). По сути, обоснован малозатратный способ (инструмент) проведения газодинамических исследований в горизонтальных скважинах без использования сложных и дорогостоящих технологий. Все это в комплексе с геохимическими и другими методами анализа позволяет осуществлять контроль эксплуатации горизонтальных газовых скважин, обосновывать оптимальные режимы их работы и выдать соответствующие рекомендации. Силы и компетенции геологической службы, применение рассмотренного метода и комплексов исследований позволяют существенно повысить эффективность мониторинга разработки залежей и их отдельных участков, где добыча газа осуществляется горизонтальными скважинами. Благодаря этому появляются дополнительные знания и уверенность в эффективности предлагаемых оптимизационных решений. ☉



Главный офис ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

НАША СПРАВКА

ООО «Газпром добыча Ноябрьск» – 100-процентное дочернее общество ОАО «Газпром», осуществляющее разработку 5 месторождений, в том числе 4 газовых, 1 нефтегазоконденсатного. В эксплуатации находится 547 скважин. Производственные объекты Общества расположены в Ямало-Ненецком автономном округе, на Камчатке, Урале и в Якутии. В составе предприятия 5 газовых промыслов и 3 управления. На правах оператора компания оказывает услуги по добыче и подготовке газа независимым недропользователям на Губкинском, Муравленковском, Новогоднем, Тарасовском, Северо-Губкинском месторождениях (ЯНАО), а также Кшукском и Нижне-Квакчикском на Камчатке. В год предприятие добывает около 70 млрд куб. м газа. В компании действует система экологического менеджмента ISO 14001:2004. Коллектив насчитывает свыше 3800 человек. Главный офис находится в Ноябрьске.

ООО «Газпром добыча Ноябрьск»
629800 ЯНАО, г. Ноябрьск, ул. Республики, 20
Тел. +7 (3496) 36-31-48

Факс +7 (3496) 36-85-14
E-mail: info@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
www.noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

Недропользователи готовы к внедрению инноваций

Subsoil Users Are Ready to Introduce Innovations

Корреспондент журнала «Время колтюбинга» беседует с А.Н. Коротченко, директором ООО «ИнТех».

Время колтюбинга: Андрей Николаевич, Вы возглавляете ООО «ИнТех», что расшифровывается как «Инновационные технологии». Компания специализируется на предоставлении спектра инженерных услуг в области строительства скважин и повышения отдачи пластов и интенсификации добычи углеводородов. Каких именно?

Андрей Коротченко: На сегодняшний день ООО «ИнТех» предоставляет услуги в области капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Один из основных векторов нашего развития направлен на внедрение автоматизированных систем при капитальном ремонте скважин.

ВК: Негосударственное образовательное частное учреждение дополнительного профессионального образования с аналогичным названием также работает под Вашим руководством. Какие задачи ставит перед собой эта структура?

А.К.: Наши задачи – это популяризация развития техники и технологий КРС, а также выстраивание связей между специалистами.

ВК: Какие формы работы образовательной структуры Вы используете?

А.К.: НОЧУ ДПО «ИнТех» специализируется на проведении тематических семинаров и конференций для специалистов нефтегазодобывающих предприятий. Также организованы курсы по повышению квалификации для инженеров/супервайзеров в области бурения и ремонта эксплуатационных и разведочных скважин. Все образовательные программы составляются на основании лицензии на право ведения образовательной деятельности (№ 324 246), выданной 24.02.2012 Департаментом по лицензированию, государственной аккредитации, надзору и контролю в сфере образования Тюменской области.

ВК: Какова целевая аудитория «ИнТех»?

А.К.: Целевую аудиторию в основном составляют геологи, технологи, специалисты по добыче, инженеры по бурению и ТКРС.

ВК: Наша беседа проходит в процессе семинара-конференции «КРС, ГРП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах», организатором которой выступает «ИнТех». Скажите несколько слов о сегодняшнем мероприятии и его участниках.

The correspondent of Coiled Tubing Times had a meeting with A.N. Korotchenko, Director of InTech, LLC.

Coiled Tubing Times: Andrey Nikolayevich, you are the head of InTech, LLC, which stands for “Innovation Technologies”. The company is focused on the engineering services in the field of well construction and enhanced oil recovery (EOR) technologies. What are these services?

Andrey Korotchenko: At the moment, InTech, LLC renders services in the field of well workover and production enhancement. One of our principal development thrusts is the introduction of automated systems for well workover.

CTT: You also run a non-state private educational institution of continuing professional education. What are the objectives of this institution?

A.K.: Our objective is popularization of well workover equipment and technologies as well as forming connections between specialists.

CTT: What methods does this educational structure apply?

A.K.: InTech AVT NSEPI specializes in topical workshops and conferences for professionals representing oil and gas production companies. It also provides further training for engineers/supervisors in the field of drilling and repair of exploration and production wells. All educational programs are prepared in compliance with the License for Educational Activity (№ 324 246), issued on 24.02.2012 by Tyumen Region Department for Education Licensing, State Accreditation, Supervision and Control.

CTT: What is a target audience of InTech?

A.K.: The target audience includes geologists, process engineers, production engineers, drilling, well workover and well servicing specialists.

CTT: Our conversation is held within the framework of the conference “Well workover, hydraulic fracturing, coiled tubing, well intervention and supervising in horizontal and multilateral wells” organized by InTech. Could you please tell a few words about this activity and its participants?

A.K.: Among the participants of the workshop there are representatives of oil and gas production and oilfield service companies. The share of



А.К.: Участниками семинара стали представители нефтегазодобывающих и сервисных компаний, причем 60%, т.е. большую часть, составляют представители добывающих структур. Это красноречиво свидетельствует

о том, что недропользователи готовы к принятию инноваций и внедрению новых технологий.

ВК: В информационном письме о семинаре говорилось, что необходимо «уделять особое внимание использованию инноваций при осуществлении капитального ремонта таких скважин для нефтедобывающих предприятий». На каких инновациях фокусируется программа семинара?

А.К.: В центре тематики семинара – КРС в горизонтальных скважинах, и программа построена таким образом, чтобы ответить на основные вопросы и осветить главные достижения в отрасли по этой тематике.

ВК: Каких технологий, по Вашему мнению, не хватает сегодня российскому нефтегазовому сервису? Можно ли их разработать на родине или нужно импортировать?

А.К.: Сегодня российскому нефтегазовому сервису не хватает в первую очередь многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах.

ВК: Наш журнал посвящен хай-тек нефтегазовому сервису, прежде всего сервису с использованием ГНКТ и ГРП. Какие инновации, появившиеся в этой области в последнее (1–2 года) время, Вы бы отметили?

А.К.: В настоящее время, как и показали доклады и вопросы участников семинара, наиболее интересны следующие технологии:

- Разбуривание портов многостадийного ГРП;
- РИР в горизонтальных скважинах;
- ГИС горизонтальных скважин во время ремонта.

ВК: Какие новые технологии могут сегодня успешно конкурировать с традиционными технологиями ПНП?

А.К.: На сегодняшний день с традиционными технологиями ПНП могут успешно конкурировать кислотная обработка призабойной зоны пласта и многокомпозиционные технологии.

ВК: Какие высокие технологии нефтегазового сервиса особенно востребованы в Западной Сибири? Какие будут востребованы в ближайшем будущем?

А.К.: Мы считаем, что в Западной Сибири востребованы такие высокие технологии нефтегазового сервиса, как:

- ловильные работы в горизонтальных скважинах;
- ГИС в горизонтальных стволах;
- проведение многостадийного ГРП;
- РИР в горизонтальных стволах;
- инструментальный контроль работ автоматизации процесса КРС.

ВК: Спасибо за интервью и успехов семинару!

Беседовал Александр Пирожков, «Время колтюбинга»

production companies is about 60%. It means that subsoil users are ready for accepting innovations and introduction of new technologies.

CTT: The information letter dedicated to the workshop said that “it is necessary to give a high priority to the use of innovations during workover operations in horizontal and multilateral wells performed for oil producers”. What innovations does the program of the workshop focus on?

А.К.: The topic of the workshop is well workover operations in horizontal wells and the program is built in such a way that the major issues and principal achievements in this field are covered.

CTT: What technologies do, in your opinion, the Russian oil and gas service lack today? It is possible to develop them in Russia? Or should we import them?

А.К.: At the moment, Russian oil and gas service feels the need for multi-stage hydraulic fracturing operations in horizontal wells.

CTT: Our Journal is devoted to high-tech oilfield services with coiled tubing and hydraulic fracturing application. What innovations in this field, which emerged during the last 1-2 years, would you particularly mention?

А.К.: According to the reports and questions of the workshop participants, the following technologies are of great interest:

- Milling of the sleeves/ports during multi-stage hydraulic fracturing operations;
- Cement squeeze operations in horizontal wells;
- Logging in horizontal wells during service operations.

CTT: What new technologies can successfully compete with the conventional EOR technologies today?

А.К.: At the moment, conventional EOR technologies can be outrun by the application of bottomhole formation zone acid treatments and multi-composite technologies.

CTT: What high-tech oilfield services are currently in high demand in Western Siberia? What about the nearest future?

А.К.: In our opinion, the following high-tech oilfield services are in demand in Western Siberia:

- Fishing operations in horizontal wells;
- Logging in horizontal wells;
- Multi-stage fracturing operations;
- Cement squeeze operations in horizontal wells;
- Instrumental monitoring of well workover automation process.

CTT: Thank you for the interview! I wish success to the workshop!

Interview by Alexander Pirozhkov, Coiled Tubing Times

НОВАЯ ТЕХНИКА ОТ ГРУППЫ ФИД

Инновационная продукция Группы ФИД в первую очередь ориентирована на повышение эффективности при проведении технологических операций, повышение стабильности проведения работ, автоматизацию процессов с целью повышения их качества, а также в ряде случаев предоставляет оборудование с высокой степенью интеграции. Такой результат достигается за счет повышения энергонасыщенности новой техники, повышения автоматизации процессов и управления, дублирования основных элементов, влияющих на технологический процесс, обеспечения большого количества вариантов подключения и применения установок. Такие принципы закладываются еще на стадии проектирования техники и позволяют:

- уменьшать количество установок, а значит, и персонала, необходимого для проведения операции;
- гарантированно завершить каждую технологическую операцию, пусть и в аварийном режиме, даже в случае выхода из строя некоторых элементов или систем;
- иметь широкий спектр применения одного вида техники на разных операциях или в различных сочетаниях.

Основной целью в создании новой техники является наиболее полное удовлетворение потребностей клиента на всех уровнях: эргономичное рабочее место, простое и понятное управление, надежная работа – оператору; подробное руководство по эксплуатации с каталогом запасных частей и сервисной поддержкой – механику; производительная работа и отсутствие простоев техники – владельцу техники. Эта сложная задача решается при тесном сотрудничестве конструкторов, создающих технику, с непосредственными участниками процесса эксплуатации и обслуживания этой техники.

И только в случае успешного решения этой задачи можно говорить о том, что техника удалась, а значит, будет иметь хорошие отзывы, успех и спрос на рынке.

Комплекс насосный приготавливающий КНП1

Одной из последних наиболее перспективных разработок, реализованных в последнее время, стал комплекс насосно-приготавливающий, предназначенный для проведения технологий повышения нефтеотдачи пластов, таких как:

- КДС – повышение охвата пластов заводнением путем создания водоограничивающих барьеров в промытых зонах продуктивного пласта и перераспределение потока воды на нефтенасыщенные зоны (РД-39-0147585-098-94, патент РФ № 1677276).
- МОЭЦ – повышение охвата пластов

Общий вид установок комплекса представлен на фотографиях

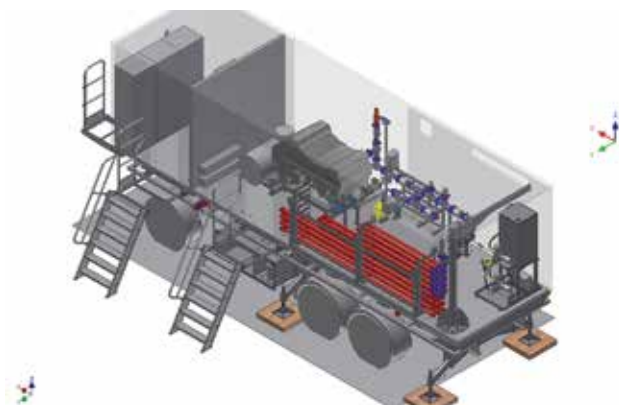


Рисунок 1 – Компонировка установки УНН2



Рисунок 2 – Общий вид установки УНН2



Рисунок 3 – Установка УНН2. Вид на насос высокого давления



Рисунок 4 – Установка УНН2. Система дозирования ацетата хрома и ручная таль



заводнением путем создания в пласте высоковязких растворов или гидрогелей (студней), способных изолировать промытые участки, и повышение степени нефтевытеснения (РД 153-39.0-398-05, патент РФ № 2244812).

- КПС – повышение охвата пластов заводнением путем закачки капсулированных полимерных систем на основе полиакриламида и сшивателя (РД 153-39.0-429-05, патенты РФ №№ 2292450, 22158700, 2298088).
- ВУКСЖС – повышение охвата пластов заводнением путем блокирования обводнившихся зон водными суспензиями на основе силикатного геля (РД 153-39.0-503-07, патент РФ № 2321733, полезная модель №№ 48202, 55027).
- НМЖС – повышение охвата пластов заводнением путем осадко-гелеобразования (РД 153-39.0-509-07, патенты РФ №№ 2133825, 2416002).
- ПГК – повышение охвата пластов заводнением путем блокирования высокопроницаемых обводнившихся пропластков полимер-глинистой композицией с последующим перераспределением фронта заводнения на неохваченные ранее воздействием продуктивные пропластки (РД 153-39.0-547-07, патент РФ № 2136872).
- ЩПК-М – повышение охвата пластов заводнением путем блокирования заводненной части пласта за счет закачки осадкообразующих композиций и увеличение степени нефтевытеснения за счет щелочного воздействия (РД 153-39.0-576-08, патент РФ № 2136871).
- ГЕОС-К – повышение охвата пластов заводнением путем блокирования высокопроницаемых обводнившихся зон осадко- и гелеобразующими композициями на основе эфиров целлюлозы, полиакриламида, ацетата хрома, гидроксида натрия (РД 153-39.0-616-09, патент РФ № 2309248).
- НКПС – повышение охвата пластов заводнением путем закачки низкоконцентрированных полимерных составов с поверхностно-активными веществами для вовлечения в разработку низкопроницаемых зон пласта (РД 153-39.0-673-10, патент РФ № 2398958).
- ДКМ – блокирование высокопроницаемых обводнившихся зон пластов гелеобразующими композициями с последующим перераспределением фронта заводнения на неохваченные ранее воздействием продуктивные пропластки (РД 153-39.0-352-04; патент РФ № 2169258).
- СПС – перераспределение фильтрационных потоков за счет тампонирования наиболее проницаемых зон продуктивного пласта (РД 153-39.0-377-05, патент РФ № 2223395).
- Ксантан – создание в промытых зонах пласта гелевых блоков из ксантановых биополимеров ▶

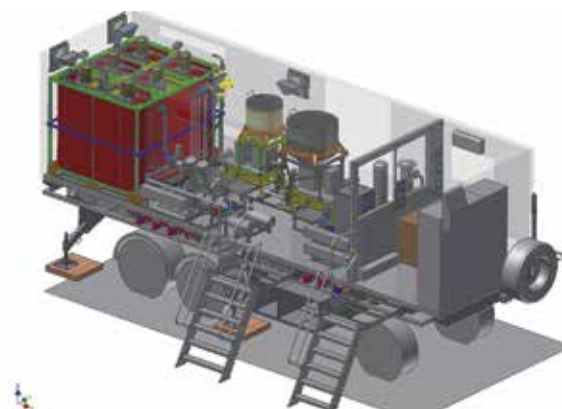


Рисунок 5 – Компонировка установки УНП9



Рисунок 6 – Установка УНП9. Бункер для сыпучих химреагентов



Рисунок 7 – Установка УНП9. Система подготовки воды

(РД 153-39.0-457-06, патент РФ № 2285785).

- Гуар – блокирование высокопроницаемых обводнившихся зон гелеобразующими композициями или низкоконцентрированными растворами гуаровой камеди с индукторами гелеобразования (РД 153-39.0-667-10, патент РФ № 2346151).
- ЛПК – блокирование высокопроницаемых обводнившихся зон осадкообразующими композициями на основе латекса, жидкого стекла, полиакриламида (технологический регламент, патент РФ № 2290504).

Комплекс состоит из двух установок: установка насосная приготавливающая УНП9 и установка насосная нагнетающая УНН2. Все оборудование размещается на двух трехосных прицепах с изотермическими фургонами. Все модули оснащены:

- системами автоматического управления и контроля;
- системами отопления и вентиляции;
- системами локальной связи;
- системой видеонаблюдения за состоянием оборудования в насосном блоке;
- системой наружного, внутреннего и аварийного освещения.

Установка УНП9 предназначена для приготовления композиции из воды с жидкими и (или) сухими химреагентами в необходимой пропорции и дальнейшей подачи к установке насосной нагнетающей УНН2.

Установка УНН2 предназначена для закачки приготовленной композиции в скважину при помощи насоса высокого давления. В установке также установлена система дозированной подачи сшивателя (ацетата хрома).

Установки УНП9 и УНН2 могут работать как в комплексе, так и по отдельности. Работа комплекса КНП1 происходит в полностью автоматическом режиме.

При работе комплекса вода из внешних емкостей – либо трубопровода, либо линии поддержания пластового давления – поступает в смесительный блок, где происходит ее смешение в необходимых пропорциях с жидкими и (или) сухими химическими реагентами для образования необходимых композиций. Максимальное отклонение от рабочих концентраций компонентов – $\pm 5\%$. После смешивания в смесительном блоке композиция поступает в насосный блок с расположенным в нем насосом высокого давления. Также в насосном блоке находится линия дозированной подачи ацетата хрома. Композиция, смешанная с необходимым количеством ацетата хрома, подается на насос высокого давления, который закачивает ее в скважину в объеме, необходимом для совершения технологической операции. Допускается закачка композиций с содержанием глины до 2%.

Основные технические характеристики комплекса приведены в таблице 1.



Рисунок 8 – Установка УНП9. Выходные центробежные насосы и система дозировки жидких химреагентов



Рисунок 9 – Установка УНП9. Гидратационная емкость

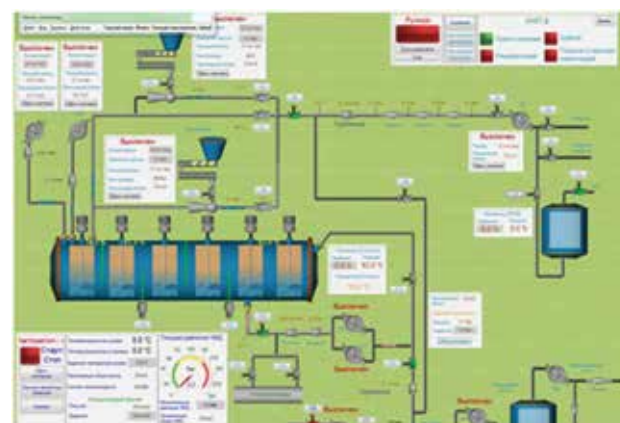


Рисунок 10 – Общий вид интерфейса ПО

Таблица 1 – Технические характеристики комплекса

Наименование параметра	Значения
1. Максимальное рабочее давление закачки композиции	30 МПа
2. Производительность при давлении 30 МПа, не менее	9 м³/час
3. Продолжительность включения (ПВ) насосной установки при производительности по п. 2 в течение суток, не менее	23 ч
4. Минимальная производительность, не более	3 м³/час
5. Объемы закачки композиции в одну скважину при проведении работ по регулированию охвата пластов заводнением	до 5000 м³
6. Диапазон дозировки ацетата хрома	1,7–7 л/час
7. Диапазон дозировки жидкого стекла	198–595 л/час
8. Диапазон дозировки ПАВ	50–602 л/час
9. Производительность центробежных насосов	12,5 м³/час
10. Производительность электронасоса самовсасывающего	5 м³/час
11. Объем гидратационной емкости	6 м³
12. Объем емкости для сухих химреагентов	
– емкость 1	0,2 м³
– емкость 2	0,4 м³
13. Количество емкостей для сухих химреагентов	2
14. Объем емкости для ацетата хрома	0,22 м³
15. Производительность дозирующего устройства шнекового дозатора № 1	2–77 л/час
16. Производительность дозирующего устройства шнекового дозатора № 2	115–346 л/час
17. Динамическая вязкость товарных жидких химреагентов	до 1 Па·с
18. Давление в системе ППД	1–30 МПа
19. Температура рабочей среды	от 0 до +45°C
20. Температура рабочих композиций	от 0 до +45°C
21. Параметры окружающей среды	от -40 до +40°C при относительной влажности воздуха не более 98% при температуре +40°C
22. Установленная мощность электрооборудования, не более, кВт	200
23. Скорость движения комплекса, не более, км/ч: – по дорогам с твердым покрытием – по грунтовым дорогам	35 20

Основные отличия от аналогов

- 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. 



Рисунок 11 – Электрическая система управления



Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



18 марта 2014

НЕФТЕГАЗСНАБ Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка



22 мая 2014

НЕФТЕГАЗСТРОЙ Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с иносфирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ – основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"



11 сентября 2014

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА Модернизация переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами



9 октября 2014

НЕФТЕГАЗСЕРВИС Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями



4 декабря 2014

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе

Телефоны: (495) 514-44-68, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru



КОМПЛЕКТ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ

Предназначен для управляемого горизонтального и наклонно-направленного бурения скважин, в том числе в условиях депрессии на продуктивный пласт.



В состав комплекта входит система направленного бурения (СНБ) с кабельным каналом связи в исполнении 76 мм или 89 мм.

СНБ включает:

- наземное оборудование;
- компоновку низа бурильной колонны;
- программное обеспечение.

СНБ позволяет:

- осуществлять проводку скважин с высокой интенсивностью набора кривизны;
- осуществлять проводку скважин по пластам малой толщины с высокой точностью;
- оптимизировать траекторию скважины;
- получать данные с забоя в режиме реального времени.



Преимущества колтюбингового бурения:

- увеличение механической скорости проходки;
- стабильность параметров депрессии вследствие непрерывности процесса бурения;
- сохранение коллекторских свойств приствольной части пласта;
- высокий уровень производственной и экологической безопасности;
- высокая степень автоматизации бурения.

ТАМ Интернэшнл: ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ДВУХПАКЕРНЫХ КОМПОНОВОК НА ГНКТ ДЛЯ СЕЛЕКТИВНЫХ ОБРАБОТОК ПЛАСТА

Tim DAVIS, менеджер линейки инструментов; **Виталий ВИДАВСКИЙ**, глава филиала – РФ;
Антон ШАБАРИШОВ, технический директор – РФ

Сегодня гидроразрыв пласта – один из наиболее эффективных способов увеличения нефтеотдачи в низкопроницаемых слоистых коллекторах. Как показывает промысловый опыт и инженерные расчеты, без проведения ГРП большая часть нефти, находящейся в ловушках, останется в недрах навсегда. После проведения ГРП в продуктивной зоне становится рентабельной разработка многих участков, малоперспективных с точки зрения добычи нефти и газа. ГРП обеспечивает контакт ствола скважины с огромной площадью коллектора.

Во многих случаях применение традиционных методов интенсификации притока в больших интервалах ствола скважины приводит к появлению двух серьезных проблем:

- Невозможно обеспечить интенсификацию притока по всем продуктивным интервалам из-за разных градиентов давления ГРП и ограниченного доступа.
- Для разобщения интервалов устанавливаются неизвлекаемые пакеры и муфты ГРП, что ограничивает возможности проведения внутрискважинных работ в будущем.

TAM International предлагает экономически эффективный подход к проведению многостадийного ГРП в необсаженном стволе, с применением гибких НКТ и системы сдвоенных наполняемых пакеров Straddle PosiFrac, который позволяет обеспечить более эффективную интенсификацию притока из всех потенциальных продуктивных интервалов. Такой подход исключает необходимость в спуске системы пакеров и муфт ГРП или спуске и цементировании хвостовика, что дает ряд преимуществ при эксплуатации.

подавляющее большинство применений данной системы приходится на север США и юг Канады, где расположено месторождение Баккен, нетрадиционный коллектор которого представлен сложными доломитопесчано-алевритовыми структурами. Коллектор характеризуется крайне низкой проницаемостью, поэтому для обеспечения рентабельности добычи нефти необходимо производить гидроразрыв пласта.

Большинство операторов, работающих в этом районе, придерживались единого подхода и применяли для заканчивания хвостовик диаметром 4,5 дюйма (114,3 мм) с механическими пакерами и муфтами ГРП между ними. Такая система не дает возможности удостовериться, что пакер посажен и обеспечивает уплотнение, что приводит к сложностям при определении местонахождения трещины, а также необходимости разбуривания седел шаров для очистки ствола от песка/проппанта.

Стандартная конструкция скважины предусматривает спуск обсадной колонны диаметром 7" (177,8 мм) до горизонтального участка. Горизонтальный участок бурится долотом диаметром 6,25" (159 мм) и длиной до 1000 м. Глубина по вертикали составляет примерно 1400 м. Забойное давление – 15 МПа, давление разрыва трещин варьируется от 20 МПа до 30 МПа. Скорость закачки – 0,8 м³/мин, концентрация проппанта – не более 800 кг/м³. Общий объем проппанта на стадию ГРП – от 3,5 до 10 тонн.



Рисунок 1 – Конструкция скважины

СИСТЕМА СДВОЕННЫХ НАПОЛНЯЕМЫХ ПАКЕРОВ STRADDLE POSIFRAC

Комплекс оборудования Straddle PosiFrac для проведения ГРП представляет собой систему многофазовых извлекаемых наполняемых пакеров, которая состоит из верхнего пакера, перфорированного патрубка (обеспечивает канал доступа к интервалам ГРП) и нижнего пакера, устанавливаемого на заданном расстоянии между соединениями НКТ (рис. 2).

Верхний пакер Контрольная линия Перфорированная труба Нижний пакер



Рисунок 2 – Система сдвоенных наполняемых пакеров Straddle PosiFrac

Распакеровка системы осуществляется гидравлическим способом, при этом наполнение нижнего пакера происходит через линию управления, связывающую верхний и нижний пакеры. Работа установочного механизма осуществляется под действием осевой нагрузки, таким образом, верхний пакер может находиться в режиме осевого сжатия (установки) или в транспортном режиме при спуске или перемещении из одного интервала в другой.

Эта система пакеров используется для многократного разобщения зон ГРП за одну СПО. В случае выпадения песка из жидкости гидроразрыва предусмотрена возможность очистки интервала между пакерами для предотвращения прихвата.

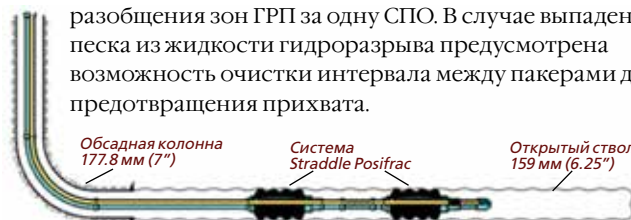


Рисунок 3 – Распакеровка системы

В настоящее время технология Straddle PosiFrac компании TAM International занимает лидирующие позиции при проведении многостадийного ГРП на месторождении Баккен. В ходе работ применяются следующие типовые параметры процесса проведения гидроразрыва: скорость нагнетания в пределах 0,5–1,3 м³/мин, концентрация проппанта 800 кг/м³, при этом общий объем закачки проппанта составляет до 255 тонн. Количество интервалов обработки при работе на ГНКТ за одну СПО составляет в среднем от 5 до 20. При этом отсутствуют какие-либо ограничения как по количеству обрабатываемых интервалов за один рейс, так и количеству и частоте повторного гидроразрыва. Зафиксированный на сегодняшний день рекорд – обработка 118 интервалов за один рейс.

Результаты многочисленных применений системы Straddle PosiFrac на ГНКТ подтвердили возможность сокращения продолжительности цикла многозонного ГРП как минимум на двое суток для скважин с 10 стадиями ГРП и более.

При работе с системой Straddle PosiFrac необходимо учитывать вероятность образования трещин вокруг пакеров при проведении ГРП. Контролировать развитие трещин вокруг нижнего пакера гораздо сложнее, чем для

верхнего. Чтобы предотвратить образование трещин вокруг нижнего пакера, угол наклона трещины относительно оси ствола скважины должен составлять 8.3° или более, поэтому основная задача при проводке ствола – бурение в направлении минимального напряжения, тогда образовавшиеся трещины будут перпендикулярны оси ствола. Кроме того, под нижний пакер в скважину спускают самопишущий манометр для подтверждения после подъема инструмента фактов разобщения интервала.



Рисунок 4 – Бурение в направлении минимального напряжения

Ощутимый экономический эффект применения системы достигается за счет отсутствия затрат времени на спуск хвостовика, что позволяет сэкономить до 20% от общих затрат на бурение и обработку ствола. Кроме того, результаты добычи показывают увеличение ожидаемых результатов по сравнению со скважинами, где обработка проводилась с установкой хвостовика.

Преимущества проведения ГРП в открытом стволе с использованием системы Straddle PosiFrac:

- Сокращение затрат на строительство скважин.
- Исключение необходимости применения

дорогостоящего скважинного оборудования.

- Исключение необходимости разбуривания оснастки.
- Заканчивание открытым забоем обеспечивает большую свободу при проведении внутрискважинных работ.
- Спуск системы Straddle PosiFrac в скважину производится за одну СПО.
- ГРП в необсаженном стволе требует меньших затрат энергии.
- Большая площадь воздействия давления разрыва.
- Точная локализация трещин ГРП, благодаря контролю расстояния между пакерами.
- Возможность получения притока по всей поверхности необсаженного ствола.
- Добыча как из вновь образовавшихся трещин, так и из интервалов с естественным притоком.

Определяющим фактором при разработке и оптимизации систем ГРП с применением двупакерных наливных пакеров является комплексный подход к проектированию систем, выбору оборудования и предварительному планированию работ. Успешное внедрение технологии в значительной степени зависит от надежности оборудования, тщательного анализа рисков, планирования действий в непредвиденных ситуациях и оптимизации технологического процесса на основе полученного практического опыта. Описанная в данной статье технология доступна к успешному применению на любом месторождении с низкопроницаемыми пропластками коллекторами, где для обеспечения рентабельности добычи нефти необходим гидроразрыв пласта. ☉

TAM INTERNATIONAL

РЕШЕНИЯ, ПРОВЕРЕННЫЕ ВРЕМЕНЕМ. ТАМ - ГДЕ НЕОБХОДИМО



ИСПЫТАНИЯ

пластов на приток

Мультизонные испытания пласта в разведочных скважинах

ОБРАБОТКИ

кислотой разных концентраций

Многочисленные кислотные обработки в открытых и обсаженных стволах

ГИДРОРАЗРЫВ

углеводородоносных пластов

Первичный и вторичный селективный ГРП в вертикальных, наклонных и горизонтальных стволах

Двухпакерная система селективных обработок Straddle PosiFrac

Гибкость подбора параметров и надежность результатов

Компания «ТАМ Интернэшнл» обладает инструментом для проведения любых операций по интенсификации притока в стволе скважины. Двухпакерный инструмент PosiFrac Straddle позволяет проводить операции по испытаниям на приток, кислотным обработкам и гидроразрыву пласта посредством изоляции и герметизации выбранного интервала. В конструкции инструмента задействована система зависимых наполняемых пакеров, при помощи которой производится отсечение нужного интервала для проведения широкого перечня операций. Инструмент может быть отконфигурирован для работы в открытых и обсаженных стволах любой геометрии.

TAM INTERNATIONAL

ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ

БУРЕНИЕ И ЗАКАНЧИВАНИЕ

НЕТРАДИЦИОННЫЕ РЕСУРСЫ

ОПТИМИЗАЦИЯ ПЛАСТА

115114, РФ, г. Москва, ул. Летниковская, д. 16, офис 9

Тел. / Факс +7 495 5029333

www.tamintl.com

НЕФТЕГАЗ-2014: Экспоцентр на Красной Пресне, пав. 8,2, стенд 82В35

ФИЛЬТРЫ ДЛЯ ЛЮБЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН



Корреспондент журнала «Время колтюбинга» беседует с О.Г. Диденко, коммерческим директором производственной компании «Опора-Пром-Ойл».

Время колтюбинга: Расскажите, пожалуйста, о Вашей компании. Каков основной профиль ее деятельности?

Олег Диденко: ООО «ПК «Опора-Пром-Ойл» занимается разработкой, производством и внедрением скважинных фильтров, предназначенных для очистки жидкостей и газов от песка и других механических примесей. При изготовлении фильтров используется импортное высокотехнологичное оборудование. Персонал, осуществляющий его обслуживание, прошел обучение за рубежом. Специалисты организации, занимающиеся научной работой, включающей новые перспективные разработки, стендовые и промышленные испытания, разработку программного обеспечения, имеют большой опыт работы в нефтяной отрасли.

БК: Борьба с пескопроявлениями – одна из тем, постоянно освещаемых нашим журналом. Несколько слов о противопесочных фильтрах, выпускаемых компанией.

О.Д.: Компания выпускает фильтры для различных условий эксплуатации скважин. Мы стараемся разделить линейку нашей продукции по направлениям, фильтры для газовых, нефтяных, и водяных скважин. Фильтры изготавливаются диаметром от 73 до 324 мм

с различной конструкцией фильтрующего элемента, который крепится на предварительно отперфорированную обсадную трубу. Форма и плотность перфорационных отверстий выполняется в зависимости от скважинных условий. Труба также отличается химическим составом и группой прочности материала. Фильтрующий элемент может быть щелевым или сетчатым, закрытым снаружи защитным кожухом, выполненным из перфорированного листа, намотанного по спирали. Фильтры, перфорационные отверстия которых закрыты пробками, допускают промывку скважины на стадии спуска фильтров, это особенно актуально для скважин с протяженными горизонтальными участками.

БК: Ваша продукция применяется при проведении ГРП. В каких случаях?

О.Д.: Как правило, это определяет заказчик и, перед тем как сделать заказ, обязательно прописывает в техническом задании дальнейшие действия со скважинами. Если нужно учитывать проведение ГРП, то нашей технической службой разрабатывается определенный подход. Если ГРП не планируется, то производятся стандартные действия.

Конструкция фильтров ФС-ТП допускает проведение ГРП в скважине.

БК: Ваша компания является генеральным спонсором семинара «КРС, ГРП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах». Какие разработки компании здесь презентуются?

О.Д.: В процессе мероприятия мы постарались описать все конструкции наших фильтров. Нами были представлены фильтры для нефтяных и газовых скважин, особенностью которых является высокопрочный защитный кожух, намотанный по спирали, с механическим замком, исключительные права на который принадлежат ООО «ПК «Опора-Пром-Ойл». Применение защитного кожуха позволило значительно повысить надежность фильтров, предотвратить их разрушение при спуске колонны фильтров в скважину.



ВК: На сайте компании сказано, что «Опора-пром-ойл» является законодателем мод в нефтяной и газовой промышленности. Какие новинки Ваша компания собирается представить на рынке в ближайшее время? Каковы Ваши планы на будущее?

О.Д.: В настоящее время в России и за рубежом

идет патентование наших новейших разработок. Всё пока в процессе, так что не хотелось бы раскрывать секреты раньше времени.

ВК: Надеемся, что первая публикация об этих инновациях появится во «Времени колтюбинга».

Беседовал Александр Пирожков, «Время колтюбинга»



НАША СПРАВКА

Производственная компания «Опора-Пром-Ойл» была образована в 2009 году.

Разработка специальной продукции для фильтрации нефти и газа – приоритетное направление деятельности компании. Конструкторами разработаны эффективные противопесочные фильтры для нефтяных, газовых, водозаборных и нагнетательных скважин.

Фильтр скважинный – это оборудование для крепления стенок скважины (призабойной зоны пласта), выравнивания профилей притока (расхода, в случае нагнетательной скважины) и давлений на внешней стенке скважины по всей длине перфорированной части скважины и/или уменьшения выноса механических примесей (главным образом песка и других продуктов разрушения коллектора, проппанта в случае ГРП). Скважинные фильтры применяются либо в составе обсадной колонны скважины, либо внутри колонны, или в открытом стволе.

Фильтры скважинные изготавливаются на высокотехнологичном импортном оборудовании, позволяющем выпускать продукцию, соответствующую качеству лучших образцов европейских производителей.

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

В УФЕ ПРОШЛА КОНФЕРЕНЦИЯ ПО НЕФТЕСЕРВИСУ

Научно-техническая конференция, проведенная 16 апреля 2014 года совместно нефтесервисным холдингом «Башнефть-Сервисные Активы» и учеными УГНТУ, стала значимым событием нефтегазовой отрасли Республики Башкортостан. В итоговый сборник докладов было представлено порядка 170 работ, которые можно было обсудить на четырех секциях в рамках мероприятия.

Открывая конференцию, ректор УГНТУ А.М. Шаммазов сказал: «Мы обсудили программу совместной работы. Эта конференция – важный шаг в решении насущных проблем общими усилиями».

Гости отметили высокий уровень подготовки мероприятия. «Отрадно, что в конференции приняли участие все руководители нефтесервисного холдинга и нефтяного университета, включая ректора, причем не только в церемонии открытия, – поделился впечатлениями директор департамента обеспечения нефтесервисными услугами ОАО АНК «Башнефть» Юрий Некипелов.

– Конференция была многоуровневой и интересной как для студентов, аспирантов, так и для производителей, профессиональных нефтяников. Есть пожелание следующую конференцию провести совместно, ведь у нас единая цель – выявление лучших специалистов и разработок».

Большую пользу для себя извлекли организаторы. Комментирует заместитель генерального директора холдинга «БНСА» по производству Игорь Мальцев: «Конференция показала, что есть молодые светлые головы как среди студентов, так и среди наших сотрудников. Они активно участвуют, спорят с профессорами, доказывают свою правоту. Значит, российский нефтесервис будет развиваться. А наши сотрудники через год должны будут показывать, каких результатов добились в результате внедрения своих идей».

Оценив востребованность конференции и результаты ее работы, организаторы решили сделать мероприятие регулярным. ☀

КРС, ГРП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах

Более ста представителей различных компаний, чья работа связана с нефтяной промышленностью и нефтесервисом, приняли участие 16–17 апреля на семинаре-конференции «КРС, ГРП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах» в Тюменском технопарке. Организатором мероприятия выступила компания «Инновационные технологии (ООО «ИнТех»». Научно-практический журнал «Время колтюбинга» являлся информационным партнером.

Основная тематика семинара-конференции была посвящена самым современным разработкам в области обслуживания и ремонта скважин. «Мы создали площадку, где компании могут встретиться, обсудить новые технологии и решить свои проблемы. Уверен, что каждый участник конференции получил что-то полезное для себя», – сказал директор ООО «ИнТех» Андрей Коротченко.

Обсуждались следующие темы:

- Ловильные работы в ГС, РГС, ЗБС;
- Физико-химические обработки ГС;
- Освоение ГС;
- Геологические исследования ГС;
- Супервайзинг ТКРС;
- ГИС горизонтальных скважин во время ремонта;
- ПВР в горизонтальных скважинах во время ТКРС;
- Ремонтно-изоляционные работы в горизонтальных скважинах;
- Глушение горизонтальных скважин;
- Техника для проведения ТКРС в горизонтальных скважинах;
- Оборудование для проведения ТКРС в горизонтальных скважинах;
- Опыт проведения сложных ремонтов в горизонтальных скважинах;
- Разбуривание портов ГРП;
- Сервисные работы по ТКРС в горизонтальных скважинах.

Мероприятие собрало представителей не только российских, но и зарубежных, а также международных компаний и из сферы добычи нефти, и из кластера обслуживающих предприятий. Именно такой состав участников является одним из главных преимуществ данной конференции – специалисты из смежных областей могут с глазу на глаз переговорить о самых последних тенденциях в отрасли. Например, российские производители получили отличный шанс рассказать о том, почему их техника ничуть не хуже зарубежных аналогов.

«Мы здесь, чтобы лишний раз напомнить нефтяникам о существовании российского оборудования. А то порой они забывают о том, что нужно поддерживать свою страну и своих производителей, которые платят налоги в казну Российской Федерации», – говорит региональный

директор по проектам ЗАО «СибТрейдСервис» Игорь Великородный.

За два дня участники мероприятия прослушали более двадцати докладов. Выступили представители таких компаний, как «Газпром нефть», «Шлюмберже», «ЮГСОН-Сервис» и других.

«Мы стремимся сделать сферу нефтедобычи максимально эффективной и безопасной. Для этого и проводим такие мероприятия. Многие из крупных компаний считают участие в наших семинарах своеобразным правилом», – говорит Андрей Коротченко.

В частности, на традиционных семинарах «Строительство горизонтальных, разветвленных скважин и ЗБС» год от года собирается все больше и больше участников – в 2013 году их было более пятидесяти из десятка регионов страны. В ноябре 2014 года запланирован очередной семинар, на который, надеемся, приедет еще больше специалистов.

Говорят участники семинара-конференции «КРС, ГРП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах»

Дмитрий Изосимов, заместитель начальника Управления – начальник Ямбургской геологической службы ООО «Газпром добыча Ямбург»:

– В семинаре участвовал впервые. В ОАО «Газпром» подобные совещания, семинары проводятся регулярно. Был интересен подход к вопросам капитального ремонта в нефтяных компаниях. Для ООО «Газпром добыча Ямбург» на сегодняшний день актуальны технологии строительства и ремонта субгоризонтальных скважин, зарезки боковых стволов, капитального ремонта (глушение, блокирование, ГРП, интенсификация, ограничение водопритока, укрепление призабойной зоны...). Наибольший интерес в настоящее время вызывают новые технологии, применяемые при проведении капитального ремонта, в том числе водоизоляционные работы в субгоризонтальных скважинах, технологии ремонта в условиях низкого пластового давления с использованием колтюбинговых установок.

Сергей Гурин, главный специалист отдела ГТМ ОАО «РН-Няганьнефтегаз»:

– В нашем регионе наиболее востребованы многостадийные ГРП в горизонтально-направленных скважинах; технологии по использованию внутрискважинного оборудования для разобобщения уже имеющихся интервалов с целью проведения ГРП на каждый интервал в отдельности (пакеры для селективных обработок); ГРП при помощи ГНКТ (любые схемы совмещения операций ГРП и ГНКТ),



IsoJet, BPS+C2C, CobraFrac и т.д. Очень хотелось бы на следующих семинарах, а также в специальных журналах увидеть информацию о многостадийных ГРП в горизонтально направленных скважинах, о технологиях по использованию внутрискважинного оборудования для разобщения уже имеющихся интервалов с целью проведения ГРП на каждый интервал в отдельности (пакеры для селективных обработок), о ГРП при помощи ГНКТ (любые схемы совмещения операций ГРП и ГНКТ), IsoJet, BPS+C2C, CobraFrac и т.д., о нестандартных технологиях ГРП, применяемых с целью увеличения длины и ограничения высот создаваемой трещины ГРП (SlugFrac, слабовязкие жидкости и т.д.).

Артём Поляруш, ведущий инженер службы бурения с контролем бурения, «Шлюмберге»:

— Я, как представитель продуктовой линейки, занимающейся бурением на депрессии, хотел бы услышать об опыте бурения на депрессии на колтюбинге вторых стволов.

Насколько мне известно, «Сургутнефтегаз» пробурил таким образом более 1000 скважин, и было бы интересно увидеть в журнале «Время колтюбинга» статью на эту тему. И чтобы побольше было технических подробностей: какая система сепарации,

каким образом утилизируется отсепарированный флюид и газ, системы контроля ЭЦП, системы учета потока жидкости и т.д.

Евгений Логинов, советник генерального директора, ООО «ИНТАС-Компани»:

— Для нас очень важно было определиться с целями и направлениями развития компании, понять, где именно на рынке имеется потребность в наших разработках. Самая главная идея, которую мы почерпнули в процессе семинара, — то, что мы будем развиваться в сторону колтюбинга и не забывать о промышленной безопасности. А еще — надо более активно рассказывать потенциальным потребителям о нашей системе — пояснять, комментировать и давать возможность на ней поработать.

ООО «ИНТАС-Компани» — современная многопрофильная компания, работающая в сфере инженеринговых услуг в области автоматизации, услуг по разработке и внедрению организации производства на основе новых высокоэффективных технологий для отраслей. Деятельность компании осуществляется на территории России и СНГ. ☉



ПЕРВЫЙ КАЗАХСТАНСКИЙ ПРОЕКТ В ОБЛАСТИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ

FIRST KAZAKH PRODUCTION ENHANCEMENT PROJECT

27 февраля 2014 года на производственной базе TOO EQUIPMENT SERVICES LTD с участием руководства АО «Мангистаумунайгаз» состоялась презентация нового оборудования для проведения высокотехнологичных работ по интенсификации нефтедобычи – гидроразрыву пласта.

TOO EQUIPMENT SERVICES LTD на протяжении пяти лет является надежным подрядчиком АО «Мангистаумунайгаз» по оказанию сервисных услуг. До этого момента подобного рода работы выполнялись исключительно международными сервисными компаниями, такими как Halliburton, Schlumberger, и российскими компаниями ОАО «Специальное машиностроение и металлургия» (СММ), Catkaz United.

В настоящее время TOO EQUIPMENT SERVICES LTD состоит из трех департаментов: бурения, капитального ремонта скважин и интенсификации добычи.

В 2012 году руководством компании было принято решение приобрести оборудование для гидроразрыва пласта.

В запуск собственного флота ГРП компанией при поддержке Европейского банка реконструкции и развития было вложено более 9 млн долларов США.

«Мы рассматриваем запуск собственного флота ГРП как национально значимый проект, ведь нефтедобывающие компании в течение многих лет были вынуждены пользоваться услугами иностранных подрядчиков, из-за отсутствия отечественного предприятия, оказывающего услуги в области гидроразрыва пласта. Так мы вносим свой вклад в развитие казахстанского высокотехнологичного нефтесервиса», – отметил Азамат Агмуров, генеральный директор TOO EQUIPMENT SERVICES LTD.

В ходе презентации был продемонстрирован комплекс оборудования для ГРП, который способен эффективно решать задачи, стоящие перед специалистами TOO EQUIPMENT SERVICES LTD.

Комплекс оборудования для ГРП состоит из:

- насосов высокого давления, рассчитанных на 1000 атм – 3 единицы;
- станции управления – 1 единица;
- смесителя ГРП – 1 единица;
- линии высокого давления – 2 комплекта;
- пропантовоза – 1 единица;
- спецтягачей – 4 единицы;
- емкостей ГРП – 2 единицы.

New equipment for high-tech production enhancement and fracturing operations was presented at the industrial site of TOO EQUIPMENT SERVICES LTD on February 27, 2014. The presentation was attended by the administration of JSC “Mangistaumunaigaz”.

TOO EQUIPMENT SERVICES LTD has been a reliable service contractor of JSC “Mangistaumunaigaz” for 5 years. Up to now such works have been performed only by international service companies such as Halliburton, Schlumberger and Russian companies like Special Engineering and Metallurgy Joint Stock Company (CMM), Catkaz United.

At the moment TOO EQUIPMENT SERVICES LTD consists of 3 departments: drilling, well workover and production enhancement.

In 2012 the administration of the company took a decision to acquire fracturing equipment.

Over 9 million USD was invested in the launch of the company's fracturing park. The project was supported by the European Bank of Reconstruction and Development.

"We consider the launch of our fracturing park as a project that is important for the nation, as oil companies had to use the services of foreign contractors due to the absence of domestic service providers. Thus, we make our contribution to the development of Kazakh high-tech service", pointed out Azamat Agmurov, the director general of TOO EQUIPMENT SERVICES LTD.

The fracturing equipment, capable of efficient solution of the objectives of TOO EQUIPMENT SERVICES LTD was demonstrated during the presentation.

The fracturing equipment complex consists of:

- high pressure pumps meant for 1000 atm – 3 units;
- control station – 1 unit;
- Fracturing mixer – 1 unit;
- High pressure lines – 2 sets;
- Proppant carrier – 1 unit;
- Special heavy duty trucks – 4 units;



Реализация проекта позволит создать более 50 новых рабочих мест. Безусловно, пришлось столкнуться с кадровыми сложностями. Не секрет, что результат напрямую зависит от степени предварительной подготовки персонала. Зачастую наибольшая эффективность достигается в том случае, если обучение проводится в максимально реалистичных условиях. Руководство компании приняло решение обучить свой персонал непосредственно на заводе-изготовителе. А. Агмуров отметил: «Мы понимаем, что вкладываем средства в один из самых дорогих и редких ресурсов в мире – человеческий капитал. Профессионалы высокого класса – это залог нашей успешной работы на всех этапах развития, поэтому наших сотрудников мы обучили за рубежом, непосредственно там, где производится оборудование».

Можно констатировать, что нефтяной регион получил высокотехнологичный сервис со 100%-м казахстанским содержанием.

Итогом мероприятия стало намерение о сотрудничестве в рамках проведения ГРП на месторождениях «Жетыбай» и «Каламкас» на 2014 год. ☉

- fracturing reservoirs – 2 units.

The implementation of the project will allow creating over 50 new jobs. Yet, the project involved some personnel difficulties. It is not a secret that the result largely depends on the preliminary personnel training. This training is especially efficient, when it is performed under conditions that closely resemble the real ones. The administration of the company organized an in-house personnel training. A. Agmurov pointed out: "We understand that we invest in one of the most expensive and rare resources in the world - human capital. High class professionals are a token of our successful work at all stages that is why we train our personnel abroad at the equipment production sites".

We can state that our oil region received a high-tech service with 100% Kazakh contents.

The participants of the event agreed to cooperate in the organization of fracturing on Zhetybai and Kalamkas sites in 2014. ☉

СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИОННАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ EXPEDIENCE OF SHALE REVOLUTION

В конце марта по всем новостным лентам прошло срочное сообщение: «Премьер-министр Дмитрий Медведев поддержал идею добычи в России сланцевой нефти». Это означает, что целесообразность сланцевой революции осознали и в наших широтах. В частности, в Татарстане, где, по мнению ряда авторитетных экспертов, добыча сланцевой нефти может стать одним из направлений развития нефтяной отрасли.

На встрече с представителями инновационных территориальных кластеров Дмитрий Медведев заявил: «Я считаю, что совершенно нормально то, что мы начинаем заниматься, может быть, теми видами нефти, которые до этого мы не использовали, не добывали, потому что все в жизни бывает в первый раз когда-то. И то, что у нас есть другие запасы – ну почему бы все равно не позаниматься сланцевой нефтью, которой занимается весь мир».

Другие запасы – это традиционные нефть и газ. К слову, эти «другие запасы» становятся все более трудноизвлекаемыми, так что экономические выкладки по добыче сланцевой нефти ничуть не выглядят утопией. С газом все понятно: сланцевый газ в России добывать невыгодно, поскольку надолго хватит запасов традиционного природного. Себестоимость сланцевого газа выше, чем традиционного. Так, в России себестоимость природного газа со старых газовых месторождений с учетом транспортных расходов составляет около 50 долларов за тысячу куб. м. А по сведениям директора Института проблем нефти и газа РАН академика Анатолия Дмитриевского, себестоимость добычи сланцевого газа составляет не менее 150 долларов за тысячу кубометров. Это в США, а в таких странах, как Украина, Польша и Китай, она, по мнению экспертов, будет в несколько раз выше. Но сланцевый газ там, похоже, все равно собираются добывать, поскольку такова тамошняя революционная целесообразность. Не сланцевая...

Но вернемся к сланцевой нефти. Кстати, отраслевые эксперты неоднозначно относятся к термину «сланцевая нефть». Они считают, что правильнее говорить о тяжелой битумной нефти, или нефтяных песках. Как правило, притоки нефти получают не из сланцев, а из сопутствующих им плотных песчаников, обладающих очень низкой проницаемостью – в сотни и тысячи раз меньше, чем у обычных залежей. Получаемую из них нефть геологи называют «молодой», поскольку процесс ее формирования еще не полностью закончен и в пластах остается кероген.

По одним источникам, мировые запасы такой нефти на планете превышают 3 триллиона баррелей, тогда как запасы обычной нефти составляют «всего»

A hot message ran through all news feeds late March: PM Dmitry Medvedev supported the idea of producing shale oil in Russia. It means that the expedience of shale revolution was realized in our latitudes as well. This is particularly important for Tatarstan, where, in the opinion of a number of reputed experts, shale oil production can become a significant line of upstream development.

While meeting the representatives of innovative territorial clusters, Dmitry Medvedev announced: "I believe it quite natural for us to take up those types of oil that were not previously engaged or produced. There is a first time for everything. If we happen to possess the other reserves, why don't we take up shale oil, which is already produced by the whole world?"

By the way, the other reserves include traditional oil and gas. These "other reserves" are getting harder and harder to recover, that is why economic calculations on shale oil production are no longer a utopia. Everything is clear with the gas: the production of shale gas will not be profitable for Russia, as its reserves of traditional natural gas will suffice for a long time. It is more expensive to produce shale gas than traditional one. In Russia the production cost of shale gas at all gas fields amounts to \$50 per thousand cubic meters. Meanwhile Academician Anatoly Dmitrievsky, the Director of the Institute of Oil and Gas Problems at the National Academy of Science, says that it in other countries it is no less than 150 dollars per thousand cubic meters. He meant the USA, while for such countries as Ukraine, Poland and China it can be several times higher. Nevertheless, shale gas will still be produced there, as current economic conditions in these countries make it expedient.

But let us go back to shale oil issue. The industry experts are far from being unanimous in their definition of "shale oil". In their opinion it would be more accurate to use the terms "low-grade bitumen oil" or "oil sands". As a rule, the oil flows come not from the shales, but from the adjoining tight sandstones. Their permeability is very low, hundreds and thousands times lower, than that of the usual reserves. The oil that is received from them is called "young" by geologists, because the process of its formation is not over and kerogen still remains in such strata.

Some statistics suggests that global resources of such oil exceed 3 trillion barrels, while the reserves of usual oil amount to just 1.3 trillion barrels. Yet, according to the data of EIA, the USA, the proved resources are just 445 million tons. However, many experts argue with this estimate.

70% of such oil is located in the USA and 7% (second position) in Russia.

In fact, this correlation may soon be found inaccurate. Time and again news report finding new shale oil fields. For instance, in March ITAR-TASS agency informed with reference to Sunday Times that British geologists had discovered a large field with oil shale formations stretching for 350 km from Weymouth in the west to Dover in the east. Some specialists believe that the filed volume may be equal to "one third of the oil reserves located under the North Sea". Nevertheless, the estimates ought to be confirmed by test drilling. According to some calculations, the reserves of oilfield in South England may amount to 15 billion barrels.



1,3 триллиона баррелей. Однако доказанные запасы, по данным американского государственного агентства EIA, составляют только 445 млн т. Впрочем, эту цифру многие эксперты оспаривают. 70% запасов такой нефти находится в США, а 7% (второе место) – в России.

Впрочем, это соотношение может измениться. То и дело появляется информация об открытии все новых месторождений сланцевой нефти. Так, в марте этого года агентство «ИТАР-ТАСС» со ссылкой на газету *Sandy Times* сообщило, что британские геологи открыли на юге Англии крупное месторождение, где нефтяные сланцевые породы простираются на 350 километров от города Веймут на западе до Дувра на востоке. По мнению некоторых специалистов, объем месторождения может быть равен «третьей части находящегося под Северным морем запасов нефти». Тем не менее эти оценки еще нужно будет подтвердить в ходе тестового бурения. Согласно ряду подсчетов, запасы южноанглийского месторождения нефти могут достигать 15 млрд баррелей.

Наиболее крупные залежи сланцевой нефти в нашей стране находятся в баженовской свите – огромном геологическом образовании в самом сердце Западной Сибири.

Эксперты считают, что баженовская свита может обладать одними из крупнейших запасов горючих сланцев на планете. Согласно одной из оценок, эта плотная горная порода может содержать до 100 млрд баррелей извлекаемых запасов нефти, что в пять раз больше, чем месторождение сланцев Bakken (Северная Дакота), которое стало двигателем нефтяного возрождения Америки.

Месторождение Bakken является первенцем успешной добычи сланцевой нефти. Пласты там залегают на глубинах 2400–3400 м, а средняя толщина продуктивного пласта составляет 10–40 м. Доказанные запасы нефти месторождения составляют 274 млн т.

Считается, что на Bakken имеются близкие к идеальным условия для применения многостадийного ГРП в скважинах с горизонтальным окончанием.

А именно эта технология в добыче сланцевой нефти является основной. Гидроразрывы здесь проводятся, как правило, до спуска обсадной колонны в открытом стволе. Длина горизонтальных участков – 2000 м и более, количество стадий ГРП – до 25. На скважину расходуется в среднем до 1000 т проппанта и до 15 000 т жидкости. Накопленная добыча месторождения на начало 2014 года составила 106 млн т, что соответствует 15,6 тыс. т на каждую скважину. Ожидается, что в течение 6–7 лет накопленная добыча нефти месторождения Bakken достигнет 300 млн т.

А как в сравнении с месторождением Bakken выглядит баженовская свита? Геологически она представляет собой переслаивание глин, аргиллитов, пылеватых глинистых песчаников и известняков толщиной от 10 до 32 м с пористостью 2–16% и проницаемостью от 0,001 до десятков мД. Глины и аргиллиты являются нефтематеринскими породами

The largest deposits of shale oil in Russia are located in Bazhenov Formation, a spacious geological formation in the heart of Western Siberia.

Experts claim that Bazhenov Formation may have almost the largest deposits of oil shale on the planet. One of the estimates suggests that this dense rock may contain up to 100 billion barrels of the recoverable oil reserves, which is 5 times more than the deposits of Bakken shale oil field (North Dakota), which gave an impetus to oil recovery in the USA.

Bakken Field is the first successful example of shale oil production. The formations of the site lie on the depth of 2400–3400 m, while the average thickness of productive

Запасы такой нефти на планете превышают 3 триллиона баррелей, тогда как запасы обычной нефти составляют «всего» 1,3 триллиона баррелей.

Some statistics suggests that global resources of such oil exceed 3 trillion barrels, while the reserves of usual oil amount to just 1.3 trillion barrels.

layers is 10–40 m. The proved oil reserves in the field amount to 274 million tons.

Bakken is considered to have almost ideal conditions for the application of multi-stage fracturing in wells with horizontal tailing-in. This is the principal technology in shale oil production. The fracturing in such wells is usually made before lowering the casing string in the open hole. The length of horizontal sections is 2000 meters and the number of fracturing stages is under 25. About 1000 tons of propping agent and 1500 tons of fluid is spent per well on the average. As of early 2014, the cumulative oil production was 106 million tons, which corresponds to 15.6 thousand tons per well. The cumulative oil production at Bakken Field is expected to reach 300 million tons within 6–7 years.

What can we say about Bazhenov Formation, as compared to Bakken Field? From geological point of view, it consists of interbedded clays, argillites, silty-clayed sandstones and limestones of 10–32 m wide with the porosity of 2–16% and permeability ranging from 0.001 mD to dozens of mD. The clays and argillites are oil-source rocks and contain up to 14% of kerogen. The horizons are located on the depth of 2.5–2.7 thousand meters. The hydrocarbon reserves contained within them belong to the category of difficult oil resources. The live crude oil contained within them is kept in small sandstone and limestone beds. It seems that the formation lacks pure

То и дело появляется информация об открытии все новых месторождений сланцевой нефти. Time and again news report finding new shale oil fields.

geologic layers, which are so abundant in the American shale

deposits. It can make the predicted drilling of horizontal wells rather complicated. The conditions for fracturing are not favorable here either. Even multi-layer fracturing resulted in poor inflow (33 tons/day), which faded within the first months. This is not surprising as for the success of the operation it is necessary that the thickness of

и содержат до 14 % керогена. Горизонты расположены на глубине 2,5–2,7 тыс. м, содержащиеся в них запасы углеводородов относятся к категории трудноизвлекаемых. Подвижная нефть здесь находится в небольших по площади линзах песчаников и прослоях известняков. Похоже, что здесь не хватает чистых геологических прослоев, которыми обладают американские залежи сланцев, и это может затруднить предсказуемое бурение горизонтальных скважин. Не слишком благоприятны здесь условия и для ГРП. Даже МГРП здесь закончился получением слабого притока (33 т/сут), который угас в первые месяцы. Это неудивительно: для успеха операции необходимо, чтобы толщина проницаемых пород пласта составляла более 10 м, а такие в баженовской свите крайне редки. Зато в ачимовских плотных песчаниках еще десять лет назад при однократных, но крупномасштабных гидроразрывах получены хорошие результаты. Несмотря на фантастически высокую стоимость операций (\$700 тыс., или 25% от стоимости самой скважины), почти все они дали прирост дебита 60–90 т/сут и окупили все затраты.

Несмотря на геологические сложности, специалисты с оптимизмом смотрят в будущее. Стремительное развитие новых высоких технологий нефтегазового сервиса дает все основания на такой взгляд. Некоторые специалисты даже считают, что через 20 лет баженовская свита может стать главным источником нефти в России – даже крупнее, чем месторождения в Северном Ледовитом океане.

В феврале текущего года большой резонанс вызвало известие о том, что «Газпромнефть-Хантос» (дочернее предприятие «Газпром нефти») получило лицензию на геологическое изучение глубоких перспективных нефтенасыщенных горизонтов Южной части Приобского месторождения – ачимовской и баженовской свит.

Летом 2013 года «Газпром нефть» утвердила программу работ по дальнейшему изучению залежей нефти бажено-абалакского комплекса Пальяновской площади Краснотеннинского месторождения (разрабатывается «Газпромнефть-Хантосом»). Программа предусматривает бурение до осени 2014 года четырех наклонно-направленных скважин глубиной 2,7–2,8 тыс. м для изучения баженовской свиты. Бурение первой скважины началось в декабре 2013 года. Опыт работы с аналогичными запасами «Газпром нефть» также получает в рамках компании Salym Petroleum Development (SPD) – совместного предприятия с Shell, которую акционеры контролируют паритетно. В январе SPD сообщила о начале бурения первой горизонтальной оценочной скважины для изучения баженовской свиты на Верхне-Салымском месторождении. Всего SPD планирует в 2014–2015 гг. построить 5 таких скважин с применением технологии многоступенчатого гидроразрыва пласта. Кроме того, в 2013 году было создано второе совместное предприятие «Газпром нефти» и Shell, которое займется новыми проектами по разведке и разработке запасов сланцевой

Эксперты считают, что баженовская свита может обладать одними из крупнейших запасов горючих сланцев на планете.

Experts claim that Bazhenov Formation may have almost the largest deposits of oil shale on the planet.

permeable rock in the formation exceeded 10 m and such rocks are rather scarce in Bazhenov Formation. Meanwhile good results were recorded in Achimov dense sandstones 10 years ago, when single large-scaling fracturing operations were performed there. In spite of extremely high cost of such operations (\$700,000 or 25% of the total cost of the well itself) almost all of them produced a flow rate of 60–90 t/d and all the expenses paid off handsomely.

In spite of geological complications, scientists are optimistic about the future. The on-rush of new high technologies in O&G service justifies such point of view. Some specialists believe that in 20 years Bazhenov Formation may become a principal source of oil in Russia, even larger than the field of the Arctic Ocean.

A wide response was drawn by the news announced last February that Gazpromneft-Khantos (a subsidiary of Gazprom Neft) received a license for geological study of deep oil-saturated prospective horizons of the southern part of Priobsky Field - Achimov and Bazhenov formations.

In the summer of 2013 Gazpromneft endorsed a program of further survey of oil deposits in Bazhenov-Alabak Complex at Palyanovsky Area of Krasnoleninsky Field (developed by Gazpromneft-Khantosom). The program provides for drilling of 4 2.7–2.8 thousand m deep directional wells before the fall of 2014. The exploration

Несмотря на геологические сложности, специалисты с оптимизмом смотрят в будущее. Стремительное развитие новых высоких технологий нефтегазового сервиса дает все основания на такой взгляд.

In spite of geological complications, scientists are optimistic about the future. The on-rush of new high technologies in O&G service justifies such point of view.

target is Bazhenov Formation. The first well was drilled in December 2013. Gazprom Neft gets experience of working with similar reserves within the project of Salym Petroleum Development (SPD), a venture controlled jointly with Shell on a parity basis. In January SPD announced about the drilling of the first horizontal exploration well for studying Bazhenov Formation in Upper Salym Field. In total, SPD plans to build 5 such wells in 2014–2015 applying the technology of multi-stage fracturing. Besides, the second joint venture of Gazprom Neft and Shell founded in 2013 is going to take up new projects on exploration and development of shale oil on the territory of KHMAD.

In 2014 they are going to undertake the analysis of the available geophysical data, perform specialized core examination, repeated interpretation of 3D seismic measurements, build a conceptual geological model of deep horizons of Yuzhno-Priobsky Field. In 2015 they are going to define the most promising sections for drilling the exploration wells and selecting the best technologies of formations development.



нефти на территории ХМАО.

В 2014 году будет проведен анализ имеющихся геофизических данных, специализированные исследования керна, повторная интерпретация данных сейсморазведки 3D, а также построена концептуальная геологическая модель глубоких горизонтов Южно-Приобского месторождения. Уже в 2015 году предполагается определить наиболее перспективные участки для начала бурения разведочных скважин и подбора оптимальных технологий разработки пластов. Исследование бажено-абалакского комплекса Южно-Приобского месторождения будет осуществляться при поддержке компании «Шлюмберже». В начале 2014 года «Газпром нефть» и «Шлюмберже» заключили соглашение о расширении технологического сотрудничества для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов, в первую очередь – сланцевой нефти. В качестве партнера «Шлюмберже» предоставит «Газпром нефти» проверенные технологические решения, подкрепленные опытом и знаниями российских и международных экспертов «Шлюмберже» в области нетрадиционных ресурсов. Эксперты «Шлюмберже» будут привлекаться к участию в заседаниях научно-технического совета «Газпром нефти» при рассмотрении проектов по изучению бажено-абалакского комплекса.

«Развитие технологий позволяет нефтяным компаниям работать с запасами, многие из которых еще несколько лет назад в принципе не рассматривались как перспективные. Сейчас «Газпром нефть» активно осваивает как трудноизвлекаемые, так и нетрадиционные ресурсы, к числу которых относятся и горизонты бажено-абалакского комплекса. Мы постоянно расширяем свой опыт, применяя передовые технологии и развивая компетенции. В частности, за последние два года «Газпром нефть» довела долю высокотехнологичных скважин в общем объеме пробуренных с 4% до 35%, став одним из лидеров по этому показателю в российской нефтегазовой отрасли», – отметил первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

В первых рядах разработчиков сланцевой нефти и Татарстан. В начале 2014 года объем сланцевой нефти на участках, разрабатываемых «Татнефтью», составил 192 млн т. Совет директоров компании «Татнефть» принял решение согласовать программу работ по освоению сланцевых залежей. Кроме того, был утвержден план создания полигона сланцевой нефти в Татарстане, в зоне доманиковых отложений. Сейчас специалисты изучают полученные геофизические данные. Уже выбраны скважины для осуществления в 2014 году гидроразрыва пластов. «Татнефть» планирует бурить горизонтальные скважины с применением многостадийного ГРП. Вопрос о необходимости господдержки при развитии нефтяного комплекса в Татарстане поднял президент республики Рустам Минниханов. «Задача наша – до 2030 года не снизить

The research of Bazhenov-Alabak Complex of Yuzhno-Priobsky Field will be supported by Schlumberger. In early 2014 Gazprom Neft and Schlumberger signed an agreement on expanding technological cooperation for raising the efficiency of difficult reserves development, shale oil, in the first place. As Gazprom Neft's partner Schlumberger is going to offer its attested technologies supported by the experience and knowledge of Schlumberger's Russian and international experts. The experts of Schlumberger will be engaged in the meetings of Gazprom Neft Scientific and Technical Council while consideration of projects related to Bazhenov-Alabak Complex.

"Technological development will allow oil companies working with the reserves that were not even regarded as prospective several years ago". Currently Gazprom Neft is actively developing both difficult and unconventional resources such as horizons of Bazhenov-Alabak Complex. "We continuously enrich our experience and develop competencies. For instance, during the last two years Gazprom Neft raised the share of high-tech wells in total amount of drilled wells from 4% to 35% and became one of the leaders of Russian Oil & Gas industry in this respect", pointed out Vadim Yakovlev, Senior Deputy Director General of Gazprom Neft.

Tatarstan is also one of the leaders of shale oil development. In early 2014 the volume of shale oil in sections developed by Tatarstan amounted to 192 million tons.

The Board of Directors of Tatneft decided to coordinate a program on the development of shale deposits. Besides, a plan of creating shale oil testing range in Tatarstan was approved. It will be located in the area of Domanic deposits. At the moment specialists study the collected geophysical data. Wells for the performance of fracturing in 2014 have already been selected. Tatneft plans to drill horizontal wells applying multi-stage fracturing. The necessity of state support to the development of oil complex in Tatarstan was declared by Rustam Minnikhanov, the President of the Republic. "Our objective is to keep the production levels steady until 2030. Yet, they may drop without development of bitumen oil and, in the long range, of shale oil", said Minnikhanov.

Развитие технологий позволяет нефтяным компаниям работать с запасами, многие из которых еще несколько лет назад в принципе не рассматривались как перспективные.

Technological development will allow oil companies working with the reserves that were not even regarded as prospective several years ago.

In the whole world the potential of new energy sources obtained by fracturing violently pushed the old ones away. Both environmentalists and politicians claim that it is necessary to foresee the aftermath of using this technology. Dmitry Medvedev said in this respect: "The fracturing technology has its restrictions and we should calculate all the future consequences". But the American experience proves that this is a prospective avenue, in general".

уровень добычи. Но без разработки битумных нефтей, а в перспективе и сланцевой нефти, конечно же, мы можем упасть», — сказал Минниханов.

Во всем мире потенциал новых источников энергии, добываемых с помощью гидроразрыва, яростно теснит старые. Но и экологи, и политики предупреждают о том, что необходимо просчитывать последствия применения этой технологии. Вот что по этому поводу сказал Дмитрий Медведев: «Та же самая технология гидроразрыва — она, как известно, имеет свои ограничения, и мы обязаны просчитать последствия на будущее. Но то, что это в целом вполне перспективное направление, — это доказывает и американский опыт».

«Технологии улучшаются, и компании учатся все более эффективно их применять», — говорит аналитик EIA Сэм Горген. Заокеанские добытчики сланцевого газа снижают стоимость производства и попутно решают экологические проблемы. Летом 2013 года США даже на некоторое время превзошли Россию в качестве крупнейшего производителя нефти и газа благодаря широкому применению технологии гидроразрыва пласта и сопутствующих ему высоких технологий нефтегазового сервиса.

Если на государственном балансе подтвердятся запасы нетрадиционных видов углеводородов, Россия может занять первое место в мире по запасам нефти. Об этом недавно заявил министр природных ресурсов и экологии Сергей Донской. По словам министра, только запасы баженовской свиты могут позволить России стать мировым лидером. С учетом других источников совокупные нефтяные запасы страны могут оказаться еще значительнее. Освоение месторождений трудноизвлекаемой нефти выступит драйвером реализации отечественных крупных инновационных проектов.

«В перспективе именно такие месторождения будут составлять значительную часть будущей добычи углеводородов в России. Сама жизнь заставит компании заниматься освоением этих ресурсов, — уверен министр. — Просто потому, что у нас больше половины всех запасов можно отнести к трудноизвлекаемым. Могу сказать, что все иностранные компании, с которыми мы общались, ориентируются на то, чтобы развивать в России проекты, связанные с такими запасами».

В рейтинге Международного энергетического агентства Россия занимает первое место по оценке объемов запасов нетрадиционных углеводородов именно за счет низкопроницаемых горных пород, которые содержат, по оценкам МЭА, около 10 млрд т нефти. Российские специалисты считают, что цифра занижена и может составлять от 20 до 40 млрд т, сказал министр и добавил, что с 2015 года Роснедра начнут работы по подсчету запасов нетрадиционных видов углеводородов. Ежегодные затраты на оценку запасов могут достигать нескольких миллиардов рублей; только в 2014 году на эти цели планируется выделить до полутора миллиардов рублей. В целях сланцевой революционной целесообразности! ☺

"Technologies get better and companies learn to apply them efficiently", says Samuel Gorgen, EIA analyst. The shale gas producers overseas bring down the production costs and solve environmental problems at the same time. In

Технология гидроразрыва, как известно, имеет свои ограничения, и мы обязаны просчитать последствия на будущее.

The fracturing technology has its restrictions and we should calculate all the future consequences.

summer 2013 the USA even outran Russia in the amount of oil and gas production due to wide application of fracturing technology and related high-tech oil service technologies.

In case the reserves of unconventional hydrocarbons are confirmed and included in the state balance, Russia may become a global leader in terms of oil reserves. The corresponding statement has been made lately by Sergey Donskoy, the Minister of Natural Resources and Environment. According to the Minister, the reserves of Bazhenov Formation alone may allow Russia to become the world leader. Other sources included, the total national oil reserves can turn out even larger. The development of difficult oil will stimulate the implementation of big domestic investment projects.

"In the long-term such fields will make up a significant share of future hydrocarbon production in Russia. Life itself will make such companies develop these resources", expressed his confidence the minister. "More than half of our reserves are difficult ones. That is why I can say that all foreign companies that we addressed try to develop the projects in Russia related to such resources."

Если на государственном балансе подтвердятся запасы нетрадиционных видов углеводородов, Россия может занять первое место в мире по запасам нефти.

In case the reserves of unconventional hydrocarbons are confirmed and included in the state balance, Russia may become a global leader in terms of oil reserves.

The International Energy Agency rates Russia first in terms of the amount of unconventional hydrocarbon reserves provided by low permeability rocks. The IEA estimates that such rocks contain about 10 billion tons of oil. Russian specialists believe that this figure is underestimated, and can in, in fact, range between 20 and 40 billion tons, said the Minister and added that in 2015 the Federal Agency on Subsoil Usage will start calculating the unconventional hydrocarbon reserves. The annual expenses on such estimation are likely to amount to several billion rubles. 1.5 billion rubles will be allocated to this end in 2014 alone for the sake of shale revolutionary expedience! ☺



АНКЕТА «ВРЕМЕНИ КОЛТЮБИНГА» COILED TUBING TIMES QUESTIONNAIRE

Респондентам были предложены следующие вопросы:

1. Профиль деятельности Вашей компании (нефтегазодобывающая, нефтегазосервисная, компания – производитель оборудования, научно-исследовательская структура, вуз, другое).
2. Как давно Вы знаете журнал «Время колтюбинга»?
3. «Время колтюбинга» позиционируется как журнал о высокотехнологичном нефтегазовом сервисе. Под высокими технологиями нефтегазового сервиса принято понимать как минимум колтюбинг и ГРП. Какие еще технологии нефтегазового сервиса Вы бы отнесли к категории высоких?
4. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга»?
5. Какие высокие нефтесервисные технологии используются на Вашем предприятии?
6. Какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании?
7. Какие уникальные работы Вам и Вашим коллегам удавалось проводить?
8. Интересна ли Вам технология колтюбингового бурения?
9. Интересна ли Вам гидropескоструйная перфорация?
10. Интересно ли Вам радиальное вскрытие пласта?
11. Как, по Вашему мнению, целесообразнее доставлять геофизические приборы в горизонтальные скважины: с помощью скважинного трактора или посредством ГНКТ?
12. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? Если да, то какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона?
13. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день?
14. Какие технологии ПНП будут на пике востребованности в ближайшей (5–10 лет) перспективе?

Эдуард Сорокин, начальник отдела технологий внутрискважинных работ, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

1. Нефтегазодобывающая.
2. 1 год.
3. ЗБС с горизонтальным окончанием.
4. Об опыте использования гибридных колтюбинговых установок.
5. Многостадийные ГРП, технологии с использованием ГНКТ, ЗБС.
6. Разбурка портов при МГРП, проведение ГИС в скважинах с МГРП.

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, other variant).
2. How long have you known Coiled Tubing Times Journal?
3. Coiled Tubing Times positions itself as a Journal about high-tech oil and gas service. High-tech oil and gas service technologies include at least coiled tubing and hydraulic fracturing technologies. What else can be considered as high-tech oil and gas service technologies?
4. About which oil and gas service technologies would you like to read in Coiled Tubing Times Journal?
5. Which high-tech oilfield service technologies are used in your Company?
6. Which coiled tubing technologies are in demand within the area of your Company's activity?
7. Were there any unique operations that you and your colleagues managed to perform?
8. Are you interested in coiled tubing drilling technology?
9. Are you interested in hydraulic jet perforation technology?
10. Are you interested in radial drilling technology?
11. In your opinion, what is the rational technique of logging tools conveyance into horizontal wells: with the use of downhole tractors or coiled tubing?
12. Does your Company use hydraulic fracturing technology? If the answer is yes, which hydraulic fracturing types are effective in your region?
13. In your opinion, which EOR technologies are of vital importance today?
14. Which EOR technologies will be in demand in the near term (5–10 years)?

Eduard Sorokin, Head of Well Intervention Technologies Department, Lukoil-Engineering, LLC

1. Oil and gas producing.
2. For 1 year.
3. Horizontal drilling.
4. About hybrid rigs and the corresponding case histories.
5. Multi-stage hydraulic fracturing, coiled tubing (CT) technologies, sidetracking.
6. Milling of ports/sleeves after multi-stage fracturing, well logging operations in multi-stage fractured wells.

7. –
8. Да.
9. Нет.
10. Нет.
11. ГНКТ (морские проекты – трактор).
12. Да. Уже много лет, как внедрены технологии МГРП.
13. Селективная водоизоляция.
14. РИР и ОПЗ в многопортовых хвостовиках.

**Дамир Мухаметшин, заместитель
директора по развитию сбыта и сервиса в
Урало-Поволжском регионе,
ООО НПФ «Пакер»**

1. Производитель оборудования.
2. С 2009 года.
3. Оборудование для ОРЭ скважин, оборудование для борьбы с поглощениями при строительстве скважин.
4. Меня интересуют любые новинки.
5. –
6. СКО, промывка проппанта и освоение, обработка ПЗП.
7. –
8. –
9. –
10. –
11. Думаю, что подход должен быть индивидуальный – в зависимости от конструкции скважины и финансовой составляющей.
12. –
13. С применением колтубинга в т.ч.
14. С применением колтубинга в т.ч.

**Дмитрий Внуков, начальник участка ГНКТ
и СТ, ОАО «Когалымнефтегеофизика»**

1. Нефтегазосервисная.
2. С 2011 года.
3. Колтюбинговое бурение.
4. О технологии работ с азотной установкой.
5. –
6. Геофизические исследования на ГНКТ, промывка скважины с помощью ГНКТ и азотной установки.
7. Y-Tool с ГНКТ.
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. Посредством ГНКТ.
12. Нет.
13. –
14. –

**Рамиль Галеев, начальник отдела ТКРС
департамента добычи нефти и газа,
ОАО АНК «Башнефть»**

1. Нефтегазодобывающая.
2. Около 8 лет.
3. Зарезка боковых стволов, бурение горизонтальных скважин, в том числе с

7. —
8. Yes.
9. No.
10. No.
11. With the use of coiled tubing (tractor should be used in offshore projects).
12. Yes. We have used multi-stage hydraulic fracturing technologies for many years.
13. Selective water shutoff.
14. Cement squeeze and bottomhole zone treatments in multi-port liners.

**Damir Muhametshin, Deputy Director,
Sales and Services Development, Uralo-
Povolzhskiy Region, NPF Packer, LLC**

1. Equipment manufacturing company.
2. Since 2009.
3. Equipment for dual completion, equipment for circulation-loss control during construction of wells.
4. I'm interested in every novelty.
5. –
6. Acid treatments, proppant washout and well testing, bottomhole formation zone treatments.
7. –
8. –
9. –
10. –
11. I think that the decision should be made on a case-by-case basis (depending on well design and financial aspects).
12. –
13. EOR technologies with coiled tubing application.
14. EOR technologies with coiled tubing application.

**Dmitriy Vnukov, Coiled Tubing
and Jointed Pipes Section Manager,
Kogalymneftegeofizika, JSC**

1. Oil and gas service.
2. Since 2011.
3. CT drilling.
4. About standard operating procedures of a nitrogen unit.
5. –
6. CT well logging, well washover with the help of coiled tubing and a nitrogen unit.
7. Y-tool with CT utilization.
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. With the use of coiled tubing.
12. No.
13. –
14. –

Ramil' Galeev, Head of Well Servicing and Workover Division, Oil and Gas Production Department, ANK Bashneft, JSC

1. Oil and gas producing.



использованием ГНКТ, бурение
многоствольных скважин,
многостадийный ГРП.

4. О технологии бурения горизонтальных скважин с использованием ГНКТ.
5. Зарезки боковых стволов, бурение горизонтальных скважин, ОПЗ с ГНКТ по межтрубному пространству без извлечения насоса.
6. ОПЗ, освоение скважин после ГРП с азотом, промывки горизонтальных скважин.
7. ОПЗ с ГНКТ в межтрубном пространстве.
8. Да.
9. Нет.
10. Нет.
11. В зависимости от длины горизонтального участка.
12. Да. Кислотный ГРП, ГРП с использованием проппанта.
13. ГРП, СКО с замедлителями.
14. ГРП, СКО с замедлителями, виброволновое воздействие на пласт.

**Даниил Добжинский, заместитель
директора по новой технике,
ЗАО «ГИСприбор-М»**

1. Производитель оборудования.
2. 2 года.
3. Технологию с использованием гибкой сталеполимерной трубы (ГСПТ).
4. Интересно почти всё. Хотелось бы видеть статьи по развитию технологии с использованием ГСПТ.
5. Наша компания производит оборудование для технологии ГСПТ.
6. –
7. –
8. –
9. –
10. –
11. С помощью трактора при условии его высокой надежности.
12. –
13. –
14. –

**Павел Попов, директор,
ООО «Нефтегазтехнология»**

1. Нефтегазосервисная.
2. 2 года.
3. Колтюбинг – универсальное оборудование. Колтюбинговые технологии в большей части можно отнести к высоким.
4. Радиальное вскрытие пласта, гибридные технологии колтюбинга с бурением боковых стволов.
5. ГРП, освоение с колтюбингом, очистка скважины с колтюбингом, волновые технологии.
6. Очистка от проппанта, освоение, геофизические работы.

2. For about 8 years.
3. Sidetracking, horizontal drilling (including CT drilling), multilateral wells drilling, multi-stage hydraulic fracturing.
4. About the technology of horizontal drilling with CT application.
5. Sidetracking, horizontal drilling, CT bottomhole treatments through the annulus with no pump withdrawal.
6. Bottomhole zone treatments, post-frac nitrogen lifting, cleanout of horizontal wells.
7. CT bottomhole treatments through the annulus.
8. Yes.
9. No.
10. No.
11. It depends on the length of horizontal section.
12. Yes. Acid fracturing, sand and water fracturing.
13. Hydraulic fracturing, acid treatments with the use of retarding agents.
14. Hydraulic fracturing, acid treatments with the use of retarding agents, vibrowave formation stimulation.

**Daniel Dobzhinsky, Deputy Director,
New Equipment, GISpribor-M, CJSC**

1. Equipment manufacturing company.
2. For 2 years.
3. Technologies with the application of flexible polymer-steel pipe (FPSP).
4. I'm interested in almost everything. I would like to see the articles devoted to FPSP technologies development.
5. Our company manufactures equipment for FPSP handling.
6. –
7. –
8. –
9. –
10. –
11. With the use downhole tractor provided that it has high reliability.
12. –
13. –
14. –

**Pavel Popov, Director of
Neftegaztechnologiya, LLC**

1. Oil and gas service.
2. For 2 years.
3. CT is versatile equipment. CT technologies can be generally considered as high-tech.
4. About radial drilling, hybrid CT sidetracking technologies.
5. Hydraulic fracturing, CT stimulation techniques, CT well cleanouts, wave technologies.
6. Proppant removal, stimulation operations, well logging.
7. Hydraulic fracturing in exploration wells, radial drilling.

7. ГРП в поисково-разведочных скважинах, радиальное вскрытие пласта.
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. Нет простого ответа на этот вопрос, все индивидуально. ГНКТ надежнее и практичнее, но дороже.
12. Да. Азотные ГРП, МГРП
13. ГРП, бурение вторых стволов, многоствольное бурение.
14. ГРП, бурение вторых стволов, радиальное вскрытие пласта, волновые технологии.

Мансур Аглымов, инженер, компания «Шлюмберже»

1. Нефтегазосервисная.
2. С 2010 года.
3. Кислотную обработку призабойной зоны.
4. Многостадийные ГРП, бурение на колтюбинге, водо-/газоизоляционные технологии.
5. Множество.
6. Кислотные ОПЗ, установка мостовых пробок, водоизоляционные работы.
7. Изолирование газового интервала с помощью селективных мостовых пробок, первое фрезерование портов ГРП в России, первое применение пескоструйной перфорации в Западной Сибири.
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. С помощью ГНКТ.
12. Да. Кислотные ГРП.
13. Использование современных химреагентов.
14. –

Александр Земчихин, инженер 1-й категории отдела добычи нефти и газа, ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

1. Нефтегазодобывающая.
2. 4 года.
3. –
4. Об опыте совместного применения надувных пакеров и внутрискважинных тракторов для проведения ОПЗ в горизонтальных участках скважин с протяженностью горизонтального ствола 5000 м.
5. Все работы ведутся с отслеживанием в режиме реального времени (online).
6. Морское исполнение. Скважины расположены на морской ледостойкой стационарной платформе месторождения им. Ю. Корчагина в северной части Каспийского моря.
7. Пока нет. Но в перспективе планируем освоение скважин с горизонтальным стволом протяженностью 5000 м, обработки призабойной зоны пласта пенными системами.
8. Да.
9. Да.
10. Да.

8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. There is no simple answer to this question. Every situation is specific. CT is more reliable and useable technology, but it's more expensive as well.
12. Yes. Nitrogen fracturing, multi-stage fracturing.
13. Hydraulic fracturing, sidetracking, multilateral wells drilling.
14. Hydraulic fracturing, sidetracking, radial drilling, wave technologies.

Mansur Aglyamov, Engineer, Schlumberger

1. Oil and gas service.
2. Since 2010.
3. Acid treatment of bottomhole zone.
4. About multi-stage hydraulic fracturing, CT drilling, water/gas shutoff technologies.
5. We use a large number of advanced technologies.
6. Acid treatments of bottomhole zone, bridge plugs setting, water shutoff operations.
7. Gas interval isolation with the help of selective bridge plugs, first in Russia milling of frac ports, first in Western Siberia application of hydraulic jet perforation.
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. With coiled tubing utilization.
12. Yes. Acid fracturing.
13. Application of advanced chemicals.
14. –

Alexander Zemchihin, Engineer, 1st grade, Oil and Gas Production Department, LUKOIL-Nizhnevolzhskneft, LLC

1. Oil and gas producing.
2. For 4 years.
3. –
4. About field experience in the sphere of combined application of inflatable packers and downhole tractors for bottomhole zone treatments in wells with horizontal section of 16,400 ft.
5. All operations are performed with real-time (online) monitoring.
6. Offshore CT technologies. Wells are situated at the Yuri Korchagin field in the northern part of Caspian Sea and are developed with the help of offshore ice-resistant fixed platform.
7. No unique operations so far. But in the future we plan to perform stimulation of wells with horizontal sections up to 16,400 ft. and bottomhole formation zone treatments with the use of foam systems.
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.



11. Совместно. В зависимости от протяженности горизонтального ствола скважины.

12. Пока нет. Перспектива на 2015–2016 гг.

13. –

14. –

Андрей Фроленков, главный специалист Управления повышения производительности резервуаров ООО «РН-Юганскнефтегаз», НК «Роснефть»

1. Нефтегазодобывающая.
2. 1 год.
3. Бурение горизонтальных скважин в сложных геологических условиях. ГИС с применением ГНКТ.
4. О разработке баженовских отложений. О способах интенсификации добычи с использованием ГРП, ГНКТ на данных объектах. Об исследовании скважин с применением ГНКТ.
5. Многостадийные ГРП, освоение, разработка пластов баженовской свиты.
6. Освоение, ГПП, ГРП – с целью сокращения цикла ремонта и ввода скважин в эксплуатацию.
7. Большегобъемные ГРП (масса проппанта 760 т), МСГРП с суммарной массой проппанта свыше 700 т.
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. В зависимости от целей и решаемых задач.
12. Да. Пенные ГРП, многостадийные ГРП в горизонтальных скважинах.
13. Оперативное безбригадное управление производительностью скважин при помощи ГНКТ.
14. Селективная изоляция участков горизонтального ствола скважин; исследование продуктивности горизонтальных участков скважин; методы выравнивания профиля производительности.

Геннадий Смирнов, руководитель проекта по технологиям ГНКТ, ООО «Ветеран»

1. Нефтегазосервисная.
2. С 2012 года.
3. ЗБС, разбуривание портов после многостадийного ГРП, цементаж через ГНКТ, установка пакеров на ГНКТ (отсечение пластов, технологические пакеры и т.д.), геофизика на ГНКТ.
4. Технологии по ЗБС, разбурка портов (компоновки, процесс ведения работ, цементаж), ГИС на ГНКТ.
5. Мы на стадии становления и освоения этих технологий.
6. Стандартные операции по нормализации забоя и освоение после ГРП.
7. Еще не пробовали.

11. Both technologies can be used. It depends on the length of horizontal well.

12. Not yet. But we plan to start using hydraulic fracturing technologies in 2015-2016.

13. –

14. –

Andrey Frolenkov, Chief Specialist, Reservoir Productivity Enhancement Department, RN-Yuganskneftegas, LLC, NK Rosneft

1. Oil and gas producing.
2. For 1 year.
3. Horizontal drilling under complex geological conditions. A CT well logging.
4. About development of Bazhenov formations. About EOR technologies with application of hydraulic fracturing and coiled tubing in such formations. About CT well logging technologies.
5. Multi-stage hydraulic fracturing, development and stimulation of Bazhenov formations.
6. Hydraulic jet perforation and hydraulic fracturing (to reduce the duration of well repair and bringing-in procedures).
7. Large volume hydraulic fracturing (the weight of proppant exceeds 1.6 mln lbs) and multi-stage fracturing (the weight of proppant exceeds 1.5 mln lbs).
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. It depends on the task to be solved in a well.
12. Yes. Foam hydraulic fracturing, multi-stage fracturing in horizontal wells.
13. Continuous unmanned control of wells productivity with the help of coiled tubing.
14. Selective isolation of horizontal intervals; productivity tests in horizontal sections; methods of productivity profile leveling.

Gennadiy Smirnov, Head of CT Technologies Project, Veteran, LLC

1. Oil and gas service.
2. Since 2012.
3. Sidetracking, milling of ports after multi-stage fracturing, cementing through CT, setting of packers with CT application (formations isolation, service packers, etc.), CT well logging.
4. About sidetracking technologies, ports milling (assemblies, operating procedures, cementing, CT well logging).
5. We're on the stage of establishment and development of CT technologies.
6. Standard bottomhole cleaning operations and post-frac development of wells.
7. No unique operations so far.
8. Yes! I'm very interested!
9. Yes!
10. No, since the accident risks are very high.
11. Only with the use of coiled tubing.

8. Да! Очень!
9. Да!
10. Не хотел бы этим заниматься, т.к. большая вероятность аварии.
11. Только ГНКТ.
12. Пока нет.
13. Кислотные обработки через ГНКТ, освоение азотом.
14. Кислотные обработки и освоение.

Ринат Гильманов, инженер-проектировщик, ЗАО «БВТ-Восток»

1. Нефтегазосервисная.
2. 3 года.
3. Использование оптоволоконного кабеля с ГНКТ, наклонно-направленное бурение.
4. О современных и наиболее актуальных на сегодняшний день.
5. ГИС, фрезерование.
6. ГИС.
7. Аварийные работы, ГИС с использованием оптической связи.
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. ГНКТ.
12. Нет.
13. ГИС, фрезерование.
14. Бурение с применением ГНКТ.

Рубин Ахметшин, главный инженер ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис»

1. Нефтегазосервисная.
2. С 2003 года.
3. Канатные технологии, скважинные трактора.
4. Изоляция вод в горизонтальных скважинах, пенокислотные ОПЗ, технология бурения горизонтальных скважин с ГНКТ.
5. ГНКТ, канатные технологии.
6. ОПЗ, тампонажные работы через ГНКТ.
7. Реликвидация скважины в акватории реки с помощью ГНКТ, установленной на барже; разбуривание портов многостадийного ГРП.
8. Да.
9. Да.
10. Нет.
11. ГНКТ.
12. Да. Проппантные, кислотные, пенокислотные.
13. Изоляция вод; выравнивание профиля.
14. Выравнивание профиля.

Редакция благодарит участников опроса!

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

12. Not yet.
13. CT acid treatments, nitrogen lift.
14. Acid treatments and stimulations.

Rinat Gil'manov, Design Engineer, BVT-Vostok, CJSC

1. Oil and gas service.
2. For 3 years.
3. Utilization of fiber-optic cable along with coiled tubing; directional drilling.
4. About the most advanced and up-to-date technologies.
5. Well logging and milling operations.
6. Well logging.
7. Emergency operations, well logging with application of optical communication.
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. With the use of coiled tubing.
12. No.
13. Well logging and milling operations.
14. CT drilling.

Rubin Achmetshin, Chief Technology Officer, Tatneft-AktyubinskRemService, LLC

1. Oil and gas service.
2. Since 2003.
3. Slickline technologies, downhole tractors.
4. About water shutoff operations in horizontal wells, foam-acid treatments of bottomhole zone, CT horizontal drilling technologies.
5. CT, slickline technologies.
6. Bottomhole zone treatments, plug operations with CT application.
7. Repeated abandonment of well in a river's water zone with the help of coiled tubing installed on a barge; milling of ports after multi-stage fracturing.
8. Yes.
9. Yes.
10. No.
11. With the use of coiled tubing.
12. Yes. Sand and water, acid and foam-acid fracturing.
13. Water shutoff and conformance control operations.
14. Conformance control.

The editors would like to thank our responders!

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!

Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

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. Как бы Вы оценили его содержание по 5-балльной шкале? _____
7. Помогает ли журнал Вам в профессиональной деятельности? _____

8. «Время колтюбинга» позиционируется как журнал о высокотехнологичном нефтегазовом сервисе. Под высокими технологиями нефтегазового сервиса принято понимать как минимум колтюбинг и ГРП. Какие еще технологии нефтегазового сервиса Вы бы отнесли к категории высоких? _____

9. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга»? _____

10. Какие высокие нефтесервисные технологии используются на Вашем предприятии? _____

11. Какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании? _____



12. Какие уникальные работы Вам и Вашим коллегам удавалось проводить? _____

13. Интересна ли Вам технология колтюбингового бурения? _____

14. Интересна ли Вам гидропескоструйная перфорация? _____

15. Интересно ли Вам радиальное вскрытие пласта? _____

16. Как, по Вашему мнению, целесообразнее доставлять геофизические приборы в горизонтальные скважины: с помощью скважинного трактора или посредством ГНКТ? _____

17. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? Если да, то какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона? _____

18. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день? _____

19. Какие технологии ПНП будут на пике востребованности в ближайшей (5–10 лет) перспективе? _____

20. Хотели бы Вы получать еженедельную новостную рассылку с сайта www.cttimes.org?

21. Если Вы ответили положительно, то укажите, пожалуйста, свой электронный адрес.

СПАСИБО, ЧТО НАШЛИ ВРЕМЯ ДЛЯ ОТВЕТА НА НАШИ ВОПРОСЫ!

Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

ЖУРНАЛ,
целиком посвященный
новейшим технологиям
внутрискважинных работ,
в том числе колтюбингу



КОЛТЮБИНГ –
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

cttimes@cttimes.org



КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov



Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov



Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov



Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov



Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov

THE BEAUTY OF OILFIELDS



Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov



Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov



Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov

Фотографии предоставлены официальным партнером номера – ООО «ПАКЕР СЕРВИС».

Pictures courtesy of at official partner of the issue – PACKER SERVICE LLC.

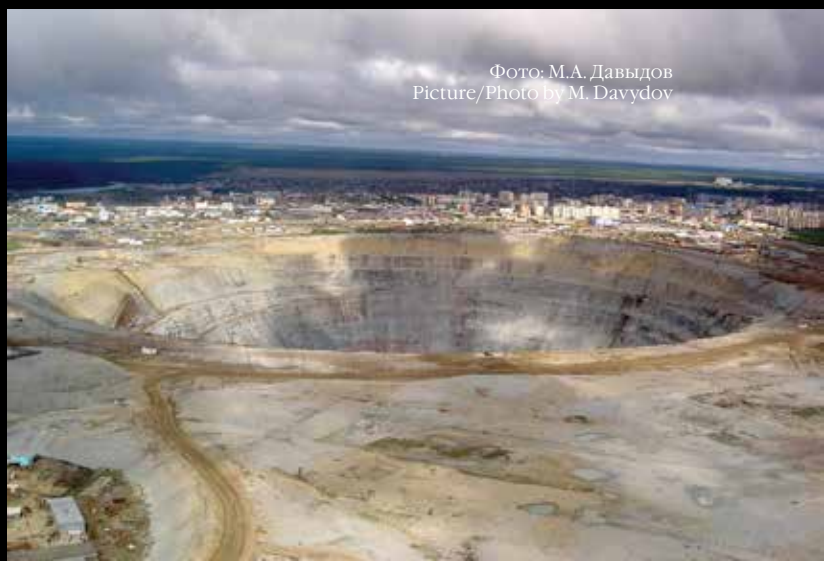


Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov

КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov



Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov

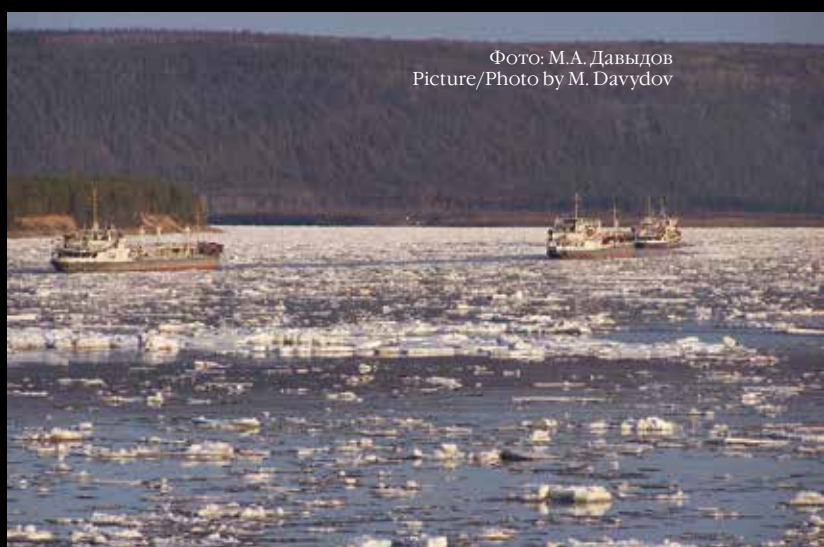


Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov



Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov



Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov

THE BEAUTY OF OILFIELDS



Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov



Фото: И.В. Водопьянов
Picture/Photo by I. Vodopyanov



Фото: И.В. Водопьянов
Picture/Photo by I. Vodopyanov

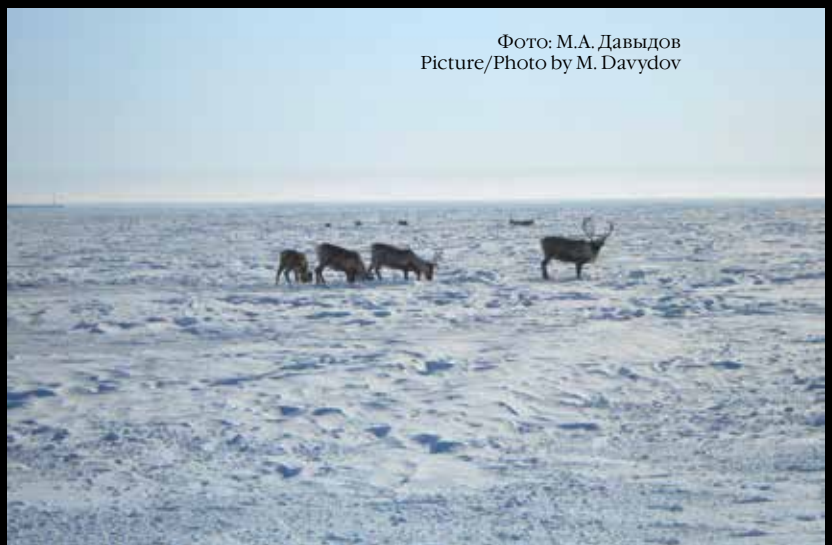


Фото: М.А. Давыдов
Picture/Photo by M. Davydov

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224
тел.: +7 499 788-91-24, тел./факс: +7 499 788-91-19.
Представительство в Минске: тел.: +375 17 204-85-99, тел./факс: +375 17 203-85-54;
E-mail: главный редактор – halina.bulyka@cttimes.org, маркетинг и реклама –
advert@cttimes.org

Стоимость подписки на печатную версию журнала
на 2014 год – 4000 рублей.
Доступна также электронная версия журнала.

Стоимость подписки на электронную версию
журнала на 2014 год – 2500 рублей.

**Специальное предложение! Годовая подписка
на печатную и электронную версии – 4500 рублей.**

ПОДПИСНОЙ КУПОН

Заполните, пожалуйста, купон и отправьте его по факсу: +7 499 788-91-19

Да, я желаю оформить подписку на 2014 год

☐

на печатную версию

☐

на электронную версию

Я желаю подписаться как

Пришлите счет на подписку

☐

юридическое
лицо

☐

физическое
лицо

☐

по факсу

☐

по электронной
почте

Ф.И.О.	
Должность	
Компания	
Адрес	
Город	
Край / область	
Страна	
Индекс	
Телефон	
Факс	
Эл. почта	

Подписаться на журнал «Время колтюбинга» можно в почтовом
отделении по каталогу «Роспечать». **ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС – 84119.**

Вы можете также оформить подписку на журнал «Время
колтюбинга» и ознакомиться с аннотациями статей на сайте
www.cttimes.org

Уважаемый читатель!

Каждый раз, работая над выпуском, мы стараемся включить в него
полезную Вам информацию, стремимся максимально приблизить
наполнение журнала к сфере Ваших профессиональных интересов.
Напишите, пожалуйста, какие материалы Вам было
бы интересно прочесть на страницах журнала
«Время колтюбинга».

Подпись

Продолжается подписка на
2014 год!

Подписку вы можете
оформить через редакцию.

Справки по телефону:

+7 916 512-70-54

E-mail: cttimes@cttimes.org

Subscription to Coiled Tubing
Times Journal for 2014

Cost of annual e-version of
Coiled Tubing Times Journal
IS \$80,00.

E-MAIL: CTTIMES@CTTIMES.ORG

«Время колтюбинга» –
единственное издание,
которому предоставлено
право представлять
в России и СНГ
материалы ICoTA.

Coiled Tubing Times is the only
periodical in Russia and CIS
countries that has a right
to present ICoTA materials.

РЕЗЦЫ HELIOS™ INFERNO™
ТЕРМИЧЕСКИ УСТОЙЧИВЫЕ

Новая технология резцов для бурения в условиях высоких температур

Компания NOV рада представить последнюю технологию резцов, позволяющую достичь непревзойденных результатов в условиях высоких температур. Резцы технологии Helios™ Inferno™ компании NOV ReedHycalog™ отличаются особой стойкостью к термическому разрушению и абразивному износу. Свойства резцов Helios™ Inferno™ подходят для бурения сложных породобразований. Резцы Helios™ Inferno™ способны обеспечить:

- лучшую в своем классе производительность бурения,
- высокую стабильность и управляемость долота,
- повышенную прочность к истиранию,
- высокую механическую скорость проходки,
- непревзойденную ударопрочность.

Посетите наш сайт www.nov.com/downhole или свяжитесь с Вашим региональным представителем NOV Downhole для получения более детальной информации

partnering **you**
with

**Приглашаем посетить наш стенд: 2 Павильон, 3 Зал, Стенд 23С35
15-я Международная Выставка «Нефтегаз-2014», 26-29 мая 2014 г., ЦВК
«Экспоцентр»**

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



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



Fidmash.

Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment



220033. Belarus. Minsk. Rybalko str. 26
Tel.: +375 17 298 24 17,
fax: +375 17 248 30 26
E-mail: fidrtashsalest@nov.com, www.fidmashnov.by
Representative office in Russia LLC "FIDservice",
tel.: +7 (916) 281 15 53

