

Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *Times*

издается с 2002 года / has been published since 2002

3 (057), Сентябрь / September 2016



РОССИЙСКИЙ ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ РЫНОК

RUSSIAN GEOPHYSICAL MARKET

**АГРЕГАТ ПОДЪЕМНЫЙ С ВЕРХНИМ
ГИДРАВЛИЧЕСКИМ ПРИВОДОМ
ОТ ГРУППЫ ФИД**

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГРП
В ТАТАРСТАНЕ**

**THE PROSPECTS OF HYDRAULIC FRACTURING
DEVELOPMENT IN TATARSTAN**

**КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**

**COILED TUBING TECHNOLOGIES
IN EAST SIBERIA**

**БУДУЩЕЕ ЗА ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫМ
СЕРВИСОМ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГА**

**THE FUTURE BELONGS TO HIGH-TECH
COILED TUBING SERVICES**



Партнер номера
ООО «Пакер Сервис»

Partner of the issue
Packer Service LLC

info@packer-service.ru
www.packer-service.ru
+7 495 663 31 07

57



www.cttimes.org



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.

Приглашаем Вас посетить наш стенд № 4-01 на выставке НЕФТЕГАЗ 2016



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 Neftegaz at booth #4-01.



Quality Tubing

NOV Completion & Production Solutions



ПОЛНЫЙ КОМПЛЕКС ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ И ЭФФЕКТИВНЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ РАБОТ

ЗАО «БВТ-Восток»
123317, г. Москва
Пресненская наб., д. 6, стр. 2
+7 (499) 951 06 04
moscow@m-bvt.ru

ЗАО «БВТ-Восток»
Красноярский филиал
660021, г. Красноярск
ул. Декабристов, д. 1 г
+7 (391) 205 06 10
bvt-vostok@bvt-vostok.ru

www.bvt-s.ru



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

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

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association

**Nonprofit Partnership Coiled Tubing Technologies
Development Center**



**ИСОТА
РОССИЯ**



Контактная информация

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
E-mail: info@icota-russia.ru

Contact information

5/1 Pyzhevsky lane, Suite 224
119017 Moscow, Russian Federation
Telephone: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Fax: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru

www.icota-russia.ru

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

Ю.А. Балакиров, д.т.н., профессор, академик Международной академии наук высшей школы;

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

Г.А. Булыка, главный редактор журнала;

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

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

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

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

Р. Кларк, почетный редактор журнала;

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

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

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

А.М. Овсянкин, генеральный директор ООО «Пакер Сервис»;

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

А.Я. Третьяк, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Нефтегазовая техника и технологии» ЮРГТУ (НПИ);

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. Груздилов

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, Member of the International Higher Education Academy of Sciences;

H. Bulyka, Editor-in-Chief;

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

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;

A. Ovsiankin, Managing Director, Packer Service LLC;

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

E. Shtakhov, Doctor of Engineering, Deputy Director General, "RosTEKhnologii";

A. Tretiak, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of Oil and Gas Equipment and Technologies Department, SRSTU (NPI);

V. Voitenko, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;

B. Vydrick, 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

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время колтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

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.

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-Russia

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

Друзья, новый номер журнала спешит к вам – на промыслы и в офисы!

Он открывается приглашением на 17-ю Международную научно-практическую конференцию «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которая запланирована на 10–11 ноября этого года. Жду встречи с вами на новом месте – в гостинице «Новотель» в Москва-сити. Приезжайте, приходите! Обещаю, будет интересно и полезно. Как всегда, программа конференции будет сфокусирована на переднем крае высокотехнологичного нефтегазового сервиса, на самых актуальных его инновациях.

Заметной тенденцией развития колтюбинговых технологий явилось широкое их применение для доставки геофизических приборов в стволы скважин. Геофизика становится все более востребованной. Об этом – содержательная статья В. Лаптева «Российский геофизический рынок» в нашей рубрике «Перспективы».

О стратегических перспективах отрасли речь идет и в материале, подготовленном аналитической группой нашего журнала на основе Национального нефтегазового форума. Авторитетнейшие эксперты отвечают на вопрос: «Какие вы видите основные факторы, влияющие сегодня на развитие мировой нефтяной отрасли, на баланс спроса и предложения на мировом рынке углеводородов?».

А самые яркие перспективы – это новое детище Группы ФИД, известного производителя оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса. Подъемная установка с верхним гидравлическим приводом для ремонта нефтегазовых скважин, а также бурения на месторождениях твердых полезных ископаемых способна впечатлить даже закоренелого скептика!

Как обычно, весома рубрика «Технологии», особенно по проблематике гидроразрыва пласта. П. Демакин, руководитель проекта ГРП в компании «ЛенинаторскРемСервис», рассказывает о перспективах развития ГРП, компания «ЕВС» представляет информацию о новом уровне заканчивания скважин с возможностью проведения МГРП (Mongoose Multistage Unlimited), а компания «Пакер Сервис» – партнер этого выпуска журнала – о применении бесшаровых технологий (Plug&Perf on Coil Tubing) при проведении многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах, профессор Ю. Балакиров из Киева предлагает производить гидравлический разрыв пласта с охватом двух-трех пластов одновременно в течение реализации первого алгоритма процесса. Специалисты из Клаустальского технического университета знакомят с высокотехнологичным стендом для испытания гибких труб, коллеги из Новочеркасска делятся способами борьбы с дифференциальными прихватами.

Обращаю ваше внимание на очень насыщенную рубрику «Практика», где об услугах, оказываемых российскими сервисными компаниями, вы узнаете из первых рук – от их ведущих специалистов. В этом выпуске представлена практика таких заметных компаний, как «Урал-Дизайн-Групп», красноярский филиал «БВТ-Восток».

А еще с праздником вас, дорогие коллеги! С Днем нефтяника! Пусть тепло и свет, которые вы несете людям, всегда согревают и освещают ваши дома и сердца!

Искренне ваш, Рон Кларк

EDITORIAL

Dear friends, a new issue of our journal will soon be at your disposal, whether you are on site or in the office!

Its opening pages invite you to the 17th International Scientific and Practical Conference on Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention which is scheduled to be held this year from 10 to 11 November. I look forward to meeting you at our new venue, Novotel Hotel in Moscow City. Please, come and arrive! I promise that you will find it both educational and enjoyable. The Conference Programme will, as always, be focused on the forefront of the high-technology oil and gas service and its latest innovations.

An extensive use of coiled tubing technologies for conveying geophysical tools in the well bore has become an obvious trend in their development. The demand for geophysics keeps growing. This tendency is the subject of a comprehensive article by V. Laptev "Russian Geophysical Market" to be found in our Prospects column.

The strategic prospects of the industry are the main concern of our analysts in the materials prepared by them on the basis of the National Oil and Gas Forum. The most competent experts answer the question "What would you call the major driving factors for the global oil industry and for the balance between supply and demand in the world hydrocarbons market?".

As for the most impressive prospects, it is a new project of the FID Group, a well-known manufacturer of equipment for high-technology oil and gas service. Top drive drill rig MP50 will not leave unimpressed even a diehard skeptic!

The Technologies column gives as weighty contribution as ever, especially in hydraulic fracturing problematics. P. Demakin, the head of the Hydraulic Fracturing Project at LeninogorskRemServis Company, dwells upon the prospects of hydraulic fracturing development; experts from the Clausthal University of Technology introduce to us the high-end testing frame for coiled tubing; our colleagues from Novocheerkassk share their experience in using differential sticking control methods, while EVS company gives information about new level of wells completion with the possibility of MSF (Mongoose Multistage Unlimited technology) and Packer Service, the partner of the issue, reports on launching of multistage hydraulic fracturing in horizontal wells. Professor Balakirov from Kiev proposes to do hydraulic fracturing covering two or three layers simultaneously during the realization of the first process algorithm.

Please, consider our Practice column which is packed with first-hand information from the leading experts of the Russian service companies who present to you the services provided by them. This issue covers the practices of such reputable companies as Ural-Design-Group, the Krasnoyarsk branch of BVT-Vostok.

Dear colleagues, please accept my congratulations on your professional holiday, the Day of Oil Worker! Let the heat and light that you deliver to people always make your houses and your hearts feel warm and bright!

Sincerely yours, Ron Clarke

6 Навстречу 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

ПЕРСПЕКТИВЫ

12 **В.В. Лаптев**
Российский геофизический рынок

18 Экономика, политика, технологии...

22 Подъемная установка с верхним гидравлическим приводом для ремонта нефтегазовых скважин, а также бурения на месторождениях твердых полезных ископаемых от Группы ФИД



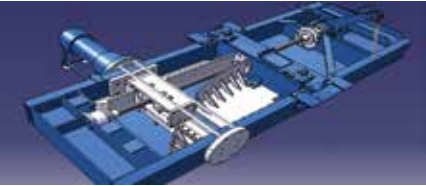
ТЕХНОЛОГИИ

26 **П.С. Демакин**
Перспективы развития ГРП

36 **А.В. Байрамов, Ф.В. Беляев, А.В. Огородов, А.Н. Мырко**
Новый уровень заканчивания скважин с возможностью проведения МГРП

40 **К.А. Каримов**
Применение бесшаровых технологий (Plug&Perf on Coil Tubing) при проведении многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах. Полученный опыт и результаты

46 **Нельсон Перозо, Карлос Паз, Хавьер Хольцман, Йоахим Опелт**
Высокотехнологичный стенд для испытания гибких труб



56 **А.Я. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко, С.И. Лубянова, Ю.Ю. Турунтаев**
Способы борьбы с дифференциальными прихватами

66 **Ю.А. Балакиров**
Гидравлический разрыв пласта с охватом двух-трех пластов одновременно в течение реализации первого алгоритма процесса

68 Аннотации докладов, представленных на Конференции и выставке SPE/ICoTA 2016 по колтюбингу и внутрискважинным работам

ПРАКТИКА

74 Колтюбинговые технологии востребованы на месторождениях Ванкорского кластера и всей Восточной Сибири (Беседа с директором красноярского филиала ЗАО «БВТ-Восток» **А.В. Новичковым**)



80 Будущее за высокотехнологичным сервисом с применением колтюбинга (Беседа с заместителем генерального директора по производству ООО «Урал-Дизайн-Групп» **Д.Н. Гайдаржи**, главным инженером ООО «Урал-Дизайн-ПНП» **В.П. Макаровым** и главным технологом ООО «Урал-Дизайн-ПНП» **А.Ю. Категовым**)

ТЕОРИЯ

88 Методы увеличения нефтеотдачи пласта и ГРП (часть 3) (Предлагаем ознакомиться с материалом, представленным компанией «Рок Инжиниринг Сервисез» в виде последовательной презентации слайдов)



ОБОРУДОВАНИЕ

98 **П.В. Ревяков, А.Н. Кобец**
Оснащение колтюбинга геофизическим кабелем с применением кабельного инжектора

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

100 **Л.А. Магадова, К.А. Потешкина, М.Б. Балтаева, С.А. Харланов, В.А. Дедечко**
Подбор потокоотклоняющей композиции на основе полиоксихлорида алюминия для проведения процесса повышения нефтеотдачи пластов на Средне-Хулымском месторождении

102 **А.В. Денисова**
Новый бактерицид ФЛЭК-ИКБ-703

КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

104 **Ю.А. Балакиров**
Два этюда об имплозии

ФИНАНСЫ

107 Гарантируем стабильность, порядочность и качественный ресурс (Беседа с коммерческим директором лизинговой компании ООО «Техностройлизинг» **Р.Я. Игиловым**)

109 **Руслан Игилов**
Комплексное страхова-
ние для предприятий нефтегазо-
вого комплекса

111 **АНКЕТА «ВРЕМЕНИ
КОЛТЮБИНГА»**

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

118 Нефтепромысловая
химия
III Международная (XI Всероссий-
ская) научно-практическая конфе-
ренция



120 **КРАСОТА МЕСТО-
РОЖДЕНИЙ**
(Фотографии предоставлены
красноярским филиалом
ЗАО «БВТ-Восток»)



6 Towards the 17th International
Scientific and Practical Coiled
Tubing, Hydraulic Fracturing and Well
Intervention Conference

PROSPECTS

12 **V. Laptev**
Coiled Tubing Market
Will Develop

18 Economics, Politics,
Technologies...

TECHNOLOGIES

26 **P. Demakin**
The Prospects of Hydraulic
Fracturing Development

36 **A. Bairamov, P. Belyaev,
A. Ogorodov, A. Myrko**
Mongoose Multistage Unlimited/
New Level of Wells Completion with
the Possibility of MSF (Mongoose
Multistage Unlimited Technology)



46 **Nelson Perozo, Carlos Paz, Javier
Holzmann, Joachim Oppelt**
High-End Testing Frame
for Coiled Tubings



56 **A. Tretyak, Y. Rybalchenko,
S. Lubyanova, Y. Turuntaev**
Differential Sticking Control Methods

68 SPE/ICoTA Coiled Tubing &
Well Intervention Conference
& Exhibition 2016 Abstracts

PRACTICE

74 Coiled Tubing Technologies
Are Demanded in Oilfields of
Vankor Cluster and Across East Siberia
(Interview with the director of the Krasnoyarsk
branch of BVT-Vostok **A. Novichkov**)

80 The Future Belongs to High-
Tech Coiled Tubing Services
(Interview with **D. Gaidarji**, Chief Operations
Director Deputy at «Ural-Design-Group» LLC,
V. Makarov, chief engineer at «Ural-Design-
PNP» LLC and **A. Kategov**, chief process
engineer at «Ural-Design-PNP» LLC)

OILFIELD CHEMISTRY

100 **L. Magadova, K. Poteshkina,
M. Baltayeva, S. Kharlanov,
V. Dedechko**
Selection of Aluminum-Polychloride-
Based Diverter Composition for
Enhanced Oil Recovery Operation
in Sredne-Khulymskoye Field
Formations

102 **A. Denisova**
New Bactericide Agent
"FLEK-BCI-703"

111 **COILED TUBING TIMES
QUESTIONNAIRE**

120 **THE BEAUTY
OF OILFIELDS**
(The photos are published by courtesy
of the Krasnoyarsk branch of BVT-Vostok)



17-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

**Конференция состоится 10–11 ноября
2016 года в Москве.**

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

Официальная поддержка: Министерство энергетики Российской Федерации.

Площадка проведения: г. Москва, гостиница «Новотель» (Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр», «Выставочная»).

Внимание! Место проведения конференции изменилось!

Структура мероприятия: на 10–11 ноября запланированы шесть технических секций.

Их тематика:

- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГПП плюс ГРП, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП, большеобъемные ГРП, КГРП плюс ГРП и др.);
- Кислотные обработки (в тч. матричные БСКО);
- Радиальное вскрытие пластов;
- Современные методы геофизического исследования скважин, в тч. 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.)

10 ноября. Торжественный прием, в рамках которого состоится вручение дипломов лауреатам специальной премии Intervention Technology Award, учрежденной российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбингу и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия).

11 ноября. Круглый стол «Высокотехнологичный нефтегазовый сервис в современных условиях: технологии и оборудование».

10–11 ноября. Выставка. Будут представлены продукция

**The conference will be held on November
10–11, 2016 in Moscow**

Organizers: the Russian Chapter of the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia), Scientific and Practical Coiled Tubing Times Journal and NP Coiled Tubing Technologies Development Center (Moscow)

Supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation

Venue: Novotel Moscow City Hotel (Presnenskaya emb. 2, “Delovoy Tsentr” / “Vystavochnaya” metro station).

Please note that the venue has been changed!

Structure of the event: six technical sessions are planned for November 10–11.

Topics of the sessions:

- Coiled tubing technologies;
- Latest hydraulic fracturing technologies (multistage fracturing in horizontal wells, fracturing plus hydraulic jet drilling, nitrogen fracturing, coiled tubing fracturing, large-volume fracturing, acid fracturing plus hydraulic fracturing, etc.);
- Acid Treatments (including matrix acidizing);
- Radial Drilling;
- 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 operations;
- Oilfield chemistry for high-tech oilfield service (hydraulic fracturing chemicals, EOR solutions, cement squeeze mixes, etc.).

November 10. Welcome Reception. The Intervention Technology Award established by the Russian Chapter of the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia) will be presented to the selected companies.

November 11. Round table «High-tech oilfield service in the present-day context: technologies and equipment».

November 10–11. Exhibition. Products and/or technologies of the participating companies will be presented there.

17-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

и/или технологии компаний-участниц.

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

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», «Шлюмберге», 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 www.cttimes.org/conf/

На 17-й конференции будут предоставлены все условия для продуктивного как формального, так и неформального кулуарного 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 сервисного рынка, но и встретите новых друзей.

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

Информация о спонсорских возможностях высылается по запросу.

E-mail: cttimes@cttimes.org

Тел.: +7 499 788-91-24
Моб. +7 (916) 512-70-54
Факс: +7 499 788-91-19
www.cttimes.org

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

Ждем вас, дорогие коллеги, в нашем неформальном клубе!

Оргкомитет

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

The International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is held on an annual basis. It is the Russian longest-standing professional forum for oil and gas services 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, 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 is traditionally focused on the most advanced technologies. You can get detailed information about the history of the conference at www.cttimes.org/conf/

At the 17th 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 www.cttimes.org/conf/confreg/

Information about Sponsorship Packages is available upon request.

E-mail: cttimes@cttimes.org
Tel.: +7 499 788-91-24
Mobile: +7 (916) 512-70-54
Fax: +7 499 788-91-19
Website: www.cttimes.org/en/

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

We look forward to meeting you!

Organizing Committee

17-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

10–11 ноября 2016 года,
Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой
центр», «Выставочная»)

November 10–11, 2016
Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel
(Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr" /
"Vystavochnaya" metro station)

Тематика:

- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГПП плюс ГРП, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП, большеобъемные ГРП, КГРП плюс ГРП и др.);
- Кислотные обработки (в т.ч. матричные БСКО);
- Радиальное вскрытие пластов;
- 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.).

Conference topics:

- Coiled tubing technologies;
- Latest hydraulic fracturing technologies (multistage fracturing in horizontal wells, fracturing plus hydraulic jet drilling, nitrogen fracturing, coiled tubing fracturing, large-volume fracturing, acid fracturing plus hydraulic fracturing, etc.);
- Acid Treatments (including matrix acidizing);
- Radial Drilling;
- 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 operations;
- Oilfield chemistry for high-tech oilfield service (hydraulic fracturing chemicals, EOR solutions, cement squeeze mixes, etc.).

КОНТАКТЫ / CONTACTS:
Tel.: +7 916 512 70 54
E-mail: cttimes@cttimes.org,
www.cttconference.ru



РЕГИСТРАЦИОННАЯ ФОРМА

17-я Международная научно-практическая конференция
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСВЯЖИНЫЕ РАБОТЫ»
10–11 ноября 2016 г.

Россия, Москва, гостиница «Новотель» (Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр», «Выставочная»)

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

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

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

10–11.11.2016 – КОНФЕРЕНЦИЯ

Регистрационный взнос

Для делегатов..... 70 800 руб. ☐

Для докладчиков (доклады нерекламного характера)..... 63 720 руб. ☐

Характер доклада определяет программный комитет конференции

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

Регистрационный взнос с одного человека65 844 руб. ☐

Для участников конференций 2009–2015 гг. – скидка 5%

Регистрационный взнос с одного человека.....67 260 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..... 11 800 руб. ☐

Все цены включают НДС (18%)

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

	Формат	Сумма
Делегат конференции		
Делегат конференции – докладчик		
Заочный участник конференции		

Гостиница «Новотель»

Адрес: Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,
«Выставочная»)

Бронирование номеров: +7 495 705-94-86

APPLICATION FORM
The 17th International Scientific and Practical
COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE
November 10–11, 2016

Russia, Novotel Moscow City Hotel (Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr" / "Vystavochnaya" metro station)

Please, fill in the application form. *Mandatory fields

*Last Name

*First Name

*Position

*Company.....

*E-mail

*Telephone

*Fax

Mail

Please, select your participation option: conference, exhibition.

10–11.11.2016 – 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 2009–2015 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.

All prices include VAT

Please, select your participation option and registration fee:

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

Novotel Hotel

Address: Russia, Novotel Moscow City Hotel
(Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr" /
"Vystavochnaya" metro station)

Reservation service: +7 495 705-94-86

Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

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



КОЛТЮБИНГ –
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

www.cttimes.org

Индекс в подлинном каталоге «Роспечать» – 84119

РОССИЙСКИЙ ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ РЫНОК

RUSSIAN GEOPHYSICAL MARKET

В.В. ЛАПТЕВ, первый вице-президент ЕАГО, директор по развитию геофизприборостроения ООО «НовТек Новые технологии»

V. LAPTEV, First Vice-president of EuroAsian Geophysical Society -EAGO, Director of geophysical tools manufacturing in «NovTek New Technologies» LLC

Для российской геофизики год 2015-й стал во многих отношениях переломным. Рассмотрим наиболее существенные аспекты этого процесса.

Импортотеснение. В предыдущих обзорах рынка [1, 2, 3] большое внимание уделялось рискам, связанным с активностью в нашей стране лидеров мирового геофизического сервиса Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes и Weatherford. Опасение вызывала угроза поглощения отечественного сервиса этими корпорациями с неприятными последствиями для существования российской геофизической науки, образования и приборостроения. Справедливость этих опасений была наглядно продемонстрирована на примерах успешного поглощения российских компаний «Петроальянс», «Тюменьпромгеофизика», «Сибирская геофизическая компания», «Красноярнефтегеофизика», «Поморнефтегеофизика», «Геофит», «Киевское ОКБ ГП», «Оренбургнефтегеофизика», а также провалившихся попытках поглощения «Газпромгеофизики», «Ноябрьскнефтегазгеофизики» и «Башнефтегеофизики». Чем закончилась история с легендарным в СССР Киевским ОКБ ГП и где теперь «Геофит», всем хорошо известно.

В таблицах 1, 2 представлены позиции основных игроков геофизического рынка. Мы не видим в списках компаний Halliburton и Weatherford, а Baker Hughes («Оренбургнефтегеофизика») в скором времени, вероятно, покинет группу компаний с годовой выручкой более 1 млрд руб. Компания Schlumberger пока лидирует на рынке, но испытывает усиливающееся давление со стороны отечественных компаний «ТНГ-Групп», «Росгеология», «Газпром георесурс», «Башнефтегеофизика». Для смещения с почетного пьедестала осталось забрать у Schlumberger геофизический сервис морского бурения (около \$530 млн в 2015 году) на российском шельфе. Без этого объема компания может переместиться на позицию 8-го рейтинга. Перечисленные выше компании в техническом плане, без сомнения, в состоянии справиться с этой задачей. В ответ на санкции госкомпаниям «Роснефть» и «Газпром», отвечающим за освоение шельфа, необходимо обеспечить приоритетный допуск российского сервиса к работам на морских платформах и ликвидировать монополию Schlumberger на



The year 2015 has become a landmark for Russian geophysical market in all respects. Let's consider the most important aspects of this process.

Import substitution.

Previous market researches described risks associated with activity of geophysical service leaders - Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes and Weatherford – in our country. There was a threat

that these corporations would take over Russian companies with unpleasant consequences for Russian geophysical science, education and equipment manufacturing. This threat was enhanced by examples of successful acquisition of Russian companies Petroalliance, Tyumenpromgeofisika, Siberian Geophysical Company, Krasnoyarskneftegeofizika, Pomorneftegeofizika, Geofit, Kiev Logging Equipment Experimental Design and Manufacturing Center, Orenburgneftegeofizika and failed attempts of acquisition of Gazpromgeofizika, Noyabrskneftegeofizika and Bashneftegeofizika. We all know the story of legendary Kiev Logging Equipment Experimental Design and Manufacturing Center and Geofit.

Tables 1, 2 present positions of main geophysical market majors. There are no Halliburton and Weatherford in this list, Baker Hughes (Orenburgneftegeofizika) is most likely to leave the group of companies with annual revenue more than 1 billion rubles. Schlumberger is still a leader, but it is under growing pressure from Russian companies TNG-group, Rosgeologiya, Gazprom-Georesurs, Bashneftegeofizika. In order to remove Schlumberger from leading position it is necessary to acquire Schlumberger's offshore drilling service (\$ 530 million in 2015) in Russian offshore sector. This will move Schlumberger to the 8th position. No doubt, from technical point of view above-listed companies are capable to solve this task. In response to sanctions against state companies Rosneft and Gazprom that are responsible for shelf development it is necessary to provide Russian service with priority access to offshore

этот вид работ. В СССР такие работы на шельфе успешно выполняла «Газпромгеофизика». Что касается хай-тек-техники, MWD, LWD, то отставание в этих видах аппаратуры практически ликвидировано.

Нельзя не отметить положительную роль санкций США и ЕС в преодолении зависимости российского ТЭК от иностранного сервиса. Синергетический эффект от санкций и контрсанкций (импортозамещение) дал мощный импульс для возврата отечественным компаниям контроля над собственным рынком. Однако было бы несправедливо не отметить положительных последствий присутствия на нашем рынке мировых лидеров геофизической индустрии. Отечественный бизнес получил наглядные уроки по ведению жесткой конкурентной борьбы, организации экономики, инновационной деятельности, подготовке и отбору кадров, взаимодействию с заказчиками, малым бизнесом и по многим другим вопросам. Иностранное присутствие на нашем рынке,

безусловно, полезно, но в разумных пределах. Опыт США и Китая свидетельствует, что для этих целей вполне приемлем уровень 3–5%.

Таким образом, угроза иностранного (с Запада или Востока) поглощения российской геофизики ликвидирована, процесс возрождения в условиях рынка приобрел необратимый характер. Российская геофизика восстановила свой статус в тройке мировых лидеров по развитию геофизики: США, Россия и Китай. Созданы необходимые предпосылки по восстановлению утраченных позиций на мировом сервисном рынке.

Рост рынка и консолидация активов.

Как следует из табл. 1, 2 и рис. 1, рынок

Таблица 1/Tables 1

РЕЙТИНГ СЕРВИСНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ. РОССИЯ-2014								
СЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ			Выручка	в т. ч. по геофизсервису			Холдинговая принадлежность	персонал
				всего	ГИС	СЕЙС-КА		
			млн. руб. (с НДС)				чел.	
№	крупные сервисные компании (выручка более 1 млрд. руб.)							
1.	Schlumberger в России	Schlumberger Hi-Tech+LWD	83 000	25 817	8 828+ 17 000 4 994	0	Schlumberger в мире	
		Тюменьпромгеофизика						
2.	ООО ТНГ-Групп		23 160	23 160	9 350	13 810	ОАО Татнефть	9 200
3.	ЗАО Геотек Холдинг (IGSS)			19 539	0	19 589		12163
4.	ОАО Башнефтегеофизика		14 100	12 209	4 458	7 845		4000
5.	ООО Газпром-Георесурс		12 945	10 418	8 928	1 488	ОАО Газпром	5600
6.	ОАО МАГЭ			10 960	0	10 960		
7.	ОАО КогалымНГФ+ООО Геофизсервис (Урай)		5 100	3 100	5 100	0		1400
8.	Сургутнефтегеофизика			4 800	4800	0	ОАО Сургутнефтегаз	
9.	ОАО Дальморнефтегеофизика			4 527	0	4 527	ОАО Росгеология	
10.	ОАО Росгеология		11 000	4 500	125	4 375	Росимущество РФ	
11.	ОАО Севморнефтегеофизика			4 114	0	4 114	ОАО Росгеология	
12.	ОАО Самарнефтегеофизика			4 000	2 500	1 500	ОАО Росгеология	
13.	ОАО Газпромнефть-Новыйнефтегазгеофизика			3 994	3 994	0	ООО Газпром нефть сервис	
14.	ОАО Сибнефтегеофизика			2 737	185	2 552		
15.	ООО Нефтегиссервисхолдинг (Россия)			2 560	2 218	342	ООО Пермская ФНГ	
16.	ЗАО БашВирьяТехнологии		4 200	2 500	2 500	0		
17.	ОАО НПП ВНИИГИС (Группа компаний)			2 500	2 500	0		
18.	ОАО Пермнефтегеофизика			2 000	800	1 200	ОАО Росгеология	
19.	ОАО Нижневартовнефтегеофизика			1 708	1 708	0	ОАО Росгеология	
20.	ОАО Якутгеофизика			1 600	0	1 600	ООО Геофиз. Европ. Ресурсы	
21.	Baker Hughes в России Оренбургнефтегеофизика			1 673	1 673	0	Baker Hughes в мире	
22.	ЗАО Римера			1 100	1 100	0	ОАО ЧТПЗ	
23.	ОАО ГК Интегра			1 000	1 000	0		5000
Всего по группе				152 058	78 756	73 302		

Таблица 2 / Tables 2

РЕЙТИНГ СЕРВИСНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ. РОССИЯ-2015							
СЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ		Выручка	в т. ч. по геофизсервису			Холдинговая принадлежность	персонал
			всего	ГИС	СЕЙС-КА		
		млн. руб. (с НДС)					
№	крупные сервисные компании (выручка более 1 млрд. руб.)						
1.	Schlumberger в России	Schlumberger Hi-Tech + LWD+море Тюменьпромгеофизика	61 348	44 500	2 209+38 150 3 650	0	Schlumberger в мире
2.	ООО ТНГ-Групп			30 897	10 524	20 373	ОАО Татнефть
3.	ОАО Росгеология		23 128	21 887	5 688	16199	Росимущество РФ
a)	ОАО Самарнефтегеофизика			5 149	2 697	2 452	
b)	ОАО Севморнефтегеофизика			2 547	0	2 547	
c)	ОАО Сибнефтегеофизика			2 803	0	2 803	
d)	ОАО Дальморнефтегеофизика			2 571	0	2 571	
e)	ОАО Пермнефтегеофизика		1 836	1 752	870	882	
f)	ОАО Нижневартовнефтегеофизика			1 432	1 432	0	ОАО Росгеология
g)	ОАО Иркутскгеофизика			1 400	50	1 350	1 064
h)	ОАО ВНИИГеофизика			1 300	0	1 300	522
i)	ОАО Волгограднефтегеофизика			1 136	158	978	
j)	ОАО Искондурнефтегеофизика			400	343	57	
k)	ОАО Ставропольнефтегеофизика			524	51	473	
l)	ОАО Калининграднефтегеофизика			91	87	4	
m)	ОАО Севморнефть			500	0	500	
n)	ОАО ЦЭ			282	0	282	
4.	ЗАО Геотек Холдинг (IGSS)			23 544	0	23 544	12163
5.	ООО Газпром-Георесурс			15 000	13 218	1 782	ОАО Газпром
6.	ОАО Башнефтегеофизика		14 775	14 443	5 817	8 626	3 700
7.	ОАО МАГЭ		8 540	8 535	0	8 535	6 112
8.	ОАО КогалымНГФ+ООО Геофизсервис (Урай)			5 100	5 100	0	1400
9.	Сургутнефтегеофизика			5 000	5 000	0	ОАО Сургутнефтегаз
10.	ОАО Газпромнефть-Новыйнефтегазгеофизика			4 200	4 200	0	ОАО Газпром нефть сервис
11.	ООО Нефтегиссервисхолдинг (Россия)			2 655	2 655	0	ООО Пермская ФНГ
12.	ЗАО БашВирьяТехнология		4 500	3 850	3 850	0	
13.	ОАО НПП ВНИИГИС (Группа компаний)			2 610	2 610	0	
14.	ОАО Якутгеофизика			1 500	0	1 500	ОАО Геофиз. Европ. Ресурсы
15.	Baker Hughes в России Оренбургнефтегеофизика			1 200	1 200	0	Baker Hughes в мире
16.	АО Ямалпромгеофизика			1 200	1 200	0	
17.	ЗАО Римера			1 000	1 000	0	ОАО ЧТПЗ
Всего по группе				187 121	106 562	80 559	

operations and liquidate Schlumberger's monopoly for this service. In USSR these operations were performed successfully by Gazpromgeofizika. As for hi-tech tools, MWD, LWD, there is no longer a technological gap between Russian and foreign companies in these tools.

It should be noted that sanctions by USA and European Union made positive impact on breaking dependency of Russian fuel and energy industry on foreign service. Synergistic effect of sanctions and counter-sanctions (import substitution) gave a push start for Russian companies to retake control over its own market. However, there is a positive impact of presence of world-leading geophysical companies in our market. These companies demonstrated lessons

геофизического сервиса демонстрирует устойчивый рост. За период 2010–2015 годов темп роста в среднем составил около 30%. На такой тренд не повлияли ни мировой энергетический кризис, ни падение цен на нефть до \$28 за баррель, ни колебания курса рубля, ни санкции США и ЕС. Драйверами роста рынка стали: увеличение объема горизонтального бурения, рост исследований в залежах с ТриЗ, освоение шельфа, создание и серийное производство хай-тек-техники, диверсификация сервисными компаниями спектра услуг, а также санкции США и ЕС. Лидером роста объема работ в 2015 году стала компания «ТНГ-Групп», которая превысила планку 30 млрд руб. по выручке, две компании, «Геотек Холдинг» и «Росгеология», превысили отметку в 20 млрд руб. и еще две, «Газпром георесурс» и «Башнефтегеофизика», достигли рубежа в 15 млрд руб.

Значимым событием 2015 года стало решение руководства страны о консолидации в рамках государственного геологоразведочного холдинга «Росгеология» разрозненных геофизических активов с государственными пакетами акций (табл. 2). В сравнении с другими компаниями в холдинге сосредоточены наиболее крупные силы морской геофизики. В области сейсморазведки это «Севморнефтегеофизика», «Севморгео» и «Дальморнефтегеофизика», компетенциями в проведении ГИС на платформах обладают «Калининграднефтегеофизика» и «Краснодарнефтегеофизика». Этот ресурс в сочетании с госполитикой импортозамещения позволяет вытеснить иностранный сервис ГИС с российского шельфа, как это сделано в Китае. Другим важным преимуществом является встроенность холдинга в инструментарий государственной геополитики на мировом энергетическом рынке. Будущее покажет, сможет ли холдинг, располагающий мощным ресурсом государственной поддержки, стать реальным лидером в повышении эффективности и конкурентоспособности российского геофизического комплекса в своем Отечестве и в мире.

Становление в России крупных государственных, корпоративных и независимых геофизических компаний создает новую, более благоприятную базу в налаживании равноправных взаимоотношений с отечественными нефтегазовыми компаниями, позволяет стабилизировать цены на качественный сервис, сделать рынок более прозрачным, предсказуемым и комфортным для добросовестных его участников.

Диверсификация сервисных услуг. Одним из значимых драйверов роста геофизического рынка, как отмечалось выше, стало расширение

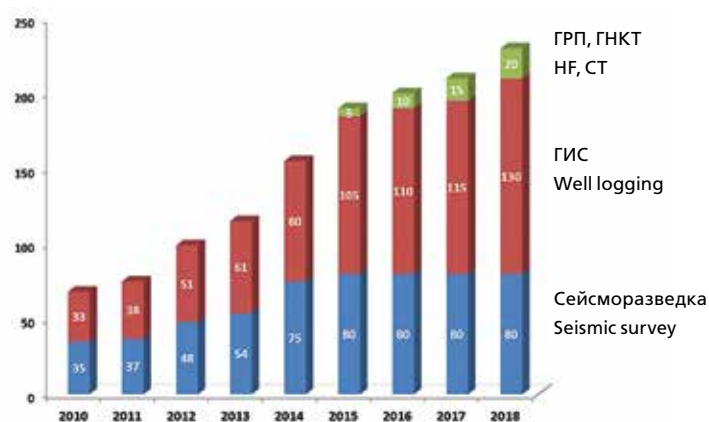


Рисунок 1 – Развитие российского рынка геофизического сервиса

Figure 1 – Development of Russian geophysical market

on how to compete, organize economic and innovative activity, carry out staff selection and training, interaction with customers, small business and many other issues. Foreign presence is surely useful for our market but only to a certain extent. USA and China experience showed that 3–5% level is sufficient for this purpose.

Therefore, the threat of intervention of foreign companies into Russian geophysical market is eliminated, recovery process has become irreversible. Russian geophysics recovered its status in the three leaders of geophysical market: USA, Russia and China. All required background for this recovery process is prepared.

Market growth and assets consolidation. As can be seen from tables 1, 2 and fig. 1, geophysical market shows steady growth. Over a period of 2010–2015 growth rate was approximately 30% on the average. World energy crisis, oil price downturn to \$ 28 per barrel, ruble weakening, sanctions from USA and EU couldn't influence this trend. The key market growth drivers were: increase in horizontal drilling volume and research of unconventional resources, shelf development, creation and mass manufacturing of hi-tech tools, diversification of range of service as well as sanctions from USA and EU. Leader by growth of service scope in 2015 was TNG-Group that reached revenue of 30 billion rubles, two companies Geotek Holding and Rosgeologiya reached 20 billion rubles, Gazprom-Georesurs and Bashneftegeofizika reached 15 billion rubles.

One of the most significant events in 2015 was government decision about consolidation of isolated geophysical assets with state-owned stakes under one state geosciences holding Rosgeologiya (table 2). In comparison with other companies this holding concentrates the most powerful assets of offshore geophysical capacities. In seismic sphere this companies are Sevmorneftegeofizika,

спектра услуг, предоставляемых геофизиками нефтегазовым компаниям. В 2015 году выросло число компаний, освоивших сервис с использованием гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ): «Когалымнефтегеофизика», «Башвзрывтехнологии», «ТНГ-Групп», «Башнефтегеофизика», «Ямалпромгеофизика», «Ямалпетросервис» и «Газпром георесурс». Многие компании рассматривают этот бизнес в качестве первого шага к освоению современных технологий интенсификации добычи нефти и газа: гидроразрыва пластов (ГРП) и многостадийного гидроразрыва пластов (МГРП).

В отличие от геофизического, рынок ГРП на 70% находится под контролем сервисных компаний из стран, осуществляющих санкции в отношении нефтегазового комплекса России. Ущерб, который может быть нанесен стране, оценивается падением добычи нефти на 25–30%, если иностранные компании подчинятся и одномоментно покинут рынок.

Минэнерго и Минпромторг РФ применение технологий ГРП и серийный выпуск соответствующего оборудования в РФ обозначили в приоритетных направлениях импортозамещения в качестве критически срочных задач. Действуют программы государственной поддержки российских компаний, развивающих сервис ГРП и производство оборудования.

Вход геофизических компаний в рынок МГРП, ГРП и ГНКТ весьма перспективен по целому ряду обстоятельств:

1. Режим наибольшего благоприятствования со стороны государства для компаний, решивших заняться этим сервисом, действует до отмены санкций. Что будет после отмены, не знает никто. Поэтому нужно спешить.
2. Основным источником информации для эффективного применения ГРП и МГРП является геофизика (3D-сейсморазведка, ВСП, навигация, ГТИ, LWD, кросс-дипольная акустика, перфорация, мониторинг операций ГРП и экологии). Открывается возможность предоставления нефтегазовым компаниям более дорогих интегрированных услуг под ключ.
3. Рынок ГРП, МГРП и ГНКТ в 2015 году оценивается в 80–85 млрд руб. с перспективой роста к 2020 году до 100–110 млрд руб. В физическом выражении операции ГРП выросли в 2010–2015 годах в 1,6 раза, а МГРП за тот же период – в 5,5 раза. К 2020 году рынок МГРП вырастет по прогнозу с 650 в 2015 году до 1900 скважин.
4. Услуги ГРП, МГРП прямо влияют на уровень добычи, поэтому рынок является стабильным и платежеспособным. Компании Schlumberger,

Sevmorgeo and Dalmorneftegeofizika, in offshore well logging industry: Kaliningradneftegeofizika and Krasnodarneftegeofizika. These assets in conjunction with import substitution policy will make possible to force foreign logging service out of Russian offshore industry the same way as it happened in China. Another important advantage is an integration of this holding with state geopolitical toolbox at the world energy market. The future will show whether holding with strong government support will become a top driver for improvement of efficiency and competitive ability of Russian geophysical complex in the country and the world.

Establishment of large state, corporate and independent geophysical companies in Russia will provide new instrumental platform for closer equal cooperation with Russian oil and gas companies thus enabling service price stabilization and more clear, predictable and comfortable market for fair companies.

Diversification of service. One of the key drivers for geophysical market growth is the expansion of range of services that are offered by geophysical companies to oil and gas companies. In 2015 the number of companies with coiled tubing (CT) service increased: Kogalymneftegeofizika, Bashvzryvtekhologii, TNG-Group, Bashneftegeofizika, Yamalpromgeofizika, Yamalpetroservice and Gazprom-Georesurs. Many companies consider this business as the first step into the market of up-to-date technologies for enhanced oil recovery: hydraulic fracturing (HF) and multistage hydraulic fracturing (MHF).

In contrast to geophysical market, 70% of HF market is controlled by service companies from countries that applied sanctions against Russian oil and gas industry. If foreign companies simultaneously leave the market, the impairment to the country would be a drop in oil production by 25–30%.

Ministry of Energy and Ministry of Industry and Trade claimed HF technologies and manufacturing of corresponding equipment to be the most urgent tasks in the list of top-priority directions of import substitution. At present time government provides support to Russian companies that develop HF service and equipment manufacturing.

Entry of geophysical companies into HF, MHF and CT market is promising due to the number of reasons:

Government will provide the most preferential treatment for those companies that decided to enter this market until lifting of sanctions. No one knows what will happen after lifting of sanctions. That is why it is necessary to hurry up.

The main source of information for effective application of HF and MHF is geophysical methods (3D seismic survey, vertical seismic profiling, positioning, advanced mud logging, LWD, cross-dipole acoustics, perforation, ecological and HF monitoring). This gives the opportunity to provide more expensive integrated turnkey services.

Halliburton, Baker Hughes и Weatherford – активные участники этого бизнеса во всем мире и инвестируют значительные средства в развитие этих технологий.

5. Потребность в кадрах может обеспечиваться путем перехода опытных специалистов из иностранных компаний, покидающих российский рынок. Парк действующих в настоящее время флотов иностранных компаний в среднем имеет возраст 7–10 лет. Российские компании, оснащенные новой техникой и опытными кадрами, получают конкурентные преимущества в сочетании с государственной поддержкой отечественных производителей услуг.

Российский сервис ГРП, МГРП, ГНКТ представлен компаниями, входящими в состав нефтяных компаний «Сургутнефтегаз», «Татнефть» и «Роснефть». Первые две компании полностью закрывают свою потребность в сервисе собственными службами. ООО «ТаграС-Холдинг», кроме обслуживания «Татнефти», выполняет также заказы других нефтегазовых компаний. В «Роснефти» собственные мощности покрывают лишь треть потребностей компании в сервисе ГРП, МГРП.

Итак, рынок ГРП, МГРП, ГНКТ для отечественных геофизических компаний является перспективным, а условия входа на этот рынок благоприятны. Окно возможностей оценивается 25–30 млрд руб. годовой выручки и сроком в 2–3 года до отмены санкций.

Рынок геофизического приборостроения.

В 2015 году на рынке приборной продукции появилось много образцов новой хай-тек-техники. Среди них можно отметить многоэлектродную аппаратуру бокового каротажа, аппаратуру кросс-дипольной акустики, приборы LWD с гидравлической телеметрией (ОАО «НПФ «Геофизика»), приборы LWD с электромагнитной телеметрией, аппаратуру дефектоскопии многоколонных скважин (Группа компаний ВНИИГИС), новое поколение приборов с нейтронными генераторами повышенного ресурса (ФГУП ВНИИА) и много другой продукции. Можно констатировать, что потребности сервисных компаний в области ГИС полностью обеспечиваются продукцией отечественного производства.

Одной из примечательных тенденций геофизического рынка является становление интегрированных компаний, имеющих в своем составе сервис, науку и приборостроение. С одной стороны, приборостроительные компании подключаются к сервисному бизнесу, с другой – сервисные компании обзаводятся собственной наукой и приборостроением. Так, группа компаний, входящих во ВНИИГИС из

In 2015 HF, MHF and CT market volume is estimated at 80–85 billion rubles with growth prospects up to 100–110 billion rubles in 2020. In physical terms, the volume of HF operations increased by 1,6 times during 2010–2015 period, MHF volume increased by 5.5 times during the same period. MHF market is expected to grow from 650 wells in 2015 to 1900 wells by 2020. HF, MHF services make a direct impact on production rate that is why this market is stable and financially reliable. Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes and Weatherford are the world's most active companies working in this business. They invest significant funds in development of these technologies. Staffing requirements may be filled by transfer of experienced personnel from foreign companies that leave Russian market. In foreign companies the average age of existing fleets is 7–10 years. In this respect, Russian companies equipped with new up-to-date machinery and experienced personnel have a competitive edge along with government support.

Russian HF, MHF and CT service is represented by affiliated companies of oil companies Surgutneftegaz, Tatneft and Rosneft. The first two companies fill the need for service by its own forces. TagraS-Holding LLC executes orders from other oil and gas companies apart from servicing Tatneft. Only a third of Rosneft needs for HF and MHF service are filled with its own subsidiaries.

In conclusion, HF, MHF and CT market is a promising sector for Russian geophysical companies, the conditions of entry into a market are highly convenient. Window of opportunities for market is estimated at 25–30 billion rubles of the annual revenue during 2–3 years until lifting of sanctions.

Geophysical tools manufacturing market.

Many new hi-tech tools entered the market in 2015. The tools included: multi-pole lateral logging tool, cross-dipole acoustic tool, LWD tools with hydraulic telemetering system (OJSC «Research and Production Company Geofizika»), LWD tools with electro-magnetic telemetering system, defect detection tool for multi-string wells (Group of Companies VNIIGIS), new generation of tools with neutron generator for a long-term operation (Federal State Unitary Enterprise VNIIA) and many other tools. It can be stated that all needs for logging tools are filled with products manufactured in Russia.

One of the notable tendencies of geophysical market is the establishment of integrated companies that comprise service, science and manufacturing. On the one hand, tools manufacturers get involved into service business, on the other hand, service companies acquire its own science and manufacturing assets. For instance, half of the 2.6 billion rubles of the annual revenue of group of companies VNIIGIS comes from providing services. ZAO Bashvzryvtekhnologii is also positioned as a successful market player because apart from development and manufacturing of perforation

2,6 млрд руб. половину годовой выручки теперь зарабатывает на оказании сервисных услуг. ЗАО «Башвзрывтехнологии», помимо разработки и серийного производства перфорационной техники, позиционируется так же как успешный игрок сервисного рынка, выполняющий не только широкий спектр ГИС, но также услуги с ГНКТ, а в перспективе и ГРП, МГРП. Основной в России производитель термобаростойкой скважинной аппаратуры ООО «Нефтегазгеофизика» успешно оказывает высокотехнологичные услуги по ЯМК, С\О каротажу и другим ГИС. Крупнейшие сервисные компании «ТНГ-Групп», «Башнефтегеофизика», «Газпром георесурс», «Росгеология» и другие создают и развивают собственные научные и приборостроительные центры.

В геофизическом приборостроении с 2014 года начат эксперимент по оценке возможностей новых форм поддержки инновационной деятельности со стороны государства. При Минпроме РБ создан в Башкортостане первый и самый крупный в РФ геофизический кластер «Квант» (ГК «Квант»). В кластер вошли 40 компаний малого, среднего и крупного бизнеса с суммарной выручкой в 2015 году 25 млрд руб. Компании ГК «Квант» обеспечивают 40% потребностей рынка РФ в геофизической аппаратуре и оборудовании и 20% сервисного рынка. В рамках различных государственных программ импортозамещения ГК «Квант» участвует в разработке хай-тек-техники для LWD, ТриЗ, ГРП, МГРП, мониторинга КИН и других задач. В частности, в кластере создана совместно с белорусскими партнерами компания CITTEK по сборке и производству в Уфе оборудования ГРП и ГНКТ, формируется сервисная компания с применением этой техники.

В заключение отметим, что в условиях падения цен на нефть и газ, мирового энергетического кризиса, нестабильного курса рубля российская геофизика не только продолжила в 2015 году поступательное развитие, но и достигла ряда успехов стратегического характера. Заметную положительную роль в этом сыграли санкции США и ЕС, а также контрсанкции со стороны РФ (импортозамещение).

Выводы. Российская геофизика восстановила свой статус в тройке мировых лидеров по развитию геофизики: США, Россия и Китай. Угроза поглощения этой высокотехнологичной индустрии Западом или Востоком ликвидирована.

Ближайшими задачами развития отечественного геофизического сервиса являются возврат утраченных позиций по ГИС на российском шельфе, освоение сервиса МГРП-ГНКТ и возвращение на мировой сервисный рынок. ☉

tools it performs a wide range of logging and coiled tubing services with HF and MHF service in prospect. Neftgazgeofizika LLC, the main manufacturer of thermopressure-resistant well tools, performs high-tech services on magnetic resonance logging, carbon-dioxide logging and other methods. The largest service companies TNG-Group, Bashneftegeofizika, Gazprom-Georesurs, Rosgeologiya and other companies create and develop its own research and tool manufacturing centers.

New experiment on the evaluation of new forms of government support of innovative activity has been started in 2014 in geophysical tools manufacturing market. Ministry of Industry in Republic of Bashkortostan supported the first largest geophysical cluster «Kvant» (Group of Companies «Kvant»). This cluster includes 40 small, medium-sized and large businesses with the overall revenue of 25 billion rubles in 2015. Kvant companies provide 40% of Russian market needs for geophysical tools and equipment and 20% of service market. In terms of different government import substitution programs Group of Companies Kvant develops hi-tech machinery for LWD, unconventional resources, HF, MHF, recovery factor monitoring and other tasks. In particular, in cooperation with Belorussian partners Group of Companies Kvant created CITTEK company that provides manufacturing and assembly of equipment for HF and CT in Ufa. It is planned to create new service company that will use this equipment.

In conclusion it should be noted that under conditions of oil and gas prices downturn, world energy crisis and ruble weakening in 2015, Russian geophysical market carried on progressive growth and reached several strategic achievements. Sanctions from USA and EU as well as counter-sanctions from Russia (import substitution) played a positive role in this success.

Conclusions. Russian geophysical market recovered its status in the three leaders of geophysical market: USA, Russia and China. The threat of intervention of western or eastern companies into this high-tech industry is eliminated.

Short-term development objectives for Russian geophysical service are: recovery of previous positions at Russian offshore industry, development of MHF-CT service and return to the world service market. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Лаптев В.В. Российский рынок геофизического сервиса// Геофизический вестник. – 2014. – № 2. – С. 16–18.
2. Лаптев В.В. Регулирование и защита отечественного геофизического рынка//Геофизический вестник. – 2013. – № 1. – С. 12–16.
3. Лаптев В.В. Аналитический обзор отечественного рынка геофизических услуг//Геофизический вестник. – № 5. – 2013. – С. 7–14.

Экономика, политика, технологии... Economics, Politics, Technologies...

В московском «Экспоцентре» на Красной Пресне в апреле 2016 года проходил III Национальный нефтегазовый форум. Основная проблематика мероприятия была сформулирована в приветственном слове председателя правительства РФ Д.А. Медведева: «Актуальные задачи в области импортозамещения, повышение инвестиционной привлекательности российского топливно-энергетического комплекса, внедрение современных технологий, совершенствование энергетической инфраструктуры».

Перед участниками одной из ключевых дискуссий был поставлен вопрос: **«Какие вы видите основные факторы, влияющие сегодня на развитие мировой нефтяной отрасли, на баланс спроса и предложения на мировом рынке углеводородов?»**

Вот мнения компетентных экспертов.

Аркадий ДВОРКОВИЧ, заместитель председателя правительства РФ: «С моей точки зрения, это три следующих фактора. Первое – общая экономическая ситуация в мире. Мы сегодня обсуждаем политическую ситуацию и игру на рынках, однако фундаментальными факторами остаются спрос и предложение, которые зависят от темпов роста экономики, от того, как развиваются отдельные регионы мира. В последние годы, несмотря на то что постепенный выход из кризисных ситуаций в разных странах продолжается, темпы роста остаются существенно ниже, чем они были в предшествующие десятилетия. Это ограничивает спрос на энергетические ресурсы. На развитие мировой энергетической отрасли оказывает влияние также политика энергоэффективности, которая проводилась практически во всех ведущих странах в период высоких цен на энергоресурсы. Она существенно ограничила спрос на углеводороды. Конечно, отчасти сказалась и политика перехода на возобновляемые источники энергии.

Второй важнейший фактор – технологическая политика отдельных стран и компаний, прорывы в технологиях. С одной стороны, они ведут к частичному замещению углеводородов новыми источниками энергии. Это происходит медленно, но тем не менее происходит. С другой стороны, снижаются издержки добычи углеводородов, появляются технологии, которые позволяют с более низкими затратами добывать и нефть, и газ. Это ведет к изменению равновесных цен, а значит, ситуации на рынках в целом.

In April 2016, the Expocentre in Krasnaya Presnya (Moscow) housed the III National Oil and Gas Forum. The main agenda of the event was defined in the opening speech delivered by D.A. Medvedev, the Chairman of the Russian Federation Government, and included “Priority issues of import substitution, enhancing investment prospects of the Russian fuel and energy industry, implementation of state-of-the-art technologies and energy infrastructure improvement”.

The members of one of the key discussions were asked to answer the following question: **“What would you call the major driving factors for the global oil industry and for the balance between supply and demand in the world hydrocarbons market?”**

Here are the opinions given by competent experts.

Arkadiy DVORKOVICH, Deputy Chairman of the Russian Federation Government: As I see it, there are three major factors. First, it is the overall global economic environment. While today we are discussing the political situation and market strategies, the demand and supply remain the fundamental factors which depend on the rate of economic growth and the course of development taken in different regions. Over the recent years, in spite of the continuing crisis recovery in various countries, the rates of growth have still been much lower than they used to be during the previous decades. This holds down the demand for energy resources. The development of the global energy industry is also under the influence of the energy efficiency policy which was implemented

by most of the advanced countries in the period of high prices for energy resources. Such policy has dampened to a significant extent the demand for hydrocarbons. No doubt, another contribution has been made by the policy of transition to renewable energy resources.

The second major factor is the policies pursued by certain countries and companies in relation to new technologies and

breakthrough technologies. On the one hand, such policies result in hydrocarbons being partially replaced with new sources of energy. Although slow, this process keeps going. On the other hand, there is a reduction in hydrocarbons production costs with new technologies ensuring cost-effective decisions for producing both oil and gas. Consequently, this changes the equilibrium price and, in general, the market situation.

Политика отдельных государств, в части поддержки производства в собственных странах иногда экономически неэффективными способами, ведет к изменению баланса на рынке нефти и газа.

Various government policies, domestic production support which is sometimes cost-inefficient cause a shift in oil and gas market balance.

Я бы не оставлял в стороне и политический фактор. Политика отдельных государств в части диверсификации источников энергоносителей, в части поддержки производства в собственных странах иногда экономически неэффективными способами, создающими дополнительные затраты для потребителей, ведет к изменению баланса на рынке нефти и газа. И здесь ситуация, с нашей точки зрения, недостаточно прозрачна. Не вся информация предоставляется потребителям, и такое искажение на рынке необходимо минимизировать».

Вагит АЛЕКПЕРОВ, президент компании «ЛУКОЙЛ»: «Я считаю, что действует ряд факторов. Это технологический прорыв. Это перемещение центров производства нефти в новые регионы – в регионы потребления, в том числе в США. Это стечение ряда несочетаемых позиций, когда политические события в Персидском заливе, которые раньше вызывали рост цен на нефть, сегодня, напротив, оказывают влияние на то, что отдельные страны наращивают объемы производства, чтобы покрыть дефицит бюджета и получить средства, необходимые, кроме всего прочего, на приобретение вооружений».

Александр ШОХИН, президент РСПП: «Как я понимаю, все сходится на том, что основных факторов три. Это, безусловно, геополитика. Это, конечно же, экономические причины – спрос и предложение. Когда мы говорим, что равновесная цена на нефть при нынешнем состоянии мировой экономики должна быть 60–70 долларов за баррель, то это, наверное, все-таки неравновесная цена. Мы точно не знаем, как поведет себя экономика Китая, которая демонстрирует показатели, худшие, чем прогнозировалось еще недавно. Полтора года назад лидеры «двадцатки» договорились о том, что глобальная экономика будет расти темпами плюс два процентных пункта по отношению к сложившемуся тренду ежегодно. Но уже очевидно, что этой динамики нет. Стало быть, и дополнительного спроса на нефть не будет, притом что уже наблюдается избыток предложения, и, возможно, в этом году будет зафиксировано затоваривание.

И, безусловно, влияют технологические факторы: энергоэффективность, уход от углеводородной экономики как долгосрочный тренд, технологические прорывы, которые привели к тому, что некоторые страны из импортеров превратились в экспортеров углеводородов – Соединенные Штаты в том числе. Этот фактор долгоиграющий, он будет усиливать свое влияние на ситуацию на рынке углеводородов».

Александр КОРСИК, президент и председатель правления АНК «Башнефть»: «По моему мнению,

Nor would I disregard the political factor. Various government policies, including those in relation to energy diversification or domestic production support which is sometimes cost-inefficient and involves additional expenses for consumers, cause a shift in oil and gas market balance. We don't think this situation is transparent enough. Consumers are given only partial information; such misrepresentation should be reduced to minimum.

Vagit ALEKPEROV, CEO, LUKOIL: I can see a number of factors. First is the breakthrough in technologies. Second is the transfer of oil production centres to new regions, in particular, to consuming regions, including in the USA. Third is a combination of incompatible circumstances, with political events in the Persian Gulf which used to cause increase in oil price having today the opposite effect and making certain countries scale up production in order to cover the budget deficit and raise funds required, inter alia, for arms procurement.

Aleksandr SHOKHIN, President, RSPF: As I see it, everybody agrees that there are three major factors. One of them is, no doubt, geopolitics. Another factor is sure to be connected with economic situation, the demand and supply balance. Although we say that the equilibrium oil price in view of the current global economic situation should be 60 to 70 dollars per barrel, it is unlikely to be the true equilibrium price. We don't know exactly what is going to happen at the Chinese market whose performances are not as high as they have been recently forecast. Eighteen months ago the leaders of G20 agreed that the rate of the global economic growth would be plus two percentage points per annum as compared to the existing trend. Today

it is obvious that no such dynamics is being observed. Therefore, there will be no additional oil demand with the oversupply already in place and potential overstock to be expected this year.

There are also technology factors: energy efficiency, shifting away from hydrocarbon-based economy as a long-term trend, and technological breakthroughs which have already turned some countries from importers into exporters

of hydrocarbons – for example, the United States. This is a long-run factor and its impact on the hydrocarbons market will continue to grow.

Aleksandr KORSIK, CEO and Chairman of the Management Board, Bashneft Joint-Stock Oil Company: I believe that the first factor is the shale oil in the USA. Another factor, which we currently give little thought to, is electric automobiles. This factor

Влияют технологические факторы: энергоэффективность, уход от углеводородной экономики как долгосрочный тренд, технологические прорывы, которые привели к тому, что некоторые страны из импортеров превратились в экспортеров углеводородов.

Also technology factors: energy efficiency, shifting away from hydrocarbon-based economy as a long-term trend, and technological breakthroughs which have already turned some countries from importers into exporters of hydrocarbons.

первый фактор – это сланцевая нефть Соединенных Штатов. Второй фактор, о котором мы пока не очень сильно задумываемся, – это электромобили. Этот фактор может сыграть в совершенно неожиданный момент, хотя все расчеты говорят о том, что это произойдет еще не скоро, у меня есть определенные опасения. И третий фактор – это политика. Мне кажется, что у некоторых стран наблюдается готовность даже потерять свои деньги, лишь бы соседу стало хуже».

Александр НОВАК, министр энергетики РФ: «Если обобщить, то это политический фактор, это переход на новые прорывные технологии, инвестиционные решения, современные новые способы добычи нефти и потребления энергии в мире, повышение энергоэффективности. И третий фактор – это рост экономики или его замедление – то, что серьезно влияет на баланс спроса и предложения на рынке нефти и энергетических ресурсов».

Юрий ШАФРАНИК, председатель совета Союза нефтегазопромышленников России: «За последние пять-семь лет произошли коренные изменения в мировой энергетике. Можно утверждать, что обновилась энергетическая карта мира. Причины: новые технологические прорывы, радикальное техническое совершенствование во всех направлениях, расширение ресурсной базы. Напомню, что в начале 2000-х международные энергетические агентства прогнозировали возможность пика добычи, а затем ее последующего спада по причине нехватки ресурсов. Однако переход на новые технологии опроверг эти прогнозы.

Возобновляемые источники энергии, в которые лет пятнадцать назад я лично не до конца верил, сегодня в энергетическом балансе Германии составляют 28%, а США – 17%. Наблюдается радикальное повышение энергоэффективности во всех ее проявлениях. Происходит усиление газового фактора, электрификация автотранспорта – хотя это еще не повальный процесс, но все его предтечи уже есть. В перспективе – использование газогидратов. Япония уже в 2018 году планирует заниматься их промышленной добычей.

США менее чем за десятилетие из крупнейшего импортера углеводородов стали избыточной по углеводородным ресурсам страной. Китай, невзирая на прогнозы на снижение динамики развития, стал и остается крупнейшим потребителем энергоресурсов.

Главные признаки сегодняшнего дня – избыток предложения углеводородов, превращение рынка продавца в рынок покупателя, изменение ресурсно-сырьевой доминанты на технологически-инновационную. Образно выражаясь, как будто два полюса поменялись местами – Северный и Южный. Всего за пять-семь лет произошли тектонические изменения. Мир вступил в новый цикл экономического развития».

По материалам III Национального нефтегазового форума

*Аналитическая группа журнала
«Время колтюбинга»*

Фактор, о котором мы
пока не очень сильно
задумываемся, –
это электромобили.

Factor, which we currently
give little thought to,
is electric automobiles.

may pop up suddenly against all expectations and calculations and although it is not thought to happen soon, I still have some fears. A third factor is politics. It seems to me that some countries are ready to suffer losses provided their neighbours suffer too.

Aleksandr NOVAK, Minister of Energy of the Russian Federation: To cut a long story short, these are the political factor, the implementation of new breakthrough technologies, investment solutions, cutting-edge methods of oil production and energy consumption worldwide, and energy-efficiency measures. Another factor is economic growth or economic slowdown both of which have a significant impact on the demand and supply balance at the oil and energy resources market.

Yury SHAFRANIK, Council Chairman, Union of Oil & Gas Producers of Russia: Over the recent 5–7 years we have seen profound changes in the global power industry. The energy world map can be claimed to have been updated. The reasons are the new breakthrough technologies, dramatic technological progress covering all aspects, and expansion of the resource base. Let me remind you that in the early noughties international energy agencies made forecasts for a potential production peak with its subsequent decline on the account of insufficient resources. However, the implementation of new technologies has proved such forecasts to be wrong.

Renewable energy resources which I was skeptical about some fifteen years ago represent 28% of the current energy balance in Germany and 17% in the USA. Energy efficiency is increasing in all of its aspects. Gas and electric vehicles continue to gain ground and while it is far from being a universal process, its predecessors are obvious. The usage of gas hydrates is another prospect. Japan is planning to start their commercial production as early as in 2018.

The USA over less than a decade have turned from a major importer of hydrocarbons into a country with surplus hydrocarbon resources. China, notwithstanding the forecasts for a slowdown in the growth dynamics, has become and remains the largest consumer of energy resources.

Today the main tendency is the oversupply of hydrocarbons, the transformation of a seller's market into a buyer's market, and the shift in priorities from the focus on resources and raw materials to technologies and innovations. Figuratively speaking, it is as if two poles, the North Pole and the South Pole, have swapped places. And it has taken only five to seven years for such tectonic changes to occur. The world has entered into a new cycle of economic development.

Based on the III National Oil and Gas Forum

Analysis Team of the Coiled Tubing Times Journal



N₂ и CO₂ для практического применения **Наш газ - это не просто молекулы**

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

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

Уже более 30 лет Praxair предоставляет услуги, связанные с повышением нефтеотдачи, гидроразрывом пласта, нагнетанием растворов в скважину.

Благодаря комплексному подходу Praxair выступает универсальным партнером для своих заказчиков в вопросах оптимизации производства нефти и газа.

8-800-200-68-58
E-mail: sales_russia@praxair.com
Телефон: +7(495)734-86-86

Уникальные методы повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов при помощи N₂ и CO₂.

 **PRAXAIR**
Making our planet more productive



УРАЛСПЕЦАРМАТУРА

КОМПАНИЯ «УРАЛСПЕЦАРМАТУРА» РАЗРАБАТЫВАЕТ
И ПРОИЗВОДИТ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГРП И ГНКТ:



АРМАТУРА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА 70 МПа И 105 МПа

КОМПЛЕКТНОСТЬ АРМАТУРЫ ДЛЯ ГРП:

- фланец с резьбой НКТ (под БРС)
- задвижка шиберная ЗМС ГРП
- катушка переходная
- герметизатор устьевого ГУ

Оборудование производится на современных станках с ЧПУ, обеспечивающих высокое качество продукции.



ШИБЕРНЫЕ ЗАДВИЖКИ ЗМС ГРП

- ЗМС 65x70 МПа;
- ЗМС 65x105 МПа;
- ЗМС 80x70 МПа;
- ЗМС 80x105 МПа;
- ЗМС 100x70 МПа;
- ЗМС 100x105 МПа;

- Компания "УРАЛСПЕЦАРМАТУРА" разработала задвижки типа ЗМС с учетом специфики работы при ГРП
- Гарантированная наработка задвижки за одну операцию составляет 1200 тонн пропанта
- Цельнокованный корпус задвижки обеспечивает высокую надежность и удобство при эксплуатации



Герметизатор устьевого ГУ с армированной манжетой под НКТ 73,89,114



Катушка переходная фланцевая



Катушка подвесная под НКТ 73, 89, 114



Лубрикатор фланцевый цельнометаллический L=2000мм



Фланцы переходные под резьбу НКТ и под БРС



Крестовина ГНКТ



Запасные части для ремонта шиберных задвижек после ГРП



Манжеты для герметизатора устьевого под НКТ 73, 89, 114



Быстроразъемные соединения БРС

КОМПАНИЯ "УРАЛСПЕЦАРМАТУРА" ПРЕДОСТАВЛЯЕТ УСЛУГИ
ПО АРЕНДЕ УСТЬЕВОЙ АРМАТУРЫ ДЛЯ ГРП

КОНТАКТЫ

454082, г. Челябинск, ул. Троицкий тракт, 74
Тел. отдела продаж: +7 (351) 729-90-49
e-mail: info@uralsa74.ru
www.uralsa74.ru

Fidmash®

КАЧЕСТВО И НАДЕЖНОСТЬ

**Генеральный спонсор 17-й Международной
научно-практической конференции
«Колтюбинговые технологии, ГРП,
внутрискважинные работы»**



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



Подъемная установка с верхним гидравлическим приводом для ремонта нефтегазовых скважин, а также бурения на месторождениях твердых полезных ископаемых от Группы ФИД

Потребительская конференция «Буровое оборудование Группы ФИД» состоялась 25 августа 2016 года в Витебске, в конференц-зале отеля «Лучёса».

Установка с верхним гидравлическим приводом для ремонта нефтегазовых скважин, а также бурения на месторождениях твердых полезных ископаемых – это новое перспективное направление деятельности Группы ФИД.

Группа ФИД хорошо известна в качестве ведущего производителя оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

Около пяти лет назад к направлениям деятельности Группы, ставшим уже привычными, добавились новые – оборудование для бурения из горных выработок и для геологоразведочного шахтного колонкового бурения.

Специалисты Группы ФИД продолжают осваивать в производстве конкурентоспособную импортозамещающую продукцию, высоко востребованную рынком. Установка с верхним гидравлическим приводом для ремонта нефтегазовых скважин, а также бурения на месторождениях твердых полезных ископаемых – самое новое направление, которое машиностроители считают для себя очень перспективным. В настоящее время ведутся работы по созданию типоразмерного ряда установок с максимальным тяговым усилием от 30 до

150 тонн. Первой в линейке установок с гидравлическим верхним приводом создана, прошла опытно-промышленные испытания и поставлена на серию установка грузоподъемностью 50 тонн. Конференцию приветственным словом открыл член Совета Группы ФИД **Дмитрий ГРИБАНОВСКИЙ**. Он отметил, что Группа ФИД – это ряд белорусских и российских предприятий, работающих

Группа ФИД, обладая значительным конструкторским ресурсом, во главу угла ставит инженерные разработки, что позволяет любые технические и технологические запросы заказчиков быстро превратить в реальное оборудование, в конечный продукт.

над созданием новейшего инновационного оборудования. Группа ФИД, обладая значительным конструкторским ресурсом, во главу угла ставит инженерные разработки, что позволяет любые технические и технологические запросы заказчиков быстро превратить в реальное оборудование, в конечный продукт.

«Мы готовы разрабатывать и осваивать до десятка различных сложнейших видов оборудования в год, – сказал заинтересованной аудитории Д. Грибановский, – но сегодня мы не будем пытаться доказывать вам, что нами уже построено лучшее из того, что может быть, потому что лучшее – это то,



что нужно заказчику, в чем воплощены его идеи и желания. Мы предлагаем рассматривать оборудование на технических презентациях не как конечный продукт, на котором мы будем настаивать, а как наборы технических решений, на базе которых мы способны создать совершенно новое оборудование, которое будет абсолютно удовлетворять вашим условиям эксплуатации и технологиям, а значит, будет максимально эффективно. Наверное, поэтому все оборудование, которое мы производим, уникально. Это достигается и за счет нашего производственно-конструкторского потенциала, и за счет четкости работы бизнес-процессов, позволяющих организовывать разработку, производство и сервисную поддержку уникального оборудования. На предприятиях Группы ФИД внедрена система менеджмента качества, соответствующая международным стандартам ISO 9001 и API. Все оборудование приходит к заказчику уже сертифицированным на соответствие техрегламентам и нормам, действующим на территории эксплуатации. Мы в состоянии сделать для вашей компании уникальное, возможно, единственное на всем земном шаре оборудование, способное выгодно выделить вашу компанию от остальных и создать ей дополнительные конкурентные преимущества на рынке. Мы считаем, что это основа нашего совместного успеха».

Программа конференции включала десять докладов. От специалистов Группы присутствующие получили широкую информацию об основных реализованных проектах и актуальных предложениях Группы ФИД, об универсальных буровых установках, буровых установках для буровзрывных и геологоразведочных работ, о шахтном подземном оборудовании, о внутрискважинном оборудовании, в том числе системах направленного бурения, об организации сервисного обслуживания оборудования.

Опыт проведения направленного бурения с использованием оборудования Группы ФИД в условиях нефтешахт ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» поделился заместитель директора по производству компании «ДМТехнологии» Алексей Кошелев.

Участники конференции получили информацию об эффективных инструментах финансового лизинга, весьма полезных при приобретении высокопроизводительного дорогостоящего оборудования, а также о проекте «Время колтюбинга», сфокусированном на пропаганде достижений и возможностей современного нефтегазового сервиса.

Гвоздем программы конференции стала презентация подъемной установки с верхним гидравлическим приводом для ремонта нефтегазовых скважин, а также бурения на



месторождениях твердых полезных ископаемых, которая прошла на одном из предприятий Группы ФИД – ООО «Натрикс», действующем в свободной экономической зоне «Витебск».

Данный вид оборудования уже положительно прошел опытно-промышленные испытания, а для посетителей был представлен серийный образец, готовый к отправке в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

В данном исполнении оборудование предназначено для ремонта поверхностных скважин, пробуренных по технологии SAGD. Установка обеспечивает возможность проведения спуско-подъемных операций при любом градусе наклона устья скважины в



Подъемная установка с верхним гидравлическим приводом для ремонта нефтегазовых скважин, а также бурения на месторождениях твердых полезных ископаемых

диапазоне от 0° и до 75°, имеет привод вращения буровой колонны или колонны НКТ и механизм проталкивания инструмента в скважину.

В состав установки входит механизм позиционирования мачты относительно устья скважины, который упрощает работу и сокращает время монтажа подъемника.

Установка самоходная. Она состоит из специальных механизмов и элементов их управления, смонтированных на шасси автомобиля, и способна самостоятельно беспрепятственно передвигаться по дорогам общего пользования.

В установке не используются традиционная мачта, буровая лебедка, длинные канаты. Данные элементы заменены телескопической мачтой с гидравлическим приводом от гидроцилиндра. Мачта состоит из двух независимых секций: нижняя секция зафиксирована на надрамнике, а верхняя секция выдвигается вверх и втягивается. На мачте монтируется интегрированный гидравлический верхний привод и гидравлический двухсекционный трубный ключ, управление ими производится с пульта оператора.

Установка оснащена комфортной кабиной

с эргономичным пультом управления. Контрольно-измерительные приборы могут дополняться системой сбора любых параметров работы. Данные отображаются, анализируются и сохраняются системой контрольно-регистрирующей. Кроме того, имеется система передачи данных с возможностью копирования на жесткий носитель информации технологических параметров работы оборудования или передавать по беспроводной связи в офис компании.

Подъемная установка с верхним гидравлическим приводом для ремонта нефтегазовых скважин, а также бурения на месторождениях твердых полезных ископаемых МР50 обеспечивает высокий уровень безопасности и производительности. Гидравлическое оборудование интегрировано в процесс работы, что позволяет автоматизировать большую часть функций, т.е. ни один работник напрямую не контактирует с вращающимися трубами, захватами, ключами или не находится в потенциально опасной зоне, где может произойти падение инструментов и предметов. Процесс подъема труб из скважин почти полностью автоматизирован, не требует привлечения ручного труда, не зависит от погодных условий или времени суток.

Присутствующие проявили неподдельный интерес к буровой установке МР50. Самые активные участники конференции поделились своим мнением с нашим журналом.

Алексей КОШЕЛЕВ, заместитель директора по производству, «ДМТехнологии»:

– Установка МР50 меня очень впечатлила. Оборудование, которое в нашей компании работает в настоящее время, гораздо скромнее по масштабам. А в этой установке ощущается масштаб будущего. Если сравнить, допустим, какой-то седан и «БЕЛАЗ», то это – «БЕЛАЗ». Вот такие масштабы!

Владимир БОНДАРЬ, главный технолог, «Росгеоперспектива»:

– Для геологоразведки используются диаметры значительно меньшие, но поскольку мы занимаемся еще и технологическим бурением на твердые полезные ископаемые закладочных скважин большого диаметра с поверхности, то для этих целей данная установка подходит просто идеально.

Константин ЯКОВЛЕВ, менеджер по геологии, «ЕвроХим»:

– Визуально меня презентация весьма впечатлила. Наша компания специализируется на минеральных удобрениях – фосфатных и калийных. Для бурения на фосфаты эта установка подходит. Хочу подробнее изучить ее технические характеристики, поскольку для

сильвинита все зависит от возможности бурить большим диаметром на высоких глубинах. Надеюсь, на эти работы МР50 также способна.

Гвоздем программы конференции стала презентация подъемной установки с верхним гидравлическим приводом для ремонта нефтегазовых скважин, а также бурения на месторождениях твердых полезных ископаемых.

Михаил ДЕРЕВЯННЫХ, начальник ПТО, «Архангельскгеологоразведка»:

— Первую подобную буровую установку производства Группы ФИД я увидел полгода назад на Яреге в «ЛУКОЙЛ-Коми». Буровая установка данного типа в том регионе интересует абсолютно всех, поскольку это первая мобильная, на шасси, установка, которая там появилась. В настоящее время очень востребовано направленное бурение горизонтальных скважин на малые глубины, и такая установка вызывает неподдельный интерес у каждого специалиста. Подобный тип буровых установок может использоваться также для вертикального бурения. Конференция дала полное впечатление о Группе ФИД, которая постоянно внедряет инновации. Я слышал положительные отзывы об оборудовании Группы ФИД от представителей многих компаний.

Эле БАЙСАРОВ, к. т. н., заместитель генерального директора ВНИИОЭНГ:

— Я предварительно с первой такой установкой познакомился непосредственно на Ярегском месторождении. Для того типа скважин, которые там строит «ЛУКОЙЛ», эта установка вполне завершенная. С учетом требований заказчиков подобные установки, надеюсь, будут успешно использоваться и на других типах скважин. Мне лично эта установка очень симпатична. Самое интересное, что это новое направление для Группы ФИД.

Геннадий ЧЕЛЕДНИК, инженер-механик, буровая компания «Дельта»:

— Машина мне нравится тем, что она новая технологически. Она не предполагает использования тех старых технологий, которые были актуальны 10–20 лет назад. Это вполне конкурентоспособная установка, которая может с хорошим качеством выполнять ту работу, для которой она создавалась.



Юрий ЖУКОВСКИЙ, начальник цеха БВР, «Гранит»:

— Я впечатлен возможностями предприятия, которое произвело эту установку. С нуля сделать такое, не побоюсь сказать, чудо могло только очень сильное КБ, а значит, у предприятия большое будущее.

Василий БЕЗПАЛЫЙ, главный инженер, «Русская Буровая Компания»:

— Отличная, мощная установка, рассчитана на большую глубину работ. У нас пока таких работ нет, но, поскольку появилось такое оборудование, будем строить новые планы.

Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга»

Перспективы развития ГРП

The Prospects of Hydraulic Fracturing Development

П.С. ДЕМАКИН, руководитель проекта ГРП ООО «ЛениногорскРемСервис», «Таграс-РемСервис»

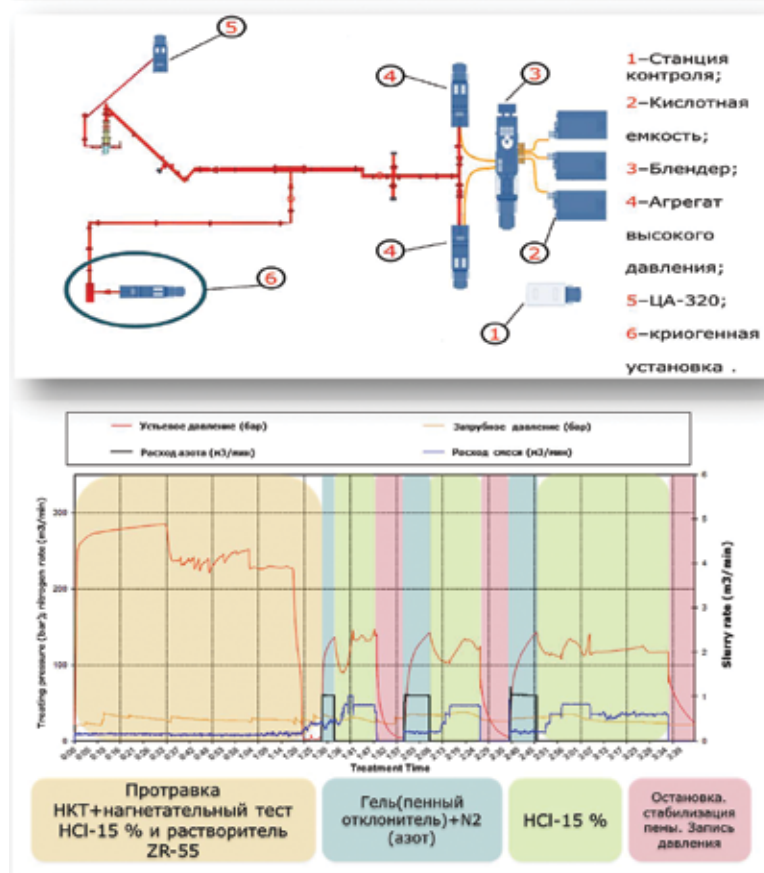
P. DEMAKIN, Head of Hydraulic Fracturing Project, LeninogorskRemService, LLC, Tagras-RemService

Технология ГРП высоко востребована, поскольку эффект от ее применения сопоставим с эффектом от бурения новой скважины, а иногда даже превышает его. При этом с точки зрения экономики проводить ГРП в два и более раза дешевле, чем бурить новую скважину. На сегодняшний день технология ГРП достаточно развита, и заказчика интересует уже не проведение гидроразрыва как такового, а проведение его применительно к конкретным условиям: геологическим, пластовым и т.п. На первый план ныне выходят не стандартные технологии, а процессы, учитывающие все условия. Поэтому возрастающее значение придается компетенции компании, проводящей ГРП, развитости ее технологической составляющей, подбору инструментов, которыми она владеет. «Таграс-РемСервис» уделяет большое внимание технологиям. Мы отслеживаем новинки на выставках, в журнальных публикациях, обсуждаем их с коллегами и заказчиками. Стараемся всегда быть на острие инноваций. В материале, который я предлагаю вашему вниманию, приведена лишь небольшая часть компетенций нашей компании, поскольку рассказать обо всем в ограниченном объеме невозможно. В фокусе этой журнальной публикации – совмещенная технология пропантного и кислотного ГРП, технологии, заменяющие линейный гель на реагент TS Bioxan, технологии ограничения высоты трещины. Все они направлены на то, чтобы заказчик получил максимальную добычу нефти из конкретного пласта, который предлагается к разрыву.



Hydraulic fracturing technology is currently in high demand due to the fact that its effectiveness is comparable to the effectiveness generated by the process of new well drilling. Sometimes hydraulic fracturing is even more efficient than the latter. Moreover, it is two or even more times cheaper to perform hydraulic fracturing than to drill a new well. Today hydraulic fracturing technology is well-developed, and customers are interested not just in hydraulic fracturing itself but in the process of its execution under various conditions, including geological and formation conditions, etc. Fracturing techniques that take into account all mentioned conditions now come to the foreground. That is why the competency of the company that provides hydraulic fracturing services, as well as its tools and technologies stack, are now gaining more and more significance. Tagras-RemService pays great attention to available technologies. We keep track of new developments presented at various exhibitions, in journal articles and discuss them with our colleagues and customers. We always try to be at the cutting edge of innovations application. The material that will be presented below contains only a small part of our Company's expertise since it is impossible to demonstrate everything in a journal article of limited volume. In the focus of this publication we put a combined technology of proppant and acid fracturing, as well as fracture height limitation technologies and techniques that replace linear gel with TS Bioxan chemical. All mentioned technologies are designed to help customer achieve maximum levels of oil production from the reservoir selected for treatment.

Матричная кислотная обработка с пенным отклонителем карбонатных коллекторов

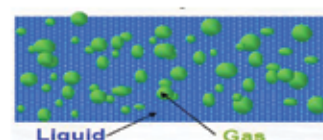


Описание

- Пена на водной основе
- Стабилизация пены в пласте

Применение

- Решение для истощенных коллекторов
- Селективный отклонитель
- Наиболее эффективное решение для региона
- Качество пены и ее стабильность
- Риск прорыва в водонасыщенные пласты



Russia has unique energy resources. The main customer of LeninogorskRemService, LLC is Tatneft, OJSC. But our Company has operational background in Povolzhski Region as well.

Currently every oil company is trying to extract residual oil reserves more effectively. Meanwhile, around 60% of total in-place oil reserves are concentrated in carbonate reservoirs. Development of such oilfields is associated with lots of problems that cause troubles during exploitation of wells and can lead to inability of unlocking full potential of wells. Hydraulic fracturing is now one of the most efficient enhanced oil recovery methods. If there are water-saturated areas situated near the interval to be treated or there is a fractional cement stone, proppant hydraulic fracturing or acid fracturing should be performed carefully due to the risk of fracture breakthrough into a watered layer. In such cases it is appropriate to use the technology of high-volume matrix acidizing which should be performed under a pressure not exceeding reservoir breakdown pressure. I.e. only the matrix (pore volume) of reservoir should be treated.

At the first stage of high-volume matrix acidizing an injection test is performed. Specialized software determines reservoir breakdown pressure on the basis of injection test results. The determined value should not be exceeded during acid treatments. The technology of acid fracturing involves sequential injection of gel and acid. Gel is used for blocking natural cavities in carbonate reservoir, while acid composition injected after has time-lagged reaction time and provides deep chemical treatment of low-permeability formation intervals. Due to low formation pressure and the lack of formation energy

слайд 1

Россия обладает уникальными энергетическими запасами. Основной заказчик ООО «ЛениногорскРем-Сервис» – ПАО «Татнефть», но у нашей компании имеется опыт работ во многих компаниях Поволжского региона.

В настоящее время перед всеми нефтяными компаниями стоит задача более эффективной добычи остаточных запасов нефти из недр земли. На сегодняшний день около 60% геологических запасов нефти содержится в карбонатных коллекторах. Разработка подобных месторождений сопровождается множеством разнообразных текущих проблем, которые приводят к осложнениям, связанным с недостижением потенциала скважины. Одним из самых эффективных методов интенсификации флюидов из пласта в скважину является гидроразрыв пласта. Если водонасыщенные объекты расположены близко от обрабатываемого интервала и имеется частичный цементный камень, при проппантном ГРП или КГРП существует определенный риск прорыва трещины в обводненный пласт. В таких случаях более целесообразно использовать технологию матричной БСКО, которая делается при давлении, не превышающем давления разрыва породы-коллектора, т.е. обрабатывается ее матрица (поровое пространство).

На начальном этапе БСКО проводится нагнетательный тест. По его результатам с помощью программного обеспечения определяется давление разрыва породы,

Повышение качества работ



Имеющиеся проблемы при проведении БОПЗ

1. Насосы, имеющиеся в наличии, позволяют работать с минимальным темпом закачки 0,2 м³/мин. Данный темп закачки не позволяет проводить матричные БОПЗ. Требование Заказчика 0,05 м³/мин.

2. При закачке с минимальным темпом нагнетания возможен ранний выход из строя КПП насосов

3. Повышенные транспортные расходы



Насос малой производительности позволит:

1. Работать с темпом закачки 0,05 м³/мин, что позволяет проводить матричные БОПЗ.

2. Управлять процессом БОПЗ из станции управления насосом (отпадает необходимость в станции контроля).

3. Осуществлять приготовление геля, подача хим. добавок возможна с помощью УДХ (снижение расходов топлива по сравнению с блендером).

2

которое не превышает в процессе проведения КГРП. Технология КГРП заключается в поочередной закачке геля и кислоты. Гель служит для блокирования естественных каверн в карбонатном коллекторе, а закачиваемая вслед кислотная композиция с замедленной скоростью реакции обеспечивает глубокую химическую обработку малопроницаемых интервалов пласта. В связи с низким пластовым давлением зачастую пластовой энергии оказывается недостаточно для выноса из коллектора продуктов реакции в короткие сроки. В результате увеличение дебита скважины происходит медленно – по мере очистки трещин. Для решения данной проблемы мы используем азот на этапе закачки геля. Газированная жидкость значительно повышает проницаемость и проводимость трещин. В результате обработки известняки и доломиты растворяются в кислоте, образуя водорастворимые продукты реакции. Данная технология успешно применяется на скважинах наших заказчиков.

слайд 2

При проведении матричных БОПЗ необходим малый расход жидкости (50–100 л/мин). Имеющееся оборудование позволяет работать с расходом 200 л/мин, но при этом существуют риски преждевременного выхода из строя КПП насосных агрегатов. Для решения данной проблемы был приобретен насос малой производительности,

often it turns out that carry-over of reaction products is rather slow. As a result, the increase of well flow rate is strongly correlated with the rate of fractures cleanout. In order to deal with that, we use nitrogen during the stage of gel injection. Aerated fluid significantly increases permeability and conductivity of fractures. The mentioned treatment leads to break-up of limestone and dolomite, which form water-soluble reaction products. This technology is successfully used in the wells of our customers.

slide 2

In order to perform high-volume matrix acidizing, low flowrate (50-100 liters per minute) is required. Pumping equipment owned by our Company allows to perform operations with a flowrate of 200 liters per minute. But there is a risk of premature failure of pumping units. To address this issue we have recently purchased a low flow pump that allows to maintain flowrates of 50 liters per minute. We use this pump during high-volume matrix acidizing operations. Thus we increase the quality of works and treatments efficiency. In order to control such operations one needs just a control station. Preparation of gelling agent and injection

КГРП с закреплением проппантом

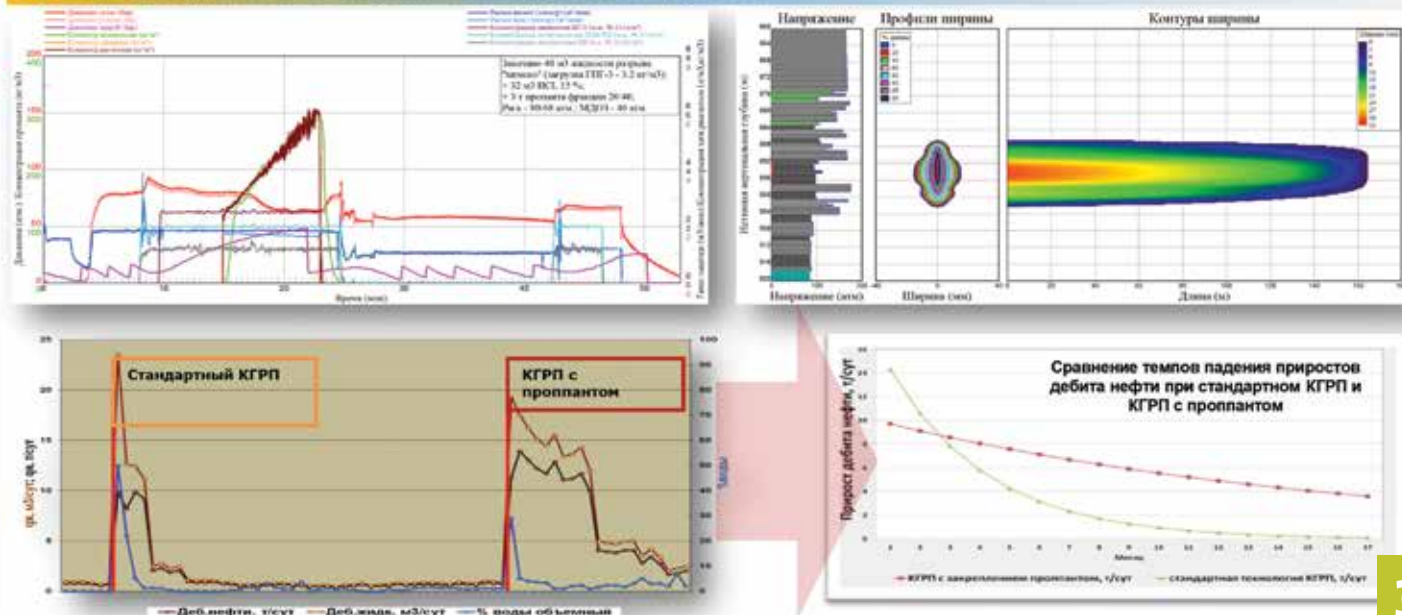
Цель выполнения работ:

Увеличение эффективности КГРП за счет повышения продолжительности эффекта.

Применение технологии:

1. Низкая продолжительность эффекта от стандартного КГРП;
2. Высокая неоднородность разреза;
3. Низкий коэффициент аномальности

Пример проведения КГРП с проппантом верейского горизонта



3

позволяющий работать с расходом 50 л/мин. Этот насос позволяет проводить матричные БСКО. Таким образом, повышается качество работ и эффективность обработок. Управлять БОПЗ можно из станции управления, при этом отпадает необходимость в станции контроля. Приготовление геля и подача химических добавок возможна с помощью УДХ, что снижает потребление топлива по сравнению с блендером.

слайд 3

Составляющая часть запасов нефти ПАО «Татнефть» приурочена к залежам, представленным карбонатными коллекторами. Как я указывал ранее, основным методом повышения нефтеотдачи карбонатных отложений является гидроразрыв пласта. После проведения КГРП или ГРП в высокопроницаемых карбонатах или при удалении основательного загрязнения породы может наблюдаться значительное увеличение добычи. Но такой эффект может быть непродолжительным, поскольку обработке подвергся ограниченный объем породы. В связи с этим обстоятельством возникает идея возможности соединения технологий КГРП и ГРП, так как полное совмещение этих воздействий на пласт дает возможность получить синергетический эффект. Высокий потенциал соединения двух видов гидравлического разрыва пласта обеспечивает технологическая особенность такого

of chemical additives can be performed using a chemical dosing station, which is more fuel efficient in comparison to a blender.

slide 3

The major part of oil reserves owned by Tatneft, OJSC is constrained within carbonate reservoirs. As it was previously mentioned, the main EOR technology suitable for carbonate reservoirs is hydraulic fracturing. After acid fracturing or hydraulic fracturing of high-permeability carbonate reservoirs, as well as after elimination of formation contamination, one can observe a substantial production increase. But this effect can have short duration due to a limited volume of formation being treated. That's why there is an idea to combine the technologies of acid and hydraulic fracturing since such combined action will have a synergy effect on formation. High potential of combined action of acid fracturing and conventional (proppant) fracturing is stipulated by the fact that created fractures are fully propped that allows acid to penetrate far into formation matrix. I.e. the treatment is moved deep into formation thanks to a displacement profile (fracturing fluid with non-Newtonian properties is one of the most

ГРП на «Доманиковском горизонте»

Цель выполнения работ:

Увеличение эффективности в низкопроницаемых коллекторах

Причины низкой эффективности ГРП традиционным способом

1. Недостаточная закрепленная длина трещины;
2. Высокая вязкость жидкости разрыва;
3. Фракционный состав и значительная концентрация проппанта

Пример проведения ГРП с проппантом на «Доманиковском горизонте»

Распространение проппанта при высоковязкой жидкости

Жидкость
разрыва

Конечная проводимость трещины зависит от первоначальной концентрации проппанта, ширины трещины и объема утечки в породу пласта

Постепенное увеличение концентрации проппанта



Распространение проппанта при маловязкой жидкости

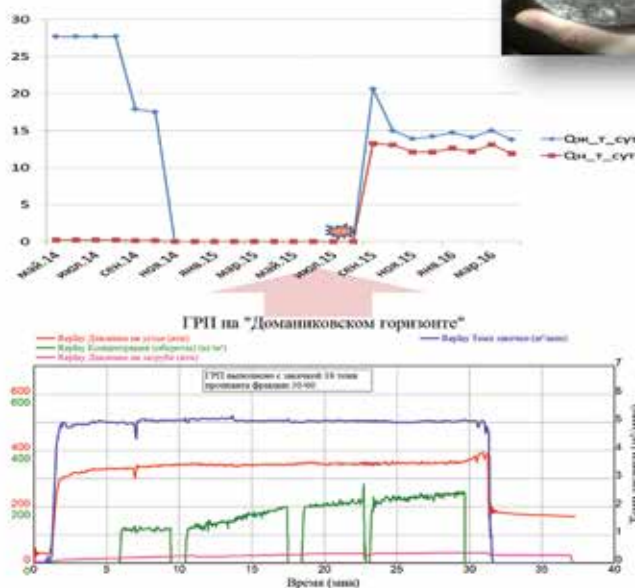
Проппант оседает на дно трещины. Постепенно образуется слой проппанта очень высокой проводимости.

Концентрация проппанта во взвешенном состоянии постепенно увеличивается вследствие утечки жидкости разрыва в породу пласта.



Технология процесса:

1. Закачка кислотного состава с целью увеличения проницаемости;
2. Использование линейного геля с загрузкой 3.6 кг/м³
3. Закачка с оторочкой чередующимися пакетами проппанта мелкой фракцией;
4. Высокий темп нагнетания более 4 м³/мин



4

совмещения, заключающаяся в фиксации длины созданных трещин проппантом и эффективном глубоком проникновении кислоты в удаленную матрицу породы, то есть перемещении воздействия вглубь пласта за счет профиля вытеснения (жидкость разрыва с неньютоновскими свойствами является одним из эффектных материалов для выравнивания профиля).

Для реализации совмещения технологий кислотного и проппантного разрывов существует потребность в современном, высокотехнологичном и надежном оборудовании, ведь использование двух взаимоисключающих видов жидкостей разрыва требует исключения возможности их смешивания во время проведения операции и простоты забора агрессивных жидкостей разрыва. Здесь важным фактором явилось эффективное взаимодействие нашей компании с СЗАО «ФИДМАШ», результатом которого стало эффективное применение имеющегося оборудования для выполнения совмещенной технологии кислотного и проппантного разрывов. В качестве ОПР на одной из скважин ПАО «Татнефть» проведен совмещенный процесс на верейские отложения закачкой 5 т проппанта и 32 м³ кислоты. (в графике указано 3 т). Эффект от проведения данной обработки превысил эффект от кислотных обработок.

effective materials for profile adjustment).

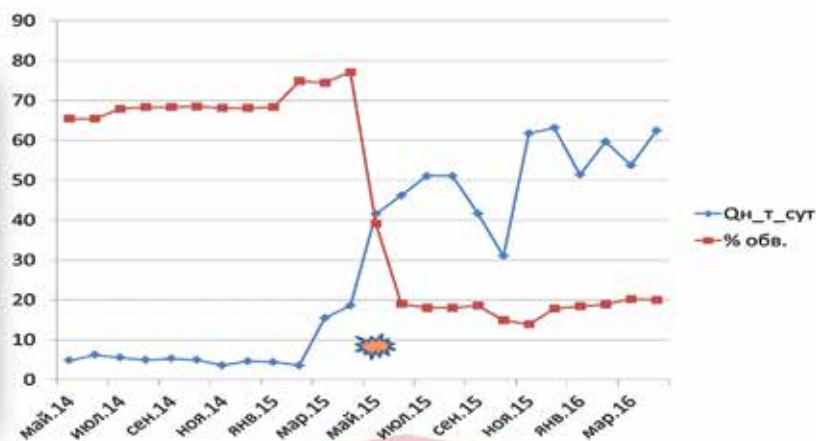
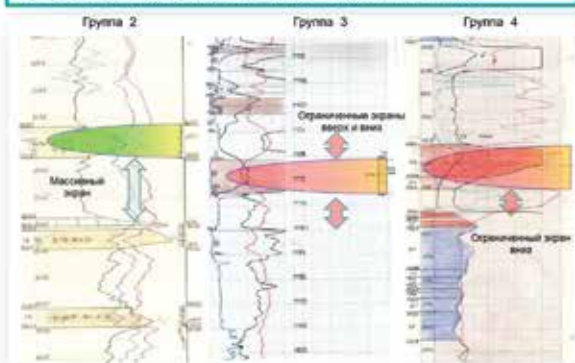
In order to implement the technology of combined usage of acid and conventional fracturing it is necessary to have state-of-the-art, high-tech and reliable equipment. Since during such operations two incompatible types of fracturing fluids are used, it is required to exclude the possibility of their mixing, as well as to provide easy means of recovering aggressive fracturing fluids. Here one of the most important factors was our effective cooperation with NOV FIDMASH, which resulted in efficient application of the existing equipment for conducting the combined acid and hydraulic fracturing operation. In the framework of pilot program a combined technology was used at one of the wells of Tatneft, OJSC. A total of 5 tons (the figure specifies the amount of 3 tons) of proppant and 32 cubic meters of acid was injected into the well. The outcome of this operation was greater than that generated by a sole acid treatment.

slide 4

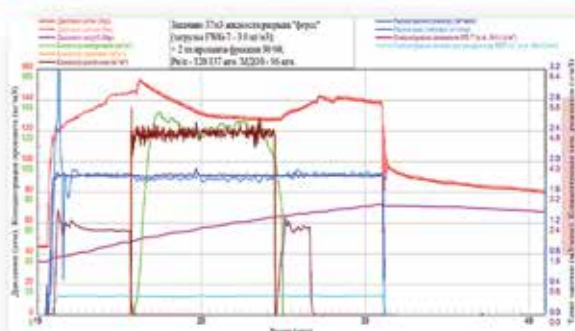
One of the promising directions is oil recovery from low-permeability Mendym-Domaniuk deposits. The first such operation was ineffective. We got a wellbore screenout during hydraulic fracturing operation.

Ограничение высоты трещины

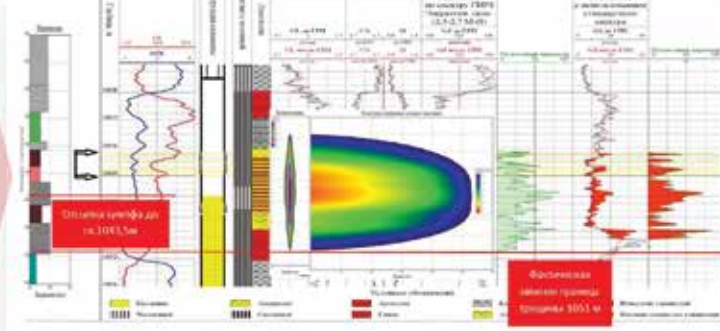
Технологические особенности ГРП в зависимости от геологического строения – 2, 3, 4 группы



Закачка на линейном геле фракции проппанта 30/60 с целью ограничения высоты трещины



Определение фактической высоты трещины (маркированный проппант)



слайд 4

Одним из перспективных направлений считается добыча нефти из низкопроницаемых мелком-доманиковых отложений. Первая наша работа оказалась неэффективной – был получен «СТОП» при проведении проппантного ГРП. В дальнейшем схема закачки изменилась. Для увеличения проницаемости предварительно проводится КГРП. В дальнейшем проводится ГРП на линейном геле с чередующимися пачками проппанта мелкой фракции. Для предотвращения выпадения проппанта необходим высокий темп нагнетания.

слайд 5

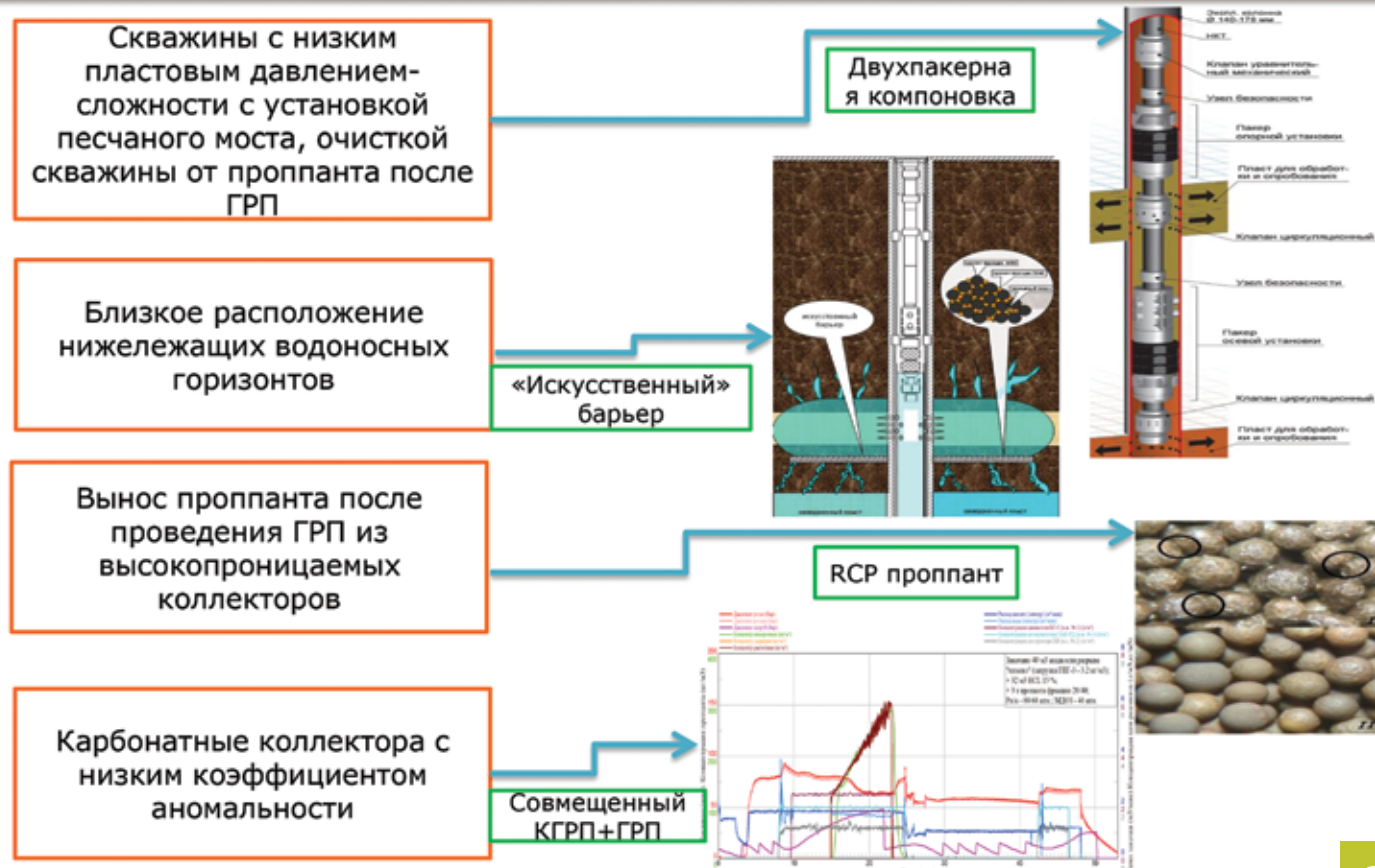
Наиболее значимой проблемой является обводненность высокопроницаемых нижнепашийских отложений и близкая расположенность потенциальных продуктивных горизонтов для проведения ГРП к водоносным пластам. С этим негативным фактором успешно борется технология ограничения высоты трещины, заключающаяся в закачке на мини-фраке смешанной фракции проппанта, подаваемой на линейном геле. Эффект заключается в экранировании высокопроводимых каналов, связывающих объект ГРП с нижележащими водоносными пластами, и

After that we changed the fracturing design. In order to increase permeability we perform acid fracturing. Only after this operation is over we proceed to conventional fracturing with the application of linear gel alternated by low-mesh proppant packs. It should be noted that in order to prevent screenouts it is required to maintain high injection rates.

slide 5

One of the most substantial problems is watering of high-permeability NizhnePashiyskiy deposits and close placement of potentially productive horizons and water-bearing formations. To address this issue we successfully apply the fracture height limitation technology that includes mini-fracturing operation with injection of mixed-mesh proppant and linear gel. This approach allows to screen high-permeability channels that connect the target zone with underlying water-bearing formations and to increase the drainage radius. It results in oil production increase and watercut decrease. The confirmation of fracture height limitation was obtained with the help of geophysical

Перспективные технологии для Заказчика



6

увеличении радиуса дренирования. За счет этого растет добыча нефти при снижении обводненности продукции. Подтверждение об ограничении высоты трещины было получено результатами геофизических исследований с использованием маркированного проппанта. Данная технология в 2015–2016 годах опробована на 67 скважинах, эффект получен на 52 скважинах.

слайд 6

В скважинах с низкой пластовой энергией при проведении подготовительных и заключительных работ после ГРП возникают сложности при отсыпке нижележащих пластов и вымыве проппанта после ГРП. Существует необходимость отсыпки и очистки значительных интервалов при помощи желонки. Решением данной проблемы является использование двухпакерной компоновки при проведении ГРП.

При проведении ГРП в высокопроницаемых пластах значительной проблемой был вынос проппанта из пласта после гидроразрыва. Для предотвращения данного негативного фактора начали применять RCP-проппант.

О технологиях создания так называемого искусственного барьера и совмещенном кислотном и проппантном ГРП на карбонатных отложениях было рассказано ранее.

logging and marked proppant. The described technology was tested in 67 wells during the years of 2015–2016. The desired effect was obtained in 52 of them.

slide 6

In the wells with low formation energy usually there are complications during pre-frac and post-frac operations. They are related to backfill of underlying formations and post-frac proppant cleanout. In order to perform the above operations it is necessary to use bailer. The possible solution to this problem can be connected with the application of two-packer assembly during hydraulic fracturing.

When conducting hydraulic fracturing in high-permeability formations, there is a probability of post-frac proppant backflow. To prevent this threat we started to use RCP-proppant.

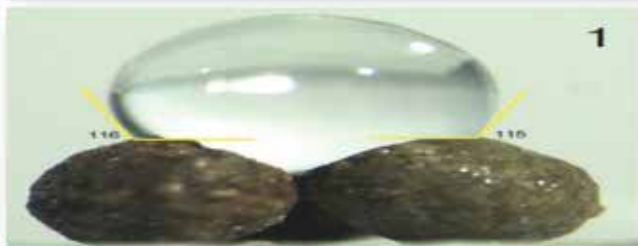
The technology of creation of the so-called artificial barrier, as well as the combined acid and hydraulic fracturing operations in carbonate reservoirs were previously described.

Гидрофобизированный проппант

Сила смачивания играют заметную роль в окружающем нас мире. Понимания смачиваемости пласта и материалов закачиваемых в пласт играет важную роль в оптимизации извлечения нефти. Характер смачиваемости (смачиваемость нефтью или водой) влияет на многие аспекты поведения пласта, особенно при заводнении и применении методов повышения нефтеотдачи.

Часто нефтяные коллектора обладает неоднородностью по проницаемости для нефти и воды, а по смачиваемости относится к гидрофильным породам, в период освоения скважин после проведения ГРП и при последующей разработке нефтяных месторождений возникают большие осложнения из-за удержания породой коллекторов воды и блокирования выхода нефти из пористой среды. Таким образом, поиск путей, позволяющих уменьшить водонасыщенность призабойной части пласта, следовательно, интенсифицировать процесс разработки залежей нефти после проведения ГРП, является исключительно актуальной и сложной проблемой.

Вода фильтруется в призабойную зону, оттесняет нефть из нее вглубь пласта и удерживается в порах капиллярными силами. В дальнейшем при освоении скважин движение нефти из коллектора прекращается, так как депрессия между пластом и забоем не в состоянии преодолеть капиллярное давление, удерживающее воду в низкопроницаемых коллекторах призабойной части пласта, и скважина становится низкодебитной либо бесприточной. В гидрофильной породе величина угла смачивания менее 90° и возникающее на границе раздела фаз «вода – твердое тело» капиллярное давление удерживает воду в капиллярной среде.



Гидрофобизированные гранулы. Если поверхность твердого тела, т.е. проппанту, придать гидрофобные свойства, то он приобретает водоотталкивающее свойство. В этом случае угол смачивания превышает 90° и может стремиться к 180° , капиллярное давление меняет свое направление, т.е. оно теперь вытесняет воду из капилляров. Это значит, что вода в пласте вытесняется нефтью из мелких пор в крупные, из которых она в дальнейшем может быть удалена при освоении скважины.



Гидрофильные гранулы. В скважинах ППД предпочтительнее размещать гидрофильный проппант. Данный проппант позволит снизить поверхностное давление/увеличить приемистость воды что влечет за собой экономию и оптимизацию процесса разработки месторождений. В данный момент проводится лабораторные испытания проппанта.

7

слайд 7

Часто нефтяные коллекторы обладает неоднородностью по проницаемости для нефти и воды, а по смачиваемости относятся к гидрофильным породам. В период освоения скважин после проведения ГРП и при последующей разработке нефтяных месторождений возникают большие осложнения из-за удержания породой коллекторов воды и блокирования выхода нефти из пористой среды. Вода фильтруется в призабойную зону, оттесняет нефть из нее вглубь пласта и удерживается в порах капиллярными силами. В дальнейшем при освоении скважин движение нефти из коллектора прекращается, так как депрессия между пластом и забоем не в состоянии преодолеть капиллярное давление, удерживающее воду в низкопроницаемых коллекторах призабойной части пласта, и скважина становится низкодебитной либо бесприточной. Если поверхности твердого тела, т.е. проппанту, придать гидрофобные свойства, то он приобретает водоотталкивающее качество. Вода в пласте вытесняется нефтью из мелких пор в крупные, из которых она в дальнейшем может быть удалена при освоении скважины.

В скважинах ППД предпочтительнее размещать гидрофильный проппант, который позволит снизить поверхностное давление, что увеличит приемистость воды. В настоящее время проводятся лабораторные испытания такого проппанта.

slide 7

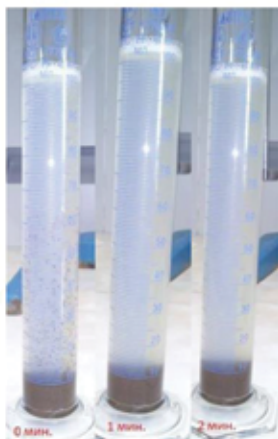
Oil reservoirs often have a nonuniform permeability to oil and water, while their wettability points to water formations. During post-frac wells completion and following oilfield development a number of difficulties may arise due to entrapment of water by the rock and resulting blockage of oil. The water is filtered into a bottomhole zone, where it displaces oil and pushes it back into formation. The latter is then confined by capillary forces within formation pores. During further well completion the flow of oil out of formation stops since the underbalanced conditions between the bottomhole zone and formation cannot overcome capillary pressure that confines water inside low-permeability reservoirs within bottomhole formation area. Such a well turns into a marginal one. If the proppant has hydrophobic characteristics it can repel water. Water inside a formation is displaced by oil and pushed out of small formation pores into the bigger ones. Water can be removed from bigger formation pores during further well completion.

In well used for formation pressure maintenance it is better to use hydrophilic proppant which will allow to decrease surface pressure thus increasing intake capacity of well. Currently laboratory testing of such proppant are being performed.

TS Bioxan—полисахаридный самогидратируемый загеливающий агент

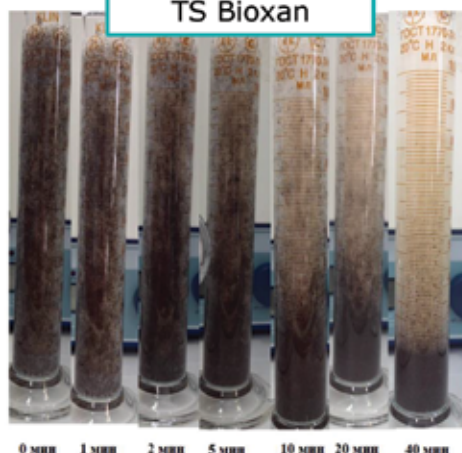
В настоящее время ГРП отводится ключевая роль при разработке месторождений. Традиционная технологическая жидкость, используемая в операциях ГРП-сшитый гель с высокой степенью вязкости (300 сП и более). Данная жидкость себя зарекомендовала, однако ее использование на нефтяных пластах со слабыми перемычками и ограничением по высоте развиваемой трещины в связи с присутствием водоносных пластов неэффективно. Альтернативой сшитым гелям для подобных геологических условий могут быть линейные гели (без использования сшивающих агентов) с вязкостью порядка нескольких десятков сантипуаз. Слабой стороной традиционных линейных гелей является слабо выраженная способностью транспортировать проппант в силу низких тиксотропных свойств, вследствие чего использование их как основных песконосителей ограничено.

Линейный гель



TS Bioxan—полисахаридный самогидратируемый загеливающий агент на основе полисахарида, полученного путем ферментации с использованием бактерий. Вязкость водного раствора TS Bioxan с концентрацией 0.3% (3кг/м3) составляет всего 16-17сПз при скорости сдвига 511 сек-1 (300об/мин). Тем не менее, при столь невысоких показателях вязкости данный раствор гелеобразующего агента обладает, пожалуй, лучшими антиседиментационными характеристиками из существующих вариантов (Гуар, КМЦ, ГПГ, Крахмал и т.д.). TS Bioxan разлагается деструкторами окислительного типа.

TS Bioxan



1. TS Bioxan обладает аномально высокой вязкостью при малых скоростях сдвига (высокая тиксотропия).
 2. Не подвержен биологической деструкции в отличие от гуара, КМЦ и ГПГ.
 3. Стабилен при температуре от -18 до 120°C.
 4. Разлагается стандартными окислительными деструкторами (персульфаты, органические перекиси).
 5. Усиление/ослабление антиседиментационной способности регулируется температурой воды и концентрацией TS Bioxan.
- Из перечисленных выше свойств следует, что при закачке линейного геля (без использования сшивателя) применение TS Bioxan более предпочтительное, чем гуара и других загеливающих агентов.

8

слайд 8

В связи с ростом количества малодебитных скважин и обводненностью высокопроницаемых пластов нижнепашийского горизонта возникают проблемы при подборе скважин-кандидатов для проведения ГРП. При проведении ГРП на скважинах с наличием близкорасположенных водоносных горизонтов или при отсутствии плотных перемычек в качестве альтернативы сшитому гелю, применяемому при стандартных ГРП, может быть использован линейный гель. Недостатком линейных гелей является слабая песконесущая способность, из-за чего ограничена максимальная концентрация проппанта и существует вероятность экранирования трещины на последних стадиях ГРП. В связи с этим область применения линейных гелей ограничена. Поиск решений данной проблемы вывел на производителей принципиально новой системы жидкости разрыва Bioxan – полисахаридного самогидратируемого загеливающего агента на основе полисахарида. Данная жидкость разрыва обладает песконесущей способностью в пять раз более высокой, чем обычные линейные гели. В качестве ОПР во втором-третьем кварталах 2016 года планируется проведение ГРП с использованием данной технологической жидкости на скважинах ПАО «Татнефть».

Материал подготовлен на основе доклада, озвученного в процессе 12-й Потребительской конференции СЗАО «ФИДМАШ».

slide 8

A number of marginal wells and wells with watered high-permeability formations of NizhnePashiyskiy horizon is increasing. That is why we have problems during selection of well candidates for hydraulic fracturing. During hydraulic fracturing of wells that have closely-spaced water-bearing horizons or thin barriers between them a linear gel can be used instead of crosslinked gel used during standard fracturing operations. The drawback of linear gels is their low sand-lifting capability which limits maximal proppant concentration and can lead to potential screenouts. That is why the range of linear gel application is quite limited. On the way to solve this problem we found a completely new fracturing fluid system called Bioxan. It is a polysaccharide self-hydrated gelling agent which sand-lifting capability is five (5) times higher than conventional linear gels. In the framework of pilot development program we plan to perform hydraulic fracturing with the application of Bioxan fracturing fluid at the wells of Tatneft, OJSC. The works are scheduled for Q2-Q3 of 2016.

This material is prepared on the basis of report made during the 12th NOV FIDMASH's Consumer Conference.



ООО «ПАКЕР СЕРВИС»



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

РФ/10000

Офис в Москве: тел./факс: +7 (495) 663-31-07
Офис в Сургуте: тел.: +7 (3462) 556-322
Офис в Ноябрьске: тел.: +7 (3496) 423-130
www.packer-service.ru • info@packer-service.ru



Новый уровень заканчивания скважин с возможностью проведения МГРП

Mongoose Multistage Unlimited / New Level of Wells Completion with the Possibility of MSF (Mongoose Multistage Unlimited Technology)

А.В. БАЙРАМОВ, технический руководитель Департамента по развитию бизнеса ООО «ЕВС»; **Ф.В. БЕЛЯЕВ**, директор по развитию бизнеса ООО «ЕВС»; **А.В. ОГОРОДОВ**, начальник управления внутрискважинных работ Департамента по бурению и КРС ООО «Газпромнефть-НТЦ»; **А.Н. МЫРКО**, ведущий инженер ООО «ЕВС»

A. BAIRAMOV, Technical Sales Manager EWS; **P. BELYAEV**, Director for business development EWS; **A. OGORODOV**, Drilling & Well Intervention Department Well Intervention Section, Gaspromneft STC; **A. MYRKO**, Lead engineer EWS

Введение

Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) зарекомендовал себя как один из основных методов интенсификации пласта в Российской Федерации. Основная цель данного метода – создание высокопроводящих трещин в нефтегазонасыщенном коллекторе на всем протяжении горизонтального участка ствола скважины. Для этого производится поочередная серия гидроразрывов пласта (ГРП), результатом которых является максимальный дебит углеводородов.

С течением времени нефтегазодобывающие компании в Российской Федерации становятся все требовательнее к техническим и технологическим параметрам МГРП в плане количества стадий, глубины ствола скважины (в особенности ее горизонтальной части), возможности повторного ГРП и управления интервалами/портами после ввода ее в эксплуатацию и многого другого. В связи с этим ООО «Газпромнефть-Хантос» и ООО «Газпромнефть-НТЦ» совместно с ООО «ЕВС» в течение последних 14 месяцев проводят опытно-промышленные работы (ОПР) по технологии МГРП Mongoose со сдвижными муфтами (с возможностью многократного открытия/закрытия). Технология NCS Mongoose Multistage Unlimited (официальным дистрибьютором которой в Российской Федерации и странах СНГ является ООО «ЕВС») зарекомендовала себя на отечественном рынке как альтернатива текущим методам МГРП с шаровыми компоновками.

Общая информация о технологии NCS Mongoose Multistage Unlimited

В данной технологии объединены компоновка для разобщения интервалов, спускаемая на ГНКТ, и сдвижные муфты

Introduction

Multistage fracturing (MSF) is acknowledged to be as one of the main methods of formation stimulation in Russian Federation. The main purpose of this method is to provide highly conductive fractures in oil and gas reservoir throughout the wellbore horizontal section. For this, the sequential series of hydraulic fracturing (frac) are made, the result of which is the hydrocarbons maximum production rate.

Over time, the oil and gas companies in Russian Federation are becoming more demanding in technical and technological parameters of MSF in terms amount of stages, the maximum depth (particularly in its horizontal part), possibility of re-fracturing and control of intervals / ports after start of production and more. Therefore, “Gazpromneft-Khantos”, LLC and “Gazpromneft NTC”, LLC in partnership with “EWS”, LLC, during the last 14 months have been conducting pilot projects on MSF Mongoose technology with sliding sleeves (with the possibility of repeated opening / closing). NCS Mongoose Multistage Unlimited technology (official distributor in Russia is LLC “EWS”) is acknowledged to be as an alternative to the current methods of MSF with ball drop completion.

General information about NCS Mongoose Multistage Unlimited technology

In this technology BHA for intervals separation, running on CT, and sliding sleeves or sand jet perforation (SJP) are combined, which allows multi-stage frac during well completion in one run, and more effectively than any other method allows.

Technology features

CT string running allows using multiple packer

либо перфораторы для гидропескоструйной перфорации (ГПП), что позволяет осуществлять многостадийный ГРП при заканчивании скважин за одну спуско-подъемную операцию и более эффективно, чем позволяет любой другой метод.

Особенности технологии

Спуск колонны ГНКТ позволяет использовать пакер многократной установки для ГРП и муфты, сдвигаемые механически. Пакер многократной установки сдвигает на каждой стадии сдвижную муфту в положение «открыто» и изолирует целевой интервал в ходе проведения гидроразрыва. Данная комбинация позволяет отказаться от прокачиваемых пробок и шаров, сдвигающих муфты. Сдвижные муфты спускаются в компоновке хвостовика при заканчивании скважины и устанавливаются на запланированных глубинах для проведения ГРП. Данные сдвижные муфты можно цементировать вместе с хвостовиком, таким образом, нет необходимости устанавливать заколонные пакеры для разобщения интервалов ГРП. Сдвижные муфты имеют такой же внутренний диаметр и прочностные характеристики, как и сам хвостовик, и поставляются с верхним переводником для удобства установки в компоновку хвостовика: нижний конец – ниппельная резьба, верхний – муфтовая.

Отличительной особенностью данной технологии является возможность проведения ГПП в случае отсутствия приемистости открытой муфты (по геологическим причинам) или необходимости добавления стадии без дополнительной СПО.

Также немаловажным фактором является возможность тестирования герметичности пробки/пакера после установки и перед открытием муфты, что позволяет быть уверенным после сдвига муфты, что при тесте на приемистость жидкость поступает в пласт, а не через негерметичную пробку/пакер. В противном случае могут быть получены осложнения при ГРП в связи с утечкой жидкости в нижележащий пласт.

Контролируемая (управляемая) оптимизация заканчивания многостадийного ГРП по технологии

Технология контролируемой оптимизации закачивания многостадийного ГРП заключается в процессе мониторинга давления на забое скважины при последовательном выполнении стадий ГРП в режиме реального

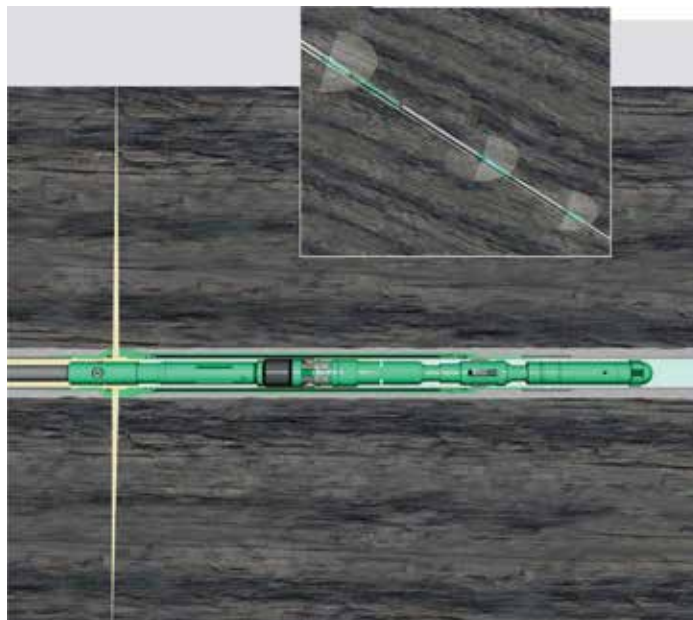


Рисунок 1 – КНХК Mongoose для разобщения интервалов, спускаемая на ГНКТ

Figure 1 – Mongoose BHA run for isolation intervals

unit for frac and sleeve shifted out mechanically. Multiple packer unit shifts the sliding sleeve out on each stage in “open” position. This combination allows canceling pumping plugs and balls shifting sleeves. Sliding sleeves run in the liner during well completion and set on the planned depths for fracturing. These sliding sleeves can be cemented together with the liner, so there is no need to install the annular packers to isolate frac intervals. Sliding sleeves have the same internal diameter and strength characteristics, as does the liner, and come with a top sub to rig up liner into BHA: lower end is a nipple thread, the top is sleeve.

A distinctive technology feature is the fracturing if there is a lack of an open sleeve injectivity (for geological reasons), or the need to add a stage without additional trip. Also, the important factor is the ability to test the plug leakage / packer after setting up and before sleeve opening, allowing to be assured after sleeve shifting, that during injection test the fluid goes to the formation, rather than leaking through the plug / packer. Otherwise, the complications might occur due to fracturing fluid leakage into the underlying formation.

Controlled optimization of MSF technology completion

The technology of controlled optimization of MSF technology completion is in the process of pressure monitoring downhole during sequential fracturing stages in real time. An important system

времени. Важная особенность системы заключается в том, что, кроме своей основной ценности, а именно диагностики и регистрации забойных давлений и температур над и под пакером, система дает возможность оптимизировать рецептуру жидкости ГРП, используя реальные данные по нагреву и охлаждению жидкости ГРП в забойных условиях в процессе выполнения ГРП и после его завершения.

Поставленная задача

На текущий момент по технологии МГРП *Mongoose* в Российской Федерации в общей сложности было проведено более 20 скважино-операций в хвостовиках 101,3 мм и 114,3 мм со сдвижными муфтами и/или с проведением ГПП. В частности, в июне 2016 года был проведен рекордный для Российской Федерации 30-стадийный МГРП со сдвижными муфтами на Южно-Приобском месторождении ООО «Газпромнефть-Хантос».

Перед заказчиком стояла цель провести 30 стадий МГРП в скважине общей длиной 4586 м с горизонтальным участком длиной 1500 м, включающая также задачи достижения забоя протяженного горизонтального участка, геофизические исследования на ГНКТ.

Также в связи с особенностями технологии *Mongoose*, когда переход от одной стадии к другой (срыв пакера после ГРП, подъем к следующему интервалу, позиционирование на муфте ГРП, посадка пакера и открытие муфты) занимает порядка 40 минут, основным фактором для новой скважины для проведения большого количества стадий МГРП являлась скорость проведения каждой стадии ГРП, а именно подготовка к ней. Поэтому была поставлена дополнительная задача – проведение 6 ГРП в сутки. Что не является критичным для самой технологии *Mongoose*, а ограничена только работой бригады ГРП. Данные параметры также являются критическими в плане быстроты проведения работ и вывода скважины в эксплуатацию. Поэтому ООО «ЕВС» предоставляло также комплексные услуги по ГНКТ и ГРП (совместно с ООО «Ньютех Велл Сервис») для получения максимальной кооперации между двумя сервисами. Для обеспечения бесперебойной подачи технической жидкости для ГРП использовались (с возможностью подогрева в зимнее время) емкость/бассейн 600 м³. Также была заранее разработана методика подготовки к проведению ГРП (совместно с заказчиком) для исключения возможных простоев, в том числе по причине несогласованных действий.



Рисунок 2 – Монтаж комплекса ГНКТ
Figure 1 – CT Fleet rig-up

feature is that in addition to its core values, namely, diagnosis and recording of downhole pressures and temperatures above and below the packer, the system makes possible to optimize the fracturing fluid formulation, using real data on heating and cooling in the fracturing fluid downhole conditions during frac operation and after its completion.

The task

More than 20 well operations in 4 and 4.5 liners with sliding sleeves and / or SJP were done with MSF *Mongoose* technology in Russian Federation. In particular, a record for Russian Federation 30-stages MSF was done in June of 2016 with sliding sleeves at South Priobskoye field of “Gazpromneft-Khantos”, LLC.

The customer had a task to provide 30 stages MSF in well total length of 4586 m with a horizontal section of length 1500 m, which also includes the task of get bottom of the extended horizontal section, logging operation on CT string.

Also in connection with the *Mongoose* technology features, when the transition from one stage to another (packer reseating after frac, pulling to the next interval, frac sleeve positioning, packer seating and sleeve opening) takes about 40 minutes, but the main factors for a new well to

На стадии проектирования данной скважины инженерным отделом ООО «ЕВС» были проведены расчеты дохода до забоя в программном обеспечении, что подтвердило необходимость использования ГНКТ с внешним диаметром 50,8 мм. Данная труба позволяет дойти до забоя и провести открытие нижних муфт без использования специальных забойных инструментов, обеспечивающих дополнительное тяговое усилие. Что, в свою очередь, упрощает проведение основного вида работ. Также использование ГНКТ 50,8 мм обеспечивает необходимый расход жидкости при получении критического роста давления при ГРП (СТОП) и необходимости вымыва проппанта из ствола скважины.

Результат и выводы

По итогам проведенной работы можно констатировать, что 30-стадийный МГРП был успешно проведен, были открыты все 30 муфт. В общей сложности в течение всех стадий было закачено 1179 т проппанта (около 40 т на стадию). Одним из достижений также является проведение первых 20 стадий ГРП за одну спуско-подъемную операцию (без переборки инструмента). Всего были проведены 2 СПО для проведения общего количества стадий.

Дополнительно был произведен спуск на ГНКТ (перед МГРП) приборов для проведения исследования АКЦ и СГДТ для оценки качества цементирования горизонтального участка скважины.

Также на последних стадиях было проведено 7 стадий ГРП за 21 час, что говорит о достижении поставленной заказчиком задачи.

В процессе работы были получены 3 «СТОПа», которые были успешно вымыты без дополнительных СПО. Данный факт подтверждает возможность проведения подобных операций и необходимость использования ГНКТ 50,8 мм при проведении аналогичных работ.

Результаты проведения данной скважино-операции позволяют говорить о выходе на новый уровень заканчивания скважин с возможностью проведения МГРП, когда основными факторами будут являться максимальное увеличение нефтегазоотдачи пласта и ее экономическая эффективность, а не лимитирование количества стадий, ограничение доступа в ствол скважины после МГРП, потребность проведения дополнительных работ, максимальная глубина и другие факторы, связанные с заканчиванием скважины. ☉

operate a large number of MSF is the speed of each frac stage, namely, preparation for it. Thus, the additional task was to carry out additional 6 frac per day. That is not critical for most Mongoose technology but limited only by frac fleet work. These parameters are also critical in terms of the speed of work and bringing well in operation. Thus, EWS, LLC also provided services for coiled tubing and fracturing (with NewTeck Well Services Ltd.) for maximum co-operation between the two services. To ensure uninterrupted supply of technical fluids for hydraulic fracturing it was used 600 m³ (with the possibility of heating in winter) tank / pool. Also, the preparation method to carry out hydraulic fracturing was developed in advance (together with the customer) to avoid possible downtime including uncoordinated actions.

While designing this well by the engineering department of EWS, LLC, the income calculations were carried out in the software, which confirmed the need for a coiled tubing 2" string. This string allows reaching the bottom and holding the opening the lower sleeves without using downhole tools that provide additional traction. This simplifies the main type of work. Also, using 2" coiled tubing string the necessary fluid flow during critical pressure increasing while fracturing (screenout) and necessity for washing out the wellbore from proppant.

Results and conclusions

Because of this work, we can say that 30-stages MSF has been successfully done, all 30 sleeves were shifted. It was pumped 1,179 tons of proppant (approx. 40 tons per stage) during all stages. One of the achievements is also done the first 20 frac stages per one trip (without tool redressing). It was 2 times trips in total to total amount of stages.

Additionally, cement bond log tools running on CT and Downhole GR-Density Fault Detector was made (before frac) to measure the horizontal section quality of the well cementing.

During last stages, the 7 stages of hydraulic fracturing were held in 21 hours, which means achieving client objectives. During operation, 3 screenouts occurred that have been successfully cleaned out without any additional trips.

The results of this well-operation allows a new level of wells completion with the possibility of MSF with maximum increasing of formation oil recovery factor and its economic efficiency, rather than limiting the frac stages, restricting access to the wellbore after frac, necessity of additional runs, maximum depth and other factors related to well completion. ☉



Рисунок 1 – Проведение работ по технологии Plug&Perf на месторождении ООО «Башнефть-Добыча»

Применение бесшаровых технологий (Plug&Perf on Coil Tubing) при проведении многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах. Полученный опыт и результаты

К.А. КАРИМОВ, директор по развитию бизнеса и новым технологиям ООО «Пакер Сервис»

В июне 2016 года в рамках опытно-промышленных работ ООО «Пакер Сервис» успешно проведена работа по технологии Plug&Perf с ГНКТ на месторождении ООО «Башнефть-Добыча».

Особенностью данной технологии является: 1) спуск компоновки, 2) установка композитных разбураемых пробок, 3) проведение гидropескоструйной перфорации (ГПП). Все эти циклы проводятся за один спуск с ГНКТ. В горизонтальной скважине было установлено 3 пробки и проведено ГПП 4-х интервалов с последующим проведением кислотного ГРП в 4 стадии.

Также одно из новшеств то, что весь ствол скважины обсажен колонной Ø 102 мм от забоя до устья с внутренним диаметром 89 мм. Для обеспечения безусловного доведения обсадной колонны до плановой глубины был применен специальный вращающийся колонный башмак производства. Башмак выполнен по специальной запатентованной технологии. В процессе спуска в скважину при встрече с препятствием данный колонный башмак за счет эксцентричной и свободно вращающейся конструкции позволял пройти проблемные интервалы аномальной кавернозности или высокой пространственной интенсивности искривления ствола скважины. Применение данного типа оборудования позволило осуществить беспрепятственный спуск обсадной колонны через все интервалы посадок и каверн до проектной глубины.



Описание технологии

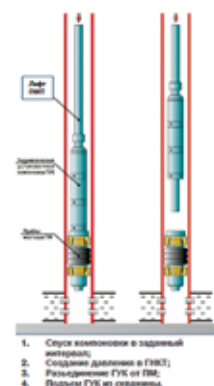


Рисунок 2 – Компоновка в сборе для проведения работ

Обоснование выбора технологии

Сравнительная таблица		
	МГРП с ГНКТ (Plug&Perf)	МГРП с портами и шарами ЗБС (ballsleeves)
Кол-во стадий	неограниченно	максимум – 3
Селективная изоляция стадий	да – полный цементаж	нет
Одновременный монтаж ГНКТ и ГРП	да	нет
Ограничение при спуске хвостовика	отсутствуют	возможный «недоход» из-за жесткости конструкции
Риски при открытии портов при МГРП	отсутствуют	попадание остатков цемента
Герметичность «головы хвостовика»	отсутствуют	при некачественном цементировании
Спуск и герметизация адаптера	нет необходимости	на 450 м возможен срыв при проведении МГРП, недостаток веса инструмента
Большие трения при МГРП	отсутствуют	МГРП с 89 мм НКТ (трения)
Привлечение бригады КРС (подгот.)	нет необходимости	спуск НКТ со стингером



**Рисунок 3 –
Смонтированное
оборудование ГНКТ
ООО «Пакер Сервис»**



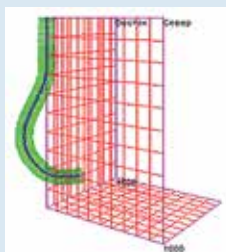
Рисунок 4 – Персонал ООО «Пакер Сервис» при проведении работ по технологии Plug&Perf

Подбор внутрискважинного оборудования

Характеристики обсадной колонны				Характеристика пакер-пробки				Рабочие пределы
Наруж. Ø inch (мм)	Удельный вес фунт/фут (кг/м)	Min внутр. Ø inch (мм)	Max внутр. Ø inch (мм)	Наруж. Ø inch (мм)	Ø обратного потока inch (мм)	Длина в сборе inch (мм)	посадочный инструмент	
4 (101,6)	9,50–11,00 (14,1–16,4)	3,48 (88,3)	3,55 (90,1)	3,19 (81,0)	непроточная	15,2 (386,0)	Baker #10 или Owen	250 °F (121 °C) 10K psi (68,9 МПа)

План строительства скважины (100 НКЗ)

- ЗБС с колонны 146 мм. Длина горизонтального ствола – 200 м.
- Спуск колонны Ø 102 мм (марка Е), цементирование от забоя до устья.
- 5 стадий МКГРП по технологии Plug&Perf (спуск и установка 4-х композитных пробок и ГПП 5 интервалов).
- Разбуривание пробок за 1 СПО и освоение скважины.



Проведение работ с ГНКТ на скважине – 100 НКЗ (июнь 2016 года)

Последовательность проведения работ на скважине:

1. Проведение ГИС на ГНКТ (автономный прибор) – определение профиля притока, АКЦ, интервалов негерметичности.
2. Проведение ГПП 1-го интервала (3 отв.). Кислотный ГРП.
3. Спуск шаблона (фрез 85 мм с ВЗД) для проработки ствола скважины.
4. Спуск/посадка пакера-пробки + ГПП 2-го интервала. Кислотный ГРП.
5. Повторение п. 4 до полного проведения ГПП 4-х интервалов, посадки 3-х пробок и кислотный ГРП (4-й стадии).
6. Разбуривание 3-х пробок (3 часа, с фрезой 85 мм), нормализация забоя и освоение скважины.
7. Проведение ГИС на ГНКТ (автономный прибор) – профиль и состав притока.

График параметров проведения работ с ГНКТ – 11.06.2016 (4-я стадия)



Выводы и рекомендации

- Технология Plug&Perf (с применением ГНКТ) зарекомендовала себя как альтернатива стандартным компоновкам при проведении МСГРП.
- В скважинах малого диаметра (ЗБС) возможность установки неограниченного количества пакеров-пробок и, соответственно, количества стадий МГРП.
- К основным преимуществам можно отнести:
- Неограниченное количество стадий ГРП в горизонтальном участке (102, 114 мм).
- Изменение количества стадий и дистанции между ними в процессе работы ГНКТ на скважине, по результатам ГИС.
- Равнопроходной внутренний диаметр хвостовика после разбурки пробок (возможность проводить ГИС, повторные МГРП).
- Одновременный монтаж флота ГНКТ и ГРП на кустовой площадке.
- В случае получения «стоп» – быстрая промывка ствола скважины.
- В случае плохого сообщения «скважина-пласт» проведение дополнительных резок ГПП.
- Наличие цементированной колонны (от устья до забоя) обеспечивает полную изоляцию заколонных и межпластовых перетоков (селективная обработка).
- Низкие трения при закачке МГРП (без НКТ и пакера).
- Нет необходимости привлекать бригаду КРС для подготовительных работ.

Данная технология на скважине-кандидате ЗБС была совместно подобрана и обоснована техническими специалистами ОАО АНК «Башнефть» и ООО «Пакер Сервис» и по результатам работ зарекомендовала себя как альтернатива стандартным компоновкам при

проведении многостадийных ГРП. Технология Plug&Perf является наиболее перспективной и экономически эффективной как на новом фонде скважин горизонтального бурения с проведением МСГРП, так и горизонтальных скважин, забуриваемых методом ЗБС. Заказчик в лице ОАО АНК «Башнефть» и ООО «Башнефть-Добыча» выразили положительные отзывы в исполнении работ силами ООО «Пакер Сервис». Стоит заметить, что данные работы проводились впервые на территории РФ, а именно: применение технологии Plug&Perf в малогабаритных/равнопроходных эксплуатационных колоннах (102 мм) и полностью зацементированных от забоя до устья (monobore).

Далее скважина была оборудована уже зарекомендовавшей себя УЭЦН 2А габарита ВНН2А-80-2440 с наружным диаметром 82 мм, и фактический дебит нефти скважины превысил запланированные показатели.

В продолжение развития беспаровых технологий при проведении МСГРП в горизонтальных скважинах компания ООО «Пакер Сервис» до конца 2016 года планирует провести еще 3 скважины по данной технологии на одного из заказчиков. Данные скважины также забуриваются методом ЗБС эксплуатационной колонной диаметром 146 мм со спуском хвостовика диаметром 102 мм для проведения многостадийных ГРП. В отличие от уже проведенной работы, ООО «Пакер Сервис» планирует использовать равнопроходную стыковку НКТ диаметром 102 мм с 102-миллиметровым хвостовиком в горизонтальном участке ствола скважины. Стингер, якорь и подвеска хвостовика являются также равнопроходной с колонной и позволяют проводить работы по технологии Plug&Perf. Преимуществом по сравнению с проведенной работой будет то, что после проведения работ на данной скважине НКТ с диаметром 102 мм поднимается на поверхность и позволяет эксплуатировать скважину УЭЦН стандартными габаритами, размещенными в эксплуатационной колонне с диаметром 146 мм.

Учитывая сложность конструкции при планировании проведения МСГРП на скважинах ЗБС с материнской колонной диаметром 146 мм, данная технология позволяет снять все ограничения и проводить неограниченное количество стадий МГРП, и более того, после разбуривания композитных, пробок остается равнопроходной хвостовик, что позволит проводить ГИС, повторные ГРП с применением двухпакерных компоновок.

Также ООО «Пакер Сервис» в 2016 году заключило эксклюзивное соглашение с канадской компанией ResourceWell Completions.



Рисунок 5 – Изготовление продукции

Данное соглашение позволяет ООО «Пакер Сервис» предлагать на российском рынке услуги по предоставлению равнопроходных многоразовых муфт ГРП с последующей их активацией (открытие/закрытие) для проведения МСГРП и повторных ГРП. ResourceWell Completions является одним из лидеров по оказанию данных услуг и уже более 6 лет предоставляет услуги на североамериканском рынке. Данное соглашение позволит обеим компаниям получить дальнейшее технологическое развитие и оказывать высококачественные услуги своим заказчикам. ООО «Пакер Сервис», имеющее также в своем технологическом портфеле такие услуги, как гидроразрыв пласта, применение ГНКТ, данное



Рисунок 6 – Расположение активационного ключа для открытия/закрытия муфты ГРП

соглашение позволит предлагать на российском рынке комплексные услуги (под ключ). Качество продукции отвечает всем требованиям API.

Особенностью данной технологии (ZoneStriker) является гидравлическое открытие/закрытие муфт ГРП, установленных в интервале хвостовика с помощью специального инструмента, спускаемого на ГНКТ. Все работы по активации и проведению МСГРП проводятся за одну СПО и по завершении работ в скважине остается равнопроходная колонна. В последующей эксплуатации скважины возможно проведение повторного ГРП, приобщение новых зон либо селективное закрытие муфт для изоляции водогазопритоков. ©

ОБНОВЛЕНИЕ НОВОСТНОЙ РУБРИКИ – ЕЖЕДНЕВНО
РАССЫЛКИ ДЛЯ ПОДПИСЧИКОВ САЙТА – ЕЖЕНЕДЕЛЬНО
ОБЗОРЫ ИННОВАЦИЙ НЕФТЕСЕРВИСА – ЕЖЕМЕСЯЧНО
НОВЫЙ НОМЕР ЖУРНАЛА – ЕЖЕКВАРТАЛЬНО

NEWS COLUMN UPTADE – DAILY
NEWSLETTERS – WEEKLY
OILFIELD SERVICES INNOVATIONS REVIEWS – MONTHLY
NEW JOURNAL ISSUE – QUATERLY

www.cttimes.org

Международный сервис теперь и в России

Компания «Таргин» предоставляет услуги по ловильно-аварийным работам



На мировом рынке давно уже сформировался ловильно-аварийный сервис: услуги по ликвидации аварий, профилактика аварий, а также аренда оборудования (от 20 до 500 наименований в корзине) и пр. Заниматься этим самостоятельно заказчику не с руки – наличие широкого спектра инструментов и их хранение обходятся дорого. Проще заказать услуги специалистам-аварийщикам или взять в аренду требуемое оборудование. Тем более, что подрядная организация в некоторой степени является гарантом того, что любая авария будет по возможности ликвидирована. Этому способствует наличие опытных высококвалифицированных аварийных инженеров, которые собирают специфическое оборудование и грамотно ликвидируют аварию.

На российском же рынке до сих пор работают по старинке. Ответственным за ликвидацию аварии является подрядчик по КРС или бурению. В отдельную службу функция не выводится, аварийные инженеры являются «универсальными солдатами», занимаются не только ЛАР, но и промывками, цементированием, РИРами и пр. Как правило, пакет необходимого оборудования минимален, работы проводятся своими силами с потерей времени,

сил, денег. Переход на современную схему работы только в самом начале пути, до недавнего времени ловильно-аварийный сервис оказывали только представительства мировой «Большой четверки».

Но они сосредоточены лишь на ликвидации аварий и аренде корзин оборудования.

Компания «Таргин» тоже вышла на этот рынок, но, в отличие от именитых зарубежных конкурентов, предлагает также и профилактику аварийности. Конечно, работники заказчика

зачастую сами обладают немалым опытом, но со временем глаз замыливается у всех. Взгляд опытных специалистов со стороны может подсказать, где и что нужно исправить во избежание последствий.

– Мы более специализированно подходим

к этому вопросу, – говорит заместитель по ловильным работам директора по внутрискважинным работам компании «Таргин» Сергей Макаров. – Предоставляем полный спектр оборудования и опыт по всем возможным проблемам. Заказчики постепенно осознают преимущества подобного подхода, например, «Газпром нефть» начала

заказывать сервис отдельно.

Заказать можно как полный комплекс услуг по ловильно-аварийным работам, так и оборудование в аренду.

Компания «Таргин», в отличие от именитых зарубежных конкурентов, предлагает также и профилактику аварийности.

Подрядная организация в некоторой степени является гарантом того, что любая авария будет по возможности ликвидирована.

Оборудование и инструмент

- Освобождающиеся наружные и внутренние труболочки с ударной компоновкой (ясс, ударный переводник, усилитель);
- Метчики, колокола;
- Фрезеры – конусные, торцевые, кольцевые;
- Труборезы внутренние и наружные;
- ГидроШМУ, магниты, печати и т.д.;
- Скребки, крючки и удочки для кабеля УЭЦН и ГИС;
- Нестандартное оборудование и т.д.;
- Клины-отклонители и гидрорасширители.

Оказываемые услуги

- Профилактика аварий;
- Комплексные услуги по сопровождению бурения и ремонта скважин, направленные на предотвращение аварий;
- Ликвидация аварий;
- Подбор необходимого оборудования для осуществления ловильно-аварийных работ в процессе бурения/ремонта скважин и инженерно-техническое сопровождение;
- Ликвидация аварий собственными силами, включая тяжелый подъемник и бригаду;
- Предоставление ловильного оборудования;
- Аренда корзин ловильно-аварийного инструмента без инженерно-технического сопровождения. Подбор инструмента может быть осуществлен как нами, так и заказчиком;
- Подбор и спуск клинов-отклонителей для ЗБС;
- Подбор и спуск гидрорасширителей открытого ствола;
- Ликвидация дифференциальных прихватов;
- Супервайзинг бригад бурения и КРС 24/7;
- Услуги по спуску пакеров и пакер-пробок;
- Освоение скважин струйным насосом;
- Фрезерование по металлу, разбуривание цемента.

Профилактика аварийности при бурении и ТКРС

Дежурство аварийных инженеров с ежедневным посещением буровых бригад и выдачей рекомендаций по предотвращению аварийности:

- Контроль состояния рабочего инструмента (инспекция DS-1, момента свинчивания, паспортов, контроля за кол-вом СПО и т.д.);
- Контроль режимов бурения, скорости СПО и т.д.;
- Контроль за состоянием устьевого оборудования и его соответствием проводимым работам;
- Предупреждение прихвата бурильной колонны;
- Предупреждение заклинивания бурильной колонны;
- Предупреждение слома бурильной колонны;
- Предупреждение аварий и брака при креплении;
- Предупреждение аварий с долотами;
- Предупреждение прихватов с забойными двигателями;
- Предупреждение падения колонны труб в скважину;
- Предупреждение аварий при бурении горизонтальных скважин.

Ликвидация дифференциальных прихватов при бурении

- Установка нефтяных и кислотных ванн, включая предоставление спецтехники;
- Компрессирование;
- Инженерно-техническое сопровождение работ;
- Отворот выше точки прихвата с дальнейшим залавливанием аварийного инструмента с применением ударных компоновок.



Тел. 8-800-755-2000

(для бесплатных звонков с любых телефонов на территории России)

info@targin.ru
www.targin.ru



Высокотехнологичный стенд для испытания гибких труб

High-End Testing Frame for Coiled Tubings

Нельсон ПЕРОЗО, Карлос ПАЗ, Хавьер ХОЛЬЦМАН, Йоахим ОППЕЛТ, Институт технологий нефтегазодобычи, Клаустальский технический университет

Nelson PEROZO, Carlos PAZ, Javier HOLZMANN, Joachim OPPELT, ITE – Clausthal University of Technology

АННОТАЦИЯ

Трубная продукция используется при большинстве работ, относящихся к нефтегазовой индустрии. Надежность любой операции может быть улучшена путем прогнозирования жизненного цикла трубных изделий. Это также позволит снизить непродуктивное время и избежать дополнительных расходов.

Благодаря разработке новых материалов и совершенствованию колтюбинговых технологий эти трубные изделия в последнее время начали использоваться для более сложных операций, включая бурение. Поскольку для прогнозирования требуется очень точное воспроизведение реальных нагрузок на гибкие трубы (ГТ), возникающих в процессе их использования, был спроектирован и построен уникальный стенд для воспроизведения всевозможных процессов, которые способствуют выходу из строя колтюбинга.

К основным нагрузкам на ГТ можно отнести сгибающие нагрузки, действие внутреннего давления и осевые/растягивающие воздействия. В отличие от других трубных изделий, используемых в нефтегазовой индустрии, ГТ подвергаются пластической деформации из-за регулярных циклов изгиба, которые обусловлены прохождением колтюбинга через вертлюг и наматыванием на барабан. Внутреннее давление вкупе с меняющимися сгибающими нагрузками приводит к овализации ГТ (потере первоначального круглого состояния). Овальность труб сильно влияет на способность колтюбинга сопротивляться действию внутреннего или внешнего давления. Поскольку ГТ представляют собой неразрывную колонну длиной до нескольких тысяч метров, очень частым явлением, свойственным колтюбингу, является его удлинение из-за осевых нагрузок, обусловленных воздействием собственного веса при нахождении в вертикальной части скважины. Важно принять во внимание трение о стенки ствола скважины, которое присутствует при спуске ГТ. Трение может быть представлено как индуцированный крутящий момент. Идея использования колтюбинга для бурения делает необходимым точное изучение скручивающих нагрузок на гибкие трубы. Последние обусловлены

ABSTRACT

Tubulars are involved in most of the activities related to the oil and gas industry. The reliability of any operation can be enhanced by predicting the lifetime of these tubulars and thus avoiding non-productive time and excessive costs.

Thanks to the development of new materials and improvements of the coiled tubing technology with the years, these tubulars have been lately used in more challenging operations, such as drilling. With the need of accurately replicate the actual service loads acting on coiled tubings during its operation in the field, a unique testing facility was designed and built to replicate all the different processes promoting the failure of these kind of pipes.

The main loads acting on coiled tubings are the bending, internal pressure and axial load. Unlike the rest of the tubulars used in the oil and gas industry, coiled tubings work under plastic deformation because of the bending cycles encountered while passing through the reel and gooseneck. The internal pressure, altogether with the alternating bending loads are responsible for the ovality of the pipe, an effect representing the loss of roundness in the coiled tubing. The ovality strongly affects the capacity of the tubing to resist the presence of internal or external pressures. Since the coiled tubing is one piece of pipe which can measure even thousands of meters, it is very common for this tubular to suffer elongation because of the high axial tension load represented by its own buoyed weight when it hangs in the vertical section of a well. Finally, it is important to take into account the friction with the walls of the wellbore as the tubing is deployed. This friction can be represented as an induced torque in the pipe. The idea of using the coiled tubing for drilling applications makes necessary the accurate study of torsion loads in coiled tubings, effect taking place due to the induced torque in the string coming from the drill bit.

The new test facility is able to replicate all these possible loads either separately or at the same time by means of hydraulic cylinders acting directly on the test sample. The results of the first tests applied on coiled tubings are shown and compared with other available results. All these first tests were run with high internal pressure in order to simulate the loads acting in high pressure wells.

индуцированным крутящим моментом, исходящим от бурового долота.

Новый стенд для испытаний способен воспроизводить все возможные нагрузки, действующие на гибкую трубу, как по отдельности, так и одновременно при помощи гидравлических цилиндров, воздействующих непосредственно на тестовый образец. В статье показаны результаты первых тестов, проведенных на колтюбинге, а также произведено сравнение этих результатов с другими доступными данными. Все тесты проведены под действием высокого внутреннего давления для того, чтобы симулировать условия высоконапорных скважин.

ВВЕДЕНИЕ

Руководствуясь идеей снижения расходов путем проведения тестов трубных изделий в лабораторных условиях, мы пришли к выводу о необходимости проектирования и создания нового стенда для испытаний, который смог бы воспроизводить различные нагрузки, действующие на колтюбинг. Путем проведения испытаний в лабораторных условиях, где такие нагрузки можно легко контролировать, можно достичь экономии во времени, трубных материалах, рабочем времени и усилиях, потраченных на обеспечение безопасности.

С начала испытаний гибких труб около 25 лет назад все стенды, которые создавались, могли воспроизводить только циклические изгибающие нагрузки при воздействии внутреннего давления и лишь в некоторых случаях также и осевые нагрузки.

Использование колтюбингового бурения в последние годы становится все более распространенным благодаря развитию новых трубных материалов и технологий, которые делают возможными такие сложные работы. А в некоторых регионах, таких как Аляска, Канада и Ближний Восток, колтюбинговое бурение уже стало стандартной операцией.

В данном контексте рассмотрение нагрузок на гибкие трубы при их использовании в процессе буровых работ обрело новую степень важности. Неизбежное присутствие крутящего момента, исходящего от долота, при проведении буровых работ негативно влияет на общее сопротивление колтюбинга нагрузкам и, как следствие, снижает усталостную долговечность гибких труб.

В данной работе представлен новый лабораторный стенд, который способен воспроизводить нагрузки, требующиеся для точного моделирования процесса бурения, который, как правило, подвергает гибкую трубу предельным нагрузкам. Новый сценарий нагрузочных испытаний делает неактуальными существующие математические модели,

INTRODUCTION

With the original idea of reducing costs by testing tubulars in labs it was found necessary to design and build a new test frame, where the different loads acting on the coiled tubing are replicated. Savings in time, pipe material, man power and safety procedures can be achieved when testing in labs where the loads can be easily controlled.

Since the beginning of coiled tubing testing about 25 years ago, all test facilities built only consider the application of the cyclic bending load while the pipe is internally pressurized, and in few cases, it was found possible the application of axial loads.

The implementation of coiled tubing drilling has been continuously growing in the last years thanks to the development of new materials and technologies which make this high demanding operation possible, and even standard in different places worldwide, such like Alaska, Canada and in the middle east.

It has become really important to consider the loads

Использование колтюбингового бурения в последние годы становится все более распространенным благодаря развитию новых трубных материалов и технологий, которые делают возможными такие сложные работы.

The implementation of coiled tubing drilling has been continuously growing in the last years thanks to the development of new materials and technologies which make this high demanding operation possible.

acting on coiled tubings when they are used in drilling applications. The presence of torque is imminent in this kind of operations, load that negatively affects the combined load resistance of the coiled tubing, and hence, the fatigue lifetime of the tubular.

In this paper a new test facility is

presented which is able to replicate the loads necessary to accurately simulate this challenging operation, which generally take coiled tubings to their load limits. This new load scenario makes obsolete the existing mathematical prediction models for determining the fatigue lifetime of coiled tubings, reason why it is necessary to establish a comparison between the test results with these existing models.

The experimental results of the first tests are presented in this document as comparison to the existing mathematical prediction models.

REVIEW OF EXISTING TEST FACILITIES

To start, it is reviewed how the coiled tubing testing has been performed worldwide during the last two decades.

Figure 1.a shows a test facility built as an intent to standardize coiled tubing fatigue testing, being designed as simple as possible with the goal to be easily available to every company and also to make the rigging of the sample as fast as possible (Newman and Brown, 1993). In this facility, which is used to test pipe samples with diameters between 1 1/8" and 1 3/4", can be only applied bending cycles with internal pressure since the main target has been always focused in analyzing the main components affecting the plasticity of the coiled tubing.

The figure 1.b shows a newer test facility built to test coiled tubings with different induced surface defects

прогнозирующие усталостную долговечность колтюбинга. Поэтому необходимо провести сравнение тестовых результатов с результатами, прогнозируемыми этими моделями.

Данные первых экспериментов представлены в настоящей статье в форме сравнения с прогнозами существующих математических моделей.

ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ СТЕНДОВ ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ

Для начала будет дан обзор того, как проводилось тестирование гибких труб в лабораториях по всему миру на протяжении последних двадцати лет.

На рисунке 1а показана испытательная установка, построенная с намерением стандартизировать процесс усталостных тестов для гибких труб. Она была спроектирована таким образом, чтобы ее приобретение могла позволить себе любая компания. Данная установка имеет простой дизайн, легко собирается, а процесс монтажа тестового образца очень быстр (Newman, Brown, 1993). В этой установке, которая способна тестировать образцы труб диаметром от 31,75 мм до 44,45 мм, можно имитировать только сгибающие циклические нагрузки и воздействие внутреннего давления, поскольку основной ее целью всегда был анализ основных компонентов, влияющих на пластичность колтюбинга.

На рисунке 1b показан испытательный стенд, который был создан для испытаний гибких труб с различными индуцированными поверхностными дефектами под воздействием внутреннего давления и циклических сгибающих нагрузок. Также этот стенд способен тестировать под воздействием растворов H_2S гибкие трубы, созданные из новых марок стали (CTMRC, 2016).

Установка, показанная на рис. 1c, была построена в единственном экземпляре для тестирования образцов труб диаметром от 38,1 мм до 76,2 мм под воздействием циклических сгибающих нагрузок и внутреннего давления вплоть до разрушения трубы. На этой установке были проведены испытания образцов, изготовленных из углеволокна, для сравнения их усталостной прочности и таковой, имеющейся у стандартных стальных труб (DETCRC, 2016).

Стенд для испытаний, продемонстрированный на рис. 1d, был создан в рамках проекта, именуемого «Совместный исследовательский проект по изучению удлинения и увеличения диаметра гибких труб» (CTMRC, 2016). Проект призван изучить механику колтюбинга с целью создания модели пластичности гибких труб. На этом стенде можно проводить испытания гибких труб диаметром от 31,75 мм до 60,33 мм под воздействием осевых и циклических сгибающих нагрузок, а также внутреннего давления.

Путем проведения экспериментов по тестированию гибких труб ученые разработали набор существующих сегодня математических моделей, прогнозирующих усталостную долговечность колтюбинга. О них будет вкратце изложено ниже.

Математические модели Achilles (CTES, 2003),

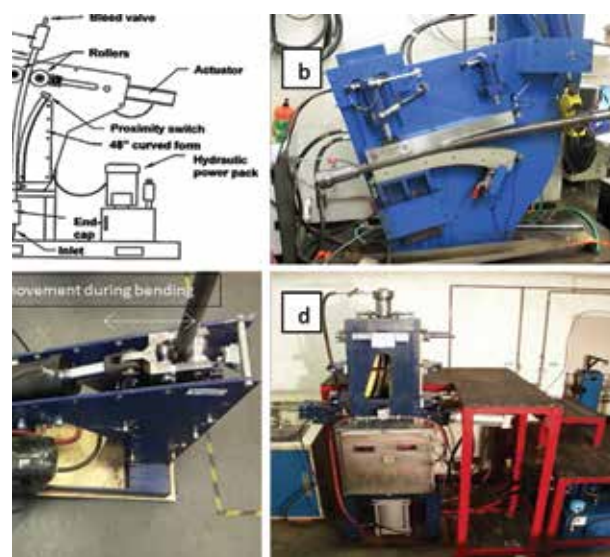


Рисунок 1 – Существующие установки для проведения испытаний колтюбинга
Figure 1 – Existing coiled tubing test facilities

against bending cycles with internal pressure. This machine is also built to test new CT grades under exposure of H_2S solutions. (CTMRC, 2016)

The machine shown in the figure 1.c was exclusively built to test pipe samples with OD between 1 $\frac{1}{2}$ " and 3" to bending cycles with internal pressure to failure. CT samples made of carbon fibre were tested in this machine to compare their fatigue performance to the ones of normal steel pipes. (DETCRC, 2016)

The test facility shown in 1.d was built as part of a project called "The elongation and diametral Growth JIP" (CTMRC, 2016) to study the coiled tubing mechanics with the idea to develop a coiled tubing plasticity model. This machine was designed to apply bending cycling and axial load to pressurized coiled tubings with outer diameters between 1 $\frac{1}{4}$ " and 2 $\frac{3}{8}$ ".

By means of experimental coiled tubing testing, it was able for different investigators to develop today's existing mathematical models to predict the fatigue life time of coiled tubings, which will be shortly explained below.

The mathematical models Achilles (CTES, 2003), CoillIFE and Cycle have been developed after thousands of pipes tested in labs, being the most used prediction models worldwide. The Achilles model is an algorithm belonging to the Cerberus package which has been developed by Prof. Steven Tipton of the University of Tulsa (Tipton, 1996, 1999)). This model is based on the plasticity theory which relates the shear and the stress or strain suffered, continuously updating the capacity of the coiled tubing to resist additional forces. CoillIFE was developed for Dowell Schlumberger (CTMRC, 2016) and it calculates the damage occurring during each bending cycle suffered depending on the internal pressure, accumulating the total damage, predicting by this way when the first crack will appear. During this investigation, the strains were always measured in hoop and axial directions in order to compare the accumulated plastic deformation under different internal pressure values. In the case of the software Cycle, it was developed

CoilLIFE и Cycle были разработаны на основе анализа лабораторных испытаний тысяч образцов труб. Это наиболее часто используемые прогностические модели. Модель Achilles представляет собой алгоритм, присутствующий в пакете программного обеспечения Cerberus, разработанном профессором Стивеном Типтоном из Университета Талсы (Tipton, 1996, 1999). Эта модель основана на теории пластичности, которая соотносит сдвигающее усилие с индуцированным механическим напряжением/деформацией, непрерывно обновляя данные о способности колтюбинга сопротивляться дополнительным нагрузкам. Модель CoilLIFE была разработана для компании Dowell Schlumberger (CTMRC, 2016). Она рассчитывает повреждения, наносимые гибкой трубе каждым циклом сгибающих нагрузок, в зависимости от значений внутреннего давления. При этом производится расчет общего количества повреждений и на основе этого делается прогноз о том, когда должна появиться первая трещина в трубе. В процессе расчетов деформации всегда измерялись в кольцевом и осевом направлениях для сравнения аккумулированной пластической деформации, получаемой при различных значениях внутреннего давления. Программное обеспечение Cycle было разработано в 90-х годах прошлого столетия компанией Newsco и использовалось исключительно компанией Baker Hughes Inc (TCC210, 2005).

Все эти модели принимают в качестве входных параметров следующие величины: внешний диаметр гибкой трубы, толщину ее стенок и марку прочности стали, из которой она сделана, а также радиусы искривления барабана и вертлюга, внутреннее давление в трубе при ее сгибании/разгибании. Имея в своем распоряжении все вышеперечисленные параметры, программы способны рассчитать напряжения, возникающие в осевом, радиальном и кольцевом направлениях после каждого эпизода сгибания/разгибания. Затем делается оценка постепенно нарастающих усталостных повреждений гибкой трубы.

ИСПЫТАНИЯ ГИБКОЙ ТРУБЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННОЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ

При использовании в буровых приложениях гибкая труба подвергается аксиальным и торсионным нагрузкам в дополнение к сгибающим, которые обусловлены прохождением через вертлюг и наматыванием на барабан. Для точного воспроизведения такого типа работ образцы трубы должны подвергаться всем этим нагрузкам. Воспроизведение осевой нагрузки необходимо в форме растяжения для симуляции аксиальной нагрузки, которой труба подвергается, будучи подвешенной при спуске в скважину/подъеме из скважины. Также возможно воспроизведение осевой нагрузки в форме сжатия для симуляции нагрузки, которой гибкая труба подвергается в случае использования сразу за КНБК. Такое сжатие обусловлено созданием трубой нагрузки на долото в процессе бурения.

during the 1990's by the Newsco and it is exclusively used by Baker Hughes Inc (TCC210, 2005).

All these models have in common the next input variables: outer diameter, wall thickness, and material grade, bending radii of the reel and gooseneck, and the internal pressure present during the bending and straightening of the CT. Once having these variables, the programs calculate the axial, hoop and radial stresses after each bending event, having an estimation of the incremental fatigue damage added to the CT.

COILED TUBING TESTING FOR DRILLING APPLICATIONS

For drilling applications, the coiled tubing is subjected to axial load and torsion additional to the bending loads taking place at the well head as running through the reel and gooseneck. To accurately replicate this kind of operation the pipe samples have to be subjected to all these existing loads. The axial load is important to the applied in form of tension in order to simulate the axial load this pipe suffers as it hangs in the well during RIH or POOH and also, if this is the case, in compression if the CT is used directly after the BHA to simulate the WOB present during the drilling operation.

Torsion loads have to be applied as well to simulate the torque induced by the drilling bit, which is represented during the test as an alternating torsion, oscillating between a minimum and a maximum value. This simulation is performed using a novel test facility able to apply all these possible loads on the coiled tubing samples. This machine is presented in the next section.

NOVEL TEST FACILITY FOR COILED TUBINGS

A new test facility which is able to replicate the loads involved during drilling operations, especially in deep drilling, must be capable to apply axial load and torque to the test sample. This new test machine can perform not only the standard bending cycles with internal pressure but also as a new test approach is presented the intervention simulation test, in which the specimen is fixed at both ends with the goal of being tested against axial load and torque, also in the presence of internal pressure. By this way, a complete coiled tubing intervention can be reproduced, beginning with the RIH, replicated by bending cycles with internal pressure, followed by the intervention itself which is represented by the axial load and torque, also under the presence of the internal pressure, and ending with the POOH which is represented once again by the bending cycles with internal pressure.

All components of this new machine were designed to make the load application as similar as possible to the reality. The most critical part was to properly reproduce the bending process. In the figure 2.a is shown the arc support which replicates the path of the coiled tubing through the reel and gooseneck, being this part where the bending of the pipe takes place during the test. This arc support has a curvature radius of 83", and it was built for the tests to be performed on coiled tubings having an outer diameter of 2 3/8". In the figure 2.b is shown the straight support, which is placed on the other side of the tube in order to avoid undesirable deformation

Торсионные нагрузки также должны воспроизводиться, так как симулируют наличие крутящего момента, индуцируемого долотом. В процессе тестов такие нагрузки реализуются в виде знакопеременного кручения, осциллирующего между минимальным и максимальным значениями. Все вышеперечисленные симуляции производятся с использованием новейшей испытательной установки, которая способна подвергать тестовые образцы гибких труб всем подобным нагрузкам (по отдельности или одновременно). Описание такой установки будет дано ниже.

НОВЕЙШАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ ГИБКОЙ ТРУБЫ

Новая испытательная установка, которая способна воспроизводить нагрузки, генерируемые при буровых работах, особенно при глубоком бурении, должна быть способна подвергать тестовые образцы аксиальным и торсионным нагрузкам. Описываемая в статье новая установка может не только проводить стандартные испытания под воздействием циклических сгибающих нагрузок и внутреннего давления, но также способна использовать новый подход к проведению тестов. Эта методика предусматривает фиксацию образца трубы с обоих концов и применение осевых и торсионных нагрузок в присутствии внутреннего давления. Таким образом, можно полностью воспроизвести процесс внутрискважинных работ с применением колтюбинга, начиная от спуска в скважину (сгибающие нагрузки + внутреннее давление), самой внутрискважинной операции (осевые и торсионные нагрузки + внутреннее давление) и заканчивая поднятием из скважины (опять сгибающие нагрузки + внутреннее давление).

Все компоненты новой установки были спроектированы таким образом, чтобы приблизить процесс лабораторных испытаний к реальным скважинным условиям. Самой важной частью было правильное воспроизведение процесса сгибания колтюбинга. На рисунке 2a показан дуговой держатель, который воспроизводит путь гибкой трубы через барабан и вертлюг. Именно в данной части выполняется сгибание трубы в процессе испытаний. Держатель имеет радиус кривизны в 2,1 м и предназначен для испытания колтюбинга внешним диаметром 60,33 мм. На рисунке 2b показан прямой держатель, который располагается с другой стороны трубы. Он нужен для того, чтобы избежать нежелательной деформации трубы, включая сужение диаметра, в процессе ее распрямления. Рисунок 2c демонстрирует механизм для сгибания, который непосредственно осуществляет сгибание и распрямление трубы путем передачи усилия. Гибкая труба располагается между двумя роликами, имеющими форму тестируемой трубы, что помогает избежать ненужной деформации образца в точках контакта. Наконец, на рис. 2d продемонстрированы две пластины, которые располагаются в середине стенда для фиксации трубы. Это позволяет избежать любого смещения относительно осевой позиции.

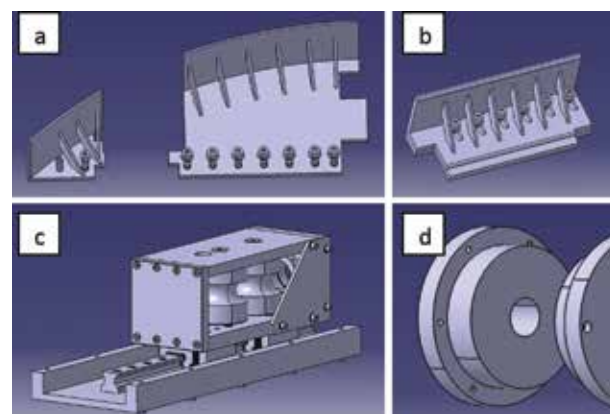


Рисунок 2 – Компоненты устройства для сгибания

Figure 2 – Components of the bending setup

of the pipe, such as necking, as it is straightened back to its original position. Figure 2.c shows the bending mechanism, which is the one transmitting the force to bend and straighten the pipe. The coiled tubing is placed between two pulleys having the form of the pipe to be tested, helping to avoid unnecessary deformation of the specimen in the contact points. Finally, the figure 2.d shows two plates which are placed in the middle of the frame to keep the pipe fixed avoiding any offset from its axial position. One of the plates has a rounded form to avoid stress concentrations in the specimen since this is the place where the bending process begins.

In this frame, axial, torsion and bending loads are applied by means of hydraulic cylinders. Figure 3 shows the final test facility including these three cylinders.

PREPARATION FOR THE TESTS

For the first tests performed in this new facility, coiled tubings with 2 3/8" of outer diameter were the biggest pipes found, having a wall thickness of 0,224" and HS-80 as material grade. Before proceeding with the tests, the outer diameter and wall thickness were measured in several sections of the pipes to determine their ovality and eccentricity and by this way confirm that the coiled tubings had a proper manufacturing process and are in good shape, avoiding the experimental tests to deliver wrong results. Material and residual stress tests were also performed on each specimen to confirm the material had not suffered any previous deformation and that the heat treatment during their manufacture was properly performed. The material tests were done following the ASTM E8-11 (2011) and the residual stress evaluation is in accordance with the ASTM E1928-13 (2013) and CEN ISO/TR 10400:2011(2011).

In order to determine and control the strain during the test, strain gauges were positioned on the pipe samples. A maximum strain ranging in the 2% to 3% was present during the application of the bending. A total of 4 sets of strain gauges were positioned on each specimen.

Three of these sets were placed in the bending section close to the area expected to failure. Each of these three sets are formed by four strain gauges located in the same transversal section and placed 90° from each other. The last set of strain gauges was placed where no bending is

Одна из пластин имеет закругленную форму для предотвращения концентрации напряжений в образце, поскольку именно в этом месте начинается процесс сгибания колтюбинга.

В данном стенде осевая, торсионная и сгибающая нагрузки оказываются при помощи гидравлических цилиндров. На рисунке 3 показана испытательная установка, включающая три вышеупомянутых цилиндра.

ПОДГОТОВКА ИСПЫТАНИЙ

Для первых испытаний были выбраны образцы гибких труб диаметром 60,33 мм. Толщина их стенок составляла 5,7 мм, а марка стали – HS-80. Перед началом испытаний толщина стенок всех образцов и их внешний диаметр были измерены для различных частей труб. Это было сделано для определения овальности и эксцентриситета труб, что, в свою очередь, необходимо было для подтверждения их соответствия заводским данным. В противном случае эксперименты могли дать неверные результаты. Испытания материала и тесты на остаточное напряжение также были проведены для каждого образца, чтобы удостовериться в том, что они не были прежде подвержены деформации, а тепловая обработка в процессе их изготовления была выполнена должным образом. Испытания материала колтюбинга были выполнены по стандартным методикам ASTM E8-11 (2011), а оценки остаточных напряжений – по методикам ASTM E1928-13 (2013) и CEN ISO/TR 10400:2011(2011).

Для измерений и мониторинга механических напряжений образцов в процессе испытаний на трубах устанавливались деформационные манометры. Максимальная величина механических напряжений колебалась в районе 2–3% при сгибании образцов. Всего на каждом образце устанавливалось четыре (4) набора деформационных манометров.

Три (3) из них размещались в той части образца, которая подвергалась сгибанию в области, где больше всего ожидалось появление трещины. В каждый из этих трех (3) наборов входило по четыре (4) деформационных манометра, расположенных в пределах одного поперечного сечения образца, под углом в 90° друг от друга. Последний набор деформационных манометров располагался в части образца, где не происходило сгибания. Этот набор использовался для измерения осевых механических напряжений, влияния внутреннего давления, а также деформации сдвига, обусловленной наличием знакопеременного кручения.

ИСПЫТАНИЯ ОБРАЗЦОВ И ИХ РЕЗУЛЬТАТЫ

В данном разделе статьи будут представлены результаты, полученные в процессе испытаний образцов колтюбинга.

taking place for measuring the axial strain, the effect of the internal pressure and the shear strain caused by the alternating torque.

EXPERIMENTAL TESTS AND RESULTS

In the following section of this paper the obtained experimental results are presented.

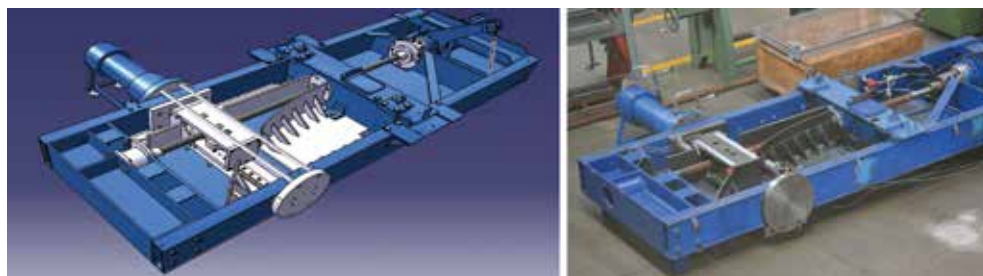


Рисунок 3 – Новая установка для испытания гибкой трубы
Figure 3 – The new coiled tubing test facility

Bending test with internal pressure

Before beginning with the new tests it was important to guarantee that the machine is delivering reliable results, reason why it was started with the standard bending test with internal pressure to validate the test results by comparing them with the existing prediction models. For the bending tests, the coiled tubing samples were subjected to 650 bar of internal pressure and they were posteriorly cycled under cyclic bending forces until failure. The tests stopped once leakage appeared and the internal pressure was lost. Figure 4 shows the moment after one of the specimens broke. The section of maximum shear stress can be observed, product of the combined loads: axial tension induced by the bending cycles and high internal pressure.

In table 1 the experimental results of the first 5 bending tests with internal pressure are shown.

Table 1 – Bending test results

Pipe Number	CT1	CT2	CT3	CT4	CT5
Bending cycles to failure	55	52	49	50	50

An average of 51 cycles to failure were obtained, value located between the existing mathematical models. The existing models considered are Achilles with predicts 48 cycles to failure, Flexor-TU model with 52 cycles and finally the Cycle model which predicts 54 cycles to failure.

As shown in the figure 5, all pipes tested under bending forces with internal pressure had a similar final state, plastic deformation expected for this kind of test. In the figures “5.a” and “5.b” is shown the increased ovality in the pipe, which for these tests was around 10%. Picture “5.c” shows the pipe plastically bent. Picture “5.d” shows the ballooning effect in the pipe, where the diameter increase close to the failure section can be observed.

After having determined that the machine is providing reliable results, the intervention simulation tests taking into account the additional loads (axial tension and torsion) were performed.

Тест на сгибание в присутствии внутреннего давления

Перед началом новых испытаний важно было гарантировать, что установка дает надежные результаты. Поэтому было решено начать со стандартных тестов на сгибание в присутствии внутреннего давления, так как такие результаты можно сравнить с уже имеющимися для существующих прогностических моделей. Образцы гибких труб в рамках тестов подвергались воздействию внутреннего давления в 65 МПа, а также циклических сгибающих нагрузок вплоть до начала усталостного разрушения образцов. То есть тесты прекращались, как только появлялась течь из образца колтюбинга и внутреннее давление падало. На рисунке 4 показан момент, когда в одном из образцов появилась сквозная трещина. Область максимального сдвигающего напряжения образуется в той части, где генерируется осевое растяжение из-за циклов сгибания/разгибания, а также действует высокое внутреннее давление.

В таблице 1 показаны результаты первых пяти (5) тестов на сгибание в присутствии внутреннего давления.

Таблица 1 – Результаты тестов на сгибание

Номер образца	CT1	CT2	CT3	CT4	CT5
Число циклов сгибания до разрушения образца	55	52	49	50	50

В среднем число циклов до усталостного разрушения равнялось 51, что хорошо согласуется с существующими математическими моделями. Например, модель Achilles прогнозировала 48 циклов до усталостного разрушения образца, модель Flexor-TU – 52 цикла и модель Cycle – 54 цикла.

Как показано на рис. 5, все образцы гибких труб, тестируемые на сгибание в присутствии внутреннего давления, имеют похожее состояние после испытаний. А именно: у всех образцов наблюдается ожидаемая пластическая деформация, свойственная такому типу испытаний. На рисунках 5а и 5b показано увеличение овальности труб, которое для данных испытаний составило около 10%. Рисунок 5с демонстрирует пластично деформированную трубу. Рисунок 5d показывает эффект «вздутия» трубы, когда можно наблюдать увеличение диаметра образца в области близкой усталостного разрушения.

После того как было получено подтверждение надежности результатов испытаний, проводимых с помощью новой установки, были проведены испытания, симулирующие внутрискважинные операции, при воздействии дополнительных нагрузок (осевое растяжение и торсионные нагрузки).

Испытания при воздействии осевых и торсионных нагрузок

В процессе данных испытаний образцы



Рисунок 4 – Влияние растяжения и высокого внутреннего давления на образец

Figure 4 – Tension and high internal pressure effect on the failure section

Intervention simulation test with axial load and torsion

For these tests the coiled tubing samples were subjected to a critical combined load state corresponding to the 95% of their VME, simulating a demanding drilling operation for the drillstring, in which the presence of axial forces and torque with internal pressure are added, alternated with the normal bending forces suffered while RIH and POOH.

The internal pressure used for the tests was the same 650 bar used for the bending tests. The axial load was set to 240 kN in tension, to simulate the tension suffered by the pipe. A cyclic torque between 2000 N-m and 3000 N-m was continuously applied to simulate the induced torque in the pipe coming from the drill bit.

Figure 6 shows the location of the combined loads in the specimen's VME during the test.

Rotation of the coiled tubing was not allowed in any of the tests. Before each set of bending cycles it was checked that the specimen had not suffered circumferential offset from its initial position, making sure that the fibers initially located at the maximum tension and maximum compression positions staid in their places. If rotation occurred during the torsion test, the specimen was always brought back to its original position.

The results of these tests show a decrease of the fatigue lifetime of the coiled tubing, where in average a total of 41 bending cycles were applied before failure took place. Figure 7 shows the failure section of a specimen tested under this load state. Additional deformation forms are seen, having parts of the inner wall of the pipe twisted forms on the maximum shear stress plane, showing how the torsion has its share in the failure of the coiled tubing.

As well as for the bending tests, the crack spreads from the inner wall up to the outer wall until the fracture of the specimen, despite that the maximum shear stress is located at the outer walls. This means that the influence of the hoop and radial stresses are more determining in how the failure takes place. This effect can be seen in the figure 7.

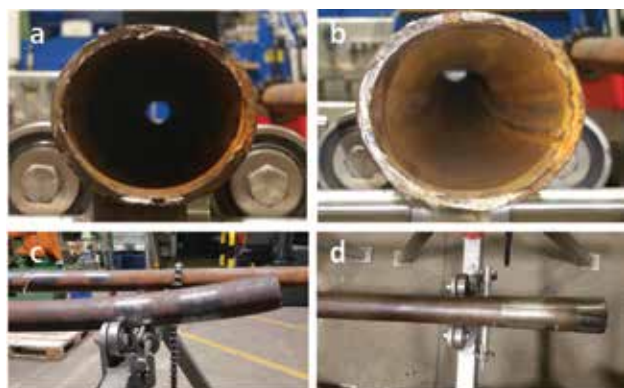


Рисунок 5 – Конечное состояние тестируемых образцов гибкой трубы
Figure 5 – Final state of the tested coiled tubings

колтюбинга подвергались критическим комбинированным нагрузкам, которые соответствовали 95% от их огибающей по Мизесу. Таким образом, моделировалась требовательная к колонне труб операция по бурению, которая сопровождалась воздействием осевых и торсионных нагрузок, внутреннего давления, а также стандартных сгибающих/разгибающих нагрузок, появляющихся при спуске/подъеме трубы.

Значение внутреннего давления в процессе испытаний не отличалось от такового, применявшегося для стандартных тестов на сгибание, и составляло 65 МПа. Осевая нагрузка присутствовала в виде растяжения с силой 240 кН, симулируя тем самым растяжение, которому подвергается гибкая труба в процессе колтюбингового бурения. Циклическая торсионная нагрузка со значением крутящего момента в 2000–3000 Н*м постоянно воздействовала на образцы для того, чтобы имитировать крутящий момент, действующий на трубу со стороны бурового долота.

На рисунке 6 показано местоположение комбинированных нагрузок на образцы в терминах огибающей по Мизесу.

Вращение колтюбинга не допускалось ни в одном из тестов. Перед каждым набором из циклов сгибания проверялось, что образец не сдвинут относительно своего первоначального положения. Таким образом, гарантировалось, что волокна, первоначально расположенные в точках максимального растяжения и сжатия, оставались в тех же позициях. Если в процессе воздействия торсионной нагрузки происходил поворот образца, гибкая труба всегда возвращалась в первоначальное положение.

Результаты данных испытаний показывают снижение усталостной долговечности колтюбинга до среднего значения в 41 цикл до начала усталостных разрушений. Рисунок 7 демонстрирует образец, подвергшийся усталостным разрушениям в процессе испытаний. Налицо наличие дополнительных видов деформации. Части внутренней стенки трубы имеют скрученные формы в плоскости максимального сдвигающего

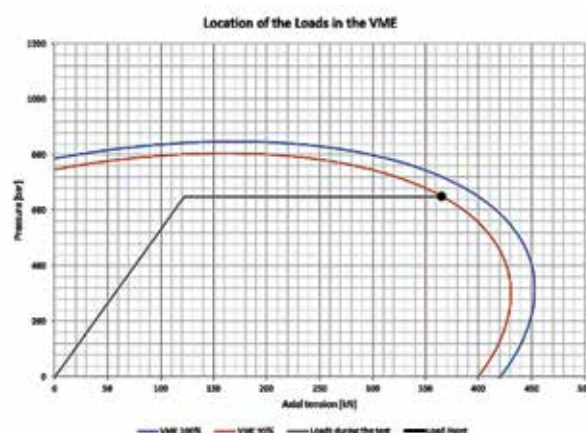


Рисунок 6 – Комбинированные нагрузки в процессе испытаний
Figure 6 – Combined loads during the tests



Рисунок 7 – Конечное состояние образца после проведения испытаний
Figure 7 – Final state of the CT after the test

In figure 8 is shown the fatigue life of a coiled tubing affected by the torsion compared to the test results of the standard bending cycling with internal pressure for a CT with an OD of 23/8". It can be seen in the tests performed how the torsion significantly affects the fatigue life time of the coiled tubing in around 10%.

CONCLUSIONS

A unique test facility was designed and built to increase the accuracy for the prediction of the fatigue lifetime of coiled tubings. The analysis of additional forces like axial load and torque acting on the specimens can provide a more realistic combined load state suffered by tubulars when subjected to different operations within the oil and gas industry.

It is proven that the existing models are not appropriate to predict the fatigue lifetime of coiled tubings for demanding operations like deep drilling, since it is a must to take into account the effect of the axial load and the torsion on the pipe.

The fatigue life time of the coiled tubing is reduced in around 10% due to the influence of torsional forces.

RECOMMENDATIONS

An extensive test program can be performed in which coiled tubings of several sizes and material grades are tested to create a new algorithm based on experimental tests with the goal of creating a new mathematical model which determines with high accuracy how the fatigue life of coiled tubings is consumed under all the contemplated loads.

напряжения, что демонстрирует влияние торсионных нагрузок на снижение усталостной долговечности колтюбинга.

Так же как и для тестов на сгибание, трещина, как правило, распространяется от внутренней до внешней стенки трубы (является сквозной). Область максимального сдвигающего напряжения расположена у внешних стенок трубы. Это означает, что влияние кольцевых и радиальных напряжений является более определяющим в плане образования усталостных разрушений. Этот эффект можно наблюдать на рис. 7.

На рисунке 8 показано сравнение усталостной долговечности гибкой трубы при воздействии торсионных нагрузок с результатами стандартных тестов на сгибание в присутствии внутреннего давления для гибкой трубы диаметром 60,33 мм. По результатам испытаний видно, что торсионные нагрузки значительно влияют на усталостную долговечность колтюбинга, снижая ее примерно на 10%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Уникальная испытательная установка была спроектирована и построена для повышения точности прогнозов усталостной долговечности колтюбинга. Был проведен анализ влияния дополнительных нагрузок, включая осевые и торсионные, на тестовые образцы. Это позволит более реалистично оценивать комбинированные нагрузки, которым подвергаются гибкие трубы при проведении различных операций в нефтегазовой индустрии.

Доказано, что существующие модели не подходят для прогнозирования усталостной долговечности гибкой трубы при ее использовании в таких операциях, как глубокое бурение, так как необходимо принимать во внимание осевое растяжение трубы и торсионные нагрузки на нее.

Показано, что из-за влияния торсионных нагрузок усталостная долговечность колтюбинга снижается примерно на 10%.

РЕКОМЕНДАЦИИ

Можно провести обширную программу испытаний, в процессе которых гибкие трубы различных размеров, изготовленные из различных марок стали, будут тестироваться с целью создания нового алгоритма на основе экспериментальных данных. Такая новая математическая модель сможет с высокой точностью определять снижение усталостной долговечности колтюбинга под воздействием всех предполагаемых нагрузок.

БЛАГОДАРНОСТИ

Создание настоящей статьи стало возможным благодаря финансовой поддержке Министерства науки и культуры земли Нижняя Саксония, Германия, а также поддержке компании Baker Hughes в рамках программы GEBO («Геотермальная энергия и высокопроизводительное бурение»). ☉

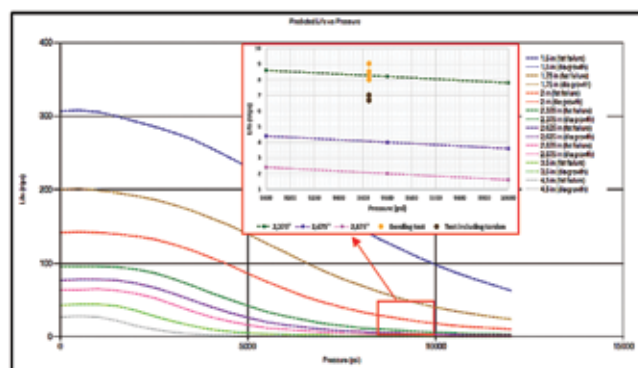


Рисунок 8 – Влияние внешнего диаметра гибкой трубы на ее усталостную долговечность

Figure 8 – Effect of the OD on the CT fatigue life

ACKNOWLEDGEMENTS

This work was possible thanks to the financial support of the Ministry of Science and Culture of the state of Lower Saxony (MWK) in Germany and Baker Hughes within the research program “gebo” (Geothermal Energy and High Performance Drilling).

NOMENCLATURE

CT: Coiled tubing
OD: Outer diameter
BHA: Bottom hole assembly
RIH: Running in hole
POOH: Putting out of hole
WOB: Weight on bit
VME: Von Mises envelope ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Newman, K.R., Brown, P.A. Schlumberger Dowell. 1993. Development of a Standard Coiled Tubing Fatigue Test. Presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE. Houston, Texas. USA. 3–6 October. SPE 26539.
2. Tipton, Steven M. University of Tulsa. 1996. Multiaxial Plasticity and Fatigue Life Prediction in Coiled Tubing. Fatigue Lifetime Predictive Techniques: 3rd Volume, ASTM STP 1292, M.R. Mitchell and R.W. Landgraf, Eds., American Society for Testing and Materials. USA. pp. 283–304
3. CTES, L.P. Achilles 4.0. CT Fatigue Life Prediction Algorithm. 2003
4. Coiled Tubing Mechanics Research Consortium. www.coiledtubingutulsa.org
5. DETCRC Bending Machine. Deep Exploration Technologies Cooperative Research Centre. Perth, Australia
6. Tipton, S.M. University of Tulsa. 1999. The Achilles fatigue model. CTES Tech Note.
7. TCC210 Coiled Tubing equipment correspondence course. 2005. BJ EDC-Tomball, Version 1.01.
8. Standard test methods for tension testing of metallic materials. ASTM E8-11. 2011. ASTM International. PA, USA.
9. Standard practice for estimating the approximate residual circumferential stress in straight thin-walled tubing. ASTM E1928-13. 2013. ASTM International. PA, USA.
10. Technical report. Equations and calculations for the properties of casing, tubing, drill pipe and line pipe as casing or tubing (CEN ISO/TR 10400:2011). 2011. European committee for standardization. Bruxelles, Belgium.



ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КИСЛОТОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ

Кислотоструйное бурение — одна из наиболее эффективных технологий повышения нефтеотдачи пласта — обеспечивает создание фильтрационных каналов из открытого ствола или в вырезанной зоне эксплуатационной колонны в карбонатных коллекторах.



Оборудование обеспечивает возможность:

- эксплуатации в средах с высоким содержанием H_2S и CO_2 с максимальной рабочей температурой 120 °С;
- строительства участков с малым радиусом искривления (от 7 м);
- размытия нескольких боковых стволов за одну СПО на различных уровнях и различных азимутальных направлениях;
- создания боковых каналов в карбонатных пластах небольшой мощности;
- освоения скважины в процессе строительства ствола;
- записи траектории скважины.

Основные преимущества:

- высокая скорость проходки;
- короткие сроки проведения операции;
- отсутствие реактивного момента;
- низкая стоимость оборудования.

Применяется с колтубинговой установкой, оснащённой гибкой трубой диаметром 38,1 мм или 44,5 мм, диаметр применяемых насадок 54 мм, 64 мм, 76 мм.

В качестве рабочей жидкости используется раствор HCl с концентрацией до 20%.

ИДЕАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ПНП

Способы борьбы с дифференциальными прихватами

Differential Sticking Control Methods

А.Я. ТРЕТЬЯК, д. т. н., академик РАЕН, Ю.М. РЫБАЛЬЧЕНКО, к. т. н., доцент, С.И. ЛУБЯНОВА, ст. преподаватель, Ю.Ю. ТУРУНТАЕВ, магистр, Южно-Российский государственный политехнический университет (Новочеркасский политехнический институт) им. М.И. Платова

A. TRETAYAK, Doctor of Engineering Science, member of Russian Academy of Natural Sciences, Y. RYBALCHENKO, candidate of engineering sciences, associate professor, S. LUBYANOVA, senior lecturer, Y. TURUNTAEV, master's degree holder, Platon South-Russian State Polytechnic University (NPI)

Приведена общая характеристика прихватов. Показано, что наибольшее число осложнений происходит по причине дифференциальных прихватов. Подробно рассмотрен дифференциальный прихват и способы его ликвидации. Предложен на уровне изобретения буровой раствор с высокой смазывающей и антиприхватной способностью. Выполненные лабораторные испытания подтвердили высокое качество бурового раствора, что позволяет рекомендовать его для широкого внедрения в практику буровых работ, особенно при бурении наклонных и горизонтальных скважин в сложных условиях.

При сооружении наклонно-направленных скважин с горизонтальным участком ствола приходится сталкиваться практически со всеми видами осложнений, наиболее частым из которых являются прихваты. Исторически разделяют прихваты на обусловленные механическим взаимодействием и дифференциальные. Согласно современной терминологии прихваты, обусловленные механическим воздействием, разделяются на две отдельные категории, а именно: прихваты шламом или обвалившейся породой и заклинивание на участках со сложной геометрией ствола. Доля дифференциальных прихватов составляет 80%, а 20% приходится на прихваты, обусловленные механическим взаимодействием и неисправностью оборудования.

Наиболее часто происходят прихваты шламом или обвалившейся породой. Обычно они возникают при подъеме инструмента, однако при продолжительном прекращении циркуляции может быть прихвачена и неподвижная колонна. Иногда такие прихваты возникают при спуске инструмента в скважину. Прихваты шламом или обвалившейся породой создают наибольшую угрозу. Как правило, освободить колонну, прихваченную шламом

The main characteristics of differential sticking are described. It is shown that most of complications are due to differential sticking. There is a detailed description of differential sticking and the ways to eliminate this effect. Drilling mud with high lubricating and anti-sticking properties is proposed at the invention level. Experimental tests proved high quality of drilling mud thus allowing to recommend its large-scale implementation in drilling operations, especially for drilling directional and horizontal wells in harsh conditions.

During construction of directional wells with horizontal wellbore drilling companies face almost all kinds of complications. The most frequent complication is sticking. Historically, sticking effects are divided into mechanical and differential sticking. According to a modern terminology, mechanical sticking can be classified under two separate categories: sticking caused by drilled cuttings or cavings and jamming at intervals with a complex wellbore geometry. Differential sticking proportion is 80%, proportion of mechanical sticking and sticking caused by equipment failure is 20%.

Most often sticking is caused by drilling cuttings or cavings. Usually it happens during tripping up, but also fixed drill string can stick when circulation is stopped for a long period. Sometimes this sticking occurs during tripping down into the well. Sticking caused by drilling cuttings or cavings is the most dangerous. Generally, it is harder to release drill string which was stuck due to cuttings or cavings than drill string which was jammed at

или обвалившейся породой, труднее, чем колонну, заклинившуюся на участке со сложной геометрией ствола, или колонну, прихваченную под действием дифференциального давления. При ликвидации таких прихватов теряется больше оборудования и чаще приходится забуривать боковой ствол. Большая часть прихватов шламом или обвалившейся породой возникает при подъеме инструмента. Причиной прихватов шламом или обвалившейся породой является некачественная очистка или слабая устойчивость стенок скважины.

Дифференциальный прихват возникает, когда под действием разности давлений в скважине и в проницаемом пласте неподвижная бурильная колонна вдавливается в фильтрационную глинистую корку, образовавшуюся на открытой поверхности этого пласта. Трение между бурильной колонной и породой пласта возрастает настолько, что сдвинуть колонну с места становится невозможно. Такие прихваты возникают намного чаще в скважинах, пересекающих истощенные продуктивные пласты. И если бурильная колонна долго остается неподвижной, почти всегда возникает дифференциальный прихват.

Заклинивание на участках со сложной геометрией ствола происходит там, где форма КНБК не соответствует форме ствола. Иногда КНБК не может свободно пройти через такой участок. Если же КНБК продвигают в такой участок под большой нагрузкой, возможен прихват. Другими словами, прихваты на участках со сложной геометрией ствола возникают при перемещении бурильной колонны вверх или вниз по стволу.

Правильное определение проблемы является первым шагом в процессе ее решения. Поэтому процесс ликвидации прихвата начинается с определения его механизма. После определения механизма можно немедленно приступить к ликвидации прихвата. Совершенно необходимо как можно быстрее и правильнее выполнить начальные действия. Что бы ни было причиной прихвата – со временем ситуация осложняется. По статистике, в 50% всех случаев прихваченную колонну удастся освободить в течение первых четырех часов после возникновения прихвата, в то время как по истечении первых четырех часов этот показатель снижается до 10%. Освобождением колонны решение проблемы не заканчивается. Завершающей стадией процесса решения любой проблемы является анализ и оценка выполненных действий для того, чтобы можно было извлечь урок и усовершенствовать свою работу. После того как установлен механизм прихвата, можно выполнять начальные действия по освобождению прихваченной колонны.

Если произошел прихват шламом или обвалившейся породой, то необходимо:

1. Сбросить давление, возросшее из-за образования пробки, а затем создать небольшое давление (слишком большое давление вдвинет КНБК, как поршень, дальше в пробку). Небольшое давление требуется для того, чтобы восстановить циркуляцию, если удастся сдвинуть колонну с места).
2. Приложить крутящий момент и произвести удар вниз яссом. Если ясс не включен в компоновку или не

Выполненные лабораторные испытания подтвердили высокое качество бурового раствора, что позволяет рекомендовать его для широкого внедрения в практику буровых работ, особенно при бурении наклонных и горизонтальных скважин в сложных условиях.

Experimental tests proved high quality of drilling mud thus allowing to recommend its large-scale implementation in drilling operations, especially for drilling directional and horizontal wells in harsh conditions.

intervals with a complex wellbore geometry or stuck due to a differential pressure. Often, most of drilling equipment is lost during recovering of stuck pipes that forces drilling company to drill a side track. The most of sticking issues caused by drilling cuttings or cavings occur during tripping up. The reason of this type of sticking is an incorrect cleanout operation or poor wellbore stability.

Differential sticking is usually encountered when drill string becomes embedded in a mud cake that forms on the wall of a permeable formation during drilling. Friction between a drill string and a formation rock increases to such a high level that it becomes impossible to move drill string. This sticking occurs more often in wells that enter depleted formations. Differential sticking occurs when drill string stays immobile for a long period.

Jamming at intervals with a complex wellbore geometry occurs in wellbore section where BHA (bottomhole assembly) configuration is incompatible with the wellbore shape. Sometimes BHA can't be moved through this wellbore section freely. When BHA is moved through this section under high load, sticking is highly possible. In other words, sticking at intervals with a complex wellbore geometry occurs during drill string tripping up and down the wellbore.

Correct problem definition is the first step in the solution process. That is why the first step in stuck pipe freeing process is identifying of a sticking mechanism. After a sticking mechanism is identified, freeing process can be started. It is crucial to perform initial operations quickly and correctly. The situation becomes more complex, whatever the reason of sticking is. Statistically, in 50% of all incidents stuck pipe is freed during the first four hours after sticking occurred, whereas after four hours this factor decreases to 10%. The problem is not solved after the drill string is freed. The last step of the solution process is analysis and evaluation of performed operations in order to learn a lesson and improve the operations. After a sticking mechanism is identified, stuck pipe freeing process starts with the following operations:

In case of sticking caused by drilling

работает, приложить крутящий момент и максимальную осевую нагрузку, чтобы сдвинуть бурильную колонну в направлении, противоположном тому, в котором она двигалась до прихвата. Если попытаться приподнять бурильную колонну, она еще дальше пойдет в пробку. Цель заключается в том, чтобы сместить колонну и восстановить циркуляцию, чтобы размыть пробку и вынести материал пробки вверх по стволу) (следует отметить, что если ко времени возникновения прихвата колонну перемещали вниз в сильно наклонной скважине, то нужно попытаться приподнять ее или произвести удар яссом вверх без вращения).

3. Если удастся восстановить циркуляцию в какой-то степени, нужно увеличить расход до максимума, который возможен без поглощения. Продолжать циркуляцию, пока скважина не будет очищена.
4. Проработать интервал прихвата и вернуть инструмент на забой, промыть скважину перед спуском обсадной колонны или скважинных приборов.

Если произошел дифференциальный прихват, то необходимо:

1. Немедленно приложить максимальный крутящий момент и довести его до места прихвата.
2. Продолжать циркуляцию с максимально допустимым расходом (выполнять одновременно с приложением крутящего момента). (Если в компоновку включен ясс, то на время удара вниз снизить подачу насоса до минимума, чтобы не противодействовать удару).
3. Поддерживая крутящий момент, резко разгрузить колонну, создавая максимальную осевую нагрузку. Ни в коем случае нельзя пытаться приподнять колонну! (Это приведет только к осложнению прихвата, а натяжение колонны уменьшит значение крутящего момента, который можно безопасно приложить к бурильной колонне).
4. Если в колонне есть ясс, нужно произвести удар вниз (не забывать снизить подачу насоса до минимума, чтобы не ослабить удар).

Если произошло заклинивание на участке со сложной геометрией ствола, то необходимо:

1. Произвести удар яссом в направлении, противоположном тому, в котором двигалась колонна до прихвата. Приложить крутящий момент при ударах вниз, но никогда не прикладывать крутящий момент при ударах вверх.
2. Не нужно забывать про давление циркулирующего бурового раствора при зарядании ясса или нанесении ударов. При увеличении этого давления удар ясса вверх усиливается, а удар вниз ослабляется. Это же давление мешает заряданию ясса для удара вверх и помогает заряданию для удара вниз.

Есть несколько факторов, способствующих возникновению дифференциального прихвата: проницаемые пласты, репрессия, толстая фильтрационная корка, контакт колонны со стенкой скважины, неподвижное состояние колонны, время, поперечная нагрузка, невнимательность буровика.

Обычно для возникновения дифференциального прихвата требуется наличие шести первых факторов.

cuttings or cavings, common field practices include:

1. Reduction of mud-hydrostatic-pressure that was increased due to bridging of well, then creation of a small pressure (too high pressure will embed BHA in a mud cake, as a swab). Small pressure is required for circulation recovery in case drill string was moved.
2. Application of a torque and jarring down. If there is no jar in BHA or jar is not working - application of a torque and maximum axial stress in order to move drill string in the opposite direction to that when it became stuck. If drill string is pulled up, it will become more embedded in plug. The purpose is to dislocate drill string and create circulation for plug cleanout and wash over plug material out of the wellbore. It should be noted that if drill string was tripped down when it became stuck in a deviated well, then it is necessary to try to pull it up and jar up without rotation.
3. If circulation is recovered, it is necessary to increase rate to the maximum possible value without circulation loss. Then circulation should be resumed until the well is cleaned out.
4. It is necessary to ream the interval and trip BHA back to the bottomhole before running the casing or other well tools.

In case of differential sticking it is necessary to:

1. Immediately apply a maximum torque and bring it to sticking zone.
2. Resume circulation with maximum accepted rate (simultaneously with torque application). If there is a jar tool in BHA, it is necessary to reduce pump rate to the minimum value when jarring down in order not to resist jarring.
3. Quickly slack off drill string with maximum axial load while keeping applying a torque. It is strictly prohibited to pull drill string up! (This will lead to a sticking complication, drill string straining will reduce torque that can be safely applied to a drill string).
4. In case there is a jar in BHA, it is necessary to jar down (don't forget to reduce pump rate to a minimum value in order not to resist jarring).

In case of jamming at interval with a complex wellbore geometry it is necessary to:

1. Jar down in the opposite direction to that when drill string became stuck. Apply a torque when jarring down, but no torque should be applied when jarring up.
2. It is necessary to monitor circulating mud pressure during the loading phase and jarring. Increase in this pressure leads to increase in jar up force and decrease in jar down force. This pressure impedes the loading phase for jarring up and helps deliver a compressive force for jarring downward.

There are several factors assisting differential

Если присутствуют только пять из них, то прихват маловероятен. Седьмой фактор, поперечная нагрузка, не является обязательным для возникновения прихвата, но он весьма способствует этому. Все эти факторы оказывают влияние на обусловленную дифференциальным давлением силу, прижимающую колонну к стенке скважины с фильтрационной коркой. Рассмотрим каждый из этих факторов отдельно.

Дифференциальный прихват может произойти только в интервале проницаемого пласта. Прихват внутри обсадной колонны невозможен за исключением тех случаев, когда в ней появились каналы жидкости, например, перфорационные отверстия или негерметичности вследствие износа. Проницаемые пласты могут быть сложены, например, песчаниками и трещиноватыми породами. Возможен прихват в интервале глинистых пород, если они рассечены трещинами и проницаемы. Иногда прихваты возникают в обсадной колонне, в интервале перфорации или в местах потери герметичности вследствие внутреннего износа. Если в разрезе нет проницаемого пласта, то не будет фильтрационной корки и дифференциального давления.

Для возникновения дифференциального прихвата пласт не обязательно должен иметь высокую проницаемость. Он должен лишь быть достаточно проницаемым для образования фильтрационной корки. Фильтрационная корка представляет собой «засоренный слив», через который протекает фильтрат бурового раствора. Поэтому проницаемость пласта должна быть лишь такой, чтобы обеспечить отток фильтрата от фильтрационной корки. Таким образом, нужно больше беспокоиться о проницаемости фильтрационной корки, чем о проницаемости пласта. Неконсолидированные пласты обычно имеют более высокую проницаемость, и на их поверхности образуется более проницаемая фильтрационная корка, чем на консолидированных пластах. Чем выше проницаемость, тем больше опасность возникновения дифференциального прихвата. Однако проницаемость способствует возникновению дифференциального прихвата в меньшей степени, чем некоторые другие факторы.

Репрессия способствует возникновению дифференциального прихвата в наибольшей степени. Это объясняется тем, что она больше других факторов влияет на силу, прижимающую колонну к стенке скважины с фильтрационной коркой. Эта сила равна произведению дифференциального давления на площадь поверхности контакта:

$$F_{\text{пр}} = P_{\text{диф}} \cdot S,$$

где $F_{\text{пр}}$ – прижимающая сила Н, $P_{\text{диф}}$ – дифференциальное давление, Па, S – площадь поверхности контакта, м².

Очевидно, что более высокое дифференциальное давление создает большую прижимающую силу. Важно отметить, что дифференциальное давление, прижимающее буровую колонну к стенке скважины с фильтрационной коркой, не равно репрессии. Репрессия означает превышение давления в скважине над пластовым давлением. Под дифференциальным

sticking; permeable formations, overbalance pressure, thick mud cake, contact of drill string and wellbore wall, stationary drill string, time, lateral load, driller's poor attention.

Usually differential sticking occurs when the first six factors are encountered. If there are only five of them, sticking is unlikely. The seventh factor, lateral load, is not necessarily needed for sticking but this load assists it. All these factors influence differential pressure force, that makes drill string stick to wellbore wall with a mud cake. The following specifies all these factors in more detail.

Differential sticking can only occur in permeable formation interval. Sticking inside the casing is impossible except for those cases when fluid channels develop in casing, for example, perforation holes or casing leakages due to wear. Permeable formations can be composed of sandstones and fractured rock. Sticking is also possible in permeable and fractured clay rock intervals. Sometimes sticking is encountered in casing, perforation interval or leakages zones that developed due to internal wear. If there is no permeable formation, this means that there won't be a filter mud cake or differential pressure.

Differential sticking occurs not only in highly-permeable formations. The formation must be permeable enough for the development of filter mud cake. Filter mud cake is the residue deposited on a permeable medium. Drilling fluid filtrate passes through this mud cake. That is why formation permeability must provide filtrate outflow away from the mud cake. Thus, more attention should be paid to mud cake permeability rather than formation permeability. Usually, permeability of unconsolidated formations is higher and mud cake that develops on a medium is more permeable in comparison with that in consolidated formations. The higher the permeability, the more probable differential sticking is. However, permeability assists differential sticking to a lesser extent than other factors.

Overbalance pressure is the main factor that assists differential sticking. This is due to the fact that in comparison with other factors, overbalance pressure affects the force, that makes drill string stick to a wellbore wall with a mud cake, to the maximum extent. This force is equal to the product of differential pressure and area of contact:

$$F_{\text{ст}} = P_{\text{диф}} \cdot S,$$

where $F_{\text{ст}}$ - sticking force, N; $P_{\text{диф}}$ - differential pressure, Pa; S - area of contact, m².

It is evident that higher differential pressure creates higher sticking force. It should be noted that differential pressure that makes drill string stick to a wellbore wall with a mud cake, is not equal to overbalance pressure. Overbalance pressure means that well pressure is greater than formation

давлением понимается разность давлений по обе стороны некоторой поверхности.

Дифференциальный прихват происходит в интервалах проницаемых пластов (песчаников, алевролитов, мела) при фильтрации бурового раствора. Графически механизм возникновения прихвата во время бурения представлен на рис. 1. Одно из основных условий возникновения прихвата – превышение забойного (гидростатического) давления над давлением в проницаемом коллекторе, которое существует всегда, поскольку это неизменное условие бурения скважины. Второе непереносимое условие возникновения дифференциального прихвата – нахождение инструмента в неподвижном состоянии (при наращивании и т.д.) в интервале проницаемого пласта. В зависимости от интенсивности фильтрации дифференциальный прихват может возникнуть в течение считанных минут при указанных условиях.

Дифференциальный прихват является аварийной ситуацией при строительстве скважин, поэтому существует множество инструкций по предупреждению и борьбе с прихватами, включающих следующие мероприятия:

- использование высококачественных буровых растворов с высокой смазывающей способностью, дающих тонкие плотные корки на стенках скважины;
- обеспечение максимально возможной скорости восходящего потока бурового раствора;
- обеспечение полной очистки бурового раствора от обломков выбуренной породы;
- регулярное прорабатывание в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстых корок;
- утяжеление бурового раствора при вращении бурильной колонны;
- отслеживание температуры раствора, так как ее резкое снижение свидетельствует о появлении размыва резьбовых соединений в колонне бурильных труб выше долота;
- использование профилактических добавок в утяжеленные буровые растворы: нефть (10–15%), графит (не более 0,8%), поверхностно-активные вещества;
- установка гидравлических и механических ящиков;
- установка различных жидкостных ванн на основе как водных растворов солей или кислот, так и углеводородов [1].

Принцип ликвидации дифференциального прихвата заключается в снижении градиента (перепада) давления на стенку скважины в направлении проницаемого пласта путем разупрочнения и разрыхления фильтрационной корки, находящейся в зоне дифференциального прихвата. Наиболее эффективный способ заключается в проникновении антиприхватной жидкости сквозь фильтрационную корку бурового раствора путем растрескивания, что позволяет сделать ее проницаемой для углеводорода за счет образования в ней каналов большого диаметра, и, как следствие, увеличения фильтрации жидкости в зоне прихвата. По образовавшимся каналам углеводородная жидкость поступает из скважины в поры пласта и снижает перепад давления в системе «скважина – пласт», что приводит к «освобождению» от дифференциального

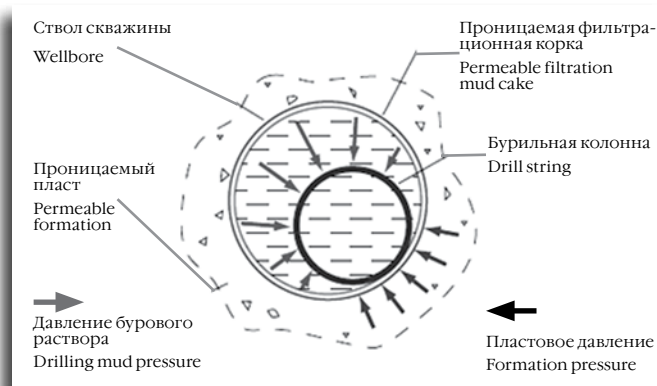


Рисунок 1 – Механизм возникновения дифференциального прихвата во время бурения

Figure 1 – Differential sticking mechanism during drilling

pressure. Differential pressure is a pressure difference between two sides of any surface.

Differential sticking occurs in permeable formations intervals (sandstones, siltstones, limestones) during drilling mud filtration. Sticking mechanism during drilling is presented on a fig. 1. One of the main sticking conditions – bottomhole (hydrostatic) pressure is greater than permeable formation pressure, which always exists. The second essential condition is a stationary state of BHA (during adding of drill pipe and so on) in formation interval. In these conditions, differential sticking can occur within several minutes depending on filtration rate.

Differential sticking is an emergency situation during drilling. That is why there are many instructions for prevention and mitigation of sticking. These instructions include the following actions:

- Using high-quality and high-lubricity drilling muds that develop a solid mud cake on a wellbore wall;
- Providing maximum possible velocity of the upward drilling mud flow.
- Providing full drilling mud cleanout from drilling cuttings;
- Regular reaming of thick mud cake intervals during drilling;
- Increasing mud weight during drill string rotation;
- Monitoring of mud temperature, since a sharp decrease in temperature indicates that drilling string thread joints above a bit are washed out
- Using preventive additives to heavy drilling muds: oil (10–15%), graphite (not more than 0,8%), surfactants.
- Installation of hydraulic and mechanical jars;
- Performing liquid treatments based on salts, acids and hydrocarbons [1].

Operation principle of freeing stuck pipe after differential sticking is the reduction of pressure

прихвата. Для ускорения растрескивания и фильтрации антиприхватной жидкости необходимы специальные поверхностно-активные добавки, позволяющие облегчить проникновение углеводородного носителя через фильтрационную корку.

Детальное изучение технологии бурения скважин, геологических осложнений и аварий на Ямбургском газоконденсатном месторождении (ЯГКМ) позволяет сделать вывод о том, что применяемый для промывки скважины буровой раствор не удовлетворяет в полной мере высоким требованиям, необходимым для проходки вязких глин, особенно в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. И, как результат, происходит образование на стенках скважины некачественной полимерглинистой корки, обладающей невысокими фильтрующими и ингибирующими свойствами, что и является основной причиной возникновения дифференциальных прихватов.

Сотрудниками кафедры «Нефтегазовая техника и технологии» ЮРГПУ (НПИ) предложен комплексный по свойствам, многокомпонентный, высокомолекулярный ингибирующий раствор, обладающий высокими смазывающими, фильтрационными, крепящими свойствами с качественными реологическими параметрами. Буровой раствор предназначен для бурения нефтегазовых наклонно-направленных и горизонтальных скважин, представленных мощными отложениями высоковязких глин, склонных к набуханию и разупрочнению, в том числе с изменением целостности ствола скважины.

Поставленная задача решается за счет того, что буровой раствор для бурения скважин, включающий полианионную целлюлозу, хлористый калий, барит, бишофит, феррохромлигносульфонат, метилсиликонат калия, ацетат калия, пеногаситель, воду, дополнительно содержит мраморную крошку, отходы растительного масла, ГКЖ-11, сульфанол, при следующем соотношении компонентов, мас. %: мраморная крошка – 5–10, полианионная целлюлоза – 2–10, сульфанол – 2–5, хлористый калий – 2–5, метилсиликонат калия – 1–4, ацетат калия – 1,5–4, бишофит – 2–5, феррохромлигносульфонат – 1–5, ГКЖ-11 – 2–5, барит – 0,5–5, пеногаситель – 0,5–1, жидкая фаза – остальное, причем жидкая фаза включает отходы растительного масла и воду в соотношении мас. %: 55/45–80/20.

Технический результат – улучшение крепящих, смазочных и противоприхватных свойств бурового раствора на ингибирующей основе при одновременном улучшении коэффициента восстановления первоначальной проницаемости продуктивного пласта путем повышения ингибирующей и гидрофобизирующей способности фильтрата раствора и, как результат, – отсутствие образования желобов и дифференциальных прихватов в стволе скважины, повышение устойчивости ствола наклонно-направленных и вертикальных скважин.

В настоящее время подана заявка на изобретение по составу бурового раствора. Улучшение ингибирующего качества раствора достигается за счет повышения его крепящего действия. В механизме синергетического эффекта лабораторно подтверждена составляющая

разницы на стенке скважины в направлении образования. Это достигается за счет разрыхления корки в прихвальной зоне. Наиболее эффективным методом является обеспечение фильтрации антиприхватной жидкости через трещины в корке. Фрактурование делает корку проницаемой для углеводородов за счет образования большого диаметра каналов и увеличения скорости фильтрации в прихвальной зоне. Жидкость фильтруется через образовавшиеся каналы от скважины к порам пласта и уменьшается разность давлений в «скважина-пласт» системе. Это приводит к освобождению застрявшей трубы. Для ускорения процесса требуются специальные поверхностно-активные вещества, которые помогают фильтрованию углеводородов через корку.

Глубокое изучение технологии бурения скважин, геологических осложнений и аварий на Ямбургском газоконденсатном месторождении (ЯГКМ) позволяет сделать вывод о том, что применяемый для промывки скважины буровой раствор не удовлетворяет в полной мере высоким требованиям, необходимым для проходки вязких глин, особенно в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. И, как результат, происходит образование на стенках скважины некачественной полимерглинистой корки, обладающей невысокими фильтрующими и ингибирующими свойствами, что и является основной причиной возникновения дифференциальных прихватов.

Комплексный по свойствам, многокомпонентный, высокомолекулярный ингибирующий раствор, обладающий высокими смазывающими, фильтрационными, крепящими свойствами с качественными реологическими параметрами. Буровой раствор предназначен для бурения нефтегазовых наклонно-направленных и горизонтальных скважин, представленных мощными отложениями высоковязких глин, склонных к набуханию и разупрочнению, в том числе с изменением целостности ствола скважины.

Поставленная задача решается за счет того, что буровой раствор для бурения скважин, включающий полианионную целлюлозу, хлористый калий, барит, бишофит, феррохромлигносульфонат, метилсиликонат калия, ацетат калия, пеногаситель, воду, дополнительно содержит мраморную крошку, отходы растительного масла, ГКЖ-11, сульфанол, при следующем соотношении компонентов, мас. %: мраморная крошка – 5–10, полианионная целлюлоза – 2–10, сульфанол – 2–5, хлористый калий – 2–5, метилсиликонат калия – 1–4, ацетат калия – 1,5–4, бишофит – 2–5, феррохромлигносульфонат – 1–5, ГКЖ-11 – 2–5, барит – 0,5–5, пеногаситель – 0,5–1, жидкая фаза – остальное, причем жидкая фаза включает отходы растительного масла и воду в соотношении мас. %: 55/45–80/20.

Технический результат – улучшение крепящих, смазочных и противоприхватных свойств бурового раствора на ингибирующей основе при одновременном улучшении коэффициента восстановления первоначальной проницаемости продуктивного пласта путем повышения ингибирующей и гидрофобизирующей способности фильтрата раствора и, как результат, – отсутствие образования желобов и дифференциальных прихватов в стволе скважины, повышение устойчивости ствола наклонно-направленных и вертикальных скважин.

доля действия каждого реагента. Достигается это за счет введения в раствор реагентов – ингибиторов набухания глин: хлористый калий (KCl), бишофит ($\text{MgCl} \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), ацетат калия (CH_3COOK), кремнийорганическая жидкость (ГКЖ-11), феррохромлигносульфонат (ФХЛС), метилсиликонат калия ($\text{CH}_3\text{SiO}_2\text{K}$). Сочетание именно этих шести основных реагентов-ингибиторов представляет найденную наиболее синергетически выгодную их комбинацию для бурения скважин в осложненных условиях.

Выявлены зависимости пластической вязкости, динамического напряжения сдвига и фильтрации раствора от концентрации в нем применяемых ингибирующих реагентов: KCl, бишофит, ацетат калия, ГКЖ-11, метилсиликонат калия, ФХЛС. В качестве растительных масел могут использоваться отходы, получаемые при изготовлении соевого, подсолнечного, хлопкового, кукурузного, рапсового и других масел. Сульфанол выполняет функцию эмульгатора, который представляет собой синтетическое ПАВ анионактивного типа в виде порошка, хорошо растворимое в воде, образующее прочную эмульсию. Мраморная крошка является структурообразователем. Полианионная целлюлоза (ПАЦ 85/700) служит регулятором фильтрации. В качестве пеногасителя чаще всего используется «Пента-465». Барит как утяжелитель применяется в количестве от 0,5% до 10%.

Реологические показатели раствора способствуют улучшению состояния ствола скважины и эффективному выполнению гидравлической программы промывки скважины [2, 3, 4].

Предложен комплексный по свойствам, многокомпонентный, высокомолекулярный ингибирующий раствор, обладающий очень высокими смазывающими, фильтрационными, крепящими свойствами с качественными реологическими параметрами. Результаты лабораторных исследований представлены в табл. 1.

Предлагаемый буровой раствор готовится непосредственно в полевых условиях, на имеющемся оборудовании. Все необходимые химреагенты предварительно завозятся на буровую. Сначала приготавливается раствор из мраморной крошки и воды, который обрабатывается полианионной целлюлозой. Все остальные химреагенты вводятся в растворомешалку с постоянным перемешиванием. Порядок загрузки химреагентов следующий: продукт переработки растительного масла, KCl, ФХЛС, CH_3COOK , $\text{CH}_3\text{SiO}_2\text{K}$, $\text{MgCl} \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, сульфанол, ГКЖ-11, пеногаситель, барит. Определение реологических характеристик бурового раствора осуществляется по стандартным методикам. Буровой раствор необходимо обрабатывать рекомендуемыми химреагентами после 4-ступенчатой очистки. Для приготовления раствора применяется диспергатор высокого давления.

Механизм ингибирования заключается в следующем: при введении в буровой раствор ингибирующих добавок происходит физико-химическое воздействие глины и катиона, который замещает свободные, отрицательно заряженные участки в кристаллической

differential sticking problems, as well as wellbore stability is enhanced in directional and vertical wells.

At present time the application for a patent for the invention of drilling mud composition is filed. Inhibiting properties improvement is achieved by enhancement of consolidating ability. Laboratory tests proved synergistic effect of each component. It is achieved by adding the following agents - clay swelling inhibitors: potassium chloride (KCl), bischofite ($\text{MgCl} \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), potassium acetate (CH_3COOK), organosilicon fluids (NGL-11), ferrochromelignosulfonate (FCrLS), potassium methylsiliconate ($\text{CH}_3\text{SiO}_2\text{K}$). Combination of these six main inhibiting agents is the most efficient for drilling wells in harsh conditions.

The team identified how plastic viscosity, yield point and mud filtration depends on concentration of inhibiting agents: KCl, bischofite, potassium acetate, NGL-11, potassium methylsiliconate, FCrLS. Wastes obtained during manufacturing of soya-bean, sun flower, cottonseed, corn, rubsen and other oils can be used as vegetable oils. Sulfanol acts as an emulsifier which is a synthetic anionic surfactant in the form of powder which is very soluble in water and creates stable emulsion. Marble aggregates act as a gelling agent. Polyanionic cellulose (PAC 85/700) serves as a filtration controller. Penta-465 is a widespread antifoaming agent. Barium sulphate as a mud weighting agent is used in the ratio of 0.5–10%.

Rheological properties of the mud assist in enhancing wellbore stability and effective well cleanout operation [2, 3, 4].

Authors proposed a complex multi-agent high-molecular inhibiting drilling mud with high lubricating, filtrating, consolidating and rheological properties. Laboratory tests results are presented in Table 1.

The proposed drilling mud is prepared in the field using available equipment. All required chemical agents are delivered to the drilling rig in advance. In the first place marble aggregates and water are used for preparation of a mud which is then treated with polyanionic cellulose. All other agents are added into mortar-mixing machine with constant mixing. The adding order of chemical agents is as follows: vegetable oil waste, KCl, FCrLS, CH_3COOK , $\text{CH}_3\text{SiO}_2\text{K}$, $\text{MgCl} \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, sulfanol, NGL-11, antifoaming agent, barium sulfate. Rheological properties of drilling mud are determined by standard methods. It is recommended to treat drilling mud with chemical agents after 4-stage purification. High-pressure dispersing agent is used for mud preparation.

Inhibiting mechanism is as follows: adding inhibiting agents in drilling mud leads to a chemical reaction of clay and cation that replaces free anionic parts of crystal lattice of clay particles.

решетке глинистых частиц. При катионном обмене активизируются ранее пассивные участки глин. Адсорбция на глинистых частицах катион ингибирующего реагента повышает их устойчивость к увлажнению, снижает набухание и разупрочнение глин.

Одним из основных условий сохранения устойчивости стенок скважины является обеспечение минимально возможного показателя фильтрации до $0 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$. Это условие выполняется с помощью полианионной целлюлозы (ПАЦ 85/700).

Установлено, что основную роль в интенсификации процесса разупрочнения глин играет не исходная влажность, а насыщение фильтратом бурового раствора под действием репрессии на пласт. Поглощение фильтрата бурового раствора происходит не столько под действием перепада давления в системе «скважина – пласт», сколько в результате физико-химического воздействия, развивающегося в самой глинистой породе. Наиболее оптимальными с точки зрения устойчивости стенок скважины являются случаи, когда в системе «скважина – пласт» устанавливается осмотическое равновесие либо осмос направлен из пласта в скважину. Несмотря на то что в случае действия осмоса из пласта в скважину происходит изменение показателей бурового раствора, гораздо легче управлять ими и поддерживать их в заданных пределах, чем бороться с осложнениями уже после дестабилизации ствола скважины. Следовательно, устойчивость глин будет зависеть от правильно выбранных химреагентов и в первую очередь от ингибирующего раствора. Это и есть первоочередная задача, требующая решения.

Применение предлагаемого раствора позволяет бурить интервалы пород, представленные неустойчивыми, высокопластичными, разупрочняющимися глинами, и сооружать вертикальные скважины, а также наклонно-направленные и горизонтальные.

Предлагаемые для ингибирования указанные реагенты позволяют осуществлять управляемую коагуляцию, поддерживать показатель pH-среды в требуемых пределах, регулировать структурно-реологические, фильтрационные показатели и оптимальный уровень лиофильности. Технический результат – улучшение крепящих, смазочных и противоприхватных свойств бурового раствора на углеводородной основе при одновременном улучшении коэффициента восстановления первоначальной проницаемости продуктивного пласта путем повышения ингибирующей и гидрофобизирующей способности фильтрата раствора и, как следствие, – отсутствие образования желобов в стволе скважины.

Выполненные лабораторные исследования помогли установить, что применение шести именно таких ингибиторов набухания глин одновременно в одном растворе позволило добиться синергетического эффекта, т.е. усиления ингибирующей составляющей промывочной жидкости, при этом каждый реагент дополняет друг друга, усиливает крепящие свойства бурового раствора. Кроме того, за счет подбора химреагентов в таком составе происходит вытеснение натриевых катионов из глинистых отложений, натриевая

During cationic exchange inactive clay parts become active. Adsorption of inhibiting agent on clay particles enhances clay water-repellent ability and prevents clay from swelling and break-up.

One of the main conditions of wellbore stability control is providing minimum possible filtration factor, up to $0 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$. This is accomplished by means of polyanionic cellulose (PAC 85/700).

It is found that the main factor in clay break-up is not an initial clay moisture, it is a mud filtrate saturation under the effect of overbalance pressure. Mud filtrate loss occurs not due to the difference in pressure in “well-formation” system. This is due to physical-chemical reaction inside the clay rock. The ideal case for maintaining wellbore stability is when osmotic equilibrium is established in “well-formation” system or osmosis is directed from the formation to the well. In this case drilling mud properties are affected by osmosis direction, but it is easier to manage these properties and maintain them within the assigned limits rather than mitigating complications after wellbore collapse. Consequently, clay stability will depend on the correctly selected chemical agents and in the first place it will depend on the inhibiting agent. This is the high-priority task that needs to be solved.

Application of the proposed drilling mud makes possible drilling rock intervals composed of unstable, highly-plastic clays and drilling vertical, directional and horizontal wells.

The above mentioned inhibiting agents enable performing and controlling coagulation process, maintaining pH-value within the required limits, managing rheological, filtration properties and the optimum liophilic behavior. The technical result is – the improvement of lubricating, consolidating and anti-sticking properties of the hydrocarbon-based drilling mud with simultaneous improvement of coefficient of initial permeability recovery by enhancing inhibiting and water-repellent abilities of mud filtrate. As a result, there is no key seating in the wellbore.

Laboratory researches established that the application of six clay swelling inhibitors simultaneously in one drilling mud leads to a synergistic effect – inhibiting ability of the drilling mud is enhanced. Each component complements one another and enhances consolidating ability of the drilling mud. In addition, combination of chemical agents in this composition displaces sodium cations from clay formations and sodium-ionized clay becomes calcium clay. This prevents clay from hydration and swelling, reduces clay warping and flowage and prevents rock cavings.

The advantage of the developed mud is that during reaction between the mud and the clay under study, concentration of K^+ ions increases from 800 to 1299 mg/l. This shows that the osmotic process is directed from the formation to

Таблица 1 – Буровой раствор
Table 1 – Drilling mud

Состав химических реагентов Chemical agents composition		Раствор Mud № 1	Раствор Mud № 2	Раствор Mud № 3	Раствор Mud № 4	Раствор Mud № 5	Раствор Mud № 6	Раствор Mud № 7	Раствор Mud № 8
Мраморная крошка Marble aggregates		5,0	6,0	6,0	7,0	8,0	9,0	9,0	10
ПАЦ 85/700 PAC 85/700		5,0	6,0	6,5	7,0	7,0	8,0	9,0	10
KCl		2,0	2,0	2,0	3,0	3,5	4,0	4,5	5
ФХЛС FCrLS		1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	4,5	5
CH ₃ SiO ₂ K		1,0	2,0	2,0	2,5	3,0	3,5	3,5	4
CH ₃ COOK		1,5	1,5	1,5	2,0	2,5	3,0	3,0	4
MgCl · 6H ₂ O		2,0	2,0	2,5	2,0	3,5	4,0	4,0	5
Сульфанол Sulfanol		2,0	2,0	2,5	3,0	3,0	4,5	4,5	5
ГКЖ-11 NGL-11		2,0	2,5	3,0	3,5	3,5	4,0	4,0	5
Пеногаситель Antifoaming agent		0,5	0,5	0,5	1	1	1	1	1
Барит Barium sulphate		0,5	1	1	2	2	3	4	5
Жидкая фаза – остальное, масло/вода Liquid phase – the rest, oil/water		55/45	60/40	65/35	65/35	70/30	75/25	75/25	80/20
Параметры раствора Mud parameters	плотность, г/см ³ (ареометр) Density, g/cm ³ (areometer)	1,16	1,18	1,19	1,20	1,20	1,21	1,21	1,22
	вязкость, с (СПВ-5) Viscosity, s (March funnel)	30	32	33	34	35	36	37	40
	водоотдача, см ³ /30 мин (ВМ-6) Water loss, cm ³ /30 min	3,5	2,5	1,5	1,5	1,5	1,0	0,5	0
	Коэффициент трения (КТК-2) Friction coefficient	0,15	0,14	0,17	0,12	0,12	0,08	0,09	0,06

глина переходит в кальциевую, а это способствует снижению гидратации и набухания, уменьшает выпучивание и текучесть, обвалы и осыпи пород.

Преимущество раствора разработанной рецептуры заключается в том, что в результате взаимодействия его с исследуемыми глинами концентрация ионов K⁺ возрастает от 800 до 1200 мг/л ионов. Это свидетельствует о том, что осмотический процесс направлен из пласта в скважину при сравнительно невысоком значении изотонического коэффициента: K_{изр} = 1,31. Наличие в растворе ионов калия и магния способствует значительному росту изотонического коэффициента до 4,7. Таким образом, происходит увеличение количества осмотически активных частиц в растворе вследствие диссоциации электролита. Применение этого раствора позволит успешно сооружать скважины глубиной до 3000 м на участках, представленных неустойчивыми, высокопластичными глинистыми отложениями. Оптимальным является буровой раствор № 8, имеющий параметры: плотность – 1,22 г/см³,

the well while isotonic coefficient is not high: K_{lav} = 1.31. The presence of potassium and magnesium ions in the mud makes isotonic coefficient increase significantly up to 4.7. Thus, the number of osmotically active particles increases due to the electrolyte dissociation. The application of this mud will make possible to drill wells with depth up to 3000 m at the rock intervals composed of unstable highly-plastic clay formations. The optimum drilling mud № 8 will have the following properties: density – 1.22 g/cm³, viscosity – 40 sP, water loss – 0 cm³ per 30 min, friction coefficient – 0.06 (table 1). The proposed mud exhibits high inhibiting properties and zero filtration, as well as improved rheological, anti-sticking and ecological behavior for drilling in harsh conditions. Experiments in laboratory (table 1) proved the synergistic effect of a complex treatment of the drilling mud with several inhibiting agents.

вязкость – 40 с, водоотдача 0 см³ за 30 мин, коэффициент трения – 0,06 (табл. 1). Предлагаемый раствор обладает очень высокими ингибирующими свойствами, нулевой фильтрацией, имеет улучшенные структурно-реологические, антиприхватные и природоохранные свойства для осложненных условий бурения. Экспериментально подтверждено в лабораторных условиях (табл. 1) явление синергетического эффекта при комплексной обработке бурового раствора несколькими реагентами-ингибиторами.

В предлагаемом растворе при оптимальном соотношении компонентов происходит синергетическое усиление эффективности ингибирующего, фильтрационного, смазочного, противоприхватного и противоизносного действия отдельных компонентов, при этом раствор сохраняет свои свойства при температуре до 80 °С.

Предложенный буровой раствор на углеводородной основе с высокими ингибирующими, фильтрационными и смазывающими свойствами имеет параметры: фильтрация раствора – 0 см³/ за 30 минут, липкость корки равна 0, коэффициент трения меньше 0,1, толщина корки меньше 0,5 мм, отношение масло/вода в % составляет от 55/45 до 80/20, плотность раствора от 1,1 до 1,2 г/см³, условная вязкость по СПВ-5 – 35–40 секунд, пластическая вязкость – 20–40 мПа · С, СНС 1/10 минут – 15–20/20–30 дПа, содержание песка меньше 0,5%, содержание Са⁺⁺ больше 16 000 мг/л, содержание Cl – больше 30 000 мг/л.

Выполненные исследования позволили сделать следующие **выводы**:

- применение этого раствора позволяет успешно сооружать разведочные скважины на нефть и газ глубиной более 3000 метров с горизонтальным окончанием на участках, представленных неустойчивыми высокопластичными глинами и самодиспергирующимися сланцами;
- экспериментально подтвержден синергетический эффект действия компонентов раствора – комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности;
- предлагаемый состав нового раствора обладает высочайшей ингибирующей способностью, способствует замедлению процесса гидратации и набухания глинистых отложений;
- предложенное сочетание реагентов позволяет раствору успешно предупреждать, приостанавливать и подавлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины, уменьшает кавернозность;
- предлагаемый раствор обладает улучшенными смазывающими и антиприхватными свойствами при существенных энергосберегающих показателях и достаточном уровне экологической безопасности всех добавок, при этом уменьшается риск дифференциальных прихватов, улучшается реологический профиль скоростей промывочной жидкости в кольцевом пространстве и повышается стабильность эмульсии. Все это способствует эффективному выполнению гидравлической программы промывки скважины. ☉

Mixing of components in the optimum proportion enhances the efficiency of inhibiting, filtrating, lubricating, anti-sticking and antiwear properties of separate components in the proposed mud. These properties do not change at temperature up to 80 °C.

The parameters of the proposed hydrocarbon-based drilling mud with high inhibiting, filtrating and lubricating properties are as follows: mud filtration – 0 cm³ per 30 min, mud cake adhesion factor – 0, friction coefficient is lower than 0.1, mud cake thickness is lower than 0.5 mm, oil/water ratio – from 55/45 to 80/20 %, mud density – from 1.1 to 1.2 g/cm³, Marsh funnel viscosity – 35–40 s, plastic viscosity 20–40 mPa·s, static shear stress 1/10 min – 15–20/20–30 dPa, sand content is lower than 0.5%, Ca⁺⁺ content is higher than 16 000 mg/l, Cl – content is higher than 30 000 mg/l.

During research it was concluded that:

- the application of this mud will make possible to drill wildcat oil and gas wells with horizontal sections at depth up to 3000 m in the rock intervals composed of unstable highly-plastic clay formations and self-dispersing shales;
- experiments proved the synergistic effect of drilling mud components – combination of several agents works better than each component separately;
- new mud composition exhibits the highest inhibiting ability thus preventing clays from hydration and swelling;
- the proposed combination of agents prevents and diminishes deformation processes in the immediate vicinity of the wellbore and reduces cavern porosity;
- the proposed drilling mud exhibits higher lubricating and anti-sticking properties with high energy-efficiency factor and environmental compatibility of all additives. The mud reduces the risk of differential sticking, improves rheological mud velocity profile in annulus and enhances emulsion stability. All this assists the effective execution of well cleanout program. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Булатов А.И., Проселков Е.Ю., Проселков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин: Справочное пособие. – Краснодар: Советская Кубань, 2008. – 424 с.
2. Третьяк А.Я., Савенко О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова. – Новочеркасск, ЛИК, 2014. – 374 с.
3. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М., Бурда М.Л., Онофриенко С.А. Биополимерный высокоингибирующий буровой раствор для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин//Время колтюбинга. – 2011. – № 2–3 (36). – С. 13–20.
4. Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. ИКФ-Сервис. – Волгоград, 2000. – 139 с.

Гидравлический разрыв пласта с охватом двух-трех пластов одновременно в течение реализации первого алгоритма процесса

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д. т. н., профессор, академик Международной академии наук высшей школы

Прорывные технологии последних лет связаны с бурением вертикальных скважин и разработкой многопластовых нефтегазовых месторождений. Такие месторождения успешно вовлекаются в разработку, как правило, путем использования ГРП с его аналогами (КГРП, ГРП плюс ГПП). В предлагаемом материале впервые показана возможность производства ГРП в отдельности для каждой залежи нефти и газа в системе многопластовой геологической формации. Современный флот ГРП, состоящий из множества различных мобильных агрегатов и машин в количестве 15–20 единиц и более, позволяет это осуществить. Главное, творчески обогатить сам процесс внедрения новой технологии в производственных условиях. Автор заранее просит простить некоторую лапидарность в изложении сущности предлагаемой технологии.

Алгоритм производства предлагаемой технологии опирается на известное и апробированное производство ГРП с его аналогами: КГРП (с закреплением и без закрепления трещины, как это условно показано на криптограмме на рис. 1).

Хочется надеяться, что данный материал позволит специалистам, с одной стороны, оперативно проводить ГРП для каждой геологической формации в отдельности, а, с другой стороны, использовать свои наработки и опыт для производства ГРП на многопластовых месторождениях.

Реализация всех алгоритмов производственного процесса позволит одновременно создать в трех различных пластах вертикальные и горизонтальные трещины для притока флюидов, повысив технико-экономические показатели для сервисной компании-производителя ГРП.

1-й пласт: газонефтяной глубиной 3000 м

Вид ГРП: кислотный (КГРП) без закрепления трещины [1, 2] с применением кислот:

- соляной;
- фтористоводородный (плавиковой) заводской концентрации по 1–2 м³ ПАВ;
- пакеры надувные;
- вызов притока: пенными системами и колтюбингом;
- освоение и пробная эксплуатация по стандарту.

2-й пласт: нефтяной – 3500 м, с текучей нефтью и газом

Вид ГРП: по стандарту [1]:

- пакеры надувные;
- с закреплением трещины пропантом;
- промывка колтюбингом до чистой воды без наличия пропанта на забое скважины;
- вызов и освоение скважины пенными системами;
- освоение и пробная эксплуатация по стандарту.

3-й пласт: нефтяной с нетекучей нефтью – 3500–4000 м, тяжелой, смолисто-парафиновой

Вид ГРП: совмещенный с ГПП (по стандарту и отдельному проекту):

- пакеры надувные;
- вырезка эксплуатационной колонны после анализа каротажных диаграмм;
- перед вырезкой проведение кислотной обработки с проведением работ по стимулированию притоков и повторной кислотной обработки с дренажными работами и промывкой с помощью колтюбинга.

Рисунок 1 – Криптограмма многопластовой скважины с алгоритмом проведения процесса ГРП и его аналогами одновременно в 3-х пластах

ЛИТЕРАТУРА

- 1) Справочная книга по добыче нефти (под ред. проф. Ш.К. Гиматудинова). – М.: Недра, 1974.
- 2) Балакиров Ю.А., Буркинский И.Б. Инновационные технологии в нефтегазодобыче. – Киев: ГарантСервис, 2000.



ООО «ЕВС» - нефтесервисная компания, специализирующаяся на оказании услуг с применением ГНКТ, проведении МГРП и заканчивании скважин.



- Типоразмеры ГНКТ от 1 до 2 3/8 дюйма
- Услуги мини ГНКТ размера 1/4 до 1 1/2 дюйма
- Промывка скважин и освоение азотом
- Фрезерование, ловильные работы
- Услуги по глушению скважины
- ГПП и кумулятивная перфорация
- Операции по технологии "Plug and Perf"
- Установка набухающих пакеров и мостовых пробок
- Установка цементных мостов
- Резка НКТ/ОК
- ОПЗ
- Комплексные инженерные услуги
- Интегрированные услуги
- Бурение на ГНКТ (ЗБС)
- ГИС на ГНКТ "IntelleCT"
- Радиальное бурение
- МГРП на ГНКТ по технологии "Mongoose"



Адрес для корреспонденции: РФ, 119435, Москва,
ул. Малая Пироговская, дом 14, строение 1, этаж 5
Тел: (495)225-8101, Факс: (495)730-5326

Сургутский филиал:
РФ, 628407, Ханты - Мансийский Автономный округ
– Югра, г. Сургут, ул. Индустриальная, д.48/2, стр. 1.
www.ewshld.com ews-rf@ewshld.com



Аннотации докладов, представленных на Конференции и выставке SPE/ICoTA 2016 по коiled tubing и внутрискважинным работам

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2016 Abstracts

Конференция и выставка по коiled tubing и внутрискважинным работам проходила в конференц-центре им. Джорджа Р. Брауна, г. Хьюстон, штат Техас, США с 22 по 23 марта 2016 года. Это ежегодное событие было организовано Обществом инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциацией специалистов по коiled tubing технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

В мероприятии 2016 года было представлено большое число докладов, которые осветили достижения, инновационные решения, практики и решения для улучшения производительности во всех секторах индустрии, включая:

- коiled tubing технологии;
- кабельные работы и операции с использованием скважинных тракторов;
- ремонт скважины/спуск инструмента под давлением;
- насосную эксплуатацию.

Общие темы, которые были освещены, включали в себя технологии и примеры их использования в наземных и шельфовых проектах, а также практики по поддержанию промышленной и экологической безопасности. В свете текущих трудностей в индустрии был сделан особый акцент на повышение производственной эффективности, снижение непродуктивного времени, а также на рентабельное глушение скважин.

Журнал «Время коiled tubing» предлагает вашему вниманию аннотации наиболее интересных докладов, представленных во время Конференции и выставки SPE/ICoTA 2016 по коiled tubing и внутрискважинным работам.

Улучшенные коiled tubing процедуры по очистке скважины и фрезеровке с применением только невязких жидкостей для очистки

Валериано КАНО, Уолтер Гарсия КАРДОНА, Маркио де АРАЖО («Шлюмбергер»); Кристофер МЕРФИ (BHP Billiton)

Использование коiled tubing услуг на рынке сланцевых газа/нефти очень важно в процессе подготовки скважин к организации добычи углеводородов из них. Это особенно актуально для

The Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition took place at the George R. Brown Convention Center in Houston, Texas, USA on March 22–23, 2016. The annual event was organized by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA).

The 2016 event covered innovative solutions, case histories, and performance improvements across all sectors of well intervention, including:

- Coiled tubing
- Wireline and tractor
- Hydraulic workover/snubbing
- Pumping services

General themes that were covered included technology and applications, offshore as well as onshore operations and HSE. In the light of current industry challenges a special focus was made on increasing operations efficiency, reducing non-productive time, and cost effective well abandonment.

Coiled Tubing Times presents the abstracts of the most interesting reports made during the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2016.

Improved CT Well Cleanout and Milling Procedures Utilizing Only Non-Viscous Cleanout Fluids

Valeriano CANO, Walther Garcia CARDONA, and Marcio de ARAUJO, (Schlumberger); Christopher MURPHY (BHP Billiton)

The use of coiled tubing service in the shale market has been of great importance in the process of preparing O&G wells for production, mainly in the post-fracturing isolation plug milling and solids cleanout.

разбуривания пробок после ГРП и очистки скважины от твердых частиц. Трудности, с которыми сталкивается колтюбинговая индустрия, довольно значительны и связаны как с самим процессом изготовления гибких труб (ГТ), так и с логистикой и условиями работ. Колтюбинговая индустрия неустанно работала для того, чтобы оставаться конкурентоспособной в плане эффективности и рентабельности в свете появления новых методик заканчивания.

Очистки скважин являются, наверное, самыми распространенными в мире операциями, выполняемыми с использованием ГТ. Они также являются одними из самых сложных видов работ из-за большого количества операционных переменных, которые приходится учитывать. По такому же сценарию идет и сланцевый рынок, где работы по фрезерованию пробок и очистке скважин далеки от совершенства. После завершения работ по очистке в скважинах по-прежнему остается значительное количество твердых частиц (в основном самых тяжелых).

Некоторые из традиционных и устоявшихся методик, используемых в настоящее время для очистки скважин, берут свое начало от буровых работ и КРС в вертикальных скважинах. Некоторые из новых важных методик, представленных в данной работе и нацеленных на использование прежде всего в нетрадиционных горизонтальных скважинах, помогли улучшить общую эффективность операций по фрезерованию пробок и очистке скважин.

Определение эксплуатационных пределов безрайзерной колтюбинговой системы для проведения внутрискважинных работ

*П. КЭЛЕХЕР, К. НЬЮМАН (Athena Engineering Services);
Н. КРОУФОРД (Blue Ocean Technologies)*

Концепция безрайзерных колтюбинговых внутрискважинных работ, проводимых в шельфовых скважинах, обещает значительное снижение стоимости работ, а также сокращение непродуктивного времени, наличие которого свойственно многим операциям на шельфе. Однако спуск гибкой трубы с судна прямо в устье скважины через открытый океан без применения «райзера» (водоотделительной колонны) может сопровождаться некоторыми существенными рисками. Эти технические риски должны быть определены, а последствия их возникновения должны быть минимизированы путем проработки дизайна системы и планирования работ. Некоторые из данных рисков представлены ниже:

- Высокие отношения напряжения при пределе текучести к пределу прочности (при сильном волнении на море).
- Критическое вспучивание колонны труб в водной толще.
- Синхронизация скорости разматывания гибкой трубы со скоростью ее входа в устье скважины.
- Возникновение стопора трубы в подводном устье при высоких перепадах давления.

The challenges that the coiled tubing (CT) industry has been facing are substantial and range from CT pipe manufacturing and related technical matter to logistic and operational conditions. The CT industry has worked relentlessly to remain competitive both in efficiency and economic terms in comparison with new competitive completion techniques.

Well cleanouts are by far the most common operation performed with coiled tubing on a worldwide basis and also one of the most complex operations due to the large amount of operational variables involved. The shale market experiences the very same scenario, and cleanout-milling activity is far from flawless. Substantial amounts of solids, mainly the heavier ones, remain in the wellbore after the cleanout operation is completed.

Some of the traditional and deeply rooted techniques utilized in well cleaning nowadays have their origins in drilling and work-over operations in vertical wells. Some new important techniques presented in this paper, primarily addressing operations in horizontal shale wells, helped to improve overall efficiency during cleaning-milling operations.

Defining Operational Limits of a Riser-less CT Intervention System

P. KELLEHER, and K. NEWMAN (Athena Engineering Services); N. CRAWFORD (Blue Ocean Technologies)

The concept of riser-less coiled tubing (CT) interventions in offshore wells promises significant reductions in both cost and non-productive time associated with many offshore well interventions. However, conveying CT from a vessel through the open ocean into a high pressure subsea wellhead without a marine riser package poses several significant technical issues that must be identified and mitigated in system design and pre-job planning. Some of these issues include:

- High stress to yield ratios in heavy seas.
- Catastrophic buckling in the water column.
- Synchronization of tubing payout and wellhead entry rates.
- Subsea wellhead snubbing at high differential pressures.

This paper will present the overall system design of a riser-less offshore coiled tubing intervention system (slated for full scale testing in late 2016), engineering principles utilized for analysis, and will present an

В докладе представлен общий дизайн безрайзерной колтубинговой системы для проведения внутрискважинных работ (полномасштабное тестирование намечено на конец 2016 года), описываются инженерные принципы, использованные для анализа. Кроме того, представлен пример эксплуатационного режима такой системы, основанный на учете сил, воздействующих на гибкую трубу, и пределов нагрузок. Также обсуждается набор тестов, проведенных для валидации модели этих сил.

Высокопрочная гибкая труба может успешно использоваться в сульфидсодержащей среде при должном контроле

Т. ГРЭХЭМ-РАЙТ, К. ЭЛЛИОТТ (National Oilwell Varco); Р. ШПОРИНГ, Р. ХЭМПСОН (Halliburton)

Высокопрочная гибкая труба (ГТ) подвергалась испытаниям на сульфидное растрескивание под напряжением с целью определения допустимых рабочих областей в сульфидсодержащих средах (с применением ингибиторов и без). В этом случае использовалась ГТ с минимальным пределом прочности стали 896 МПа. В работе представлен обзор результатов испытаний с выводами и рекомендациями для четырех сульфидсодержащих зон высокопрочной ГТ (как с применением ингибитора, так и без него).

Отрезки ГТ были протестированы в соответствии со стандартом NACE TM0177 Method B (четырёхточечная изогнутая балка) для определения, происходило ли растрескивание в различных сульфидсодержащих средах. Среди последних были среды с локальным pH от 2,8 до 5,5 и парциальным давлением H_2S от 0,5 КПа до 1 МПа. Испытания проводились как с применением химических ингибиторов, так и без них. Протестированные отрезки вырезались из новой ГТ, а также брались из ГТ, которая подвергалась циклической изгибающей нагрузке, генерируемой лабораторным испытательным стендом. Испытывались угловые швы, сваренные плазменной установкой, роликовые швы, созданные высокочастотной индукционной сваркой, а также отрезки из основного металла.

Новаторская абразивная перфорация с кислоторастворимым материалом и последующей Hydrajet-стимуляцией показала выдающиеся результаты в карбонатной газовой скважине

Александр ЧАКОН, Хосе Камило ФАДУЛЬ, Хосе НОГУЕРА (Halliburton)

Абразивная перфорация с применением гибкой трубы (ГТ) – вот уже несколько десятилетий доступная технология для индустрии. Она доказала, что является хорошей альтернативой традиционной перфорации на кабеле. Приложения такой технологии еще более ценны в случае, когда за обработкой следует высокоэффективная стимуляция (например, ГРП), так

example riser-less CT operational envelope based on CT forces and stress limits. Also discussed is a set of tests performed to validate the forces model.

High-Strength Coiled Tubing can be Used Successfully in Sour Environments if Properly Managed

T. GRAHAM-WRIGHT and K. ELLIOTT (National Oilwell Varco); R. SPOERING and R. HAMPSON (Halliburton)

High-strength coiled tubing (CT) was subjected to sulfide stress cracking (SSC) testing for the purpose of defining acceptable operating zones in sour environments, both with and without inhibition. In this case, 130 ksi specified minimum yield strength tubing was used. This paper presents a summary of the results with conclusions, lesson learned, and recommendations for sour zones of high-strength CT with and without inhibition.

Coupons of CT were tested in accordance with NACE TM0177 Method B (four-point bent beams) to determine if cracking occurred in different sour environments. Sour environments were tested ranging from in-situ pH of 2.8 to 5.5 and H_2S partial pressure of 0.005 to 10 bar. Testing was performed both including and excluding chemical inhibition. Coupons tested were removed from as-milled tubing and tubing that had been subjected to low-cycle plastic fatigue under pressure on a laboratory CT fatigue testing machine. Plasma arc bias welds, high frequency induction seam welds, and parent material coupons were tested.

Novel Abrasive Perforating with Acid Soluble Material and Subsequent Hydrajet Assisted Stimulation Provides Outstanding Results in Carbonate Gas Well

Alejandro CHACON, Jose Camilo Jimenez FADUL, and Jose NOGUERA (Halliburton)

Abrasive perforating with coiled tubing (CT) has been an industry available technique for several decades now and has proven to be a valuable alternative to conventional perforating with electric line (e-line). The application is even more valuable whenever a high rate or fracture stimulation treatment is to follow because of the significant reduction in tortuosity and pumping friction losses across perforations. One of the primary drawbacks of this

как она существенно снижает извилистость каналов перфорации и потери давления на трение при закачке. Одним из основных недостатков данной методики проведения перфорации является тот факт, что такая перфорация занимает больше времени по сравнению с традиционными технологиями, а также требует больших объемов жидкости и дополнительных спусков ГТ в скважину. Эти недостатки препятствуют широкому распространению методики.

В докладе дано описание новаторского подхода к абразивной перфорации, который впервые в индустрии использует кислоторастворимый абразивный материал, а также азотирующую стимуляцию при помощи инструмента Hydrajet. Главное преимущество абразивного материала в том, что он не требует дополнительных СПО для очистки и смены инструмента, значительно снижая тем самым временные затраты и объемы используемой жидкости. Преимущество от использования данного материала вкуче с Hydrajet-стимуляцией нашло свое отражение в выдающихся результатах по уровню добычи газа, которые превзошли все ожидания. Наконец, дополнительным преимуществом является то, что технология представляет собой направленную стимуляцию, что дает возможность в определенных случаях применять ее вместо plug-and-perf-технологии или многостадийного ГРП. Это позволит устранить операционные риски и снизить затраты на заканчивание.

Успешное колтюбинговое керновое бурение с судна для безрайзерного обслуживания скважин в норвежском фьорде

*Сюзанна РОХАС и Майкл ТАГГАРТ (Baker Hughes);
Пер БУСЕТ (Island Offshore)*

В докладе представлены детали планирования, разработки и реализации успешного проекта по керновому бурению в трех скважинах с использованием наклонно-направленного колтюбингового бурения вдоль будущей трассы туннеля RogFast на норвежском побережье. Проект призван был получить образцы керна для проверки качества породы перед проведением бурения тоннеля.

Проект требовал применения нескольких новых технологий и методик для реализации сбора образцов керна.

Совместное использование колтюбинговых инжекторов для наземных и глубоководных работ с судна до этого никогда не рассматривалось. Поэтому в процессе разработки проекта были сомнения на этот счет.

Планирование проекта включало в себя теоретический анализ эффектов усталости гибкой трубы при ее движении от наземного инжектора к подводному, что потребовало разработку панели управления вспомогательным инжектором, а также проведения нескольких модификаций систем судна. В результате реализации проекта было успешно проведено керновое бурение. В процессе самой реализации,

type of perforations is that it is a much lengthier process compared to conventional perforating, and it requires large amounts of fluids and additional CT runs in the well to complete. These drawbacks discourage the wide use of the technique for more conventional applications.

This paper discusses a novel approach to abrasive perforating with the first ever use of an acid soluble abrasive material ending with a hydrazet assisted nitrified stimulation. The primary advantage of this abrasive material is that there is no need for additional cleanout runs and changeover of tools, thus significantly reducing operational time and fluid volume. Just as well, the benefits of combining the enhanced connectivity to the reservoir and the hydrazet assisted stimulation were reflected in outstanding gas production results, which exceeded all expectations. And, finally, as an added benefit, given the nature of the focused stimulation, this type of treatment in specific cases can replace plug-and-perf (P&P) or multistage fracturing completions, thus eliminating operational risks and added completion costs.

Successful Core Drilling Project Using Coiled Tubing From a Riserless Light Well Intervention Vessel in a Norwegian Fjord

*Susana ROJAS and Michael TAGGART
(Baker Hughes); Per BUSET (Island Offshore)*

This paper details the planning, design and execution of a successful project involving the core drilling of three wellbores using coiled tubing directional drilling along the future "RogFast" tunnel route on the Norwegian coast. The project obtained core samples to verify rock quality prior to the commencement of tunnel drilling.

The project required several new technologies and techniques to enable the collection of the core samples.

The combined use of surface and subsea coiled tubing injectors operated from a vessel in combination had not been attempted and therefore was an area of concern, which was addressed during the operation design phase.

Project planning included the theoretical analysis of the fatigue effects on the coiled tubing between the surface and the subsea injectors, requiring the development of a secondary injector control panel and several modifications to the vessel systems. The project resulted in a successful drilling and coring operation without incident or environmental spill following many months

которая подготавливалась высококвалифицированной командой в течение многих месяцев, не было инцидентов или разливов.

Удаление осевших баритов из скважины при помощи системы для промывки ствола с электрическим приводом

Т. КЛЕППАН, КО. ДАЛЕ (BP Norge); Б. ТИННЕН, М. БРАНКОВИЧ, Л. ОСУГО (Qinterra Technologies); Р. ДАНИЛЬСЕН (Altus Intervention)

Описывается операция в скважине месторождения Valhall по удалению около 241 литра осевшего барита с целью получения доступа к мостовой пробке, установленной в скважине более семи (7) лет назад. Традиционные для индустрии методы очистки ствола от таких загрязнений предусматривают использование механических желонки на тросе или гибкой трубе. Процедура по очистке первоначально была начата именно с применением механической желонки, спускаемой на каротажном тросе. После 19 СПО и 88 литров удаленного барита прогресс замедлился, а потом и вовсе сошел на нет. Это произошло из-за уплотнения твердых частиц. Затем была спущена система для промывки ствола с электроприводом. Эта система всесторонне испытывалась на тестовой буровой установке перед проведением работ с применением образцов, имитировавших поведение барита в ожидаемых скважинных условиях. Такие испытания привели к решению об использовании нескольких дополнений к колонне инструментов, включая присоску и сборщик твердых частиц, которые призваны были улучшить вынос барита из скважины.

Новая система успешно удалила весь оставшийся барит из скважины (152 литра). Она стартовала с того места, на котором остановились механические желонки, и удалила все оставшиеся твердые частицы в три раза быстрее, чем желонки. Каждая СПО с применением новой системы может в среднем удалить в пять раз больше твердых частиц из скважины, чем это могут сделать традиционные инструменты.

Внутрискважинная обработка при помощи технологии с электрическим кабелем

Ирван БЕРМАВАН, Индах ПРИМАСАРИ, Рисал РАХМАН, Рамадани РАЧМАН (Total E&P Indonesia); Вера КАРОЛИНА, Ригель АЛЬДЕБАРЕН (Welltec)

Данная работа демонстрирует технологию, которая позволила провести внутрискважинную реконструкцию с целью обеспечения лучшего доступа инструмента в скважину. Технология основана на применении электрокабеля. Целью доклада является документирование технологии и того положительного эффекта, который он оказывает.

Описанные методы являются в действительности полевыми работами, демонстрирующими успешное применение технологии на зрелом месторождении.

of planning, job design and use of a highly skilled team during the operation.

Removing Settled Barites From a Wellbore Using an Electrically Powered Well Cleanout System

T. KLEPPAN, and K. O. DAHLE (BP Norge); B. TINNEN, M. BRANKOVIC, and L. OSUGO (Qinterra Technologies); R. DANIELSEN (Altus Intervention)

This paper describes a job on a well in the Valhall field to remove approximately 241 liters of settled barite in order to gain access to retrieve a bridge plug assembly that had been installed in the well for more than seven years. The traditional industry methods of cleaning out such debris are mechanical bailers run on slickline, or coiled tubing. The clean out was initially started as planned with conventional bailers run on slickline. After 19 runs and 88 liters of debris removed, mechanical slickline bailers made no further progress, as a result of increased debris compaction. The powered wellbore cleanout system was then run. This system had been extensively tested on a test rig before the job with samples simulating expected downhole debris conditions. This testing resulted in a number of toolstring configuration options expected in the well and the use of two technologies (debris collector and suction tool), to retain and transport the debris from the well.

The powered wellbore cleanout system successfully removed all the remaining debris (152 liters). It was able to continue from where the mechanical slickline bailers stopped and removed the remaining debris three times faster than the mechanical slickline bailers. Each run with a powered wellbore cleanout system could collect, on average, approximately five times the volume of debris collected by conventional slickline bailers.

Downhole Machining with Electric Wireline Technology

Irwan BERMAWAN, Indah PRIMASARI, Risal RAHMAN, and Ramadhani RACHMAN (Total E&P Indonesia); Vera CAROLINA, and Rigel ALDEBAREN (Welltec)

This paper will demonstrate technology to do downhole interior reconstruction in an older well design to create larger tool access using wireline technology. The intent is to

В докладе описана история, прошлый опыт и трудности, с которыми пришлось столкнуться в скважине на этом зрелом месторождении, а также последующее применение альтернативной технологии для преодоления этих трудностей и поддержания актива в роли жизнеспособной добывающей скважины.

Благодаря доступности внутрискважинных инструментов и услуг, которые могут решить неотложную проблему в скважине, во многих случаях возникает неизбежная необходимость реконструкции внутренней части ствола скважины для создания лучшего доступа инструментов. Такая необходимость существовала для скважин, расположенных на шельфе Индонезии, где внутренний диаметр внутрискважинного оборудования мешал инструментам достичь проектной глубины.

Первое использование многоразовой барьерной пробки на электрокабеле

Хайн Андре ЛАНГАКЕР, Томас Берган ЙОХАНСЕН (E Plug); Свейнунг РОБЕРТСОН, Пер Кристиан СКРЕТТИНГ (Statoil)

Скважины, которые производят углеводороды или обеспечивают закачку в пласт, могут иметь большое время жизни и часто требуют проведения внутрискважинных работ на кабеле или колтюбинге для оптимизации уровней добычи или соотношения «нефть/вода/газ». Сценарии, в которых лифтовая или обсадная колонна деформирована или содержит отложения, такие, например, как песок и окалина, создают дополнительные трудности для традиционных пробок.

В данной работе будет изложена информация о полевых испытаниях и разработке барьерной пробки, которая спускается и устанавливается в скважине за одну СПО и которая может использоваться многократно. Она была спроектирована для устранения рисков, связанных с использованием традиционных пробок.

Был произведен спуск пробки на электрокабеле в искривленную добывающую скважину с газлифтной эксплуатацией. Она была установлена на трех различных глубинах для определения местоположения утечки и исключения возможности ее появления в одной из боковых мандрелей, обеспечивающих возможность замены газлифтного клапана. Все эксплуатационные особенности новой технологии были протестированы в рамках этой СПО, включая методику селективного выравнивания и способность закрепляться/освобождаться при помощи спускового устройства.

При первом использовании технология успешно представила информацию об отсутствии утечки в боковых мандрелях и обеспечила надежными данными, демонстрирующими, что способность устанавливать и переустанавливать барьерную пробку многократно может быть полезной в рамках различных приложений. Такая польза обусловлена тем, что улучшается эксплуатационная эффективность и безопасность, а операционные риски в то же время снижаются. ©

document the applied technology and the value creation.

The methods described were actual field operations demonstrating the successful application of the technology in a mature field. This paper will describe the history, background and challenges of a well in this mature field and the subsequent application of alternate technology to overcome those challenges and maintain the asset as a viable, producing well.

Due to the availability of downhole tools and services to solve an immediate problem in a well, the need to reconstruct the existing wellbore interior to create larger access for example, becomes inevitable in many cases. Such was the case on offshore wells in Indonesia where the inner diameter size of the downhole accessories forbids tools to reach the lower targeted depth.

First Use of Multiple Set and Release Barrier Plug Technology on E-Line

Hein Andre LANGAKER, and Thomas Bergan JOHANSEN (E Plug); Sveinung ROBERTSEN, and Per Kristian SKRETTING (Statoil)

Wells that produce hydrocarbons or provide injection into the reservoir may have a long life span and often require intervention, by wireline or coil tubing, in order to optimize the production rates and oil/water/gas ratio. Scenarios where the casing/tubing is deformed or contains depositions of materials like for example scale or sand provides a challenging environment for conventional plugs to seal and hold pressure.

This paper will provide insight into the field trial and development of a single run, multiple set barrier plug technology that was designed to mitigate the risks associated with conventional plug operations.

The plug and electric manipulation tool (EMT) was run on wireline in a deviated production well with gas lift and set at three different depths to verify the location of a leak and eliminate that the leak was in the one of the side pocket mandrels (SPM). All of the operational features of the technology was tested on this one run, including the selective equalization method and the ability to latch on and off with the running tool.

In its first use the technology successfully verified that the leak was not in the SPMs and provided reliable data that shows that the ability to set and reposition a barrier multiple time can be useful in many applications as it improves operational efficiency and safety while at the same time reducing risk. ©

Колтюбинговые технологии востребованы на месторождениях Ванкорского кластера и всей Восточной Сибири

Coiled Tubing Technologies Are Demanded in Oilfields of Vankor Cluster and Across East Siberia



А.В. НОВИЧКОВ родился в 1970 году в городе Лениногорске, Татарстан. Окончил Томский политехнический университет по специальности «геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» и Югорский государственный университет по специальности «экономика и управление на предприятиях природопользования».

Трудовой стаж в нефтегазовой промышленности – с 1996 года.

1996–2000 годы – СП «Корпорация Югранефть», оператор по исследованию скважин, мастер бригады по исследованию скважин, геолог.

2000–2002 годы – ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ведущий геолог отдела повышения нефтеотдачи пластов.

2002–2004 годы – ОАО «Корпорация Югранефть» (компания вошла в структуру ТНК-ВР), заместитель начальника геологической службы (заместитель главного геолога).

2004–2011 годы – ООО «Ньюко Велл Сервис» («Трайкан Велл Сервис»), последовательно занимал должности заместителя начальника геологической службы, заместителя начальника по производству Нефтеюганского участка, начальника Ванкорского участка.

С 2011 года является директором красноярского филиала ЗАО «БВТ-Восток», ведущего основную деятельность на месторождениях Западной и Восточной Сибири.

A. NOVICHKOV was born in 1970 in the town of Leninogorsk, Tatarstan. He graduated from Tomsk Polytechnic University with a degree in Geology and Exploration of Oil and Gas Fields. He also graduated from Yugra State University with a degree in Economy and Management at the Companies for the Use of Natural Resources.

A. Novichkov has been working in oil and gas sector since 1996.

1996–2000 – JV Yugraneft Corporation, Well Surveying Operator, Foreman of Well Surveying Team, Geologist.

2000–2002 – OJSC Slavneft-Megionneftegaz, Senior Geologist of EOR Department.

2002–2004 – OJSC Yugraneft Corporation (the company became a part of TNK-BP), Deputy Chief of Geological Service (Deputy Chief Geologist).

2004–2011 – LLC Newco Well Service (Trican well Service), consequentially worked in the following positions: Deputy Chief of Geological Service, Deputy Chief for Production of Nefteyugansk site, Chief of Vankor site.

Since 2011 has been working as a Director of Krasnoyarsk branch of BVT-Vostok that has its main operations at Vankor field.



Журнал «Время колтюбинга» беседует с А.В.Новичковым, директором красноярского филиала ЗАО «БВТ-Восток».

В 2015 году компания «БВТ-Восток» в номинации «Лучшая компания по темпам развития в России и СНГ» стала лауреатом специальной премии Intervention Technology Award, учрежденной российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

«Время колтюбинга»: Александр Васильевич, как изменилась стратегия и тактика красноярского филиала ЗАО «БВТ-Восток» в нынешних, не слишком благоприятных экономических условиях?

Александр Новичков: Для нашей компании принципиально ничего не изменилось, потому что мы успели оснаститься и выйти в техническом отношении на высокий уровень еще до введения секторальных санкций и до снижения цен на нефть. Этот фактор на нашу деятельность тоже не влияет непосредственно, разве что косвенно. Наша компания имеет все необходимое для успешной реализации своих проектов и поставленных задач.

ВК: А изменился ли спектр работ? Представители многих сервисных компаний утверждают, что на рынке теперь востребован в основном более дешевый и быстро окупаемый сегмент услуг. Произошла ли в Вашей компании подобная корректировка?

А.Н.: Нет. В этом плане у нас нет особых изменений. На Ванкорском месторождении, где мы оказываем услуги на протяжении четырех с половиной лет, спектр выполняемых работ остается неизменным. На других проектах, куда мы зашли, – это, в частности, Тюменская область, – согласно подписанным контрактам определены необходимые виды работ, которые мы выполняем. В их числе есть операции более простые и дешевые, а есть и сложные, очень интересные работы, которые ранее не выполнялись на этих месторождениях.

ВК: Доля таких работ в общем объеме не стала меньше?

А.Н.: Нет, не стала.

ВК: На каких основных видах работ специализируется красноярский филиал ЗАО «БВТ-Восток»?

А.Н.: Сорок процентов всего нашего объема работ – это работы с геофизикой. Далее идут работы по различным технологическим промывкам, кислотным обработкам ОПЗ. Проводится много фрезерований, особенно значительное количество их мы делали в 2015 году. В настоящее время работаем и на

Наша компания имеет все необходимое для успешной реализации своих проектов и поставленных задач.

Our company has all needed for effective realization of its projects and assigned tasks.

Coiled Tubing Times Journal held an interview with the director of the Krasnoyarsk branch of BVT-Vostok A. Novichkov.

BVT-Vostok company was pronounced the winner of Intervention Technology Award 2015 in the category “Breakthrough of the year – the fastest-growing company”. The Award was established by the Russian Chapter of the Invention and Coiled Tubing Association (ICoTA).



газоконденсатных скважинах на Ямале.

ВК: Вашей компанией и Вами лично накоплен большой опыт в области колтюбинговых технологий. Какую эволюцию, по Вашему мнению, они прошли и проходят в России?

А.Н.: Да, можно именно сказать, что колтюбинговые технологии проходят эволюцию. Ее стратегия строится следующим образом: работы все больше усложняются. Профили скважин становятся все более сложными, появляется много горизонтальных скважин. Горизонтальные участки сегодня составляют километр и более. Соответственно, меняется и технология доставки инструмента в скважину либо выполнения определенных видов работ в таких скважинах. В связи с этими всеми обстоятельствами меняется, эволюционирует и гибкая труба.

ВК: В каких направлениях? Диаметр гибкой трубы становится больше?

А.Н.: Не столько диаметр... Мы работаем в основном с гибкой трубой диаметром 44 мм. Модернизируется сама гибкая труба – мы делаем ее разностенной, исходя из полученной информации о новых профилях ряда скважин. Берем, как правило, самую сложную скважину и уже по ней, исходя из ее характеристик, проектируем

Основное направление повышения сложности – горизонтальные скважины. Следующее направление – многоствольные скважины, которые тоже требуют индивидуальных решений.

The main area that causes difficulty is precisely the horizontal wells. The next area is multilateral wells that demand individual decisions.

Coiled Tubing Times: Mr. Novichkov, how has the strategy and tactics of the Krasnoyarsk branch of BVT-Vostok changed recently due to not very favorable economic conditions?

Alexander Novichkov: There are no principal changes for our company. That is because we managed to tool up and reach a high technical level on

time, before sector sanctions have been imposed and petroleum price has fallen. As a result, the latter factor may only have an indirect influence on our activity. Our company has all needed for effective realization of its projects and assigned tasks.

CTT: Has the scope of works changed? Many companies' representatives admit that cheaper and fast-payback projects are more commercially successful. Has such a correction been made in your company?

A.N.: No, to this extent we have no significant changes. The scope of works in Vankor Field, where we have been rendering a service for 4.5 years, stayed the same. What concerns our other projects, like in the Tyumen Region, there are signed contracts, which determine, what work activities should be done. We launch both easy and cheap operations as well as interesting ones that have never been conducted in these areas before.



свои трубы. Основное направление повышения сложности – это как раз горизонтальные скважины. Следующее направление – многоствольные скважины, которые тоже требуют индивидуальных решений: специального инструмента и т.д. Ну а простые работы, такие как промывки, несложные фрезерования, не претерпевают особых изменений.

ВК: Колтюбинговые установки в Вашей компании от какого производителя оборудования?

А.Н.: В нашей компании в настоящее время работают три установки производства СЗАО «ФИДМАШ», из них две МК30 и одна МК20. У нас имеется еще одна установка. Она западного производства.

ВК: Как показало себя колтюбинговое оборудование в работе?

А.Н.: Поначалу, как у любой сложной техники, были некоторые проблемы – оборудование прирабатывалось. На сегодня все работает стабильно и надежно.

Востребованность в колтюбинговых технологиях в Восточной Сибири очень высока, потому что в этом регионе скважины отличаются сложными профилями проводки.

Coiled tubing technologies are highly demanded in east Siberia, because in this region wells have difficult profiles.

ВК: Собирается ли Ваша компания расширять свой парк колтюбингового оборудования?

А.Н.: Да, конечно. В настоящее время мы формируем новый полноценный флот, в центре которого недавно приобретенная установка производства СЗАО «ФИДМАШ». Она у нас четвертая по счету.

ВК: Как бы Вы оценили реализацию политики импортозамещения, которая активно проводится в России?

А.Н.: Это очень большой вопрос для нашей отрасли. Все вокруг говорят об импортозамещении, но по факту, когда мы выходим на отечественных производителей, то зачастую слышим: «Нам неинтересно изготавливать для вас одну-три-десять единиц деталей каких-то или узлов. Нам выгодно было бы перестроить конвейер и поставлять вам продукцию вагонами».

ВК: Получается, что гибкости нет?

CTT: The percentage of such operations hasn't decreased compared to overall volume, has it?

A.N.: No, it hasn't.

CTT: Name the main types of operations, in which Krasnoyarsk branch of BVT-Vostok is specialized.

A.N.: Works related to geophysics account for 40%. Then we should mention different types of well cleanout, bottom-hole zone treatment of production and injection wells with complex acid compositions. Many millings have been conducted, esp. in year 2015. Nowadays we also work on gas-condensate wells in Yamal.

CTT: Your company and you personally have gained extensive experience in the area of coiled tubing technologies. From your point of view, have they evolved and are they evolving in Russia?

A.N.: Yes, I can definitely assume that an evolution is occurring to coiled tubing technologies. Its strategy is the following: operations complexify. Well profiles are becoming more and more difficult; many horizontal wells appear. They generally take the area of 1 kilometer or more. That means the technology of delivering tools into the well or mounting certain kinds of operations in such wells should also be changed. Taking all these obstacles into consideration, coiled tubing is evolving.

CTT: In what extent? Is the size of the tube becoming larger?

A.N.: Not only the size... We mainly work with 44 mm tubing size. Coiled tubing itself is modernized in accordance to the information on new profiles of different wells. As a rule, we take the most difficult well and knowing its characteristics, we project our equipment. The main area that causes difficulty is precisely the horizontal wells. The next area is multilateral wells that demand individual decisions (i.e. special tools, etc.) Easy operations like well cleanout and millings are not subjected to considerable changes.

CTT: What brand of coiled tubing units does your company use?

A.N.: We currently have 3 units produced by FIDMASH (Model MK30 and MK20). We also have one unit of foreign production.

CTT: How has the equipment proved itself in exploitation?

A.N.: At first, similar to using any complicated technics, some problems occurred; the units were working in. At present time, everything works safe and sound.

CTT: Does your company plan to expand its equipment stock?

A.N.: Yes, sure. We are currently forming a fully featured fleet centered around recently acquired unit

А.Н.: Абсолютно нет никакой гибкости. Нас спасает ЗАО «СВМЗ». Это механический завод, который находится в периметре большой компании «БВТ». На сегодняшний день большую часть компоновок низа колонн мы заказываем там.

ВК: Какими Вам видятся перспективы развития колтюбинговых технологий в Восточной Сибири?

А.Н.: В настоящее время востребованность в колтюбинговых технологиях в Восточной Сибири очень высока, потому что в этом регионе скважины отличаются сложными профилями проводки. Компанией «Роснефть» интенсивно развивается Ванкорский кластер, который включает одноименное месторождение, а также Сузунское, Тагульское, а в перспективе – Лодочное месторождения. Практически всем скважинам там необходим колтюбинг. Без него достаточно сложно будет реализовать необходимые геолого-технологические мероприятия.

ВК: По мнению первого вице-президента «Роснефти» Эрика Лирона, «добыча на Ванкорском кластере в 2016 году составит 22 миллиона тонн». Не сомневаемся, что достичь этого результата помогут и колтюбинговые технологии. А как обстоят дела на Ванкоре с использованием технологий ГРП?

А.Н.: ГРП на Ванкорском месторождении не дало ожидаемых результатов. Очевидно, по геологическим причинам. Возможно, технологии ГРП будут реализованы на соседних месторождениях кластера. А на самом Ванкоре сегодня ведется достаточно большая работа в плане поддержания добычи нефти, проводятся необходимые мероприятия по ремонту скважин, по интенсификации притока и т.д.

ВК: Полезен ли для Вашей работы журнал «Время колтюбинга»?

А.Н.: Я считаю, что очень полезен. Такой специализированный журнал у нас в стране один. Хотелось бы получать как можно больше информации об инновационных технологиях и, соответственно, об оборудовании. Не в плане, допустим, нового шасси, а именно в плане технологического – верхнего оборудования. Такая информация очень помогает нам в нашей работе.

ВК: Постараемся обращать больше внимания на эти аспекты. А какие у Вас пожелания относительно форм подачи информации для специалистов высокотехнологичного нефтегазового сервиса?

А.Н.: Хотелось бы, чтобы между всеми нами – профессионалами в данном секторе отрасли – шел более интенсивный обмен информацией. Так или иначе мы все как бы ходим по одному кругу. Одна компания ушла с какого-то объекта, другая туда пришла. Это происходит согласно

produced by FIDMASH. That is our 4th one.

CTT: How can you estimate the results of imports phase-out policy actively conducted in Russia?

A.N.: That's a very sore subject for our sector. Everyone is talking about imports phase-out, but in fact, when we reach native producers, they generally tell us: "We don't have any interest in making one or two or ten items for you. We can make an assembly line and give you a jillion of them".

CTT: That means, there isn't any flexibility, is there?

A.N.: They are absolutely inflexible. The only company that saves the day is SVMZ. This is a mechanic plant, a part of a larger company BWT. We order most of shore tracks there.

CTT: What can you say about east Siberian coiled tubing perspectives?

A.N.: Nowadays coiled tubing technologies are highly demanded in east Siberia, because in this region wells have difficult profiles. Rosneft intensively develops Vankor cluster including Vankor, Susun and Tagul oilfields. The company also plans to develop Lodochnoe oilfield of the same cluster in the future. Practically all the wells there need coiled tubing. Without it, there will be a difficulty in realization of the complicated geological and technical activities.

CTT: From the Rosneft senior vice-president Eric Liron's point of view, "oil extraction in Vankor cluster in 2016 will account for 22 million tons". There is no doubt that such a result can also be reached by coiled tubing technologies. And where do things stand in terms of hydraulic fracturing in Vankor?

A.N.: Hydraulic fracturing in Vankor hasn't shown expected results. That happened obviously due to geological reasons. Hydraulic fracturing technologies might be successfully realized in the adjoining oilfields of the cluster. In Vankor itself, large work on support of oil extraction has been realized; well maintaining, stimulation of oil recovery etc. activities are conducted.



Очень желательно, чтобы компании делились между собой информацией. Нужно обеспечивать процесс преемственности работ, чтобы новая компания могла работать у заказчика так же эффективно, как и предыдущая.

It is very desirable that the companies would share the information. We should provide the consistency of operations to do a good impression on the employer and show him that we are professionals. That will help a new company to work for the employer as effectively as the previous one did.

выигранным тендерам и подписанным контрактам. Очень желательно, чтобы компании делились между собой информацией, тем более что здесь не бывает больших топ-секретов: ведь специалистов, производителей работ, интересует не коммерческая, а технологическая составляющая. Заказчик от этих вопросов, как правило, самоустраняется. Ему важен только результат выполнения работ. А нам, сервисникам, нужно между собой договариваться, обеспечивать процесс преемственности работ, чтобы на нас в целом и общем любые заказчики смотрели как на профессионалов. Чтобы новая компания могла работать у заказчика так же эффективно, как и предыдущая. Тогда мы будем наш сервис держать всегда на достойном уровне. Это было бы здорово! Но, к сожалению, многие компании, видимо, из скромности очень неохотно делятся информацией. Мы стараемся показывать пример: когда к нашей компании обращаются, то мы всегда с радостью даем полезные советы. Зачем снова и снова изобретать велосипед и заставлять делать это других?

ВК: Возможно, такому обмену информацией может поспособствовать неформальное общение в процессе ежегодной Международной конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»? В ноябре текущего года состоится 17-я такая встреча.

А.Н.: Общение на конференции сложно переоценить, но я говорил о вопросах узкоспециальных, когда один полевой инженер хочет получить конкретную информацию от коллеги из другой компании, работавшей на этом месторождении.

ВК: Вы подняли очень важную проблему. Будем надеяться, что это интервью поможет наладить такое общение специалистов. Успехов Вам и Вашей компании!

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

CTT: Do you find Coiled Tubing Times journal useful in your work?

A.N.: I find it extremely useful. We have only one specialized periodical in the country. We would like to receive as much information about innovative technologies and equipment as possible. I mean technologically new equipment. Such information helps a lot in our work.

CTT: We will try to devote more attention to these aspects. Do you have any requests on materials for hi-tech petroleum service specialists?

A.N.: I would like all of us, this sector's professionals, to lead a more active conversation. We all go around the same circle, so to say. One company leaves an object; the other goes there. That happens according to inner tenders and signed contracts. It is very desirable that the companies would share the information. Moreover, there can't be any top-secrets. The specialists are interested in technical and not in commercial part. The employer generally doesn't want to solve these questions, he is concerned only about the result. In this situation, we, the oilfield services companies, need to cooperate. We should provide the consistency of operations to do a good impression on the employer and show him that we are professionals. That will help a new company to work for the employer as effectively as the previous one did. That way we could always keep our service at the acceptable level. That would be great! I wish a number of companies stopped being modest and shared some information. We try to give an example. When other companies refer to us, we don't hesitate to give useful advice. Why reinvent the wheel and make others do it?

CTT: Maybe, the 17th meeting of our annual International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference taking place in November may help to establish communication that is more effective.

A.N.: The communication at the conference cannot be overestimated, but I was speaking about questions that are more specific. An engineer wants to get actual information from his colleague in another company that has already worked in the oilfield.

CTT: You have raised a very important topic. Let us hope that this interview will help to establish such communication between specialists. We wish good luck to your company!

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

БУДУЩЕЕ ЗА ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫМ СЕРВИСОМ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГА THE FUTURE BELONGS TO HIGH-TECH COILED TUBING SERVICES



Д.Н. ГАЙДАРЖИ родился 17.01.1984 в городе Губахе Пермской области. В 2006 году окончил Пермский технический университет по специальности «геология нефти и газа».

Трудовую деятельность начал в 2006 году в компании ООО «Урал-Дизайн-КРС» (дочернее предприятие ООО «Урал-Дизайн-ПНП») в должности геолога цеха капитального и текущего ремонта скважин. С 2010 года – главный геолог ООО «Урал-Дизайн-КРС».

В 2015 году была создана управляющая компания ООО «Урал-Дизайн-Групп», в связи с чем был переведен начальником управления инновационного и проектного развития ООО «Урал-Дизайн-Групп».

В 2016 году назначен заместителем генерального директора по производству ООО «Урал-Дизайн-Групп».

Danila GAIDARJI was born in Gubakha town in Perm region on January 17, 1984. In 2006 he graduated from Perm Technical University, majored in Oil and Gas Geology. He started his career in 2006 at «Ural-Design-KRS» LLC (subsidiary of «Ural-Design-PNP» LLC) as a geologist in well workover department. In 2010, he was promoted to the post of chief geologist in «Ural-Design-KRS» LLC.

After creating managing company «Ural-Design-Group» LLC in 2015, he advanced to the position of director of innovation and design development department in the abovementioned company.

In 2016 he was appointed to the position of Chief Operations Director Deputy at «Ural-Design-Group» LLC.

В.П. МАКАРОВ родился 10.08.1970 в городе Кунгуре Пермской области.

В 1992 году окончил Пермский политехнический институт по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин».

За более чем двадцатилетний период трудовой деятельности работал в бурении (Кунгурское управление разведочного бурения); добыче нефти и газа (НГДУ «Кунгурнефть» в н.в. «Лукойл-Пермь»); подземном и капитальном ремонте скважин (Чернушинское управление по ремонту скважин, Республика Казахстан ТОО ЮВСК).

В 2014 году стал главным инженером ООО «Урал-Дизайн-ПНП».

Vadim MAKAROV was born in Kungur town in Perm region on August 8, 1970.

In 1992 he graduated from Perm Polytechnic University, majored in Drilling Oil and Gas Wells.

Throughout more than 20 years of working experience he worked in several fields: drilling (Kungur Exploration Drilling Department), oil and gas production (Oil and Gas Production Department Kungurneft, at present time Lukoil Perm), well servicing and workover (Chernushinsk Workover Department, Kazakhstan Republic, «South-Eastern Service Group» LLC) companies.

In 2014 he was appointed to the position of chief engineer at «Ural-Design-PNP» LLC.



А.Ю. КАТЕГОВ родился 30.12.1984 в городе Перми.

В 2005 году окончил Пермский нефтяной колледж по специальности «геология и разработка нефтяных и газовых месторождений».

В период с 2005 по 2010 год работал геологом в компаниях ЗАО «ПИТЦ-Геофизика» и ООО «Урал-Ойл». В 2010 году начал работать геологом в ООО «Урал-Дизайн-ПНП», в настоящее время занимает должность главного технолога компании.

Andrey KATEGOV was born in Perm on December 30, 1984.

In 2005 he graduated from Perm Oil College, majored in Geology and Development of Oil and Gas Fields.

From 2005 to 2010 he worked as a geologist in «PITC Geofizika» LLC and «Ural-Oil» LLC. In 2010 he started working as a geologist in «Ural-Design-PNP» LLC, at present time his position is chief process engineer.

В гостях у журнала «Время колтюбинга» ведущие представители компании «Урал-Дизайн»: Д.Н. Гайдаржи, заместитель генерального директора по производству ООО «Урал-Дизайн-Групп», В.П. Макаров, главный инженер ООО «Урал-Дизайн-ПНП» и А.Ю. Категов, главный технолог ООО «Урал-Дизайн-ПНП».

«Время колтюбинга»: Группа компаний «Урал-Дизайн» (ООО «Урал-Дизайн-Групп», ООО «Урал-Дизайн-ПНП» и ООО «Урал-Дизайн-КРС») – одна из самых быстроразвивающихся на российском рынке нефтесервисных услуг, обладающая высоким техническим и технологическим потенциалом. Данила Николаевич, какова стратегия «Урал-Дизайн-Групп» в конкуренции с международными сервисными компаниями?

Данила Гайдаржи: Группа компаний «Урал-Дизайн» фактически вышла на тот же уровень, на котором работают международные сервисные компании. Мы имеем такую же технологическую линейку услуг и предлагаем их заказчикам.

За два года наш бизнес был полностью переориентирован в сторону высокотехнологичного сервиса.

Throughout 2 years our business was fully transformed into high-technical service.

«Время колтюбинга»: В течение продолжительного времени услуги в сегменте высокотехнологичного сервиса оказывали преимущественно зарубежные компании. В последние годы российские компании, в том числе ООО «Урал-Дизайн-ПНП», показывают в этом сегменте значительные успехи. Можно ли считать такую практику импортозамещением?

Данила Гайдаржи: Международные компании все так же продолжают работать на российском рынке. Мы не замещаем их, а оказываем аналогичные услуги на том же уровне и в таких же условиях.

«Время колтюбинга»: Какова тактика Вашей компании на рынке?

Данила Гайдаржи: В настоящее время

The leading representatives of Ural-Design company are guests of Coiled Tubing Times Journal: D. Gaidarji, Chief Operations Director Deputy at «Ural-Design-Group» LLC, V. Makarov, chief engineer at «Ural-Design-PNP» LLC and A. Kategov, chief process engineer at «Ural-Design-PNP» LLC.

Coiled Tubing Times: Group of companies Ural-Design («Ural-Design-Group» LLC, «Ural-Design-PNP» LLC and «Ural-Design-KRS» LLC) – is one of the fastest-growing companies in Russian oilfield service market with high technical and technological potential. Danila Niolayevich, what is Ural-Design-Group's strategy on competition with international service companies?

Danila Gaidarji: In fact, now group of companies Ural-Design is at the same level as international service companies. We offer our customers the same service product line.

Coiled Tubing Times: During a long period high-tech service was performed mostly by foreign companies. Over the last years Russian companies including «Ural-Design-PNP» LLC demonstrate considerable progress in this field. This can be considered as an import substitution, isn't it?

Danila Gaidarji: International companies keep providing services in the Russian market. We don't substitute them, we provide the same services at the same level under the same conditions.

Coiled Tubing Times: What are the tactics of your company in the market?

Danila Gaidarji: At present time all contractors compete in tenders organized by oil companies and its subsidiaries. Just like all other service providers we monitor service market and evaluate our technological availability for specific tenders.

Coiled Tubing Times: What advantages do you think your company has?

Danila Gaidarji: Generally, from technological point of view, we fully comply with all requirements set by major oil companies. We have all the equipment that is stated in customer technical specifications from oil companies and subsidiaries.

Coiled Tubing Times: As you can see from the name of our journal, we are concerned primarily with coiled tubing. What are the manufacturers of units in «Ural-Design-PNP» LLC?



все подрядные организации участвуют в тендерных процедурах нефтяных компаний (НК) и их дочерних обществ (ДО). Как и все другие сервисные компании, мы отслеживаем рынок сервисных услуг и оцениваем свою технологическую готовность участвовать в том или ином тендере.

«Время колтюбинга»: Какими Вам видятся конкурентные преимущества Вашей компании?

Данила Гайдаржи: По техническим возможностям мы, как правило, на сто процентов подходим к требованиям всех основных нефтяных компаний. Все оборудование, которое прописано в техническом задании НК и дочерних обществ, у нас имеется.

«Время колтюбинга»: Наш журнал, уже исходя из названия, интересуется прежде всего колтюбинг. Установки каких производителей имеются в ООО «Урал-Дизайн-ПНП»?

Данила Гайдаржи: У нас работают четыре установки малого, среднего и тяжелого класса производства СЗАО «ФИДМАШ» и одна установка российского производителя.

«Время колтюбинга»: Можно ли сравнивать качество установок СЗАО «ФИДМАШ» и другого производителя?

Вадим Макаров: Вне всяких сомнений, СЗАО «ФИДМАШ» является лидером в производстве колтюбингового оборудования.

«Время колтюбинга»: Вадим Павлович, вопрос к Вам. Два года назад в сентябрьском номере «Времени колтюбинга» 2014 года

Danila Gaidarji: We operate four units of light, medium and heavy classes manufactured by FIDMASH and one unit from Russian manufacturer.

Coiled Tubing Times: Can we compare quality of units manufactured by FIDMASH and other manufacturer?

Vadim Makarov: No doubt, FIDMASH is a leading manufacturer of coiled tubing equipment.

С учетом того, что сейчас много скважин с горизонтальным продолжением, средством доставки геофизических приборов может служить только колтюбинг.

Considering that now many wells are horizontal, the only way to convey logging tools to the bottomhole is using coiled tubing.

Coiled Tubing Times: Vadim Pavlovich, the next question is for you. Two years ago in September 2014 Coiled Tubing Times Journal published an interview with you. At that point you were appointed to the position of chief engineer in «Ural-Design-PNP» LLC with a profound working experience in well workover. How would you evaluate your development in your new role?

Vadim Makarov: Last time I was interviewed by Coiled Tubing Times Journal my working experience in this company was as little as 1 week. At that point I was assigned to make adjustments to all departments' performance in the first place



вышло интервью с Вами. Тогда Вы только вступили в должность главного инженера «Урал-Дизайн-ПНП», имея за плечами огромный опыт работы в КРС. Как Вы оцениваете путь, пройденный в новой должности?

Вадим Макаров: Когда я в прошлый раз давал интервью журналу «Время колтюбинга», мой стаж в компании составлял всего неделю. Тогда передо мной стояла задача сначала отладить работу всех структурных подразделений, а потом уж браться за новые направления. За два года наш бизнес был полностью переориентирован в сторону высокотехнологичного сервиса.

«Время колтюбинга»: География бизнеса расширилась?

Вадим Макаров: Расширилась, и значительно.

«Время колтюбинга»: А как идет технологическое расширение?

Вадим Макаров: Мы полностью освоили стандартные операции, без которых сейчас невозможно обойтись. Это нормализация забоя, освоение скважины, фрезерование портов. Все это мы выполняем наравне с ведущими компаниями.

«Время колтюбинга»: У Вас впечатляющий опыт работы в КРС, а теперь уже и значительный – в колтюбинговых технологиях. Можно ли сопоставлять эти два направления?

Вадим Макаров: У тандема КРС и колтюбинг – большое будущее. Но, к сожалению, кризис, который ударил по рынку, не дает сервисным компаниям нормально развиваться. Два года назад мы планировали ряд технологических

Колтюбинг успешно решает три задачи: транспортировка инструмента на забой, доставка жидкостей на забой и проведение операций по вызову притока из пласта методом компрессирования.

Coiled tubing performs effectively three tasks: conveying tools to the bottomhole, transporting fluids to the bottomhole, inflow stimulation by compression method.

and then turn to new areas. Throughout 2 years our business was fully transformed into high-technical service.

Coiled Tubing Times: Did you manage to expand business footprint?

Vadim Makarov: Yes, it was expanded significantly.

Coiled Tubing Times: What about technological expansion?

Vadim Makarov: We fully developed standard operations that are indispensable nowadays. These operations include wellbore cleanout, well stimulation and milling fracturing ports. We perform these operations at the same level as leading service providers.

Coiled Tubing Times: You have an impressive working experience in well workover, now you've gained a significant experience in coiled tubing services. How would you compare these two segments?

МК20Т



МК30Т



проектов, в том числе бурение боковых стволов с помощью колтюбинга. К сожалению, некоторые технологии пока отложены до лучших времен. Но мы все равно идем вперед, осваиваем новые направления и технологии.

«Время колтюбинга»: Какие еще в Вашем регионе и вообще в России высокие технологии нефтегазового сервиса будут особенно востребованы в ближайшие годы?

Вадим Макаров: Прежде всего, это многостадийный ГРП, который уже сейчас производится повсеместно, потому что это одна из основных операций, после которой происходит значительный прирост добычи.

«Время колтюбинга»: В нашем журнале публиковался материал от Вашей компании, где рассказывалось, что от сброса шаров и последующего разбурирования Вы перешли к последовательному открытию и закрытию портов с помощью колтюбинговой установки. Как сейчас развивается данное направление?

Вадим Макаров: Нами выполнено пять скважин в Пермском регионе.

Андрей Категов: Помимо МГРП, одна из перспективных технологий, на мой взгляд, – это геофизика с ГНКТ. В настоящее время многие месторождения находятся на третьей-четвертой стадии разработки, и заказчики задумываются о том, чтобы грамотно их эксплуатировать, а для этого необходимы результаты геофизических исследований. С учетом того, что сейчас много скважин с горизонтальным продолжением, средством доставки геофизических приборов может служить только колтюбинг. В этом сегменте наша компания может предоставить полный комплекс работ. Параллельно с геофизическими исследованиями мы можем проводить компрессирование скважин, то есть решить те задачи, которые ни КРС, ни геофизика

Vadim Makarov: Workover and coiled tubing integration opens up great opportunities. But unfortunately, crisis that struck the market doesn't provide comfortable conditions for service companies to develop. Two years ago we were designing several technological projects including sidetracking using coiled tubing. Unfortunately, some technologies are postponed till better days. However we make progress and explore new business areas and technologies.

Колтюбинговое бурение – очень перспективная и востребованная технология.

Coiled tubing drilling is a promising technology that is in high demand now.

Coiled Tubing Times: What other oil and gas services technologies will be in high demand in your region and Russia in the coming years?

Vadim Makarov: In the first place, that will be a multistage fracturing which is performed globally because this is one of the basic operations for significant production enhancement.

Coiled Tubing Times: Our journal published a paper from your company about new technology of opening and closing fracturing ports with coiled tubing instead of dropping and milling balls. What can you say about this technology?

Vadim Makarov: We carried out this operation on 5 wells in Perm region.

Andrey Kategov: Apart from multistage fracturing, another promising technology is coiled-tubing-conveyed logging. At present time many fields are at the 3rd or the 4th development stage. That is why logging results are important for customers in order to develop these fields correctly. Considering that now many wells are horizontal, the

в отдельности решить не способны. Поэтому, я думаю, будущее – за колтюбингом.

Вадим Макаров: Кроме МГРП, разбуривания, открывания/закрывания портов, безусловно, очень востребована геофизика, поскольку она дает достоверную информацию. Работа колтюбинга совместно с геофизическими исследованиями скважин является наиболее высокотехнологичным сервисом в перечне предлагаемых услуг.

Данила Гайдаржи: Нам очень интересно работать с СЗАО «Новинка». Эта компания очень быстро идет вперед. Приятно общаться с конструкторами, которые мгновенно подхватывают и начинают развивать любую нашу идею или технологическое направление. Очень плодотворно идет общение: вопрос – ответ, вопрос – ответ... Будем выступать совместно по различным проектам. Вместе мы сможем достичь хороших результатов.

Андрей Kategov: Колтюбинг успешно решает три задачи: транспортировка инструмента на забой, доставка жидкостей на забой и проведение операций по вызову притока из пласта методом компрессирования.

«Время колтюбинга»: В нашем разговоре упоминалось колтюбинговое бурение. Как можно оценить перспективы этой технологии?

Данила Гайдаржи: Уже существует автономный комплекс с ГНКТ диаметром 50,8 мм, разработан специальный технологический регламент, инструкции по бурению. Получается большое бурение: забуривают боковой ствол, обсаживают этот участок, и дальше на ГНКТ с забойным двигателем и долотом бурится удлинение, от которого потом идет ответвление. Но чтобы такое бурение производить, нужно иметь коллекторы соответствующей мощности и протяженности. «Белоруснефть» тоже активно бурит с колтюбингом с помощью системы направленного бурения, разработанной СЗАО «Новинка». Колтюбинговое бурение – очень перспективная и востребованная технология.

Вадим Макаров: Мы рассматривали проект направленного колтюбингового бурения в 2014 году, до кризиса. Одна из причин, по которой эта технология у нас сейчас отложена, – нестабильная ситуация в экономическом плане.

«Время колтюбинга»: Какие шаги Ваша компания предпринимает к сокращению операционных затрат?



only way to convey logging tools to the bottomhole is using coiled tubing. In this segment our company provides full range of services. Along with logging we can perform well compression. That means we can solve the tasks that no workover, nor logging can handle. That is why I think that the future belongs to coiled tubing.

Vadim Makarov: No doubt, apart from multistage fracturing, milling and opening/closing fracturing ports, logging is a high-demand technology because it provides reliable information. Now, coiled tubing in conjunction with logging is the most high-technical service in the range of available services.

Danila Gaidarji: It is very interesting to work with Novinka CJSC. This company makes a great progress. It is pleasant to communicate with designers that immediately catch any our idea and start developing any technology. The communication is very efficient: question – answer, question – answer. We will present our joint projects. Together we can achieve great results.

Andrey Kategov: Coiled tubing performs effectively three tasks: conveying tools to the bottomhole, transporting fluids to the bottomhole, inflow stimulation by compression method.

Coiled Tubing Times: Coiled tubing drilling was mentioned during our speech. How can you evaluate perspectives of this technology?

Danila Gaidarji: Autonomous unit with coiled tubing string with 50.8 mm diameter has already been developed as well as special operating procedures and drilling instructions. Thus, we have a standard drilling: first, sidetrack is drilled and cased off, then the wellbore is lengthened by drilling with coiled tubing, bottomhole motor and a bit, after that another sidetrack is drilled. But coiled tubing drilling can be performed effectively only in reservoirs with certain thickness and extension. Belorusneft also performs coiled tubing drilling by using directional drilling system developed by Novinka CJSC. Coiled tubing drilling is a promising

Вадим Макаров: Помимо всего прочего, мы обучили своих сварщиков технологиям сварки, когда удаляется отработанный участок трубы, а неповрежденные участки соединяются и продолжают использоваться. В настоящее время предлагаем свои услуги по ремонту трубы сервисным компаниям.

«Время колтюбинга»: Как Вам видится будущее высокотехнологичного нефтегазового сервиса?

Данила Гайдаржи: Развитие высокотехнологичного сервиса с применением колтюбинговых установок – это и есть будущее. Этот сегмент идет вперед семимильными шагами. Развиваются и внедряются все новые технологии. На всем фонде скважин, который в настоящее время бурится, применяется многостадийный ГРП. Появляется все больше скважин, в которых с помощью гибкой трубы можно проводить операции по фрезерованию, вымыву проппанта и освоению. И в старом фонде все больше усилий идет на поддержание добычи, на бурение боковых горизонтальных участков стволов. Там тоже применяются ГРП и МГРП и вся технологическая линейка – геофизические исследования боковых стволов скважин, освоение и т.п. Я уверен, что будущее именно за высокотехнологичным сервисом.

Андрей Категов: Дополнительно необходимо отметить еще, что высокотехнологичный сервис для своего развития требует больше инвестиций. Будем надеяться, что компании-заказчики – как российские, так и из стран ближнего зарубежья – начнут инвестировать в новые технологические проекты и решения.

Вадим Макаров: Пользуясь случаем, хотелось бы поздравить всех работников нефтегазовой отрасли с профессиональным праздником – Днем работников нефтяной и газовой промышленности, пожелать всем огромных успехов в высоких технологиях нефтегазового сервиса! Мира, изобилия, счастья и здоровья вам и вашим близким!

«Время колтюбинга»: Позвольте и вас, дорогие коллеги, поздравить с профессиональным праздником! Успехов вам в нашем общем деле!

Вела беседу Галина Яхонтова, «Время колтюбинга»

technology that is in high demand now.

Vadim Makarov: We considered coiled tubing drilling project in 2014 before the crisis struck the market. One of the reasons why this technology is postponed - non-stable economic situation.

Coiled Tubing Times: What steps does your Company take to reduce operational costs?

Vadim Makarov: Among other things our welders completed training courses on welding technologies. Worn-out coiled tubing section is removed; undamaged sections are connected and put back into operation. At present time we provide coiled tubing welding to service companies.

Coiled Tubing Times: How do you see the future of high-tech oil and gas service?

Danila Gaidarji: The future is in the development of high-tech service with coiled tubing units. This segment makes a great progress. More new technologies are being developed and implemented. At present time multistage fracturing is performed in all wells that were drilled. There is an increase in the number of wells in which milling, proppant cleanout and stimulation operations can be performed using coiled tubing. There is also an increase in the number of operations on production maintenance and sidetracking in mature wells. These wells are also treated with hydraulic fracturing, multistage fracturing and all product line – logging in sidetracks, stimulation and so on. I'm sure that the future belongs to high-tech services.

Andrey Kategov: In addition it should be noted that high-tech service requires more investments for development. We hope that customers from Russia and post-Soviet countries will invest in new technologies.

Vadim Makarov: Let me take this opportunity to congratulate all employees of the oil and gas industry on the professional holiday – Oil and Gas Industry Workers Day. I wish you great success in oil and gas service technologies! I wish you and your loved ones peace, abundance, happiness and health!

Coiled Tubing Times: Let us also congratulate you, dear colleges, on the professional holiday! We wish you success in achieving our common goal!

Interviewer – Galina Yakhontova, Coiled Tubing Times

**Не забудьте оформить подписку на журнал
«Время колтюбинга»!**

Индекс в подписном каталоге «Роспечати» 84119.



*Только оригинальные запчасти!
Только профессиональные услуги!*

СЕРВИС КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЕРЬ ЕЩЕ ДОСТУПНЕЕ

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

Основные наши услуги это:

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

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



www.mashoil.ru

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

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

E-mail: dmitriy.klimovich@mashoil.ru

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА И ГРП

RES

Rock Engineering Services
KTIB Holding

(Часть 3)

Э.Р. СУЛТАНОВ, главный исполнительный директор KTIB Holding
А.В. ДУДКО, генеральный директор ООО «Рок Инжиниринг Сервисез»
М.Г. РАГИМОВ, главный инженер ООО «Рок Инжиниринг Сервисез»
М.А. СЕИДОВ, вице-президент по развитию бизнеса KTIB Holding

Мы продолжаем публикацию материала, представленного компанией «Рок Инжиниринг Сервисез» в форме последовательной презентации слайдов. Поскольку слайдов около трех сотен, материалы публикуются в течение года в четырех номерах журнала «Время колтюбинга. Время ГРП». Предлагаем вашему вниманию третью часть презентации. Первые две части были опубликованы в номерах 55 и 56 нашего журнала.

149

Перенос проппанта

- Основные уравнения оседания проппанта внутри трещины

$$C_D = \frac{4(\rho_p - \rho_f) g d_p}{\rho_f v_t^2}$$

C_D = коэф. увлечения

g = ускорение свободного падения

d_p = диаметр частицы

v_t = предельная скорость оседания частицы

ρ_p = удельная масса проппанта

ρ_f = плотность флюида

150

Число Рейнолдса для расчета предельной скорости оседания частиц

- Число Рейнолдса, N_R

$$N_R = \frac{d_p v_t \rho_f}{\mu}$$

$$N_R < 0.1 \quad C_D = \frac{24}{N_R} \quad v_t = \frac{g d_p^2 (\rho_p - \rho_f)}{18 \mu}$$

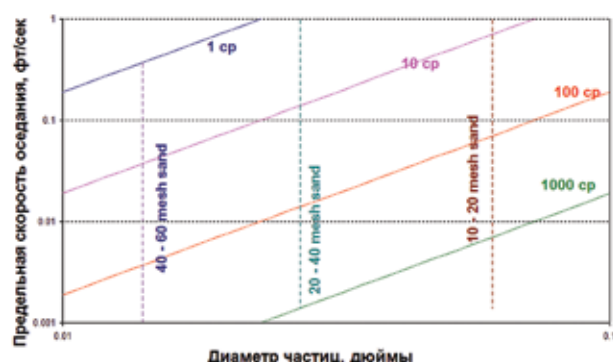
$$2 < N_R < 500 \quad C_D = \frac{18.5}{N_R^{0.5}}$$

$$v_t = \left[\frac{0.072 (\rho_p - \rho_f) g d_p^{1.6}}{\rho_f^{0.6} \mu^{0.6}} \right]^{0.71}$$

$$500 < N_R < 200,000 \quad C_D = 0.44$$

151

Предельная скорость оседания частиц песка



152

Перемещение проппанта по трещине

Высоковязкие жидкости

Проппant переносит по трещине жидкость. По мере инфильтрации жидкости концентрация проппанта постепенно растет

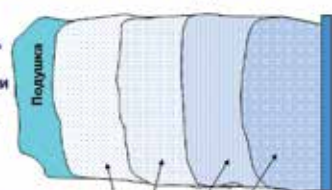


153

Перемещение проппанта по трещине

Высоковязкие жидкости

Итоговая проводимость трещины зависит от начальной концентрации проппанта, ширины трещины и фильтрации



Постепенно растущая концентрация проппанта

проппант переносится на большое расстояние от ствола скважины вязкой жидкостью

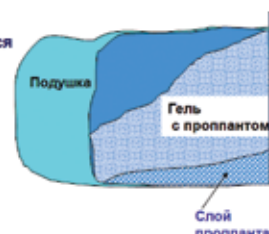
154

Перемещение проппанта по трещине

Низковязкие жидкости

проппант оседает в нижней части трещины. Постепенно формируется слой проппанта с очень высокой проводимостью.

Концентрация проппанта, находящегося во взвешенном состоянии, постепенно растет из-за фильтрации.



Слой проппанта

Конечная закрепленная длина трещины меньше, если используется низковязкий флюид

155

Перемещение пропанта по трещине



Итоговая проводимость трещины зависит от ширины трещины и размера зерен пропанта.

Конечная закрепленная длина трещины меньше, если используется низковязкий флюид, но проводимость при этом выше

156

пропранты, используемые в отрасли

- Природный песок, $Q = 2.65$
 - Должен отвечать определенным требованиям: гранулометрическим, по прочности, по примесям и по округлости.
- Смолопокрытый песок $Q = 2.57-2.61$
- Искусственные пропранты
 - Super Prop® (Высокопрочный спеченный боксит, $Q = 3.55 - 3.73$)
 - Interprop™, Carborprop™ (Спеченный боксит средней прочности, $Q = 3.13$)
 - Z-Prop 126 (Цирконий оксид), $Q = 3.17$

157

Напряжение смыкания трещины

Напряжение смыкания – это нагрузка, которую пласт оказывает на пропант

$$\sigma_c = \sigma_{min} - p_{wf}$$

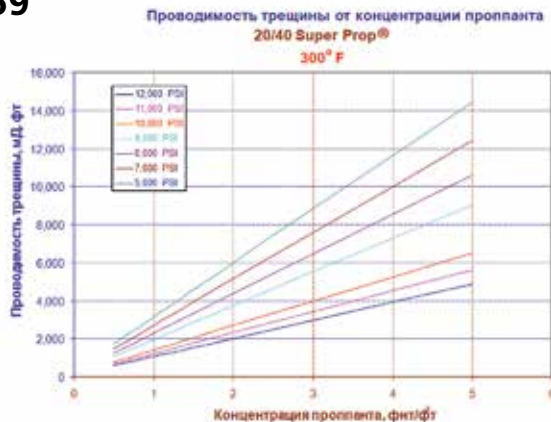
Напряжение смыкания растет с глубиной и депрессией в пласте.

158

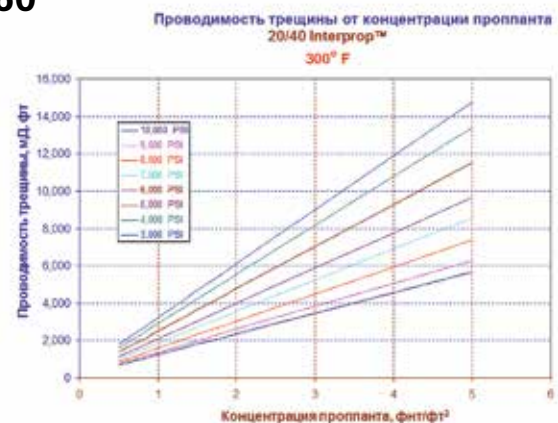
Проводимость трещины

- Проводимость трещины – это произведение ширины на проницаемость ($k_f z$), измеряется в мД.фт
- Проводимость трещины зависит от напряжения смыкания, кол-ва пропанта в трещине и его типа (прочности)

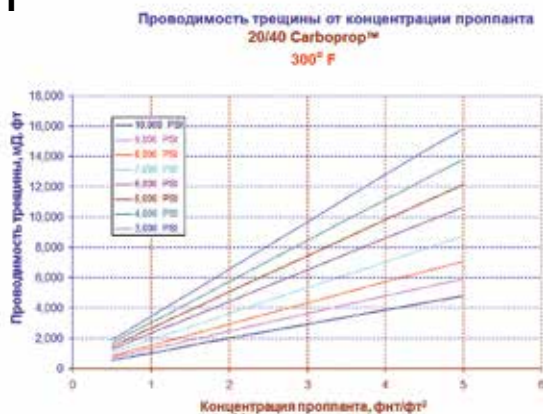
159



160



161



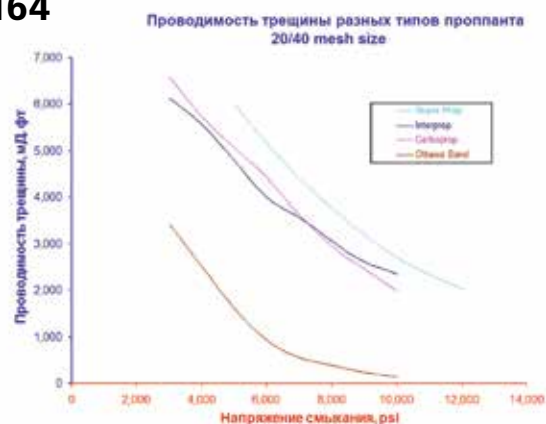
162



163



164



165

Жидкости разрыва

- Физические свойства
- Химические свойства
- Тип и область применения

166

Свойства, необходимые жидкости разрыва

- Низкие гидравлические потери при закачке в ствол скважины
- Сохранение вязкости на момент попадания в трещину
 - Для создания ширины трещины
 - Ширина трещины прямо пропорциональна вязкости жидкости
 - Для переноса проппанта глубоко в трещину
- Устойчивость
 - Разрушение!??
 - После обработки жидкость должна превращаться в низковязкую, чтобы ее можно было поднять на поверхность
 - При низких температурах разрушение ускорится хим. вещами
 - При высоких температурах разрушение происходит естественным путем
 - Время
 - Жидкость должна сохранять необходимую вязкость на всем протяжении обработки

167

Свойства, необходимые жидкости разрыва

- Устойчивость
 - К сдвигу
 - Жидкость не должна безвозвратно терять вязкость при прохождении областей, где высока скорость сдвига, как то: насосы, ствол скважины и перфорация
 - К температуре
 - Все жидкости разрыва разрушаются после длительного воздействия высокой температуры. Жидкость следует подбирать таким образом, чтобы она сохранила вязкость в условиях пластовой температуры на всем протяжении работы
 - К химическому воздействию
 - Жидкость должна быть совместима с пластовыми флюидами и глинами
- Небольшой остаточный объем
 - После проведения работ остаточный объем жидкости в трещине должен быть достаточно небольшим, чтобы не препятствовать приросту добычи
- ОТБЭС
 - Жидкость должна быть безопасной для перевозки, работы и захоронения
 - При работе с любыми жидкостями следует предпринимать необходимые меры предосторожности и четко следовать правилам безопасности!
- Экономичность

168

Типы жидкостей разрыва

- На водной основе
 - Самые распространенные
- На нефтяной основе
- Пены
 - N_2 или CO_2
- Эмульсии

169

Традиционные жидкости разрыва на водной основе

- Гуар
 - Экономичный
 - Небольшой остаточный объем
 - Медленная гидратация
- HPG (гидроксипропил гуар) и
- CMHPG (карбоксиметилгидроксипропил гуар)
 - Меньше остаточный объем
 - Быстрее гидратация
 - Выше вязкость

170

Распространенные жидкости разрыва на водной основе

Сшиватель	Гелеобраз. в-во	диапазон pH	Темп. диапазон, °F
B, отлож.	Гуар, HPG	8 - 12	70 - 300
B, отлож.	Гуар, HPG	8 - 12	70 - 300
Zr, отлож.	гуар	7 - 10	150 - 300
Zr, отлож.	гуар	5 - 8	70 - 250
Zr, отлож.	CMHPG, HPG	9 - 11	200 - 400
Zr, отлож.	CMHPG	3 - 6 (с CO_2)	70 - 275
TI, неотлож.	гуар, HPG, CMHPG	7 - 9	100 - 325
TI, отлож.	гуар, HPG, CMHPG	7 - 9	100 - 325
Al, отлож.	CMHPG	4 - 6	70 - 125
Sb, неотлож.	Гуар, HPG	3 - 6	60 - 120

171

Распространенные присадки для жидкостей разрыва

Присадка	Концентрация гал. или фнт добав. в 1000 гал. чистой ж-ти 0.1 – 1.0 гал.	Цель
биоцид		Предотвратить разрушение гуарового полимера бактериями
контроль фильтрации	10 – 50 фнт	Снизить фильтрацию ж-ти разрыва в ходе ГРП
деэмульгаторы	0.1 – 10 фнт	Обеспечить контролируемое снижение вязкости жидкости
понижители трения	0.10 – 1.0 гал.	Снизить гидравлические потери в стволе скважины при закачке
ПАВы	0.05 - 10	Снизить межфаз. натяжение, предотврат. образ. эмульсий и обеспеч. смачиваемость
пенообразователь	1 – 10 гал.	Обеспечить устойчивую пену в присут. азота или углекислого газа
контроль поведения глин		Обеспечить временную или совместимость вода-глина

172

Деэмульгаторы жидкостей разрыва

Деэмульгатор	Темп. Диапазон, °F	Комментарий
Фермент	60 - 200	Эффективный деэмульгатор. огранич. по ур-ню pH – ниже 10
Закапсулированный фермент	60 - 200	Допустима более выс. концентрация для ускор. разруш.
Персульфаты (натрия, аммония)	120 - 200	Экономич. Быстро работают при выс. темпер.
Активированные персульфаты	70 - 120	Низк. темпер. и выс. уровень pH
Закапсул. персульфаты	120 - 200	Допустима более выс. концентр. для ускор. разрушения
Высокотемперат. окислители	200 - 325	Используются, когда действие персульфатов слишком быстрое

173

Пены

- Оперируют понятием «качество пены»

Качество пены = объем газа/объем жидкости

Выражается в процентах (%)

Распростран. значения 65-80%

174

Пены

- Популярны для ГРП в пластах с низкой проницаемостью
- Два распространенных типа
 - Пены на N_2
 - N_2 обычно поставляется в жидком состоянии
 - Пены на CO_2
 - Низкий уровень pH
 - CO_2 поставляется в жидком состоянии
 - Более высокая плотность и, соответственно, давление на поверхности

175

Пены

- Преимущества
 - Меньше жидкой фазы, следовательно, меньше повреждение, связанное с инфильтрацией и остатком жидкости в трещине, а значит, возможна более высокая добыча
 - Хороший переносчик проппанта
 - Большая температурная устойчивость
- Недостатки
 - Проппant переносится жидкой фазой, поэтому приходится обходиться меньшей концентрацией и меньшим кол-вом проппанта на тот же объем обработки
 - На промысле требуется доступ к N_2 или CO_2
 - Требуется специальное насосное оборудование
 - Более низкая плотность означает, что гидростатическое давление ниже, а устьевое давление выше
 - Опасны: требуют высококвалифицированного персонала и строгих нормативов техники безопасности
 - Проппant подается посредством жидкой фазы, поэтому его концентрация ниже, чем при стандартной обработке

176

Этапы ГРП

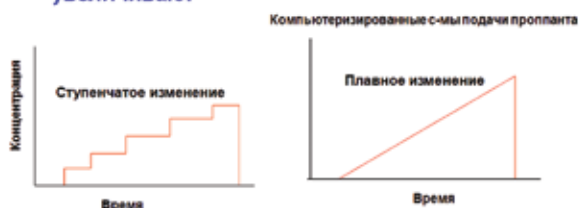
- Промывочная жидкость
 - Очистка перфорационных отверстий и подготовка к закачке
- Подушка
 - Вязкая жидкость для создания ширины трещины, снижения фильтрации и охлаждения пласта перед закачкой геля с проппантом
- Продавка
 - Жидкость без проппанта
 - Уравновешенная продавка
 - Объемом НКТ до перфораций
 - Недопродавка
 - Меньше объема НКТ
 - Перепродавка
 - Нужно для гарантии, что в НКТ не осталось песка

177

Этапы ГРП

- Гель с проппантом

- Начинают с небольшой концентрации проппанта и затем постепенно ее увеличивают



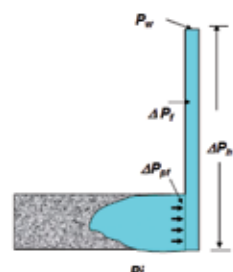
178

Расчет давления обработки

P_w = давл. обработки на поверхности
 ΔP_h = гидростатический напор жидкости в НКТ
 ΔP_f = гидравлические потери из-за потока в трубе
 ΔP_{pf} = гидравлические потери при прохождении перфораций
 P_t = давление развития трещины
 $P_t = \sigma_t + \Delta P_{pf}$
 ΔP_{pf} = гидравлические потери в трещине

$$P_w = P_t + \Delta P_f + \Delta P_{pf} - \Delta P_h$$

Кроме σ_t , все давления зависят от типа жидкости разрыва и расхода при закачке.



179

Гидравлические потери при прохождении перфорационных отверстий

$$\Delta P_{pf} = 0.2369 \frac{Q^2 \rho}{n^2 D_p^4 C^2}$$

ΔP_{pf} = гидравл. потери в перфорациях, psi

C = коэф. перфораций (обычно 0.6–1.0)

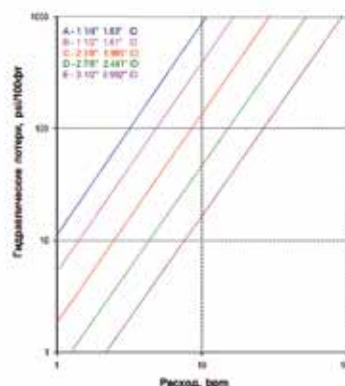
D_p = диаметр перфораций, дюймы

n = количество перфораций

ρ = плотность флюида

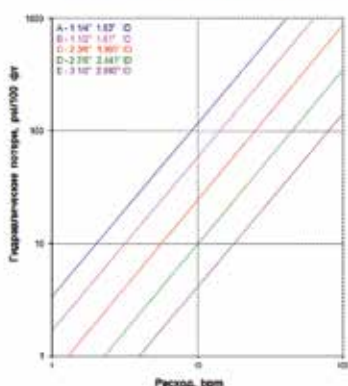
180

Гидравлические потери от расхода Пресная вода



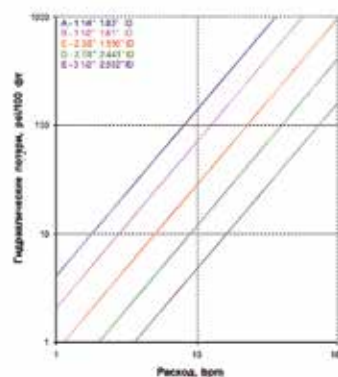
181

Гидравлические потери от расхода Понижитель трения «А»



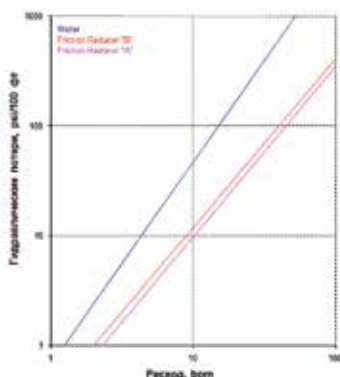
182

Гидравлические потери от расхода Понижитель трения «В»



183

Влияние понизителей трения на давление; НКТ диаметром 2 7/8"



184

Гидравлическая мощность в лошадиных силах

• Рассчитывают P_w для выбранной жидкости разрыва и расхода, q , а также типоразмера НКТ/обсад. колонны

• P_w и q определяют, какая гидравлическая мощность в л. с. потребуется для данной обработки

$$NHP = 0.0245 \cdot q \cdot P_w$$

Если расчетная NHP больше имеющейся, то жидкость разрыва и расход следует пересмотреть, чтобы оставаться в пределах допустимой мощности

185

Данные, необходимые для проекта ГРП

• Свойства пласта

- Проницаемость и пористость
- Механические свойства (E и ν)
- Мощность продуктивной толщи
- Высота трещины
- Забойная температура и давление
- Вязкость и сжимаемость жидкости
- Минимальное основное напряжение в пласте

Источники данных: ГИС, физ.-хим. исследования, ГДИ, мини-ГРП или предшествующие работы на том же м-р

• Данные о скважине

- Типоразмер и прочность обсадной колонны
- Количество, местоположение и размер перфораций
- Ограничения по устьевому давлению
- Количество интервалов, на которых будет проводиться ГРП

Источник данных: предоставляется компанией-оператором

186

Данные, необходимые для проекта ГРП

• Данные о жидкости разрыва (определяются в лаборатории)

- Вязкость при забойной температуре (или n' и k' для неньютоновских жидкостей)
- Механизм сшивания
 - Сшиватель отложенного действия
 - Тип сшивателя
 - Время до начала действия при забойной температуре и пластовых флюидах
 - Чувствительность сшитой жидкости к сдвигу
 - Диапазон Рн для сохранения эффективности
 - Традиционный сшиватель
 - Тип
 - Чувствительность к сдвигу
 - Диапазон Рн для сохранения эффективности
- Механизм разрушения
 - Присадки
 - Диапазон температур
 - Изменение вязкости разрушенной жидкости при забойной температуре

– Гидравлические потери при потоке по трубам для ГРП

Источник данных: предоставляется сервисной компанией

187

Данные, необходимые для проекта ГРП

Коэффициент фильтруемости

- Можно измерить в лаборатории на образце керна с применением реальной жидкости разрыва (осуществляется сервисной компанией)
- Можно также рассчитать по профилю падения давления после мини-ГРП

Источник данных: сервисная компания, оператор, консультант

• Тип и размер расклинивающего агента

- Гранулометрический анализ проппанта
- Проводимость к проппанту при различных концентрациях и значениях напряжения смятия

Источник данных: сервисная компания или поставщик проппанта

• Насосная система

- Гидравлическая мощность в л.с.
- Максимальное давление
- Максимальная концентрация проппанта
- Система смешивания

Источник данных: сервисная компания

188

Данные, необходимые для проекта ГРП

• Местные возможности

- При операциях на шельфе ограничением зачастую является размер платформы или судна, доступная мощность, типы оборудования и т.д. Следует учитывать данные ограничительные факторы в ходе оптимизации операции.
- При проектировании операций на материке обычно исходят из реалистичного улучшения продуктивности скважин и снижения затрат.
- Опыт является ключевым фактором для принятия решения.

189

Данные, необходимые для проекта ГРП

- Основной целью ГРП является увеличение добычи. Следует оптимизировать продуктивность!
- Будьте реалистами. Проект должен быть выполнимым!
- Контроль качества. Результаты операции зависят от того, что сделано, а не от того, что запланировано.
- Следует анализировать каждую обработку с тем, чтобы следующая работа прошла лучше.

190

Типы ГРП

• Frac & pack (ГРП с установкой сетчатого фильтра)

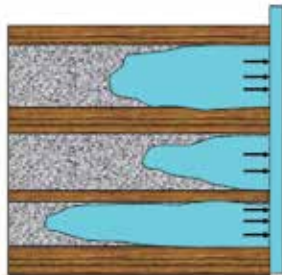
- Операции среднего объема с высокой концентрацией проппанта
- В основном применяется в пластах с высокой проницаемостью
- Позволяет отсрочить пескопроявления

191

Типы ГРП

• Обработки в условиях частичного вскрытия

- Подходят для создания трещин одновременно в нескольких интервалах
 - Экономично
 - Для низкопроницаемых пластов
- Объем обработки предопределяется ограниченным количеством перфораций



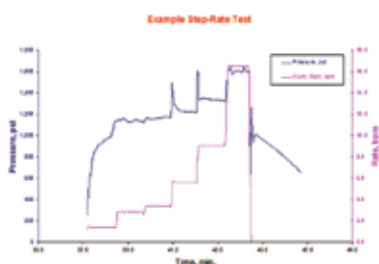
192

Инструменты и методы диагностики

193

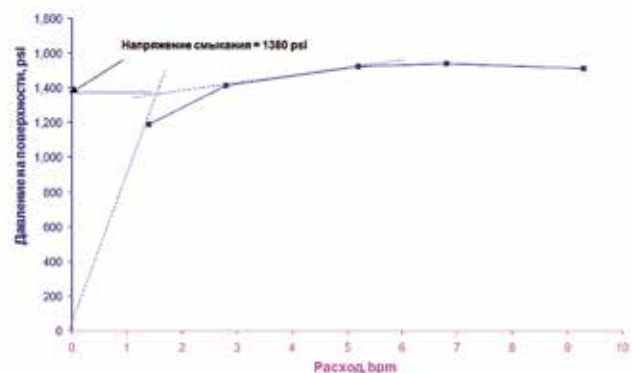
Мини-ГРП

- Проводится с использованием реальной жидкости разрыва, но на малом объеме (несколько тысяч галлонов)
- Обычно при этом не используется проппант, хотя иногда небольшие порции проппанта используются для очистки трещины
- Ступенчатая операция позволяет определить напряжение смятия и гидравлические потери для данного флюида



194

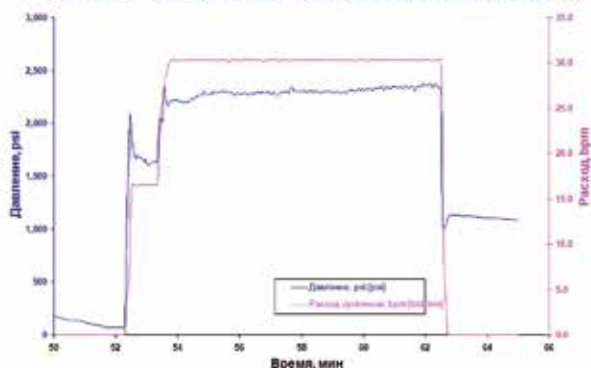
Анализ данных со ступенчатым изменением расхода



195

Пример мини-ГРП

(Проводится методом ступенчатого изменения расхода, как в предыдущем примере)



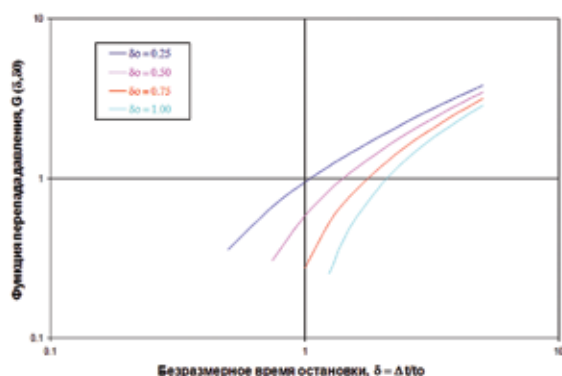
196

Анализ мини-ГРП

- Определение значений давления, ожидаемых в процессе основной обработки
- Подтвердить готовность скважины к основной обработке
- Определить коэффициент фильтруемости жидкости разрыва
 - Разработан Нолте (SPE 8341)
 - Предполагается, что после разрыва трещина остается в открытом состоянии за счет давления находящейся в ней жидкости. В течение опр. периода времени, несмотря на фильтрацию жидкости в пласт, жидкость продолжает поддерживать трещину в открытом состоянии. В этот период снижение давления флюида приводит к медленному сокращению ширины трещины.
 - Если допустить, что скорость фильтрации постоянна, ее можно рассчитать по падению давления в жидкости с течением времени.
 - В расчетах используются данные о падении давления непосредственно после разрыва. Кривые падения давления сопоставляют со специальными эталонными кривыми. Процедура более применима к мини-ГРП, поскольку в этом случае проппант не мешает процессу смыкания трещины.

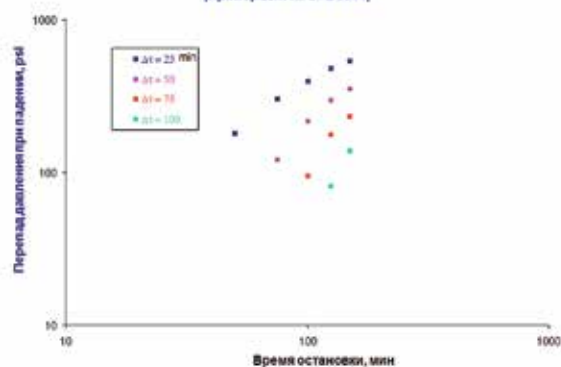
197

Эталонные кривые Нолте для расчета коэффициента фильтруемости



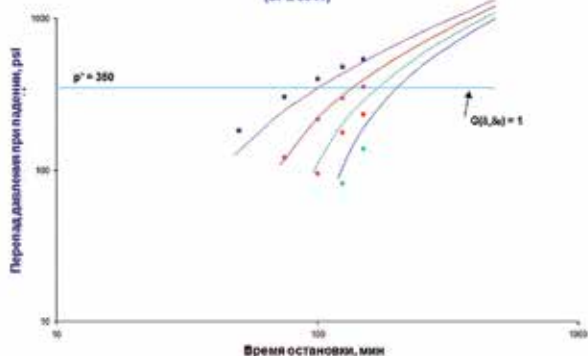
198

Падение давления после ГРП (Пример взят из SPE 8341)



199

Согласование с эталонными кривыми (SPE 8341)



200

Расчет фильтрации жидкости разрыва по Нолте

- Определив значение r^* путем согласования с эталонными кривыми, можно рассчитать объем фильтрации с помощью предложенных Нолте уравнений. Другие уравнения, содержащиеся в той же работе, позволяют рассчитывать длину трещины, ширину трещины, эффективность жидкости разрыва и т.д.

201

Расчет фильтрации жидкости разрыва по Нолте

$$C_{eff} = \frac{p^* H^2 \beta_s}{E H_p \sqrt{t_p}}$$

$$\beta_s = \frac{2n+2}{3n+3+a}$$

H = высота трещины, фт, определ. по температурному или др. каротажу
 H_p = leak-off height, фт, определяется по литоплотностному каротажу
 E = модуль Юнга, psi, определяется по анализу керна и каротажам
 t_p = время закачки, мин
 n = Power-law flow behavior index

$a = 0$ постоянная вязкость
 $a = 1$ medium degradation
 $a = 2$ strong degradation

202

Инструменты диагностики, применяемые после обработки

203

Методы картирования трещин после обработки

- Методы для незакрепленных стволов
 - Пакер-печать
 - Скважинный телевизор
 - Микросканер

204

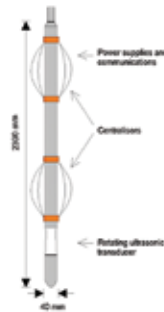
Методы для незакрепленных стволов Пакер с печатью



205

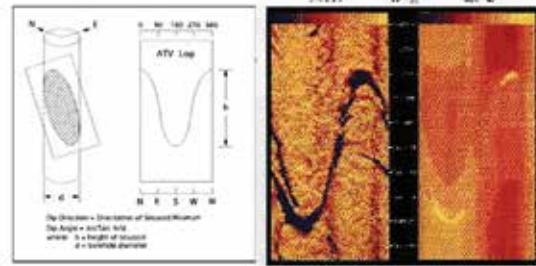
Методы для незакрепленных стволов Скважинный телевизор

- Определяет местоположение, размер и ориентацию трещин, пересек-ся со стволом скважины.
- В скважину на глубину, соответствующую интересующему интервалу, спускают акустический преобразователь.
- Звуковая волна посылается и принимается централизованным преобразователем, находящимся внутри скважины.
- Прибор замеряет время пробега волны. Пробег волн, отражающихся от поверхности трещин, будет больше.
- За счет электронного сбора сигналов создается электронное скважинное изображение.



206

Методы для незакрепленных стволов Скважинный телевизор



Цилиндрическое скважинное изображение, представленное на плоской поверхности.

207

Методы для незакрепленных стволов Скважинный телевизор (BHTV)

- Распространенные проблемы, ограничивающие возможности использования BHTV
 - Необходимость исп. Утяжеленный б.р. (более 1.3 г/см³), или б.р., содержащего ослабляющие звук мат-лы (барит)
 - Слишком большой диаметр скважины и/или каверны более 14 дюймов также ухудшают рез-ты
 - Необходимость центрировать инструмент.
- Рабочая температура: 300°F (150°C)
- Рабочее давление: 15 kpsi (10.4 кПа)
- Диаметр инструмента: 3 3/8 дюймов (86мм)
- Длина инструмента: 12.6 фи (4.2м)
- Диаметр скважины: (макс.) 14 дюймов
- Кол-во точек: 250 точек за один цикл вращения

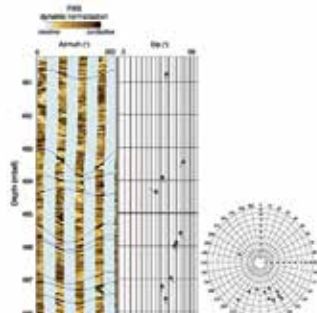
208

Микросканер

- Состоит из четырех взаимноперпендикулярных каротажных зондов, формирующих изображение. В каждом по 16 микроэлектродов, которые находятся в непосредственном контакте со стенкой скважины в процессе записи. Показания компактных дисковых электродов для фиксирования силы тока снимают каждые 0.1 дюйма (2.5 мм). Инструмент работает за счет направления в пласт эл. тока с фокусировкой с 4 зондов. Колебания силы тока измеряются несколькими дисковыми электродами на каждом из зондов.
- Дальнейшая обработка трансформирует измеренную силу тока, которая отражает колебания микросопротивления пласта, в черно-белые или цветные изображения высокого разрешения и переменной яркости. Черный и белый (самый темный и самый светлый цвет) указывают на низкое и высокое микросопротивление соответственно. В инструмент также входит универсальный инклинометр (GPIT), который фиксирует показания акселерометра и магнетометра, используемые для определения местоположения прибора и пространственной ориентации данных.

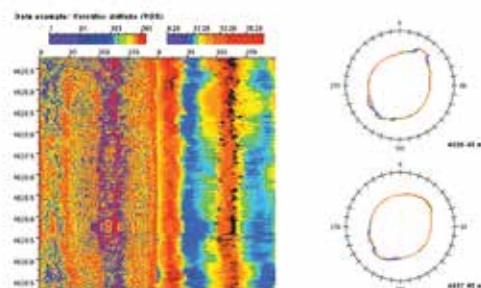
209

Микросканер



210

Микросканер Вывалы на стенках скважины (овализация)



211

Микросканер (FMS)

- Для получения качественных изображений зонды микросканера должны быть плотно прижаты к стенке скважины. Макс. длина, на которую могут раскрываться рычаги квернимера, – 15.0 дюймов, контакт зондов будет неадекватным (все 4 зонда будут касаться стенки) и изображения получатся размытыми. Максимальное отклонение ствола скважины, при котором этот инструмент позволяет получать хорошие данные, 10°. Неровность стенок скважины также негативно влияет на изображения, поскольку зонды недостаточно соприкасаются со скважиной.
- ТУ инструмента
 - Раб. температура 350°F (176° C)
 - Раб. давление 20 kpsi (13.8 kPa)
 - Диаметр 3 5/8 д. (9.2 см)
 - Длина инструмента 25.3 фт (7.72 м)
 - Интервал съемки 0.1 д. (2.5 мм)
 - Макс. скорость каротажа 1,800 фт/ч
 - Вертик. разрешение 0.2 д. (5 мм)
 - Глубина проник. исслед. 10 д. (25 см)

212

Активное прямое выявление трещин в дальней зоне

- Наклонометр
- Микросейсмика

213

Наклонометры

- Работает по тому же принципу, что уровень с отвесом. Датчик представляет собой наполненную жидкостью стеклянную трубку с пузырьком газа. Разница в том, что в наклоннометре имеются электроды, т. о. местоположение пузырька определяется эл. схемами

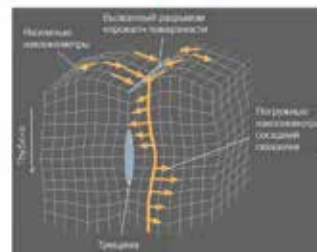


Copied from Pinnacle presentation

214

Принцип картирования трещин с помощью наклоннометра, метод прямой диагностики трещин

- Разрыв пласта приводит к характерной деформации породы вокруг трещины
- Наклон (деформация), спровоцированная разрывом, измеряется в нескольких местах
- Зарегистрированные группой наклоннометров деформации, приуроченные к разрыву, позволяют определить геометрию и ориентацию трещины



Copied from Pinnacle presentation

215

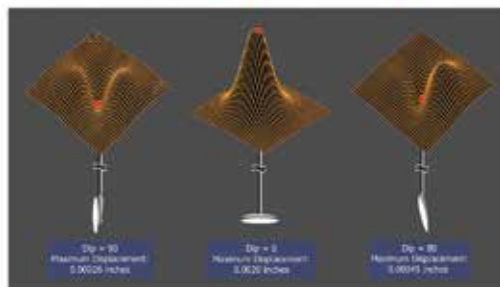
Что может дать картирование трещин с помощью наклоннометра?

- Группа наклоннометров на поверхности
 - Азимут и угол падения трещины (от времени)
 - Развития трещины в нескольких плоскостях
 - Примерное местоположение центра трещины (глубина располож. центра и сдвиг центра по горизонтали)
- Группа погружных наклоннометров
 - Длина и высота трещин (от времени)
 - Выявление распространения трещины за пределы продуктивного интервала и/или область пласта, на кот. не распространилась интенсификация
 - Примерная ширина трещины (или суммарная ширина в случае множества пересекающихся скважин)
 - «Калибровка» моделей роста трещин

Copied from Pinnacle presentation

216

Деформация поверхности под действием трещин разной ориентации

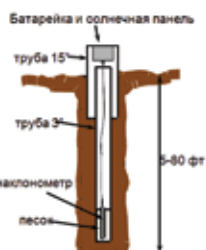


Copied from Pinnacle presentation

217

Группа наклоннометров на поверхности

- Устанавливаются на глубине 5–80 фт в трубах из ПВХ диаметром 3"
- Большая глубина установки требуется для ликвидации «шума» на поверхности
 - Техногенные помехи
 - Перепады температуры земли под действием термических процессов
- Группа из 12–20 наклоннометров, концентрически расположенных вокруг трещины (расстояние от скважины: 15–75% глубины располож. трещины)
- Наклоннометры устанавливаются за несколько дней до ГРП, чтобы они успели «осесть»
- Для хранения данных в наклоннометр встроены регистраторы данных
 - Интенсивность замеров: каждые 10 секунд
- Непрерывный сбор данных после проведения ГРП (вручную или с пом. радиосвязи)



Copied from Pinnacle presentation

218

Карта векторов наклона для вертикальной и для горизонтальной трещины

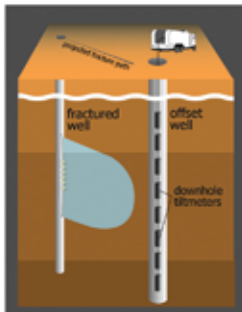


Copied from Pinnacle presentation

219

Группа погружных наклонометров (используются для измерения роста трещин)

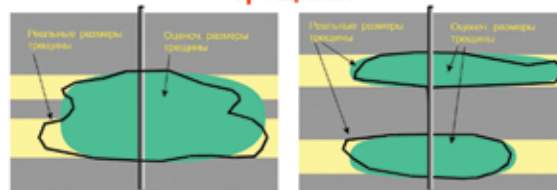
- Погружные наклонометры спускаются на тросе с использованием стандартных промысловых центраторов
- Высокое отношение сигнал-помеха из-за короткого расстояния до разрыва
- Группы по 6-15 погружных наклонометров размещают в соседней(-их) скважине (-ях) приблизительно на той же глубине, на которой будет проводиться разрыв



Copied from Pinnacle presentation

220

Картирование трещин с помощью погружных наклонометров позволяет приблизительно определить геометрию трещины



Copied from Pinnacle presentation

221

Установка погружных наклонометров



Copied from Pinnacle presentation

НАША СПРАВКА

ООО «Рок Инжиниринг Сервисес» является российской нефтесервисной компанией, входящей в группу компаний КТІВ, и предоставляет полный комплекс услуг для обеспечения широкого спектра потребностей в нефтегазовой промышленности, включая высокотехнологичные решения в области строительства скважин и комплексное управление проектами. В настоящий момент группа компаний КТІВ осуществляет деятельность в России, Азербайджане, Грузии, Казахстане, Туркменистане, ОАЭ и США. Сотрудничество с лидерами нефтегазовой индустрии предоставляет возможность внедрения программы передачи западных технологий и накопленного опыта местным специалистам.

Продолжение (четвертая часть) будет опубликовано в следующем (58-м) номере журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».

Уважаемые коллеги!

Coiled tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

*Сердечно поздравляем вас с Днем работников
нефтяной, газовой и топливной промышленности!*

*Новых успехов вам в профессиональной деятельности, смелых планов
и высоких результатов во внедрении новых технологий и оборудования!*

*Крепкого здоровья, личного счастья, неиссякаемого запаса
жизненной энергии для новых свершений!*

Любви и взаимопонимания с близкими!

*Пусть ваши дома и сердца всегда будут наполнены теплом и светом,
потому что тепло и свет – это то, чему вы посвящаете свой труд и жизнь.*



Оснащение колтюбинга геофизическим кабелем с применением кабельного инжектора

П.В. РЕВЯКОВ, А.Н. КОБЕЦ, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

Колтюбинг с геофизическим кабелем (рис. 1) на территории СНГ применяется главным образом для выполнения геофизических работ в горизонтальных скважинах. Производители колтюбинга поставляют трубы с геофизическим кабелем, однако они имеют высокую стоимость. Снизить стоимость приобретения колтюбинга с кабелем возможно путем заправки трубы геофизическим кабелем с применением кабельного инжектора.

На основании опыта оснащения колтюбинга геофизическим кабелем в компании

Заправка гибкой трубы геофизическим кабелем с помощью специального комплекта оборудования включает в себя механико-гидравлический процесс: проталкивание в полость колтюбинга кабеля с помощью кабельного инжектора и одновременную закачку высокоскоростного потока жидкости через манифольд высокого давления.



Рисунок 1 – Колтюбинг с заправленным геофизическим кабелем

«Белоруснефть» был выбран безопасный и экономически выгодный способ заправки колтюбинга кабелем с применением кабельного инжектора (рис. 2), который входит в состав специального комплекта оборудования. Заправка гибкой трубы геофизическим кабелем с помощью специального комплекта оборудования (рис. 3) включает в себя механико-гидравлический процесс: проталкивание в полость колтюбинга кабеля с помощью кабельного инжектора и одновременную закачку высокоскоростного потока жидкости через манифольд высокого давления.

Основные технические условия оснащения колтюбинга геофизическим кабелем с применением специального комплекта оборудования РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»:

- максимальное рабочее давление закачки жидкости в колтюбинг – 70 МПа;
- диаметр заправляемого кабеля – до 11 мм;
- рабочая среда – техническая вода;



Рисунок 2 – Кабельный инжектор РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

- привод кабельного инжектора – электрический;
- габаритные размеры площадки для монтажа комплекта оборудования: длина не менее 16 м, ширина не менее 3 м.

Существует перечень оборудования (требований), которым должен быть оснащен заказчик для выполнения заправки колтюбинга геофизическим кабелем с применением специального комплекта оборудования (кабельного инжектора):

1. Барабан (узел намотки) с колтюбингом.
2. Кран грузоподъемностью не менее 16 т (для монтажа/демонтажа, погрузки/разгрузки комплекта оборудования).
3. Насосный агрегат, позволяющий закачивать рабочую жидкость в колтюбинг с плавной регулировкой расхода закачки жидкости до 12 л/с и давлением закачки до 70 МПа.
4. Барабан (букта) с новым геофизическим кабелем диаметром не более 11 мм. Длина геофизического кабеля должна быть больше длины колтюбинга. Геофизический кабель может быть с плотным полимерным наружным покрытием либо в металлической оплетке.
5. Геометрические характеристики барабана (букты) должны составлять: диаметр не более 1400 мм; диаметр отверстия под вал – до 80 мм; максимальная ширина барабана 950 мм.
6. Технологическая емкость (объемом не менее 30 м³) с технической жидкостью. В случае отрицательной температуры окружающей



Рисунок 3 – Состав комплекта оборудования для оснащения колтюбинга геофизическим кабелем

среды применяется техническая вода повышенной плотности, незамерзающая в температурных условиях на месте проведения работ.

Компанией «Белоруснефть» в 2015–2016 годах на территории Республики Беларусь, а также на территории Российской Федерации было проведено более десяти операций по оснащению колтюбинга геофизическим кабелем. По результатам выполненных работ выявлены основные преимущества применения кабельного инжектора:

- 1) Оснащение колтюбинга геофизическим кабелем проводится в сжатые сроки (в течение 48 часов с учетом монтажа оборудования).
- 2) Получено сокращение финансовых затрат в сравнении с приобретением колтюбинга с геофизическим кабелем от завода-изготовителя.
- 3) Применение кабельного инжектора позволяет проводить замену геофизического кабеля в случае его износа или повреждения.
- 4) Кабельный инжектор помогает извлечь геофизический кабель для проведения ремонта колтюбинга.

В заключение хотелось бы отметить, что РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» является открытой компанией, которая готова рассматривать варианты сотрудничества по оснащению колтюбинга геофизическим кабелем. ☉

Подбор потокоотклоняющей композиции на основе полиоксихлорида алюминия для проведения процесса повышения нефтеотдачи пластов на Средне-Хулымском месторождении

Selection of Aluminum-Polychloride-Based Diverter Composition for Enhanced Oil Recovery Operation in Sredne-Khulymskoye Field Formations

Л.А. МАГАДОВА, К.А. ПОТЕШКИНА, М.Б. БАЛТАЕВА, С.А. ХАРЛАНОВ, В.А. ДЕДЕЧКО, Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

L. MAGADOVA, K. POTESHKINA, M. BALTAYEVA, S. KHARLANOV, V. DEDECHKO, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Research and Educational Centre «Oilfield Chemistry»

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, однако потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год. Средняя конечная нефтеотдача по различным странам и регионам составляет от 25 до 40% [1]. Остаточные или неизвлекаемые запасы нефти, большая часть которых сосредоточена в низкопроницаемых пропластках коллектора, достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов в недрах. Для решения данной проблемы используют потокоотклоняющие технологии, которые позволяют увеличить охват пласта заводнением путем создания водонепроницаемого барьера в высокопроницаемых пропластках. Однако существующие методы регулирования фильтрационных потоков характеризуются весьма существенными недостатками, в связи с чем актуальными являются задачи разработки новых реагентов, позволяющих значительно увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) на уже разрабатываемых месторождениях.

В научно-образовательном центре «Промысловая химия» были разработаны композиции для повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) на основе полиоксихлорида алюминия, карбамида и ацетата натрия [2]. Данные составы представляют собой истинные растворы и обладают длительным временем гелеобразования, что позволяет создать экран на удаленном расстоянии от нагнетательной скважины в низкопроницаемых коллекторах.

Целью данной работы явилось исследование основных свойств композиции для условий Средне-Хулымского месторождения, а также подбор композиции с необходимыми характеристиками для проведения процесса повышения нефтеотдачи пластов на данном месторождении.

В таблице 1 представлены результаты исследования времени гелеобразования разработанных композиций и их аналогов [3, 4] при температурах 25, 60, 85 °С, а также значения вязкости композиций и их аналогов, полученных на вискозиметрах «Реокинетика» и Grace M5600.

The effectiveness of oil production with modern developed methods is considered to be low in all oil producing countries whereas consumption of oil products is growing every year. The average overall oil recovery factor in different countries ranges within 25–40% [1]. Remaining or non-recoverable oil reserves reach 55–75% of the original in-place reserves on the average, the most of these reserves are located in low-permeable formations. Diverting technologies were developed in order to solve this problem. These technologies increase sweep efficiency by creating watertight barrier in high-permeable formations.

However, current filtration control methods have some disadvantages. Thus, it is important to develop new chemical agents that will enhance oil recovery factor at the existing fields.

Research and scientific centre «Oilfield chemistry» developed compositions for enhanced oil recovery operations based on aluminum-polychloride, carbamide and sodium acetate [2]. These compositions are molecular solutions with long gel time that makes possible to create a barrier at a remote distance from the injection well in low-permeable formations.

The purpose of this paper is an investigation of main composition characteristics for Sredne-Khulymskoye field conditions, as well as selection of composition with characteristics required for conducting enhanced oil recovery operation in this field.

Table 1 presents results of an investigation of gel time on developed compositions and its analogues [3, 4] at temperatures 25, 60, 85 °C, as well as investigation of compositions viscosity determined at viscosity gauges Reokinetika and Grace M5600.

It should be noted that induction period of gel time and viscosity values are higher when additional agent – sodium acetate – is used.

Since composition № 4 exhibits the highest gel time and viscosity values, this composition was proposed as an innovative agent for enhanced oil recovery operation in Sredne-Khulymskoye field. When gelling composition is injected in non-uniform permeable formation, it filtrates through flooded high-permeable

Следует отметить, что благодаря подобранному дополнительному реагенту – ацетату натрия, индукционный период гелеобразования, а также вязкостные характеристики имеют более высокие показатели по сравнению с композициями без него.

Поскольку самыми высокими значениями вязкости и времени гелеобразования обладает композиция № 4, именно этот состав был предложен в качестве инновационного реагента для проведения ПНП на Средне-Хулымском месторождении. При закачке данного гелеобразующего состава в проницаемостно неоднородный пласт состав будет проникать главным образом в заводненый высокопроницаемый пропласток за счет преимуществ последнего по фазовой проницаемости.

Так как в ходе заводнения происходит охлаждение пласта, при закачке раствор композиции может нагреться до пластовой температуры только через определенное время. Для изучения прогрева на каждом участке пласта было произведено математическое моделирование непрерывной закачки пачки анализируемой композиции в условиях Средне-Хулымского месторождения на программесимуляторе.

С использованием полученных данных были проведены исследования, моделирующие постепенный прогрев композиции в пласте. Для этого через определенные временные этапы, рассчитанные заранее, температура повышалась до соответствующей температуры (рис. 1, 2).

Как видно из приведенных графиков, при постепенном увеличении температуры индукционный период гелеобразования композиции № 4 увеличивается, что позволяет создать экран на более удаленных участках от нагнетательной скважины, учитывая неравномерный нагрев состава в пласте, тем самым значительно увеличить коэффициент охвата пластов заводнением, что приведет к дополнительному приросту дебита нефти. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. – М.: Недра, 2004. – 292 с.
2. Состав multifunctional реагента для физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН)// Патент на изобретение РФ 2529975.
3. Способ разработки обводненной нефтяной залежи// Патент на изобретение РФ 2475635.
4. Состав для повышения нефтеотдачи// Патент на изобретение СССР 16554554.

Таблица 1 – Время гелеобразования и вязкостные характеристики разработанных композиций и их аналогов

Table 1 – Gel time and viscosity characteristics of developed compositions and analogues

№ композиции № of composition	pH, 25 °C	Время гелеобразования, ч (код по классификатору Сиданка) Gel time, h (Sidank classifier code)			Вязкость, мПа·с Viscosity, MPa·s	
		при 25 °C	при 60 °C	при 85 °C	«Реокинетика» Reokinetika	Grace M5600
1	4,90	-	23 (I)	4 (I)	2265	32288
2	4,84	150 (D)	98 (J)	5 (J)	3797	37179
3	4,78	160 (E)	142 (J)	8 (J)	3560	37906
4	4,66	172 (H)	165 (K)	23 (K)	4674	57688
5	4,60	200 (F)	161 (K)	20 (K)	4341	52737
ВИС-1*	4,93	-	21 (I)	3 (I)	2836	29563
ГАЛКА**	3,99	-	42 (K)	6 (K)	2970*	34647

*-[3] **-[4]

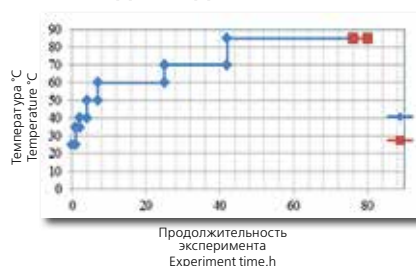


Рисунок 1 – Время образования геля на пресной воде при поэтапном прогреве до пластовой температуры
Figure 1 – Fresh-water-based gel time during stage-by-stage warm-up to formation temperature

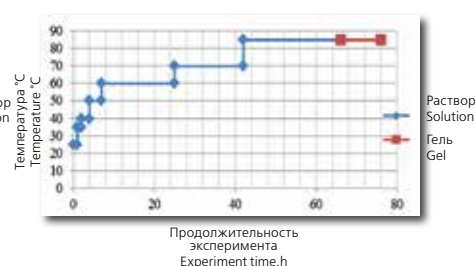


Рисунок 2 – Время образования геля на модели пластовой воды при поэтапном прогреве до пластовой температуры
Figure 2 – Formation-water-based gel time during stage-by-stage warm-up to formation temperature

formation due to its high phase permeability.

Since formation temperature decreases during flooding, injected composition will heat up to formation temperature only after a definite time period. In terms of studying formation heatup in each part it was decided to carry out mathematical simulation of continuous injection of composition under study in Sredne-Khulymskoye field conditions using simulation program.

Received data was used for conducting simulation of continuous composition heatup under formation conditions. For this purpose temperature was increased to a certain value during pre-determined time periods (fig. 1,2).

As can be seen from these graphs, gradual increase in temperature leads to an increase in induction period of gel time of composition № 4. Considering unbalanced composition heatup in formation, this process makes possible to create a barrier at remote distances from the injection well thus increasing sweep efficiency and consequently production rate. ☉

Новый бактерицид ФЛЭК-ИКБ-703 New Bactericide Agent "FLEK-BCI-703"

А.В. ДЕНИСОВА, ООО «ФЛЭК»

A. DENISOVA, FLEK LLC

Актуальность проблемы биокоррозии нефтепромыслового оборудования и снижение нефтеотдачи пластов (в результате закупоривания нефтяного пласта скоплением биомассы бактерий либо продуктами их метаболизма) из года в год становится значимой. Бездействие или неправильный подход к решению данной проблемы приводит не только к отказам нефтепромыслового оборудования, уменьшению объемов добываемой нефти, но и в конечном итоге к экологической катастрофе.

На фоне полученных низких значений мониторинга скорости коррозии трубной стали наблюдается рост сероводорода в воде и сульфида железа в нефти, что свидетельствует о наличии сульфатвосстанавливающих бактерий (СВВ) и биокоррозии оборудования.

Всем известный метод предупреждения биокоррозии с применением ингибиторов коррозии – бактерицидов (ИКБ) в настоящее время самый распространенный и эффективный. Особенностью данного метода является момент привыкания и адаптации микроорганизмов к действию определенной активной основы ИКБ. В связи с этим возникает задача поиска новых химических веществ, воздействующих на механизмы развития бактериальных клеток.

В 2013 году ООО «ФЛЭК» разработало и в настоящее время промышленно применяет новый ИКБ – ФЛЭК-ИКБ-703 (ТУ 2458-038-24084384-2013).

В ходе проведения лабораторных испытаний согласно РД 39-3-973-83 установлена высокая эффективность действия данного реагента в биозараженных средах ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» и ООО «Юкатекс-Югра» (табл. 1, 2).

В результате лабораторных исследований установлено, что реагент ФЛЭК-ИКБ-703 проявляет бактерицидную активность для планктонных форм СВВ в биозараженных средах: ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» при дозировках 100–150 г/м³, ООО «Юкатекс-Югра» – 80 г/м³.

В период с октября 2014 года по апрель 2015 года проведены успешно опытно-промышленные испытания (ОПИ) бактерицида ФЛЭК-ИКБ-703 в системе

Виокоррозии оборудования и снижение фактора нефтеотдачи пластов (в результате закупоривания нефтяного пласта скоплением биомассы бактерий либо продуктами их метаболизма) становятся все более и более значимыми проблемами каждый год. Бездействие или неправильный подход к решению этих проблем приводит к отказам оборудования, снижению скорости добычи нефти и в конечном итоге к экологической катастрофе.

На фоне полученных низких значений мониторинга скорости коррозии трубной стали наблюдается рост сероводорода в воде и сульфида железа в нефти, что свидетельствует о наличии сульфатвосстанавливающих бактерий (СВВ) и биокоррозии оборудования.

Всем известный метод предупреждения биокоррозии с применением ингибиторов коррозии (ИКБ) в настоящее время самый распространенный и эффективный. Особенностью данного метода является момент привыкания и адаптации микроорганизмов к действию определенной активной основы ИКБ. В связи с этим возникает задача поиска новых химических веществ, воздействующих на механизмы развития бактериальных клеток.

В 2013 году ООО «ФЛЭК» разработало и в настоящее время промышленно применяет новый ИКБ – ФЛЭК-ИКБ-703 (ТУ 2458-038-24084384-2013).

В ходе проведения лабораторных испытаний согласно РД 39-3-973-83 установлена высокая эффективность действия данного реагента в биозараженных средах ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» и ООО «Юкатекс-Югра» (табл. 1, 2).

В результате лабораторных исследований установлено, что реагент ФЛЭК-ИКБ-703 проявляет бактерицидную активность для планктонных форм СВВ в биозараженных средах: ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» при дозировках 100–150 г/м³, ООО «Юкатекс-Югра» – 80 г/м³.

В период с октября 2014 года по апрель 2015 года проведены успешно опытно-промышленные испытания (ОПИ) бактерицида ФЛЭК-ИКБ-703 в системе

Таблица 1 – Эффективность действия бактерицида ФЛЭК-ИКБ-703 на сульфатредукцию накопительных культур СВБ биозараженных объектов ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» (микробное число – 103, индекс активности – 50,0%)

Table 1 – Effectiveness of bactericide FLEK-BCI-703 action on sulfate reduction of SRB in infected facilities of LUKOIL-Perm LLC (microbial number – 103, activity index – 50.0%)

Месторождение Field	Защитный эффект бактерицида при его содержании г/м ³ , % Inhibition effect of bactericide as per its content g/m ³ , %					
	25	50	75	100	150	200
Москудинское Moskudinskoye	79	86	90	100	100	100
Опалихинское Opalikhinskoye	83	92	96	100	100	100
Баклановское Baklanovskoye	83	87	93	100	100	100
Рассветное Rassvetnoye	82	88	94	97	100	100
Павловское Pavlovskoye	79	87	93	98	100	100
Кокуйское Kokuyskoye	81	88	94	97	100	100
Шумовское Shumovskoye	81	91	94	97	100	100

Таблица 2 – Эффективность действия бактерицида ФЛЭК-ИКБ-703 на сульфатредукцию накопительных культур СВБ в подтоварной воде РВС-4 Каюмовского месторождения ООО «Юкатекс-Югра» (микробное число – 101, индекс активности – 100%)

Table 2 – Effectiveness of bactericide FLEK-BCI-703 action on sulfate reduction of SRB in bottom water in vertical steel tank - 4 at Kayumovskoye field in Yukatex-Yugra LLC (microbial number – 101, activity index – 100%)

Результаты визуального осмотра склянок (+) – рост бактерий, (-) – отсутствие бактерий / дозировка бактерицида, г/м ³ Results of samples visual inspection (+) – bacteria growth, (-) – no bacteria / bactericide dosing, g/m ³				
Контроль	50	80	100	150
+	+	-	-	-

нефтебора Каюмовского месторождения ООО «Юкатекс-Югра».

Постоянное дозирование реагента осуществлялось с помощью УДР-1,6 со средней расходной нормой 80 г/м³. Содержание СВБ до закачки бактерицида в промысловых средах системы нефтебора, отобранных с кустов: 3, 4, 6, 9, 30, 32, составляло 1000–1 000 000 кл/см³.

При осуществлении контроля за биозараженностью промысловых сред в течение всего срока ОПИ установлена 100%-я эффективность действия бактерицида ФЛЭК-ИКБ-703 по подавлению жизнедеятельности СВБ (в отобранных пробах промысловых сред СВБ отсутствовали), что согласно РД 39-3-973-83 и РД 03-00147275-067-2001 явилось положительным результатом.

В настоящее время бактерицид ФЛЭК-ИКБ-703 промышленно закачивается в системе нефтебора Каюмовского месторождения ООО «Юкатекс-Югра». ☉

the period from October 2014 to April 2015 in Yukatex-Yugra LLC.

Constant agent metering was performed by batching unit – 1,6 with the average rate of 80 g/m³. SRB content before injection of bactericide in oil-gathering system fluid from well pads 3, 4, 6, 9, 30, 32 was 1000–1 000 000 kg/sm³.

Control of bacterial contamination of production fluids during the whole pilot testing period proved 100% effectiveness of bactericide FLEK-BCI-703 for inhibition of bacterial activity (no SRB was detected in fluid samples) that is a positive result according to operational documentation 39-3-973-83 and 03-00147275-067-2001.

At present time bactericide FLEK-BCI-703 is injected in oil-gathering system of Kayumovskoye field in Yukatex-Yugra LLC. ☉

ДВА ЭТЮДА ОБ ИМПЛОЗИИ

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д. т.н., профессор, академик Международной академии наук высшей школы

СПОСОБЫ ВЫЗОВА ПРИТОКА ФЛЮИДОВ В ДЛИТЕЛЬНО ПРОСТАИВАЮЩИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Нефтяные и газовые скважины стареют, подобно людям. Старые люди из-за болезни часто не могут без посторонней помощи пройти два-три метра. То же самое касается и скважин: обессиленные длительным отсутствием притока углеводородов, «бедняжки» не могут выдавить из себя каплю нефти или пузырек газа. Поэтому перед специалистами стоит проблема восстановления прежних «молодецких» сил скважины и пластовой системы. Образно выражаясь, специалисты должны использовать приемы и способы из арсенала геронтологов для устранения «старости» скважин.

Если мы обратимся к учебникам, по которым нас когда-то учили, то там говорится об эффекте Жамэна, свидетельствующем о наличии дополнительной энергии и упругости между порами пласта. Этот эффект и лежит в основе метода переменных давлений (мягкой имплозии), осуществляемого путем «набивки» давления в коллекторе и мгновенной разрядки и ликвидации газового пузыря в вакуумном пространстве скважины. Нечто подобное происходит, кстати, когда электрическими разрядами заставляют вновь ожить остановившееся сердце человека (между прочим, в медицине этот метод своим частым применением набил оскомину).

Ликвидация газового пузыря в вакуумном пространстве происходит со взрывом, поэтому данный метод был назван методом имплозии со взрывом в вакууме. При его использовании необходимо свести к минимуму вредные последствия воздействия взрывной волны на крепь скважины. Для этой цели нужно с помощью гибкой

трубы (ГТ) в момент взрыва нагнетать в скважину на форсированных режимах воду с анионоактивным ПАВ до насыщения (то есть до устья). Можно воду с ПАВ заменить двухфазной пеной. Этого будет достаточно, чтобы вызвать приток флюидов из длительно простаивающей скважины, если, конечно, в ней еще остались углеводороды. Отметим, что в запасе остались более сильные способы воздействия на пластовую систему: ГРП, КРС, ГПП. К этим способам мы можем вернуться, если метод имплозии не даст ожидаемого эффекта.

Справка «Времени колтубинга. Времени ГРП»

Жамэна эффект — возникновение повышенного сопротивления перемещению содержащей газ нефти по тонкопористому пласту при прохождении ее через суженные места поровых каналов. Жамэн установил, что насыщенная газом жидкость (т.е. с пузырьками газа) по узким капиллярным каналам движется гораздо медленнее, чем чистая жидкость (без газовых пузырьков). Основные причины Ж. э. — поверхностное натяжение и капиллярность. При движении газонасыщенной жидкости пузырьки газа сжимаются, деформируются, что затрудняет нормальное движение жидкости.

(Геологический толковый словарь)

«ПРИЗРАК» СПОСОБА ИМПЛОЗИИ

Каждый из нас может привести пример, когда в сложные моменты творческого поиска удачный ответ и лучшее решение приходило незаметно, как бы со стороны, из самой, что называется, гущи жизни.

Много лет в моей голове не складывалось решение задачи по использованию эффекта имплозии в процессах добычи нефти и газа, пока в шестидесятые годы прошлого столетия мы с коллегами не начали работы по проведению кислотных обработок в нефтяных скважинах с помощью порошковых кислотных композиций в Китае, в Джунианском нефтегазопромысловом

управлении. Хочу отметить, что тогда мы были первыми представителями Украины, удостоившимися прямого контакта с китайским предприятием.

Мы проводили промысловые работы в зимнее холодное время, когда дули сильные обжигающие ветры. В момент, когда проводились работы по восстановлению производительности насосных пробкообразующих скважин, вокруг них собирались много крестьян из близлежащих поселений, которых приходилось отгонять от скважины, чтобы при нагнетании кислот эти люди не пострадали. Но что тогда бросалось нам

в глаза: многие китайские крестьяне наполняли газом из скважин продолговатые емкости, похожие на аэростаты или дирижабли. Нам потом объяснили, что в этих «дирижаблях» находится нефтяной попутный газ, который крестьяне используют в быту для обогрева и приготовления пищи.

Эти «аэростаты» в крестьянских руках и стали «призраком имплозии», натолкнувшим на повторное открытие забытого специалистами способа воздействия для вызова притока флюидов из скважины!

Безусловно, этому архаичному способу вызова притока флюидов пришли на смену современные мощные технологии – ГРП, КГРП... Так же как каретным экипажам пришли на смену быстрые автомобили.

Но тем не менее имплозия может использоваться в полевых и морских условиях и поныне.

В некоторых случаях достаточно в скважину поместить надутые шары, которые со временем лопнут и взорвутся, чтобы этим самым вызвать дополнительный приток нефти или газа без лишних денежных затрат и значительных технико-технологических усилий на необустроенных промысловых площадях.

И еще: способ имплозии может быть с успехом использован также в качестве скорой помощи в период освоения скважины после ГРП и КГРП.

И, кроме всего прочего, несмотря на изобилие стремительных автомобилей, иногда очень хочется чинно проехаться в старинной карете, в пути предаваясь полезным размышлениям. ☉

В НПФ «Пакер» на постоянную работу требуются:

Руководитель ЦИТС

Руководитель службы, главный и ведущие специалисты по заканчиванию скважин

Руководитель службы, главный и ведущие специалисты геологи по направлению добычи нефти и ГРП

Главный и ведущие инженеры-технологи в службу разработки скважных технологий

Ведущий инженер-механик по нефтепромысловому оборудованию

Руководитель службы охраны труда и промышленной безопасности

Инженер-технолог по металлообработке

IT-директор, программисты

Форма анкеты размещена на сайте www.npf-paker.ru в разделе «Вакансии». Анкету отправлять на hr@npf-paker.ru
Обращаться: Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, д. 7. Телефон: (34767) 5-16-46



**ОКТЯБРЬСКИЙ
ПАКЕР**
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА



Society of Petroleum Engineers



Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE

24-26 октября 2016 | Москва, Россия

Регистрация открыта до 10 октября 2016

Конференция

- Пленарные и панельные сессии
- 22 технические сессии
- Круглые столы
- Специальная сессия молодых специалистов
- Региональный конкурс студенческих работ

Выставка

Не упустите свой шанс - присоединяйтесь к лидерам отрасли! Подробности - на сайте мероприятия

За дополнительной информацией, пожалуйста, обращайтесь к Марии Тишковой: russianoilandgas@spe.org; mtishkova@spe.org.
Тел.: +7 (495) 268-04-54

www.spe.org/events/rptc/2016

Платиновый спонсор

Schlumberger

Золотой спонсор

HALLIBURTON

Золотой спонсор



Золотой спонсор

roxar
EMERSON GROUP COMPANY

Гарантируем стабильность, порядочность и качественный ресурс

*Журнал «Время колтюбинга» беседует
с Р.Я. Игиловым, коммерческим
директором лизинговой компании
ООО «Техностройлизинг».*

«Время колтюбинга»: Руслан Якубович,
познакомьте наших читателей с Вашей
компанией.

Руслан Игилов: Лизинговая компания
«ООО «Техностройлизинг» успешно работает на
рынке четвертый год. Мы являемся официальными
финансово-лизинговым партнером СЗАО «ФИДМАШ»,
о чем свидетельствует полученный нами сертификат.
За время совместной работы были реализованы
четыре колтюбинговые установки тяжелого класса,
две из которых уникальны:

- первая экспериментальная установка тяжелого
класса МК30Т-50, реализованная по совместной
антикризисной программе с СЗАО «ФИДМАШ»
в 2015 году на выставке «Нефть и Газ»/MIOGE;
- установка колтюбинговая тяжелого класса
МК30Т-40 (состоящая из отдельных блоков,
смонтированная на шасси МЗКТ 65276 10х10).

Мы хотим видеть читателей журнала в качестве
наших клиентов, мы ждем ваших обращений и готовы
предоставить эксклюзивные условия по лизингу
на колтюбинговые установки, комплексы ГРП –
всю номенклатуру оборудования СЗАО «ФИДМАШ».
Помимо вышеуказанного производителя, компания
«Техностройлизинг» успела установить отношения и с
другими производителями оборудования.

ВК: На какую категорию клиентов
ориентируется Ваша компания?

Р.И.: «Техностройлизинг» предоставляет условия
для высшей категории заемщиков. Ключевые
контрагенты лизинга – крупные компании
(корпорации, холдинги, независимые сервисные
компании). Наши преимущества – кратчайшие сроки
поставки техники, мобильность, оперативность
в принятии решений, качество, контроль
сопровождения сделки, гибкий индивидуальный
подход к каждому клиенту.

ВК: В каких регионах «Техностройлизинг»
реализует свои проекты?



Р.И.: Компания осуществляет реализацию
проектов по Российской Федерации. Мы работаем
преимущественно с ЯНАО, ХМАО, регионами
Западной и Восточной Сибири. В ближайших
планах – реализация проектов в странах СНГ и
Таможенного союза.

ВК: Каковы условия предоставляемого
Вашей компанией лизинга?

Р.И.: Финансовый ресурс, который мы
предоставляем контрагентам, предназначен для
корпоративных клиентов, так как все покупатели
нефтегазового оборудования – крупные компании,
которые имеют большой опыт закупок в данном
секторе. Поэтому деньги, которые мы размещаем,
одни из самых выгодных. Годовое удорожание на
колтюбинговую установку составляет 7%. Срок
лизинга – от 3 до 7 лет.

ВК: Вы лично имеете большой опыт
работы в финансово-лизинговой компании,
обслуживавшей клиентов в сегменте
нефтегазового сервиса. А что можно сказать о
других членах команды «Техностройлизинга»?

Р.И.: Все топ-менеджеры «Техностройлизинга»
имеют большой опыт в сфере финансовой
деятельности, страхового бизнеса, в сфере
лизинговых продуктов. «Техностройлизинг» –
универсальная независимая внебанковская
лизинговая компания, которая предоставляет,
помимо финансовой услуги, еще и техническую
консультацию. Мы хотим и формируем такую
команду, чтобы каждый ее член был способен
проконсультировать клиента не только по
финансовым, но и по техническим вопросам.
Отмечу, что все сотрудники нашего коммерческого
департамента имеют техническое образование,
практически все являются выпускниками
Московского авиационного института (МАИ).
Для успешной работы и укрепления партнерских
отношений компания СЗАО «ФИДМАШ» провела
обучение по всей номенклатуре своей продукции
специалистов коммерческого департамента
ООО «Техностройлизинг», о чем свидетельствуют

именные сертификаты о прохождении курса «Производство и обслуживание колтюбингового, азотного, насосного, цементирующего оборудования и оборудования для комплекса ГРП». Так что у нас имеются обученные сотрудники, которые прошли дополнительное обучение по программе предприятия-партнера. То есть они являются не только специалистами по лизингу, но и инженерами по номенклатуре, знающими принципы работы тех или иных видов оборудования, способными провести мини-тендер, понимающими ситуацию на рынке нефтегазового сервиса.

ВК: Как Ваша компания рекламирует свои услуги?

Р.И.: На мой взгляд, наиболее эффективной формой рекламы для крупных и средних компаний в секторе нефтегазового комплекса являются рекомендации,

которые передаются из уст в уста. Так что клиенты и партнеры, с которыми мы уже имеем опыт работы, – самая лучшая реклама для нас и наших услуг.

ВК: Несколько слов Вашим потенциальным клиентам в заключение беседы.

Р.И.: Мы надеемся, что, вопреки пессимистическим прогнозам некоторых аналитиков, рынок нефтегазового сервиса активно развивается и спрос на колтюбинговое оборудование, оборудование для гидроразрыва пласта (ГРП) и вспомогательное оборудование показывает устойчивый рост, а значит, инвестиционные проекты в нефтегазовом комплексе пользуются и будут пользоваться спросом. Со своей стороны мы гарантируем своим клиентам стабильность, порядочность и качественный ресурс. ☉



На снимке (слева направо): Руслан Игитов (коммерческий директор ООО «Технотройлизинг»), Елена Лапотенцова (генеральный директор СЗАО «ФИДМАШ»), Андрей Овсянkin (генеральный директор ООО «Пакер Сервис»), Олег Коваль (главный инженер ООО «Пакер Сервис»). Фото сделано на 13-й Международной выставке «Нефть и газ»//МНОGE-2015

От редакции «ВК»:

Компания «Технотройлизинг» является двукратным обладателем специальной премии Intervention Technology Award в номинации «Финансовый институт, способствующий внедрению высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России». Премия была учреждена в начале 2014 года российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия).

Комплексное страхование для предприятий нефтегазового комплекса

Руслан ИГИЛОВ, вице-президент по работе с предприятиями топливно-энергетического комплекса ПАО «САК «Энергогарант»

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.

В современных условиях, которые характеризуются повышенной неопределенностью экономических, политических, 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 России.

Современные программы управления рисками предприятий предлагают множество решений и методов. Однако наиболее успешным и целесообразным признан механизм страхования. ПАО «САК «Энергогарант»» предлагает весь комплекс страховых программ для предприятий топливно-энергетического комплекса, учитывающих сложность производственных процессов отрасли, использование дорогостоящего оборудования, работу с веществами и материалами, обладающими опасными свойствами, проявление которых может привести к значительным, а иногда к катастрофическим



потерям для компании. Также страхование внутрискважинного геофизического оборудования является одним из самых востребованных видов, поскольку позволяет компенсировать потенциальные риски, которые произошли в

результате пожара, взрыва, фонтанирования скважины или образования грифона, стихийных бедствий, и другие. Достоинство страховых программ: 1) расширенное страховое покрытие; 2) доверие госзаказчиков; 3) любой период страхования – от одного месяца до года и более.

Несколько примеров из опыта страхования ПАО «САК «Энергогарант»:

- строительство комплекса по подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ ЗАО «Трест Коксохиммонтаж»;
- строительство спортивно-оздоровительного комплекса ЗАО «Ванкорнефть»;
- работы по капитальному строительству объекта «Монтажно-сборочная площадка гидротехнических сооружений м/р Северного Каспия ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть».

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. По всем оценкам, разведка и добыча нефти будут перемещаться на шельф и в Восточную Сибирь, очевидно, что освоение новых территорий с более сложными геологическими и климатическими условиями будет сопряжено с дополнительными рисками. Поэтому вопросы обеспечения качественной страховой защитой предприятий нефтегазового комплекса будут все более актуальны и востребованы. ☉

<https://www.energogarant.ru/>



KIOGE
Kazakhstan



24-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

24th KAZAKHSTAN
INTERNATIONAL

OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.kioge.ru

5-7

ОКТАБРЯ / OCTOBER

2016

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ
МЕРОПРИЯТИЕ
В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

КАЗАХСТАН, АЛМАТЫ
KAZAKHSTAN, ALMATY

THE LEADING
OIL & GAS EVENT
IN THE CENTRAL ASIA

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY



CONNECTING
YOUR BUSINESS
TO THE WORLD

ITE МОСКВА

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

ITE GROUP PLC

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

Анкета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» Coiled Tubing Times Questionnaire

**Респондентам были предложены следующие вопросы:
The following questions were asked:**

1. В каком регионе (регионах) работает Ваша компания?
 2. Какие современные технологии нефтегазового сервиса используются на Вашем предприятии?
 3. Какие технологии планируете использовать в будущем?
 4. Применяет ли Ваша компания колтюбинговые технологии?
 5. Колтюбинговые установки каких производителей использует Ваша компания?
 6. Какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании?
 7. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП?
 8. Оборудование для проведения ГРП каких производителей использует Ваша компания?
 9. Какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона?
 10. Какие технологии ГНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день?
 11. Какие высокие технологии нефтегазового сервиса будут востребованы в ближайшей (5–10 лет) перспективе?
 12. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса столкнулись с наибольшими проблемами в связи с секторальными санкциями?
 13. Как изменились в современных условиях подходы нефтегазосервисных компаний к приобретению дорогостоящего оборудования?
 14. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга. Время ГРП»?
 15. В каких направлениях, по Вашему мнению, журналу следует расширить тематическое поле?
-
1. In which region(s) does your Company operate?
 2. Which up-to-date oilfield service technologies are used in your Company?
 3. Which technologies do you plan to use in the future?
 4. Does your Company use coiled tubing technologies?
 5. Coiled tubing units of which manufacturers does your Company utilizes?
 6. Which coiled tubing technologies are in demand within the area of your Company's activity?
 7. Does your Company use hydraulic fracturing technology?
 8. Hydraulic fracturing equipment of which manufacturers does your Company utilize?
 9. Which hydraulic fracturing types are effective in your region?
 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 faced the most serious problems due to the sectoral sanctions?
 13. How do oil and gas service companies change their approaches of purchasing expensive equipment under current conditions?
 14. About which oil and gas service technologies would you like to read in Coiled Tubing Times Journal?
 15. In what directions, in your opinion, should the Journal expand its topics?

Смирнов Сергей Александрович,
заместитель директора – главный инженер
ПФ «Кубаньгеофизика» ООО «Газпром георесурс»

1. Краснодарский край, Ставропольский край, Ростовская область, Ямало-Ненецкий автономный округ.
2. Полный спектр информационного обеспечения при капитальном ремонте и строительстве скважин, при эксплуатации месторождений.
3. Продолжать использование имеющихся и расширять применение новых.
4. Да.
5. СЗАО «ФИДМАШ».
6. ГИС, ПВР, нормализация забоев, интенсификация притока, освоение.
7. Нет.
8. –
9. –
10. –
11. В ближайшие годы все технологии, связанные с увеличением добычи углеводородов, в том числе с ГРП, с обеспечением стабильности работ скважин, а также с получением информации (ГИС), свою актуальность сохраняют.
12. Не сталкивался.
13. Качество и надежность. Их значимость стала более высокой по соотношению с ценой.
14. Интересный опыт компаний нефтегазового сервиса, сейсмический мониторинг при ГРП.
15. Расширять тему методов интенсификации притока, а также направление геофизических исследований.

Новичков Александр Васильевич,
директор красноярского филиала ЗАО «БВТ-Восток»

1. Красноярский край, Ямал, Тюменская область.
2. Операции с ГНКТ.
3. ГРП с ГНКТ
4. Да.
5. СЗАО «ФИДМАШ», КАТТ.
6. ГИС, фрезерование, работа с клапанами.
7. Пока нет.
8. –
9. МГРП.
10. ГРП, ОПЗ, РИР.
11. Бурение на ГНКТ, ГИС, ОПЗ.
12. Сервис ГРП.
13. По основному оборудованию практических изменений нет.
14. О новых технологиях и оборудовании.
15. В направлении технологий.

Скибин Олег Владимирович, директор по ГНКТ, ООО «Пакер Сервис»

1. В ЯМАО, ХМАО, Самарской и Оренбургской областях, Башкортостане, Красноярском крае.
2. ГФИ, ГПП, Plug and Perf.
3. Plug and Perf.

Sergey Smirnov, Deputy Director, Chief Operating Officer, PF Kubangeophysics, Gazprom georesurs, LLC

1. Krasnodar Krai, Stavropol Krai, Rostov Region and Yamal-Nenets Autonomous District.
2. Full range of information support during well workover and construction operations and development of oilfields.
3. We plan to continue utilization of existing technologies and expand application of new ones.
4. Yes.
5. NOV FIDMASH.
6. Well logging and perforation operations, bottomhole cleaning, flow stimulation and wells completion.
7. No.
8. –
9. –
10. –
11. In the next year all EOR-related technologies, including hydraulic fracturing, well logging and stabilization operations, will be in demand.
12. All segments face no problems to my mind.
13. Quality and reliability. Now they mean more in comparison with the price.
14. About interesting experience of oilfield service companies and seismic monitoring during hydraulic fracturing.
15. The Journal should publish more materials related to EOR technologies and well logging operations.

Alexander Novichkov, Director, Krasnoyarsk branch of ZAO BVT-Vostok

1. Krasnoyarsk Krai, Yamal and Tyumen Region.
2. Coiled tubing operations.
3. Hydraulic fracturing with CT application.
4. Yes.
5. NOV FIDMASH and KATT.
6. Well logging and milling operations, as well as operations with valves.
7. Not yet.
8. –
9. Multi-stage hydraulic fracturing.
10. Hydraulic fracturing, bottomhole zone treatments, and cement squeeze operations.
11. CT drilling, well logging operations and bottomhole zone treatments.
12. Hydraulic fracturing services.
13. If we consider commonly used equipment, no changes have been made.
14. About new technologies and equipment.
15. In technologies direction.

Oleg Skibin, Director, Coiled Tubing, ООО Packer Service

1. In Yamal-Nenets and Khanty-Mansiysk Autonomous Districts, Samara and Orenburn Regions, Bashkortostan and Krasnodar Krai.
2. Well logging operations, hydraulic jet perforation, and 'Plug and Perf' technology.
3. 'Plug and Perf' technology.
4. Yes.

4. Да.
5. СЗАО «ФИДМАШ», Hydra Rig, Stewart & Stevenson.
6. НЗ, освоение, фрезерование портов МГРП, ГПП, ГФИ.
7. Да.
8. CAT, Frimaer.
9. МГРП.
10. ГРП, ГПП, освоение.
11. МГРП, Plag and Perf.
12. –
13. Перешли на отечественное оборудование. Или на китайское.
14. Plag and Perf, МГРП.
15. Услуги по ГФИ и ОПЗ на базальтовых зонах перфорации.

Ревяков Павел Валерьевич, инженер-технолог отдела строительства скважин, БелНИПИнефть, государственное производственное объединение «Белоруснефть»

1. В Республике Беларусь, в Российской Федерации.
2. Радиальное вскрытие пласта, направленное колюбинговое бурение, многостадийный ГРП.
3. ГИС на ГНКТ, ГПП на ГНКТ.
4. Да. Применяет следующие технологии: радиальное вскрытие пласта, бурение, заправка кабеля в ГНКТ.
5. СЗАО «ФИДМАШ».
6. Радиальное вскрытие пласта.
7. Да.
8. СЗАО «ФИДМАШ».
9. КГРП, МГРП.
10. РВП, МГРП, ГПП, ЗБС.
11. МГРП, колюбинговое бурение, ГИС на ГНКТ.
12. –
13. –
14. ГИС на ГНКТ, МГРП с растворяющимися шарами, колюбинговое бурение.
15. Применение внутрискважинного оборудования.

Даньшин Вадим Сергеевич, начальник производственного отдела, ОАО «РМНТК «Нефтеотдача»

1. Ямало-Ненецкий автономный округ, Оренбургская область, Ульяновская область, Республика Беларусь, Республика Куба.
2. РИР по технологии ОАО «РМНТК «Нефтеотдача», подготовка и закачка пара в пласт, термогазовое воздействие.
3. Коллюбинг.
4. Еще нет.
5. –
6. Геофизическое исследование в горизонтальных участках скважин, селективные СКО, освоение после бурения.

5. NOV FIDMASH, Hydra Rig, and Stewart & Stevenson.
6. Bottomhole cleaning, well development, milling of multi-stage frac ports, hydraulic jet perforation and well logging operations.
7. Yes.
8. CAT and Frimaer.
9. Multi-stage hydraulic fracturing.
10. Hydraulic fracturing, hydraulic jet perforation, and well development.
11. Multi-stage fracturing and 'Plug and Perf' technology.
12. –
13. They switch to equipment of domestic manufacturers. Or that of Chinese manufacturers.
14. About multi-stage fracturing and 'Plug and Perf' technology.
15. Well logging operations and bottomhole zone treatments in basaltic perforation zones.

Pavel Revyakov, Process Engineer, Well Construction Department, BelNIPIneft, Belorusneft

1. In the Republic of Belarus and Russian Federation.
2. Radial drilling, CT directional drilling, and multi-stage fracturing.
3. CT well logging and CT hydraulic jet perforation.
4. Yes. The following technologies are applied: radial drilling, CT drilling and injection of cable into coiled tubing.
5. NOV FIDMASH.
6. Radial drilling.
7. Yes.
8. NOV FIDMASH.
9. Acid fracturing and multi-stage fracturing.
10. Radial drilling, multi-stage fracturing, hydraulic jet perforation, and sidetracking.
11. Multi-stage fracturing, CT drilling and CT well logging.
12. –
13. –
14. About multi-stage fracturing with dissolvable balls, CT drilling, and CT well logging.
15. It should cover more topics related to downhole equipment application.

Vadim Dan'shin, Head of Production Department, RMNTK Nefteotdacha, JSC

1. Yamalo-Nenets Autonomous District, Orenburg Region, Ulyanovsk Region, Republic of Belarus and Republic of Cuba.
2. Cement squeeze operations under a license from RMNTK Nefteotdacha, JSC, preparation and injection of steam into formation, and thermal gas treatments.
3. Coiled tubing.
4. Not yet.
5. –
6. Well logging operations in horizontal wells, selective acid treatments and post-drilling completion of wells.
7. –
8. –

7. —
8. —
9. КГРП.
10. ГРП, КГРП.
11. Колтюбинг, ГРП, подготовка и закачка пара.
12. Наш сервис не столкнулся с проблемами.
13. Идет поиск альтернативных вариантов, менее дорогих.
14. РИР, колтюбинг, селективные СКО.
15. —

Сааков Олег Юрьевич, ведущий инженер-технолог, ООО «Пакер Сервис»

1. ХМАО, ЯНАО, Красноярский край, Оренбургская область, Башкортостан.
2. —
3. —
4. Да.
5. СЗАО «ФИДМАШ», Hydra Rig, Stewart & Stevenson.
6. ОПЗ, ГПП, фрезерование МГРП, ГФИ.
7. Да.
8. —
9. —
10. МГРП, ГПП
11. —
12. —
13. —
14. —
15. —

Зотов Александр Максимович, заместитель директора – главный геолог, ООО «Лениногорск-РемСервис», «Таграс-РемСервис»

1. Урало-Поволжье.
2. Бурение СМД, колтюбинг, ГРП.
3. Новые технологии ГРП.
4. Да.
5. СЗАО «ФИДМАШ».
6. КРС, ГПП и т.д.
7. Да.
8. СЗАО «ФИДМАШ».
9. Для каждого объекта своя технология.
10. ГРП.
11. Различные технологии ГРП.
12. Программное обеспечение для матричной обработки.
13. Качество приобретаемого оборудования остается на первом месте.
14. О ГРП, ГПП плюс ГРП, ГИС.
15. Бурение с ГНКТ.

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

9. Acid fracturing.
10. Acid fracturing and hydraulic fracturing.
11. Coiled tubing, hydraulic fracturing, and steam injection operations.
12. Our service did not encounter any problems.
13. They search for cheaper alternatives.
14. About cement squeeze operations, coiled tubing and selective acid treatments.
15. —

Oleg Saakov, Lead Process Engineer, Packer-Service, LLC

1. Khanty-Mansiysk and Yamal-Nenets Autonomous Districts, Krasnoyarsk Krai, Orenburg Region, and Bashkortostan.
2. —
3. —
4. Yes.
5. NOV FIDMASH, Hydra Rig, and Stewart & Stevenson.
6. Bottomhole zone treatments, hydraulic jet perforation, milling of multi-stage frac ports, and well logging.
7. Yes.
8. —
9. —
10. Multi-stage hydraulic fracturing and hydraulic jet perforation.
11. —
12. —
13. —
14. —
15. —

Alexander Zotov, Deputy Director, Chief Geologist, Tatneft-LeninogorskRemService, LLC, Tagras-RemService

1. Urals-Volga Region.
2. Drilling, coiled tubing, and hydraulic fracturing.
3. New hydraulic fracturing technologies.
4. Yes.
5. NOV FIDMASH.
6. Well workover, hydraulic jet perforation and so on.
7. Yes.
8. NOV FIDMASH.
9. We have different technologies for different cases.
10. Hydraulic fracturing.
11. Various hydraulic fracturing technologies.
12. Software for matrix acidizing operations.
13. The quality of purchased equipment remains number one criterion.
14. About hydraulic fracturing, hydraulic jet perforation + hydraulic fracturing, and well logging operations.
15. CT drilling.

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. В каком регионе (-ах) работает Ваша компания? _____

5. Какие современные технологии нефтегазового сервиса используются на Вашем предприятии? _____

6. Какие технологии планируете использовать в будущем? _____

7. Применяет ли Ваша компания колтюбинговые технологии? _____

8. Колтюбинговые установки каких производителей использует Ваша компания? _____

9. Какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании? _____

10. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? _____

11. Оборудование для проведения ГРП каких производителей использует Ваша компания? _____

12. Какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона? _____





13. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день? _____
- _____
14. Какие высокие технологии нефтегазового сервиса будут востребованы в ближайшей (5–10 лет) перспективе? _____
- _____
- _____
15. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса столкнулись с наибольшими проблемами в связи с секторальными санкциями? _____
- _____
16. Как изменились в современных условиях подходы нефтегазосервисных компаний к приобретению дорогостоящего оборудования? _____
- _____
17. Оцените, пожалуйста, журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» по пятибалльной шкале _____
18. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга. Время ГРП»? _____
- _____
19. В каких направлениях, по Вашему мнению, журналу следует расширить тематическое поле? _____
- _____
20. Хотели бы Вы получать новостную рассылку с сайта **www.cttimes.org**? _____
21. Если Вы ответили положительно на предыдущий вопрос, то укажите, пожалуйста, свой электронный адрес _____
- _____

Спасибо, что нашли время для ответа на наши вопросы!



9 НОЯБРЯ

МОСКВА

III Международная
конференция и выставка

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА 2016

VOSTOCK CAPITAL
ОРГАНИЗАТОР МЕРОПРИЯТИЯ

Среди докладчиков и участников 2016:



Алексей Варламов
генеральный директор
ВНИГНИ



Раис Хисамов
главный геолог
Татнефть



Алексей Давыдов
генеральный директор
Газпром
Геологоразведка

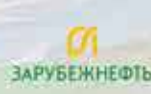


Алексей Вашкевич,
директор дирекции по
геологоразведочным
работам и развитию
ресурсной базы,
Газпром нефть

Подтвержденные участники:



БАШНЕФТЬ РН-ЭКСПЛОРЕЙШН



Нефтепромысловая химия III Международная (XI Всероссийская) научно- практическая конференция

В конференц-комплексе в здании библиотеки РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 24 июня 2016 года состоялась III Международная (XI Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия».

Организаторами мероприятия выступили Министерство образования и науки Российской Федерации, РГУ нефти и газа (Российский исследовательский университет) им. И.М. Губкина, НП «Национальный институт нефти и газа», Технологическая платформа «Технологии добычи и использования углеводородов», НОЦ «Промысловая химия».

Основную аудиторию конференции составили представители НИИ, вузов, предприятий и фирм, занимающихся разработкой, производством, поставкой и применением химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности на территории России и стран СНГ – более 70 человек, представляющих 24 учебных, научных и производственных объединений и организаций, нефтегазовых компаний.

Участники конференции ставили своей целью 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.

С приветственным словом к участникам конференции обратился проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, профессор М.А. Силин. Он, в частности, сказал: «Мы рады, когда в стенах нашего университета проходят такие научные встречи. Конференции «Нефтепромысловая химия» всегда насыщенные по тематике и запоминающиеся. Мы встречаемся уже одиннадцатый раз, состав участников, конечно, меняется, но их число не сокращается, а прирастает, потому что конференция стала площадкой для плодотворного общения. Вчера в университете прошел выпускной вечер. Мы выпустили почти две тысячи специалистов по всем направлениям нефтегазовой отрасли. Среди них – около двух десятков выпускников нашей кафедры. Мы вышли с инициативой сделать профессиональный стандарт «специалист по

промысловой химии». Нужно было доказать кадровикам нефтегазовых компаний, что такой стандарт необходим. Я потратил значительное время, чтобы расписать все возможные направления, которыми должен заниматься специалист по промысловой химии, начиная от бурения и добычи, дойдя до подготовки и транспортировки, и заканчивая той химией, которая присутствует в нефтепереработке, ведь там тоже промывки, ингибиторы солеотложений и т.п. Еще раз убедился, что значение промысловой химии большое, а специалистов для нее в России готовят всего две кафедры, в том числе и наша. Я рад видеть вас здесь в одиннадцатый раз. Надеюсь увидеть и в двенадцатый».

Тематическое поле III Международной (XI Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия» было сфокусировано на следующих направлениях:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
- разработка и применение современных защитных материалов и ингибиторов коррозии, бактерицидов, ингибиторов солеотложения, парафиноотложения при добыче и транспорте нефти и газа;
- 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;
- физико-химические исследования нефтей и реагентов, применяемых для добычи нефти и газа.

Участник практически всех конференций «Нефтепромысловая химия» со времени основания мероприятия, заместитель генерального директора по инжинирингу добычи ООО «РН-Уфанипинефть» А.Г. Телин выступил с докладом «Влияние геополимерных продуктов, применяемых при геолого-технических мероприятиях, на промысловую подготовку нефти».



О кислотных обработках и повышении эффективности данного процесса рассказала Н.А. Хасанова, начальник управления повышения нефтеотдачи пластов ОАО «НИИ нефтепромхим».

Исследованию нефтяных систем методом динамического рассеяния был посвящен доклад научного сотрудника ИПНГ РАН В.Н. Курьякова.

Значительное внимание на конференции было уделено теме ремонтно-изоляционных работ. И.Р. Арсланов, главный специалист отдела РИР ООО «Уфимский научно-технический центр», обратился в своем докладе к вопросу об ограничении водопритока в условиях высоковязких нефтей. О совершенствовании технологий повышения нефтеотдачи пласта и ремонтно-изоляционных работ рассказал к. т. н. А.Н. Куликов из РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Менеджер по новым технологиям и сложным работам ПАО «Оренбургнефть» И.А. Мухутдинов озвучил доклад «Подбор композиции кислоторастворимого цементного состава для проведения временной изоляции нижележащих пластов скважины». Научный сотрудник лаборатории РИР ООО «РН-Уфанипинефть» Р.Р. Мухминов на примере скважин Усть-Тегусского месторождения рассказал о составах для проведения РИР в сложных геолого-технических условиях.

Всего были заслушаны и обсуждены 16 пленарных докладов.

С большим интересом участники конференции ознакомились с лабораториями кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, с оборудованием и организацией исследовательского и учебного процесса. Гостеприимные сотрудники кафедры провели экскурсию для заинтересованных гостей.

В программу мероприятия входил конкурс на лучший доклад среди молодых специалистов и конкурс фотографий «Красота месторождений». Лучшие фотографии будут опубликованы в одноименной рубрике журнала «Время колтюбинга», старт которой в издании дала профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Л.А. Магадова.

Участники конференции отметили актуальность и своевременность проведения подобных конференций и хорошую организацию ее работы. Решено провести IV Международную научно-практическую конференцию «Промысловая химия» (XII Всероссийскую научно-практическую конференцию) в июне 2017 года.

Тезисы и статьи докладчиков конференции будут в сборнике материалов III Международной научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия», а близкие к тематике «Времени колтюбинга» – и в нашем издании. ☉

Красота месторождений ***The Beauty of Oilfields***



Фотографии предоставлены
красноярским филиалом
ЗАО «БВТ-Восток».

The photos are published by
courtesy of the Krasnoyarsk
branch of BVT-Vostok.





ПОДЪЕМНАЯ УСТАНОВКА С ВЕРХНИМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ ПРИВОДОМ ДЛЯ РЕМОНТА НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН, А ТАКЖЕ БУРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Предназначена для бурения с поверхности вертикальных геологоразведочных, эксплуатационных и технологических скважин на твердые полезные ископаемые, нефть и на воду, а также для ремонта поверхностных скважин с вертикальными и наклонными устьями от 0° до 75° от вертикали.

Основные конкурентные преимущества:

- **Наличие верхнего привода** с возможностью создания дополнительной вертикальной нагрузки на долото от 10 до 20 тонн, при помощи главного рабочего цилиндра. Таким образом, отпадает необходимость использования утяжеленных буровых труб.
- **Наличие полуавтоматической системы загрузки труб** позволяет повысить производительность, снизить количество необходимого персонала, уменьшить травматизм и повысить безопасность условий труда.
- **Телескопическая мачта** имеет гораздо меньшую высоту чем у традиционных установок, что позволяет значительно снизить ветровые нагрузки и соответственно уменьшить напряжения, возникающие в конструкции мачты от ветровых нагрузок. Отсутствует необходимость в оттяжках мачты.
- **Минимальное время на монтаж и демонтаж** установки, ввиду их высокой мобильности.
- **Комфортные условия работы бурильщика-оператора.**
- **Система передачи данных** с видео- регистрацией, модулями GPRS и возможностью копирования на жесткий носитель информации, а также возможность удаленного контроля и передачи данных.
- **наличие механизма позиционирования мачты** (позволяет значительно сократить время монтажа установки на устье скважины).



ICoTA
РОССИЯ

Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *times*



НП «ЦРКТ»



Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

Российское отделение Ассоциации специалистов по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) предлагает вам принять участие в голосовании, результатом которого станет формирование шорт-листа специальной премии **Intervention Technology Award – 2016**.

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

«Лучшая компания в использовании кольтюбинговых 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 кольтюбинговых технологий и члены редакционного совета журнала «Время кольтюбинга», определит победителей согласно выработанным для каждой номинации качественным и количественным критериям.

Торжественное вручение дипломов лауреатам российской Intervention Technology Award состоится в рамках 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» 10 ноября 2016 года.

Премия **Intervention Technology Award** учреждена в начале 2014 года российским отделением Ассоциации специалистов по кольтюбинговым 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

ICoTA
РОССИЯ

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 2016**.

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 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference on November 10, 2016.

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



Целью Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам является развитие возможностей для профессионального общения специалистов, аккумуляция технических знаний, обобщение опыта применения инновационных технологий, содействие внедрению новейших разработок в области колтюбинговых технологий и других сегментов высокотехнологичного нефтегазового сервиса и стандартов безопасности проведения работ.

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ИСОТА-Россия) является информационной структурой, действующей в рамках Некоммерческого партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий», и осуществляет свою деятельность в соответствии с Соглашением о сотрудничестве, заключенным между Ассоциацией специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ИСОТА) и Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий».

ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ИСОТА-Россия

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Организация/компания/структура _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон служебный _____ Факс _____

Телефон мобильный _____

Почтовый адрес для связи _____

Дата _____

Подпись _____

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу: +7 499 788 91 19
или скан заявления на e-mail: info@icota-russia.ru



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 Бulyка** (halina.bulyka@cttimes.org);
директор по стратегическому развитию проекта «Время колтюбинга» –
Артём Грибов (artem.gribov@cttimes.org);
научный редактор – **Василий Андреев**, канд. физ.-мат. наук;
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** (advert@cttimes.org);
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;
подписка и рассылка – cttimes@cttimes.org.

Главный научный консультант – **В.С. Войтенко**, д.т.н., профессор,
академик РАН; научные консультанты – **Л.А. Магадова**,
д.т.н., зам. директора Института промышленной химии РГУ нефти
и газа им. И.М. Губкина; **И.Я. Пирч**, директор СЗАО «Новинка»;
Х.Б. Луфт, старший технический советник компании
Trican Well Service; **К. Ньюман**, технический директор компании
NOV CTES; **А.В. Кустышев**, д.т.н., профессор.

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org);
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" –
Artem Gribov (artem.gribov@cttimes.org);
Scientific editor – **Vasili Andreev**, Doctor of Phys.-Math.;
Translators – **Gregory Fomichev**, **Svetlana Lysenko**; Executive editor –
Natallia Mikheyeva; Marketing and advertising – **Marina Kulikovskaya**
(advert@cttimes.org); Design & computer making up – **Ludmila
Goncharova**; Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

Chief scientific consultant – **V. Voitenko**, Doctor of Engineering, Professor,
Member of the Russian Academy of Natural Sciences; Scientific consultants –
L. Magadova, Doctor of Engineering, Deputy Director of Institute of
Industrial Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas;
I. Pirch, Director of CJSC Novinka; **H.B. Luft**, Professor, Senior Technical
Advisor of Trican Well Service; **K. Newman**, Technical Director
of NOV CTES; **A. Kustyshev**, Doctor of Engineering, Professor.