

Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

limes

издается с 2002 года / has been published since 2002

2 (052), Июнь / June 2015



**ГНКТ НА СКВАЖИНАХ С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ
ОТ ВЕРТИКАЛИ В КАСПИЙСКОМ МОРЕ**

**THE UNIQUE COILED TUBING EXPERIENCE IN THE ERD
WELLS ON THE CASPIAN SEA**

**ГРП НА ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ
КОЛЛЕКТОРАХ В БЕЛАРУСИ**

**HYDRAULIC FRACTURING IN TERRIGENOUS
AND CARBONATE RESERVOIRS OF BELARUS**

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОЛТЮБИНГА ДЛЯ ОСВОЕНИЯ
СКВАЖИН В ТАТАРСТАНЕ**

**APPLICATION OF COILED TUBING FOR WELLS
DEVELOPMENT IN TATARSTAN**

**ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ С ПОМОЩЬЮ КОЛТЮБИНГА
В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**FISHING OPERATIONS USING COILED TUBING
IN WESTERN SIBERIA**

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

THE 11TH FIDMASH'S CONSUMER CONFERENCE

www.cttimes.org

52



Fidmash®

КАЧЕСТВО И НАДЕЖНОСТЬ

- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГРП
- УСТАНОВКИ КОЛТЮБИНГОВЫЕ
- УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ
- УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ
- УСТАНОВКИ АЗОТНЫЕ



220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26
Тел.: +375 17 298 24 17, факс: +375 17 248 30 26
E-mail: fidmashsales@nov.com www.fidmashnov.by
Представительство в России «ФИДсервис»
тел.: +7 (916) 281 15 53



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

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

**Nonprofit Partnership Coiled Tubing Technologies
Development Center**

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association



Контактная информация

НП «ЦРКТ»

**Пыжевский переулок, 5, строение 1, офис 224
Москва 119017, Российская Федерация
Телефон: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Факс: +7 499 788 91 19**

Contact information

NP CTTDC

**5/1 Pyzhevsky lane, Suite 224
119017 Moscow, Russian Federation
Telephone: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Fax: +7 499 788 91 19**

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Ж. Атти, вице-президент по международным продажам компании Global Tubing;

Ю.А. Балакиров, д.т.н., профессор, заместитель директора по науке и технике международной компании «Юг-Нефтегаз» Private Limited;

К.В. Бурдин, к.т.н., главный инженер Департамента по ремонту скважин с ГНКТ «Шлюмберге»;

Г.А. Булыка, главный редактор журнала;

Б.Г. Выдрик, директор Некоммерческого партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий»;

В.С. Войтенко, д.т.н., профессор, академик РАЕН;

Н.А. Демянченко, к.т.н., Ведущий научный сотрудник БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть»;

С.А. Заграничный, генеральный директор ТОО «Трайкан Велл Сервис», Казахстан;

Р. Кларк, почетный редактор журнала;

А.Н. Коротченко, директор ООО «ИнТех»;

Е.Б. Лапотенцова, генеральный директор СЗАО «ФИДМАШ»;

В.В. Лаптев, к.т.н., первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества;

М.А. Силин, д.х.н., первый проректор по стратегическому развитию НИУ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;

Ю.Р. Стерлядев, исполнительный директор по управлению ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» – заместитель директора в ООО «Татнефть-РемСервис»;

Т.Л. Тамамянц, коммерческий директор ООО «НПО «ВЕРТЕКС»;

А.Я. Третьяк, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Бурение нефтегазовых скважин и геофизика» ЮРГТУ (НПИ);

Дж. Черник, вице-президент Foremost Industries LP, глава представительства Foremost в России;

Е.Н. Штахов, к.т.н., зам. генерального директора ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»;

Р.С. Яремийчук, д.т.н., профессор, академик РАЕН.

ОСНОВАТЕЛЬ ПРОЕКТА – Л.М. Груздилович**ИЗДАТЕЛЬ**

ООО «Время колтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224, Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.

www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org

Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.

Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.

Регистрационный номер ПИ № 77-16977.

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

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

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

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

J. Attie, Vice President, International Sales, Global Tubing;

Yu. Balakirov, Doctor of Engineering, Professor, Deputy Director for Science and Technology of the International Company Yug-Neftegaz Private Limited;

H. Bulyka, Editor-in-Chief;

K. Burdin, Doctor of Engineering, Coiled Tubing Geomarket Technical Engineer Schlumberger;

J. Chernyk, Vice President, Foremost Industries LP, Head of Foremost in Russia;

R. Clarke, Honorary Editor;

N. Demyanenko, Doctor of Engineering, Lead Research Scientist of BelNIPIneft, RUE Production Association Belorusneft;

A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;

A. Lapatsentava, Director General, NOV FIDMASH;

V. Laptev, Doctor of Engineering, Vice President of Euroasian Geophysical Society;

M. Silin, Doctor of Chemistry, First Vice-Rector for Strategic Development, National Research University Gubkin Russian State University of Oil and Gas;

E. Shtakhov, Doctor of Engineering, Deputy Director General, "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. Vydrik, Director, Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center";

R. Yaremiychuk, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;

S. Zagranichny, Director General, Trican Well Service, LLP, Kazakhstan.

THE AUTHOR OF THE PROJECT – L. Hruzdilovich**PUBLISHER**

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

5/1, Pyzhevski Lane, office 224, Moscow 119017, Russia.

Phone: +7 499 788 91 24, Fax: +7 499 788 91 19.

www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org

Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.

The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.

Registration number ПИ № 77-16977.

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

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

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Очередной номер «Времени колтюбинга» выходит в преддверии лета – самой жаркой в прямом и переносном смысле поры для нефтяников. Я желаю коллегам успешной и плодотворной работы на промыслах. Надеюсь, что погода и природа помогут вам успешно осуществить самые смелые технологические операции, а сложное оборудование не подведет. О нем, предназначенном для современного нефтегазового сервиса, шла речь на 11-й Потребительской конференции, организованной под эгидой ведущего производителя колтюбинговых установок, оборудования для ГРП и еще целого ряда машин и агрегатов – «ФИДМАШ». Наш репортаж вы найдете в начале номера.

Надежная техника – то, без чего немислимо внедрение прогрессивных технологий. А технологии, как ни банально прозвучит, – это, прежде всего, знания. В рубрике «Технологии» знаниями о применении колтюбинговых технологий на скважинах с большим отходом от вертикали делятся специалисты «Шлюмберге». Их опыт уникален вдвойне, потому что скважины находятся в северной части Каспийского моря – на месторождении им. Ю. Корчагина.

Белорусские коллеги рассказывают о развитии технологий ГРП на терригенных и карбонатных коллекторах Полесья. Их опыт также заслуживает самого пристального внимания, поскольку компания «Белоруснефть» в течение четырех лет (с 29.03.11 по 2.03.15) вынуждена была действовать в условиях санкций, успешно преодолевая трудности, аналогичные которым российскому нефтегазовому сервису еще предстоит. Белорусам победить их помогла отечественная техника производства Группы ФИД и ее основного предприятия – «ФИДМАШ». Именно в санкционный период компании удалось так нарастить производственные мощности и усилить свою технологическую компетенцию, что в конце 2014 года она была признана лучшей компанией по продвижению инноваций в России и СНГ. Такую оценку предприятию белорусских нефтяников дало российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам – ICoTA. Торжественное награждение компаний-лауреатов специальной премией Intervention Technology Award состоялось в рамках 15-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», одним из организаторов которой является наш журнал.

В этом году следующая, 16-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» пройдет в Москве 28–30 октября. Тематическое поле этого хорошо знакомого и, не побоюсь сказать, полюбившегося нашим читателям мероприятия стремится в режиме реального времени отражать тенденции высокотехнологичного нефтегазового сервиса. В этом году программу дополняют новые тренды, касающиеся многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах, геофизических исследований, гидромониторного бурения и др.

Анонс конференции размещен на сайте www.cttimes.org и открывает этот номер. Хочу особо обратить ваше внимание на опубликованный в номере бюллетень для голосования по выдвижению кандидатов в лауреаты специальной премии Intervention Technology Award, учрежденной российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA). Очень прошу всех читателей и каждого в отдельности определить свои приоритеты в каждой номинации. Вместе мы выберем самых достойных!

Рон Кларк



EDITORIAL

While the running number of the Coiled Tubing Times is being published we approach summer, which is the hottest season in all meanings of this word for oil industry workers. I would like my colleagues in the field to see rewarding results. I hope that weather and nature contribute to the most daring of your production operations and that sophisticated equipment performs without failing. Such equipment designed for modern oil and gas service was the main talking point at the 11th Consumer Conference held under the auspices of FIDMASH, the leading manufacturer of coiled tubing units, hydraulic fracturing equipment and a range of other machinery. We give coverage to the Conference at the beginning of this issue.

Reliable equipment is the sine qua non for introducing advanced technologies. And technologies, however clichéd it may sound, means knowledge first and foremost. Our Technologies column gives floor to the experts from Schlumberger who share their knowhow in applying coiled tubing technologies on wells with considerable vertical deviation. Their unique track record is of particular interest because the wells are located at Yuri Korchagin field in the North Caspian Sea.

Our colleagues from Belarus tell us about the development of hydraulic fracturing technologies at terrigenous and carbonate reservoirs of Polesye. Their experience also deserves the closest attention as for the period of four years (from 29 March 2011 to 2 March 2015) Belarusneft faced the necessity of performing its operations under sanctions and overcame the difficulties equivalent to those lying ahead of the Russian oil and gas service. The Belarusians managed to succeed due to domestic production performed by FID Group and its major enterprise FIDMASH. Over the sanctions period the company expanded its production capacity and enhanced its technological competence to such an extent that it was recognized as the best company in promoting innovations in Russia and the CIS. The achievements of this Belarusian oil enterprise were acknowledged by the Russian Division of ICoTA (Intervention and Coiled Tubing Association). The ceremony of granting the winning companies with the Intervention Technology Award was held within the framework of the 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference, our journal being one of its hosts.

The 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is to be held this year, from 28 to 30 October, in Moscow. This well-known event which is, I dare say, a favourite with our readers, strives to give real-time coverage to the trends existing in the high-technology oil and gas service. This year, the programme will be further extended to include new trends in multistage hydraulic fracturing in horizontal wells, geophysical works, water-jet drilling, etc.

The conference is announced at www.cttimes.org and on the opening pages of this issue. Please, take note of the voting form for the nominees for the Intervention Technology Award which was instituted by the Russian Division of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA). I would like to address each and every reader and ask them to define their priorities in each nomination. Let us choose the most deserving winners together!

Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

Мы принимаем решения, ставим цели и идем к ним (11-я Потребительская конференция СЗАО «ФИДМАШ»)	14
--	----

ТЕХНОЛОГИИ

Д. Елисеев, А. Земчихин, А. Бяков, А. Кичигин, М. Лобов, К. Бурдин, Р. Мазитов, П. Бравков, В. Степанов Уникальный опыт применения ГНКТ на скважинах с большим отходом от вертикали в Каспийском море	20
---	----

Н.А. Демяненко, К.В. Мироненко, А.В. Драбкин, Д.В. Ткачев Развитие технологий ГРП на терригенных и карбонатных коллекторах Республики Беларусь	32
--	----

И.Х. Махмутов, О.В. Салимов, Р.З. Зиятдинов, И.И. Гирфанов Опыт освоения скважин с применением установки «Колтюбинг» в ОАО «Татнефть»	40
--	----

А.В. Кустышев, Ю.В. Ваганов, Д.С. Леонтьев, О.В. Гагарина Ловильные работы в нефтяных и газовых скважинах с помощью гибких труб	46
--	----

С.А. Ковалев Работы на ГНКТ – эффективное решение для проведения ремонтных работ	52
---	----

И.З. Денисламов, А.А. Бисенова, Р.М. Еникеев Обучающие алгоритмы для интеллектуальной скважины	56
---	----

Ю.А. Балакиров, И.Б. Буркинский, В.Н. Бровчук Повышение эффективности работы горизонтальных скважин с длинными стволами	62
---	----

Аннотации докладов, представленных на конференции и выставке SPE/ICoTA 2015 по колтюбингу и внутрискважинным работам	64
---	----

НАУКА

Л.А. Магадова, Л.А. Чирина Изучение проблемы полной деструкции полисахаридного геля ГРП и разработка метода деструкции, направленного на разрушение комплекса сшитого геля	72
---	----

ПРАКТИКА

Колтюбинг – это завтрашний день нефтегазового сервиса (Беседа с первым заместителем председателя правления ПАО «Укргаздобыча» А.Ю. Сомовым и главным инженером ПАО «Укргаздобыча» А.Г. Нестеренко)	76
--	----

Не замедлять темпы развития! (Беседа с руководителем службы ГНКТ ООО «Пакер Сервис» А.Л. Абловым)	82
---	----

ОБОРУДОВАНИЕ

И.Я. Пирч Кредо компании – инновации (к 25-летию СЗАО «Новинка»)	88
---	----

Современные средства нагрева жидкости (Новая техника производства Группы ФИД)	93
--	----

КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Ю.А. Балакиров Способ обнаружения газовых бляшек в цементном камне в эксплуатационной колонне скважины	95
--	----

Анкета «Времени колтюбинга»	96
--	----

«ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА» В СОЦИАЛЬНЫХ СЕТЯХ

Эффективный химреагент для растворения парафиновых отложений	103
---	-----

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

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

Конференция состоится 28–30 октября 2015 года в Москве.

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

Поддержка: Министерство энергетики Российской Федерации.

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

Структура мероприятия:

28 октября. Однодневный учебный **семинар**. Лекторы: специалисты компании «Шлюмберге». Каждый слушатель семинара получит именной сертификат, подтверждающий прохождение курса.

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

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

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

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

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

28–30 октября. **Выставка**. Будут представлены

The conference will be held on October 28–30, 2015 in Moscow.

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

Supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation.

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

Structure of the event:

October 28. Educational **workshop**. The workshop will be held by the specialists of Schlumberger company. Personal Certificated of Attendance will be awarded to each attendee of the Workshop.

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

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

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

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

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

October 28–30. **Exhibition**. Products and/or technologies of the participating companies will be presented there.

The International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and

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

продукция и/или технологии компаний-участниц.

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

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

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

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

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

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

Информация о спонсорских возможностях высылается по запросу.

Е-mail: cttimes@cttimes.org

Тел.: +7 499 788 91 24

Моб.: +7 (916) 512 70 54

Факс: +7 499 788 91 19

Сайт: www.cttimes.org

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

Ждем Вас в нашем неформальном клубе!

Оргкомитет

Well Intervention Conference is held on an annual basis. It is the Russian longest-standing professional forum for oil and gas services specialists, purchasers of high-tech oilfield services and manufacturers of oilfield equipment.

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

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

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

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

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

Information about Sponsorship Packages is available upon request.

Е-mail: cttimes@cttimes.org

Тел.: +7 499 7889124

Mobile +7 (916) 512 70 54

Fax: +7 499 7889119

Website: www.cttimes.org

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

We are looking forward to seeing you!

Organizing Committee

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

**28–30 октября 2015 года,
Россия, Москва, гостиница «Аэростар»**
(Ленинградский проспект, 37, корпус 9,
ст. метро «Динамо»)

Тематика:

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

**October 28–30, 2015
Aerostar Hotel, Moscow, Russia**
(Leningradskiy ave. 37, bld. 9,
"Dinamo" subway station)

Conference topics:

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

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



РЕГИСТРАЦИОННАЯ ФОРМА

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

28–30 октября 2015 г.

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

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

*Фамилия *Написание по-английски
*Имя *Написание по-английски
*Отчество
*Должность
Написание по-английски
*Компания
*Адрес электронной почты *Телефон
*Факс
Почтовый адрес

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

28.10.2015 – ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ СЕМИНАР

Регистрационный взнос..... 28 800 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.

29–30.10.2015 – КОНФЕРЕНЦИЯ

Регистрационный взнос

Для делегатов..... 75 000 руб. ☐

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

Характер доклада определяет программный комитет конференции

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

Регистрационный взнос с одного человека 69 750 руб. ☐

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

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

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

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

29–30.10.2015 – ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ КОМПАНИЙ-УЧАСТНИЦ

Все суммы не включают НДС

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

	Формат	Сумма
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 16th International Scientific and Practical
COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE
October 28–30, 2015

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

Please, fill in the application form. *Mandatory fields

*Last Name
*First Name
*Position
*Company.....
.....
*E-mail
*Telephone
*Fax
Mail

Please, select your participation option: workshop, conference, exhibition.

28.10.2015 – 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.

29–30.10.2015 – CONFERENCE

Registration fee:

For delegates..... \$1490 ☐

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

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

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

Registration fee for one person\$1380 ☐

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

Registration fee for one person/\$1410 ☐

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

For correspondent participants\$300 ☐

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

All prices don't include VAT

Please, select your participation option and registration fee:

	Option	Price
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



Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

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

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

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

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

«Лучшая международная компания в области проведения ГРП» _____

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

«Прорыв года – лучшая компания по темпам развития» _____

«Лучшая международная компания на сервисном рынке России» _____

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

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

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

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

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

Ваш голос очень важен!

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

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

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

Контактная информация:

www.icota-russia.ru

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

Телефоны:

+7 499 788 91 24;

+7 (916) 512 70 54

Факс: +7 499 788 91 19



Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *times*



Dear colleagues and friends!

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

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

Best company in the sphere of coiled tubing technologies application in Russia and CIS countries _____

Best company in the sphere of hydraulic fracturing operations in Russia and CIS countries _____

Best international company in the sphere of hydraulic fracturing operations _____

Best innovating company in Russia and CIS countries _____

Breakthrough of the year – the fastest-growing company _____

Best international company on the Russian oilfield service market _____

Best company-manufacturer of the high-tech oilfield service equipment on the territory of the Common Free Market Zone _____

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

Best periodical devoted to oil and gas service in Russia and CIS countries _____

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

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

Your opinion is very important for us!

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

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

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

Contact information:

www.icota-russia.ru

5/1 Pyzhevsky lane,
Suite 224
119017 Moscow, Russian
Federation

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

Завод по производству жидкого азота в Западной Сибири

В начале 2014г. компанией Nafta - Siberian Nitrogen был запущен завод по производству жидкого азота.

Комплекс предназначен для производства жидкого азота из атмосферного воздуха методом низкотемпературной ректификации.

Завод по производству жидкого азота Nafta Siberian Nitrogen является уникальным в нефтесервисной отрасли, он полностью автоматизирован, его производительная мощность составляет 3000 кг/ч



NAFTA
SIBERIAN NITROGEN

ЖИДКИЙ АЗОТ

Технологичность

Современные технологии производства и контроля качества продукции.

Производительность

Уникальное сочетание производительной мощности и минимальных затрат энергии.

Безопасность

Обеспечена максимальная экологическая и пожарная безопасность производства.

www.sibirazot.ru

ООО "НАФТА СИБЕРИАН НАЙТРОДЖЕН"
119590, Москва, Минская улица, дом 1Г, корпус 1, офис 36.
Телефон/Факс: 8 (499) 322-16-34 E-mail: info@sibirazot.ru



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



API 6A - 1148
API 8C - 0162



Q1 - 1033



ISO - 1234

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



*Только оригинальные запчасти!
Только профессиональные услуги!*

СЕРВИС КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЕРЬ ЕЩЕ ДОСТУПНЕЕ

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

Основные наши услуги это:

- Гарантийное и послегарантийное обслуживание оборудования производства СЗАО «Фидмаш»
- Проведение пуско-наладочных работ и обучение специалистов Заказчика
- Проведение работ по капитальному ремонту и модернизации оборудования
- Поставка безмуфтовой длинномерной трубы
- Поставка оригинальных запасных частей и импортной комплектации, в том числе с регионального склада в г. Сургут

На площадях склада имеется **широкий ассортимент оригинальных запасных частей, импортной комплектации и расходных материалов для колтюбингового, нагнетательного и азотного оборудования, а также оборудования для ГРП.**

Мы постоянно расширяем ассортимент продукции, что в ближайшее время позволит удовлетворять любые Ваши запросы.

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

www.mashoil.ru

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

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

Мы принимаем решения, ставим цели и идем к ним

11-я Потребительская конференция СЗАО «ФИДМАШ»

We Make Decisions, Set Goals and Move towards Them

11th FIDMASH's Consumer Conference



В Минске 28–29 апреля 2015 года прошла 11-я Потребительская конференция по вопросам эксплуатации колтюбингового оборудования, цементировочного, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП, организованная СЗАО «ФИДМАШ», – самым крупным и известным предприятием Группы ФИД.

Основной спектр тематики, которой было посвящено это традиционное мероприятие, понятен из самого его названия. Бренд «ФИДМАШ» не нуждается в представлении нашим читателям. Под этой маркой уже второе десятилетие выпускается хорошо себя зарекомендовавшее на промыслах, расположенных в самых разных уголках СНГ, высокотехнологичное нефтегазосервисное оборудование. Наиболее известны колтюбинговые установки «ФИДМАШ». По количеству их работающих в России единиц предприятие уверенно опережает всех других производителей. Освоено производство полной номенклатуры оборудования для проведения ГРП.

Флота марки «ФИДМАШ» успешно действует в России и Беларуси, у отечественных и международных сервисных компаний. Хорошо известно нефтяникам азотное, цементировочное, различное вспомогательное оборудование, которое «родом» из Минска. Об этой, ставшей уже привычной, технике, а также о новых и перспективных предложениях «ФИДМАШ» и, шире, Группы ФИД, и шла речь на протяжении двух дней конференции.

Потребительские конференции СЗАО «ФИДМАШ» – это уникальная форма общения между создателями оборудования и его пользователями, прямой диалог, в процессе которого рождаются новые технические и конструкторские идеи. Можно утверждать, что

The 11th Consumer Conference on Operation of CT Equipment, Cementing, Pumping and Nitrogen Machinery and Hydraulic Fracturing Equipment was held on April 28–29, 2015, in Minsk by NOV FIDMASH, the largest and best-known company of FID Group.

The main topic areas of this traditional event are evident from its name. FIDMASH brand needs no introduction. For over ten years, high-tech oil and gas-field service equipment has been manufactured under this trademark and has proven itself on fields

Потребительские конференции СЗАО «ФИДМАШ» – это уникальная форма общения между создателями оборудования и его пользователями, прямой диалог, в процессе которого рождаются новые технические и конструкторские идеи.

FIDMASH's Consumer Conferences are a one-of-a-kind form of communication between the makers of equipment and its users, a direct dialog which produces new technical and design concepts.

located in various parts of the CIS. CT rigs produced by FIDMASH enjoy most popularity. In terms of the number of units operating in Russia, the company is a sure leader among all other manufacturers. Production of the full nomenclature of hydraulic fracturing equipment has been set up.

Fleets manufactured by FIDMASH successfully operate in Russia and Belarus, at domestic and international oil and gas-field service companies. Oilfield workers are well aware of nitrogen, cementing and various auxiliary equipment originating from Minsk. This already familiar machinery as well as new and promising proposals from FIDMASH and, more broadly, from FID Group were the topics of discussion during the two-day conference.

FIDMASH's Consumer Conferences are a one-of-



такое интенсивное и взаимное заинтересованное общение приводит к синергетическому эффекту.

Плодотворному общению производителей оборудования с потребителями способствовала атмосфера, царившая в сверкающем новизной конференц-зале недавно открывшегося отеля «Виктория Олимп», где проходило мероприятие. Прекрасная весенняя погода, которой встретил Минск представителей более трех десятков нефтегазосервисных компаний из России, Казахстана, Украины, Беларуси, способствовала хорошему настроению, а значит, настраивала участников диалога на плодотворные обсуждения самых животрепещущих проблем. Их, к слову, у российских нефтяников, оказавшихся перед лицом секторальных санкций, немало. Оборудование, технологии, способы проведения тех или иных операций – обо всем этом шла речь как в процессе официальной программы мероприятия, так и в неформальном общении, условия для которого организаторами были созданы прекрасные.

Официальную программу конференции открыло приветственное выступление Генерального директора СЗАО «ФИДМАШ» **Е.Б. Лапотентовой**. В начале своего выступления она рассказала о компаниях, входящих в Группу ФИД, в составе которой образовался и продолжает развиваться «ФИДМАШ».

«Группа ФИД – это группа белорусских и российских предприятий, которая в настоящее время работает в рамках Единого экономического пространства. Для нас это не в новинку, поскольку аналогичную идеологию мы разделяли и поддерживали с самого начала своей деятельности, и единство в области экономики – залог успеха наших стран, – сказала Е.Б. Лапотентова. – Мы прошли более

a-kind form of communication between the makers of equipment and its users, a direct dialog which produces new technical and design concepts. One can say that such intensive and mutually interesting communication has a synergy effect.

The atmosphere that prevailed in the brand-new conference hall of the newly opened Victoria Olimp Hotel where the event was held facilitated fruitful communication between the equipment manufacturers and users. Minsk greeted around three

С момента, когда мы начали серийно поставлять различное оборудование на рынок, нами поставлено и работает в настоящее время порядка 350 единиц техники. Это большой парк, и если его выстроить в одну линейку, то получится грандиозная демонстрация.

Since the start of full-scale supply of various equipment to the market, we have supplied approximately 350 units of currently operating equipment. This is a large fleet and if put in a straight line, it would make a grand show.

dozen oil and gas-field service companies from Russia, Kazakhstan, Ukraine, and Belarus with beautiful spring weather, which promoted high spirits and, therefore, set the participants for fruitful discussion of the most critical issues. Incidentally, Russian oilfield workers faced with sectoral sanctions have quite a number of issues. Equipment, technologies, ways of carrying out particular operations were the topics of discussion both in the formal agenda and in the course of informal socializing perfectly enabled by the organizers.

The official conference program was opened by the welcoming speech of **Alena Lapatsentava**, Director General of NOV FIDMASH. In the beginning of her speech, she spoke about the companies that are



чем десятилетний путь. Это были активные, эффективные, плодотворные годы. С момента, когда мы начали серийно поставлять различное оборудование на рынок, нами поставлено и работает в настоящее время порядка 350 единиц техники. Это большой парк, и если его выстроить в одну линейку, то получится грандиозная демонстрация. Во всех этих машинах и агрегатах реализовалась творческая мысль и огромный потенциал наших конструкторских бюро.

Каждый сотрудник нашей Группы – настоящий боец, который стоит троих. Мы работаем и получаем от этого огромное удовольствие. Работа стала смыслом и целью нашей жизни, без нее мы себя не мыслим. Мы работаем во благо вас, дорогие наши заказчики, и, конечно же, во благо нашей родной страны и наших семей. Надеемся, что наша работа нужна и полезна вам, что она результативна и эффективна».

Е.Б. Лапотентова очертила круг вопросов, которым будет посвящена конференция: «О чем сегодня и завтра пойдет речь? О технике, о наших возможностях и пожеланиях заказчиков. О колтюбинговых комплексах, нагнетательных комплексах, оборудовании для гидравлического разрыва пласта, цементировочных комплексах, комплексах для повышения нефтеотдачи пластов, внутрискважинном оборудовании. В последнее время к этому перечню добавились комплексы для бурения в условиях горных выработок. Это новая для нас тема.

Жизнь не позволяет нам всем, собравшимся в этом зале, стоять на месте. Мы живем, пока мыслим, действуем, принимаем решения, ставим цели и идем к ним. Это идеология Группы ФИД».

Официальная программа конференции включала 16 докладов, тематику которых можно условно разделить на несколько блоков: выступления, посвященные основным видам серийной инновационной продукции, выступления представителей компаний-заказчиков, раскрывающие передовой

members of FID Group within which FIDMASH was established and continues its development.

“FID Group is a group of Belarusian and Russian companies, which currently operate within the Common Economic Area. This experience is not new to us because we have shared and supported similar philosophy since the beginning of our activity and unity in the economic field is the recipe for success of our countries,” said Elena Lapotentova. “We have more than a decade-long history. Those years have

Р.М. Ахметшин особо отметил, что «колтюбинг в перспективе способен будет заменить практически все виды традиционного КРС».

R.M. Akhmetshin highlighted that “in future coiled tubing will be capable of substituting all kinds of conventional workover.”

been active, effective and fruitful. Since the start of full-scale supply of various equipment to the market, we have supplied approximately 350 units of currently operating equipment. This is a large fleet and if put in a straight line, it would make a grand show. All that machinery and units were engineered thanks to the ingenuity and huge potential of our design office.

Each and every employee of our Group is a genuine fighter who is worth three people. We work while immensely enjoying the process. Work has become the meaning and goal of our life, and we cannot imagine ourselves without it. We work for your benefit, our dear customers, and naturally for the benefit our homeland and our families. We hope our work is useful and helpful to you and is fruitful and effective.”

Alena Lapatsentava outlined the set of issues around which the conference will revolve, “What will be the topic of discussion today and tomorrow? Machinery, our capabilities and wishes of our customers. Coiled tubing systems, pressure systems, hydraulic fracturing



опыт проведения уникальных операций с использованием оборудования производства «ФИДМАШ» и других предприятий Группы ФИД, выступления представителей лизинговых и страховых структур, а также представление научно-практического журнала «Время колтюбинга», традиционно осуществляющего информационную поддержку потребительских конференций. Завершилась программа заседанием круглого стола, организованного редакцией журнала.

Доклады потребителей носили практический характер и раскрывали особенности технологий и преимущества применения оборудования Группы ФИД – ФИДМАШ.

Главный инженер ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» Р.М. Ахметшин рассказал об **«Опыте проведения ремонта скважин с использованием колтюбинговых установок»**. Предприятие оказывает услуги в сфере ремонта скважин колтюбинговыми и канатными технологиями. На сегодняшний день эксплуатируются пять типов колтюбинговых установок, в том числе М1002, МК10Т, МК30Т. Достигнут уровень в 1000 ремонтов в год. Освоено свыше 30 технологических операций. Докладчик рассказал о широком спектре технологий, в которых используется колтюбинг, а также об уникальных работах, проведенных предприятием: работах по реликвидации скважины, находящейся в акватории реки, технологии МГРП в зацементированных хвостовиках, работах на битумных скважинах. Для дальнейшего развития колтюбинговых технологий компания «Татнефть-АктюбинскРемСервис» планирует следующие работы: применение колтюбинговой установки МК30Т, позволяющей работать с гибкими трубами большего диаметра и на больших глубинах; селективное ОПЗ с применением двухпакерных компоновок ТАМ; установку разбуриваемых пакеров на ГНКТ; перфорацию на ГНКТ. Этот

equipment, cementing systems, systems for enhanced oil recovery, downhole equipment. Recently this list has been extended with drilling systems for mining operations. This is a new topic for us.

Life does not allow those of us who gathered in this hall to stand still. We are alive while we think, act, make decisions, set goals and move towards them. This is the philosophy of FID Group.”

The official conference agenda included 16 reports which can thematically be divided into several

В ООО «Татнефть-Лениногорск-РемСервис» задействованы три комплекса оборудования для ГРП производства «ФИДМАШ».

Tatneft-LeninogorskRemServis operates three hydraulic fracturing systems manufactured by FIDMASH.

sections: presentations dedicated to the main kinds of serial innovative products; presentations made by the spokesmen of business customers and sharing best practices of carrying out unique operations using equipment produced by FIDMASH and other companies of FID Group; presentations made by spokesmen of leasing and insurance entities; and a presentation from science and practice journal Coiled Tubing Times that traditionally provides informational support to consumer conferences. The conference ended in a round table arranged by the journal's editorial staff.

Reports made by consumers were practice-oriented and covered specific technological features and advantages of using equipment manufactured by FID Group – FIDMASH.

Chief Engineer of Tatneft-AktyubinskRemServis LLC R.M. Akhmetshin spoke about **Experience of Workover Using Coiled Tubing Rigs**. The Company provides services related to workover using coiled



перечень свидетельствует об огромных потенциальных возможностях колтюбинга. Р.М. Ахметшин особо отметил, что «колтюбинг в перспективе способен будет заменить практически все виды традиционного КРС».

С докладом «Применение технологий гидравлического разрыва пласта для вовлечения в разработку залежей нефти низкопроницаемых карбонатных коллекторов доманиковых отложений»

выступил начальник ЦТР ООО «Татнефть-ЛениногорскРемСервис» П.С. Демакин. Для разработки доманиковых отложений необходимо создание высокопроводящих трещин в нефтенасыщенном коллекторе, для чего предполагается бурение горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола 300–500 метров с проведением многостадийного ГРП для контакта с целевым пластом на всем протяжении горизонтального ствола скважины и последовательного воздействия на него в заданных интервалах для получения максимальных притоков. На предприятии задействованы 3 комплекса оборудования для ГРП производства «ФИДМАШ».

Ведущий научный сотрудник БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть» Н.А. Демяненко рассказал **«О результатах опытно-промысловых работ по технологии создания глубокопроникающих каналов фильтрации»**. Метод основан на создании в интервале продуктивного коллектора системы разветвленных дренажных каналов для увеличения площади фильтрации пластовых флюидов к стволу скважины. Для осуществления данных работ в РУП «ПО «Белоруснефть» была разработана технология и оборудование (компоновка), включающее ГТ диаметром 12,7 мм. Для доставки компоновки гидромониторного размыва к отклоняющему башмаку и обеспечения закачки по ГТ рабочей жидкости применяется установка для струйного вскрытия пласта

tubing and wireline technologies. At present, five types of coiled tubing rigs are in operation including M1002, MK10T, and MK30T. The company has come up to 1000 workovers per year. It has mastered over 30 production operations. The reporter spoke about a wide range of technologies, which use coiled tubing, and unique operations carried out by the company: re-abandonment of a well located in a river water area, techniques of multi-stage fracturing in cemented tailpipes. To further develop coiled tubing technologies Tatneft-AktyubinskRemServis plans to implement the following operations: use of MK30T coiled tubing rig which allows working with coiled tubing of a larger diameter and at a bigger depth; selective bottomhole treatment using dual-packer systems manufactured by TAM International; drillable packers conveyed with coiled tubing; CT-assisted perforation. This list is indicative of the huge potential of coiled tubing. R.M. Akhmetshin highlighted that “in future coiled tubing will be capable of substituting all kinds of conventional workover.”

Head of the Process Division of Tatneft-LeninogorskRemServis Pavel Demakin made a report on the **Use of Hydraulic Fracturing Techniques to Develop Domanic-Type Oil Deposits in Low-Permeability Carbonate Reservoirs**. To develop Domanic-type deposits it is necessary to create highly-conductive fractures in the oil-saturated reservoir which involves drilling horizontal wells with a 300–500 m long horizontal shaft along with multi-stage hydraulic fracturing to ensure contact with the target formation along the whole length of the wellbore and its successive stimulation at given intervals to obtain best influx. The Company operates three hydraulic fracturing systems manufactured by FIDMASH.

Lead Research Scientist of BelNIPIneft, RUE Production Association Belorusneft, N.A. Demyanenko spoke about the **Results of the Field Trials of Deeply Penetrating Filtration Channels**. The method is based on creating a system of multiple drain holes in the producing reservoir interval to increase the area of filtration of formation fluids into the



СВП1 производства Группы ФИД. Способ вторичного вскрытия продуктивного пласта с формированием системы из протяженных дренажных каналов и устройство для его осуществления защищены патентом на изобретение РФ и Евразийским патентом.

Еще один представитель РУП «ПО «Белоруснефть», начальник участка ПНП УПНПиРС А.Н. Кобец проинформировал **«О проведении опытно-промысловых испытаний технологии фрезерования шаров и седел муфт МГРП системой направленного бурения «СНБ89-76М».**

Успешное фрезерование шаров и седел муфт МГРП с депрессией на продуктивный пласт было выполнено с применением колтюбингового оборудования производства СЗАО «ФИДМАШ» и СНБ производства СЗАО «Новинка».

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

Проект **«Время колтюбинга»: журнал, сайт, конференция»** был представлен главным редактором журнала Г.А. Булыкой.

Завершилась программа посещением предприятия СЗАО «ФИДМАШ», где участники конференции получили исчерпывающее представление о его производственных возможностях и ознакомились с готовым к отправке заказчикам оборудованием.

Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга»

wellbore. To perform these operations RUE Production Association Belorusneft developed a technique and equipment (assembly) comprising 12.7-mm coiled tubing. To deliver the assembly for water-jet washing-out to the deviating shoe and to ensure injection of process fluid through coiled tubing, SVP1 jet drilling-in unit produced by FID Group is used. Completion along with the creation of a system of long-length drain holes and the implementation arrangement are protected by the invention patent of the Russian Federation and the Eurasian patent.

Another representative of RUE Production Association Belorusneft, Head of the EOR Unit of the Enhanced Oil Recovery and Well Workover Division A.N. Kobets reported on **Field Trials of Milling of Balls and Coupling Seats in Multi-Stage Hydraulic Fracturing Using SNB89-76M Directional Drilling System.** Underbalanced milling of balls and coupling seats in multi-stage fracturing was successfully implemented by using coiled tubing equipment produced by NOV FIDMASH and the directional drilling system manufactured by CJSC Novinka.

Commercial Director of Tekhnostroyleasing and Adviser to the Managing Director of Gefest Insurance Company Ruslan Igilov spoke about how modern financial instruments allow purchasing expensive equipment for oil and gas-field service and ensure its safe-keeping in his reports **Investment Projects in the Oil and Gas Sector and Comprehensive Insurance of Oil and Gas-Field Companies.**

The project Coiled Tubing Times: **Journal, Website, Conference** was presented by Chief Editor Halina Bulyka.

The event culminated in visiting NOV FIDMASH production facilities where the conference participants saw the full extent of their production capabilities and familiarized with the ready-to-ship equipment.

Analytical Group, Coiled Tubing Times Journal

КРАТКИЙ ОБЗОР

Месторождение им. Ю. Корчагина расположено в северной части Каспийского моря. Пробуренные скважины имеют значительный отход от вертикали (отношение глубины по стволу к глубине по вертикали больше 3,0), глубины по стволу достигают 7200 м, в то время как вертикальные глубины не превышают 1560 м. Подобные условия затрудняют любые внутрискважинные работы, особенно с ГНКТ, и требуют применения современных забойных тракторов. Ограниченная рабочая зона, ограничения по грузоподъемности крана, сложная геометрия скважины, особенности заканчивания и отсутствие опыта работ с применением ГНКТ в Северном Каспии требуют тщательной подготовки для оптимизации программы работ, подбора забойного инструмента и разработки плана расстановки оборудования. Данная статья описывает подготовку проекта в Северном Каспии, его реализацию и пути решения сложностей, возникших во время его реализации, наряду с примерами работ и результатов первой кампании в России по применению ГНКТ на морском месторождении Северного Каспия. Также описывается полученный опыт проведения данной кампании, во время которой все поставленные цели были достигнуты без каких-либо происшествий в области ОТ, ПБ и ООС.

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение им. Ю. Корчагина открыто в 2000 году и введено в эксплуатацию 28 апреля 2010 года. Оно названо в честь Юрия Сергеевича Корчагина, широко известного нефтяного инженера и одного из основателей нефтяной компании «Лукойл».

Месторождение разрабатывается с помощью 29 горизонтальных скважин с одной платформы. Добывающие скважины имеют большой отход от вертикали с горизонтальным участком до 5000 м.

Пласты месторождения им. Ю. Корчагина достаточно гетерогенны, и давление насыщения близко к пластовому. Эти факторы ведут к повышенному риску прорыва газа/воды из высокопроницаемых зон и к возможности конусообразования. Режим работы залежи обуславливается сочетанием газовой шапки и водонапорного режима. Одной из основных проблем с размещением скважин и разработкой месторождения является наличие массивной газовой шапки вверху и подстилающего водоносного горизонта при мощности нефтеносной зоны всего 20 м.

В высокопроницаемых пластах с хорошей вертикальной проницаемостью образование

Уникальный опыт применения ГНКТ на скважинах с большим отходом от вертикали в Каспийском море

The Unique Coiled Tubing Experience in ERD Wells on the Caspian Sea

Д. ЕЛИСЕЕВ, А. ЗЕМЧИХИН, А. БЯКОВ, «Лукойл-Нижневожскнефть»;
А. КИЧИГИН, М. ЛОБОВ, К. БУРДИН, Р. МАЗИТОВ, П. БРАВКОВ, В. СТЕПАНОВ,
«Шлюмберже»

D. ELISEEV, A. ZEMCHIGIN, A. BYAKOV, Lukoil-Nizhnevolskneft; A. KICHIGIN,
M. LOBOV, K. BURDIN, R. MAZITOV, P. BRAVKOV, V. STEPANOV, Schlumberger

ABSTRACT

The Korchagin oilfield is located in the northern part of the Caspian Sea. Drilled wells are mega-reach (MD/TVD ratio greater than 3.0), with measured depths (MD) up to 23,622 ft. and vertical depths of only 5,118 ft. This presents a great challenge for any well interventions, even for coiled tubing (CT) equipped with state-of-the-art hydraulic tractors. Limited working areas, weight restrictions, challenging well geometries, completion features and lack of experience in offshore CT operations in the field require complex pre-job activities to optimize job design, select the proper downhole tools and prepare a robust layout plan. This paper illustrates North Caspian project preparation challenges, on-the-job troubleshooting and workflow, supported by well case studies and results from the first CT operation in North Caspian Offshore. Lessons learned from the project, where all defined objectives were achieved with zero HSE (health, safety and environment) incidents, were captured to assist in future campaigns with similar operational environments.

INTRODUCTION

The Korchagin field was discovered in 2000 and commissioned on April 28th 2010. It is named after Yuri Sergeevich Korchagin, a well-known Soviet petroleum engineer and one of the forefathers of Lukoil Oil Company. The oilfield is being developed by drilling 29 horizontal wells from a single platform. Production wells will include extended-reach development (ERD)



**Рисунок 1 –
Расположение
месторождения
им. Ю. Корчагина
Figure 1 – Korchagin
field location**

газовых и водяных конусов может уменьшить добычу нефти с самых первых дней запуска скважины в работу. Стратегия размещения скважин включала в себя бурение протяженных горизонтальных участков на расстоянии не более 15 м от газовой шапки, что позволило бы избежать прорыва газа и поддержания низкой депрессии для добычи нефти. Средний Неоком вскрывается «пяткой» скважины, в то время как «нос» находится в Верхнем Неокоме, который считается лучшей продуктивной зоной [4].

Месторождение им. Ю. Корчагина оснащено уникальными ледостойкими сооружениями и может эксплуатироваться в течение всего года. Небольшая глубина моря в данной части Каспия позволяет закрепить конструкции прямо к морскому дну. Платформа имеет следующие размеры: длина – 95,5 м, ширина – 72,2 м, высота – 90 м, вес – 15,5 тыс. т.

Добывающий/буровой комплекс оснащен буровой, перерабатывающей и газотурбинными установками.

Высокая плотность различных производственных единиц на одной платформе обусловила задачу выполнения операций ГНКТ без остановки других рабочих процессов. Ограничения на работы с комплексом ГНКТ накладывали следующие параметры:

- Рабочая зона для размещения оборудования – 200 м².
- Грузоподъемность крана – 70 т.
- Максимальная нагрузка на палубу – 2,3 т/м².

Подразделение ГНКТ компании «Шлюмберге» было выбрано для проведения нескольких видов

wells with horizontal sections up to 5,000 m.

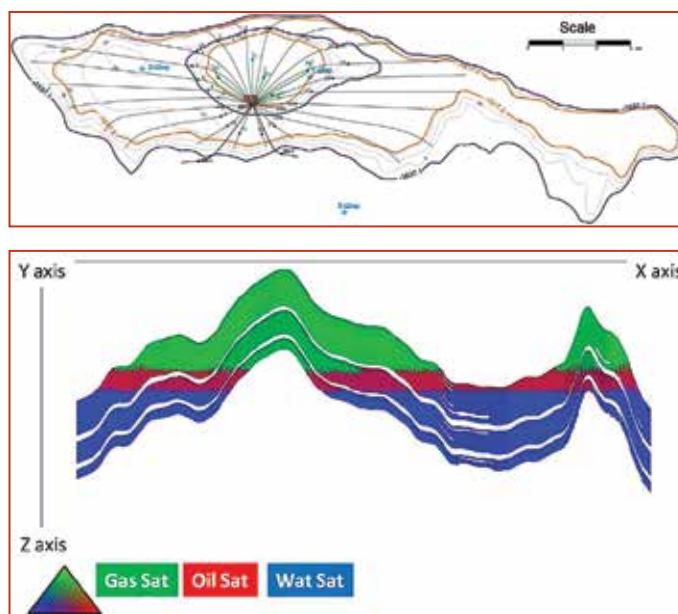
The Korchagin reservoirs are quite heterogeneous, and the bubble point pressure is very close to reservoir pressure. These factors result in a high risk of water/gas breakthrough from high-permeability zones and the possibility of gas-water coning. The reservoir's drive mechanism is a combination of gas cap and water drive.

One of the major challenges with well placement and field development is the presence of the massive active gas cap above and the underlying water-bearing reservoir where the oil-bearing zone is only 65.6 ft thick. In highly permeable formations with good vertical permeability, gas and water coning can decrease oil production from the very first days of the well. The well placement strategy was to drill a long horizontal section at a maximum distance (~15 m) from the gas cap. This was done to avoid gas breakthrough and maintain a low drawdown pressure to produce the oil. The Middle Neocom formation is penetrated by the heel of the well, and the toe of well is in the Upper Neocom formation, which is considered as the best reservoir zone (Chertenkov et al. 2012).

The Korchagin field has unique facilities, which are ice-resistant and can be operated throughout the year. Shallow water depths allow structures to be fixed to the seabed. The complex production network connects the Korchagin platform with the rest of oilfields in that region. Platform dimensions are as follows: length – 313.32 ft.; width – 236.8 ft.; height – 295.2 ft.; weight – 34 K lb.

The production/drilling facility is equipped with a drilling rig, refining plant and gas turbine power plant.

Incorporating and performing the CT operations presented significant challenges, including the high equipment/population density and the need to avoid interfering with and stopping other processes. All of the following parameters were met during the entire



**Рисунок 2 – Разрез месторождения
им. Ю. Корчагина
Figure 2 – Korchagin field cross section**

работ на 4-х скважинах, входящих в число самых сложных на месторождении:

- Ограничение прорыва газа с селективной закачкой блокирующего пенообразующего раствора;
- Ловильные работы геофизического трактора 1-11/16 в горизонтальной секции;
- Удаление шлама из «носочной» части скважин с большим отходом от вертикали и промывка добывающего интервала.

ОЦЕНКА ВЫПОЛНИМОСТИ

Для оценки возможности применения комплекса ГНКТ на платформе была проведена комплексная аналитическая работа.

Согласно условиям проекта, совмещенные работы должны были проводиться на южной палубе при полном доступе крана в эту зону в течение всего времени операции с ГНКТ либо без такового. Ряд ключевых задач по анализу возможности применения ГНКТ включал в себя: оценку доступного пространства на палубе в связи с работами буровой, оценку необходимости и возможности размещения оборудования в перерыве между работами в скважине; план действий в случае выхода оборудования из строя во время работы. Проведенная инспекция платформы и тесное сотрудничество с Заказчиком позволили выработать совместное решение того, как успешно осуществить операции с ГНКТ на платформе. Грузоподъемность крана и ограничение по нагрузке на палубу стали одними из самых важных аспектов, которые следовало учитывать. После тщательного изучения вопроса и рассмотрения опыта прошлых работ были определены несколько вариантов размещения оборудования.

На стадии подготовки проекта также было рассмотрено несколько вариантов монтажа. Тщательный анализ показал, что верхняя палуба имеет низкую несущую способность. Таким образом, решено было не проводить совмещенные работы в южной части платформы и работы с ГНКТ в северной части. Далее был рассмотрен вариант размещения основного оборудования ГНКТ (катушка с ГНКТ, силовой стенд, кабина управления и силовой агрегат) на трубной палубе, которая имеет более высокую несущую способность.

Использование северной части верхней палубы требовало проведения работ с буровой. Грузоподъемность крана в данной секции крайне ограничена, поэтому было решено, что каждая единица устьевого оборудования будет подниматься по отдельности и транспортироваться к основному блоку буровой. Катушка ГНКТ и кабина управления были расположены в северной части трубной палубы для того, чтобы минимизировать расстояние до инжектора. Все вспомогательное оборудование, такое как азотный агрегат и емкости, были размещены на трубной палубе. Пустые корзины и

CT intervention campaign:

- Working area for equipment spotting – 2,153 ft².
- Platform and crane capacity – 154.3K.
- Maximum deck load – 7,86 K lb/in².

The Schlumberger Well Intervention CT team was given an opportunity to perform complex work on 4 highly challenging wells. The scope of the work included:

- Limiting gas coning with selective injection of a blocking foamable solution;
- Fishing out a left-in-hole 1-11/16-in wireline tractor in the horizontal section;
- Displacing the mud from the toe zones in the ERD wells and cleaning the wellbore along the producing intervals.

INITIAL ASSESSMENT

Considerable work was done to assess the feasibility of well intervention with CT on the platform. Simultaneous operations (SIMOPs) were planned for the South Skid Deck with or without complete crane coverage during the duration of the CT operations.

The key objectives of the feasibility study were:

- Checking available deck space for SIMOPs due to rig activity,
- Evaluating available space versus demand for the operation;
- Evaluating the need and possibility for skidding equipment between well operations (CT campaigns);
- Contingency planning in case of equipment breakdown during operations.

Platform visits and close collaboration with the client allowed the team to make a final conclusion on how the CT intervention could be successfully completed on this platform. Crane capacities and deck-loading limitations vs. CT equipment weights were one of the most important issues to overcome. After thorough research and analysis of the previous experience, there were several rig-up configurations determined to be optimal for the operations.

Several rig-up methods were assessed during the project preparation stage. Thorough assessment showed low deck-load capacity of the skid deck. As a result, standalone SIMOPs on the south section of the skid deck and CT rig operations on the north section were not carried out. It was decided to consider the possibility of rigging up the CT “main” equipment (CT reel, powerstand, control cabin and power pack) on the pipe deck, which is stronger and can sustain greater loads.

The north section of the skid deck required the use of the rig. Because it has been determined that crane capacities in this section are very limited, each piece of the CT well stack had to be lifted as individual loads and transferred to the main block of the derrick.

The CT reel and control cabin were sitting at the northern edge of the pipe deck, ensuring distance to the injector head was kept to a minimum. All additional equipment, such as the nitrogen pump unit and tanks were also placed on the pipe deck. Empty baskets and workshop containers were partially



Рисунок 3 – Расположение оборудования
Figure 3 – Equipment spotting

рабочие контейнеры были разгружены на верхней палубе.

Самым тяжелым оборудованием для подъема стала катушка ГНКТ. Для того чтобы уменьшить нагрузку на кран, была использована система с быстросъемной катушкой. Данное оборудование дало возможность спуска на глубину 7200 м и стало самым тяжелым грузом на платформе. Его составные части – катушка и основание весом 3,7 т с ГНКТ длиной около 7400 м, диаметром 2 дюйма и весом 37 т. Таким образом, общий вес составил 40,7 т.

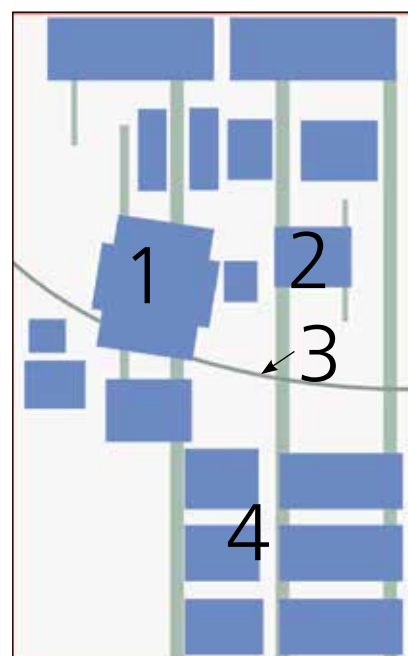
Сложные вычисления максимальной нагрузки на палубу, проведенные вместе с Заказчиком, привели к заключению о том, что необходимо было усилить конструкцию палубы.

На рисунке 3 изображена схема расстановки оборудования во время работы. Для реализации проекта были применены следующие решения:

- Модульная морская установка ГНКТ (рис. 4);
- Проект колонны ГНКТ;
- Схема расстановки оборудования;
- План разгрузки оборудования;
- Усиление палубы.

СКВАЖИНЫ С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ

Технология строительства скважин с большим отходом от вертикали позволила получить доступ к тем ресурсам, которые считались недоступными при использовании стандартных методов бурения и заканчивая скважины. «Применение технологии строительства скважин с большим отходом от вертикали позволило увеличить радиус дренирования, увеличить дебиты, улучшить систему управления месторождением, уменьшить количество необходимых платформ и скважин, а также улучшить экономические показатели...» [2].



- 1 – Катушка ГНКТ / CT reel
 2 – Установка ГНКТ / CT unit
 3 – Рабочая зона крана / Crane working zone
 4 – Азотное оборудование / Nitrogen equipment

offloaded to the skid deck.

The heaviest lift to the platform was the CT reel. To reduce the maximum lift of the crane, a drop-in-drum (DID) system was used. This is the heavy lift item to cover depths up to 23,622 ft. It consists of a drum and base at 8,150 lbm with approximately 24,278ft of 2-in. tapered CT at 81,500 lbm for a total combined weight of 89,700 lbm.

Advance calculations of deck-load capability done with operator resulted in the necessity of deck reinforcement.

The equipment placement diagram (Fig. 3) depicts the general layout during the operations. The following solutions were used for the project:

- Modular offshore CT unit (Fig. 4);
- CT string design;
- Equipment layout plan;
- Backload schedule;
- Deck reinforcement.

EXTENDED-REACH WELLS

Extended reach technology (ERT) has allowed the petroleum industry to reach and capitalize on



Рисунок 4 – Применение модульного оборудования
Figure 4 – Modular equipment application

Скважиной с большим отходом от вертикали считается скважина, у которой отношение глубины по стволу к вертикальной глубине превышает 2. Для скважин с увеличенным отходом от вертикали это отношение превышает 3 [3].

Согласно требованиям данного проекта, необходимо было выполнить работы в скважинах с увеличенным отходом от вертикали с отношением измеренной глубины к вертикальной равным 4,6 (измеренная глубина 7200 м, вертикальная глубина 1563 м). На рисунке 5 изображена двухмерная схема одной из скважин.

Во время подготовки к проекту были проанализированы различные методы спуска ГНКТ в скважину с большим отходом от вертикали, такие как: оптимальная толщина стенок и диаметр ГНКТ, понизитель трения, выпрямление трубы, забойные трактора, изменение плавучести трубы, прокачка жидкости, вибраторы.

Наиболее оптимальным решением данной задачи было выбрано использование забойного трактора (табл. 1). Забойное тяговое усилие в 43,1 кН дало прирост в возможной глубине спуска с 2000 до 3500 м в зависимости от геометрии скважины и схемы заканчивания. Перед активацией трактора был применен метод уменьшения трения за счет закачки понизителя трения, эффективность которого зависит от концентрации (2%-й раствор показал наилучшие результаты) и способа размещения (прокачка понизителя трения вокруг ГНКТ заранее вместо прокачки после глубины запираения показала хорошие результаты).

ПРОЕКТ КОЛОННЫ ГНКТ

Симулятор действующих на ГНКТ сил был использован для наиболее точного расчета колонны ГНКТ. Данный модуль позволил спроектировать колонну ГНКТ, которая могла быть спущена на максимальную глубину. При проектировании ГНКТ были учтены следующие факторы:

- Жесткость трубы на изгиб, которая позволила предупредить преждевременное спиральное запираение, была увеличена за счет применения трубы диаметром 50,8 мм и максимальной толщиной стенки 5,18 мм в верхней секции.
- ГНКТ с пределом текучести в 620 МПа соответствовала рабочим параметрам.
- Оптимальная конусность ГНКТ и ее размеры от 50,8 мм x 3,175 мм до 50,8 мм x 5,18 мм. Длина ГНКТ (7400 м) с более толстыми секциями на участках с наибольшим напряжением должна была учесть ограничения, связанные с грузоподъемностью (общий вес ГНКТ составил 43,7 т).

С одной стороны, выбор 50,8-мм ГНКТ был сделан с учетом значительной протяженности



Рисунок 5 – Скважина № 3, 2D-модель

Figure 5 – Well 3, 2D model

reserves inaccessible to conventional drilling and completion methods. "The application of ERT has resulted in extended field drainage radii, increased production rates, improved reservoir management, a reduction in required platforms and well counts and improved field economics..." [2].

The definition of an extended-reach well is a well with a measured depth to true vertical depth ratio (MD/TVD) greater than 2.0. A mega-reach well has an MD/TVD ratio greater than 3.0 [3].

Project objectives required working with mega-reach wells for which the maximum MD/TVD ratio was 4.6 with (MD 23,622 ft and TVD 51,278 ft). Fig. 5 shows the 2D model for one of the project wells.

All available methods of gaining additional reach, including optimal taper and CT pipe size, friction reducers, straightening, downhole tractors, buoyancy reduction, flowing fluid, vibrators, were assessed, and a combination was chosen for the operation.

Thus, for operation stepping, a 3.5-in. downhole tractor was chosen (Table 1). A downhole pulling force of 9,200 lbf gave additional reach of 6,561 to 11,483 ft depending on well geometry and completion design. Before tractor engagement, an additional 1,640 to 2,297 ft were achieved using a friction reducer, the efficiency of which depended on a specific solution concentration (2% solution showed optimal results) and spotting technique (spotting

Таблица 1 – Сравнение шагающего и колесного привода

Table 1 – Comparison of stepping and wheel driven DH tractors

	Колесный Wheel driven	Шагающий Stepping
Принцип действия Operational principle	Поток жидкости Flow rate	Перепад давления Pressure differential
Метод захвата Gripping method	Колеса Wheels	Телескопические захваты Expandable grippers
Увеличение тягового усилия To increase pulling force	Соединение двух тракторов в тандеме, 6000 фунтов @ 0,8 баррель/мин Connect two tractors in tandem 6,000 lbs @ 0.8 bbl/min	Увеличение давления 9200 фунтов @ 1,3 баррель/мин Increase pressure setting 9200 lbs @ 1.3 bbl/min
Внешний диаметр Body tool OD	2 1/5 дюйма [63,5 мм] 2 1/5 in. [63.5 mm]	3 1/5 дюйма [88,9 мм] 3 1/5 in. [88.9 mm]
Общая длина Total length	30.2 футов [9.2 м] 30.2 ft [9.2 m]	24 футов [7.3 м] 24 ft [7.3 m]
Глубина запираения Lockup depth	17388.5 футов [5300 м] 17388.5 ft [5300 m]	Запираения не произойдет No lockup

горизонтального участка скважины и максимально возможного тягового усилия забойного трактора. С другой стороны, были учтены ограничения по грузоподъемности крана и по максимально допустимой нагрузке на палубу. Относительно большой внешний диаметр ГНКТ позволил увеличить глубину спуска (рис. 6), а изменения в толщинах стенки дали возможность уменьшить вес ГНКТ для соблюдения имеющихся ограничений.

СЕЛЕКТИВНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ГАЗОНОСНОГО ИНТЕРВАЛА

Первая операция была проведена на скважине, пробуренной в 2011 году. Скважина была оснащена системой заканчивания с применением оптоволоконной системы мониторинга, что позволило проводить распределенное измерение температуры. Также скважина была оборудована 6 устройствами по контролю за притоком (с Ø 127 мм форсунками в фильтре), которые позволили контролировать миграцию мелких частиц и предотвратить преждевременный прорыв газа/воды. Постоянное наблюдение за температурными данными позволило сделать вывод, что значительное охлаждение фиксировалось в добывающем интервале ниже 2500 м. Кроме того, пробы жидкости показали устойчивый рост газового фактора со 100 м³/м³ до 2500 м³/м³. На основе полученных данных было сделано заключение о прорыве газа в интервале 2500 м – 3000 м (рис. 7, 8).

Для ограничения прорыва газа были созданы флюидальная и гидродинамические модели, на основе которых было принято решение о применении технологии закачки в добывающие скважины пенообразующего раствора. Тем не менее, поскольку прорыв газа произошел в нижней части продуктивного интервала, важной задачей стала необходимость защитить вышележащий интервал и отклонить жидкость обработки в проблемную зону.

В данном проекте было выявлено 4 основных фактора, осложняющих выполнение задачи:

- Протяженный горизонтальный участок скважины;
- Прорыв газа в нижней части горизонта;
- Минимальное проходное сечение 73,15 мм ограничивало выбор забойных инструментов;
- В связи с диаметром скважины 114,3 мм в зоне прорыва газа требовалось применение особой технологии по изоляции.

После сбора и анализа всей информации было предложено следующее решение. Надувной пакер диаметром 54 мм (табл. 3) был спущен на ГНКТ и успешно установлен на глубине 2500 м в качестве временной изоляции для защиты вышележащего горизонта. После этого была проведена операция по изоляции газоносного горизонта путем закачки ниже пакера пенного агента в объеме 1500 м³ через неподвижную ГНКТ. График распределенного измерения температуры четко

Таблица 2 – Влияние внешнего диаметра ГНКТ на глубину спуска

Table 2 – The effect of CT OD on reach

	Оптимальный вариант Optimal case	Вариант 1 Case 1	Вариант 2 Case 2
Внешний диаметр ГНКТ CT OD	2 дюйма [50,8 мм] 2 in [50.8 mm]	2 дюйма [50,8 мм] 2 in [50.8 mm]	1,75 дюйма [50,8 мм] 1.75 in [50.8 mm]
Материал ГНКТ CT material	GT-90	GT-90	GT-90
Толщина стенки WT	0,125 – 0,200 дюйма [3,175 мм - 5,08 мм] 0.125 – 0.200 in [3.175 mm - 5.08 mm]	0,200 дюйма [5,08 мм] 0.200 in. [5.08 mm]	0,200 дюйма [5,08 мм] 0.200 in. [5.08 mm]
Длина ГНКТ CT length	24606,3 футов [7500 м] 24606.3 ft [7500 m]	24606,3 футов [7500 м] 24606.3 ft [7500 m]	24606,3 футов [7500 м] 24606.3 ft [7500 m]
Вес ГНКТ CT weight	74 тыс. фунтов [33,6 т] 74K lb [33.6 t]	96,3 тыс. фунтов [43,7 т] 96.3K lb [43.7 t]	83,1 тыс. фунтов [37,7 т] 83.1K lb [37.7 t]
Запирание Lock-up	Не произойдет No lock-up	17388,5 футов [5300 м] 17388.5 ft [5300 m]	9514,44 футов [2900 м] 9514.44 ft [2900 m]

friction reducer across CT in advance instead of pumping friction reducer after lockup showed good results).

CT STRING DESIGN

A CT tubing forces simulator was used for accurate CT design. That module enabled the creation of a CT design to achieve maximum reach in particular wells. A number of important criteria were satisfied when designing the CT string:

- Pipe bending stiffness, which postpones helical buckling, was increased by using 2-in. CT with maximum wall thickness (WT) of 0.204-in. in the uppermost section.
- The chosen CT string yield limit (90,000 psi) was inside the operational edge.
- Optimum taper and pipe size of 2 in. ×125 to 2 in. ×204 in. was chosen. The actual length of 24,278.2 ft), with greater WT in areas of maximum compression, was designed in line with the logistical constraints (so that total CT weight was 96,300 lbm).

The choice of the tapered 2-in. CT string was made after taking into account the significant well deviation and maximum available tractor pulling force. At the same time, the crane limitation with maximum deck-load capacity CT outside diameter (OD) provided additional reach (Fig. 6), and the tapered design enabled reducing the CT weight to satisfy the actual limitations.

SELECTIVE GAS SHUTOFF TREATMENT CASE STUDY

The first operation was completed on the well that was drilled back in 2011. The well's fiber optic-enabled completions allowed a Distributed Temperature Survey

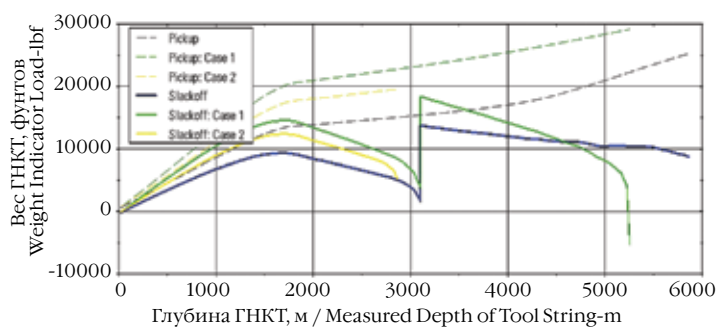


Рисунок 6 – Глубина спуска в зависимости от изменения внешнего диаметра ГНКТ

Figure 6 – Additional reach provided by change in CT OD

показал зоны размещения жидкости обработки (рис. 9), что свидетельствует о хорошей изоляции во время операции. После закачки всего объема жидкости пакер был деактивирован путем механического натяжения и поднят на поверхность.

После запуска скважины в добычу газовый фактор уменьшился в 10 раз.

УДАЛЕНИЕ ШЛАМА

Вторая и третья скважины-кандидаты были построены в 2012 году. Схема заканчивания включала в себя устройство по контролю за притоком в колоннах диаметром 168,275 мм и 139,7 мм, оснащенных фильтрами. При бурении скважин применялся раствор на нефтяной основе. Предполагалось, что нижний участок горизонтальной секции загрязнен буровым раствором. Для того чтобы увеличить добычу нефти, требовалось удалить буровой раствор из нижней части горизонтальной секции при помощи азотированной жидкости. При очистке скважин учитывался ряд особых условий выполнения работ:

- Скважины с большим отходом от вертикали с горизонтальным участком до 5000 м;
- Минимальное проходное сечение 96,82 мм;
- Отсутствие предыдущих операций в скважине

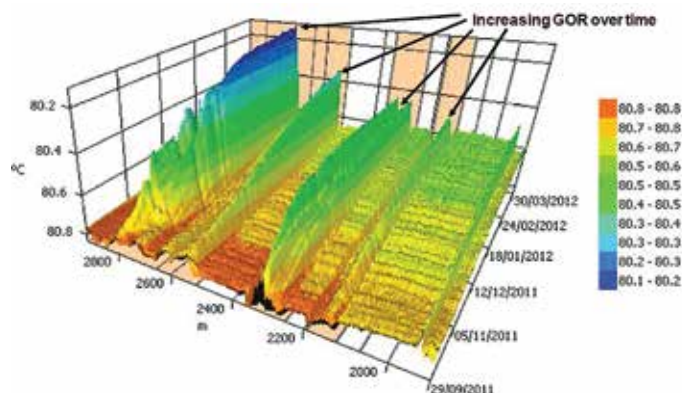


Рисунок 7 – Зависимость распределенной температуры пласта от времени

Figure 7 – DTS temperature versus time for the reservoir

(DTS). The well also is equipped with 6 ICD filters (Ø5" nozzles in the filters), that are used to prevent fines migration from the formation and delay gas/water breakthrough. Continuous observation of the DTS traces on this well indicated significant cool down of the producing interval below 8,202 ft. Furthermore, collected fluid samples at surface showed steady GOR increase from 100 m³/m³ to 2,500 m³/m³. Analysis of the combined data revealed that gas break through was initiated on the interval between 8,202–9,843 ft MD (Fig. 7, 8).

To address this problem, it was decided to use a foaming agent as a "temporary" solution to stop gas breakthrough. The main idea of the treatment was that foam would be formed during gas + treatment fluid contact and thus would block further gas inflow. However, since gas breakthrough occurred in the lower producing intervals, it was important to protect the upper intervals and divert all the treatment fluid to the problematic zone.

There were five main challenges associated with this job:

- It is a horizontal well, with a long horizontal section;
- Gas breakthrough from toe of horizontal section;
- The minimum wellbore restriction 2.88-in, limited the choice of the applicable tools;
- The 4.5-in wellbore ID at the zone of interest required special isolation techniques.

After all the information was gathered and analyzed, the following solution was proposed and implemented: A 2.125 inch inflatable packer (Table 3) was delivered with the CT and successfully set in 4.5 inch casing at depth of 8,202.1 ft as a temporary isolation tool to protect upper producing intervals. Then, 9,400 bbls of gas shut-off treatment (foaming agent) were injected through the CT below the packer while keeping the CT stationary. DTS plots clearly indicated fluid placement zones (Fig. 9), showing good isolation during the entire treatment. Once all the treatment fluid was pumped, the packer was deflated with mechanical over-pull and successfully retrieved back to surface.

The well was put back on production and showed a 10-fold decrease in GOR.

MUD-REMOVAL TREATMENT CASE STUDY

The second and third well candidates were drilled in 2012. The wells have been completed with an inflow control device (ICD) completion (6 5/8-in. and 5 1/2-in.), equipped with ICD filters. The wells were drilled with oil-base mud. The toe of the horizontal section was supposed to be treated with an OBM solution. Increasing the oil production required displacing the OBM solution from toe of the well with nitrified fluid. For mud-removal operations on the next three wells, the following challenges were met:

- ERD wells with horizontal sections up to 16,404.2 ft;
- Minimum restriction of 3.812-in.;
- No previous interventions to total depth (TD);
- Mud expected at toe section;
- Well flowing up 9,434 B/D;

During pre-job preparation, two types of tractors were compared: stepping and wheel driven (Table 1 and Fig. 10).

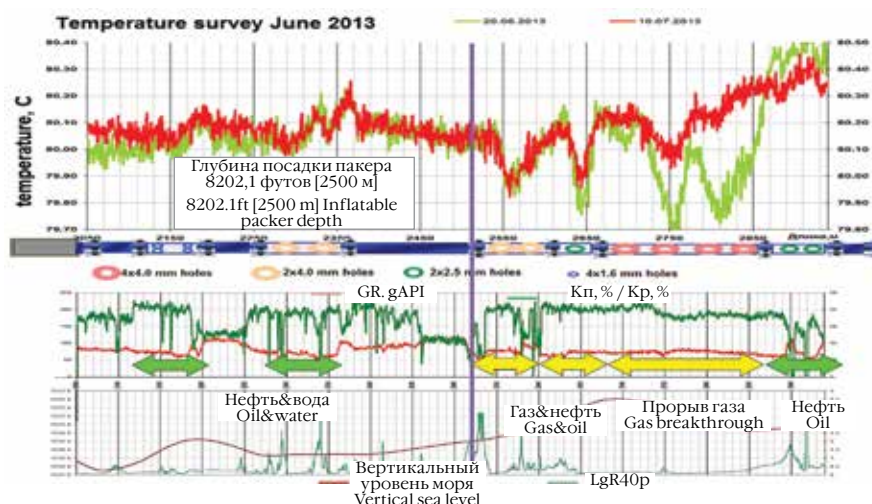


Рисунок 8 – Сравнение данных распределенной температуры по времени для определения зоны прорыва газа

Figure 8 – Comparison of DTS data vs time to determine gas breakthrough zone

со спуском до забоя;

- Шлам находится в нижней части;
- Скважина добывающая (1500 м³/сут).

На этапе подготовки к работе были рассмотрены два типа тракторов: шагающий и с колесным приводом (табл. 1 и рис. 10). Оба трактора способны пройти сквозь сечение 96,82 мм, но, согласно расчетам, только шагающий трактор развивает достаточное тяговое усилие для спуска до забоя.

Рисунок 11 демонстрирует, что первичное запираание произошло на глубине 3300 м. Использование понизителя трения позволило спустить ГНКТ до глубины 3700 м без трактора. После активации трактора спуск ГНКТ продолжился до глубины 5100 м. Начиная с этой глубины, наблюдался высокий коэффициент трения и дальнейший спуск производился с промывкой вплоть до забоя.

Учитывая данный опыт, на следующей скважине было решено использовать струйный шламоуловитель совместно с забойным трактором. Шламоуловитель с тремя форсунками 2,54 мм использовался для создания перепада давления (10,3 МПа при 190,8 л/мин), необходимого для работы трактора. Целесообразность его применения была подтверждена в ходе выполнения работы, так как был собран существенный объем осадков. Это позволило избежать преждевременного выхода из строя забойного трактора.

ЛОВИЛЬНЫЕ ОПЕРАЦИИ

Скважина была построена в 2012 году. Схема заканчивания скважины включала в себя устройство по контролю за притоком в колонне диаметром 139,7 мм, оснащенной фильтрами. Скважина имела увеличенный отход от вертикали (глубина по стволу 5685 м, вертикальная глубина 1565 м).

Both tractors could pass the 3.812-in. [96.82 mm] restriction, but as shown in Fig. 10, only the stepping tractor had enough pulling force capacity to reach TD.

Fig. 11 shows that primary lockup occurred at 10,826.8 ft, and using a friction reducer let us reach 12,139 ft without activating the downhole (DH) tractor. After the tractor was activated, CT was run in hole (RIH) to a depth of 16,732.3 ft. At this point, a high-friction coefficient was met, and the subsequent CT RIH was accomplished with a cleanout operation to well total depth (TD).

With this experience, it was decided to use a venturi junk basket together with the DH tractor on the next well. The venturi junk basket with three 0.1-in. nozzles created the pressure drop (1,500 psi at 1.2 bbl/min) required for tractor operation. Debris collected in the junk basket confirmed value of that decision to prevent tractor malfunction.

FISHING OPERATION CASE STUDY

This, well, drilled in 2012, was completed with an ICD completion (5 1/2-in.) equipped with ICD filters. The well is a mega-extended-reach well with a measured depth/true vertical depth (MD/TVD) 19,242.1 ft/5,134.51 ft.

During the logging run by a third party, a five-wheel DH tractor was used to reach TD. The tool string length was 85.8 ft, and weight was 448 lbm. At a depth of 10,528.2 ft, a short-circuit fault occurred, and the DH tractor failed. At the depth of the wireline entry guide of 6,486.22 ft, the cable weight was increased; it was not possible to pass the depth with constant cable tension.

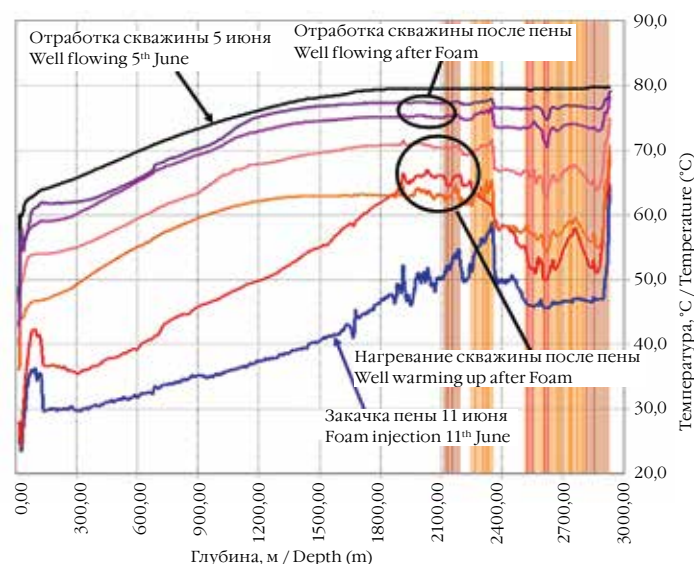


Рисунок 9 – Графики распределенной температуры, отображающие охлаждение пласта во время закачки и профиль притока после обработки

Figure 9 – Selected DTS traces representing formation cooling down during injection and well flowing profile after treatment

При проведении ПГИ сторонним исполнителем работ во время спуска использовался трактор с 5-колесным приводом, длина инструмента составляла 26,16 м при весе 203,3 кг. На глубине 3209 м произошло короткое замыкание и отказ забойного трактора. На глубине направляющей воронки (1977 м) произошло увеличение веса кабеля. Попытки поднять прибор были безуспешны. Активация электрического разъединителя не принесла желаемых результатов. После натяжки кабель отсоединился от кабельной головки.

При планировании ловильных операций для предотвращения прихвата ГНКТ были приняты следующие меры:

- Был применен внутренний соединитель для ГНКТ.
- Дополнительные центраторы с гладкими краями были включены в КНК в каждом месте изменения внешнего диаметра.
- Дополнительный направляющий колокол с гладкими краями был использован для равномерного захвата оставленной в скважине компоновки.

Во время проведения работ учитывался ряд особых условий:

- Две различных ловильных шейки
 - Аварийный инструмент 1: 1,36 м, 12,5 кг.
 - Аварийный инструмент 2: 24,8 м, 252,6 кг.
- Горизонтальная секция;
- Наружный диаметр аварийного инструмента 63,5 мм, в то время как внутренний диаметр обсадной колонны варьировался от 152,4 мм до 190,5 мм;
- Состояние ловильной шейки;
- Аварийный инструмент прихвачен в направляющей воронке.

Извлечение аварийного геофизического инструмента стало действительно сложной

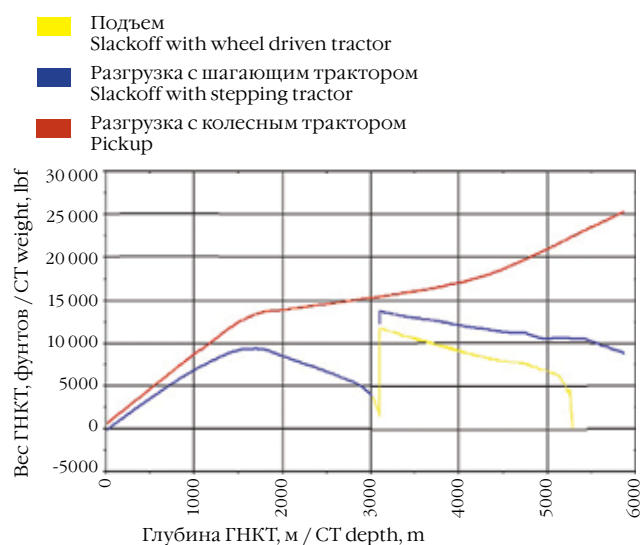


Рисунок 10 – Сравнение прогнозируемой глубины затирания для различных типов тракторов

Figure 10 – Comparison of predicted CT lockup depth with different types of tractors

Таблица 3 – Данные по скважине № 1
Table 3 – Well data for well candidate 1

Скважина № 1 Well candidate 1	
Тип скважины Well type	Нефтяная Oil well
Глубина по стволу MD	2,974 м 9,757.22 ft [2,974 m]
Вертикальная глубина TVD	1,567.6 м 5,143.04 ft [1,567.6 m]
Максимальный угол наклона Maximum well deviation	91,1°
Пластовое давление Reservoir pressure	163,2 атм. 2,398.38 psi [163,2 atm]
Забойное давление Bottomhole pressure	158.2 атм. 2,324.9 psi [158.2 atm]
Забойная температура Bottom hole temperature	79.40C 174.9°F [79.4°C]
Обводненность Watercut	58%
Газовый фактор GOR	2,549 м³/м³ 160K bbl/bbl [2,549 м³/м³]

Activation of an electrical wired disconnect (WRD) did not allow the wireline entry guide to pass. After cable over-pull, the cable disconnected from cable head.

The following measures were taken to prevent the CT from getting stuck:

- An internal CT connector was used;
- Additional centralizers with smooth edges were added to the toolstring on each change of OD;
- An additional bell guide with a smooth edge was used to extend over the fish standoff;

The following challenges had to be accounted for during job preparation:

- Two different fish necks
 - Fish 1: 4.46 ft, 275 lbm
 - Fish 2: 81.3 ft, 557 lbm
- Horizontal section;
- Fish OD 2.5 in. while casing inside diameter changed from 6 in. to 7.5 in.;
- Fish neck condition;
- Fish stuck at wireline reentry guide;

It became a significant technical challenge to retrieve the wireline DH left in the well due to:

- Changes of completion ID in at the level of the fish depth;
- Fish consisting of two parts (after getting stuck, the wired disconnect was activated first and then the fish was mechanically disconnected);
- Low fish weight and small fish size.

The job was done in five runs, during which the following objectives were met:

1. Fish cleanout;
2. Latching of fish 1;
3. Fish pushing to lower completion ID 4.78-in.;
4. Retrieval of fish 1;
5. Cutting of remaining wires and retrieval of fish 2.

Таблица 4 – Характеристики надувного пакера 2 1/8

Table 4 – Inflatable packer specifications

Минимальное сечение трубы Min tubing requirements	Размер: 27/8 дюйма, 62 мм внутр. диаметр; вес: 11,8 кг/м Size 27/8 in., 2.32-in. (62 mm) ID; Weight 7.8 lbm/ft (11.8 kg/m)
Максимальный внешний диаметр элементов до расширения Max OD of element before expansion	54 мм 2 1/8 in. (54 mm)
Максимальный внешний диаметр элементов после расширения Max OD of element after expansion	172,3 мм (174,6 мм обсадная колонна) 6 7/8 in. (172,3 mm) (7 5/8 in. OD (174.6 mm) casing)
Проходное сечение пакера ID of flow passage through tool	19,05 мм 3/4 in. (19.05 mm)
Длина от плеча до плеча Length: Shoulder to shoulder	1829 мм 72 in. (1829 mm)
Общая длина Tool total length	3505 мм 139 in. (3505 mm)
Минимальный размер ниппеля для извлечения Min nipple size for retrieval	56 мм (27/8 дюйма профиль XN) 2,205 in. (56 mm) (27/8 in. XN profile)
Максимальная нагрузка на извлечение Max retrieval load	1365 кг <3000 lbm (1365 kgm)
Максимальная нагрузка при ловильных работах Max tensile load for fishing	9100 кг 20 000 lbf (9100 kgm)
Транспортировочный вес и размеры Element shipping weight and storage	31,7 кг в транспортировочной трубе при -40 до 140 °F 70 lbm (31.7 kg) in shipping tube at -40 to 140 °F

задачей, поскольку:

- Диаметр обсадной колонны менялся на глубине нахождения аварийного инструмента;
- Аварийный инструмент состоял из двух частей (после прихвата был задействован электрический разъединитель, после чего инструмент был механически разъединен);
- Малый вес и небольшой размер аварийного инструмента.

Задача была выполнена за 5 СПО при соблюдении следующих условий:

1. Очистка аварийного инструмента;
2. Захват аварийного инструмента 1;
3. Спуск аварийного инструмента до обсадной колонны диаметром 121,4 мм;
4. Извлечение аварийной компоновки 1;
5. Резка оставшегося кабеля и извлечение аварийного инструмента 2.

ВЫВОДЫ ПОСЛЕ ЗАВЕРШЕНИЯ ПРОЕКТА

- Разгрузка оборудования, расстановка и монтаж являются наиболее трудоемкими процессами и связаны с производственными рисками.
- Проектирование колонны ГНКТ является важным этапом подготовки к работе. Его следует проводить для конкретных скважинных условий, применяя моделирование сил, действующих на трубу, для оптимизации веса ГНКТ.
- Чтобы избежать повреждений забойного

LESSONS LEARNED

- Equipment unloading, spotting, and rig-up are the most time-consuming processes, and are associated with operational risks. Reducing these operations by advanced and thorough planning can significantly reduce the time and labor-intensive costs.
- CT string design is an important part of pre-job planning that should be done for each specific well with known downhole conditions, using tubing forces simulation to predict and optimize CT weight.
- To prevent damage of the tractor by wellbore debris, installation of a venture junk basket below the tractor is recommended. For simultaneous activation of the two hydraulic tools, it is necessary to select the correct diameter of junk basket nozzles.
- Analysis of the data obtained during the work confirmed the increased coefficient of friction in all wells. To increase the effectiveness of the friction reducer, it is recommended to start pumping friction reducer for 3,280.84 ft before the expected depth of locking. Choice of friction reducer solution volume, concentration, and frequency of pumping should be based on the pumping rate and the current well situation.
- To prevent getting stuck, inspect the downhole tool design with an OD that is different from the rest of the instruments. All angles should be beveled carefully.
- A real-time DH tractor data-acquisition system is recommended to provide continuous monitoring of the efficiency of operations and performance of the tractor in real time. (By means of the tension measurement downhole, a downhole pressure measurement inside and outside the tool, and the temperature distribution along the wellbore).

CONCLUSION

The Astrakhan well intervention team successfully completed the first CT campaign on four wells in the Korchagina field in the northern Caspian offshore. As a result of thorough preparation, the crew has achieved

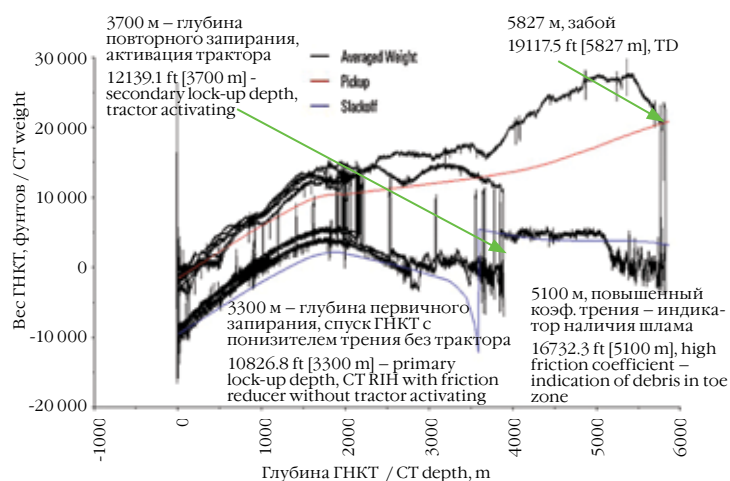


Рисунок 11 – Проектные и фактические значения веса ГНКТ на скважине № 4

Figure 11 – Predicted vs. real CT weight indicator data on well-candidate 4

трактора, рекомендуется использовать шламоуловитель в КНК ниже трактора. Для одновременной активации этих двух инструментов необходимо правильно подобрать диаметр форсунок на шламоуловителе.

- Анализ данных, полученных в ходе работы, позволил сделать вывод о повышенном коэффициенте трения в скважинах. Для повышения эффективности понизителя трения рекомендуется начинать его закачку на 1000 м выше ожидаемой глубины записания ГНКТ (расчет необходимого объема, концентрации и частоты прокачки выполняется с учетом расхода насоса и текущий скважинных условий).
- Для предотвращения прихвата ГНКТ необходимо тщательно проверить схему КНК на наличие участков с увеличенным внешним диаметром по сравнению с остальным инструментом (все «острые» края должны быть обработаны снятием фаски).
- Система сбора данных в реальном времени о состоянии забойного трактора способна повысить эффективность его применения за счет мониторинга таких параметров, как нагрузка на инструмент на забое, забойное давление внутри и снаружи инструмента, распределение температуры по стволу скважины.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Первая кампания по применению ГНКТ на месторождении им. Ю. Корчагина в Северном Каспии была успешно проведена силами астраханского подразделения департамента внутрискважинных технологий компании «Шлюмберже». Благодаря тщательной подготовке поставленные задачи были достигнуты без каких-либо инцидентов в области ОТ, ПБ и ООС. Сложная конструкция скважин, длинные горизонтальные участки в сочетании с ограничениями, связанными с размером рабочей площадки и нагрузки на палубу – все эти факторы потребовали тщательных и комплексных подготовительных работ для оптимизации плана проведения операции, подбора забойного инструмента и разработки схемы размещения оборудования.

Несмотря на все условия, осложняющие решение поставленных задач, на 4-х скважинах в течение 22 дней были проведены следующие работы:

- Удаление шлама из стволов скважин с большим отходом от вертикали (с глубиной по стволу до 7200 м и вертикальной глубиной 1560 м), в которых ранее не проводились внутрискважинные работы;
- Успешная изоляция газоносного горизонта с применением надувного пакера;
- Успешное извлечение из скважины аварийного инструмента ПГИ, имеющего два размера. ☉



Рисунок 12 – Шлам, извлеченный из скважины шламоуловителем

Figure 12 – Debris retrieved from the well with the use of venturijunk basket during mud removal operation

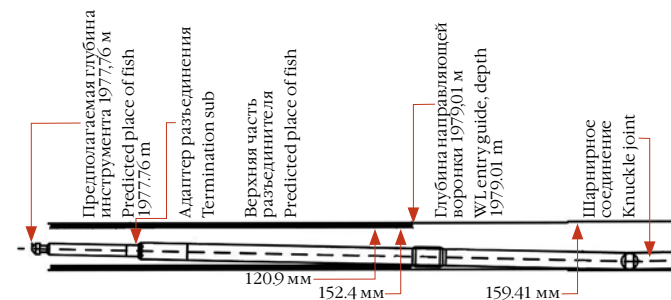


Рисунок 13 – Схема аварийного инструмента с двумя различными ловильными шейками на скважине № 4

Figure 13 – Fish diagram and two different fish-necks for well candidate 4

Таблица 5 – Данные по скважине № 2

Table 5 – Well data for well candidate 2

Скважина № 2	
Тип скважины / Well type	Нефтяная / Oil well
Глубина по стволу / MD	7200 м / 23622 ft [7200 m]
Вертикальная глубина / TVD	1563 м / 51279,5 ft [1563 m]
Максимальный угол наклона / Maximum well deviation	90°
Пластовое давление / Reservoir pressure	164,8 атм / 2421,89 psi [164,8 atm]
Забойное давление / Bottomhole pressure	156 атм / 2292,57 psi [156 atm]
Забойная температура / Bottomhole temperature	80 °C / 176 °F [80 °C]
Обводненность / Watercut	16 %
Газовый фактор / GOR	474 м³/м³ / 2981,37 bbl/bbl [474 м³/м³]

Таблица 6 – Данные по скважине № 3

Table 6 – Well data for well candidate 3

Скважина № 2	
Тип скважины / Well type	Нефтяная / Oil well
Глубина по стволу / MD	6980 м / 22900,3 ft [6980 m]
Вертикальная глубина / TVD	1564,5 м / 5132,87 ft [1564,5 m]
Максимальный угол наклона / Maximum well deviation	90 °C
Пластовое давление / Reservoir pressure	161,92 атм / 2379,57 psi [161,92 atm]
Забойное давление / Bottomhole pressure	156,22 атм / 2295,8 psi [156,22 atm]
Забойная температура / Bottomhole temperature	80 °C / 176 °F [80 °C]
Обводненность / Watercut	28,5%
Газовый фактор / GOR	406 м³/м³ / 2553,66 bbl/bbl [406 м³/м³]

Таблица 7 – Данные по скважине № 4
Table 7 – Well data for well candidate 4

Скважина № 2	
Тип скважины / Well type	Нефтяная / Oil well
Глубина по стволу / MD	5868 м / 19252 ft [5868 m]
Вертикальная глубина / TVD	1565 м / 5134.51 ft [1565 m]
Максимальный угол наклона / Maximum well deviation	90,49°
Пластовое давление / Reservoir pressure	162,6 атм / 2389,56 psi [162,6 atm]
Забойное давление / Bottomhole pressure	152,87 атм / 2246,57 psi [152,87 atm]
Забойная температура / Bottomhole temperature	80 °C / 176 °F [80 °C]
Обводненность / Watercut	11,6 %
Газовый фактор / GOR	784,2 м³/м³ / 4932,47 bbl/bbl [784,2 m³/m³]

ЛИТЕРАТУРА

- Бурдин К., Мазитов Р., Бравков П., Кичигин А., Лобов М., В. Степанов, Шлюмберже; Д. Елисеев, А. Земчихин, А. Бяков, Лукой-Нижневожскнефть Успешное применение комплекса оборудования ГНКТ в скважинах с большим отходом от вертикали в Каспийском море:опыт четырех скважин Доклад на конференции SPE/ICoTA, Вудланд, Техас, США, 24–25 Марта 2015 SPE-173685-MS
- Белл, Р.А.-мл., Хинкел, Р.М., Буняк, М.Ж. 1994. Применение инновационных методов бурения горизонтальных скважин и скважин с большим отходом от вертикали. Доклад на SPE/IADC конференции по бурению, Даллас, Техас, 15–18 февраля.
- Балла, К. 1995. Технологии работы с ГНКТ в скважинах с большим отходом от вертикали. Доклад в Абердине, Великобритания, 5–8 сентября. SPE-30404-MS.
- Чертенков, М.В., Делия, С., Семихин Д.А., 2012. Обнаружение прорыва газа и мониторинг добычи при помощи скважин, законченных с применением устройств по контролю за притоком в Лукойле . Доклад на ежегодной технической SPE конференции, Сан-Антонио, Техас, США, 8–10 октября. SPE-159581-MS.
- Делия С., Богданов С., Лацин Д. Бурение скважин с большим отходом от вертикали в Северном Каспии. Доклад на Российской Нефтегазовой технической конференции, Москва, Россия, 16–18 октября. SPE-162099-RU.
- Эдмонстон, Г., Кофоед, С.В., Джексон, А.М. 2014. Опыт и перспективы применения устройств по контролю за притоком на морском месторождении, Абу Даби. Доклад на Международной нефтяной конференции в Абу Даби, ОАЭ, 10–13 ноября. SPE-171836-MS.
- Эльшериф, Е., Дуфаири, М., Бал, М. 2013. Проблемы внутрискважинных операций ГНКТ в скважинах с увеличенным отходом от вертикали и применение новейших технологий, Саудовская Аравия. Доклад на конференции SPE/ICoTA, Вудланд, Техас, США, 26–27 Марта. SPE-163908-MS.

the defined objectives with no HSE incidents. Complex well design, long horizontal sections, in combination with deck space and weight limitations, required complex pre-job measures to optimize CT operations equipment and design, select proper downhole tools and prepare a reliable layout plan.

Despite the challenges, the interventions on the four wells were completed in 22 days and included the following work:

- Mud removal from the TD of extended-reach wells, with maximum measured depth up to 23,622 ft and true vertical depth of only 5,118 ft TVD that had no previous interventions;
- A successful gas shut-off operation was performed with the use of an inflatable packer;
- Successful retrieval of two sizes of fish associated with the production logging tool. ©

REFERENCES

- Burdin K., Mazitov R., Bravkov P., Lobov M., Kichigin A., V. Stepanov, Schlumberger, D. Eliseev, A. Zemchihin, A. Byakov, Lukoil-Nizhnevolskneft Successful Offshore Coiled Tubing Well Intervention in Mega-Reach Wells in the Russian Caspian: A Four-Well Case Study Presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 24–25 March 2015 SPE-173685-MS.
- Bell R.A. Jr., Hinkel R. M., Bunyak M.J. et al. 1994. Application of Innovative Extended Reach and Horizontal Drilling Technology in Oilfield Development. Presented at SPE/IADC Drilling Conference, Dallas, Texas, 15–18 February. <http://dx.doi.org/10.2118/27463-MS>.
- Bhalla K. 1995. Coiled Tubing Extended Reach Technology. Presented at Offshore Europe, Aberdeen, UK, 5–8 September. SPE-30404-MS.
- Chertenkov M.V., Deliya S., Semikin D.A., et al. 2012. Gas Breakthrough Detection and Production Monitoring From ICD Screen Completion on Lukoil. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 8–10 October. SPE-159581-MS.
- Deliya S., Bogdanov S., Latsin D. et al. Drilling World-Class ERD Wells in the North Caspian Sea. Presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October. SPE-162099-RU.
- Edmonstone G., Kofoed C.W., Jackson A.M. et al. 2014 ICD Well History and Future Use in Giant Offshore Oilfield, Abu Dhabi. Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 10–13 November. SPE-171836-MS.
- Elsheerif E., Dhufairi M., Bal M. et al. 2013. Well Intervention Challenges in Mega-Reach Wells With Coiled Tubing and the Application of the Latest Technologies in Tackling These Challenges, Saudi Arabia. Presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, 26–27 March. SPE-163908-MS.

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ГРП НА ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

DEVELOPMENT OF HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGIES IN TERRIGENOUS AND CARBONATE RESERVOIRS OF THE REPUBLIC OF BELARUS

Н.А. ДЕМЯНЕНКО, К.В. МИРОНЕНКО, А.В. ДРАБКИН, Д.В. ТКАЧЕВ, БелНИПИнефть

N. DEMYANENKO, K. MIRONENKO, A. DRABKIN, D. TKACHEV, BelNIPIneft

В статье обобщен опыт проведения ГРП в Республике Беларусь (2007–2014 годы), где эта технология планомерно развивалась от «слепых» малообъемных ГРП на терригенных отложениях до современных технологических подходов (МГРП, ПГРП, КГРП с проппантом), способных вводить в рентабельную разработку коллекторы, на которых традиционные методы интенсификации не могут дать необходимого эффекта.

Единственным нефтегазоносным регионом в Беларуси является Припятский прогиб, добыча нефти в котором ведется уже более 40 лет. Подавляющая часть запасов нефти (93%) приурочена к залежам, представленным карбонатными коллекторами. Данные залежи представлены верхнедевонскими известняками и доломитами, в основном массивной текстуры, в разной степени кавернозными и трещиноватыми. Большинство залежей разбито тектоническими нарушениями на отдельные блоки. В начальный период разведки в Беларуси были открыты самые крупные в регионе месторождения, выявляемые впоследствии залежи нефти относительно мелкие, их разработка зачастую малорентабельна или нерентабельна вовсе. В большинстве залежей гидродинамическая связь с законтурной зоной затруднена или вообще отсутствует, что существенно осложняет их разработку. Исследованиями кернового материала, а также анализом геофизических и промысловых данных установлена послойная и зональная неоднородность залежей по фильтрационно-емкостным свойствам. Высокая геологическая неоднородность продуктивных пластов, сложное строение емкостного пространства пород-коллекторов предопределяют неравномерную выработку запасов как по площади, так и по разрезу залежей.

The article summarizes the experience of fracturing in the Republic of Belarus (2007–2014), where this technology was gradually developing from 'blind' low volume fracturing on terrigenous deposits up to modern technological approaches (multi-stage fracturing, nitrogen-foam fracturing, acid fracturing with proppant) ensuring feasible reservoir development on sites, where conventional intensification methods are not efficient.

The Pripyat Trough is the only oil and gas-bearing region in Belarus where oil has been produced for over 40 years now. The prevailing part of the oil reserves (93%) is confined to deposits represented by carbonate reservoirs. Such deposits feature Upper Devonian limestone and dolomites, mainly of massive texture, with varying degrees of cavern and fracture porosity. Most deposits are divided by tectonic abnormalities into separate blocks. At the beginning of prospecting in Belarus, major fields in the region were discovered; the subsequently detected deposits are relatively small, their development are often insufficiently profitable or not profitable at all. In most deposits, the pressure communication with the edge water zone is constrained or absent altogether which complicates their development. By examining the core samples and analyzing the geophysical and production data the bed-by-bed and zonal heterogeneity of deposits in terms of porosity and permeability was determined. The high geological heterogeneity of the productive formations, the complex structure of the storage volume of reservoirs predetermine the uneven reserve recovery in terms of both the area and the profile of deposits.

At present one of the main tasks is to involve in the development of hard-to-recover oil reserves confined to low-permeability carbonate reservoirs where more than 50% of the remaining recoverable reserves of hydrocarbons are concentrated and to involve the



Рисунок 1 – Компания «Белоруснефть» проводит ГРП с применением флота ГРП производства Группы ФИД

Figure 1 – Belorusneft performs a hydraulic fracturing operation using the fracturing fleet manufactured by FID Group

В настоящее время одной из основных задач является вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым, карбонатным коллекторам, в которых сосредоточено более 50% остаточных извлекаемых запасов углеводородов, а также вовлечение запасов углеводородного сырья, сконцентрированного в карбонатных и терригенных породах-«полуколлекторах» Республики Беларусь.

На начальных стадиях разработки месторождений РБ для освоения и интенсификации залежей углеводородов применялись соляно-кислотные обработки в различных вариациях, однако постепенная выработка запасов диктовала необходимость применения более агрессивных технологий воздействия на околоствольную зону.

Так, с конца 2007 года на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» широко началось внедрение КГРП и ГРП. На начальных стадиях ГРП проводился лишь на терригенных коллекторах, а в карбонатах применялся кислотный гидравлический разрыв.

Однако довольно скоро стало очевидно, что классические кислотные разрывы карбонатов далеко не на всех объектах в полной мере отвечают задачам, стоящим перед производственным объединением. Основными факторами, влияющими на успешность кислотных разрывов на месторождениях Беларуси, являются характер емкостного пространства коллекторов («двойная пористость», порово-трещинно-кавернозная и порово-кавернозно-трещинная структура) и отношение пластового давления к гидростатическому. Первый фактор означает, что при поддержании системы ППД вытесняющая нефть вода с легкостью проходит по наиболее проводящим каналам – трещинам – и слабо вытесняет нефть, находящуюся в порах (матрице). В процессе же кислотного ГРП происходит еще большее травление трещин. Воздействие на поровую часть емкостного пространства минимально.

hydrocarbon reserves concentrated in carbonate and terrigenous half-reservoirs of Belarus.

At the early stages of field development in Belarus in order to stimulate the production of hydrocarbons, various acid treatments were used; however, gradual reserve recovery necessitated the use of more aggressive technological methods of stimulating the shaft zone.

Thus, since late 2007 large-scale acid fracturing and hydraulic fracturing have been implemented at the fields of RUE Belorusneft Production Association. At the early stages, hydraulic fracturing was implemented only in terrigenous reservoirs while acid hydraulic fracturing was used in carbonate reservoirs.

However, it soon became apparent that conventional acid fracturing of carbonate reservoirs not nearly on all sites fully accomplish the tasks set before the production association. The main factors of success of acid fractures in Belarusian fields include the nature of the storage volume of reservoirs (dual porosity, porous-fissured-cavernous and porous-cavernous-fissured structure) and the relation of the formation pressure to the hydrostatic pressure. The first factor means that with formation pressure maintenance the oil-displacing water easily go through most conductive channels – fractures – and feebly drives out oil deposited in the pores (matrix), whereas during acid hydraulic fracturing even stronger etching of the fractures occurs. Stimulation of the porous section of the storage volume is minimal.

As for the formation pressure, the relation between the efficiency of treatment and the formation-to-hydrostatic pressure ratio is clearly visible; the relation was determined following the results of the assessments of acid fractures in various fields of Belarus. In cases when with the use of the said technology operations were performed in wells with the ratio value of approx. 1.0, the flow rate growth multiplication factor reached 3.5. When the ratio dropped to below 0.6, the efficiency of treatment decreased 1.5–2x all other things being equal and does not go beyond the multiplier of two. The value

Что касается пластового давления, ярко выражена зависимость эффективности обработки от коэффициента отношения пластового давления к гидростатическому, выведенная по результатам оценок выполненных кислотных разрывов на различных месторождениях Беларуси. Так, при проведении операций по данной технологии на скважинах со значением коэффициента около 1,0 кратность прироста дебита достигает 3,5. При снижении коэффициента ниже 0,6 эффективность обработок падает в 1,5–2 раза при прочих равных условиях и не превышает двух единиц кратности. Величину отношения пластового давления к гидростатическому, равную 0,6, можно охарактеризовать как граничную для месторождений РБ, ниже которой проведение КГРП нецелесообразно. Это объясняется частичным закрытием («схлопыванием») созданных и протравленных кислотой трещин из-за низких пластовых давлений. В условиях низких пластовых давлений значительны эффективные давления на участки контакта стенок трещины, что приводит к их разрушению и снижению раскрытости.

Таким образом, для стимуляции карбонатных коллекторов с 2008 года начато применение гидравлического разрыва пласта с закреплением трещин расклинивающим агентом.

За время адаптации и широкого применения технологий ГРП/КГРП в РБ и по настоящее время выполнено более 330 операций. Статистика объемов ГРП/КГРП по годам представлена на рис. 2. Снижение количества выполняемых операций в РБ в последние годы связано с широким привлечением специалистов и технических мощностей ГРП/КГРП в международные проекты по оказанию услуг в сфере проведения ГРП/КГРП.

При проведении КГРП в зависимости от геологических условий и необходимости максимальной эффективности после воздействия применяются следующие технологические схемы проведения кислотного разрыва:

1. На обводненных объектах выполнялись КГРП с предварительной изоляцией водопитока с использованием углеводородных гелей. При этом проводилась порционная закачка водоизолирующих составов и растворов жидкостей травления.
2. На объектах, работающих безводной продукцией, в качестве жидкости разрыва использовались нефtekислотные эмульсии с последующей закачкой жидкости травления.
3. При обработке скважин нагнетательного фонда и скважин, переводящихся в нагнетательный фонд после выполнения КГРП, в качестве жидкости разрыва применялся главным образом гель на водной основе.
4. На скважинах, вскрывающих терригенные отложения, на которых проведение проппантного ГРП невозможно по ряду геологических или технических причин,

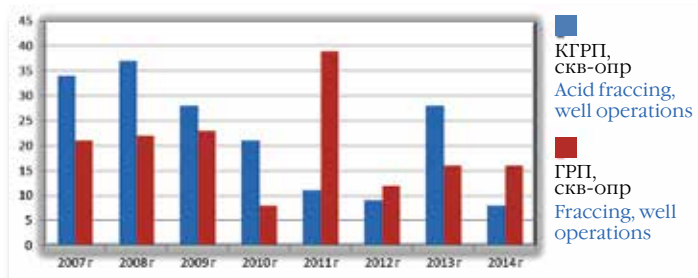


Рисунок 2 – Объемы ГРП/КГРП в Республике Беларусь

Figure 2 – Volumes of fracking/acid fracturing in Belarus

of the formation-to-hydrostatic pressure ratio – equal to 0.6 – can be characterized as end value for fields in Belarus below which acid hydraulic fracturing is not feasible. This is explained by partial closure ('collapsing') of created and acid-etched fractures due to low formation pressure. At low formation pressure, the effective pressure on the contract points of the walls is significant which causes their destruction and reduced opening.

Consequently, hydraulic fracturing with a proppant has been used since 2008 to stimulate carbonate reservoirs.

In the course of adaptation and wide application of fracking and acid fracturing techniques in Belarus and up to now over 330 operations have been performed. The year-by-year statistics of the volumes of fracking/acid fracturing is shown in Figure 2. The decrease in the number of operations performed in Belarus in recent years is due to wide involvement of specialists and fracking/acid fracturing engineering capacities in international projects related to hydraulic fracturing and/or acid hydraulic fracturing.

During acid hydraulic fracturing – depending on the geological conditions and the need for maximum post-stimulation efficiency – the following acid fracturing process scheme is used:

1. On water-cut sites, acid fracturing was accompanied by preliminary isolation of water influx using hydrocarbon gels while waterproofing sealants and etching solutions were batched.
2. On water-free production sites, acid-oil emulsions were used as fracturing fluids with subsequent injection of etching fluid.
3. When treating water-injection wells and wells which become water-injection wells in the aftermath of acid fracturing, a water-based gel was mainly used as fracturing fluid.
4. In wells drilled in terrigenous deposits where proppant hydraulic fracturing is not possible due to a number of geological or technical reasons, acid hydraulic fracturing was implemented using fluoro acid solutions and hydrochloric acid solutions with surface-active agents as etching fluids.
5. During subsequent acid fracturing to ensure even stimulation of the heterogeneous carbonate reservoir, viscoelastic diverting acids were used. The quantitative relation between acid fracturing

проводился КГРП с применением в качестве жидкостей травления фторкислотных растворов и растворов соляной кислоты с ПАВ. В этом случае в качестве буферной жидкости выступают гели на водной основе.

5. При проведении повторных КГРП для равномерного воздействия на неоднородный карбонатный коллектор применялись самоотклоняющиеся кислотные составы, а также аэрированные азотом кислотные составы.

Количественное соотношение проводимых КГРП в Республике Беларусь в зависимости от применяемой технологии представлено на рис. 3.

Как видно из диаграммы, наиболее часто при проведении КГРП в качестве жидкости разрыва применяется нефтекислотная эмульсия.

Проведение КГРП на добывающих скважинах позволило на 01.10.14 дополнительно добыть более 195 тыс. т нефти.

Реализацию технологии ГРП можно разделить на два блока в зависимости от типа обрабатываемых коллекторов:

1. ГРП в терригенных коллекторах. На месторождениях Беларуси по данной технологии проводились обработки в основном вертикальных и субгоризонтальных скважин с закачкой в пласт до 90 т расклинивающего материала. Средний прирост дебитов нефти за время эффекта после ГРП составил 3,53 т/сут, при этом средняя кратность прироста дебитов 2,6 ед.
2. ГРП в карбонатных коллекторах. По данной технологии проводятся обработки вертикальных, субгоризонтальных и горизонтальных скважин с многозонным ГРП. Закачиваемые массы проппанта разнятся в пределах 15т÷90 т (скин-ГРП÷МГРП). При этом средняя кратность прироста дебитов 6,9 ед., что является самым высоким показателем среди всех технологических схем и связано с обработкой в основном крайне низкодебитных скважин (часто менее 0,5 т/сут).

Процентное соотношение проводимых ГРП по литологическому составу подвергаемых разрыву коллекторов представлено на рис. 4.

История технологии ГРП в Республике Беларусь начиналась с проведения «слепых» и одноэтапных ГРП, при этом масса закачиваемого проппанта

Технология проведения КГРП Acid Fracturing Technique

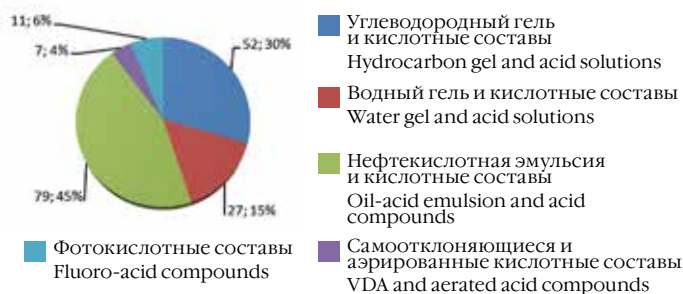


Рисунок 3 – Количественное соотношение применяемых в РБ технологических подходов КГРП

Figure 3 – Quantitative relation of process solutions of acid fracturing in Belarus

operations carried out in Belarus and the technology used is shown in Figure 3.

As shown by the diagram, oil-acid emulsion is most frequently used as fracturing fluid during acid fracturing.

Implementation of acid fracturing in productive wells allowed producing 195 thousand tons of oil extra as of October 1, 2014.

The implementation of hydraulic fracturing technology can be divided into two blocks depending on the reservoirs under treatment:

1. Fracching in terrigenous reservoirs. On Belarusian fields, mainly vertical and sub-horizontal wells were treated using this technique with the injection of up to 90 tons of proppant into the formation. The average flow rate increase in the post-frac effective period equaled 3.53 t/day with the average flow rate growth multiplication factor of 2.6.
2. Fracching in carbonate reservoirs. Vertical, sub-horizontal and horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing are treated using this technological method. The injected amounts of proppant vary from 15 to 90 tons (skin-fracching÷multi-stage fracching). In this case the average flow rate growth multiplication factor is 6.9 which shows the highest performance among all process schemes and is related to treatment mainly of wells with an extremely low flow rate (often less than 0.5 t/day).

The percentage ratio between fracching operations by lithology of the fractured reservoirs is shown in Figure 4.

The history of fracching in Belarus started from 'blind' and one-stage hydraulic fracturing where the amount of injected proppant varied between 20 and 25 tons. The economic environment necessitated the development of this technological method; consequently, over the last few years the country has adapted, implemented and widely uses such technologies as interval hydraulic fracturing with perforation, subsequent hydraulic fracturing and isolation of the treated interval, moving upwards and performing a similar cycle of operations (Plug&Perf),

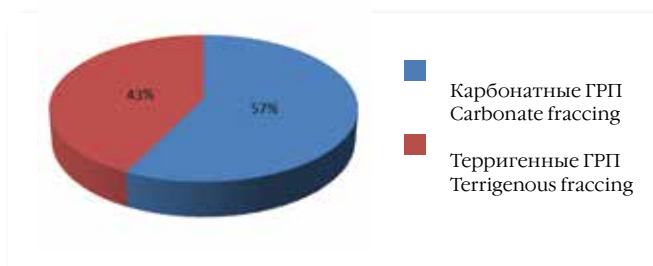


Рисунок 4 – Процентное соотношение проводимых в РБ ГРП

Figure 4 – Percentage ratio of fracching operations in Belarus

колебалась в пределах 20–25 т. Экономическая обстановка диктовала необходимость развития технологии, в связи с чем за последние несколько лет адаптировано, внедрено и в настоящее время широко применяются такие технологии, как поинтервальные ГРП с выполнением перфорации, последующим ГРП и изоляцией обработанного интервала, переходом выше и проведению аналогичного цикла работ (Plug&Perf), ПГРП, МГРП, КГРП с закреплением протравленных трещин расклинивающим агентом, ГРП с созданием искусственных перемычек, ГРП на маловязких гелях.

По используемой жидкости разрыва и жидкости-проппантоносителя, применяемой при проведении ГРП в Республике Беларусь, можно выделить следующие виды технологий:

1. Применение в качестве жидкости разрыва и проппантоносителя сшитого геля на водной основе. В зависимости от геологических условий в качестве гелеобразующего элемента выступают гуары и его производные, для «сшивки» геля применяются боратные и циркониевые сшиватели. Данный вид жидкости наиболее часто применим при проведении ГРП в Республике Беларусь.
2. Применение в качестве жидкости разрыва и проппантоносителя линейных и маловязких гелей на водной основе. В зависимости от геологических условий и необходимого результата в качестве жидкости разрыва применяются линейные гели, а также водные растворы с вязкоупругими ПАВ.
3. Применение в качестве жидкости разрыва и проппантоносителя азотно-пенных систем. Применение подобного рабочего агента обусловлено геологическими условиями скважины.
4. Применение в качестве жидкости разрыва и проппантоносителя кислотных составов. Применяется при проведении кислотных разрывов с закреплением протравленных трещин расклинивающим агентом. В качестве жидкости разрыва и жидкости-проппантоносителя выступают загущенные кислотные составы, в том числе и самоотклоняющиеся.

Структура применяемых рабочих агентов при проведении ГРП представлена на рис. 5.

В настоящее время в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» внедрены: технологии азотно-пенного ГРП (ПГРП), многозонного ГРП (МГРП), КГРП с закреплением протравленных трещин расклинивающим агентом и ГРП с созданием искусственных перемычек (рис. 6).

Технология ПГРП направлена на снижение остаточного загрязнения пласта полимерами, уменьшение коэффициента фильтрации жидкости разрыва по коллектору и ограничение доминирующего роста трещины по высоте.



Рисунок 5 – Соотношение применяемых жидкостей при проведении ГРП

Figure 5 – Correlation between fracturing fluids

nitrogen-foam hydraulic fracturing, multi-stage hydraulic fracturing, acid hydraulic fracturing with proppant, fracturing with artificial bridging, fracturing with low-viscosity gels.

In terms of fracturing fluid and proppant-carrying fluid used during fracturing in Belarus, the following technologies can be differentiated:

1. Use of a water-based cross-linked gel as fracturing and proppant-carrying fluid. Depending on the geological conditions, guar and its derivatives serve as a gelling element; borate and zirconia cross-linkers are used to cross-link gel. This type of fluid is mostly used in hydraulic fracturing in Belarus.
2. Use of linear and water-based low-viscosity gels as fracturing and proppant-carrying fluid. Depending on the geological conditions and the desired outcome, linear gels as well as water solutions with visco-elastic surface-active agents serve as fracturing fluid.
3. Use of nitrogen foam systems as fracturing and proppant-carrying fluid. The use of such working agent is determined by the geological conditions of the well.
4. Use of acid solutions as fracturing and proppant-carrying fluid. Used during acid fracturing with proppant. Thickened acid compounds, including viscoelastic diverting acids, serve as fracturing and proppant-carrying fluids.

The structure of working agents used during hydraulic fracturing is shown in Figure 5.

At present RUE Belorusneft Production Association has implemented nitrogen-foam hydraulic fracturing (foam fracturing), acid fracturing with proppant and hydraulic fracturing with artificial bridging (Fig. 6).

Nitrogen-foam fracturing technique aims at reducing the residual contamination of the formation with polymers, reducing the coefficient of filtering of fracturing fluid into the reservoir and restricting the predominant vertical growth of the fracture. These advantages of nitrogen-foam fracturing over conventional fracturing with water gel are essential for carbonate and terrigenous deposits of Belarus due to non-porosity and absence of stopping rocks to restrain the vertical growth of the fracture and are essential for deposits with initially low pressure or

Данные преимущества азотно-пенного разрыва перед классическим ГРП с применением водного геля весьма актуальны для карбонатных и терригенных залежей Республики Беларусь ввиду монолитности разреза и отсутствия породупоров для сдерживания роста трещины по высоте, а также для залежей с изначально низкими либо «посаженными» за период эксплуатации пластовыми давлениями.

Наиболее успешной скважиной, где применялась пенная технология, стала скважина № 133 Вишанского н.м. На данной скважине 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.

Технология КГРП с закреплением протравленных трещин проппантом направлена на травление кислотной композицией каналов и червоточин в массиве коллектора с последующим закреплением протравленных пустот расклинивающим агентом (рис. 7). Данная технология реализуется по двум схемам:

- создание высокопроводящих каналов с закреплением в прискважинной зоне (рисунок 8-1);
- создание каналов фильтрации и их равномерное закрепление (рисунок 8-2).

Данная технология находится на стадии опытно-промышленных работ, и в настоящее время ►

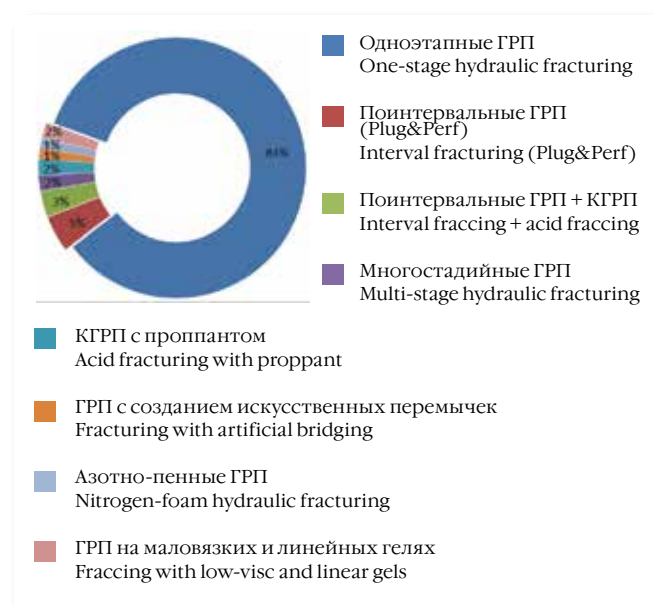


Рисунок 6 – Применяемые в РБ методы проведения ГРП

Figure 6 – Fracching techniques used in Belarus

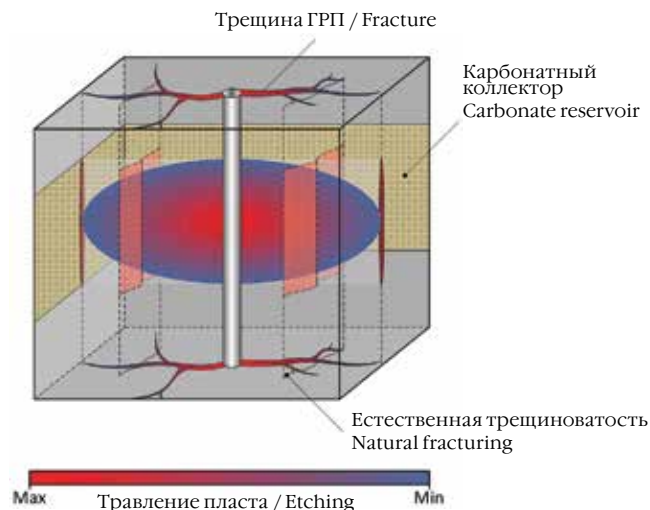


Рисунок 7 – КГРП с закреплением протравленных пустот проппантом
Figure 7 – Acid hydraulic fracturing with proppant

reduced over the period of operation pressure.

Well N. 133 on Vishansky oilfield has become the well where foam technology was used most successfully. On this well, it was intended to use nitrogen-foam hydraulic fracturing mainly to restrain the vertical growth of the fracture and to minimize the risk of water cutting (the distance to the oil-water contact is 14 m). Since development drilling in 2003, the well has operated with 10% water cut. After the intervention, the daily average flow rate increased 3.5x, the water-cut varies in between 0–10%. Additionally, the adjacent wells where hydraulic fracturing was implemented according to conventional technique, show lower performance.

Acid fracturing with proppant aims at acid etching of the channels and wormholes in the reservoir with subsequent propping of the etched ►

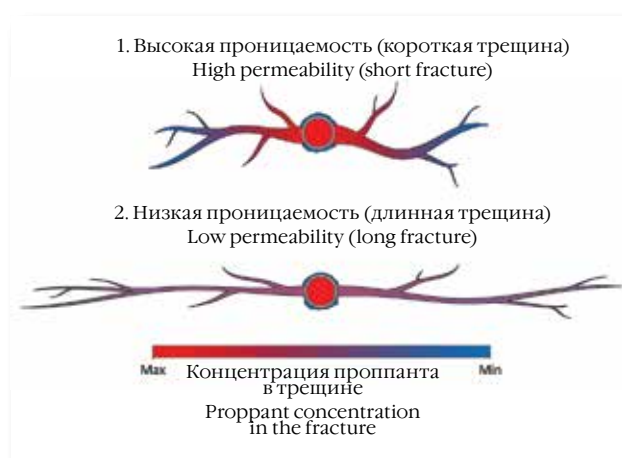


Рисунок 8 – Различные вариации КГРП с закреплением протравленных трещин проппантной набивкой

Figure 8 – Variations of acid fracturing with proppant pack

проведено три скважино-операции, однако уже подтверждена технологическая и экономическая эффективность данной технологии.

Технологии ГРП с созданием искусственных перемычек и ГРП на маловязких и линейных гелях схожи по своим целям – сокращению роста трещины по высоте. В первой из вышеназванных технологий подобный эффект достигается закачкой мелкодисперсного материала перед закачкой основного расклинивающего агента – для создания «подстилки». При проведении ГРП на маловязких и линейных гелях эффект ограничения роста трещины по высоте достигается за счет снижения вязкости жидкости разрыва.

В настоящее время в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» проходит стадию опытно-промысловых работ симбиоз двух вышеописанных методов – искусственная перемычка создается на линейном геле. По данной технологии отработано 2 скважино-операции и на обеих скважинах получен необходимый эффект.

Технология заканчивания скважин многопакерными компоновками с последующим проведением МГРП в Республике Беларусь только набирает обороты. На данный момент работы выполнены на трех скважинах: 2 скважины с 5-портовой компоновкой и 1 скважина с 4-портовой компоновкой. При этом 2 из данных скважин вскрывали карбонатные «полуколлекторы», на которых до настоящего времени не представлялось возможным вести разработки ввиду отсутствия методов воздействия для получения экономически рентабельных дебитов нефти. В период с 2015 по 2016 год планируется бурение еще 6 скважин для освоения с МГРП на карбонатные и терригенные «полуколлекторы».

Таким образом, в течение 2007–2014 годов в РУП «ПО «Белоруснефть» накоплен определенный опыт проведения КГРП и ГРП на карбонатных и терригенных коллекторах, глубокопогруженных низкопроницаемых залежах, с глубиной залегания до 5000 м. При этом технология ГРП планомерно развивалась от «слепых» малообъемных ГРП на терригенных отложениях и до современных технологических подходов (МГРП, ПГРП, КГРП с проппантом), способных вводить в рентабельную разработку коллекторы, на которых традиционные методы интенсификации не могут дать необходимого эффекта. По состоянию на 01.10.2014 дополнительная добыча от проведенных ГРП составляет более 130 тыс. тонн, при этом эффект по 80% скважин продолжается. Текущий эффект по проведенным операциям позволяет сделать вывод о целесообразности применения данных технологий на месторождениях Припятского прогиба. Более того, внедрение технологии ГРП в карбонатных пластах позволило ввести в рентабельную эксплуатацию ряд скважин, на которых традиционные технологии освоения не дали возможности запустить их в работу. ☉

cavities (Fig. 7). This technological method is implemented according to two schemes:

- a) creation of highly-conductive channels with propping in the wellbore zone (Figure 8-1);
- b) creation of filtration channels and their even propping (Figure 8-2).

This technological method is being field tested and three well interventions have been performed so far; however, the technological and cost efficiency of the method has already been confirmed.

Hydraulic fracturing with artificial bridging and hydraulic fracturing using low-viscosity and linear gels have similar goals – to reduce the vertical fracture growth. In the first case, this effect is achieved by injecting fines before injecting the main proppant agent – to create ‘bedding.’ During hydraulic fracturing using low-viscosity and linear gels, the vertical fracture growth is restrained by reducing the viscosity of the fracturing fluid.

At present, RUE Belarusneft Production Association is field-testing the synergy of the two methods – the artificial bridging is based on linear gel. Two well interventions have been performed according to this technique and the desired effect has been achieved in both cases.

The technique of completing wells with multi-packer packages and subsequent multi-stage fracing is gaining momentum in Belarus. Up to the present moment, interventions have been made in three wells: two wells with a 5-port package and one well with a four-port package. Two of those wells were drilled in carbonate semi-reservoirs where until now development was impossible due to the absence of stimulation methods ensuring economically feasible flow rates. In 2015–2016 it is planned to drill 6 more wells to be developed with multi-stage hydraulic fracturing in carbonate and terrigenous semi-reservoirs.

Thus, in 2007–2014 RUE Belarusneft Production Association has accumulated certain experience in acid fracturing and hydraulic fracturing in carbonate and terrigenous reservoirs, up to 5000 m deep low-permeability deposits. The hydraulic fracturing technique has gradually developed from ‘blind’ small-scale hydraulic fracturing in terrigenous deposits to modern technological approaches (multi-stage fracturing, nitrogen-foam fracturing, acid fracturing with proppant) ensuring feasible reservoir development on sites where conventional intensification methods cannot yield the desired outcome. As of October 1, 2014, the incremental ultimate recovery resulting from hydraulic fracturing amounts to over 130 thousand tons with the ongoing effect in 80% of wells. The current effect from the interventions allows us to conclude that the use of these technological methods in the Pripyat Trough fields feasible. Moreover, the implementation of hydraulic fracturing in carbonate reservoirs made the operation of a number of wells feasible on sites where conventional development methods did not allow bringing them into operation. ☉



БЕЛОРУСНЕФТЬ

www.belorusneft.by



ТАМПОНАЖНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

- Проведение соляно-кислотных и гидравлических разрывов пластов
- Цементирование скважин
- Перевозка технологических жидкостей
- Опрессовка линий колонны с давлением до 700 атмосфер
- Сопровождение буровых растворов
- Перевозка и безопасная подача азота на скважину под высоким давлением
- Услуги передвижных компрессорных установок

PLUGGING OPERATIONS DEPARTMENT

- Execution of chloride fracturing and hydraulic fracturing
- Well cementing
- Transportation of drilling fluids
- Hydrotesting of string lines at pressures up to 700 atmospheres
- Drilling mud services
- Transportation and safe nitrogen supply to a well at a high pressure
- Services of compressor trucks



Республика Беларусь, г. Речица

Tel. +375 (2340) 5-66-40

Fax +375 (2340) 5-66-20



ОПЫТ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ УСТАНОВКИ «КОЛТЮБИНГ» В ОАО «ТАТНЕФТЬ»

WELL DEVELOPMENT USING A COILED TUBING RIG AT OJSC TATNEFT

И.Х. МАХМУТОВ, О.В. САЛИМОВ, Р.З. ЗИЯТДИНОВ, И.И. ГИРФАНОВ, институт «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»

I. MAKHMUTOV, O. SALIMOV, R. ZIYATDINOV, I. GIRFANOV, TatNIPIneft Institute of OJSC Tatneft

Необходимость восстановления коллекторских свойств призабойной зоны, ухудшенных в процессе бурения и эксплуатации скважины вследствие проникновения глинистого раствора или технологических жидкостей в поры пласта, удаление незакрепленных частиц проппанта после проведения гидроразрыва при сохранении максимальной проницаемости трещины, созданной при гидроразрыве пласта, требуют совершенствования методов, технологий промывки и освоения скважины.

Одним из наиболее эффективных способов освоения скважин является технология создания депрессии на пласт, при которой газожидкостная смесь прокачивается через скважину по колонне гибких труб (колтюбинг) с выходом циркуляции по затрубному пространству. Данная технология успешно сочетает в себе преимущества промывки и одновременного освоения скважины.

Как известно, освоение скважины с закачкой пены по колонне гибких труб (ГТ) имеет некоторые преимущества по сравнению с освоением с закачкой инертного газа компрессором по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). При освоении скважины пеной с применением установки «Колтюбинг» не требуется установка пусковых муфт. Обеспечение необходимой депрессии достигается путем спуска колонны ГТ в колонну НКТ при одновременной прокачке по колонне ГТ газожидкостной смеси.

Суть технологического процесса освоения пеной заключается в том, что за счет постепенного понижения плотности жидкости, которая находится в скважине, достигается понижение забойного давления ниже пластового и при этом выполняются условия притока флюида из пласта. Плотность пены можно изменять в широких пределах, что достигается изменением степени аэрации, поэтому вызов притока из пласта возможно осуществлять плавно, не подвергая излишней депрессии продуктивный пласт, цементное кольцо и эксплуатационную колонну.

В ОАО «Татнефть» технология освоения скважины закачкой пены (патент РФ № 2451172) реализовывалась с применением установки «Колтюбинг» 4 (рис. 1).

Сущность метода освоения скважин пеной состояла в последовательном использовании циклов закачки газированного раствора ПАВ и кислотной обработки.

The need to restore the reservoir properties of a bottom-hole area which deteriorated during drilling and operation of the well as a result of the penetration of the clay mud or process fluids into the formation pores, and post-fracking removal of the loose proppant particles while preserving the maximum permeability of the fracture require improving the methods and techniques of well washing and development.

One of the most efficient methods of well development is to create draw down pressure where the liquid-gas mixture is pumped through the well via coiled tubing with the circulation outlet along the casing annulus. This technology successfully combines advantages of the washing and concurrent well development.

It is commonly known that well development with foam injection via coiled tubing has certain advantages over development with inert gas injection via production tubing using a compressor. When developing a well by means of foam using a coiled tubing rig, it is not required to install gas-lift valves. The necessary pressure drawdown is ensured by lowering the coiled tubing into the production tubing with concurrent pumping of the liquid-gas mixture via the coiled tubing.

The technological essence of foam-based well development lies in the fact that by gradually decreasing the liquid density inside the well the bottom hole pressure drops below the formation pressure and conditions are created for the influx of the fluid from the formation. The foam density can be changed within a wide range which is achieved by changing the degree of aeration, therefore, stimulation may be performed smoothly without subjecting the pay formation, the cement column and the production casing to excessive drawdown.

At OJSC Tatneft the technology for well testing by means of foam injection (RF patent N. 2451172) was implemented using a coiled tubing rig [4] (see Fig 1).

Well development by foam injection was based on the consecutive use of cycles of injection of aerated surface-active substance and acid treatment.

The main objectives of such technique are to ensure most efficient development of wells using foams and to prevent rapid drop of the bottom-hole pressure in order to avoid damage to the integrity of the cement column behind the production casing and destruction of the bottom-hole formation zone.

When implementing this technique the task was

Основными целями данной технологии являются обеспечение наиболее эффективного освоения скважин пенами и предотвращение резкого снижения забойного давления во избежание нарушения целостности цементного кольца за эксплуатационной колонной, а также разрушения призабойной зоны пласта.

Задачей, решаемой при внедрении данной технологии, являлось обеспечение освоения скважины пеной расчетной плотности с возможностью регулирования величины депрессии на пласт в процессе освоения скважины и эффективного освоения пластов с загрязненной призабойной зоной. При этом обеспечивались быстрота, надежность и простота регулирования процесса в широком диапазоне изменения забойного давления.

Для приготовления пенообразующего раствора использовался водный раствор поверхностно-активного вещества – пенообразователя в концентрации 1,0% масс. (10 л на 1 м³) для пресной воды и в концентрации от 1,0 до 1,5% (от 10 до 15 л на 1 м³) на основе пластовой воды.

Необходимый объем технологической жидкости для приготовления раствора ПАВ определялся суммой объемов ГТ и кольцевого пространства между НКТ и ГТ при максимально запланированной глубине спуска колонны ГТ и не менее 6 м³ для создания циркуляции раствора через желобную емкость.

Данную технологию на скважинах ОАО «Татнефть» реализовывали в соответствии со схемой, показанной на рисунке.

В скважину 1 производили спуск колонны НКТ 2. Далее внутрь колонны НКТ 2 спускали колонну ГТ 3 посредством специальной установки «Колтюбинг» 4 не ниже нижней кромки 2' колонны НКТ 2. После чего на устье скважины обвязывали газокompрессорную установку 5 с емкостью 6, заполненной приготовленной заранее технологической жидкостью расчетного объема. Технологическую жидкость приготавливали в виде водного раствора ПАВ.

Далее с помощью насоса и компрессора, размещенных в составе газокompрессорной установки 5, газировали технологическую жидкость, выводили на режим освоения газокompрессорную установку 5, получая на выходе стабильную пенную систему. После чего закачивали газированный раствор ПАВ (стабильную пенную систему) по ГТ 3 с заполнением внутреннего пространства колонны НКТ 2. В результате этого сначала происходило вытеснение скважинной жидкости, находящейся во внутреннем пространстве ГТ 3 и кольцевом пространстве 7, в желобную емкость 8 и ее замена на газированный раствор ПАВ, снижалась депрессия на пласт 9 и происходил вызов притока из пласта 9.

В процессе вызова притока из пласта 9 скважины 1 величину снижения депрессии

to ensure development of the well using foam with the specific density with the possibility to control the magnitude of the pressure drawdown when developing the well and to efficiently develop the formation with the contaminated bottomhole area. Moreover, promptness, reliability and ease of process control was ensured within a wide range of bottomhole pressure changes.

To prepare the foam-forming solution, the water solution of a surface-active substance was used – a foaming agent with a concentration of 1.0% mass fraction (10 l per 1 m³) for fresh water and a concentration of 1.0 to 1.5% (from 10 to 15 l per m³) based on formation water.

The required volume of the process fluid for the preparation of the SAS solution was determined by summing the volumes of the coiled tubing and the annular space between the tubing string and the coiled tubing at the maximum intended CT setting depth and at least 6 m³ to ensure circulation of the solution through the holding tank.

This technology was implemented at OJSC Tatneft's wells according to the scheme shown on the picture.

The tubing string [2] was lowered into the well [1]. Then, the coiled tubing [3] was lowered inside the tubing string [2] using a special-purpose coiled tubing rig [4] not lower than the bottom edge [2'] of the tubing string [2]. After that, the gas-compressor plant [5] was connected to the wellhead along with the tank [6] filled with pre-made process fluid of the estimated volume. The process fluid was prepared as the water solution of a surface-active substance.

Next, using a pump and a compressor on board of the gas-compressor plant [5], the process fluid was aerated, the gas-compressor plant was brought to a testing mode obtaining a stable foam system. After that, the aerated SAS solution (the stable foam system) was pumped

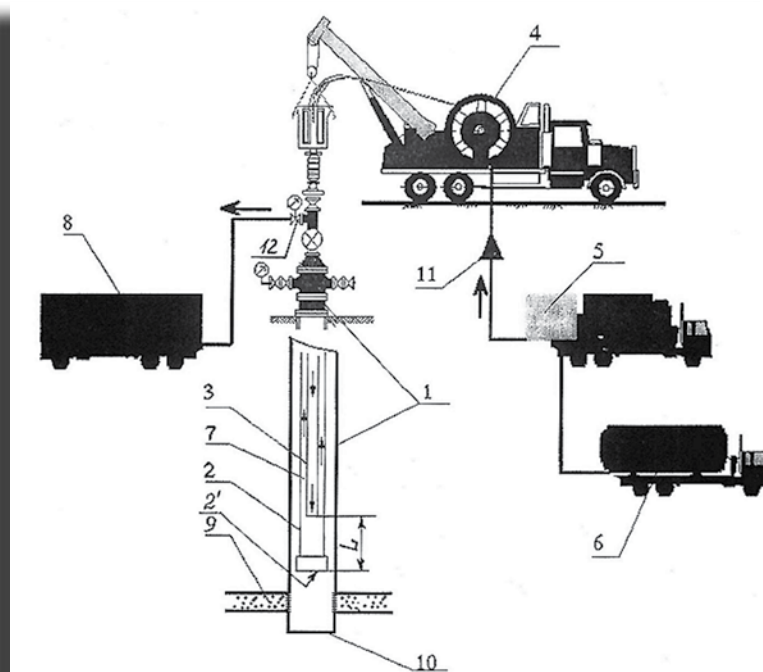


Рисунок 1 – Схема освоения скважины с использованием гибкой трубы

Figure 1 – Diagram of well development using coiled tubing

на пласт 9 регулировали глубиной спуска ГТ 3 в колонну НКТ 2, причем чем ниже ГТ 3 была размещена в колонне НКТ 2, тем больше депрессия создавалась на пласт 9, и, наоборот, чем выше находилась гибкая труба 3 в колонне НКТ 2, тем ниже была депрессия.

Величину создаваемой депрессии на пласт 9 в процессе вызова определяли опытным путем в зависимости от геолого-технических условий, после чего отключали компрессор и с помощью насоса газокomppressorной установки 5 промывали забой 10 скважины 1 технологической жидкостью. При наличии притока из пласта 9 определяли приточно-добывные характеристики скважины любым известным способом, например, дебитометром.

При отсутствии притока из пласта 9 в скважину 1 производили обработку призабойной зоны пласта (ПЗП) закачкой кислотного раствора в расчетном объеме в зависимости от толщины пласта 9. Для этого отсоединяли нагнетательную линию 11 газокomppressorной установки 5 от установки «Колтюбинг» 4 и подсоединяли к ней нагнетательную линию кислотного агрегата (на рисунке не показано), перекрывая при этом кольцевое пространство 7 между НКТ 2 и ГТ 3 с помощью задвижки 12.

Устанавливали низ колонны ГТ 3 напротив «подошвы» интервала перфорации обрабатываемого пласта 9. После чего производили цикл кислотной обработки пласта 9, включающей последовательную закачку по ГТ 1/3 от общего объема соляной кислоты и 2/3 глиноукислоты с продавкой в пласт технологической жидкостью. То есть посредством кислотного агрегата последовательно закачивали соляную и глиноукислоту соответственно по 1/3 и 2/3 части от общего объема кислотного состава и производили продавку кислотного состава в пласт технологической жидкостью.

Концентрация и состав соляной кислоты и глиноукислоты выбирались в любой известной пропорции, применяемой при обработке призабойной зоны пласта 9. После чего выдерживали технологическую паузу, необходимую для максимальной эффективности кислотной обработки, поднимали ГТ 3 до входа в колонну НКТ 2 в требуемый интервал.

Далее отсоединяли нагнетательную линию кислотного агрегата от установки «Колтюбинг» 4 и подсоединяли нагнетательную линию 11 газокomppressorной установки 5.

После чего цикл закачки газированного раствора ПАВ и кислотной обработки повторяли, как описано выше, расчетное количество раз, обычно от 3 до 5 циклов. Объемы закачки газированного раствора ПАВ и кислотной обработки в каждом цикле определяли опытным путем.

Опытно-промысловые испытания технологии освоения скважин с применением бустерной установки УНГ 8/15 были проведены на пяти скважинах НГДУ «Елховнефть» ОАО «Татнефть».

Основные объекты эксплуатации на данных

through the coiled tubing [3] filling the interior space of the tubing string [2]. This resulted first in displacement of the borehole fluid located in the interior space of the tubing [3] and the annular space [7], to the holding tank [8] and its replacement with the aerated SAS solution; the pressure drawdown decreased [9] and the inflow from the formation [9] was induced.

During well [1] stimulation in the formation [9], the decrease of the pressure drawdown [9] was regulated by the setting depth of the CT [3] in the tubing string [2]; and the deeper the CT [3] was set in the tubing string [2], the stronger the pressure drawdown [9] was formed and the opposite is also true – the higher the coiled tubing [3] was in the tubing string [2], the lower was the pressure drawdown.

The magnitude of the pressure drawdown [9] created during the stimulation was determined experimentally depending on the geotechnical conditions after which the compressor was switched off and using the pump of the gas-compressor plant [5] the bottom [10] of the borehole [1] was flushed with process fluid. If there was influx from the formation [9], the influx-production characteristics of the well were determined using any known method, e.g., with a flow meter.

If there was no influx from the formation [9] into the well [1], the bottomhole formation zone was treated by injecting an acid solution of the estimated volume depending on the thickness of the formation [9]. To that effect the discharge line [11] of the gas-compressor plant [5] was disconnected from the coiled tubing rig [4] to which the delivery line of the acid pumping unit was connected (as shown on the picture) shutting off the annular space [7] between the production tubing [2] and the coiled tubing [3] using a damper.

The bottom of the coiled tubing [3] was mounted opposite the base of the perforation interval of the treated formation [9]. Then the formation [9] underwent a cycle of acid treatment comprising a sequential injection of 1/3 of the total volume of hydrochloric acid and 2/3 of mud acid through the coiled tubing with process-fluid overflushing. In other words, hydrochloric and mud acids were sequentially injected using an acid pumping unit correspondingly in 1/3 and 2/3 parts of the total volume of the acid composition which was overflushed using process fluid.

The concentration and the composition of the hydrochloric and mud acids were taken in any known proportion used when treating the bottomhole formation zone [9]. Then followed a technical pause necessary for maximum efficiency of the acid treatment and the coiled tubing [3] was pulled up to the production string inlet [2] into the required interval.

Then the delivery line of the acid pumping unit was disconnected from the coiled tubing rig [4] and the discharge line [11] of the gas-compressor plant [5] was connected.

After that, the cycle of injection of the aerated SAS solution and acid treatment was repeated as described above an estimated number of times, usually, from 3 to 5 cycles. The volumes of injection of the aerated SAS solution and acid treatment in each cycle were

скважинах – кыновский, пашийский и турнейский горизонты. Параметры рабочего режима процесса освоения были следующими: подача технологической жидкости от 4 до 2 л/сек (объем жидкости в пене) на каждой глубине спуска ГТ в колонну НКТ при постоянном расходе газа 4,8–5,5 кг/мин. Устьевое давление находилось в пределах от 2 до 12 МПа.

determined experimentally.

The pilot tests of the well development technique using UNG 8/15 booster plant were run at five wells of Yelkhovneft Oil and Gas Production Administration, OJSC Tatneft.

The main production targets at those wells include Kynovian, Pashian and Tournaisian horizons. The parameters of the working mode of development

Таблица 1 – Данные результатов опытно-промышленных работ
Table 1 – Pilot test results

№ скв. Well No.	Горизонт Horizon	Глубина интервала вызова притока, м Stimulation interval depth, m	Глубина спуска и доспуска колонны гибких труб (ГТ), м Setting and stepwise setting depth of coiled tubing string, m	Диаметр НКТ / ГТ, мм Tubing/CT diameter, mm	Результат Result
1325	Кын. + паш. Kyn+Pash	1645.2	1150, 1350, 1560	60 / 38	успешно success
3275	Кын. + паш. Kyn+Pash	1767.6	1300, 1500, 1700	60 / 38	успешно success
773	Кыновский Kynovian	1726.4	1287, 1487, 1687	60 / 38	успешно success
8291	Турнейский Tournaisian	1477	1085, 1285, 1485	73 / 38	успешно success
745	Пашийский Pashian	1864	1365, 1615, 1865	73 / 38	success

В таблице 1 приведены основные технологические параметры опытно-промышленных работ.

Как видно из табл. 1, работы по освоению закачкой газожидкостной смеси на всех скважинах показали свою успешность. Первоначальные глубины установки низа колонны ГТ находились приблизительно на 450–500 метров выше кровли продуктивного пласта. Интервал допуска колонны ГТ составлял 200 м. После выполнения цикла освоения скважины выполняли цикл закачки кислотной композиции. Затем скважину промывали от продуктов реакции.

Выводы:

1. Способ освоения созданием депрессии на пласт позволяет произвести освоение скважины стабильной газожидкостной смесью (стабильной пенной системой) расчетной плотности, приготовленной на устье скважины с возможностью регулирования депрессии на пласт в процессе освоения скважины путем изменения глубины спуска колонны ГТ, а также повысить эффективность освоения пластов с загрязненной призабойной зоной пласта за счет изменения величины депрессии.
2. Освоение скважины закачкой пены позволяет исключить или максимально минимизировать проникновение в пласт технологической жидкости в процессе освоения, при этом пена, являясь вязкопластичной упругой системой, обеспечивает более плавное снижение забойного давления при достижении требуемой депрессии.
3. Испытание данной технологии показало положительный результат, и она была рекомендована для дальнейшего применения в ОАО «Татнефть». ☉

were as follows: the process fluid was supplied at 4 to 2 L/sec (the fluid volume in the foam) at each setting depth of the CT in the tubing string at a constant gas flow rate of 4.8–5.5 kg/min. The wellhead pressure was within 2–12 MPa.

The table 1 shows the main technological parameters of the pilot tests.

As the Table 1 shows, development by injecting a gas-liquid mixture at all wells proved to be successful. The initial setting depths of the lower end of the coiled tubing string were at approximately 450–500 meters above the pay top. The CT stepwise setting interval was 200 m. After completing the cycle of well development, a cycle of acid composition injection was undertaken. Then the reaction products were flushed out of the well.

Conclusions:

1. Well development by creating pressure drawdown allows developing a well using a stable gas-liquid mixture (a stable foam system) with the estimated density prepared at the wellhead with the possibility to control the pressure drawdown during the development process by changing the CT setting depth and allows increasing the efficiency of development of reservoirs with a contaminated bottomhole formation zone by changing the magnitude of drawdown.
2. Well development by injecting foam allows excluding or minimizing the penetration of the process fluid into the formation during development while the foam being a viscoplastic elastic system ensures a more gradual decrease of the bottomhole pressure when the required drawdown is achieved.
3. Testing of this technique produced positive results and it was recommended for further use at OJSC Tatneft. ☉

Качество по всему миру.

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

Посетите нас на nov.com/qualitytubing



Quality around the globe.

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

Visit us at nov.com/qualitytubing



Quality Tubing



Completion &
Production Solutions

Ловильные работы в нефтяных и газовых скважинах с помощью гибких труб

Fishing Operations in Oil and Gas Wells Using Coiled Tubing

А.В. КУСТЫШЕВ, д. т. н., профессор, Ю.В. ВАГАНОВ, к. т. н., Д.С. ЛЕОНТЬЕВ, аспирант, О.В. ГАГАРИНА, магистрант, Тюменский государственный нефтегазовый университет

A. KUSTYSHEV, D. Eng., professor; Y. VAGANOV, Eng. Sc. PhD; D. LEONTYEV, PhD, student; O. GAGARINA, Master's Degree student, Tyumen State Oil and Gas University

Осложнения, возникающие в процессе ремонта и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, обуславливают проведение аварийно-восстановительных работ для их устранения. При этом горно-геологические условия эксплуатации скважин и сегодняшнее (на момент аварии) техническое состояние накладывает отпечаток на выбор технологии ведения аварийно-восстановительных работ. При этом необходимо учитывать последующий из скважины вызов притока, что в условиях аномально низких пластовых давлений значительно осложняет процесс освоения и выхода скважины на требуемый режим эксплуатации. В данных условиях необходимо проводить ремонтно-восстановительные работы без глушения скважины, а это возможно только с помощью гибкой (безмуфтовой длинномерной) трубы. Однако технологии ремонта скважин с использованием гибкой трубы имеют ряд недостатков, которые значительно осложняют ловильные работы, связанные с извлечением геофизического кабеля (каната) в условиях образования сальника, а также с извлечением прихваченной колонны самой гибкой трубы.

В статье приводятся технологии по извлечению геофизического кабеля с использованием колонны гибкой трубы, а также прихваченной гибкой трубы в отсутствие глушения скважины.

Эксплуатация нефтяных и газовых скважин зачастую осложняется образованием в стволе асфальтеносмолистопарафиновых (АСПО) и гидрато-ледяных отложений, а на забое – песчано-глинистых

Complications arising during workover and operation of oil and gas wells call for emergency response and restoration operations for their elimination. The geological conditions of operation and the today's (at the moment of the emergency) technical condition impact the choice of technology for emergency response and restoration operations. Moreover, it is necessary to take into account stimulation treatment, which in the context of abnormally low formation pressure complicates bringing of the well to required production. Under those circumstances, it is necessary to perform repair and restoration operations without killing the well which only possible using coiled tubing. However, well repair technologies based on coiled tubing have a number of disadvantages, which greatly complicate fishing operations in terms of pulling of the logging cable in case of balling-up and in terms of pulling of stuck coiled tubing.

This article describes technologies for pulling the logging cable using coiled tubing as well as stuck coiled tubing without killing the well.

Operation of oil and gas wells is often complicated by the formation of tarry asphaltene paraffin deposits (TAPD) down the hole and hydrate ice deposits in the wellbore and sand-clay and liquid plugs down the hole. Additionally, during well operation emergencies frequently occur involving twist-off and sticking of borehole pumps and tailpipes. To

и жидкостных пробок. Помимо этого, в скважинах в процессе эксплуатации нередко возникают аварийные ситуации, связанные с обрывом насосно-компрессорных труб и штанг, с прихватом глубинных насосов и подпакерных хвостовиков. Для ликвидации уже этих осложнений и аварий необходимо проведение на скважине повторных аварийно-восстановительных работ (ABP) [1].

Наиболее сложными и трудоемкими видами аварийных работ, выполняемых при капитальном ремонте скважины, являются работы по ликвидации аварий, связанных с падением внутрискважинного оборудования. При этом основными операциями при ликвидации таких аварий являются ловильные работы, которым предшествуют подготовительные работы (глушение скважины; определение места обрыва и падения аварийного инструмента и его состояния; фрезерование аварийного инструмента и др.). В соответствии с этим для успешного проведения ABP и предотвращения возможных осложнений необходимо предусмотреть тщательную подготовку скважины, наземного оборудования, рабочего места, уточнить местонахождение подземного оборудования и извлекаемых предметов, а также состояние эксплуатационной колонны, правильно подобрать тип ловильного инструмента [2, 3].

В настоящее время ABP можно классифицировать на четыре группы [4]:

- 1) ликвидация прихвата труб, штанг и другого подземного оборудования;
- 2) ликвидация аварий, связанных с падением труб и штанг, с обрывом тартального каната, каротажного кабеля и пр.;
- 3) очистка скважины от посторонних предметов;
- 4) исправление и замена поврежденной части эксплуатационной колонны и ремонт устья скважины.

Проведение ловильных работ в скважинах с пластовыми давлениями, равным или более гидростатического давления, в принципе не представляет сложности, в связи с отсутствием проблем при освоении скважины после ее ремонта. С другой стороны, с переходом на позднюю стадию разработки газовых и газоконденсатных месторождений севера Тюменской области, обусловленную падением пластового давления, а также подъемом газодляного контакта, в таких условиях к технологии проведения ABP предъявляются дополнительные требования, одним из основных которых является необходимость проведения работ в отсутствие глушения скважины [5].

В связи с этим ABP необходимо проводить с помощью гибкой трубы (ГТ), которая имеет ряд преимуществ перед традиционным способом: работа при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины; ускорение спуска инструментов; более быстрое разворачивание и свертывание (монтаже-демонтаже) подъемного агрегата и вспомогательного оборудования; сокращение расхода трубы, потребляемых материалов и трудовых ресурсов [6, 7].

address these complications and emergencies it is necessary to perform repeated emergency response and restoration operations (ERRO).

Accident response efforts in case of the fall of the downhole equipment are most complex and labor-intensive types of emergency operations performed during well workover. The main accident response measures include fishing operations preceded by preparatory work (killing of the well, locating of the twist-off and fall of the emergency tool and its status check, milling of the emergency tool, etc.). Therefore, successful ERRO and prevention of possible complications require thorough preparation of the well, surface equipment, workplace, accurate localization of the downhole equipment and removable items as well as production well status check and proper selection of the type of the fishing tool.

Currently, ERRO can be classified into four groups:

- 1) releasing of stuck pipes, stems and other downhole equipment;
- 2) response to accidents involving falling of the pipes and stems, twist-off of the bailing line, logging cable, etc.;
- 3) cleaning of the well from foreign particles;
- 4) fixing and replacement of the damaged part of the production string and wellhead repairs.

Fishing operations in wells with formation pressure equal to or higher than the hydrostatic pressure are not complicated due to the absence of difficulties with well development after the repairs. On the other hand, under such conditions later stages of development of gas and gas-condensate fields in the north of Tyumen region associated with formation pressure decline and gas-water contact elevation place additional demands on the method of ERRO and one of the main demands is the need to perform operations without killing the well.

Therefore, ERRO should be performed using coiled tubing (CT) which offers a number of advantages over conventional methods: operation at decreased downhole hydrostatic pressure; accelerated tool running; quicker deployment and folding (mounting/dismounting) of the hoisting unit and auxiliary equipment; reduction of piping material take off; reduced consumption of materials and labor resources.

However, despite all its operational advantages CT also has limitations, such as:

- limited drum capacity;
- impossibility to turn the whole string;
- limited injector pulling capacity.

The articles Reference Book of Emergency Response and Restoration Operations in Oil and Gas Wells by A. Kustyshev, Y. Vaganov,

Однако при всех положительных моментах ведения работ с помощью ГТ имеются и ограничения, такие как:

- ограниченная вместимость барабана;
- отсутствие возможности поворота всей колонны;
- ограниченность тягового усилия инжектора.

В работах [8, 4] представлен большой ассортимент оборудования и технологий для проведения АВР с помощью ГТ. При этом хотелось бы остановиться на наиболее распространенных на месторождениях севера Тюменской области технологиях извлечения из скважины прихваченных труб, тартального каната или каротажного кабеля, но осуществляемых преимущественно после глушения скважины, так как в условиях наличия в скважине давления имеется ряд сложностей.

В случае извлечения из скважины тартального каната или каротажного кабеля с помощью ГТ используется забойный инструмент, такой как тросоловители или «щучья пасть». Однако в случае образования в скважине плотного клубка данные инструменты не в состоянии разрушить сальник и извлечь на поверхность тартальный канат или каротажный кабель. При этом не рекомендуется обследовать скважину печатью, поскольку она приминает витки каната (кабеля), вследствие чего в стволе образуется плотный сальник, что может сильно осложнить дальнейшие работы по извлечению каната (кабеля). Также не рекомендуется проводить работы, связанные с фрезерованием сальника в связи с образованием в стволе скважины плотной металлической пробки, так называемого железного дна, состоящего из мелких металлических частиц и кусков кабеля, которые в результате фрезерования могут образовать сальник вокруг ГТ, что приведет к прихвату и поломке трубы [4].

Технология извлечения тартального каната или каротажного кабеля с образованием плотного сальника заключается в следующем. В скважину на ГТ спускают ловильный ерш (рис. 1), имеющий ограничитель, препятствующий проникновению ловильного инструмента внутрь витков кабеля. Наружный диаметр ерша должен быть равен диаметру нормального шаблона для данной лифтовой колонны, например, для лифтовой колонны с диаметром 89 мм и толщиной стенки 9,35 мм, диаметр ограничителя равен 70,2 мм.

При этом каждый спуск ловильного инструмента должен контролироваться по индикатору веса. По достижении инструментом оставшегося в скважине каната или кабеля нагрузку на него следует довести до 10–30 кН при циркуляции жидкости с одновременным его вращением. Вращение происходит за счет включения в компоновку забойного двигателя. Его осуществляют при минимальных оборотах. После этого ловильный инструмент поднимают.

После подъема ловильного инструмента с навитым канатом (кабелем) последний захватывают и крепят специальными хомутами. Освободив канат (кабель) от ловильного инструмента, приступают к подъему оставшейся части каната (кабеля).

G. Zozulya, V. Dmitruk, S. Akhmedsafin, I. Kustyshev and Wire Line Operations and Drilling Using Coiled Tubing by A. Molchanov, S. Vainshtok, V. Nekrasov, V. Chernobrovkin describe a wide range of equipment and technologies for ERRO using CT. We would like to focus on technologies for retrieving stuck pipes, the bailing line or logging cable prevailing in northern fields of Tyumen region but mostly implemented after killing of the well since there is a number of complications when pressure is present in the well.

When the bailing line or the logging cable is pulled from the well using CT, a bottomhole tool, such as fisher or 'pike mouth,' is used. However, when a dense knot is formed in the well, those tools cannot destroy the mud ball and retrieve the bailing line or the logging cable. It is not recommended to use an impression box since it tramples down the line wraps (coils) which results in dense balling-up, which can complicate further retrieval of the line (cable). It is also not recommended to performed operations involving milling of the ball-up due to the formation of a dense metallic plug, the so called 'iron bottom,' consisting of small metallic particles and cable pieces which, as a result of milling, can cause a ball-up around the CT leading to sticking and breakdown of the pipe.

The technological method for retrieving the bailing line or the logging cable with dense balling-up is as follows. A wireline grab is lowered into the well using CT (Figure 1) fitted with a restraint preventing the penetration of the fishing tool inside the cable coils. The outer diameter of the grab should be equal to the true gauge diameter for the given production string, e.g. a production string with the diameter of 89 mm and wall thickness of 9.35 mm requires a restraint with the diameter of 70.2 mm.

In this case each run of the fishing tool should be controlled in terms of the weight indicator. When the tool reaches the line or cable lodged in the hole, its load should be brought to 10–30 kN with liquid circulation and concurrent rotation of the tool. The rotation occurs due to the inclusion of the bottomhole motor into the package. It is done at minimum speed. Then the fishing tool is pulled.

After pulling the fishing tool with the coiled line (cable), the latter is taken hold of and secured using special clamps. Having relieved the line (cable) from the fishing tool, the rest of the line (cable) is then pulled.

In this case it is necessary to dismantle the surface equipment of the coiled tubing rig, mount the lubricator with a pulley on the wellhead through which the line is reeled onto the drum of the hoister.

During fishing operations in oil and gas

В этом случае необходимо демонтировать наземное оборудование колтюбинговой установки, смонтировать на устье скважины лубрикатор с роликом, через который навивают канат на барабан подъемного механизма.

В процессе проведения ловильных работ в нефтяных и газовых скважинах, а также в процессе нормализации забоя, очистки лифтовой колонны от АСПО, гидрато-ледяных отложений и глинисто-песчаных пробок возможен прихват ГТ, который в свою очередь приводит к поломке трубы [8, 9].

При этом в случае, если расхаживание ГТ инжектором результата не дало, необходимо провести срезку подвески срезными плашками блока превенторов и загерметизировать устье глухими плашками. Затем необходимо провести механическую резку неприхваченной ГТ и ее извлечение.

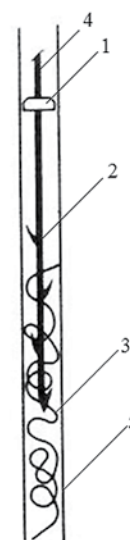
Технология извлечения прихваченной аварийной ГТ заключается в следующем.

После промывки текущего забоя до чистой воды с помощью ГТ меньшего диаметра проводят подъем промывочного пера из колонны прихваченной аварийной ГТ с целью замены промывочного оборудования на компоновку для извлечения прихваченной ГТ.

В компоновку включают (сверху вниз) коннектор, представляющий собой переводник с ГТ на ловильный инструмент, гидравлический якорь, забойный двигатель, например, Д-42 (в случае, если работы проводят с ГТ диаметром 60 мм), гидравлический труборез. Данную компоновку для резки спускают на глубину и с учетом оставления головы прихваченной аварийной ГТ для последующего захвата и извлечения ее из скважины устанавливают минимальный расход технологической жидкости на насосно-компрессорном агрегате. Далее проводят резку неприхваченной части аварийной ГТ до появления циркуляции в межтрубном пространстве, затем компоновку поднимают из скважины. Освобожденную часть аварийной ГТ извлекают известными способами [6, 7].

Затем для извлечения прихваченной части аварийной колонны ГТ на устье собирают новую компоновку, в которую включают (сверху вниз) коннектор, гидравлический якорь, забойный двигатель Д-42, гидравлический домкрат, ловильный инструмент, например, разработанный и изготовленный специально для использования с ГТ, метчик или колокол (рис. 2).

Данную компоновку спускают в скважину, осторожно вводят в ловимую трубу, с помощью забойного двигателя проводят вращение ловильного инструмента для закрепления последнего с аварийной ГТ. После этого в ГТ закачивают под давлением жидкость для приведения гидравлического якоря в рабочее положение, при этом плашки гидравлического якоря зацепляются за стенки эксплуатационной колонны, а поршни гидравлического домкрата тянут прихваченную ГТ, срывая ее. Характерной особенностью гидравлического домкрата является то,

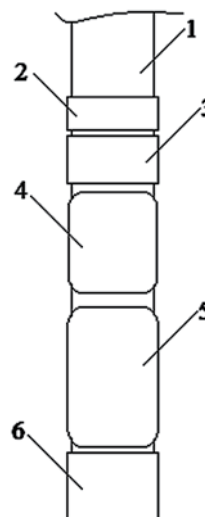


- 1 – ограничитель;
- 2 – ерш;
- 3 – аварийный канат;
- 4 – ГТ;
- 5 – НКТ

**Рисунок 1 –
Схема работы
ловильного
инструмента
(ерша с ограничи-
телем)**

- 1. restraint;
- 2. grab;
- 3. emergency line;
- 4. CT;
- 5. tubing

**Figure 1 – Fishing
tool operation
scheme (grab with
a restraint)**



- 1 – ГТ;
- 2 – коннектор;
- 3 – гидравлический якорь;
- 4 – забойный двигатель;
- 5 – гидравлический домкрат;
- 6 – ловильный инструмент

**Рисунок 2 –
Компоновка
для извлечения
прихваченной ГТ**

- 1. CT;
- 2. connector;
- 3. hydraulic anchor;
- 4. bottomhole motor;
- 5. hydraulic jack;
- 6. fishing tool

**Figure 2 – Package
for retrieving
stuck CT**

wells as well as during bottomhole cleaning and cleaning of the production string from TAPD, hydrate-ice deposits and clay-sand plugs, sticking of the CT may occur which in its turn damages the pipe.

Should the reciprocation of the CT string with the injector yield no result, it is necessary to cut the suspension with the shear rams of the preventer block and seal the wellhead with blind rams. Then it is necessary to mechanically cut the unstuck CT and retrieve it.

The technological method for retrieving the emergency CT is as follows.

After flushing of the current bottomhole until clean water is achieved, the wash-jetting shoe is

что при его использовании на колонну ГТ не создается осевой нагрузки за счет гидравлического якоря, а срыв прихваченного оборудования происходит за счет усилия на выходной штанге гидравлического домкрата, которое может достигать до 686,7 кН (70 т).

Выводы. Представленные технологии, описанные в статье, расширяют область применения колтюбинговых технологий в сфере капитального ремонта скважин, данная проблема особенно актуальна на газовом промысле севера Тюменской области, где большинство месторождений природного газа и газового конденсата перешли в заключительную стадию разработки, характеризующуюся падением пластового давления и подъемом ГВК. При этом, учитывая то, что продолжительность ловильных работ нередко достигает 20 и более суток, в данных условиях снижение продуктивности скважин за время простоя может непоправимо сократиться, уменьшив дебит ремонтируемой скважины, а то и вовсе привести к новому ремонту по восстановлению теперь уже бездействующей скважины. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Кустышев А.В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 255 с.
2. Ваганов Ю.В., Кустышев А.В., Семенов В.В. Направления совершенствования ремонтных работ в нефтяных и газовых скважинах Западной Сибири//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2010. – № 8. – С. 19–21.
3. Gore Kemp. Oil Fishing Operation: Tools and Techniques. – Gulf Publishing Company Book Division, Houston, London, Paris, Tokyo// Кемп Г. Ловильные работы в нефтяных скважинах. Техника и технология: Пер. с англ./Пер. Г.П. Шульженко. – М.: Недра, 1990. – 96 с.
4. Справочная книга по аварийно-восстановительным работам в нефтяных и газовых скважинах/А.В. Кустышев, Ю.В. Ваганов, Г.П. Зозуля, В.В. Дмитрук, С.К. Ахмедсафин, И.А. Кустышев/Под ред. Г.П. Зозули. Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2011. – 464 с.
5. Ваганов Ю.В., Кустышев А.В., Мамедкаримов Э.Ш. Изоляция притока пластовых вод с помощью колтюбинговой установки на газовых месторождениях Западной Сибири//Время колтюбинга. – 2013. – № 2 (44). – С. 6–12
6. Гейхман М.Г., Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Листак М.В. Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли//Обз. информ. Сер.: Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 112 с.
7. Кустышев А.В. Опыт и возможности колтюбинговых технологий при ремонте скважин на месторождениях Крайнего Севера//Время колтюбинга. – 2008. – № 1 (23). – С. 28–31.
8. Молчанов А.Г. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб/А.Г. Молчанов, С.М. Вайншток, В.И. Некрасов, В.И. Чернобровкин. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 224 с.
9. Обиднов В.Б., Ткаченко Р.В., Гейхман М.Г., Кустышев А.В., Сандуца С.Г. Некоторые сложности вымывания проппанта из скважин после гидравлического разрыва пласта//Наука и техника в газовой промышленности. – 2008. Вып. 4. – С. 34–42.

pulled from the string of the stuck emergency CT using CT of minor diameter to replace the washover equipment with the package for the retrieval of the stuck CT.

The package includes (from top to bottom) a connector – a crossover sub from the CT to the fishing tool, a hydraulic anchor, a bottomhole motor, e.g. D-42 (if CT with the diameter of 60 mm is used in the operations), a hydraulic tubing cutter. This cutting package is lowered into the hole and the minimum flow of the process fluid is set at the pump-compressor unit leaving the head of the stuck emergency CT for later grabbing and retrieval from the hole. Then the unstuck emergency CT is cut until the appearance of circulation in the annular space and then the package is pulled from the well. The freed part of the emergency CT is retrieved by any known method.

Then to retrieve the stuck part of the emergency CT, a new package is assembled at the wellhead which includes (from top to bottom) a connector, a hydraulic anchor, a bottomhole motor, e.g. D-42, a hydraulic jack, a fishing tool, e.g. designed and manufactured specifically to be used with CT, a taper tap or a bell (Figure 2).

This package is lowered into the hole, carefully introduced into the pipe to be fished, the fishing tool is rotated using the bottomhole motor to secure the tool to the emergency CT. Then fluid is squeezed into the CT to bring the hydraulic anchor into working position while the rams of the hydraulic anchor engage with the walls of the production string and the pistons of the hydraulic jack pull the stuck CT snatching it off. The characteristic feature of the hydraulic jack is that when it is used on the CT string, no axial load is created due to the hydraulic anchor and the stuck equipment is torn off due to stress applied to the cross-bar of the hydraulic jack which may reach 686.7 kN(70 t).

Conclusions. The technological methods described in the articles expand the area of application of coiled tubing technologies in well workover; the issue is of special importance to gasfields in the north of Tyumen region where most natural gas and gas-condensate fields have passed into the final stage of development characterized by formation pressure decline and elevation of the gas-water contact. Taking into consideration that fishing operations often take 20 days and more, under such conditions reduction in the well productivity during downtime can irreversibly decrease lowering the flowrate of the well under repair or even result in new repairs and restoration of the now idle well. ☉

It's Price Quality and Compliance
– Enter Higher State



Expanding
Oil & Gas logistics

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

www.wnog.org

РАБОТЫ НА ГНКТ – ЭФФЕКТИВНОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

COILED TUBING OPERATIONS AS A VIABLE WORKOVER SOLUTION

С.А. КОВАЛЕВ, региональный руководитель департамента Ремонт скважин через НКТ, Weatherford Россия

S. KOVALEV, Region Thru-Tubing Product Line Manager, Weatherford Russia

Как известно, процесс разработки месторождения и эксплуатации скважин требует регулярного проведения качественных ремонтных работ, целью которых является поддержка действующего фонда скважин в работоспособном состоянии и добыча углеводородов на достаточном уровне. Все чаще скважинные работы по глушению скважины, проведению водоизоляционных работ, растеплению гидратных и промывки песчаных пробок, освоению скважин и интенсификации/изоляции притока, а также перфорационные работы и операции по гидроразрыву пласта (ГРП) выполняют с помощью комплекса гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), также называемых колтюбингом.

За последние несколько лет популярность колтюбинга настолько выросла, что на сегодняшний день численность колтюбинговых установок в России и странах СНГ превышает 250 штук, что составляет порядка 12% от общемирового объема. Кроме того, на месторождениях нашей страны все чаще стали применяться технологии и методы горизонтального бурения и многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), благодаря чему объемы и число выполненных при помощи колтюбинга проектов также растут. Несомненно, эта тенденция имеет все основания стать постоянной, поскольку по своей сути работы на ГНКТ менее затратны по времени, способны повысить производительность скважины и при этом они более безопасны, чем работы на традиционных станках для проведения капитальных ремонтов скважин, большая часть из которых к тому же давно морально и физически устарела.

Для оптимизации проектов и повышения безопасности при проведении высокотехнологических операций с применением ГНКТ Weatherford, как компания, уже более 10 лет успешно работающая на нефтесервисном рынке России и не понаслышке знающая обо всех геологических и технических сложностях своих заказчиков, разработала и предлагает целый ряд готовых технологических решений и оборудования в области исследования геолого-технических параметров скважин, а также ремонта и стимуляции продуктивных пластов, в том числе через НКТ.

В их числе пакеры для изоляции и стимуляции интервалов в скважине и интенсификации притока, многофункциональные инструменты для проведения ловильных и фрезеровочных работ с целью устранения препятствий в стволе скважины, а также широкий

It is known that field development and well operation requires regular high quality workovers to keep the existing well count in operable condition and to ensure a sufficient level of hydrocarbon production. Coiled tubing systems have been increasingly used for well killing, water shutoff, hydrate thawing, sand washing, well development, well stimulation and isolation, perforation jobs and fracturing operations.

Over the last few years, coiled tubing has become so popular that today there are more than 250 coiled tubing units in Russia and CIS which is about 12% of the global fleet. Besides, the scope and quantity of coiled tubing operations are also growing due to increasing scopes of horizontal drilling and multi-stage fracturing at Russian fields. This trend evidently has every reason to become permanent, as coiled tubing operations can improve well productivity, are less time-consuming and safer as compared to conventional workover units, most of which are morally and physically obsolete.

To optimize projects and to improve safety of high-tech coiled tubing operations, Weatherford, that has been successfully operating on the Russian oil service market for more than 10 years and has firsthand knowledge of all geological and technical problems of its customers, has developed a large variety of ready-made solutions and equipment for surface logging, workover and zonal stimulation including thru-tubing services.

They include packers for zonal isolation and reservoir stimulation, multipurpose fishing and milling tools to remove wellbore obstructions and a wide range of through casing and tubing perforation and logging tools. All offered equipment can be customized for any definite project or field and serviced at several support bases – in Nizhnevartovsk, Nefteyugansk and Kogalym.



Weatherford



Рисунок 1 – Установка ГНКТ с системой сбора данных, которая позволяет в режиме реального времени моделировать работы, отслеживать и контролировать давление, вес, скорость и усталость труб

Figure 1 – CTU with a data acquisition system for real time simulation, control and monitoring of pressure, weight, rate and pipe fatigue

спектр инструментов для выполнения перфорации и геофизических исследований через обсадную колонну и колонну НКТ. Вся номенклатура предлагаемого оборудования при этом может быть доработана под требования каждого конкретного проекта и месторождения и обслуживается на нескольких сервисных базах компании – в Нижневартовске, Нефтеюганске и Когалыме.

В распоряжении компании три полноценных и постоянно действующих флота, которые благодаря своей мобильности и высокой проходимости могут выполнять поставленные заказчиком задачи в различных регионах РФ. Раньше существовала традиция использовать флот ГНКТ преимущественно для очистки забоя после проведения ГРП, но вот уже несколько лет Weatherford использует колтюбинговые установки многофункционально – для выполнения ГРП, фрезерования, гидropескоструйной перфорации, ловильных работ, резки НКТ и других широко известных и востребованных именно на территории России скважинных операций. Для того чтобы реализовать свой потенциал практически универсальных средств, флоты оснащены гибкими трубами различного наружного диаметра, противовыбросовым оборудованием и гидравлическими насосами, которые позволяют постоянно контролировать работу скважины в процессе проведения работ. Предлагаемый набор оборудования включает в себя также систему сбора данных, которая позволяет непосредственно в кабине оператора (рис. 1) и в режиме реального времени моделировать работы, отслеживать и контролировать давление, вес, скорость и усталость труб, а также прочие рабочие параметры. Все это позволяет оператору координировать работу установки и вносить изменения непосредственно в процессе работ, экономя время.

Благодаря высокой квалификации подготовленного персонала, оптимальному техническому сопровождению операций и предоставлению качественного оборудования компания за прошедшие несколько лет осуществила ряд операций, которые ранее никогда не проводились на территории Российской Федерации. Например, при помощи овершота была успешно проведена ловильная операция на ГНКТ по извлечению прихваченного инструмента, а также реализован проект по изоляции порта МГРП с целью отсечения водоносного интервала в интервале глубиной 1808 м. Для решения проблемы была предложена система

The company possesses three fully featured and permanent fleets, which may be mobilized to perform customers' tasks to any region owing to their mobility and good cross-country ability. Earlier there was a tradition to use CT fleet mainly for bottomhole cleaning after fracturing, but since a few years back Weatherford has used CT units to perform multiple functions – fracturing, milling, jet perforation, fishing, tubing cutting and other well operations, which are widely known and used in Russia in particular. For realizing their potential of nearly all-service units, the fleets are equipped with various OD coiled tubing, BOP equipment and hydraulic pumps for continuous well performance monitoring during operations. The set of equipment on offer also includes a data acquisition system, which enables real time simulation of operations, monitoring and control of pressure, weight, rate and pipe fatigue and other operating variables directly from the operator's cabin (Fig. 1). All this allows the operator to supervise unit operation and make on the fly modifications, saving time.

In recent years, the company performed some operations that had never been performed in Russia before, due to high qualification of its trained personnel, optimized operational support and high quality equipment. E.g., it successfully released stuck tubing with an overshot, and performed multi-stage frac port isolation for water shut-off at the depth of 1,808 m. It was proposed to solve the problem with WidePak straddle dual packers to isolate the liner (99 mm ID) section and ensure unconstrained oil production through 60 mm ID liner after its setting.

Besides, fracturing becomes more and more popular for development of challenging and hard-to-recover resources both in Russia and globally. But fracturing through coiled tubing is still considered to be economically

сдвоенных пакеров WidePak, которая позволила произвести изоляцию интервала в хвостовике с внутренним диаметром 99 мм и при этом обеспечить беспрепятственность добычи нефти при внутреннем диаметре, равном 60 мм после его установки.

Кроме того, в России, как и везде в мире, для разработки сложных и трудноизвлекаемых ресурсов ГРП становится все более востребованным. Однако из-за геологических особенностей и условий разработки гидроразрыв пласта через ГНКТ в нашей стране по-прежнему считается экономически невыгодным или технически неэффективным, и многие известные нефтесервисные компании даже не проводят здесь подобные операции. При этом инновационные компоновки забойного оборудования Weatherford позволили эффективно выполнить здесь уже сотни операций ГРП с закачкой проппанта в затрубное пространство. Помимо выполнения уже ставших традиционными работ по изоляции обводненных интервалов, ловильных работ, фрезерования портов/шаров МГРП и тому подобных проектов, сейчас компанией активно разрабатывается и новое для нашей страны направление – интенсификация пласта на ГНКТ и НКТ.

Поскольку действующий фонд скважин обладает целым рядом технических ограничений по повторной стимуляции с помощью ГРП, Weatherford предложил своим заказчикам достойное решение – стимуляцию и повторную стимуляцию пласта при помощи пакеров семейства ReelFrac (рис. 2), которые позволяют проводить обработку пласта в заданном интервале, а также пакеров семейства SurgeFrac, которые позволяют проводить селективную кислотную обработку заданного интервала, – и все это за одну СПО.

В мире технология успела хорошо себя зарекомендовать при проведении повторного ГРП в скважинах с уже ранее установленными компоновками для МГРП, а использование вышеупомянутых пакеров позволяет при этом операторам и подрядчикам еще и существенно экономить время на проведение внутрискважинных работ.

К несомненным преимуществам этой новации стоит также отнести простоту активации/деактивации системы пакеров, выполнение стимуляции за одну СПО, а также возможность ее применения в любых скважинах без каких-либо ограничений. При этом алгоритм работы прост и понятен: сначала осуществляется спуск КНК на глубину необходимой зоны стимуляции, далее выполняется запакеровка с целью отсечения выше- или нижележащих интервалов, а после – непосредственно проводится ГРП через НКТ/ГНКТ либо по малому затрубю.

Оценив технические преимущества и ту экономию, которые могут обеспечить такого рода операции и предлагаемое современное оборудование, представители многих компаний-операторов, работающих в России и за ее пределами, все чаще стали обращаться к экспертам Weatherford, которые готовы не только эффективно и качественно выполнять поставленные задачи, но и оптимизировать проекты своих заказчиков. ☉

unsound or technically ineffective because of geologic features and development conditions in our country. Many well-known oil service companies even do not perform such operations here. However, innovative Weatherford BHAs enabled effective execution of hundreds of fracturing operations with proppant pumping into the annulus. Apart from execution of conventional shut-off, fishing, port/ball milling, multistage fracturing and similar projects, the company is actively developing technologies that are new for our country, i.e. formation stimulation using conventional and coiled tubing.

As the active well count features a number of technical limitations for re-fracturing, Weatherford has offered its customers a worthy solution, i.e. formation stimulation and re-stimulation with ReelFrac packers (Fig. 2), which enable formation treatment in specific sections, as well as SurgeFrac packers for selective acid treatment of certain sections, all in a single trip.

This technology has already proved its efficiency globally during re-fracturing in wells with previously installed multistage fracturing assemblies; and application of the above packers enables operators and contractors to save much time for downhole operations. A clear advantage of this innovation is simple packer activation/deactivation, single trip stimulation and its applicability in all



Рисунок 2 – Система сдвоенных пакеров ReelFrac Straddle

Figure 2 – ReelFrac Straddle dual packer system

wells without any limitations. That said, the operation algorithm is simple and clear: first, coiled tubing is run to the target stimulation depth, then packers are set to isolate the above and below sections, and finally fracturing is performed through tubing or coiled tubing or through coiled tubing annulus.

Having assessed technical advantages and savings brought by CT operations and state-of-the-art equipment on offer, many operators working in Russia and abroad have started contacting Weatherford to have their expectations met, and their projects optimized. ☉



РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

26-28 октября 2015 📍 ИнфоПространство, Москва

РЕГИСТРАЦИЯ ОТКРЫТА

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

Платиновый спонсор



РОСНЕФТЬ

Платиновый спонсор

HALLIBURTON

Золотой спонсор

Schlumberger



ОБУЧАЮЩИЕ АЛГОРИТМЫ ДЛЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

LEARNING ALGORITHMS FOR SMART WELLS

И.З. ДЕНИСЛАМОВ, А.А. БИСЕНОВА, Уфимский государственный нефтяной технический университет;
Р.М. ЕНИКЕЕВ, ООО «Башнефть-Добыча» НГДУ «Чекмагушнефть»

I.Z. DENISLAMOV, A.A. BISENOVA, Ufa State Oil Technical University
R.M. YENIKEYEV, Bashneft-Dobycha LLC, Chekmagushneft Oil and Gas Production Department

В интеллектуальных нефтедобывающих скважинах предполагается передача информации о состоянии скважинных флюидов в режиме постоянного времени на станцию управления скважины и в диспетчерский пункт нефтегазодобывающего предприятия. В статье [1] предложена технология определения динамического уровня жидкости в действующей скважине на основе применения нескольких датчиков давления, расположенных в межтрубном пространстве от устья скважины до глубинного насоса. В качестве параметра, с помощью которого определяется вертикальная глубина раздела между попутным нефтяным газом и нефтью, в статье предложено использовать коэффициент корреляции зависимости давления от глубины датчика в стволе скважины.

Рассмотрим развитие этой технологии в прикладном характере применительно к последовательности действий контроллера станции управления скважиной. При значительном количестве датчиков давления, что вполне будет возможным при использовании точечных датчиков оптоволоконной связи, выполненных в виде брегговских решеток [2], применение коэффициента корреляции (КК) по расширяющейся информационной базе данных снижает чувствительность предложенной технологии. Основной причиной этого, на наш взгляд, является то, что такая методика учитывает только дифференциацию плотности между газом и жидкостью, но практически не учитывает имеющийся рост плотности этих флюидов с глубиной скважины. Поэтому предлагается рассчитывать КК по «скользящей» базе данных, сформированной из общей базы данных по 3–4 фактическим парам данных «давление – вертикальная глубина». Такая информация смещается по глубине скважины с шагом в одну пару значений P-H.

Такой математический алгоритм реализован для трех скважин – двух реальных и одной гипотетической. Информация по модельной скважине получена исходя из двух известных положений. Давление в зоне попутного нефтяного газа в межтрубном пространстве скважины определяли по формуле Лапласа-Бабинэ [3]:

Smart oil producing wells continuously transfer information about the status of the downhole fluids to the well control station and the dispatch center of the oil producing company. The article by I.Z. Denislamov and R.M. Yenikeev titled Smart Well Research Perspectives / Coiled Tubing Times. – 2014. – #3 (049) proposes a technique to determine the dynamic fluid level in the operating well by using several pressure sensors located in the annular space from the wellhead to the borehole pump. The article suggests using the coefficient of pressure-to-sensor depth correlation as a parameter for determining the vertical depth of separation between the associated petroleum gas and oil.

Let us consider the development of this technology in terms of its applicability to the action sequence of the controllers of the well control station. With a considerable number of pressure sensors which is quite possible if fiber-optic point sensors – in the form of Bragg lattices – are used, the application of the correlation coefficient (CC) when using the expanding information database reduces the sensitivity of the suggested technology. In our opinion, the main reason is that this method accounts only for the differentiation of the density between gas and liquid but practically does not link the existing increase of the density of those fluids to the well depth. Therefore, it is suggested to calculate the CC using the 'sliding' database formed from the common database for 3–4 actual 'pressure to vertical depth' pairs of data. Such information shifts along the well depth with an increment of one pair of P-H values.

This mathematical algorithm was implemented for three wells – two real wells and one hypothetical well. The information on the simulated well was obtained based on two known positions. The pressure in the zone of associated petroleum gas in the annular space of the well was determined using the Laplas-Babine formula:

$$P_H = P_{\text{уст}} \cdot \exp \left(0,03415 \cdot \frac{\rho_{\text{отн}} \cdot H}{T_{\text{cp}} \cdot Z_{\text{cp}}} \right), \quad (1)$$

where: P_H is the gas pressure at the depth H , MPa; $P_{\text{уст}}$ is the gas pressure in the annular space at the wellhead, MPa; $\rho_{\text{отн}}$ is the gas density relative to air, units; $T_{\text{cp}}, Z_{\text{cp}}$ is the average values of temperature and coefficient of supercompressibility of gases correspondingly from the wellhead to the dynamic level.

$$P_H = P_{уст} \cdot \exp\left(0,03415 \cdot \frac{\rho_{отн} \cdot H}{T_{cp} \cdot Z_{cp}}\right), \quad (1)$$

где P_H – давление газа на глубине H , МПа;
 $P_{уст}$ – давление газа в межтрубном пространстве на устье скважины, МПа; $\rho_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху, единицы; T_{cp} , Z_{cp} – средние значения соответственно температуры и коэффициента сверхсжимаемости газа от устья скважины до динамического уровня.

Давление в жидкости затрубного пространства модельной скважины изменяли не только в соответствии с глубиной, но при этом учитывали в первом приближении повышение плотности жидкости (нефти) по глубине в связи с ростом доли растворенного в нефти попутного газа.

Информация по давлению двух пьезометрических скважин получена благодаря спуску и подъему манометра на геофизическом кабеле через лубрикатор с тем, чтобы сохранить повышенное давление попутного нефтяного газа в скважине. Результаты интерпретации полученной информации методом скользящего коэффициента корреляции приведены на рис. 1–3.

По скважине № 1 (модельная скважина) коэффициент корреляции в газовой фазе был стабильным параметром и равным практически 1,0. При достижении «скользящей» базы данных зоны динамического уровня коэффициент корреляции ощутимо снижается до значения 0,88 и восстанавливается до прежнего – высокого значения только в жидкостной фазе межтрубного пространства.

В двух эксплуатационных скважинах нефтяного месторождения динамика скользящего коэффициента корреляции (рис. 2 и 3) несколько отличается от данных модельной скважины, но сохраняется общая картина – в зоне динамического уровня коэффициент корреляции зависимости $P=f(H)$ заметно снижается.

Вторым параметром, по которому можно диагностировать глубину газожидкостного раздела, является величина прироста давления на единицу вертикальной глубины скважины. Несомненно, что в газовой зоне величина $\text{grad } p$ будет намного ниже, чем в жидкости межтрубного пространства. Наблюдение контроллера станции управления (СУ) интеллектуальной скважины за появлением своеобразной ступеньки в динамике $\text{grad } p$ позволяет определять глубину уровня жидкости в скважине.

После выявления контроллером СУ скважины примерной глубины раздела фаз определение ее точной величины ведется по пересечению двух зависимостей давления от глубины, характеризующих соответственно газовую и жидкостную фазу в скважине. В данной статье предлагается использовать для выполнения этой задачи не всю информацию от датчиков давления, а только ту, которая формируется по ближайшим к

They changed the pressure in the fluid of the annular space of the simulated well not only in accordance with the depth but they also took into consideration at a first approximation the depth-wise increase of the fluid (oil) density due to the growth of the associated gas fraction dissolved in the oil.

The information on the two pressure observation wells was obtained thanks to the lowering and pulling of the pressure gauge on the logging cable through the lubricator in order to preserve the increased pressure of the associated gas in the well. The results of the interpretation of the obtained information using the method of the sliding correlation coefficient are given in Figures 1–3.

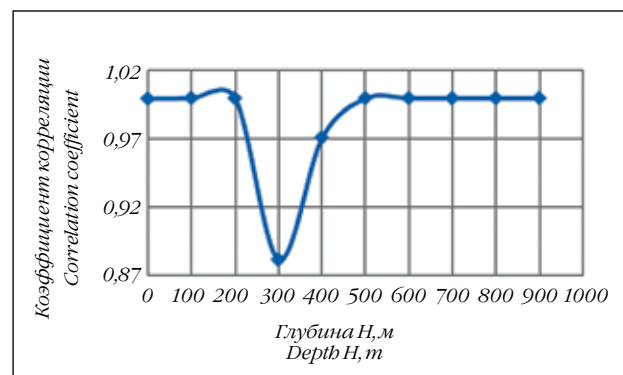


Рисунок 1 – Зависимость R от H по модельной скважине № 1

Figure 1 – R - H relation for simulated well #1

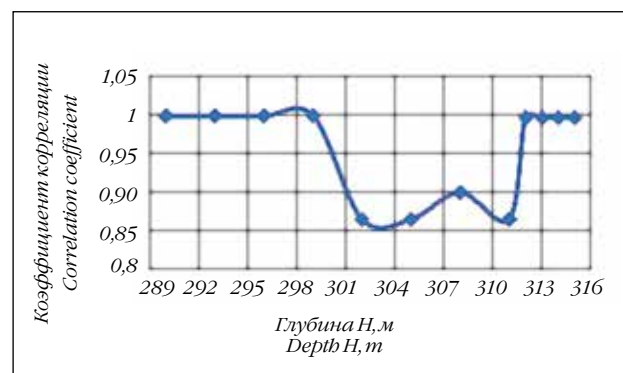


Рисунок 2 – Зависимость R от H по скважине № 2

Figure 2 – R - H relation for well #2

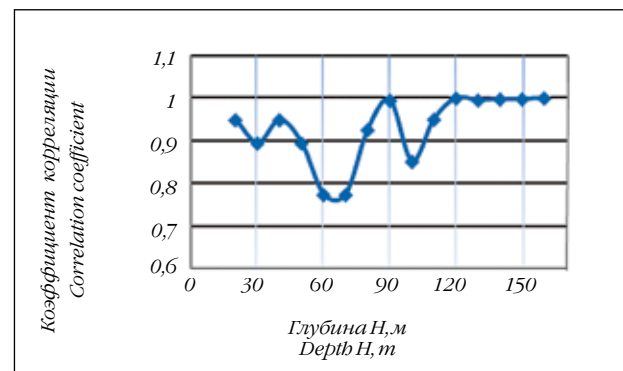


Рисунок 3 – Зависимость R от H по скважине № 3

Figure 3 – R - H relation for well #3

уровню жидкости 3–4 датчиком. Такой способ, на наш взгляд, минимизирует влияние нелинейного характера роста давления среды по глубине как в газе, так и в жидкости на конечный результат расчетов.

В таблице 1 приведена сводная информация по четырем способам определения уровня жидкости в скважине. На скважинах № 1 и 2 уровень жидкости определяли эхолотированием межтрубного пространства комплексом СУДОС, который ввиду объективных причин имеет свою измерительную погрешность. Целесообразно оценивать три способа обработки информации, исходящей от датчиков давления, по модельной скважине, уровень жидкости по которой известен и задается самим исследователем. Данные табл. 1 позволяют настраивать работу контроллера по технологии «скользящей» информации.

Таблица 1 – Динамические уровни скважин по нескольким измерительным технологиям

Table 1 – Dynamic levels using several measuring techniques

Скважина Well	Уровень газожидкостного раздела по способам, м Level of the gas-liquid separation by methods, m			
	принятый для сравнения adopted for comparison	вся информация до и после $H_{\text{лин}}$ all data before and after $H_{\text{лин}}$	метод «скользящей» информации sliding-data method	наблюдение за grad p grad p observance
№ 1 модельные данные #1 simulated data	460 фактический 460 actual	465,5 статья [1]	461,7	471,6
№ 2 пластово- сводная залежь, ТТНК #2 layer-uplifted pool, terrigenous stratum of Mississippian eriod	311,0 измерительный комплекс СУДОС 311,0 SUDOS measuring system	312,2	312,1	307,6
№ 3 Арланское месторождение, ТТНК #3 Arlanskoeye oilfield, terrigenous stratum of Mississippian period	129,0 измерительный комплекс СУДОС 129,0 SUDOS measuring system	117,9	117,6	120,7

Количество датчиков давления в межтрубном пространстве действующей скважины должно быть, на наш взгляд, ограниченным для удешевления стоимости измерительной компоновки. По информационной базе модельной скважины возможно рассчитать необходимое и одновременно оптимальное количество

In case of well #1 (the simulated well) the correlation coefficient in the gas phase was a stable parameter and equaled practically 1.0. When reaching the sliding database of the dynamic level zone, the correlation coefficient perceptibly drops to 0.88 and goes back to the previous high value only in the liquid phase of the annular space.

In the two producing wells in the oilfield the dynamics of the sliding correlation coefficient (Fig. 2 and 3) is somewhat different from the data of the simulated well but the overall picture holds true – in the dynamic level zone the coefficient of $P=f(H)$ correlation visibly decreases.

The second parameter by which the depth of the gas-liquid separation can be measured is the magnitude of the pressure increment per unit of well vertical depth. It is certain that in the gas zone the value of grad p will be much lower than in the fluid of the annular space. By observing the appearance of a distinctive jog in the grad p dynamics in the controller of the smart-well control station it is possible to determine the fluid depth in the well.

After the controller of the well control station detects the indicative depth of the phase separation, its accurate value is determined at the crossing of two pressure to depth relations which characterize correspondingly the gas and liquid phase in the well. In order to perform this task we suggest using not all of the information from the pressure sensors but only the data that is generated by the sensors closest to the liquid level of 3–4 m. Such method, in our opinion, minimizes the impact of the depth-wise non-linear increase of the medium pressure both in the gas and the liquid on the final calculation results.

Table 1 contains the summarized information about the four methods of determining the fluid level in the well. At wells #1 and #2 the fluid level was measured by acoustic sounding of the annular space with SUDOS system which due to objective reasons has its measuring error. It is feasible to assess three methods of processing the information coming from the pressure sensors in case of the simulated well the fluid depth of which is known and is set by the researcher. The data in Table 1 allow tuning the operation of the controller according to the sliding-data technique.

The number of pressure sensors in the annular space of the producing well, in our opinion, should be limited in order to bring down the cost of the metering array. Using the information base of the simulated well it is possible to calculate the necessary and at the same time the optimum number of pressure sensors in the well. According to the common methodology to characterize the gas phase in the well it is necessary to have at least two pressure-to-depth pairs of values. Moreover, at a first approximation two pressure sensors can help describe the relation between the pressure and the vertical depth in the liquid phase of the annular space. Considering that the dynamic liquid level may have any position in the well from the wellhead to the borehole pump, it is suggested to place these four sensors in the following order: two upper sensors should be located as close to the wellhead as possible; two lower sensors

датчиков давления в скважине. Согласно общей методологии, для характеристики газовой фазы в скважине необходимо не меньше двух пар значений «давление – глубина». Также в первом приближении двумя датчиками давления можно описать зависимость давления от вертикальной глубины в жидкостной фазе межтрубного пространства. С учетом того, что динамический уровень жидкости может иметь в скважине любое положение от устья скважины до глубинного насоса, эти четыре датчика предлагается расположить в следующем порядке: два верхних датчика – как можно ближе к устью скважины, два нижних датчика – как можно ближе к глубинному насосу.

Такое расположение датчиков давления ведет к появлению систематической ошибки в определении истинного значения $H_{дин}$ по двум причинам:

- давление газа растет с глубиной не линейно, а по экспоненте согласно формуле (1);
- давление в жидкой фазе – нефти с глубиной растет по закономерностям, не известным нам из-за невозможности точного описания процесса разгазирования скважиной нефти в межтрубном пространстве; как правило, началом такой неопределенности является отсутствие данных по газовому фактору пластовой нефти исследуемой скважины.

Проведенные расчеты для модельной скважины даны в табл. 2 и на рис. 3. Расстояния между датчиками верхними и нижними одинаковы и равны 50 м. Фактическая глубина динамического уровня равна 460 м. Давление попутного нефтяного газа на устье равно 0,80 МПа, а на газожидкостном разделе – 0,844 МПа. Давление в зоне глубинного насоса на глубине 1000 м равно 4,647 МПа.

Относительная погрешность ε оценки $H_{дин}$ при 4-х датчиках (минимально необходимое количество) равна 5,4%. При добавлении еще двух датчиков параметр ε снижается до 3,9% и стабилизируется на уровне 2% при наличии в скважине 12 датчиков: 6 от устья до глубины 250 м и еще 6 датчиков в нижнем интервале от 750 м до 1000 м.

Проведенные расчеты показали, что при интерпретации всей имеющейся информации от датчиков давления по классической схеме, приведенной в статье [1], погрешность измерений может быть снижена до 2%. Количество датчиков при этом должна быть не менее 12. Применение технологии «скользящей» информации, основанной на диагностике динамики коэффициента корреляции, позволяет снизить погрешность ε до 0,4%.

Выводы:

Проведенные расчеты по данным модельной скважины и двух эксплуатационных скважин позволяют заключить следующее:

1. Технология «скользящей» информации

should be located closest to the borehole pump.

Such placement of the pressure sensors leads to the occurrence of a systematic error in determining the real value $H_{дин}$ due to two reasons:

- the gas pressure does not increase in a linear fashion with respect to the depth but exponentially according to the formula (1);
- the pressure in the liquid phase of the oil with respect to the depth increases according to patterns unknown to us because of the impossibility to accurately describe the process of oil degassing in the annular space; as a rule, such uncertainty starts with the lack of data on the gas-oil ratio of the oil-in-place.

The calculations made for the simulated well are shown in Table 2 and Figure 3. The distances between the upper and lower sensors are the same and equal 50 m. The actual depth of the dynamic level is 460 m. The pressure of the associated petroleum gas at the wellhead is 0.80 MPa and 0.844 MPa at the gas-liquid separation. The pressure in the borehole pump zone at the depth of 1000 m equals 4.647 MPa.

The relative error ε in the assessment of $H_{дин}$ with 4 sensors (the minimum required number) is 5.4%. With the addition of two more sensors the parameter ε drops to 3.9% and stabilizes at 2% if there are 12 sensors in the well: 6 from the wellhead to the depth of 250 m and 6 more in the lower interval from 750 m to 1000 m.

Таблица 2 – Относительная погрешность измерения $H_{дин}$ в зависимости от объема информации ($H_{дин}^{факт} = 460$ м)

Table 2 – Relative error in measuring $H_{дин}$ depending on the amount of data ($H_{дин}^{факт} = 460$ m)

Общее количество датчиков давления Total number of pressure sensors	Глубина датчика давления, м Depth of the pressure sensor, m		$H_{дин}, \text{ м}$ $H_{дин}, \text{ m}$	$\frac{H_{дин} - H_{дин}^{факт}}{H_{дин}^{факт}} \cdot 100$ %
	в ПНГ in the associated petroleum gas	в жидкости in the fluid		
4	0; 50	1000; 950	484,7	5,37
6	0; 50; 100	1000; 950; 900	477,8	3,86
8	0; 50; 100; 150	1000; 950; 900; 850	477,0	3,69
10	0–200	1000–800	473,6	2,58
12	0–250	1000–750	467,0	1,51
14	0–300	1000–700	467,8	1,70
16	0–350	1000–650	471,3	2,46
18	0–400	1000–600	469,4	2,04
20	0–450	1000–550	458,1	0,41
22	0–500	1000–500	452,4	1,68



Рисунок 4 – Влияние количества датчиков давления на погрешность измерений динамического уровня

Figure 4 – Impact of the number of pressure sensors on the error in measuring the dynamic level

заключается в последовательном определении уравнения линейной зависимости давления в измеряемой точке от ее вертикальной глубины и определении коэффициента корреляции R этой зависимости. По данным трех скважин показано, что в зоне газожидкостного раздела параметр R значительно снижается. Для определения уровня жидкости в скважине предложено использовать полученные зависимости «скользящей» информации до и после уровня жидкости. Такая технология имеет наименьшую измерительную погрешность в сравнении с другими способами благодаря локализации в расчетах исследуемого интервала скважины.

- Предложенную технологию целесообразно использовать при большом количестве датчиков давления типа брегговских решеток на оптоволоконном кабеле. При их расположении на кабеле необходимо учитывать кривизну ствола скважины. Количество датчиков давления может быть ограниченным, и в этом случае становится важным их оптимальное количество. По данным модельной скважины показано, что при увеличении числа датчиков от 4-х до 12 относительная погрешность измерений уровня жидкости в скважине снижается с 5,4% до 2%.

На наш взгляд, комплектация скважин необходимым и оптимальным количеством датчиков давления должна производиться с учетом преобладающего положения динамического уровня жидкости в скважине. Унификация решения этого вопроса для выработки алгоритма безошибочных действий контроллера СУ скважины требует продолжения исследования по скважинам действующего фонда нефтяных месторождений. ☉

The calculations showed that when interpreting all available information from the pressure sensors according to the classic scheme given in the article cited above the measuring error may be reduced to 2%. In this case there should be at least 12 sensors. The application of the sliding data technique based on the diagnostics of the correlation coefficient dynamics allows reducing the error ε to 0.4%.

Conclusions:

The calculations based on the data of the simulated well and two producing wells allow making the following conclusions:

- The sliding data technology consists in sequential formulation of the equation of linear relation between the pressure in the measuring point and its vertical depth and determination of the correlation coefficient R of this relation. The data obtained from the three wells show that in the gas-liquid separation zone the parameter R decreases considerably. In order to determine the liquid level in the well it is recommended to use the correlations of the 'sliding' data before and after the liquid level. The technology has the lowest measuring error compared to other methods due to localization in the calculations of the well interval under investigation.
- It is feasible to use the proposed technology when there is a large number of pressure sensors, such as Bragg lattices, on the optic fiber cable. When placing the sensors on the cable it is necessary to account for the curvature of the wellbore. The number of pressure sensors may be limited in which case their optimum number becomes important. The data from the simulated well show that with the increase of the number of sensors from 4 to 12 the relative error of measurement of the liquid level in the well decreases from 5.4% to 2%.

In our opinion, wells should be equipped with the required and optimum number of pressure sensors with account for the prevailing position of the dynamic liquid level in the well. Harmonization of the solution to elaborate the algorithm of error-free operation of the controller of the well control station requires continued research of the producing stock of oilfields. ☉

ЛИТЕРАТУРА

- Денисламов И.З., Денисламова Г.И., Еникеев Р.М. Перспективы исследования интеллектуальных скважин// Время колтюбинга. – 2014. – № 3 (049). – С. 56–58.
- Карпов В.Б. Интеллектуальная скважина – будущее многопластовых месторождений//Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 38-40.
- Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1984. – 487 с.

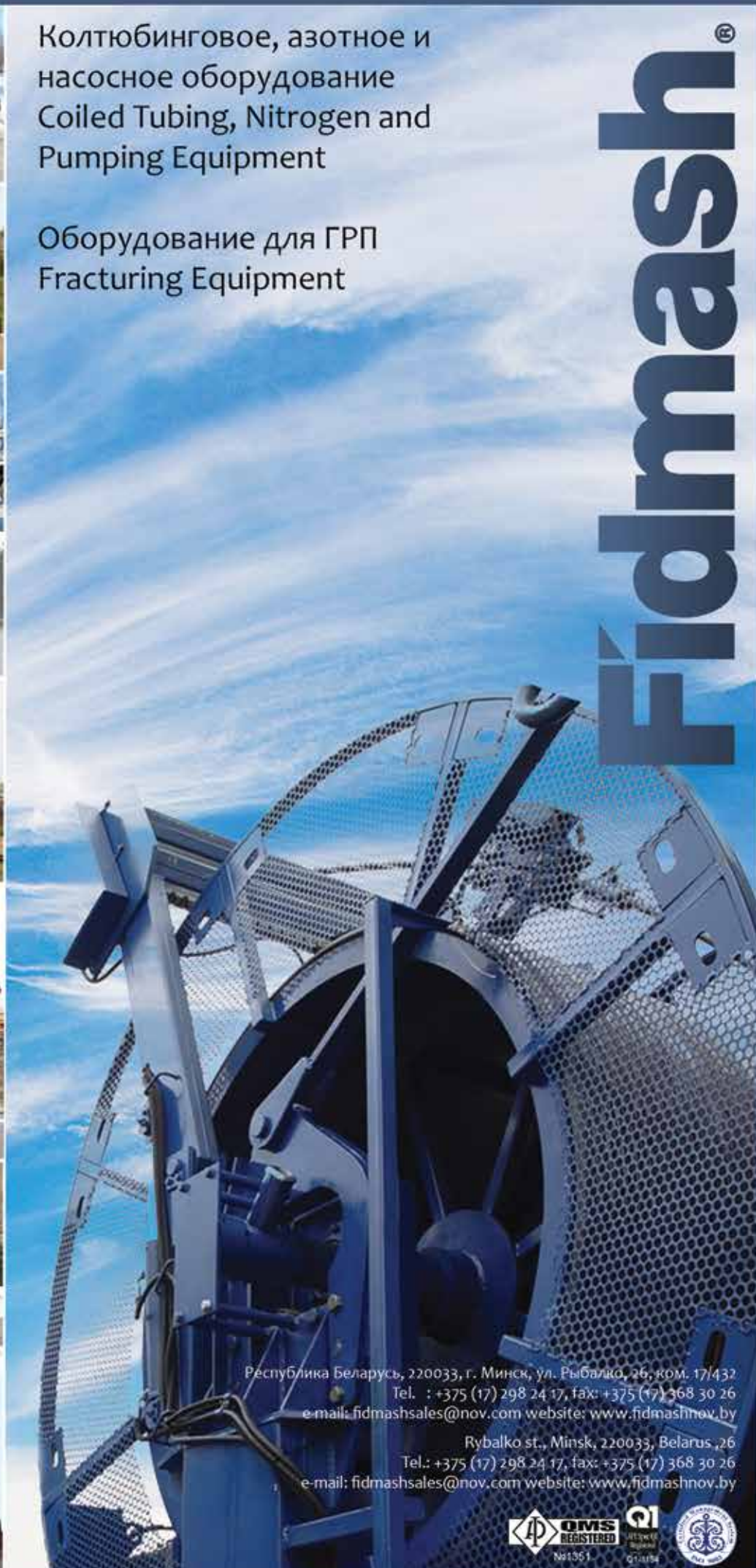
**Не забудьте подписаться на журнал
«ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА»!**

Подписной индекс – 84119 («Роспечать»).

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

Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment

Fidmash®



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

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





УСТАНОВКИ ПОДОГРЕВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ

Предназначены для нагрева технологической жидкости до необходимых температур при проведении операций по ГРП.

В зависимости от объема жидкости, который необходимо подогреть перед операцией по ГРП, используются установки подогрева различной мощности:

- до 200 м³ – 2,35-3,5 МВт;
- до 1000 м³ – 3,5-4,7 МВт;
- свыше 1000 м³ – 5,7 МВт.

Установки подогрева технологической жидкости надежны и просты в эксплуатации и обслуживании, не предъявляют особых требований к качеству нагреваемой жидкости, что является чрезвычайно важным при проведении операций по ГРП.

На базе подогревателей возможно производство установок насосных подогрева, которые используются для:

- нагрева и закачки технологических жидкостей;
- прочистки замерзших напорных линий;
- поддержания давления на затрубе и других технологических операций.



Установка насосная подогрева



Установка подогрева на шасси МАЗ (4,7 МВт)



Установка подогрева контейнерного типа (3,5 МВт)



Установка подогрева контейнерного типа (2,35 МВт)





MIOGE

13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА **НЕФТЬ И ГАЗ**



ПАРТНЕРЫ ДНЯ ГАЗА
НА КОНГРЕССЕ



23–26
ИЮНЯ 2015
МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕР

ВЕДОМОСТИ
THE WALL STREET JOURNAL AND FINANCIAL TIMES



RPGC

12-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

23–25
ИЮНЯ 2015
МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР

**ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ
ДЛЯ ГЛАВНОЙ
ОТРАСЛИ РОССИИ**



www.mioge.ru
www.mioge.com



ITE МОСКВА
+7 (495) 935 7350
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
og@ite-events.com



Повышение эффективности работы горизонтальных скважин с длинными стволами

Improvement of Efficiency of Long-Shaft Horizontal Wells

Ю.А. БАЛАКИРОВ, зам. директора по науке, д. т. н., профессор, академик, ООО «Юг-Нефтегаз»;

И.Б. БУРКИНСКИЙ, председатель ООО «Юг-Нефтегаз», кандидат экономических наук, магистр по добыче нефти и газа;

В.Н. БРОВЧУК, супервайзер нефтегазовых процессов, горный инженер, ООО «Юг-Нефтегаз»

Yu. BALAKIROV, Deputy Director of Science, D. Eng., professor, member of the Academy of Sciences, Yug-Neftegaz LLC;

I. BURKINSKIY, CEO, Yug-Neftegaz LLC, Candidate of Economic Sciences, Master's Degree in Oil and Gas Production;

V. BROVCHUK, supervisor of oil and gas production processes, mining engineer, Yug-Neftegaz LLC

Совершенно очевидно, что различные участки горизонтальных скважин с длинными стволами подвергаются неравномерной выработке коллектора.

Объясняется это не только техническими причинами, но и рядом других факторов, включая человеческий.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП), как известно, входит в обязательное производство на стадии заканчивания скважин.

И, конечно, после завершения бурения и проведения ГРП специалистам желательно в качестве профессионального удовлетворения и поощрения получить высокую дебитность скважины. Однако не следует забывать, что в различных частях длинного горизонтального ствола коллекторские свойства пласта могут значительно изменяться, причем в худшую сторону.

В материале, опубликованном в журнале «Время колтюбинга» № 45, эти проблемы и возможные причины их возникновения были рассмотрены подробно.

После бурения и завершения строительства скважины необходимо всю длинную часть горизонтального ствола разбить на несколько участков, чтобы можно было ими управлять. В нашем случае длина горизонтального ствола равна 3000 м, и эту длину целесообразно разбить на три участка:

- головную, приближенную к устью скважины;
- среднюю;
- хвостовую, вдали от устья скважины.

Технологические проекты работ по освоению

It is quite apparent that different sections of long-shaft horizontal wells experience uneven exhaustion of the reservoir.

It is explained not only by technical reasons but by a number of other factors including a human factor.

It is well-known that hydraulic fracturing (fracking) is an obligatory process at the stage of well completion.

Naturally, after drilling and hydraulic fracturing, to receive professional satisfaction and encouragement specialists strive to obtain a high flow rate. However, we should keep in mind that in different sections of a long horizontal shaft the reservoir properties may vary considerably and for the worse.

The material published in Coiled Tubing Time #45 gave a detailed overview of those problems and possible reasons for their occurrence.

After drilling and well construction it is necessary to divide the whole long part of the wellbore into several sections to be able to control them. In our case the length of the horizontal wellbore is 3000 m and it is feasible to divide this length into three sections:

- fore section closest to the wellhead;
- medium section;
- tail section far from the wellhead.

It is recommended that technological projects for well development and stimulation

и вызову притока флюидов из пласта в скважину рекомендуется составлять в зависимости от конкретной части горизонтального ствола.

Совершенно очевидно, что виды технологических работ будут изменяться при переходе от одной части длинного ствола в другую.

Но до того как осуществить какое-либо воздействие на пластовую систему, желательно тщательно изучить ее параметры.

Рекомендуется осуществлять это в следующей последовательности:

- провести геофизические исследования скважин (ГИС);
- провести гидро- и термодинамические исследования скважин.

Далее рассмотрим конкретные технологические процессы воздействия на отдельные участки протяженного ствола горизонтальной скважины в зависимости от типа залежи.

1. Для карбонатных коллекторов.

На головном участке проводится:

- гидроразрыв пласта с закреплением трещины проппантом;
- освоение и вызов притока флюидов колтюбингом с помощью анионно-активного ПАВ с концентрацией 0,5%;
- штуцированием устанавливается относительный дебит скважины.

2. Для терригенных коллекторов.

На головном участке проводится:

- кислотный гидроразрыв пласта без закрепления трещины с применением соляной и фтористоводородной кислот (количество по стандарту в зависимости от толщины пласта);
- освоение и вызов притока флюидов колтюбингом с применением анионно-активного ПАВ;
- выбор оптимального дебита штуцированием.

3. На хвостовом участке проводится:

- гидроразрыв пласта с закреплением трещины проппантом;
- освоение и вызов притока флюида колтюбингом с помощью ПАВ;
- выбор оптимального дебита скважины штуцированием;
- мониторинг замеров производительности скважины;
- составление технико-технологического паспорта скважин, определение экономической эффективности. ☉

be designed with regard to the specific section of the horizontal wellbore.

It is quite clear that the type of work will change moving from one section of the long shaft to another.

But before subjecting the formation to any treatment, it is preferable to thoroughly review its parameters.

It is recommended to do so in the following sequence:

- to perform geophysical well logging;
- to perform hydro and thermodynamic survey of the wells.

Let us consider specific technological processes of treatment of individual sections of the elongated shaft of the horizontal well depending on the type deposit.

1. In case of carbonate reservoirs the following operations are performed at the fore section:

- hydraulic fracturing with proppant;
- development and well stimulation using coiled tubing and anionic surface-active agent with 0.5% concentration;
- relative flow rate is determined by choke restriction.

2. In case of terrigenous reservoirs the following operations are performed at the fore section:

- acid hydraulic fracturing without propping using hydrochloric and hydrofluoric acids (amount according to the standard depending on the formation thickness);
- development and stimulation using coiled tubing and anionic surface-active agents;
- selection of optimum flow rate by choke restriction.

3. Operations performed at the tail section are as follows:

- hydraulic fracturing with proppant;
- development and stimulation using coiled tubing and surface-active agents;
- selection of optimum flow rate by choke restriction;
- monitoring of well productivity measurement;
- issuance of technical and technological certificate of wells; cost efficiency evaluation. ☉

Аннотации докладов, представленных на конференции и выставке SPE/ICoTA 2015 по кольтюбингу и внутрискважинным работам

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2015 Abstracts

Конференция и выставка по кольтюбингу и внутрискважинным работам проходила в г. Вудлендс, штат Техас, США с 24 по 25 марта 2015 года. Это ежегодное событие было организовано Обществом инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциацией специалистов по кольтюбингу и внутрискважинным работам (ICoTA).

В мероприятии 2015 года было представлено большое число докладов, которые осветили достижения, инновационные решения, практики и решения для улучшения производительности во всех секторах индустрии, включая решения в области охраны труда, кабельных и канатных работ, насосной эксплуатации, КРС, ГРП и кольтюбинга (как на суше, так и на шельфе).

Журнал «Время кольтюбинга» представляет вашему вниманию аннотации наиболее интересных докладов, представленных во время конференции и выставки SPE/ICoTA 2015 по кольтюбингу и внутрискважинным работам.

1. Разработка высокопрочной гибкой трубы с улучшенными усталостными характеристиками и сопротивляемостью сероводородной среде (H₂S)

М. Вальдес, К. Моралес (Tenaris R&D); Р. Ролович, Б. Райхарт (Tenaris Coiled Tubes)

АННОТАЦИЯ

В последние годы гибкая труба (ГТ) стала неотъемлемой частью многих программ по заканчиванию скважин. Используются все более высокопрочные ГТ, увеличиваются диаметры труб и повышаются давления закачки жидкостей. При этом стараются использовать барабаны все меньших размеров, чтобы уменьшить проблемы, связанные с транспортными ограничениями. Гибкая труба сейчас повседневно используется при уровнях напряжений и деформаций,

The Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition took place in The Woodlands, Texas, USA on March 24–25, 2015. The annual event was organized by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA).

The 2015 event covered a diverse range of presentations about innovative solutions, practices, and performance improvements across all sectors of the industry, including HSE, electric line, slick line, pumping services, hydraulic workover, and coiled tubing for both onshore and offshore.

Coiled Tubing Times presents the abstracts of the most interesting reports made during the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2015.

1. The Development of High-Strength Coiled Tubing with Improved Fatigue Performance and H₂S Resistance

M. Valdez, and C. Morales (Tenaris R&D); R. Rolovic, and B. Reichert (Tenaris Coiled Tubes)

ABSTRACT

In the recent years coiled tubing (CT) has become an integral part of many well completion programs. The trend is to higher-strength CT, larger tube diameters and higher pumping pressures while employing relatively small CT spools to satisfy transportation logistics. Coiled tubing is now routinely used at stress and strain levels that significantly exceed prior experience. These conditions have identified limitations within currently available CT products. Today there is a need for higher-strength CT grades with better resistance to severe environments and better fatigue performance in both the tube body and bias weld.

A detailed study of the metallurgical basis of each production step was performed in order to understand the limitations of the current

которые значительно превосходят предшествующий опыт. Эти условия выявили ограничения, имеющиеся у колтюбинга, который сейчас доступен на рынке. Сегодня существует необходимость в ГТ, сделанных из еще более высокопрочной стали, а также имеющих лучшее сопротивление жестким скважинным условиям и лучшую усталостную прочность как в районе углового шва, так и в других частях трубы.

Детальное изучение основ металлургии для каждого из этапов производства ГТ позволило нам понять ограничения существующих сегодня технологических и производственных процессов. Это понимание вкупе с нашим стремлением разработать новые марки ГТ, которые бы удовлетворяли текущим требованиям рынка, привели к полнейшему переосмыслению и переработке технологического и производственного процесса для ГТ. Были проведены широкомасштабные испытания и сконструировано опытное производственное оборудование для выпуска новых марок ГТ.

Доклад содержит всестороннюю информацию о новых марках ГТ, их производительности в различных условиях под действием широкого спектра нагрузок, а также подготовку новых марок труб для использования в полевых условиях. Новинки позволяют компаниям, применяющим ГТ, выбирать марки, которые в наибольшей степени подходят к их ситуации. Новые марки ГТ также позволяют проводить работы с колтюбингом надежно и безопасно в тех местах, где такие работы невозможно выполнить с имеющимися сейчас на рынке ГТ.

2. Остаточное искривление и моменты сил в ГТ, индуцируемые из-за изгибов

Keneth P. Ньюман (Athena Engineering Services)

АННОТАЦИЯ

Когда ГТ с ненулевым внутренним давлением изгибается вокруг барабана или проходит через направляющую, а также распрямляется цепями инжектора, она испытывает как пластическую, так и упругую деформацию. Это приводит к появлению внутренних остаточных напряжений, которые индуцируют появление изгибающих моментов и остаточного искривления. Можно применять «распрямитель», который индуцирует знакопеременный изгиб ГТ. Это делает ГТ практически прямой (отсутствуют значительные остаточные изгибы), но остаточные напряжения все же сохраняются. Остаточные искривление и напряжения снижают предельную допустимую нагрузку на ГТ (труба становится более склонной к смятию) и провоцируют проблемы с безопасностью в случае внезапного отсоединения колонны. Они могут влиять на усталостную стойкость колонны, но сами по себе не являются индикатором усталостных разрушений (как некоторые по ошибке полагают). Работа описывает концепции и уравнения, используемые для определения остаточного искривления и остаточных напряжений для последовательности циклов сгибания/распрямления, а также осевых нагрузок при наличии внутреннего давления. Эти концепции и уравнения затем используются для демонстрации поведения ГТ в некоторых практических ситуациях, таких как

Аннотации докладов, представленных на конференции и выставке SPE/ICoTA 2015 по колтюбингу и внутрискважинным работам SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2015 Abstracts

CT technology and manufacturing process. This understanding, coupled with the goal of developing new CT grades that satisfy new market demands, has resulted in a complete redesign of the CT technology and manufacturing process. Extensive trials have been performed, and a prototype manufacturing facility has been constructed to produce new tubing grades.

The paper presents comprehensive information on the new CT grades, their performance in various environments under a wide range of loading conditions, as well as the qualification of the new tubing grades for field use. This allows CT operators and users to select more suitable CT grades for their applications. These new tubing grades also can enable field operations with coiled tubing that cannot be conducted safely and reliably with the currently available tubing grades.

2. Residual Curvature and Moments in CT due to Bending

Kenneth R. Newman (Athena Engineering Services)

ABSTRACT

When CT with internal pressure is bent around the reel or guide arch, and straightened in the injector chains, it experiences both plastic and elastic deformation. This results in internal residual stresses which cause bending moments and residual curvature. A “straightener” can be used to reverse bend the CT, which causes it to be fairly straight (no significant residual bend) but it still has significant residual stresses. Residual curvature and stresses decrease the buckling load (the CT is more prone to buckling) and cause safety issues if the CT is suddenly released. They can affect the fatigue life, but they are not in themselves an indicator of the amount of fatigue damage (as some have mistakenly thought). This paper presents the concepts and equations used to determine the residual curvature and residual stresses for a sequence of bending events, axial loadings, with internal pressure. These concepts and equations are then used to demonstrate the behavior of CT for several practical situations such as when it is run in and out of a well, and when it passes through a straightener.

3. Coiled Tubing Intervention Riser System Coy Courtois, and Sid Mebarkia (Chevron)

ABSTRACT

Chevron's portfolio of subsea assets in the Gulf

спуск в скважину и подъем на поверхность, а также прохождение через «распрямитель».

3. Колтюбинговая система для проведения внутрискважинных работ через водоотделяющую колонну

Кой Куртуа, Сид Мебаркия (Chevron)

АННОТАЦИЯ

Список активов компании Chevron в Мексиканском заливе увеличится более чем в два раза в течение ближайших пяти лет. Вскоре будет получена первая нефть на проекте Jack/St. Malo, будет закончена разработка месторождения Buckskin Moccasin, а также расширятся имеющиеся подводные активы компании на месторождениях Tahiti и Blind Faith, включая Tahiti 2 и Blind Faith 2. Темпы отбора из подводных скважин, как правило, меньше таковых на их континентальных аналогах. Одним из важнейших факторов является относительно высокая стоимость внутрискважинных работ на подводных скважинах. Без проведения частых вмешательств для поддержания производительности скважин много баррелей остаются в пласте. На месторождении Blind Faith компания Chevron занимается исследованиями альтернативных технологий на базе плавучих платформ, которые значительно улучшают экономические показатели скважин путем уменьшения или устранения необходимости в осуществлении скважинных операций при помощи специализированных кораблей. Ключевой технологией является колтюбинговая система для проведения внутрискважинных работ через водоотделяющую колонну (CTIR), которая предоставляет прямой вертикальный доступ к выкидной линии, идущей от устья подводной скважины, с платформы. Поскольку имеется прямой доступ для гибкой трубы, внутрискважинные работы, включая кислотные обработки, механизированную добычу, удаление гидратов и др., становятся экономически целесообразными. Область применимости ГТ, однако, оказывается ограничена, что делает прямой вертикальный доступ к донной фонтанной арматуре уделом больших и дорогих судов. Система CTIR не является полноценной заменой внутрискважинных работ на базе специализированных судов, но позволяет выполнять некоторые работы.

4. Подготовка к успеху колтюбингового бурения

М. Росс, С. МакЛафлин (BP Exploration Alaska Inc.); Дж. Милн, К. Диллер, К. Инглиш, Р. Харрис (Northern Solutions LLC Alaska)

АННОТАЦИЯ

Колтюбинговое бурение (КБ) стало успешной и зрелой технологией в процессе продолжающейся разработки месторождений северной части Аляски. Доклад в деталях описывает разработку новой технологии заканчивания, которая позволяет оператору планировать и размещать точки выхода из обсадной колонны в заранее предусмотренных местах ствола скважины, чтобы была возможность использовать их в будущем по мере разработки скважины. Стимулом для написания послужили новые технологии в области

Аннотации докладов, представленных на конференции и выставке SPE/ICoTA 2015 по колтюбингу и внутрискважинным работам SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2015 Abstracts

of Mexico is poised to more than double in the next 5 years starting with First Oil of Jack/St. Malo, the development of Buckskin Moccasin, and the expansion of its existing Tahiti and Blind Faith subsea development assets such as Tahiti 2 and Blind Faith 2. Subsea well recovery rates typically underperform when compared to their surface well counterparts. One significant factor is the relatively high access costs for subsea well intervention. Without frequent intervention to maintain well performance, a lot of barrels are left behind. At Blind Faith Chevron is investigating platform-based intervention alternatives that dramatically improve economics by reducing or eliminating the need for vessel-based intervention. A key enabler is the Coiled Tubing Intervention Riser (CTIR) system that creates a direct vertical access point to the flowline riser from the platform. With the flowline accessible by coiled tubing, services such as acid stimulation, artificial lift, hydrate remediation, etc. become feasible. The reach of the coiled tubing is limited to the pipeline end terminations of the riser flowlines making direct vertical access to the subsea trees still a job for the large, expensive vessels. The CTIR system does not replace the need for vessel-based intervention, but it does support some well intervention options.

4. Preparing For CTD Success

M. Ross and S. McLaughlin (BP Exploration Alaska Inc.); J. Milne, C. Diller, C. English, and R. Harris (Northern Solutions LLC Alaska)

ABSTRACT

CTD (Coil Tubing Drilling) has become a mature and successful technology in the continued development of the northern Alaska oilfields. Driven by advancing existing product limits and embracing new technologies, this paper details the development of a new completion technology that allows the operator to plan for and place pre-determined casing exit points within the wellbore to be accessed in the future as the well matures. This new technology addresses many of the typical limiting factors faced by operators when identifying future CTD candidates by reducing the typical preparation time, costs, and equipment limitations currently available to them.

This technology allows operators to plan for the life of the well at the completion phase. This reduces CTD preparation costs, provides simplified zonal isolation flexibility, and allows

КБ и расширение границ его применимости. Эта новая технология учитывает многие типичные факторы ограничений, с которыми сталкиваются операторы при определении будущих кандидатов для КБ, и снижает время на подготовку, стоимость и ограничения, связанные с оборудованием, при проведении КБ.

Эта технология позволяет добывающим компаниям планировать жизненный цикл скважин еще на стадии их заканчивания. Это снижает стоимость подготовки к КБ, обеспечивает гибкость и простоту при разобщении интервалов и позволяет при необходимости выходить из верхних зон в первую очередь. Технология снижает риски и стоимость при выходе из сдвоенных колонн НКТ, устраняя при этом необходимость в оставлении в районе точки выхода открытую обсадную колонну/хвостовик большого диаметра. Последние могут создавать проблемы при КБ. Ожидается, что улучшения и оптимизация данной технологии заканчивания в будущем позволит добиться заканчивания (при КБ) скважины несцементированным хвостовиком при сохранении возможности разобщения интервалов в пределах ствола скважины.

5. Размещаемая на колтюбинге технология МГРП в горизонтальных скважинах: опыт применения на месторождении в Египте

*Е. Абдель Карим, М. Салах (Khalda Petroleum);
А. Эль Фарран, Б. Конрад, А. Эль Бельтаги (Halliburton – Boots & Coots)*

АННОТАЦИЯ

Бурение горизонтальных скважин с последующим размещением на колтюбинге систем для многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) сейчас является проверенным решением для разработки зрелых месторождений из-за того, что позволяет вовлечь в добычу больше продуктивных зон.

Месторождения Khalda и Umbarka являются зрелыми месторождениями, расположенными в пустыне западной части Египта. Они характеризуются низким пластовым давлением и наслоенными сланцеватыми песками (верхнебахарийское образование). Их запасы углеводородов очень значительны. Однако из-за их относительно небольшой проницаемости и маломощных пластов очень трудно вести на них рентабельную добычу без применения ГРП.

Настоящий доклад дает всестороннее описание уроков, полученных в результате двух операций с использованием технологий ГРП на колтюбинге. Гибкая труба применялась в процессе МГРП для достижения максимальных уровней добычи на месторождении и повышения эффективности операций МГРП.

6. Радиальное бурение восстанавливает добычу на старом месторождении в Китае: практический пример

*Н. Ли, П. Янь, К. Тен, Ф. Жан (Tarim Oilfield, Petro China);
Дж. Пен (Chang Qing Oilfield, PetroChina); Ж. Лю,
Т. Жан, Б. Жоу (Tarim Oilfield, Petro China)*

АННОТАЦИЯ

В этой работе дается краткое описание операции по повторному заканчиванию старого месторождения с применением радиального гидромониторного бурения.

Аннотации докладов, представленных на конференции и выставке SPE/ ICoTA 2015 по колтюбингу и внутрискважинным работам SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2015 Abstracts

upper zones to be exited first if required. The technology reduces the risks and cost of dual string exits, while removing the need to leave an exposed large bore casing/liner at the exit point that could create difficulties during CTD drilling. Future advances and optimization of completion designs are expected to provide a cementless CTD liner completion while retaining zonal isolation capabilities within the wellbore.

5. Coiled Tubing Deployed Multistage Horizontal Fracturing Technology: Lesson Learned and Case History in Egypt

*E. Abdel Kareem, and M. Salab (Khalda Petroleum);
A. El Farran, B. Conrad, and A. El Beltagy,
(Halliburton – Boots & Coots)*

ABSTRACT

Economic production from marginal reserves in mature fields has always been a major development challenge. Drilling horizontal wells and deploying coiled tubing (CT) multistage hydraulic fracturing stimulation treatments is now a proven solution for mature field development because it exposes more stimulated production zones.

Khalda and Umbarka fields are two mature fields located in the Egyptian Western Desert. They are characterized by their low, depleted reservoir pressure and laminated shaley sands (Upper Bahariya formation). Their hydrocarbon reserve contents are significant. However, because of their relatively low permeability and thin layers, it is very difficult to produce economically from this formation without using hydraulic fracturing.

This paper provides a comprehensive description of the lessons learned from two case histories where CT fracturing techniques for multistage stimulation were applied to achieve maximum production in the field and improve the efficiency of multistage fracturing operations.

6. Radial Jet Drilling Revitalizes Deep Aging Field in China: A Case Study

N. Li, P. Yang, X. Teng, and F. Zhang (Tarim Oilfield, PetroChina); J. Peng (Chang Qing Oilfield, PetroChina); Z. Lu, T. Zhang, and B. Zhou (Tarim Oilfield, PetroChina)

ABSTRACT

This paper outlines the recompletion of an old field using radial jet drilling, RJD. The reservoir in K-block, Tarim oilfield of China is a siltstone

Продуктивный коллектор, расположенный в блоке К месторождения Tarim (Китай), представляет собой алевролитовый пласт с низкой проницаемостью и повреждениями, вызванными буровыми растворами. Сочетание низкой проницаемости и продуктивности при традиционном вертикальном заканчивании и малой эффективной толщине пласта, а также недостаток дешевых методик повышения дебита скважин привели к уменьшению уровней добычи.

В 2012 году оператор месторождения начал программу радиального гидромониторного бурения с целью повышения нефтеотдачи. Радиальное гидромониторное бурение является дешевой и экологически безопасной технологией, позволяющей бурить множественные горизонтальные боковые стволы малого диаметра из вертикального или почти вертикального ствола. Оно хорошо применимо как для новых, так и для старых скважин с длительной историей добычи.

Настоящая работа описывает историю заканчивания и организации добычи на вышеупомянутом месторождении, а также обобщает данные по дебитам скважин до и после проведенных работ. В результате выполненных операций общий уровень добычи вырос почти на 300%. Ясно видно, что радиальное гидромониторное бурение может быть рентабельной технологией, позволяющей повысить нефтеотдачу неглубоко залегающих коллекторов с высоким процентом остаточной нефти, которая не может быть извлечена при помощи традиционных методик заканчивания.

7. Успешное применение колтюбинга при проведении внутрискважинных работ в подводных скважинах с огромными отходами от вертикали: анализ на примере 4-х скважин в российской части Каспийского моря

К. Бурдин, Р. Мазитов, П. Бравков, М. Лобов, А. Кичигин, В. Степанов («Шлюмбергер»); Д. Елисеев, А. Земчихин, А. Бяков («Лукойл-Нижневольтскнефть»)

АННОТАЦИЯ

Месторождение им. Ю. Корчагина расположено в северной части Каспийского моря. Пробуренные скважины имеют большие отходы от вертикали (отношение измеренной конечной глубины к вертикальной глубине составляет больше 3,0). Измеренная конечная глубина составляет 7200 м, тогда как вертикальная глубина – только 1560 м. Это представляло собой серьезное испытание при проведении внутрискважинных работ с применением колтюбинга, даже с использованием высокотехнологичных гидравлических тракторов. Ограниченное рабочее пространство, ограничения по весу, сложная геометрия скважины, особенности заканчивания и отсутствие опыта при проведении колтюбинговых операций в условиях шельфа Каспийского моря требовали проведения сложных подготовительных мероприятий для оптимизации работ, выбора подходящих скважинных инструментов и подготовки надежной схемы размещения. Настоящая статья описывает трудности, возникшие при подготовке проекта, поиск и решение проблем в ходе

Аннотации докладов, представленных на конференции и выставке SPE/ ICoTA 2015 по колтюбингу и внутрискважинным работам SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2015 Abstracts

formation with low permeability and was damaged by drilling mud. The combination of low permeability, low productivity from traditional vertical completions in a thin net pay, and lack of low-cost techniques to improve well productivity, caused the production to dwindle.

In 2012, the operator implemented a program of radial jet drilling to enhance field production. Radial jet drilling is a low-cost, environmentally-friendly technology to drill numerous small diameter horizontal laterals from a vertical or near-vertical wellbore. It works in both new and old wells that already have a production history.

The present paper outlines the completion and production history of the field, summarizes the workover efforts and the production data before and after the workovers. The results show that nearly a 300% production increase was obtained. It can be clearly seen that radial jet drilling is a viable technology for improving the productivity of shallow reservoirs that still have significant oil in place that can't be produced with the existing conventional completions.

7. Successful Offshore Coiled tubing Well Intervention in Mega-Reach Wells in the Russian Caspian: A 4-Well Case Study

K. Burdin, R. Mazitov, P. Bravkov, M. Lobov, A. Kichigin, and V. Stepanov (Schlumberger); D. Eliseev, A. Zemchibin, and A. Byakov (Lukoil-Nizhnevolskneft)

ABSTRACT

Korchagin oilfield is located in the northern part of the Caspian Sea. Drilled wells are mega-reach (MD/TVD ratio greater than 3.0) with measured total depth (MD) up to 23,622 ft [7,200 m] and vertical depth of only 5,118 ft [1,560 m]. This presented a great challenge for coiled tubing (CT) well intervention even with the help of state-of-the-art hydraulic tractors. Limited working area, weight restrictions, challenging well geometry, completion features and lack of experience in offshore CT operations in the North Caspian Sea, required complex pre-job activities to optimize job design, select proper downhole tools and prepare a robust layout plan. This paper will illustrate the project preparation challenges, on-the-job troubleshooting and workflow, supported by the well case studies and results from the first CT operation in Northern Caspian Offshore. Lessons learned from the project, where all defined objectives were achieved with zero HSE (health,

работ, а также сам рабочий процесс. Также приводятся практические примеры и результаты первых офшорных колтюбинговых операций в северной части Каспийского моря. Уроки, полученные во время проекта, в процессе реализации которого были достигнуты все цели при отсутствующих инцидентах, связанных со здоровьем и безопасностью персонала, также были зафиксированы для будущих кампаний со схожими рабочими условиями.

8. Поломки и повреждения оборудования и гибких труб, связанные с микробиологической коррозией

Скот Шерман, Дуэйн Браунли, Саркис Какаджан (Trican Well Service)

АННОТАЦИЯ

Микробиологическая коррозия (МБК) была причастна лишь к нескольким проблемам, связанным с коррозией, которые проявлялись в прошлом в нефтесервисной индустрии. С недавних пор индустрия испытывает наплыв случаев повреждения оборудования, связанных с микробиологической коррозией. Этот быстрый рост проявлений МБК совпадает по времени с переходом на нетрадиционные источники воды. По мере того как чистая вода для проведения ГРП и внутрискважинных работ становится все менее доступной, добывающие компании вынуждены использовать альтернативные источники воды, включая переработанную воду из скважины, попутную воду и даже «серую воду» с заводов по обработке сточных вод. В некоторых случаях переработанная вода продается и переходит от одной компании к другой, где используется для работ на других скважинах. Независимо от источника воды, используемого для конкретной скважинной операции, то же оборудование и емкости для перевозки воды используются для последующих операций по ГРП.

Такое «коммунальное» использование оборудования для перевозки и временного хранения воды является идеальной ситуацией для распространения бактерий от одного водного хранилища к другому. Даже если водный источник, использовавшийся для забора воды для нефтесервисных работ, не содержит вредных бактерий, вода все равно может оказаться загрязненной при транспортировке или временном хранении перед закачкой в скважину.

Данный доклад содержит обзор преждевременного выхода из строя колтюбингового, насосного и другого нефтесервисного оборудования из-за повреждений, индуцированных МБК.

9. Селективная обработка с использованием самораспадающегося закупоривающего агента и гибкой трубы диаметром 38,1 мм на стадии заканчивания

Ромель Куадрас, Гильермо Гилье, Гильдардо Рамирес (PEMEX); Рикардо Родригес, Катя Камнос (Halliburton)

АННОТАЦИЯ

Для селективной обработки скважины со сложным заканчиванием, вскрывающей естественно-трещиноватый карбонатный коллектор, на зрелом месторождении было необходимо применение самораспадающегося закупоривающего агента. Доставка была осуществлена при помощи гибкой трубы диаметром

Аннотации докладов, представленных на конференции и выставке SPE/ICoTA 2015 по колтюбингу и внутрискважинным работам SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2015 Abstracts

safety and environment) incidents, were also captured to assist in future campaigns with similar operational environment.

8. MIC Related Coil Tubing Failures and Equipment Damage

Scott Sherman, Duane Brownlee, and Sarkis Kakadjian (Trican Well Service)

ABSTRACT

Microbial influenced corrosion (MIC) has been implicated in few corrosion-related challenges in the well service industry in the past. Recently, the industry is observing an influx of MIC-related equipment damage. This upsurge of MIC coincides with a switch to unconventional water sources. As fresh water for fracturing operations and well interventions becomes less available, operators are forced to use alternative water sources such as recycled flow-back water, produced water, and even 'grey water' from wastewater treatment plants. In some instances, recycled water is sold from one operator to another for operations on other pads. Regardless of the water source for a particular well treatment operation, the same water-hauling equipment and tanks are used for successive hydraulic fracturing operations.

This 'communal' use of water hauling and temporary water storage equipment is an ideal situation for bacteria to move from one water repository to another. Even if the water source used to supply water for oilfield operations is free from harmful bacteria, it may still become contaminated - in transport or temporary storage vessels - before it is pumped downhole.

This paper is an overview of premature coil tubing and other well servicing equipment failures and pumping equipment damage that is related to MIC.

9. Selective Stimulation Using Self-Degrading Diverter Deployed with 1 1/2-in. CT During Completion Stage

Romel Cuadras, Guillermo Guillot, and Gildardo Ramirez (PEMEX); Ricardo Rodriguez, and Katya Campos (Halliburton)

ABSTRACT

To selectively stimulate a well with a complex completion in a naturally fractured carbonate reservoir in a mature field, the use of a self-degrading diverter deployed by rigless means through 1 1/2-in. coiled tubing (CT) was necessary in addition to an effective acidizing schedule

38,1 мм. Также была разработана схема кислотных обработок с применением модификаторов относительной проницаемости в качестве дополнительных отклонителей потока. Скважина была закончена комбинированной обсадной колонной диаметром 127 мм (в нижней части – хвостовик со щелевыми прорезями, в верхней – свободная обсадная колонна) и двумя перфорированными интервалами сверху.

Первоначально была проведена инертная обработка при закачке 500 баррелей растворителя через щелевой хвостовик для оценки зоны, расположенной ниже. После этого программа оператора месторождения включала в себя добавление двух перфорированных интервалов в верхней части.

Сложность представляла необходимость в эффективной обработке верхних интервалов при одновременной изоляции нижней зоны. После консультаций нефтесервисная компания порекомендовала временную изоляцию нижней зоны при помощи самораспадающегося закупоривающего агента, который должен быть доставлен при помощи ГТ диаметром 38,1 мм, и немедленную обработку верхних интервалов при помощи загущенной кислоты и модификаторов относительной проницаемости в качестве отклонителя.

10. Преодоление трудностей, связанных с большими отходами от вертикали, при ГРП в затрубном пространстве

Л. Кастро, С. Крейг, Р. Мишели, С. Ливеску (Baker Hughes)

АННОТАЦИЯ

Все больше добывающих компаний видят преимущества в целевом затрубном ГРП в горизонтальных скважинах. Наиболее часто используемый метод проведения затрубного ГРП в США включает в себя установку перфорированных муфт при заканчивании скважины, активация которых производится при помощи разобщающего пакера. Первоначально операции производились в боковых стволах длиной 610–915 м. Однако сейчас работы осуществляются в стволах длиной до 3050 м. Увеличение длины боковых стволов традиционно связано с трудностями доступа гибкой трубы при колтюбинговых работах. Традиционная методика с использованием понизителей трения является наиболее часто используемой из-за своей простоты. Вторая методика – использование гидравлических молотов. Их применение является стандартом для повышения эффективности операций по разбурированию композитных пробок, но использование в реальных операциях в длинных горизонтальных стволах не так распространено.

Настоящая работа коротко описывает операции по затрубному ГРП с использованием перфорированных муфт, а также различные методики увеличения зоны доступа ГТ в боковых стволах. Детально описаны результаты работ в четырех скважинах с длиной боковых стволов от 2200 до 3130 м. Оставшаяся часть доклада описывает результаты реализации проектов и оптимизации на примере нескольких скважин с большими отходами от вертикали. ☉

Аннотации докладов, представленных на конференции и выставке SPE/ICoTA 2015 по колтюбингу и внутрискважинным работам SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2015 Abstracts

using relative permeability modifiers (RPMs) as an additional diverter. The well was completed in combined 5-in. casing (slotted liner at the lower part and upper free casing) and two upper perforated intervals.

Initially, a nonreactive treatment was performed, pumping 500 bbl of solvent through a slotted liner section to evaluate the lower zone. After this, the operator's program involved adding two new perforated intervals in the upper portion.

Following this, the challenge was to effectively treat the upper intervals while isolating the lower zone. After consultation, the service company recommended temporarily isolating the lower zone with a self-degrading diverting agent deployed with 1 1/2-in. CT and immediately stimulating the upper intervals using a gelled acid blend system and a RPM as a diverter pumped during the stimulation phase.

10. Overcoming Extended-Reach Challenges for Annular Fracturing

L. Castro, S. Craig, R. Micheli, and S. Livescu (Baker Hughes)

ABSTRACT

More operators are seeing the production benefits of targeted horizontal annular fracturing. The most active method of annular fracturing in the USA involves ported sleeves installed with the completion and activated via an isolation packer. Initial operations were in lateral lengths of 2,000 to 3,000 ft. However, current operations are planned for accessing up to 10,000 ft laterals. Increasing lateral length results in the traditional access challenges faced by all coiled tubing (CT) operations. The traditional method of lubricant use is the primary option due to its simplicity. The second method is to use fluid hammer tools (FHT). These are industry standard for improving efficiency in composite plug milling operations, but their use in genuine extended-reach operations is not as broad.

This paper briefly covers historical ported annular fracturing operations and the various methods of achieving increased lateral reach. Results from four wells with lateral reach of 7,200 to 10,277 ft are detailed in the paper. The balance of the paper details operational results and optimization from several extended-reach wells. ☉



26 июня 2015 года в Российском государственном университете нефти и газа имени И.М. Губкина (г. Москва, Ленинский проспект, д. 65) состоится

**II МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
(X ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ) «НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ»**

Конференция посвящается 85-летию РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Организаторами мероприятия выступают: Министерство образования и науки Российской Федерации, Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина (Национальный исследовательский университет), НОЦ «Промысловая химия», Технологическая платформа «Технологии добычи и использования углеводородов», НП «Национальный институт нефти и газа».

В конференции предполагается участие представителей НИИ, вузов, предприятий и фирм, занимающихся разработкой, производством, поставкой и применением химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности на территории России и стран СНГ.

Участникам конференции предоставляется возможность выявить основные тенденции в развитии мирового и российского рынка химических реагентов, установить контакты и получить необходимую информацию о современном уровне производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
- применение химических реагентов при транспорте нефти и нефтепродуктов;
- разработка и применение современных защитных материалов и ингибиторов коррозии, солеотложения и парафиноотложения для нефтяного и газового оборудования;
- применение водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений;
- поверхностно-активные вещества в нефтяной и газовой промышленности;
- экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности;
- информационное обеспечение и маркетинг в области производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

Для участия в работе конференции до 31 мая 2015 г. пройдите онлайн-регистрацию по ссылке:

<http://gubkinuniv.timepad.ru/event/185991/>.

Тезисы докладов (не более одной страницы) или статью (не более трех страниц) отправляйте не позже 31 мая 2015 г. на электронный адрес **npch@gubkin.ru**.



Изучение проблемы полной деструкции полисахаридного геля ГРП и разработка метода деструкции, направленного на разрушение комплекса сшитого геля

Л.А. МАГАДОВА, Л.А. ЧИРИНА, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Для освоения скважины после проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) в состав сшитого полисахаридного геля вводится деструктор, способствующий вязкой жидкости разрыва контролируемо деградировать до жидкого флюида, который может быть отобран назад из трещины. Термическая деструкция ПС геля перекисными деструкторами не приводит к снижению вязкости геля до вязкости воды, а при охлаждении состав снова набирает вязкость, что может вызвать проблемы не только с проводимостью трещины ГРП, но и с промысловой подготовкой нефти и воды. Таким образом, становится актуальным изучение проблемы полной деструкции полисахаридного геля ГРП и разработка метода деструкции, направленного на разрушение комплекса сшитого геля.

Одним из наиболее применимых методов повышения продуктивности добывающих скважин и увеличения приемистости нагнетательных скважин является гидравлический разрыв пласта (ГРП), в результате которого за счет приобщения к выработке слабодренлируемых зон и пропластков увеличивается конечная нефтеотдача пласта.

Большая часть работ по ГРП (примерно 90%) проводится с применением водного полисахаридного (ПС) геля.

При взаимодействии линейных систем полисахарида со сшивателем образуются комплексные связи между цепочками полимеров. Это взаимодействие создает сшитую систему, превращая жидкость с низкой вязкостью – линейный гель – в высоковязкий структурированный флюид.

Для освоения скважины в состав сшитого геля вводится деструктор, способствующий вязкой жидкости разрыва контролируемо деградировать до жидкого флюида, который может быть отобран назад из трещины.

Деструкторами полисахаридного геля являются перекисные соединения, такие как персульфаты аммония, калия и натрия, бихромат калия, перманганат калия и др.

Разрушение связей внутри полимерных цепей сшитого полисахаридного геля происходит в результате разрыва гликозидных связей,

пиранового кольца по кислородному мостику, пиранового кольца между первым и вторым углеродными атомами.

Для полной деструкции ПС геля и образования уксусной, муравьиной, С2-С6-гидрокислот, существенно снижающих pH системы и приводящих к разрушению комплексных связей с ионами бора, необходимо значительно увеличить следующие параметры: температуру процесса деструкции, время деструкции, количество деструктора. Из перечисленных параметров, возможно увеличить время деструкции, что нежелательно, так как это приведет к дополнительным затратам на освоение скважины, или увеличить количество деструктора, что также нежелательно, так как это может привести к преждевременной потере вязкости ПС геля.

Кроме того, термическая деструкция ПС геля перекисными деструкторами не приводит к снижению вязкости геля до вязкости воды, а при охлаждении состав снова набирает вязкость, что может вызвать проблемы не только с проводимостью трещины ГРП, но и с промысловой подготовкой нефти и воды.

В данной статье представлены результаты исследований деструкции ПС геля ГРП.

С использованием дистиллированной воды и воды с общей минерализацией 110 г/л приготавливались полисахаридные гели. Рецепт ПС геля представлена ниже.

Рецептура 1

Гелеобразователь ГПГ-3 – 4,0 г
Боратный сшиватель БС-1 – 3,6 г (содержание ионов $[B^{3+}]$ в геле – 64 мг/л)
Биоцид «Биолан» – 0,06 г
ПАВ-регулятор деградации – 2,0 г
Деструктор-ХВ – 1,0 г
Пресная вода – остальное

Деструкция ПС геля осуществлялась в термошкафу при температуре 90 °С. После деструкции полученных гелей образовались вода и гелеобразный осадок. Количественное определение ионов бора $[B^{3+}]$ проводилось флуориметрическим методом. Результаты количественного анализа содержания ионов бора в воде после деструкции ПС геля ГРП представлены в табл. 1.

Таблица 1 – Результаты количественного анализа содержания ионов бора $[B^{3+}]$ в воде после деструкции ПС геля ГРП

Состав ПС геля	Содержание ионов бора в воде после деструкции геля ГРП, мг/л	
	дистиллированная вода	минерализованная вода
Рецептура 1	5,5	20,2

Из данных табл. 1 следует, что после разрушения геля бор не полностью переходит в водный раствор, большая часть борат-ионов остается вовлеченной в коллоидные структуры разрушенного геля, продолжая сшивать гуаровые звенья. Повышение минерализации способствует более полной деструкции ПС геля, наиболее вероятно, происходит связывание ионов бора $[B^{3+}]$ анионами присутствующих в воде солей с образованием комплексных соединений, при этом бор теряет свою активность как сшиватель. Необходимо разработать метод полной деструкции ПС геля.

Поскольку сшивка в присутствии боратного сшивателя происходит в щелочной среде (рН 8–12), мы предположили, что разрушение полученных гелевых структур и разрыв связей между полимером и бором будут происходить в кислой среде (рис. 1).

Для полного разрушения коллоидных структур и перехода в водный раствор ионов бора $[B^{3+}]$ было принято воздействовать на сшитый ПС

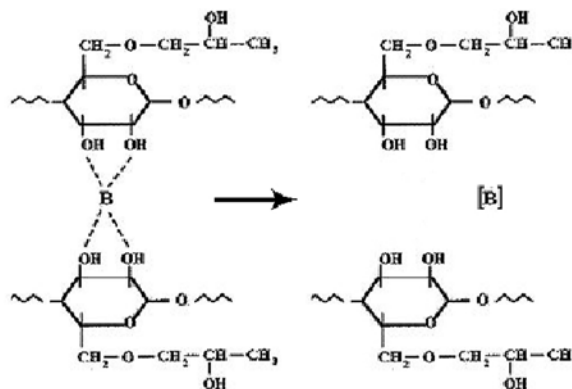


Рисунок 1 – Схема разрушения сшитых полимерных жидкостей на водной основе в кислой среде

гель раствором 12%-й соляной кислоты. В этом случае для сшивки ПС геля использовался суспензионный боратный сшиватель БС-2, содержащий большее количество бора, по сравнению с боратным сшивателем БС-1. Рецепт ПС геля представлена ниже.

Рецептура 2

Гелеобразователь ГПГ-3 – 4,0 г
Боратный сшиватель БС-2 – 4,7 г (содержание ионов $[B^{3+}]$ в геле – 270 мг/л)
Биоцид «Биолан» – 0,06 г
ПАВ-регулятор деградации – 2,0 г
Деструктор-ХВ – 1,0 г
Пресная вода – остальное

Деструкция ПС геля осуществлялась в термошкафу при температуре 90 °С. После деструкции полученных гелей образовалась вода. Результаты количественного анализа бора в воде после деструкции гелей представлены в табл. 2.

Таблица 2 – Содержание ионов бора $[B^{3+}]$ в воде до и после деструкции ПС геля с применением 12%-й соляной кислоты

ПС гель	Содержание ионов бора в воде, мг/л
ПС гель по рецептуре 2 до деструкции	270,0
ПС гель по рецептуре 2 после деструкции	42,5
ПС гель по рецептуре 2 с добавкой 12%-й HCl – 0,5 г/л после деструкции	211,4

Из результатов эксперимента, которые представлены в табл. 2, очевидно, что при

добавлении к деструктивному гелю раствора соляной кислоты количество бора в воде увеличивается в несколько раз. Полученные результаты анализа доказывают предположение о том, что при добавлении соляной кислоты происходит разрыв комплексных связей между цепочками полимеров и бором. На основании этого можно предположить, что более полное разрушение геля ГРП будет происходить в результате последующей за процессом кислотной обработки. Однако необходимо учитывать, что кислоты разрушают пропант, что может оказать негативное влияние на проводимость полученной трещины, поэтому необходима разработка специальных «щадящих» кислотных составов для более полного разрушения сшитого полисахаридного геля.

На следующем этапе проводилось исследование разрушения ПС геля при добавлении к нему деструктора кислотного типа – водно-спиртового раствора фосфола (рис. 2).

С использованием пресной воды приготавливались полисахаридные гели как без добавления, так и с добавлением водно-спиртового раствора фосфола.

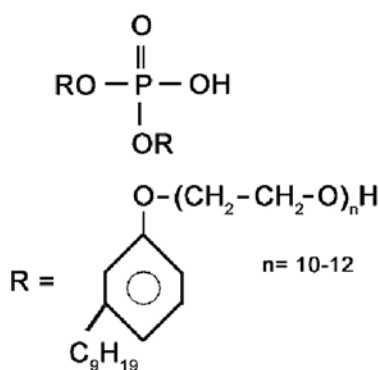


Рисунок 2 – Органический эфир ортофосфорной кислоты (фосфол)

Для сшивки полисахарида использовался боратный сшиватель БС-2, обеспечивающий содержание ионов бора $[B^{3+}]$ в составе геля 270 мг/л. Деструкция ПС геля осуществлялась в термошкафу при температуре 90 °С.

После деструкции полученных гелей образовались водный раствор разрушенного полисахарида и гелеобразный осадок. Так как при охлаждении водный раствор полисахарида снова начинал сшиваться, фильтрация пробы раствора проводилась при температуре 80–90 °С. Результаты анализа на содержание ионов бора в воде после деструкции гелей представлены в табл. 3.

Таблица 3 – Содержание ионов $[B^{3+}]$ в воде до и после деструкции ПС геля с применением водно-спиртового раствора фосфола

ПС гель	Содержание ионов бора в воде, мг/л
ПС гель по рецептуре 2 до деструкции	270,0
ПС гель по рецептуре 2 после деструкции	42,5
ПС гель по рецептуре 2 с добавкой водно-спиртового раствора фосфола -1 г/л после деструкции	187,4

Из данных, представленных в табл. 3, видно, что при добавлении водно-спиртового раствора фосфола количество бора в воде также увеличивается в несколько раз. Однако гель, разрушившийся при термостатировании, снова сшивался после охлаждения, так как ионы бора не полностью переходят в водный раствор, большая часть остается вовлеченной в коллоидные структуры разрушенного геля, продолжая сшивать гуаровые звенья. Эффективная вязкость ПС геля до деструкции составляла 825,2 мПа·с, после термостатирования при $T=90\text{ °C}$ – 50,4 мПа·с, а после двухчасового охлаждения до $T=20\text{ °C}$ – 530,2 мПа·с (рис. 3).

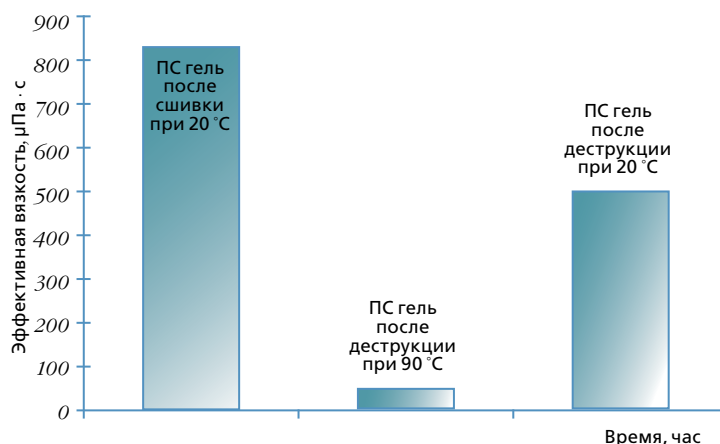


Рисунок 3 – Эффективная вязкость ПС геля, приготовленного по рецептуре 2 с добавлением водно-спиртового раствора фосфола после сшивки боратным сшивателем БС-2, термической деструкции и последующего охлаждения

В качестве кислотных деструкторов также использовались лимонная и щавелевая кислоты. Данные по концентрациям кислотных деструкторов, а также значения pH до и после сшивки представлены в табл. 4.

Таблица 4 – Характеристика гелей, деструктируемых кислотными деструкторами

Кислотный деструктор	Концентрация, кг/м ³	pH после сшивки	pH после деструкции	Состояние геля после выдержки в термошкафу
Водно-спиртовой раствор фосфата	1,0	9,40	8,23	После выдержки при T=90 °C ПС гель деструктируется, но при охлаждении снова сшивается
Лимонная кислота	3,5	9,71	8,68	
Щавелевая кислота	2,0	9,65	8,56	

Использование лимонной и щавелевой кислот в качестве кислотных деструкторов также способствует снижению pH ПС геля, но полной деструкции не происходит. Для использования лимонной и щавелевой кислот необходимы высокие концентрации в составе, что отрицательно влияет на качество ПС геля.

Учитывая влияние минеральных солей на деструкцию ПС гелей, а также предполагая возможность образования комплексных соединений ионов бора [B³⁺] с минеральными солями, было принято решение приготовить ПС гель с добавкой хлорида калия. Тем более что хлорид калия является полезной минеральной добавкой, часто используемой в рецептуре полисахаридных технологических жидкостей как стабилизатор набухания глин.

После деструкции полученных гелей образовалась вода. Результаты анализа содержания ионов бора [B³⁺] в воде до и после деструкции гелей представлены в табл. 5.

Таблица 5 – Содержание ионов [B³⁺] в воде до и после деструкции ПС геля с применением водно-спиртового раствора фосфата и хлорида калия

ПС гель	Содержание ионов бора в воде, мг/л
ПС гель по рецептуре 2 до деструкции	270,0
ПС гель по рецептуре 2 после деструкции	42,5
ПС гель по рецептуре 2 с добавкой водно-спиртового раствора фосфата – 1 г/л и хлорида калия – 10 г/л после деструкции	

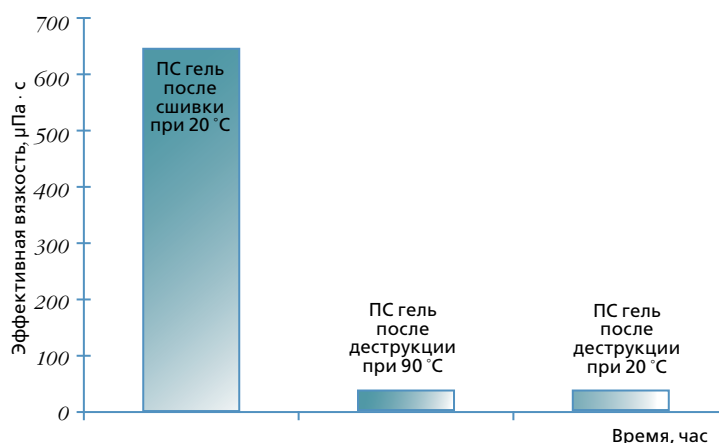


Рисунок 4 – Эффективная вязкость ПС геля, приготовленного по рецептуре 2 с добавлением KCl и водно-спиртового раствора фосфата после сшивки боратым сшивателем БС-2, термической деструкции и последующего охлаждения

Из данных, представленных в табл. 5, видно, что после деструкции геля, приготовленного с добавлением хлорида калия и водно-спиртового раствора фосфата, количество бора в воде также значительно выше, чем после разрушения геля перекисным деструктором ХВ. Полученный гель после деструкции и охлаждения не восстанавливает вязкость, т.е. полностью деструктирует с разрушением комплексных связей. Наиболее вероятно, происходит связывание ионов бора [B³⁺] анионами присутствующей в воде соли с образованием комплексных соединений, при этом бор теряет свою активность как сшиватель. Эффективная вязкость ПС геля до деструкции составила 580,0 мПа·с, после термостатирования при T=90 °C – 48,9 мПа·с, а после двухчасового охлаждения до T=20 °C – 51,1 мПа·с (рис. 4).

Таким образом, в результате проведенных научных исследований по деструкции ПС геля ГРП можно сделать следующие выводы:

- 1) установлено, что для полного разрушения ПС геля недостаточно использовать деструктор перекисного типа, необходимо дополнительное воздействие кислоты или деструктора кислотного типа;
- 2) установлено влияние на деструкцию ПС геля минеральных солей, предположительно образующих с ионами [B³⁺] водорастворимые комплексные или хелатные соединения;
- 3) разработан состав кислотного деструктора на основе водно-спиртового раствора фосфата и хлорида калия, обеспечивающий полную деструкцию ПС геля для ГРП. ●

Колтюбинг – это завтрашний день нефтегазового сервиса

Coiled Tubing Is the Future of Gas and Oilfield Service

Журнал «Время колтюбинга» беседует с первым заместителем председателя правления ПАО «Укргаздобыча» А.Ю. Сомовым и главным инженером ПАО «Укргаздобыча» А.Г. Нестеренко.

«Время колтюбинга»: Первый Вопрос к Вам, Александр Юрьевич: познакомьте наших читателей с компанией «Укргаздобыча».

Александр Сомов: Это крупнейшая в Украине компания, вертикально интегрированная – от добычи до реализации собственной продукции как на внутреннем, так и на внешних рынках. Компания добывает порядка 15 млрд кубических метров газа в год, что составляет 80% всего добываемого в стране газа. ОАО «Укргаздобыча» – самая крупная компания в отрасли в Украине. Есть еще «Укрнафта», но она специализируется на добыче нефти.

«Время колтюбинга»: Ваша компания тоже добывает нефть, не так ли?

Александр Сомов: Да, нефть и газоконденсат мы тоже добываем, хотя в последнее время газоконденсатный фактор и, соответственно, жидкостная нагрузка у нас немного уменьшается.

«Время колтюбинга»: Подразделения «Укргаздобычи» работают в разных частях страны – и в западной ее части, и в восточной. Не влияет ли внутривойсковая ситуация в стране на сложность работы компании?

Александр Сомов: Нет, не влияет. Однако мы несем определенные потери по добыче, поскольку часть месторождений нашей компании оказалась в зоне боевых действий. На сегодняшний день мы потеряли от 8 до 10 млн кубических метров газа – те объемы, которые должны были быть добыты там, где сейчас наши промыслы не работают и ряд месторождений законсервирован.

«Время колтюбинга»: Алексей Григорьевич, какая примерно часть месторождений попала в это число?

Алексей Нестеренко: Небольшая. Они обеспечивали примерно 15 млн кубических метров годовой добычи из 15 млрд.

Coiled Tubing Times interviewed A. Somov, First Deputy CEO, Ukrgazdobycha, and A. Nesterenko, Chief Engineer, Ukrgazdobycha.

Coiled Tubing Times: For starters, Mr. Somov, please, introduce Ukrgazdobycha Company to our readers.

Alexander Somov: It is the largest vertically integrated company in Ukraine – it produces and sells its own products both at the domestic and foreign markets. The company produces approx. 15 billion cubic meters of gas per year, which accounts for 80% of gas produced in the country. Ukrgazdobycha Open Joint-Stock Company is the biggest company in the sector in Ukraine. There is also Ukrnafta Company but it specializes in oil production.

Coiled Tubing Times: Your Company produces oil too, doesn't it?

Alexander Somov: Yes, it does. We also produce oil and gas condensate although recently the gas condensate factor and, therefore, fluid load have somewhat decreased.

Coiled Tubing Times: Subdivisions of Ukrgazdobycha work in different parts of the country – in the west and east. Doesn't the current domestic situation affect the concerted operation of the company?

Alexander Somov: No, it doesn't. However, we sustain certain losses in terms of production since some of our fields ended up in the combat zone. So far, we've lost 8 to 10 million cubic meters of gas – the volume that should have been produced in those places where production had been ceased and a number of fields had been suspended.

Coiled Tubing Times: Mr. Nesterenko, how many fields have been suspended?

Alexey Nesterenko: Not many. They yielded around 15 million cubic meters out of the annual output of 15 billion.

Coiled Tubing Times: According to some printed media, the Company's net profit in 2014 increased 160 times compared to 2013. Could you please comment these figures?

Alexander Somov: I wouldn't focus too much attention on these figures. These are accounting

«Время колтюбинга»: Мы нашли в прессе сведения, что в 2014 году чистая прибыль компании выросла по сравнению с 2013 годом в 160 раз. Прокомментируйте эти цифры, пожалуйста.

Александр Сомов: Я бы не слишком акцентировал внимание на этих цифрах. Это бухгалтерские расчеты. Они связаны с коммерцией, с ценами, с рынками. Если в 2013 году сжиженным газом торговали по одной цене, то теперь – по другой. Цены становятся более прозрачными, больше зависят от рынков. А объемы добычи не сильно выросли.

«Время колтюбинга»: Какой процент от потребности страны может закрыть собственная добыча газа?

Алексей Нестеренко: Наша компания добывает газ, 100% которого идет населению, и наша доля в обеспечении населения голубым топливом доходит до 90%.

«Время колтюбинга»: У компании имеется четыре колтюбинговые установки, две из которых выпущены СЗАО «ФИДМАШ». Какие основные операции производят с помощью колтюбинга сервисные подразделения «Укргаздобычи»?

Алексей Нестеренко: В основном это промывки песчаных пробок, дегидратация скважин и кислотные обработки пластов. В ближайшее время мы собираемся бурить разведочные скважины глубиной свыше 6000 метров. Мы уже реально подошли к таким работам. У нас есть два месторождения, на которых мы собираемся добывать от 250 до 300 кубических метров газа в сутки. Эти глубокие скважины в дальнейшем будут нуждаться в обслуживании, для которого нам понадобится колтюбинговая установка тяжелого класса. Сегодня мы посетили производство СЗАО «ФИДМАШ», посмотрели аналогичную установку, побывали в кабине оператора. Эта техника производит впечатление. Учитываем также то, что завод-производитель от нас находится на расстоянии всего 500 км, и такая близость будет способствовать успешному гарантийному и послепродажному обслуживанию.

«Время колтюбинга»: На месторождениях «Укргаздобычи» интенсивно развивается строительство скважин с горизонтальным окончанием ствола. Расскажите об этом сегменте работ.

Алексей Нестеренко: В компании действует собственное очень крупное Управление буровых работ, у которого имеется 83 буровых станка. Численность персонала – около восьми тысяч человек. Наше буровое управление владеет практически всеми технологиями бурения – вертикального, наклонно-направленного, горизонтального.

В ближайшее время мы собираемся бурить разведочные скважины глубиной свыше 6000 метров. Эти глубокие скважины в дальнейшем будут нуждаться в обслуживании, для которого нам понадобится колтюбинговая установка тяжелого класса.

In near future we intend to drill exploratory holes with a depth of over 6000 meters. Later on, these deep wells will need servicing and for that we'll need a heavy-class coiled tubing rig.

estimates. They are related to commerce, prices, and markets. In 2013 liquefied gas was sold at one price, now the price is different. The prices are becoming more transparent and dependable on the market. There hasn't been a considerable increase in the production volumes.

Coiled Tubing Times: To what extent, percentage wise, can the country's own gas production meet its domestic need?

Alexey Nesterenko: All of the gas produced by our Company goes to the public and our share in the supply of the 'blue fuel' to the public amounts to 90%.

Coiled Tubing Times: The Company has four coiled tubing rigs two of which were produced by NOV FIDMASH. What are the main operations that are carried out by gasfiled service subdivisions of Ukrgezdobycha using coiled tubing?

Aleksey Nesterenko: Mainly, these include sand washing, well dehydration and acid treatment. In near future we intend to drill exploratory holes with a depth of over 6000 meters. We are ready to start such operations. We have two fields where we are going to produce 250 to 300 cubic meters of gas per day. Later on, these deep wells will need servicing and for that we'll need a heavy-class coiled tubing rig. Today we visited NOV FIDMASH production facilities, checked a similar system, saw the inside of the operator's cabin. The machinery is impressive. We also take into consideration the fact that the manufacturer is only 500 km from us and such proximity will facilitate successful warranty and aftersales service.

Coiled Tubing Times: Construction of horizontal sidetracked wells is intensively developing on the fields of Ukrgezdobycha. Could you tell us about this segment of your operations?

Alexey Nesterenko: The Company has its own very large Department of Drilling Operations with 83 drilling rigs and a staff count of around eight thousand people. Our drilling department has mastered all

«Время колтюбинга»: Бурение производится традиционным способом – с помощью составных труб? И какова длина горизонтальных окончаний стволов?

Алексей Нестеренко: Да, традиционным. Горизонтальные участки достигают 300–400 м. В настоящее время мы собираемся усовершенствовать технологии бурения, в частности, присматриваемся к технологии бурения с помощью колтюбинговых установок.

«Время колтюбинга»: Каким способом, по Вашему мнению, предпочтительнее доставлять геофизические приборы в горизонтальные стволы: с помощью гибкой трубы или скважинного трактора?

Алексей Нестеренко: Колтюбинг в этом случае – более прогрессивная и перспективная технология.

«Время колтюбинга»: У ОАО «Укргаздобыча» имеется флот ГРП. В каких скважинах производится основная масса гидроразрывов: в вертикальных или горизонтальных?

Алексей Нестеренко: Мы производим ГРП и в вертикальных, и в горизонтальных скважинах. У нас один флот ГРП, но в настоящее время мы занимаемся его ремонтом. Планируем много операций на осень.

«Время колтюбинга»: Какова мощность флота?

Алексей Нестеренко: Мощность – 710 атм. Думаем увеличить ее на треть, нормально было бы до 1100 атм. Хотим докупить еще 30% оборудования и иметь полноценный сильный флот.

«Время колтюбинга»: Отдает ли компания преимущество высокотехнологичному нефтегазовому сервису перед традиционным?

Алексей Нестеренко: Что касается колтюбинга, то мы считаем, что это завтрашний день нефтегазового сервиса. Постепенно ему уступают место многие традиционные операции – и ремонты скважин, и другие работы.

Александр Сомов: В настоящее время у нас 260 объектов (скважин) не охвачено капитальным ремонтом из-за нехватки высокотехнологичного оборудования. Пока газового рынка Украины не существует как такового. Поэтому в компании наблюдаются определенные объективные финансовые сложности, связанные с нынешней политической ситуацией и рядом других факторов. Компания ориентирована на продажу газа населению и продает его по существующей цене, которая сегодня составляет 400 гривен за 1000 кубических метров. То есть

В настоящее время мы собираемся усовершенствовать технологии бурения, в частности, присматриваемся к технологии бурения с помощью колтюбинговых установок.

Currently we are planning to improve drilling technologies, and have been specifically sizing up CT-assisted drilling.

drilling technologies – vertical, controlled directional and horizontal drilling.

Coiled Tubing Times: Is drilling performed by conventional means – using joint pipes? And what is the length of horizontal sidetracked wells?

Alexey Nesterenko: Yes, it is. The horizontal sections reach up to 300–400 meters. Currently we are planning to improve drilling technologies, and have been specifically sizing up CT-assisted drilling.

Coiled Tubing Times: Which of the two ways of delivering the logging tool to horizontal wells do you think is most preferable: using coiled tubing or a downhole tractor?

Alexey Nesterenko: In this case coiled tubing is more advanced and promising technology.

Coiled Tubing Times: Ukrgazdobycha OJSC has a hydraulic fracturing fleet. In which wells is the main bulk of hydraulic fractures performed: vertical or horizontal?

Alexey Nesterenko: We perform hydraulic fracturing both in vertical and horizontal wells. We have one fracing fleet, which is under repairs at the moment. Many operations are planned in autumn.

Coiled Tubing Times: What is the capacity of your fleet?

Alexey Nesterenko: Its capacity is 710 atm. We are thinking about increasing it by one third; 1100 atm would do well. We'd like to purchase additional 30% of equipment and have a truly powerful fleet.

Coiled Tubing Times: Does the Company prefer high-tech oil and gasfiled service to conventional one?

Alexey Nesterenko: As far as coiled tubing is concerned, we believe it to be the future of oil and gasfiled service. It gradually supersedes many conventional operations – repairs and other interventions.

Alexander Somov: Currently we have 260 sites (wells) not covered with workover operations due to the absence of high-tech equipment. There is no gas market in Ukraine as such yet. That is why the Company

инвестиционной составляющей в компании практически нет. Сделаны первые попытки выравнивания этой ситуации – создания прозрачного рынка газа для всех. Нужна биржа с продажей, где будет устанавливаться единая цена на газ для промышленности и всех добытчиков. Тогда появится инвестиционная составляющая. Инвестиционная программа ОАО «Укргаздобыча» на текущий 2015 год составляет порядка 8 млрд гривен. Если мы выполним ее, то будем способны приобретать высокотехнологичное оборудование, и, соответственно, уделять большее внимание старому фонду скважин, проблемам обводнения месторождений, изоляции водопритоков и т.д. Мы многими новыми технологиями занимаемся, но говорить о потоке этих технологий в компании было бы нечестно. Есть определенные опытные образцы. Нашли деньги – сделали.

«Время колтюбинга»: В структуре компании есть научно-исследовательский институт. Какими вопросами занимается он?

Александр Сомов: Широким кругом вопросов занимается, значительную часть разработок института мы используем. Но перекося, повторю, в нехватке инвестиционной составляющей в компании.

Алексей Нестеренко: Мы применяем много инновационных технологий, по некоторым мы в абсолютных лидерах. В настоящее время внедряем технологию использования азота для добычи углеводородов. Мы идем здесь третьими в мире после Объединенных Арабских Эмиратов и Мексики. Мы далеко позади оставили такие передовые компании, как Shell, Chevron...

«Время колтюбинга»: В чем суть данной технологии?

Алексей Нестеренко: Технология предполагает закачку в пласт под высоким давлением чистого («четыре девятки») азота для поддержания пластового давления на месторождениях и применение азота такой же чистоты при газлифтной эксплуатации скважин. Мы также впервые в газовой промышленности Украины применили при добыче природного газа вместо традиционных поршневых компрессоров винтовой компрессор. Наша компания несет стопроцентную социальную нагрузку, но, несмотря на это, применяем новейшие технологии. Пусть разово, точно. И если завтра будет создан рынок природного газа – такой, какой уже есть по нефти и конденсату, весь ресурс которых в Украине идет через биржи, то и у нас появится инвестиционная составляющая, а значит, технологии, которые мы уже опробовали, будут без промедления запущены в практику.

Александр Сомов: Сейчас основная задача – техническая модернизация компании. Нас

experiences certain objective financial difficulties related to the current political situation and a number of other factors. The Company is focused on selling gas to the public and sells it at the current price which is 400 UAH per 1000 cubic meters. In other words, the Company has practically no investments. We have made the first attempts to level out this situation, i.e. to create a transparent gas market for all. We need a gas sales hub where a common price on gas will be established for the industry and all producers. Then investments will come. The investment program of Ukrgazdobycha OJSC for the current 2015 amounts to 8 billion UAH. If we implement it, then we will be able to purchase high-tech equipment and, therefore, focus more on the old well stock and issues related to deposit inundation, water shut-off, etc. We implement many new technologies but it wouldn't be fair to say that we have a flow of those technologies in the Company. We have some prototypes. We raised funds and did it.

Coiled Tubing Times: Your company comprises a research institute. What issues does it address?

Alexander Somov: It addresses a wide range of issues; we implement many of its developments. Again, the downside is the lack of investments.

Alexey Nesterenko: We implement many innovative technologies and with regard to some of them we are in the absolute lead. Currently we are introducing the technology of using nitrogen for hydrocarbon production. We rank third in the world after the United Arab Emirates and Mexico. We've left far behind such leading companies as Shell, Chevron...

Coiled Tubing Times: What is the main principle of this technology?

Alexey Nesterenko: This technology implies high-pressure injection of pure (9999%) nitrogen into formation to maintain the formation pressure in the field and use of nitrogen with the same degree of purity during gas-lift well operations. We were also the first in the Ukrainian gas-production industry to use a screw compressor instead of conventional piston

Мы применяем много инновационных технологий, по некоторым мы в абсолютных лидерах. В настоящее время внедряем технологию использования азота для добычи углеводородов. Мы идем здесь третьими в мире.

We implement many innovative technologies and with regard to some of them we are in the absolute lead. Currently we are introducing the technology of using nitrogen for hydrocarbon production. We rank third in the world .

Сейчас основная задача – техническая модернизация компании.

our Company's main task is technological modernization.

интересуют не только колтюбинговые установки, азотные станции и расширение флота ГРП. Компания занимается широкой модернизацией перерабатывающего завода в Шебелинке, где будет производиться и гидроочистка, и изомеризация топлива. Поскольку месторождения у нас выработаны более чем на 50%, мы занимаемся и компримированием газа – отсюда и компрессорная техника очень серьезная. Требуется обновления также наземная инфраструктура...

«Время колтюбинга»: Вы оптимистично смотрите в будущее компании в вопросах внедрения инноваций?

Александр Сомов: Я очень оптимистично смотрю в будущее. Мы движемся в этом направлении. Хотя бывает трудно, но не останавливаемся.

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

compressors. Our Company bears 100% social load but even so, we apply cutting-edge technologies, although not on a recurrent but rather a pinpoint basis. And if tomorrow a natural gas market is established – similar to the oil and condensate markets that we already have where all resources in Ukraine go through the exchange, then we will have investments and, therefore, the technologies that we have already tested will be put into practice without delay.

Alexander Somov: Now our Company's main task is technological modernization. Among other things, we are interested in coiled tubing, nitrogen systems and expansion of the fracing fleet. The Company is extensively upgrading the processing plant in Shebelinka where hydro-refining and isomerization of fuel will be performed. Since we have produced more than 50% of our field reserves, we perform gas compressing – that is why we have powerful compressor machinery. Ground infrastructure also requires upgrading...

Coiled Tubing Times: Are you optimistic about the company's future in terms of innovations?

Alexander Somov: I am very optimistic. We are moving in this direction. Although sometimes we face difficulties, we don't stop.

The interview was conducted by Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

СПРАВКА «ВК»

Публичное акционерное общество «Укргаздобыча» – крупнейший украинский добытчик природного газа и газового конденсата. Входит в структуру НАК «Нафтогаз Украины».

«Укргаздобыча» – вертикально интегрированная компания с замкнутым циклом производства – от поиска и разведки месторождений нефти и газа, их разработки, добычи и транспортировки до переработки углеводородного сырья и реализации нефтепродуктов.

Компания ведет разработку газовых, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений в Харьковской, Полтавской, Сумской, Донецкой, Луганской, Днепропетровской, Львовской, Ивано-Франковской, Закарпатской и Волынской областях. Геологоразведочные работы по поиску новых месторождений углеводородов ведутся в Днепропетровско-Донецкой впадине, в Карпатском регионе.

«Укргаздобыча» имеет в своем составе два газодобывающих предприятия, предприятие по бурению скважин, управление по переработке газа и газового конденсата (два газоперерабатывающих завода), геофизическое управление, строительное подразделение, научно-исследовательский институт. Компания обеспечивает более 80% от общей добычи природного газа, 67% газового конденсата и нефти.

OUR REFERENCE

Ukrdobycha Open Joint-Stock Company is a major Ukrainian producer of natural gas and gas condensate. It is part of Naftohaz of Ukraine.

Ukrgazdobycha is a vertically integrated company with a closed production cycle – from exploration of oil and gas fields, their development and transportation to hydrocarbon processing and sale of oil products.

The company is developing gas, oil-and-gas and oil/gas-condensate fields in Kharkiv, Poltava, Sumy, Donetsk, Luhansk, Dnipropetrovsk, Lviv, Ivano-Frankivsk, Zakarpattia and Volyn Oblasts. Prospecting surveys of new hydrocarbon fields are carried out in the Dnieper-Donetsk Aulacogen, in Carpathian Region.

Ukrgazdobycha comprises two gas-producing companies, a well drilling company, a gas and gas-condensate processing subdivision (two gas processing plants), a geophysics department, a construction unit, a research institute. The company accounts for over 80% of the total natural gas production and 67 % of gas condensate and oil.



Растущий мировой спрос на энергоносители способствует развитию нефтегазовой отрасли, внедрению современных технологий, позволяющих оптимизировать производство и увеличить производительность. Очевидно, что любой технологический процесс сопряжен с определенными рисками, которые невозможно предвидеть и заранее исключить эффект от их негативного воздействия. Именно поэтому уже много лет в России активно применяется страхование. О потенциальных рисках, механизме страхования рассказал Руслан Игилов, советник генерального директора САО «ГЕФЕСТ».

В современных условиях, которые характеризуются повышенной неопределенностью экономических, технических и организационных факторов, управление рисками представляет очень важный и значимый элемент системы управления нефтегазовыми проектами. Особенно когда речь идет о ведущей отрасли страны, которая генерирует доходы государства, граждан, смежных отраслей и играет основополагающую роль в социально-экономическом развитии страны.

Защита для внутрискважинного оборудования. Современные программы управления рисками предприятий предлагают множество решений и методов. Однако наиболее успешным и целесообразным признан механизм страхования. Так, страхование внутрискважинного геофизического оборудования является одним из самых востребованных видов, так как позволяет компенсировать потенциальные риски, которые произошли в результате пожара, взрыва, фонтанирования скважины или образования грифона, стихийных бедствий и др. Также, помимо традиционных рисков, «ГЕФЕСТ» страхует риск «Прихват», т.е. риску срыва или потери оборудования в случае непредвиденного застревания в сломанной буровой колонне или в стволе скважины. Тариф по такому



виду страхования варьируется от 1% до 2,5% от страховой суммы. К примеру, для оценки качества цементирования используется компоновка в составе аппаратуры АМК «ГОРИЗОНТ-90» + «АМК ГОРИЗОНТ-90-ВИКИЗ» стоимостью 20 млн руб. При условии страхового тарифа 1% стоимость страхования аппарата составит 200 тыс. руб. на 1 год страхования.

Страхование для скважин. Не менее востребованным является страхование скважин, которое защищает от рисков утраты, гибели или повреждения застрахованного имущества в результате потери контроля над скважиной по любой причине, не исключенной договором страхования, а также полисом, покрываются расходы, связанные с восстановлением или повторным бурением скважины, или восстановлением контроля над ней. По данному виду тариф составляет от 0,3% до 1,0% на скважину и устанавливается с учетом вида, глубины скважины, специфики работ и другие. Так, если стоимость бурения скважины равна 50 млн руб., страховая сумма по рискам потери контроля над скважиной равна 50 млн руб., а расходы по повторному бурению – 50 млн руб., то стоимость страхования будет около 300 тыс. руб.

Полис для специализированной техники. Специализированная самоходная техника, применяемая при работах на месторождениях, имеет ряд специфических рисков, которые не у всех страховых компаний покрываются полисом страхования. Как правило, по договору включаются риски ДТП на дорогах общего пользования, аварии, стихийные бедствия, противоправные действия третьих лиц. Тариф здесь составляет от 0,35% до 2,0%. САО «ГЕФЕСТ» неоднократно



Руслан Игилов

выплачивало страховые возмещения по объектам и технике, применяемым при работе в ТЭК. Так, было возмещено 5,3 млн руб. за поломку келли-штанги при проведении буровых работ, 2,8 млн руб. выплачено за повреждение штанги и штоков цилиндров в результате падения буровой установки, 1,1 млн руб. – за повреждение «Магис-2» в процессе ловильных работ и многое другое.

По всем оценкам, разведка и добыча нефти будут перемещаться на шельф и в Восточную Сибирь. Очевидно, что освоение новых территорий с более сложными геологическими условиями будет сопряжено с дополнительными рисками. Поэтому вопросы обеспечения качественной страховой защитой предприятий нефтегазового комплекса будут все более актуальны и востребованы. ☉

НЕ ЗАМЕДЛЯТЬ ТЕМПЫ РАЗВИТИЯ!

DEVELOPMENT RATE SHOULD NOT BE SLOWED DOWN!



**Беседа с руководителем службы
ГНКТ ООО «Пакер Сервис»
А.Л. Абловым.**

А.Л.Аблов родился 20 апреля 1969 года в Калмыкии.

В 1971 году семья переехала в Ставропольский край, где отец стал работать на буровой. В 1975 году – новый переезд, на этот раз в Сургут.

В 1991 году А.Л.Аблов начал трудовую деятельность в компании «Сургутнефтегаз». Работал вместе с отцом. Прошел последовательно должности помощника бурильщика, бурильщика – мастера КРС, ст. мастера КРС.

В 2011 году отец и сын Абловы перешли в ООО «Пакер Сервис», где А.Л.Аблов работал сначала в качестве зам.руководителя проекта супервайзинга КРС, затем – руководителя проекта ГНКТ в Самаре. В настоящее время является руководителем службы ГНКТ ООО «Пакер Сервис».

В 2000 году окончил Сургутский нефтяной техникум (филиал Югорского государственного университета) по специальности «эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

В 2012 году окончил Пятигорский государственный технический университет, получив квалификацию «менеджер государственного

**Interview with Alexey Ablou, Head
of CT Service, Packer Service LLC.**

Alexey Ablou, born on April 20, 1969, in Kalmykia.

In 1971, the family moved to Stavropol Territory where his father started working at a drilling site. In 1975, the family moved again, this time to Surgut.

In 1991, Alexey Ablou started his working career with Surgutneftegaz Company. He worked together with his father. He successively held the positions of assistant driller, driller – workover foreman, senior workover foreman.

In 2011, father and son Ablou transferred to Packer Service LLC where Alexey Ablou first worked as Deputy Director of Workover Supervising, then as CT Project Manager in Samara. Currently he is Head of CT Service at Packer Service LLC.

In 2000, he graduated from Surgut Oil Technical School (branch of Yugor State University) majoring in oil and gas-field operation.

In 2012, he graduated from Pyatigorsk State Technical University qualifying as manager of public municipal administration.

Alexey Ablou proudly adds to his

муниципального управления».

К своей официальной биографии Алексей Леонидович с гордостью добавляет: «В нашем роду сложилась династия нефтяников – три поколения. Мой сын тоже работает в компании «Пакер Сервис». Он помощник механика».

«Время колтубинга»: Алексей Леонидович, ООО «Пакер Сервис» – одна из самых быстроразвивающихся нефтесервисных компаний России. В 2014 году компания стала лауреатом специальной премии Intervention Technology Award, учрежденной российским отделением Ассоциации специалистов по колтубинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), в номинации «Прорыв года – лучшая компания по темпам развития». Как давно Вы работаете в компании и какова Ваша основная позиция в ней?

Алексей Аблов: Я работаю в компании с 2011 года. В настоящее время руковожу подразделением ГНКТ в «Пакер Сервис».

ВК: На каких услугах специализируется компания «Пакер Сервис»?

А.А.: Перечень предоставляемых услуг у нашей компании достаточно широк. Основным направлением у нас, как, впрочем, и у многих конкурирующих с нами и партнерских компаний, является разбуривание шаров и седел МГРП. К настоящему времени мы уже достигли уровня, позволяющего разбуривать восемь-девять портов. Такие работы были выполнены нами для Муравленковского филиала «Газпром нефти».

ВК: Эти работы выполняются Вашей компанией по какой-либо оригинальной методике?

А.А.: Все эти работы мы выполняем с использованием тех же методов и технологий, которыми пользуется большинство компаний на рынке. Кроме перечисленных работ, у нас в настоящее время очень интенсивно развиваются и применяются в полном объеме геофизические исследования на кабеле. У нас имеется два комплекта оборудования. Один из них работает на гибкой трубе диаметром 44 мм с колтубинговой установкой производства СЗАО «ФИДМАШ», а другой – на гибкой трубе диаметром 38 мм с колтубинговой установкой производства Hydra Rig. Три успешные работы с использованием прибора PLT на кабеле были проведены, в частности, на месторождении «Русское» компании «Тюменьнефтегаз». Ну и, конечно же, мы проводим стандартные работы по нормализации забоя и освоению скважин. Они выполняются в полном объеме. ►

biography, 'Our family is a dynasty of oilfield workers – three generations. My son also works at Packer Service LLC. He is assistant engineer.

Coiled Tubing Times: Mr. Ablov, Packer Service LLC is one of the most rapidly developing oilfield service companies in Russia. In 2014, the company won the special Intervention Technology Award established by the Russian chapter of Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) in the nomination Breakthrough of the Year – Most Rapidly Developing Company. For how long have you been working in the company and what is your primary position?

Alexey Ablov: I have been working in the company since 2011. Currently I am in charge of coiled tubing at Packer Service.

CTT: What services does Packer Service specialize in?

A.A.: The list of services provided by our company is quite extensive. Our main area of activity – as admittedly is the case with competitors and partner companies – is drilling out of balls and multistage fracturing seats. So far, we are capable of drilling out eight-nine ports. We performed such operations for Muravlenko branch of Gazprom Neft.

CTT: Does your company use any original methods for such operations?

A.A.: We perform all those operations using the same methods and technologies that are used by most companies in the market. In addition to the mentioned operations, currently we have been intensively developing and fully implementing wireline geophysical surveys. We have two sets of equipment. One of them uses 44 mm coiled tubing with a CT rig produced by NOV FIDMASH and the other uses 38 mm coiled tubing with a CT rig produced by Hydra Rig. Among others, three successful interventions using a wireline PLT were made at Russkoye field of Tyumenneftegaz. And naturally we perform standard operations of bottom-hole cleaning and well testing. They are carried out to the fullest extent.

CTT: What can you say about the coiled tubing equipment that you operate? What manufacturers does Packer Service prefer?

A.A.: Our company operates several CT fleets produced by NOV FIDMASH. One of the fleets was made to our specific order. It's a container-type coiled tubing rig which can be independently transported by a helicopter. In terms of technical characteristics, performance and build quality ►



**Компания «Пакер Сервис»
проводит коiled tubing
операции с применением
оборудования производства
СЗАО «ФИДМАШ»**

**Packer-Service performs coiled
tubing operations using the
equipment manufactured by
NOVFIDMASH**



ВК: Что Вы можете сказать о колтюбинговом оборудовании, с которым работаете? На каких производителей оборудования ориентируется «Пакер Сервис»?

А.А.: В нашей компании эксплуатируется несколько флотов ГНКТ производства СЗАО «ФИДМАШ». Один из флотов был изготовлен по нашему индивидуальному заказу. Это колтюбинговая установка контейнерного типа, которую в условиях автономии можно транспортировать с помощью вертолета. По техническим характеристикам, возможностям производства работ и качеству изготовления все наши установки от СЗАО «ФИДМАШ» ни в чем не уступают аналогам от лучших мировых производителей. А учитывая, что нередко заокеанская техника в Россию попадает в статусе «б/у», новые фидмашевские установки превосходят их. На шасси МЗКТ теперь устанавливаются более мощные инжекторы, с большими тяговыми усилиями. Ну и логистика играет не последнюю роль в техническом обслуживании. Техника есть техника: какие-то части выходят из строя, детали изнашиваются. С «ФИДМАШем» все эти вопросы решаются оперативно. А если учесть, что в условиях санкций приобретение запасных частей для американских установок становится нелегким делом, выбор производителя оборудования, я думаю, понятен.

ВК: Вы упомянули секторальные санкции. Это животрепещущая тема. Насколько существенно, на Ваш взгляд, эти санкции способны повлиять на развитие отечественного нефтегазового сервиса?

А.А.: Очевидно, санкции повлекут за собой замедление объемов и бурения, и ввода новых скважин в эксплуатацию, и проведения других сложных работ. Я надеюсь, что наши российские партнеры на нефтегазосервисном рынке будут развиваться и обеспечивать импортозамещение. Но какой-то сложный период, какая-то волна падения нам все-таки предстоит. Пока еще сложности ощущаются не в полной мере, но, думаю, на протяжении текущего года они проявятся. Но я верю, что все выровняется.

ВК: Будем надеяться.

А.А.: Самое главное, будем надеяться на свое родное – российское, белорусское. Мы проводим

В нашей компании эксплуатируется несколько флотов ГНКТ производства СЗАО «ФИДМАШ». Один из флотов был изготовлен по нашему индивидуальному заказу. Это колтюбинговая установка контейнерного типа, которую в условиях автономии можно транспортировать с помощью вертолета. По техническим характеристикам, возможностям производства работ и качеству изготовления все наши установки от СЗАО «ФИДМАШ» ни в чем не уступают аналогам от лучших мировых производителей.

Our company operates several CT fleets produced by NOV FIDMASH. One of the fleets was made to our specific order. It's a container-type coiled tubing rig which can be independently transported by a helicopter. In terms of technical characteristics, performance and build quality all our rigs produced by NOV FIDMASH are as good as their equivalents produced by best world manufacturers.

all our rigs produced by NOV FIDMASH are as good as their equivalents produced by best world manufacturers. And taking into consideration that foreign equipment coming to Russia is often secondhand, brand-new FIDMASH rigs surpass them. More powerful injectors with high hauling capacity are mounted on chassis produced by Minsk Wheel Tractor Plant. Logistics also plays an important role in maintenance. Machinery is machinery: some parts break, others wear out. FIDMASH solves those issues very promptly. And given that due to the sanctions purchase of spare parts to American systems has become a difficult task, the choice of the manufacturer is quite obvious, I think.

CTT: You've mentioned sectoral sanctions. This is a hot topic. How significantly do you think these sanctions can affect the development of the domestic oilfield service?

А.А.: Obviously, because of the sanctions, the drilling footage will decrease and bringing of new wells into production and performance of other complex operations will slow down. Hopefully, our Russian partners in the oil and gas-field service market will be developing and implementing import substitution. Nevertheless, we will experience a rough patch, a wave of decline. So far, the difficulties are not fully palpable yet but I think they will manifest themselves in the course of this year. But I believe it'll level out.

CTT: Let's hope it will.

А.А.: Most importantly, we should rely on

модернизацию своих колтюбингов. На установках западного производства в плановых мероприятиях мы просто заменили некоторые узлы на их отечественные аналоги, ничем не уступающие оригинальным. И еще: мы изолированы только со стороны западных стран, а с восточными у нас наработаны хорошие отношения, например, с Китаем в вопросах замещения американских и канадских аналогов. Китайские партнеры уже поставляют в Россию некоторые виды оборудования.

ВК: Алексей Леонидович, Вы неоднократно принимали участие в работе ежегодной Международной научно-практической конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». На 15-й конференции Вы выступили с докладом «Геолого-технические мероприятия с применением технологии ГНКТ на скважинах ОАО «Самаранефтегаз» после ГРП», вызвавшим большой интерес.

В процессе этих конференций Вы в большей мере делитесь с коллегами из других компаний своим богатым опытом или примеряете к своим работам опыт коллег?

А.А.: Мы в компании «Пакер Сервис» интересуемся всеми новыми технологиями. Нам очень интересны какие-то тонкости, особенности проведения работ, как и новые разработки, например, циркуляционные клапаны, которые используются при бурении с азотом. У нас есть и свои предложения в этом плане. Конференция расширяет наш кругозор, дает понять, какие технологии в тренде. Нас информируют о мировых событиях и достижениях. Наша компания держит курс на развитие: растет количество флотов, объемы работ. В «Пакер Сервис» идет процесс становления, что несколько замедляет скорость внедрения новейших технологий, а также разработку их нами самими внутри компании. Но мы стремимся гармонично сочетать становление и развитие.

ВК: Уверена, что у Вас все получится. Что бы Вы хотели пожелать нашим читателям – своим коллегам?

А.А.: Я не сомневаюсь, что, как бы ни складывалась ситуация, нефтепромысловый бизнес по ГНКТ будет развиваться, потому что он приносит реальную прибыль, конкретный финансовый результат нашим заказчикам. Хочу пожелать коллегам не замедлять темпы развития, укрепляться в стремлении не только осваивать, но и создавать новые технологии. Всем успехов! И себе!

ВК: Исполнение Ваших пожеланий очень важно для России.

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

our own strength – Russian, Belarusian. We are upgrading our coiled tubing rigs. Within our scheduled activities we replaced some of the units in western-made systems with their domestic equivalents which are as good as OEM components. Moreover, we are cut off only from western countries but we have established good relations with eastern countries, e.g. with China, in terms of substitution of American and Canadian equivalents. Chinese partners already supply certain types of equipment to Russia.

CTT: Mr. Ablov, you repeatedly participated in the annual International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. At the 15th Conference you made a report on Geotechnical Operations Using Coiled Tubing Technologies at Samaraneftgaz Wells after Hydraulic Fracturing which aroused much interest. During such conferences, do you share your rich experience with your colleagues from other companies or rather see how your colleagues' experience can benefit your operations?

A.A.: We in Packer Service are interested in all new technologies. We are fascinated by subtle details, special techniques as well as new developments, e.g. circulation valves which are used in nitrogen drilling. We have our own proposals on that score. The Conference expands our horizons, tells us what technologies are in trend. We are informed about global developments and achievements. Our company has set a course for development: the fleet count is increasing as is the scope of operations. Packer Service is in the making which somewhat slows down the rate of implementation of state-of-art technologies as well as their development by our company. Nevertheless, we strive to keep the balance between making and development.

CTT: I am sure you'll do well. What would you wish to our readers – your colleagues?

A.A.: I have no doubts that whatever the situation is, CT-related oilfield business will develop because it yields real profit, concrete financial result to our customers. I would like to wish to our colleagues not to slow down their development rates and to become stronger in their desire not only to master but to create new technologies. May success attend you and us alike!

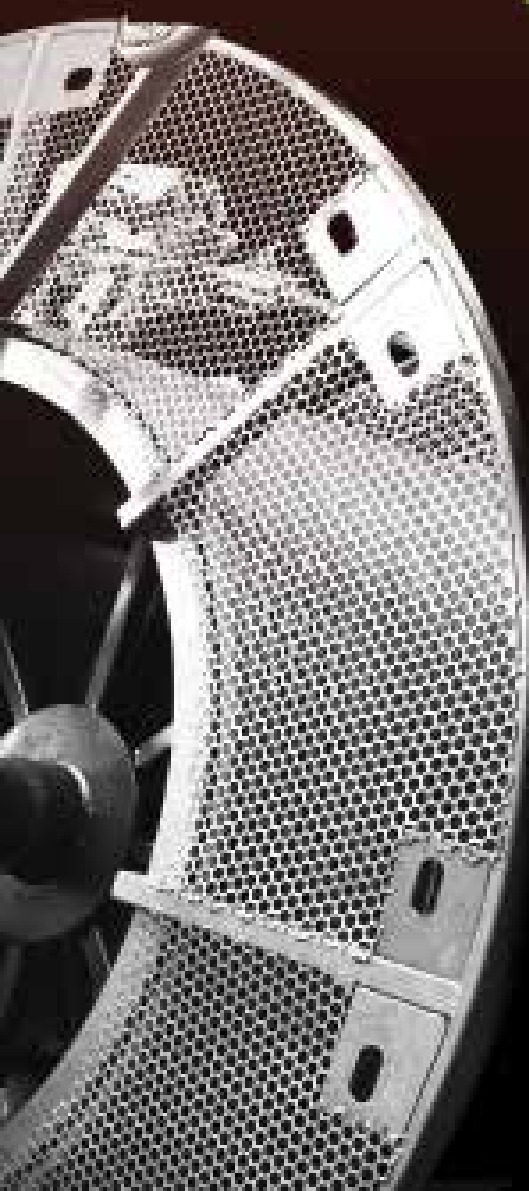
CTT: Your dreams coming true is very important for Russia.

The interview was conducted by Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

Coiled/tubing times

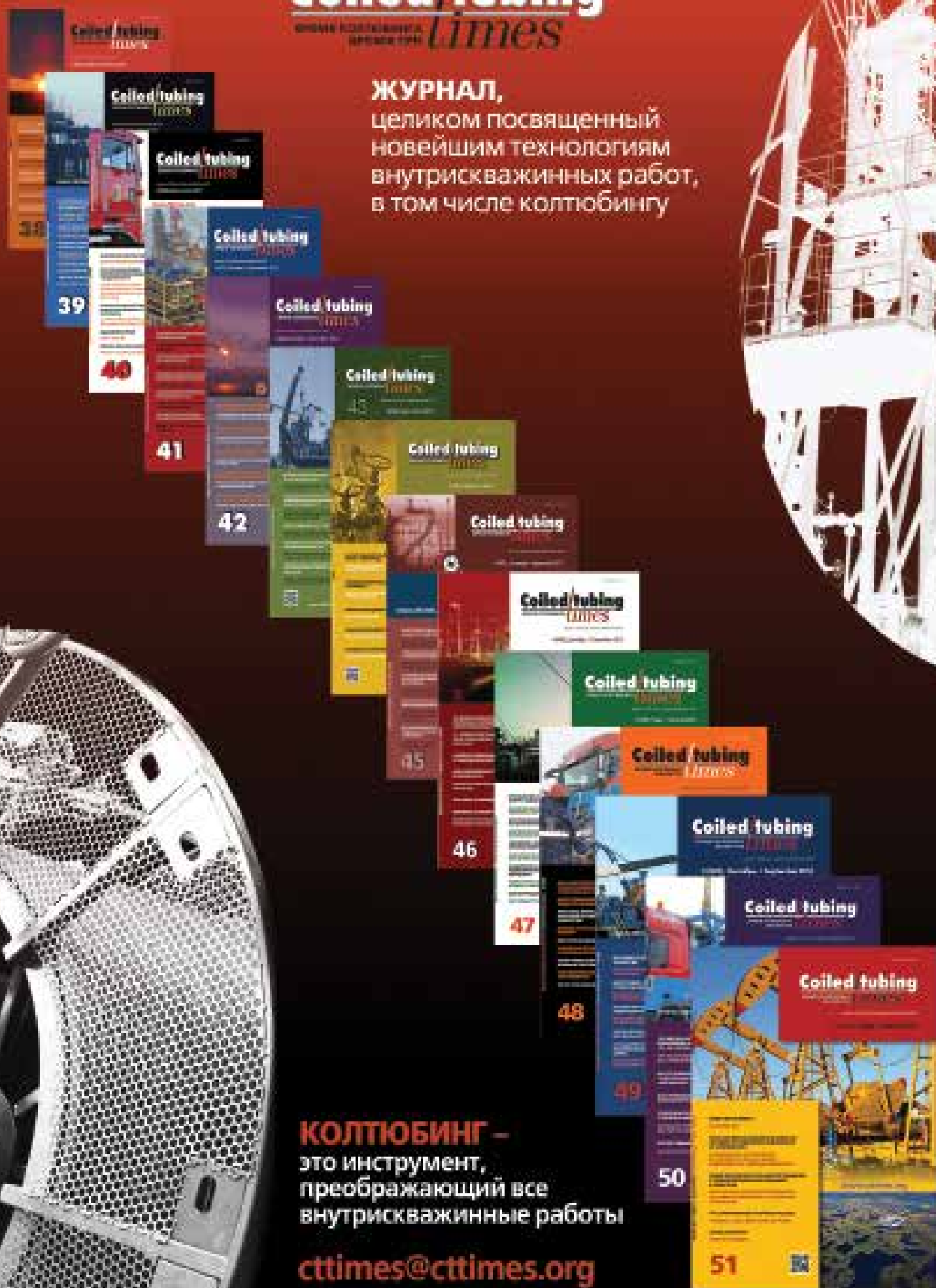
INTERNATIONAL JOURNAL OF
COILED/TUBING TECHNOLOGY

ЖУРНАЛ,
целиком посвященный
новейшим технологиям
внутрискважинных работ,
в том числе колтюбингу



КОЛТЮБИНГ –
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

cttimes@cttimes.org



КРЕДО КОМПАНИИ – ИННОВАЦИИ

к 25-летию СЗАО «Новинка»

THE COMPANY'S CREED

IS INNOVATIONS

dedicated to the 25th anniversary of CJSC Novinka

И.Я. ПИРЧ, директор СЗАО «Новинка»

Ivan PIRCH, Director, JCSC Novinka

Эффективно работающую компанию можно сравнить с живым организмом. И у нее, так же как и у человека, есть предназначение и судьба. СЗАО «Новинка» в этом отношении не исключение: можно с уверенностью сказать, что путь, который проходит эта компания, заслуживает внимания.

Предприятие, образованное в 1990 году на заре «лихого» десятилетия, вот уже четверть века решает очень непростые, весьма интересные в техническом отношении задачи по определению и реализации перспективных энергосберегающих проектов, а также проектов, направленных на повышение эффективности добычи углеводородов.

Наиболее важным, с моей точки зрения, периодом в развитии компании стал тот, когда компания приступила к решению задач по созданию оборудования для нефтегазовой отрасли. В конце 90-х конструкторским бюро СЗАО «Новинка» для ОАО «Газпром» были разработаны проекты колтюбинговых установок, базирующихся на технических решениях мирового уровня. Правильность выбора решений, использованных в конструкции указанного оборудования, подтверждена не только авторитетным мнением экспертного сообщества, но и временем. Разработанные еще тогда модели колтюбинговых установок выпускаются до настоящего времени и прекрасно зарекомендовали себя на рынке нефтегазового оборудования. В последующий период конструкторами «Новинки» был создан типоразмерный ряд колтюбингового оборудования, включающий более семи моделей и модификаций. Сегодня весь спектр этого оборудования выпускает СЗАО «ФИДМАШ», которое, как и СЗАО «Новинка», входит в Группу ФИД.

В начале двухтысячных годов СЗАО «Новинка» уже в качестве одного из лидеров по разработке колтюбингового оборудования приступило к освоению нового для себя направления – созданию высокотехнологичного скважинного оборудования для работы с колтюбинговыми установками. Понимая, что надежное и эффективное наземное оборудование – только

An efficient company can be compared to a living organism. As in the case of a human, it has its purpose and destiny. In that regard, JCSC Novinka is no exception: it is safe to say that the path the company took is noteworthy.

The company was established in 1990 at the dawn of the 'daring' decade and for a quarter-century now has been solving very challenging, technically interesting tasks of identifying and implementing promising energy-efficient projects as well as projects aimed at improved efficiency of hydrocarbon production.

In my opinion, the most important period in the company's development was when the company started making equipment for the oil and gas sector. In the late 1990s, the design office of JCSC Novinka – at the request of OJSC Gazprom – developed coiled tubing designs based on world-class engineering solutions. The correct choice of the solutions used in the design of the above equipment was verified not only by the weighty opinion of the expert community but was proven over time. The models of CT rigs that were developed back then are still in production today and have proven themselves in the market of oil and gas equipment. In subsequent years, the designers of Novinka Company created a standard series of coiled tubing equipment comprising over seven models and modifications. Nowadays the whole range of that equipment is manufactured by NOV FIDMASH in association with JCSC Novinka, a member of FID Group.

In the early 2000s, JCSC Novinka being one of the leaders in the development of coiled tubing equipment started developing new trends, i.e. production of CT-oriented high-tech downhole equipment. Realizing that reliable and efficient surface equipment is only one part in the successful use of coiled tubing to increase the efficiency of hydrocarbon production, JCSC Novinka started developing high-tech downhole equipment, specifically, directional drilling systems with an electric communication channel designed for controlled CT drilling in any type of oil and gas wells including underbalanced drilling.

SNB89-76M Directional Drilling System ensures real-time control over downhole parameters and position-finding of the bottom-hole assembly (BHA). The equipment allows:

- hole drilling in thin beds;
- optimizing the hole path;

часть успеха в использовании колтюбинговых технологий для повышения эффективности добычи углеводородов, СЗАО «Новинка» начало разработку высокотехнологичного скважинного оборудования, в частности, систем направленного бурения с электрическим каналом связи, предназначенных для управляемого колтюбингового бурения любых типов нефтяных и газовых скважин, в том числе в условиях депрессии на продуктивный пласт.

Система направленного бурения СНБ89-76М обеспечивает контроль внутрискважинных параметров и определение положения компоновки низа бурильной колонны (КНБК) в режиме реального времени. Оборудование позволяет:

- осуществлять проводку скважин по пластам малой толщины;
- оптимизировать траекторию скважины;
- осуществлять проводку скважин с высокой интенсивностью набора кривизны;
- осуществлять бурение боковых стволов из эксплуатационных колонн малого диаметра.

Сегодня опытно-промышленные испытания системы направленного бурения завершены и проводится подготовка к серийному их тиражированию в двух типоразмерах по диаметру – 76 и 89 мм.

В рамках расширения сферы применения систем направленного бурения предприятием созданы новые модели скважинных компоновок, которые предназначены для направленного бурения скважин в условиях горных выработок на угольных месторождениях, месторождениях тяжелых нефтей и др. Для работы с указанными системами СЗАО «Новинка» были разработаны специальные бурильные трубы с кабелем, позволяющие осуществлять съем параметров, регистрируемых в процессе бурения в текущем режиме времени.

Такое оборудование выполнено во взрывобезопасном исполнении и уже на протяжении нескольких лет успешно эксплуатируется на Ярегском месторождении тяжелых нефтей в Республике Коми.



Рисунок 1 – Одна из первых колтюбинговых установок малого класса, разработанная СЗАО «Новинка»

Figure 1 – Bench testing of the first coiled tubing rig developed by Novinka Company

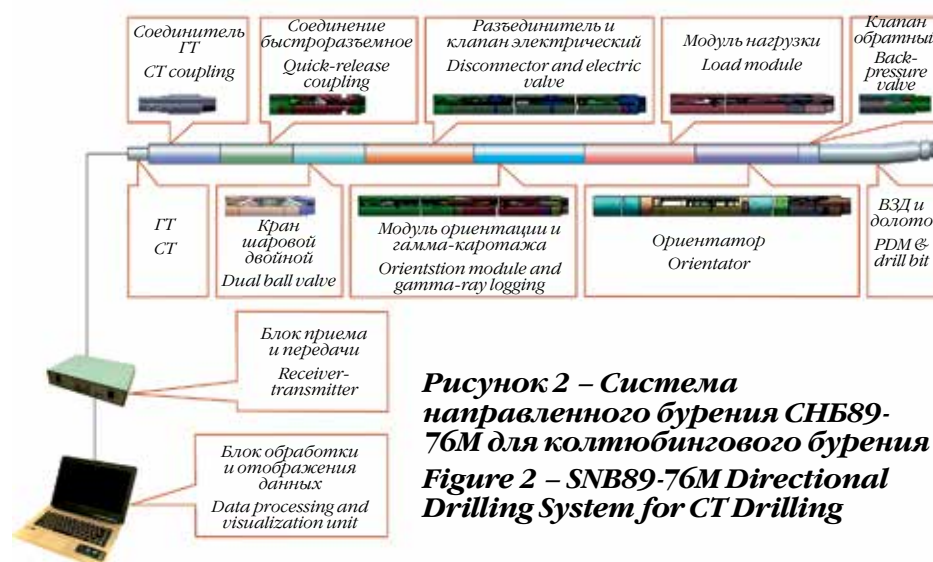


Рисунок 2 – Система направленного бурения СНБ89-76М для колтюбингового бурения
Figure 2 – SNB89-76M Directional Drilling System for CT Drilling

- hole drilling with high-intensity drift angle buildup;
- sidetracking from small-diameter production strings.

The field trials of the directional drilling system are now completed and the serial production of two standard sizes – 76 and 89 mm diameter – is under way.

The expansion of the field of application of directional drilling systems allowed the company to create new equipment models to perform directional well drilling in coal mining operations, heavy oil fields, etc. To operate the above systems, JCSC Novinka developed special drill pipes with a cable, which allows taking readings recorded in the course of drilling in real time.

This equipment is explosion-proof and has been successfully operated for several years on Yarega heavy-oil field in Komi Republic.

Based on directional drilling systems for CT rigs and spinning pipes with a cable channel, the company's specialists developed a directional drilling system with a hydraulic communication channel to be operated

На базе разработок систем направленного бурения для работы с колтюбинговыми установками и для работы на свинчиваемых трубах с кабельным каналом специалистами предприятия разработана система направленного бурения с гидравлическим каналом связи для работы на свинчиваемых трубах с агрегатами для забуривания боковых стволов и проводки скважин по заданной траектории. Такие компоновки разработаны диаметром 76 мм.

В качестве развития проекта по созданию оборудования для направленного бурения, основанного на принципе механического разрушения пород, руководством компании было принято решение об освоении новой линейки скважинного оборудования – оборудования для строительства боковых отводов методом гидромониторного бурения, при котором разрушение породы происходит благодаря энергии струи технологической жидкости, в том числе в комбинации с химическим воздействием ее на породы коллектора.

Строительство боковых стволов с использованием технологии гидромониторного размыва обладает неоспоримыми преимуществами, а именно:

- высокой скоростью проходки;
- отсутствием реактивного момента;
- сравнительно невысокой стоимостью оборудования;
- возможностью осуществления проходки с высокой интенсивностью набора кривизны ствола;
- возможностью проведения формирования нескольких боковых стволов за одну спуско-подъемную операцию.

В ближайшее время технологии гидромониторного размыва займут широкую нишу в ряду технологий, направленных на увеличение зоны фильтрации продуктивных пластов и, как следствие, повышение эффективности добычи углеводородов.

Одним из пилотных проектов в данном направлении явился проект по созданию совместно и по техническому заданию РУП «ПО «Белоруснефть» комплекса оборудования для

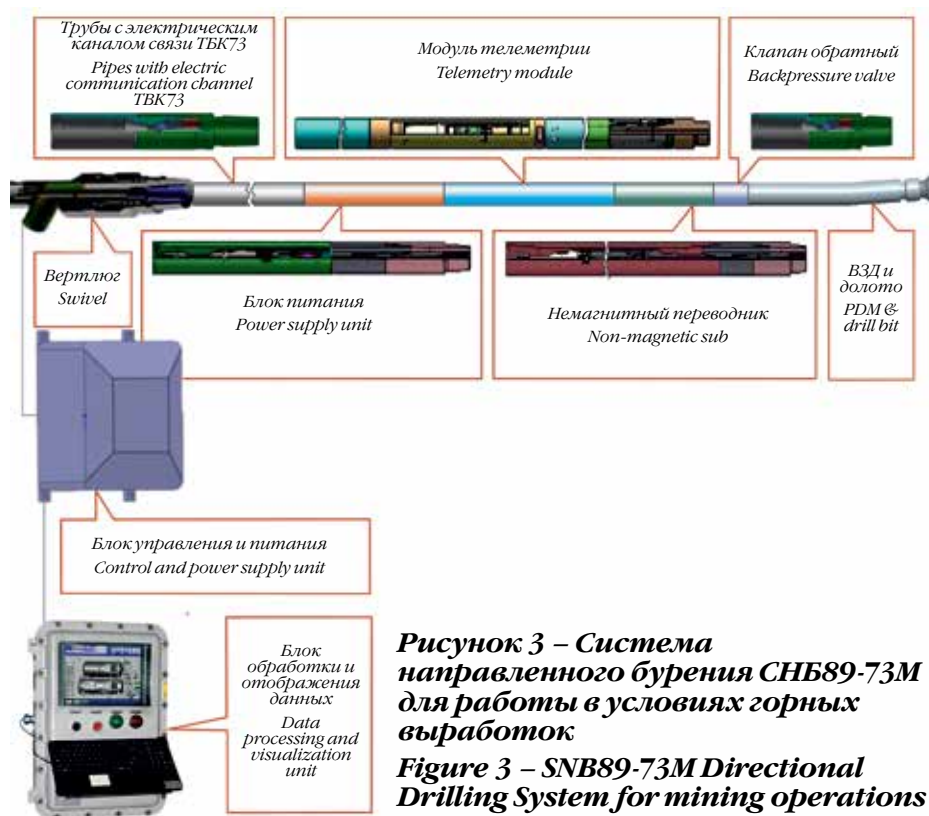


Рисунок 3 – Система направленного бурения СНБ89-73М для работы в условиях горных выработок

Figure 3 – SNB89-73M Directional Drilling System for mining operations

on spinning pipes with units for sidetracking and hole drilling according to the given path. Such assemblies have a diameter of 76 mm.

Within the development of the project for the manufacture of equipment for directional drilling based on the principle of mechanical rock breaking, the company management decided to set up the production of a new line of downhole equipment – equipment for sidetracking using the method of water-jet rock breaking during which the rock is broken by the jet energy of the process fluid and combined with its chemical effect on the reservoir rock.

According to the results of the marketing studies conducted by the specialists of JCSC Novinka, sidetracking using the water-jet washing-out technique offers undeniable advantages, specifically:

- high drilling advance rate;
- lack of reaction torque;



Рисунок 4 – Система направленного бурения СНБ89-76Т с гидравлическим каналом связи

Figure 4 – SNB89-73T Directional Drilling System with a Hydraulic Communication Channel

радиального вскрытия пластов. Указанный комплекс включает скважинную компоновку и наземное оборудование – мобильную установку для радиального вскрытия пластов СВП1. Скважинные компоновки могут работать в эксплуатационных колоннах диаметром от 140 мм группы прочности до P110 и обеспечивают фрезерование не менее восьми отверстий в эксплуатационной колонне за одну спуско-подъемную операцию. При этом оператор имеет возможность контролировать перемещение сверла в процессе формирования отверстий в эксплуатационной колонне в режиме реального времени.

Установка СВП1 включает комплект оборудования, необходимый для спуска в скважину гидромониторной насадки, гидромониторного размыва канала и проведения его кислотной обработки: барабан с ГНКТ диаметром 12,7 мм, насос высокого давления и насос для прокачки кислотных растворов. Для монтажа оборудования на устье скважины установка оборудована краном-манипулятором.

Технология радиального вскрытия пластов с использованием данного комплекса успешно прошла опытно-промышленные испытания и подтвердила свою эффективность.

Еще одним направлением, развиваемым СЗАО «Новинка» в классе оборудования для формирования боковых стволов, является компоновка для кислотоструйного бурения, которая предназначена для создания боковых каналов из открытого ствола скважины. В основе технологии лежит возможность растворения карбонатных коллекторов с использованием кислот.

Особенности компоновки:

- конструкция отклонителя имеет три рабочих положения, которые переключаются последовательно путем прерывания циркуляции рабочей жидкости;
- автономный блок инклинометрии обеспечивает запись зенитного и азимутального положения компоновки во встроенную память и чтение данных на поверхности;
- имеющаяся в компоновке насадка помимо направления струи растворения карбонатных коллекторов обеспечивает гидромониторный размыв.



Рисунок 5 – Комплекс для радиального вскрытия пластов

Figure 5 – Radial Drilling System

- relatively inexpensive equipment;
- possibility of hole drilling with high-intensity drift angle buildup;
- possibility of multiple sidetracking in one round trip.

In near future, water-jet washing-out techniques will occupy a wide niche in the ranks of technologies designed to increase the filtration area of producing reservoirs and, consequently, to increase the efficiency of hydrocarbon production.

One of the pilot projects in this area was the development of a radial drilling equipment system in association with and under the ToR of RUE Production Association Belorusneft. The above system comprises a downhole assembly and surface equipment – SVPI mobile unit for radial drilling. Downhole assemblies can operate in production strings with a diameter of min. 140 mm and a grade of up to P110 and ensure milling of at least eight holes in the production string in one round trip. At the same time the operator can control drill movement in the course of hole drilling in the production string in real time.

SVPI system comprises a set of equipment necessary for running the jet nozzle in the hole, water-jet washing-out of the channel and its acid treatment: a 12.7 mm CT reel, a high-pressure pump and a pump for injecting acid solutions. The system is fitted with a loader crane in order to mount the equipment on the wellhead.

The radial drilling technique implemented by means of this system was successfully field-tested and proved its efficiency.

Another development by JCSC Novinka in the category of sidetracking equipment is acid-jet drilling assemblies designed to create sidetracks from an open hole. The technology is based on dissolution in carbonate reservoirs using acids.

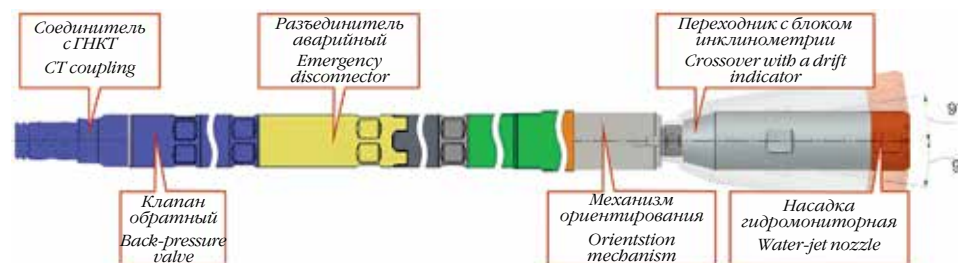


Рисунок 6 – Компоновка для кислотоструйного бурения

Figure 6 – Acid-jet drilling assembly

Приведенная выше информация о создаваемом и выпускаемом СЗАО «Новинка» оборудовании является только частью тех разработок, которые ведет компания. В дополнение к указанному мы предлагаем нашим потенциальным заказчикам для реализации большинства освоенных сегодня колтюбинговых технологий типоразмерный ряд скважинного оборудования, начиная от насадок для гидромониторного размыва и заканчивая скважинными компоновками под различные технологические операции.

Учитывая эксклюзивность создаваемого СЗАО «Новинка» скважинного оборудования на рынке стран СНГ и необходимость значительных капиталовложений для освоения некоторых технологий с использованием такого оборудования, предприятие готово налаживать сотрудничество с потенциальными потребителями производимого им оборудования на различных взаимовыгодных условиях. Это может быть как поставка, так и предоставление в аренду, в том числе с техническим сопровождением работ.

Находясь вот уже более четверти века на пике инноваций и поиска решений по созданию нового высокотехнологичного оборудования, СЗАО «Новинка» сегодня является той компанией, которая реально способствует развитию прогресса по созданию высокотехнологичного скважинного оборудования. «Новинка» создает и выпускает не только импортозамещающую продукцию, но и оборудование, не имеющее аналогов в мире.

Этот процесс становится все более актуальным в настоящее время, когда новые технологии западных стран и оборудование для их реализации не всегда могут быть доступны российским нефтедобывающим и сервисным компаниям.

Можно сказать, что инновации – кредо нашей компании. Имея в своем штате конструкторское бюро с высококлассными специалистами, СЗАО «Новинка» успешно решает задачи, которые сегодня наиболее актуальны для нефтегазодобывающих и сервисных компаний, занимающихся капитальным ремонтом скважин. ☉

Assembly specifics:

- the deflecting device has three operating positions which are switched consecutively by interrupting the circulation of the process fluid;
- the stand-alone drift indicator ensures recording of the zenithal and azimuthal position of the assembly into the onboard memory and reading of data on the surface;
- the nozzle of the assembly, in addition to directing the dissolution jet in carbonate reservoirs, ensures water-jet washing-out.

The above information about the equipment developed and manufactured by JCSC Novinka is only a fraction of the developments pursued by the company. In addition to the above, we offer our potential customers a standard series of downhole equipment for the implementation of most known coiled tubing techniques from water-jet nozzles to downhole assemblies for various production operations.

Taking into consideration the exclusiveness of the downhole equipment offered by JCSC Novinka in the CIS market and considerable investments needed for the implementation of certain technologies using such equipment, the company is ready to cooperate with prospective users of its equipment on diverse terms. This may take the form of both supply and lease including technical support of operations.

Being at the height of innovations and engineering of new high-tech equipment for over quarter-century now, today JCSC Novinka is the very company that promotes progress in the production of high-tech downhole equipment. Novinka Company designs and produces not only import-substituting products but also equipment, which is unparalleled anywhere in the world.

This process is becoming ever more critical at a time when new western technologies and equipment for their implementation may not be always accessible to Russian oil producing and oilfield service companies.

It is safe to say that our company's creed is innovations. Having a design office with top-ranked specialists, JCSC Novinka successfully addresses challenges, which are of high priority for oil and gas producing and field service companies, which provide well workover services. ☉

«Время колтюбинга» поздравляет СЗАО «Новинка» с четвертьвековым юбилеем и желает новых успехов в создании инновационной техники, которую с нетерпением ждут заказчики стран Единого экономического пространства!

Coiled Tubing Times congratulates Novinka, CJSC with its 25-th Anniversary and wishes success in creation of innovative equipment that is in high demand among the customers from the Common Free Market Zone!

СОВРЕМЕННЫЕ СРЕДСТВА НАГРЕВА ЖИДКОСТИ

Новая техника производства Группы ФИД

При проведении операций по ГРП в холодное время года актуальна проблема нагрева и поддержания температуры жидкости для ГРП. Температура жидкости – один из факторов, который влияет на качество приготовления композиции для ГРП.

Для нагрева жидкости до необходимых температур при проведении операций по ГРП в холодное время года применяются установки подогрева технологической жидкости. В зависимости от объема, который необходимо подогреть, используются установки подогрева различной мощности (табл. 1):

- до 200 м³ – УР3;
- до 1000 м³ – УР4;
- свыше 1000 м³ – УР5.

Таблица 1 – Технические характеристики установок подогрева

Технические характеристики		УР3	УР4	УР5
Мощность	Million Btu/hr	12	16	20
	МВт	3,5	4,7	5,7
Максимальный поток (данные производителя)	л/мин	763	955	1242
Максимальная температура нагрева воды	°C	95		
Нагрев при максимальном потоке (данные производителя)	°C	46	50	47
Расчетное время нагрева 1 м³, мин	на 10 °C	0,33	0,23	0,2
Расчетный объем воды, нагретой за 1 мин, м³	на 10 °C	3	4,2	4,9
Расчетный объем воды, нагретой за 60 мин, м³	на 10 °C	180	255	300
Расчетный расход топлива подогревателем при МАХ мощности, л/ч		347	466	495
Расчетное количество топлива, необходимого для нагрева 50 м³, л	на 10 °C	95,3	89,5	82,4

Общий вид установки насосной подогрева представлен на рис. 1. Установка смонтирована на базе шасси МАЗ-6317Х9-0000448-000 (6х6) с двухскатной ошиновкой задних колес. Для питания подогревателя установлен технологический топливный бак объемом 3,5 м³. Для контроля технологического процесса нагрева жидкости на установке установлена кабина оператора.

Установка насосная подогрева спроектирована специально для проведения работ по нагреву жидкости для операций по ГРП. Подогреватель CHANDLER SPD-12 мощностью 4,7 МВт оборудован четырьмя



Рисунок 1 – Общий вид установки насосной подогрева УР4

горелками, работающими на дизельном топливе. Корпус подогревателя изнутри изолирован панелями на основе керамических волокон (ceramic fiber blanket). Система контроля подогревателя отслеживает входную и выходную температуру жидкости, а также давление жидкости в змеевике подогревателя. При превышении заданных параметров процесса нагрева (достижение заданной температуры, давления, превышение допустимой температуры) система контроля прекращает подачу топлива к горелкам подогревателя.

В качестве опции возможна установка горелок, работающих на сжиженном природном газе.

Привод установки подогрева – гидравлический, от двигателя шасси. Электросистема подогревателя питается от электросистемы шасси.

В качестве альтернативного варианта предлагается установка насосная подогрева

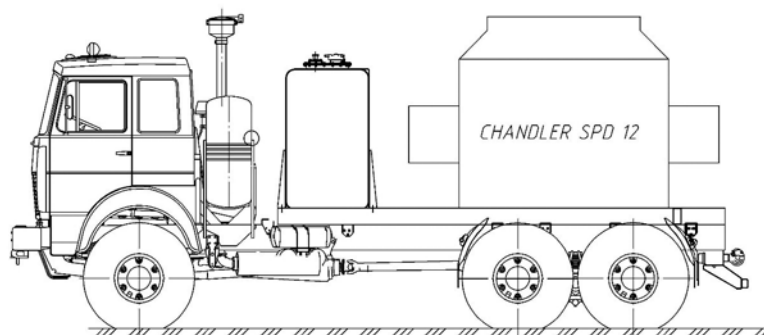


Рисунок 2 – Общий вид установки насосной подогрева УР4 без кабины оператора

УР4 без кабины оператора. Контроль за технологическим процессом осуществляется за пультом управления, установленным снаружи, либо за контрольным пультом, установленным в кабине водителя (рис. 2).

Развитие модельного ряда установок подогрева жидкости привело к появлению установок подогрева в контейнерном исполнении. Установки данного типа могут транспортироваться стандартными полуприцепами-контейнеровозами. Привод установок в контейнерном исполнении осуществляется от гидростанции с приводом от двигателя внутреннего сгорания (рис. 3). Контейнер может быть как в открытом исполнении, так и оборудованным закрывающимися ролетами.

Установка насосная подогрева нетребовательна к качеству нагреваемой жидкости, проста и надежна в эксплуатации и обслуживании, что является чрезвычайно важным при проведении операций по ГРП. ☉



Рисунок 3 – Общий вид установки подогрева в контейнерном исполнении

ЦЕНТР
СЕРВИСНЫХ
ПРОГРАММ
ПРОФЕССИЯ

КНИГИ
ДЛЯ ПРОФЕССИОНАЛОВ

ИЗДАТЕЛЬСТВО
ПРОФЕССИЯ

ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ В ОБЛАСТИ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И НЕФТЕХИМИИ !



Англо-русский словарь нефтегазовых и нефтехимических терминов

А.Бахадури, Ч.Нваоха, М.Кларк

Пер. с англ. (2014, *Dictionary of Oil, Gas, and Petrochemical Processing*)

Под. ред. Глаголевой О.Ф., Голубевой И.А.

2015 г., ок. 500 стр.

выход – 1 сентября 2015

Англо-русский терминологический словарь содержит более 5000 современных терминов в области газа, нефти и нефтехимии, и охватывают разведку, добычу, переработку нефти и газа, а также связанные с отраслью управление, экономику, финансы и безопасность. Приведены основные значения в единицах СИ и их метрические эквиваленты, даны толкования для большинства терминов, введены новые термины и определения за последние 5 лет.

Словарь станет незаменимым источником понятий и терминов для исследователей, технических специалистов, ученых, переводчиков, студентов. Электронная версия (защищенный PDF-файл, будет доступен с 01.10.2015) позволит использовать его для быстрого поиска значений на мобильных устройствах и персональных компьютерах.

Стоимость подписки составит:

только бумажная версия	бумажная + электронная версия
до 1.03.2015 - 3000 р.	до 1.03.2015 - 5500 р.
до 1.05.2015 - 3500 р.	до 1.05.2015 - 6000 р.

Издание будет распространяться только по подписке, в связи с ограниченной лицензией, в свободную продажу книга не поступит.

www.epcprof.ru - заказ on-line и все книги издательства

по электронной почте: info@epcprof.ru; shop@epcprof.ru
по тел./факсу: +7 (812) 313-54-14
почтой по адресу: 190020, Санкт-Петербург, а/я 140.

Офис продаж в Москве
тел.: +7 (963) 668-84-89
электронная почта: moscow@epcprof.ru

Способ обнаружения газовых бляшек в цементном камне в эксплуатационной колонне скважины

Method of Detecting Gas Patches in the Cement Stone in the Production String

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д. т. н., профессор, академик, зам. директора по науке и технике, ООО «Юг-Нефтегаз»

Yu. BALAKIROV, D. Eng., professor, member of the Academy of Sciences, Deputy Director for Science and Technology, Yug-Neftegaz LLC

Горный инженер по добыче нефти и газа всегда должен быть готов устранить неожиданно появившиеся негативные факторы в процессе работы любой скважины. Известно, что продолжительность работы скважины зависит от состояния крепки скважины, другими словами, от цементажа.

Но, к сожалению, в программе цементирования скважины не предусмотрено определение газовых бляшек в теле цементного кольца в эксплуатационной колонне.

А ведь эти газовые бляшки могут впоследствии стать гнездами, из которых выползут в цементном кольце за колонну «змеи», способные нарушать герметичность эксплуатационной колонны, обводнить ее, даже затопить действующую скважину в случае прорыва вод из различных пластов и пропластков и перевести ее в фонд бездействующих и простаивающих.

В результате мы потеряем скважину или в лучшем случае вынуждены будем затратить огромную сумму денег для ликвидации той «несанкционированной дырки», из которой, как из пробоины в корабле, безостановочно хлещет подземная вода.

Вот к такому печальному итогу можно прийти, если не проводить специальные подземные работы для обнаружения газовых бляшек в крепи скважины после цементажа.

Возникает вопрос: каким образом можно обнаружить газовые бляшки?

Прежде всего, надо предусмотреть их поиск и обнаружение и даже закрепить такие работы специальной нормативной документацией, например стандартом или правилами.

Но пока будет разработан стандарт или специальные правила, предлагаю с помощью колтюбинговой установки провести трансформационные работы по эксплуатационной колонне путем поинтервального спуска гибкой трубы с прикреплением на нее сверхчувствительной аппаратуры для регистрации температуры по мере спуска.

При наличии газовых бляшек будет искажаться температурный градиент вследствие появления эффекта дросселирования, или эффекта Джоуля-Томсона.

Таким образом, с помощью термозондирования скважины с помощью гибкой трубы колтюбинга можно будет обнаружить газовые бляшки в цементном камне. ☉

A mining engineer for oil and gas production should always be ready to eliminate the negative factors in the operation of any well. It is well-known that the lifetime of a well depends on the condition of the well support, i.e. on the cement job.

However, unfortunately, the cementing program does not envisage detection of gas patches in the body of the cement ring in the production string.

But those gas patches can later evolve into nests from which 'snakes' will crawl out into the cement ring behind the casing capable of compromising the structural integrity of the production string, encroach it, even flood the running well in case of breakthrough of water from different formations and sublayers and make it inactive or idle.

As a result we will lose the well or at best we will have to spend a lot of money to mitigate the consequences of the 'unsanctioned hole' from which ground water is ceaselessly gushing as if from the hull breach.

Such is the sad outcome that may come to be if no special underground work is carried out to detect the gas patches in the support of the well after cementing.

The question then is: how can we detect gas patches?

First of all, their search and detection should be provided for and even formalized in special regulatory documentation, e.g. a standard or rules.

But until the standard or the special rules are developed, I suggest using a coiled tubing rig to transform the production string by means of interval-based running of the coiled tubing into the hole fitting with supersensitive equipment for temperature recording during the running-in.

If there are gas patches, the temperature gradient will be distorted as result of the throttling effect, or the Joule-Thomson effect.

Therefore, by thermoprobings the well using coiled tubing we can detect gas patches in the cement ring. ☉

Респондентам были предложены следующие вопросы:

1. Профиль деятельности Вашей компании (нефтегазодобывающая, нефтегазосервисная, компания – производитель оборудования, научно-исследовательская структура, вуз).
2. Как давно Вы знаете журнал «Время колтюбинга»?
3. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга»?
4. Какие высокие нефтесервисные технологии используются на Вашем предприятии?
5. Применяет ли Ваша компания колтюбинговые технологии? Если да, то какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании?
6. Колтюбинговые установки каких производителей использует Ваша компания?
7. Какие уникальные работы Вам и Вашим коллегам удавалось проводить?
8. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? Если да, то какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона?
9. Оборудование для проведения ГРП каких производителей использует Ваша компания?
10. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день?
11. Какие высокие технологии нефтегазового сервиса будут на пике востребованности в ближайшей (5–10 лет) перспективе?
12. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса могут столкнуться с самыми большими проблемами в связи с секторальными санкциями, принятыми западными странами?
13. Как могут измениться у нефтегазосервисных компаний подходы к приобретению дорогостоящего оборудования?

Зотов Александр Максимович,
главный геолог, ООО «Татнефть-
ЛениногорскРемСервис»

1. Нефтегазосервисная.
2. 6 лет.
3. О ГРП и других методах стимуляции притока.
4. ГРП, ОПЗ, колтюбинговые технологии и т.д.
5. Применяет. Спектр ПНП, ремонт скважин, промывка после ГРП и т.д.
6. «ФИДМАШ».
7. ГРП + ГПП.
8. Применяет: проппантный ГРП, кислотный ГРП, ГРП + ГПП.

The following questions were asked:

1. Business profile of your Company (oil and gas producing, oil and gas servicing, equipment manufacturing company, research and development company, university/institute).
2. How long have you known Coiled Tubing Times Journal?
3. About which oil and gas service technologies would you like to read in Coiled Tubing Times Journal?
4. Which high-tech oilfield service technologies are used in your Company?
5. Does your Company use coiled tubing technologies? If the answer is yes, then which coiled tubing technologies are in demand within the area of your Company's activity?
6. Coiled tubing units of which manufacturers does your Company utilizes?
7. Were there any unique operations that you and your colleagues managed to perform?
8. Does your Company use hydraulic fracturing technology? If the answer is yes, which hydraulic fracturing types are effective in your region?
9. Hydraulic fracturing equipment of which manufacturers does your Company utilize?
10. In your opinion, which EOR technologies are of vital importance today?
11. Which high-tech oilfield service technologies will be in demand in the near term (5–10 years)?
12. Which segments of the Russian oil and gas service may face the most serious problems due to the sectoral sanctions imposed by Western governments?
13. How can oil and gas service companies change their approaches of purchasing expensive equipment?

Pavel Popov, Director,
Neftegaztechnologiya, LLC

1. Oil and gas service.
2. For 5 years.
3. About hydraulic fracturing, coiled tubing, radio-frequency surveys, and tertiary stimulation methods.
4. See the previous item.
5. Yes. Post-frac bottomhole cleaning, stimulation treatments, etc.
6. Neftegaztechnologiya, LLC is an engineering company. That's why we attract various operators.

9. «ФИДМАШ».
10. ГРП.
11. ГРП + колтюбинг.
12. Отрасль получит толчок к развитию отечественных предприятий.
13. Ориентация на отечественного производителя.

**Попов Павел Иванович, директор,
ООО «Нефтегазтехнология»**

1. Нефтегазосервисная.
2. 5 лет.
3. О ГРП, ГНКТ, РВП, третичных методах ПНП.
4. См. п. 3
5. Да. Нормализация забоя после ГРП, вызов притока и др.
6. ООО «Нефтегазтехнология» – инжиниринговая компания, поэтому привлекает различных операторов.
7. РВП, ГРП в поисково-разведочных скважинах, нормализация забоя после ГРП г/н скважин с АНПД.
8. Да. Пенный ГРП на г/н скважинах.
9. См. п. 6.
10. МГРП + ГНКТ, ЗБС на депрессии.
11. МГРП + ГНКТ, многоствольное бурение, гибридное бурение, акцент в сторону офшора.
12. Те, на которые непосредственно направлены санкции.
13. Дело не в цене, а в качестве. Если рынок сможет предложить конкурентоспособное отечественное оборудование, то оно окажется высоко востребовано.

**Давлетшина Люция Фаритовна, доцент,
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина**

1. Вуз.
2. 10 лет.
3. Всё очень интересно.
4. ГРП, ВИР, ПНП, КО-химические технологии.
5. КО, ГРП.
6. «ФИДМАШ».
7. Многостадийная КО.
8. Грамотный подбор и проведение ГРП приводят к высокому эффекту. ГРП с водоизоляцией.
9. –
10. Полимерное заводнение, ГРП в горизонтальных скважинах.
11. ГРП.
12. Как научный, так и производственный сегменты.
13. –

**Собралиев Ваха Альвиевич, советник
генерального директора, ОАО «Росгеология»**

1. Нефтегазосервисная компания, производитель оборудования, научно-исследовательская структура.
2. Узнал недавно.
3. О технологиях бурения скважин с

Coiled Tubing Times Questionnaire • Анкета «Времени колтюбинга»

7. Radio-frequency surveys, hydraulic fracturing in exploration wells, and post-frac bottomhole cleaning of gas injection wells with abnormally low formation pressure.
8. Yes. Foam fracturing in gas injection wells.
9. See item 6.
10. Multi-stage fracturing with CT applications, and underbalanced sidetracking.
11. Multi-stage fracturing with CT applications, multilateral drilling, hybrid drilling with the focus towards offshore operations.
12. Those segments that are the direct aim of sanctions.
13. The matter is in the quality, not in the price. If the market is able to offer competitive domestic equipment, it will be in high demand.

**Lucia Davletshina, Associate Professor,
The I.M. Gubkin Russian State University of
Oil and Gas**

1. University.
2. For 10 years.
3. Everything is very interesting.
4. Hydraulic fracturing, EOR operations, acid treatments and chemical technologies.
5. Acid treatments and hydraulic fracturing.
6. NOV FIDMASH.
7. Multi-stage acid treatments.
8. Proper selection of stages and performing of hydraulic fracturing lead to high EOR efficiency. Hydraulic fracturing with water shutoff.
9. –
10. Polymer flooding and hydraulic fracturing in horizontal wells.
11. Hydraulic fracturing.
12. Both scientific and manufacturing sectors.
13. –

**Vaha Sobraliev, Adviser Director General,
Rosgeologiya, JSC**

1. Oil & gas service, equipment manufacturing and research and development company.
2. I have just discovered your Journal.
3. About the technologies of coiled tubing drilling.
4. Technologies of deep wells (up to 26,250 ft) drilling, as well as drilling under the conditions of abnormally high formation pressures.
5. No.
6. –
7. Drilling of two horizontal wells with getting into the vertical wellbore from the distance of 2,300 ft.
8. Not yet.
9. –
10. Radial drilling, hydraulic fracturing, horizontal drilling, and multilateral drilling.
11. Sidetracking operations, horizontal drilling, multilateral drilling, hydraulic fracturing,

- использованием колтюбинговых установок.
4. Технологии бурения глубоких (до 8000 м) скважин, бурение при аномально высоких давлениях.
 5. Нет.
 6. –
 7. Бурение двух горизонтальных скважин с попаданием в ствол вертикальной скважины на расстоянии 700 м.
 8. Пока нет.
 9. –
 10. Бурение радиальных скважин, ГРП, бурение горизонтальных скважин, многоствольное бурение.
 11. Бурение боковых стволов, горизонтальное бурение, многоствольное бурение, ГРП, химические методы воздействия на продуктивные пласты, роторно управляемые системы.
 12. Все виды сервиса, связанные с высокими технологиями, так как отечественных разработок в этой области практически нет.
 13. У компаний будет все меньше возможностей приобретать дорогостоящее оборудование, а как решить эту проблему, один бог знает.

Драбкин Андрей Валерьевич, заведующий сектором ГРП, РУП «ПО «Белоруснефть»

1. Нефтегазодобывающая, нефтегазосервисная компания, исследовательская структура.
2. Около 5 лет.
3. ГРП, МГРП, кислотные разрывы, ГРП с помощью ГНКТ.
4. МГРП, РВП, направленное бурение на ГНКТ и др.
5. Да. В основном освоение азотом, промывки после ГРП.
6. «ФИДМАШ».
7. ГРП на скважинах глубиной более 5500 м и с температурой около 180 °С в карбонатных породах.
8. Да. ГРП в карбонатных породах, МНГР на нетрадиционных коллекторах.
9. «ФИДМАШ».
10. ГРП.
11. МГРП в нетрадиционных коллекторах.
12. Программное обеспечение.
13. –

Штахов Юрий Николаевич, начальник отдела, ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»

1. Производитель оборудования.
2. 6 лет.
3. Технологии КРС и ПНП, ГРП, новые технологии в нефтегазовом сервисе.
4. РВП, ГРП, МГРП, всевозможные работы на ГНКТ.
5. –
6. –
7. –
8. –
9. –

- chemical treatments of bottomhole formation zones, and rotary steerable systems.
12. All types of services connected with high-tech solutions since there are few domestic developments in this field.
 13. The companies will have fewer and fewer possibilities for purchasing expensive equipment. God alone knows how to solve this problem.

Andrey Drabkin, Head of Hydraulic Fracturing Department, RUP PO Belorusneft

1. Oil and gas production, oilfield service, and R&D company.
2. For about 5 years.
3. About hydraulic fracturing, multi-stage fracturing, acid fracturing, and CT fracturing.
4. Multi-stage fracturing, radial drilling, CT directional drilling, etc.
5. Yes. Mainly, we practice gas lift and post-frac cleanouts.
6. NOV FIDMASH.
7. Hydraulic fracturing operations in wells deeper than 18,000 ft with formation pressures up to 356°F (carbonate formations).
8. Yes. Hydraulic fracturing in carbonate formations and multi-stage fracturing of unconventional reservoirs.
9. NOV FIDMASH.
10. Hydraulic fracturing.
11. Multi-stage fracturing in unconventional formations.
12. Those that use foreign software packages.
13. –

Yuriy Shtakhov, Head of Department, NPP RosTEKtechnologies, LLC

1. Equipment manufacturing company.
2. For 6 years.
3. About well workover and EOR technologies, hydraulic fracturing and the latest oilfield service technologies.
4. Radio-frequency surveys, hydraulic fracturing, multi-stage fracturing, and various CT operations.
5. –
6. –
7. –
8. –
9. –
10. –
11. Hydraulic fracturing, sidetracking operations, and application of special fluids during well development and killing operations.
12. –
13. They may start practicing leasing schemes, rental of equipment, and purchasing of used equipment.

10. –
11. ГРП, ЗБС, применение специальных жидкостей при глушении и освоении скважин.
12. –
13. Покупка в лизинг, аренда оборудования, покупка б/у оборудования.

Мальцев Алексей Викторович, супервайзер по КРС, ООО «Иркутская нефтяная компания»

1. Нефтегазодобывающая.
2. С 2012 года.
3. О передовых технологиях от компаний «Шлюмберге» и Weatherford.
4. ОПЗ, ГРП, МГРП.
5. Да. Фрезерование портов.
6. «ФИДМАШ».
7. МГРП, ЩГПП на НКТ 73 мм.
8. Да. МГРП, КГРП.
9. Привлекаем ООО «AGS» (Арктик Газ Сервис), г. Радужный.
10. ЩГРП и ГРП на колтюбинге, селективные изоляции и обработки.
11. См. п. 10.
12. Часть небольших западных компаний уйдет с российского рынка нефтегазосервисных услуг.
13. Перейдут на аналогичный ассортимент отечественного производства, более дешевый.

Телков Олег Павлович, руководитель группы ремонта скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Лангепаснефтегаз»

1. Нефтегазодобывающая.
2. С 2014 года.
3. Фрезерование в горизонтальном хвостовике диаметром 102/114 мм; работы по ликвидации аварий в хвостовике диаметром 102/114 мм; РИР в хвостовике диаметром 102/114 мм.
4. –
5. Применяется в незначительном объеме. Наиболее востребованы фрезерование и работы с портами компоновок МГРП, ГИС в хвостовиках скважин.
6. Привлекаем компании «Шлюмберге», «ЕВС», «Когалымгеофизика».
7. –
8. Применяется.
9. –
10. ГРП, селективные СКО, ГПП.
11. Технологии борьбы с АСПО и гидратами, ГИС и СКО на нагнетательных скважинах (без бригад ТКРС).
12. –
13. –

Каштанов Иван Геннадьевич, начальник управления внутрискважинных работ, ОАО «НОВАТЭК»

1. Нефтегазодобывающая.

Alexey Maltsev, Well Workover Supervisor, Irkutskaya oil company, LLC

1. Oil and gas producing.
2. Since 2012.
3. About the advanced technologies from Schlumberger and Weatherford companies.
4. Bottomhole zone treatments, hydraulic fracturing, and multi-stage fracturing.
5. Yes. Milling of frac ports/sleeves.
6. NOV FIDMASH.
7. Multi-stage fracturing and hydraulic jet perforation using 2-7/8 in. CT.
8. Yes. Multi-stage and acid fracturing.
9. We contract AGS, LLC (Arctic Gas Service) in Raduzhniy town.
10. Acid fracturing and hydraulic fracturing with CT application, as well as selective isolation and treatment operations.
11. See item 10.
12. A number of small western companies will leave the Russian oilfield service market.
13. The companies will switch to the cheaper products range of domestic manufacturers.

Oleg Telkov, Head of Well Repair Team, Lukoil-Western Siberia, LLC (TPP Langepasneftegaz, JSC)

1. Oil and gas producing.
2. Since 2014.
3. About milling operations in horizontal liners of 4-4.5 in diameter; emergency operations in horizontal liners of 4-4.5 in diameter; cement squeeze operations in horizontal liners of 4-4.5 in diameter.
4. –
5. We use them on a limited scale. The most popular operations include milling of multi-stage frac ports and well logging operations in production liners.
6. We contract Schlumberger, EWS, and Kogalymgeofizika companies.
7. –
8. Yes, we use such technologies.
9. –
10. Hydraulic fracturing, selective hydrochloric acid treatments and hydraulic jet perforation.
11. Technologies of hydrates, asphalt, resin and paraffin deposits control, logging and acid treatment operations in water-injection wells (without involving of well repair and workover crews).
12. –
13. –

Ivan Kashtanov, Head of Well Intervention Department, NOVATEK, JSC

1. Oil and gas producing.
2. Since 2009.
3. About new developments in the area of well

2. С 2009 года.
3. Обзор новых разработок внутрискважинного оборудования. Проблемы и вызовы при проведении операций ГНКТ.
4. ГНКТ, ГИС на ГНКТ, использование ГНКТ для разбуривания седел и шаров МГРП.
5. Освоение горизонтальных скважин, исследование субгоризонтальных скважин.
6. «ФИДМАШ», импортные установки производства США, Китая.
7. Компания привлекает сервисные компании.
8. Да. Применяет МГРП на горизонтальных скважинах.
9. Импортное оборудование.
10. ГРП, МГРП.
11. Отключение обводнившихся участков горизонтальных скважин после МГРП.
12. Наклонно-направленное бурение с применением РУС и геонавигации.
13. Произойдет переориентация на азиатский рынок, где предлагается оборудование, приемлемое по качеству и цене.

**Шумаков Вячеслав Николаевич,
генеральный директор, ООО «Ветеран»**

1. Нефтегазосервисная.
2. Более 6 лет.
3. О ликвидации аварий с помощью ГНКТ и внутрискважинного инструмента.
4. Освоение в открытом стволе.
5. Да. Промывка от проппанта, освоение, разбуривание портов МГРП.
6. «ФИДМАШ».
7. Разбуривание портов МГРП.
8. Нет.
9. –
10. Пенокислотные обработки с применением ГНКТ, прокачка кислоты на больших скоростях и с давлением, не превышающим предела разрыва пласта.
11. Бурение с применением ГНКТ.
12. Наша компания, надеюсь, не будет испытывать проблем, связанных с секторальными санкциями, поскольку мы используем отечественные технологии и технику.
13. Компании будут переходить на оборудование российских производителей.

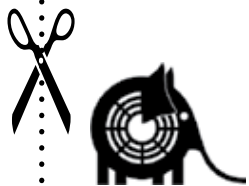
Дорогие читатели! Ваше участие в опросе поможет журналу «Время колтюбинга» стать более интересным и полезным. Вырежьте, пожалуйста, анкету, заполните ее, отсканируйте и пришлите по адресу cttimes@cttimes.org или halina.bulyka@cttimes.org

- intervention equipment. I'm also interested in the information about difficulties and challenges connected with CT operations.
4. Coiled tubing, CT logging, CT milling of balls and seats during multi-stage fracturing operations.
 5. Development of horizontal wells and subhorizontal wells survey.
 6. NOV FIDMASH, as well as CT units made in the USA and China.
 7. We contract oilfield service companies.
 8. Yes. We use multi-stage fracturing of horizontal wells.
 9. Foreign equipment.
 10. Hydraulic fracturing and multi-stage fracturing.
 11. Shutdown of flooded sections of horizontal wells after multi-stage fracturing.
 12. Directional drilling with utilization of rotary steerable systems and geosteering.
 13. We will look towards the Asian market which offers equipment with an acceptable quality/ratio factor.

**Vyacheslav Shumakov, General Director,
Veteran, LLC**

1. Oil and gas service.
2. For more than 6 years.
3. About the accident elimination operations with coiled tubing and well intervention equipment application.
4. Openhole completions.
5. Yes. Proppant washout operations, well completion, and milling of multi-stage frac ports.
6. NOV FIDMASH.
7. Milling of multi-stage frac ports.
8. No.
9. –
10. Foam-acid treatments with CT application, high-pressure and high pumping rate injection of acid that does not exceed the formation breakdown limit.
11. CT drilling.
12. I hope that our company will have no problems connected with sectoral sanctions, since we use domestic technologies and equipment.
13. The companies will switch to equipment of the Russian manufacturers.

Dear readers! Your feedback will help Coiled Tubing Times Journal to be more useful and interesting for you. Please, kindly fill in the questionnaire, cut it out, scan and send either to cttimes@cttimes.org or halina.bulyka@cttimes.org



Дорогие друзья!

Журнал «Время колтюбинга» просит Вас ответить на несколько вопросов

1. Ф.И.О. _____
2. Компания/организация _____
3. Должность _____
4. Профиль деятельности компании (нефтегазодобывающая, нефтегазосервисная, компания – производитель оборудования, научно-исследовательская структура, вуз) (Нужное подчеркнуть) Другое _____
5. Как давно Вы знаете журнал «Время колтюбинга»? _____
6. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга»? _____
7. Какие высокие нефтесервисные технологии используются на Вашем предприятии? _____
8. Применяет ли Ваша компания колтюбинговые технологии? Если да, то какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании? _____
9. Колтюбинговые установки каких производителей использует Ваша компания? _____
10. Какие уникальные работы Вам и Вашим коллегам удавалось проводить? _____
11. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? Если да, то какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона? _____
12. Оборудование для проведения ГРП каких производителей использует Ваша компания? _____





13. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день? _____

14. Какие высокие технологии нефтегазового сервиса будут на пике востребованности в ближайшей (5–10 лет) перспективе? _____

15. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса могут столкнуться с самыми большими проблемами в связи с секторальными санкциями, принятыми западными странами? _____

16. Как могут измениться у нефтегазосервисных компаний подходы к приобретению дорогостоящего оборудования? _____

17. При каких ценах на нефть можно прогнозировать замедление темпов развития высокотехнологичного сегмента нефтегазового сервиса? _____

18. Хотели бы Вы получать еженедельную новостную рассылку с сайта **www.cttimes.org**? _____

19. Если Вы ответили положительно, то укажите, пожалуйста, свой электронный адрес. _____

Спасибо, что нашли время для ответа на наши вопросы!



ЭФФЕКТИВНЫЙ ХИМРЕАГЕНТ ДЛЯ РАСТВОРЕНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Научно-практический журнал «Время колтюбинга» ведет активную деятельность в социальных сетях. В частности, журнал имеет собственную страничку (<https://twitter.com/cttimesdotorg>) в Twitter, широко распространенной социальной сети для обмена короткими сообщениями. Там всегда можно найти ссылки на наиболее актуальные новости нефтегазовой индустрии и нефтесервиса. Данная опция будет весьма полезна пользователям, которые часто используют мобильные устройства и планшеты для выхода в сеть Интернет посредством специального мобильного приложения Twitter.

Также журнал «Время колтюбинга» имеет собственную группу в социальной сети для поиска и установления деловых контактов LinkedIn. В этой сети зарегистрировано свыше 225 миллионов пользователей, представляющих 150 отраслей бизнеса из 200 стран. Группа нашего журнала (<https://www.linkedin.com/grp/home?gid=2244679>) активно развивается и растет. На данный момент она насчитывает почти 4,5 тысячи участников из России, США, Канады, Ближнего Востока, стран Латинской Америки и Азиатско-Тихоокеанского региона.

Сеть LinkedIn позволяет не только наладить деловые контакты, обрести новые знакомства, но также и получить ответы на интересующие вас вопросы. В нашей группе состоит множество профессионалов, работающих в нефтегазовой отрасли в целом и в индустрии колтюбинга в частности. Всегда можно рассчитывать на то, что ваш вопрос не останется без внимания и вы сможете получить полезную для вас информацию.

Журнал «Время колтюбинга» будет публиковать некоторые наиболее интересные и оживленные дискуссии, начатые в группе нашего журнала в сети LinkedIn. Ниже приведена одна из них.

Абдул Саттар Бухти, инженер-технолог в компании Pakistan Petroleum Limited интересуется: «Подскажите, пожалуйста, наиболее эффективный химический реагент для растворения парафиновых отложений,

EFFECTIVE CHEMICAL FOR DISSOLVING PARAFFIN AND WAXES

Scientific and practical Coiled Tubing Times Journal is an active member of social networks. In particular, the journal has its own page on Twitter (<https://twitter.com/cttimesdotorg>), a widely known social network that enables users to send and read short messages. On that page one is always able to find links to the most up-to-date news of oil and gas industry and oilfield services. Such an option will be very useful for our readers who often use mobile phones and tablets for surfing the web and accessing the Twitter via a specialized mobile application.

Coiled Tubing Times has its own group on LinkedIn website. LinkedIn is a business-oriented social networking service which allows establishing professional relationships. More than 225 millions of users representing 150 industry segments from 200 countries are registered in the service. The group of our journal (<https://www.linkedin.com/grp/home?gid=2244679>) is actively developing and growing in a number of participants. Almost 4,500 users from Russia, USA, Canada, Middle East, Latin America and Asia-Pacific region are currently registered as the members of our group.

LinkedIn social networking service allows not only to establish business contacts and find new friends, but also to find answers to the questions you are interested in. A large number of professionals working in oil and gas industry in general and coiled tubing industry, in particular, are the members of our group. You can always count on that your questions will find the proper answers, and you'll get the information that will be useful for you.

Coiled Tubing Times will publish some of the most interesting and lively discussions started in the Coiled Tubing Times group on LinkedIn. One of such discussions is introduced below.

Abdul Sattar Bugti, Production Engineer at Pakistan Petroleum Limited asks: "Kindly let me know the best appropriate chemical for dissolving paraffin and waxes which are causing restriction in production tubing for running flow control equipment. The chemical will be used via coiled tubing with the help of SpinCat jetting tool to scratch out."

которые ограничивают доступ при спуске оборудования для регулирования расхода в лифтовую колонну. Мы хотели бы прокачать реагент при помощи гибкой трубы с применением гидромониторной насадки».

Вот некоторые из ответов, полученных на заданный вопрос.

Джаред Грэхэм: «Мне кажется, лучшим выходом будет провести кислотную обработку скважины. Смесь кислот будет сильно зависеть от типа продуктивного пласта, с которым вы имеете дело. Но я думаю, что вкупе с гидромониторной технологией SpinCat у вас получится очистить лифтовую колонну».

Майкл Лоренсон: «Хотя кислоты оказываются весьма полезными при устранении образований солей и других твердых веществ, мешающих потоку, их применение в песчаниках и глинистых пластах может повредить скважину. Кислота разрушит большинство отложений из парафина. Но он относится к легковоспламеняющимся веществам. Не каждая компания имеет возможность закачивать такие вещества в скважину. Также может помочь пенная обработка с азотом при больших скоростях выхода на поверхность».

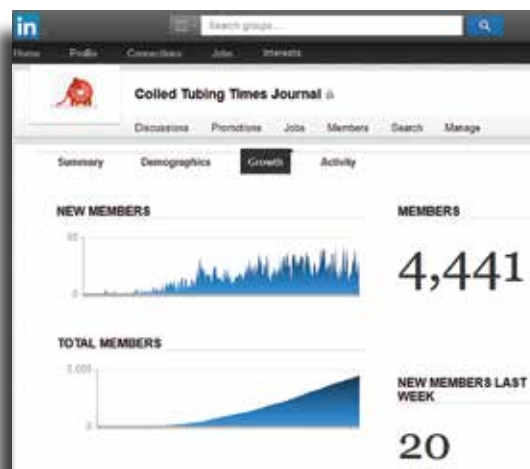
Майкл Прендергаст: «Попробуйте негорючий реагент Zeneor для удаления парафина».

Орагуи Чарльз: «Кислотные обработки являются неплохим выбором при использовании вкупе с нужным количеством ингибитора коррозии и некоторым объемом ПАВ. Все зависит от типа отложений в колонне. Нужно определить свойства отложения и объемы/высоту, с которыми имеешь дело. Хороший растворитель вроде ксилена или дизельного топлива, смешанного с ПАВ, в пропорции 50:50 подойдет для избавления от проблемных отложений парафина или солей в лифтовой колонне. Такая схема была проверена нами на многих скважинах различных клиентов и подтвердила свою состоятельность, т.к. многие компании боятся влияния кислот на их колонны».

Возможно, мнения этих специалистов окажутся полезны для читателей журнала.

Василий Андреев, «Время колтюбинга»

Примечание. Мнение редакции может не совпадать с мнением вышеупомянутых специалистов.



Here are some of the replies.

Jared Graham: “It seems to me that acidizing the wellbore might be your best bet. Your acid blends will largely depend on the type of formation that you are dealing with. But acidizing with the SpinCat technology should do a nice job of cleaning out the production tubing.”

Michael Lorenson: “Acid, although a good choice for scaling and other solids restricting flow, in sandstone and clay formations can damage the wellbore. Xylenes will loosen up most paraffin and waxing. But they are highly flammable. Check your service companies policies and procedures for this as some companies will not pump flammable fluids or will do it only with low concentrations. Foaming with N2 at higher velocity returns will help as well.”

Michael Prendergast: “Check out ZENEOR non-flammable paraffin remediation.”

Oragui Charles: “Although acid stimulation is a good choice when mixed with appropriate quantity of corrosion inhibitor and some amounts of surfactants as well. We can look at the type of the scale in question as well. The properties of the scale and the height/volume that we are dealing with are of great importance. A good solvent like Xylene, diesel in a 50:50 ratio with a surfactant can as well go a long way to tackle the troublesome scales and paraffin presence in the tubing. These have been used several times on different jobs and for various clients and have been proved ok. Many companies fear a lot about the effect of acid on their tubing. Here we are talking of old tubing, or tubing that has undergone a lot of acid stimulation jobs.”

Perhaps, comments of these specialists will be useful for the readers of our journal.

By Vasili Andreev, Coiled Tubing Times

Note. The opinions of the above specialists do not necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

Медиаплан выхода и распространения журнала «ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА» на отраслевых мероприятиях в 2015 году

БК № 2/52 ИЮНЬ 2015

Мероприятие	Дата проведения	Город, страна	Организатор	Сайт мероприятия
RPGC. Российский нефтегазовый конгресс	23-25.06.2015	г. Москва	ITE	http://www.ite-expo.ru/exhibitions.aspx?id=12149
MIOGE. 13-я Московская Международная выставка «Нефть и газ»	23-26.06.2015	г. Москва	ITE	http://www.ite-expo.ru/exhibitions.aspx?id=12144
II Международная научно-практическая конференция (X Всероссийская научно-практическая конференция) «Нефтепромысловая химия»	26.06.2015	г. Москва	Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина	http://gubkinuniv.timepad.ru/event/185991/
Специализированная выставка оборудования, материалов, технологий для нефтяной, газовой и химической отраслей «Нефть. Газ. Хим. – 2015»	25-27.08.2015	г. Саратов	«СОФИТ-ЭКСПО»	http://expo.sofit.ru/exhibitions/neft-gaz-khim-2015/
7-я Международная выставка «Нефть и газ юга России»	02-04.09.2015	г. Краснодар	ITE	http://www.oilgas-expo.su/ru-RU
МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	09-10.09.2015	г. Ижевск	ООО «КОНФЕРЕНЦ-НЕФТЬ» (совместно с отраслевыми издательствами «Экспозиция. Нефть. Газ» (БАК), «Нефтяное хозяйство» (БАК)	http://www.konferenc-neft.ru/sentyabr-2014g-metody-uvlicheniya-nefteotdachi
Горизонтальные и многозабойные скважины: все ли возможности исчерпаны	14-16.09.2015	г. Москва	SPE	
SPE/ICoTA Refracturing Through Optimized Interventions Workshop	15-16.09.2015	г. Сан Антонио, Техас, США	SPE/ICoTA	http://www.spe.org/events/15jsa2/
Семинар-конференция «Инновации в КРС, ЗБС и ПНП, ГРП»	16-17.09.2015	г. Тюмень	НОЧУ ДПО «ИнТех»	http://togc.info/seminary/?SECTION_ID=97&ELEMENT_ID=131

БК № 3/53 СЕНТЯБРЬ 2015

Прием материалов до 10.09.2015

«Строительство и ремонт скважин – 2015»	21-26.09.2015	г. Анапа	ООО «НПФ «Нитпо»	http://conf2.oilgasconference.ru
Конференция «Бурение горизонтальных и многозабойных скважин	21-23.09.2015	г. Калининград	SPE	http://www.spe-moscow.org/ru/meetings/burenie-gorizontalnykh-i-mnogozabojnykh-skvazhin.html
Российская конференция SPE	01.10.2015	г. Москва	SPE	http://www.spe-moscow.org/ru/meetings/rossijskaya-konferentsiya-spe.html
«Современные системы бурения при контроле давления. Многоствольные скважины. Колтубинг на депрессии»	04-10.10.2015	г. Хьюстон, Техас, США	CapitalBE	http://www.capitalbe.co.uk/programmes/managed-pressure-drilling-systems-multilateral-wells-coiled-tubing-underbalanced-drilling.html?lang=ru
KIOGE. 23-я Казахская Международная выставка и конференция «Нефть и газ»	06-09.10.2015	г. Алматы, Казахстан	ITE	http://www.mioe.ru/ru-RU/events/mangystau.aspx
17-я Межрегиональная специализированная выставка современных технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности «Нефть. Газ. Химия»	13-16.10.2015	г. Пермь	ООО «Выставочный центр Пермская ярмарка»	http://www.oilperm.ru/ru/
Нефтегазовый сервис в России. «Нефтегазсервис-2015»	14.10.2015	г. Москва	Московские нефтегазовые конференции	http://www.n-g-k.ru/?page=meropr50
XIV Международный форум «Сервис и оборудование для нефтегазовой отрасли»	15-16.10.2015	г. Москва	PRI	http://www.rpi-conferences.com/services-and-equipment
«Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы»	19-24.10.2015	г. Сочи	ООО «НПФ «Нитпо»	http://conf4.oilgasconference.ru/
Научный семинар «Горизонтальные скважины. Проблемы и перспективы»	20-22.10.2015	г. Москва	Европейская ассоциация геоучёных и инженеров	http://eage.ru/ru/workshops/detail.php?id=108
Российская нефтегазовая техническая конференция SPE	26-28.10.2015	г. Москва	SPE	http://rca.spe.org/ru/events/rptc-2015/
I Международная конференция и выставка «Нефтегаз- Западная Сибирь. Промышленное освоение трудноизвлекаемых запасов. Привлечение инвестиций и передовых технологий»	28-29.10.2015	г. Тюмень	Vostok Capital	http://www.vostockcapital.com/events/neftegaz-zapadnaya-sibir-2014-promyshlennoe-osvoenie-trudnoizvlekaemykh-zapasov/
16-я Международная научно-практическая конференция «Колтубинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»	28-30.10.2015	г. Москва	ООО «Время колтубинга», ЦРКТ, ICoTA	http://www.cttimes.org/conf/
«Нефть Газ. Экология. Энерго»	29-30.10.2015	г. Ноябрьск, ЯНАО	СибЭкспосервис-Н	http://www.ses.net.ru/index.php/calendar
«Ежегодная Каспийская техническая конференция и выставка SPE»	01.11.2015	г. Баку, Азербайджан	SPE	http://www.spe-moscow.org/ru/meetings/kaspijskaya-konferentsiya-i-vystavka-spe.html
«Строительство горизонтальных, разветвленных скважин и ЗБС: проблемы, перспективы, инновационные решения»	18-19.11.2015	г. Тюмень	НОЧУ ДПО «ИнТех»	http://togc.info/seminary/?SECTION_ID=98&ELEMENT_ID=130
Конференция «Оптимизация заводнения на зрелых месторождениях»	23-24.11.2015	г. Тюмень	SPE	http://www.spe-moscow.org/ru/meetings/optimizatsiya-zavodneniya-na-zrelykh-mestorozhdeniyakh.html
Международная конференция «Зрелые месторождения СНГ»	дата уточняется	г. Москва	Smarta Conference	http://smartaconferences.ru/ru/conferences

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224
тел.: +7 499 788 914, тел./факс: +7 499 788 91 19.

Дорогие читатели!

Подписку на научно-практический журнал
«Время колтюбинга»

вы можете оформить в любом отделении «Роспечати»
в период проведения подписных кампаний.

ИНДЕКС В ПОДПИСНОМ КАТАЛОГЕ «РОСПЕЧАТИ» – 84119.

Компании могут оформить годовую подписку
непосредственно в редакции журнала (не менее чем на
3 экземпляра). Подписка в редакции возможна с любого
месяца года.

Минимальная стоимость годовой подписки (3 экз. х 4 вып.):
13 200 руб. (включая НДС 10%) + стоимость доставки.

Для оформления подписки через редакцию отправляйте
запрос по адресу: cttimes@cttimes.org

For English-speaking readers we recommend to subscribe
for PDF-version of the Journal.

Please send your subscription request to:
cttimes@cttimes.org

Year subscription price for PDF-version: 80\$.

Почетный редактор – **Рон Кларк** (rc@cttimes.org);
главный редактор – **Галина Булыка** (halina.bulyka@cttimes.org);
директор по стратегическому развитию проекта «Время
колтюбинга» – **Артем Грибов** (artem.gribov@cttimes.org);
научный редактор – **Василий Андреев**, канд. физ.-мат. наук;
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** (advert@cttimes.org);
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;
подписка и рассылка – cttimes@cttimes.org.

Главный научный консультант – **В.С. Войтенко**, д.т.н., профессор,
академик 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, директор СЗАО «Новинка»;

Х.Б. Луфт, старший технический советник компании
Trican Well Service;

К. Ньюман, технический директор компании NOV CTES;

А.В. Кустышев, д.т.н., профессор.

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org);
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" –
Artem Gribov (artem.gribov@cttimes.org);
Scientific editor – **Vasili Andreev**, Doctor of Phys.-Math.;
Translators – **Gregory Fomichev**, **Svetlana Lysenko**;
Executive editor – **Natalia Mikheeva**; Marketing and advertising –
Marina Kulikovskaya (advert@cttimes.org);
Design & computer making up – **Ludmila Goncharova**;
Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

Chief scientific consultant – **V. Voitenko**, Doctor of Engineering,
Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;
Scientific consultants – **L. Magadova**, Doctor of Engineering,
Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, Gubkin Russian
State University of Oil and Gas; **I. Pirsch**, 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.





СЗАО «Новинка» – предприятие с более чем 25-летней историей. Основными направлениями его деятельности являются создание и производство инновационного высокотехнологичного оборудования, предназначенного для повышения эффективности добычи углеводородного сырья.

Предприятие специализируется на разработке и производстве:

- оборудования для направленного бурения;
- оборудования для кислотоструйного и гидромониторного бурения;
- оборудования для работы в шахтных условиях;
- скважинного оборудования и инструмента.



СЗАО «Новинка», входящее в состав Группы ФИД, обладает мощным кадровым потенциалом, позволяющим решать сложные инженерно-технические задачи для нефтегазовой отрасли.

Система менеджмента СЗАО «Новинка» соответствует требованиям стандарта **ИСО 9001:2008** в отношении проектирования, производства, поставки и послепродажного обслуживания внутрискважинного инструмента, бурового и вспомогательного оборудования для нефтегазовой отрасли.

Мы стремимся, чтобы наши разработки соответствовали мировому уровню и всегда находили своего потребителя.

Приглашаем посетить
наш стенд № В117 в павильоне 2.1
на выставке «Нефть и Газ»/MIOGE
(23-26 июня 2015 года, Москва)

Тел. +375 17 298-40-81
E-mail: info@fidgroup.by
www.fidnov.com



Интегрированный подход

Рост добычи. Сокращение затрат. Экономия времени.

НЕПРЕВЗОЙДЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Благодаря муфте i-ball® системы ZoneSelect® выполнили ГРП с

45+ интервалами

за 1 спуско-подъемную операцию

полный доступ

Клапан Мопового и инструмент переключения, спускаемый на ГНКТ, обеспечили

100% полнопроходной
диаметр

для повторных операций по интенсификации

РОСТ ДОБЫЧИ

Система SingleShot позволила получить

30% прирост
добычи

при разработке 4 скважин
в Западной Сибири

Оптимизировать добычу можно в любой скважине и даже в любом ее интервале. Благодаря своей уникальной модульной концепции и конструктивной универсальности наши технологии обеспечивают точное соответствие выбранной системы заканчивания бюджету проекта и параметрам пласта.

Мы предлагаем полностью интегрированный подход к услугам совместного проектирования и моделирования для заканчивания скважин. Наш универсальный и полный комплекс оборудования для интенсификации добычи, включающий механические и разбухающие пакеры, муфты ГРП, а также надежные композитные пробки, можно применять совместно с флотом ГНКТ и широким спектром внутрискважинных инструментов, спускаемых на НКТ.

Связаться с нами можно через сайты weatherford.com/zoneselect и weatherford.ru