



PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

VICE-PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

L. HRUZDZILOVICH, Chairman of the Academic Council of Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center"

EDITORIAL BOARD

R. CLARKE, Editor-in-Chief

M. GEIKHMAN, Doctor of Engineering, Director General of Kubangazprom

D. GRIBANOVSKY, Deputy Director Generale of NOV Fidmash

A. KHAMIDULLIN, Director of Coiled Tubing Service LLC

I. KRIVIKHIN, Chief Engineer of Surgut UPNP&KRS, JSC Surgutneftegaz

A. LAPATSENTAVA, Director General of NOV Fidmash

A. MOLCHANOV, Doctor of Engineering, Professor, Correspondence Member of the Russian Engineering Academy, Head of Department for Technical Mechanics of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas

I. PIRCH, Deputy Director of UE Novinka

V. SHURINOV, Doctor of Engineering, Director of Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center"

V. SYZRANTSEV, Doctor of Engineering, Professor Manager of the Chair of Machines & Equipment for Oil & Gas Industry of Tyumen State Oil & Gas University

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

B. VYDRİK, Deputy Chairman of the Academic Council of Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center"

G. ZOZULYA, Doctor of Engineering, Professor, Manager of the Chair of Well Workover and Recovery of Tyumen State Oil & Gas University

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

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

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Л.М. ГРУЗДИЛОВИЧ, председатель Ученого совета Некоммерческого Партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий»

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Б.Г. ВЫДРИК, заместитель председателя Ученого совета Некоммерческого Партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий»

Д.Н. ГРИБАНОВСКИЙ, заместитель генерального директора NOV Фидмаш

В.С. ВОЙТЕНКО, д.т.н., профессор, академик РАЕН

М.Г. ГЕЙХМАН, к.т.н., генеральный директор ООО «Кубаньгазпром»

Г.П. ЗОЗУЛЯ, д.т.н., профессор, зав. кафедрой «Ремонт и восстановление скважин» ТюмГНГУ

Р. КЛАРК, главный редактор журнала

И.М. КРИВИХИН, главный инженер Сургутского УПНП и КРС ОАО «Сургутнефтегаз»

Е.Б. ЛАПОТЕНТОВА, генеральный директор NOV Фидмаш

А.Г. МОЛЧАНОВ, д.т.н., профессор, член-корреспондент Российской инженерной академии, зав. кафедрой технической механики РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

И.Я. ПИРЧ, заместитель директора УП «Новинка»

В.Н. СЫЗРАНЦЕВ, д.т.н., зав. кафедрой «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» ТюмГНГУ

А.Н. ХАМИДУЛЛИН, директор ООО «Колтюбинг-Сервис»

В.А. ШУРИНОВ, к.т.н., директор Некоммерческого Партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий»

EDITOR-IN-CHIEF – Ron Clarke (rc@cttimes.org);
EDITOR – Halina Bulyka (cttimes@cttimes.org);
EXECUTIVE EDITOR – Natalia Miheeva; **SCIENTIFIC CONSULTANTS** – Alexander Molchanov, Doctor of Engineering, Professor, Correspondence Member of the Russian Engineering Academy, Head of Department for Technical Mechanics of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas; Lubov Magadova, Doctor of Engineering, Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **BUSINESS DEVELOPMENT MANAGER** – Viktoria Dronova (vd@cttimes.org); **MARKETING AND ADVERTISING** – Tatiana Siomkina, Valeria Hripach (ig@cttimes.org); **COMPUTER MAKING UP & DESIGN** – Ludmila Goncharova; **SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION** – Maria Mitskevich (magazine@crkt.ru)

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР – Рон Кларк (rc@cttimes.org);
РЕДАКТОР – Галина Булыка (cttimes@cttimes.org);
ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ – Наталья Михеева;
НАУЧНЫЕ КОНСУЛЬТАНТЫ – Александр Молчанов, д.т.н., профессор, член-корреспондент Российской инженерной академии, зав. кафедрой технической механики РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; Любовь Магадова, д.т.н., зам. директора Института промышленной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; **ДИРЕКТОР ПО РАЗВИТИЮ** – Виктория Дронова (vd@cttimes.org); **МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА** – Татьяна Сёмкина, Валерия Хрипач (ig@cttimes.org); **КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН** – Людмила Гончарова; **ПОДПИСКА И РАССЫЛКА** – Мария Мицкевич (magazine@crkt.ru)

JOURNAL HAS BEEN PREPARED

FOR PUBLICATION BY
Editorial Board of Coiled Tubing Times and Nonprofit Partnership «Coiled Tubing Technologies Development Center».

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

6/1, Bolshoi Trjohgornii Lane, b. 1, office 6,
Moscow 123022, Russia
Phon: +7 4992555863. Fax: +7 499 252 1967.
Cell phone: +375 29 327 8418
www.cttimes.org E-mail: cttimes@cttimes.org
Edition: 2000 copies. The first party: 1000 copies.
The Journal is registered by the Ministry of Press,
TV and Broadcasting, 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.

The materials, the author of which is not specified, are the product of the collective work of the employees of the Editorial Staff.

When reprinting the materials the reference to the Coiled Tubing Times is obligatory.
The Editorial Staff not always shares opinion of the articles' writers.

ADVERTISERS

Akmash-holding, Elmar, Fidmash,
Foremost, RosTEKtehnologii, Shlumberger, Hotel Tyumen
The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

Редакцией журнала «Время колтюбинга» и Некоммерческим Партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий» (НП «ЦРКТ»)

АДРЕС РЕДАКЦИИ

123022 г. Москва, Большой Трехгорный пер., д.6,
строение 1, офис 6,
тел.: +7 499 255 5863, тел./факс: +7 499 252 1967
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.
Журнал зарегистрирован Министерством РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций.
Регистрационный номер ПИ № 77-16977.

Журнал распространяется по подписке среди специалистов нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.

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.

РЕКЛАМОДАТЕЛИ

Акмаш-холдинг, Белоруснефть, РостЭКтехнологии, Фидмаш, Elmar, Foremost, Shlumberger, Отель «Тюмень»
Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.

Отпечатано в типографии «Идеяпринт»
Заказ № 2018



EDITORIAL

In this year last issue we focused on new CT technologies. Russian service companies are very much interested not just in expanding the range of services offered but also in increasing efficiency. The participants of the 9th International Coiled Tubing and Well Intervention, 16-19 September, Tyumen discussed it. This traditional annual event was organized by our Journal.



Initiated by the editorial staff the Conference was preceded by the course "Coiled Tubing and Its Application" developed by opinion leader, Co-Chairperson of the Intervention and Coiled Tubing Intervention ICoTA Ken Newman. In CIS this course was presented for the first time and triggered an interest, so great that the editorial staff made a decision to introduce a new column "Ask Opinion Leader" next year. You, our valued readers, will get a chance to satisfy your CT curiosity.

There is no alternative to introduction of new technologies and mastering innovative equipment first of all coiled tubing. The oil companies in Russia are not expected to turn aside the strategic path. In particular, the general director of joint venture company RITEK engaged in hard-recover reserves development Valery Greifer said that "new technologies are our tomorrow and all works will be kept". The full coverage will be published in January Journal, 2009.

The international service companies Schlumberger, Weatherford, BJ Services still strongly believe in prosperity of oil sector in long-term perspective. Service companies that have accelerated cannot be stopped, much like a locomotive, otherwise great efforts are needed to start them up again. Besides that under investment decline the expenses on geologic exploration and new wells drilling will be reduced first of all. Old wells will be supported in workable condition to keep on production capacity. It means oil service will strive to progress despite all obstacles.

Ron CLARK

СЛОВО РЕДАКТОРА

Мы подготовили к печати последний в нынешнем году номер нашего журнала. В его фокусе – новые технологии с использованием колтюбинга. Российские сервисники сегодня очень заинтересованы в том, чтобы не только расширить номенклатуру выполняемых работ, но и повысить их эффективность. Об этом говорили практически все участники 9-й Международной конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, которая состоялась во второй половине сентября в Тюмени. Организатором этого ежегодного мероприятия традиционно выступил наш журнал.

По инициативе редакции конференцию предварял обучающий семинар «Колтюбинг и его применение», автором которого является неоспоримый авторитет, председатель Всемирной ассоциации специалистов по колтюбингу и внутрискважинным работам ICoTA Кен Ньюман. В СНГ этот курс был прочитан впервые и вызвал большой интерес. Настолько большой, что редакция решила в будущем году ввести в журнале новую рубрику «Задайте вопрос специалисту». Вы, дорогие читатели, получаете возможность удовлетворить свое любопытство по широкому кругу вопросов.

Альтернативы внедрению новых технологий и освоению инновационного оборудования, в первую очередь колтюбинга, нет. Компании, работающие в России, не собираются сворачивать с намеченного стратегического курса. В частности, в интервью нашему журналу генеральный директор РИТЭК, компании, специализирующейся на разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, В.И. Грайфер сказал, что «новые технологии это наш – завтрашний день, и все работы будут продолжаться». Полностью интервью будет опубликовано в № 1, 2009.

По-прежнему верят в благополучие нефтегазового сектора в долгосрочной перспективе международные сервисные компании Schlumberger, Weatherford, BJ Services. Набравший скорость нефтесервис, как и локомотив, резко остановить нельзя, иначе потребуются огромные усилия, чтобы запустить его снова. Кроме того, в условиях сокращения инвестиций в первую очередь уменьшатся расходы на геологоразведку, бурение новых скважин и для сохранения уровня добычи нужно будет поддерживать в работоспособном состоянии старые скважины. А значит, нефтесервис будет стремиться к прогрессу, несмотря на препятствия.

Рон КЛАРК

contents

conferences & exhibitions The Ideas Exchange Club	6
guest of the issue Will Coiled Tubing Unit be Used in a Mine?	12
subject of the issue Technology of Cleaning Gas Wells Bottomholes from Argillo-Arenaceous Plugs Ensuring Controlled Depression in Well- Formation System during Coiled Tubing Foam Washing	16
jubilee We are in Progress! To the 10th anniversary of Coiled Tubing project	24
technologies Aspects of Coiled Tubing Technologies Implementation for Developing Fields with High Viscosity and Low-Grade Oils, Bitumens and Other Caustobioliths	34
practice Demand for Quality Workover is Growing	44
regions Oil Service Expanding to the East	49
Belorusneft: Reservoir Taming	53
news	59
calendar	62

6	конференции и выставки Клуб по обмену идеями
12	гость номера Колтюбинговая установка будет работать в шахте?
16	тема номера Технология очистки колтюбинговой установкой забоев газовых скважин от глинисто-песчаных пробок пеной на регулируемой депрессии
24	юбилей Всё продолжается! К 10-летию проекта «Колтюбинг»
34	технологии Перспективы применения колтюбинговых технологий при разработке месторождений высоковязких и тяжелых нефтей, битумов и других каустобиолитов
44	практика Потребность в качественном КРС будет нарастать
49	регионы Нефтесервис – дальше, на восток...
53	Белоруснефть: укрощение залежей
59	новости
62	календарь

THE IDEAS EXCHANGE CLUB КЛУБ ПО ОБМЕНУ ИДЕЯМИ



Finally, the event has taken place. The 9th International Coiled Tubing and Well Intervention Conference, which our journal kept inviting its readers and admirers to, was held in exactly the same place at much the same time. Let us remind you, that the event traditionally comes about in Tyumen in the second half of September.

The welcoming hotel Tyumen and perfectly-equipped conference hall Renaissance gathered people who associate their own future with development of new technologies in Russian oil-and-gas sector. And the name of the hall, which housed formal and informal meetings for several days, - Renaissance – has become symbolic. It is the renaissance that our wells are longing for. The revival, that is likely to be achieved with the help of new oil service technologies.

In the situation when the information space abandons with pessimistic exclamations about deterioration of the well stock, about innumerable oil deposits, remaining unrecovered, about abandoned fields, the participants of the conference were trying (and not unsuccessfully) to answer not the cursed Russian question “Who is to blame?”, but another one, classical as well, but more optimistic “What should be done?”

Indeed, what should be done? Undoubtedly, new technologies should be implemented and innovative well intervention equipment should be mastered. First and foremost, it is coiled tubing that has an edge over conventional methods of well servicing, which our journal keeps informing you about. But,

Итак, событие состоялось – 9-я Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, на которую так настойчиво приглашал своих читателей и почитателей наш журнал, прошла на прежнем месте и в тот же час. Напомню: мероприятие традиционно проводится в Тюмени во второй половине сентября.

Под гостеприимной крышей отеля «Тюмень» в прекрасно оборудованном конференц-зале «Ренессанс» вновь собрались люди, которые свое личное будущее связывают с развитием новых технологий в российском нефтегазовом сервисе. Название зала «Ренессанс», где в течение нескольких дней проходило как официальное, так и неформальное общение, стало для них знаковым: ведь наши скважины остро нуждаются в ренессансе – возрождении, которое способны принести новые технологии нефтесервиса.

В условиях, когда информационное пространство полнится дружным минорным хором, исполняющим песню о старении фонда скважин, неисчислимых запасах нефти, остающихся неизвлеченными, о заброшенных месторождениях, участники конференции не без успеха пытались дать ответ не на проклятый русский вопрос «Кто виноват?», а на другой, столь же классический, но более оптимистичный «Что делать?».

Что же делать? Конечно, внедрять новые технологии и осваивать инновационное оборудование для внутрискважинных работ и

unfortunately, most service companies keep using this in all senses break-thought instrumentation not to its full extent. They have a limited number of operations at their disposal, such as liquidation of deposits of different origin and bottomhole treatment. This is the reason why many participants of the conference, even at the preparatory level, expressed a wish to learn more about coiled tubing and its varied opportunities. The organizers of the event (coming out in tandem the Coiled Tubing Times Journal and the Coiled Tubing Technologies Development Center) did their best to satisfy this thirst for knowledge. Technical sessions were preceded by the Training Seminar “Coiled Tubing and its Applications”, sponsored by the leader of Russian market of coiled tubing equipment NOV Fidmash, as a manufacturer, that is vitally concerned about using its ‘offspring’ with maximum efficiency and for its intended purpose.

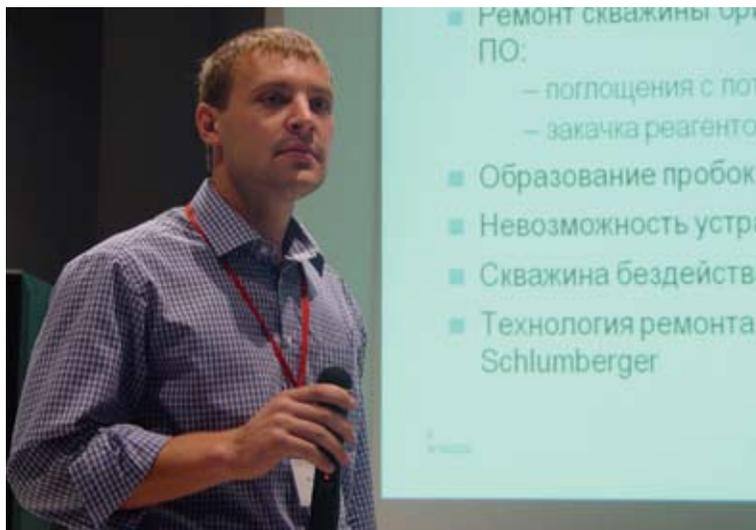
The author of the course is most recognized theoretician and practitioner, ICoTA Chairman, Ken Newman. The course comprises the following topics: surface equipment, CT downhole Tools, the tubing, CT force balance, CT buckling and lockup, mechanical limits, CT fatigue, CT hydraulics, CT applications. All seminar participants got a certificate on completion of the course, and also a summary in Russian containing more than 350 slides with descriptions.

The work of technical sessions was opened by the Conference Steering Committee Chairman, the Chairman of the Academic Council of the Coiled Tubing Technologies Development Center Leanid Hruzdilovich. In his opening speech he said, “For nine and a half years, which passed from the time of the 1st International Coiled Tubing and Well Intervention Conference, the number of coiled tubing units in the world has double, and increased more than thrice in the Russian Federation. CT equipment, which meets international requirements, is produced not only in the US and Canada, but also

в первую очередь колтюбинг, о преимуществах которого перед привычными методами обслуживания скважин наше издание не устает писать. Но, к сожалению, этот во всех смыслах прорывной инструментарий многие сервисники продолжают использовать далеко не в полной мере. В их арсенале числится ограниченное число операций, прежде всего таких как ликвидации отложений различного происхождения и обработки призабойных зон. Поэтому многие участники конференции еще на этапе подготовки мероприятия высказывали пожелание больше узнать о колтюбинге и его разнообразных возможностях. Организаторы конференции (выступившие в тандеме журнал «Время колтюбинга» и Центр развития колтюбинговых технологий) постарались утолить их жажду знаний. Техническим сессиям предшествовал обучающий семинар «Колтюбинг и его применение», спонсором которого выступил лидер российского рынка колтюбингового оборудования NOV Фидмаш, как производитель кровно заинтересованный в том, чтобы его детища использовались по назначению и с максимальной эффективностью.

Автор курса – авторитетнейший теоретик и практик, председатель Всемирной ассоциации специалистов по колтюбингу и внутрискважинным работам ICoTA Кен Ньюман. Курс охватывает следующие темы: наземное оборудование, внутрискважинный инструмент, гибкая труба, силы, действующие на трубу, деформация и пережим трубы, предельные механические нагрузки, усталость трубы, гидравлика трубы, применение колтюбинга. Все участники семинара получили сертификат, подтверждающий, что курс прослушан, а также конспект на русском языке, содержащий более 350 слайдов с описаниями.

Работу технических сессий открыл председатель оргкомитета конференции, председатель ученого совета ЦРКТ Леонид Груздилович. Во вступительном слове он сказал: «За девять с половиной лет, прошедших со времени первой конференции по колтюбинговым технологиям, число колтюбинговых установок в мире удвоилось, а в Российской Федерации возросло почти в три раза. Соответствующее международным стандартам оборудование для колтюбинговых работ производят теперь не только в США и Канаде, но и в Республике Беларусь. За прошедшие годы стало предельно ясно, что колтюбинг – наиболее перспективная из известных технологий внутрискважинных работ, поскольку она позволяет бережно относиться к природным ресурсам, экономить силы и средства специалистов, ее использующих. Нет сомнения в том, что новые технологии нефтесервиса и впредь будут все более основываться на применении гибких труб, поскольку эта тенденция в наибольшей мере



in the Republic of Belarus. Over the last years it has become abundantly clear that coiled tubing is the most promising among the existing well intervention technologies, as it enables to treat natural resources with care and save efforts and assets of specialists using it. Undoubtedly, oil service technologies in future will be based on CT application, because this tendency testifies to priorities in the global community to the fullest extent. The purpose of the present Conference is to see new ways of development and needs of our oil service together in the periods of prosperity and crisis, to determine which technologies appeared and evolved recently, how to upgrade the existing equipment, and which technological innovations are needed by the service companies. We shall also consider which technological operations, except those widely-known, can be fulfilled with the help of the existing equipment, how to extend its durability and improve the efficiency”.

From the day of its foundation in 1998, the Conference is longing to become an intellectual link between manufacturers of the equipment and its consumers, between service companies and their clients, between pioneers, first implementing unique operations, and the masses. This year the forum had gathered more than 500 both oil-producing (Gazprom, LUKoil, Surgutneftegaz, Tatneft, etc.) and service (Schlumberger, Weatherford, Integra, Ural-Design, etc.) companies. The equipment manufacturers were represented by NOV Fidmash, Tenaris, Uraltrubmash, ASEP, Welltonic, Sandvik, NPP RosTEKtehnologii, etc.

отвечает приоритетам, складывающимся сегодня на «планете людей». Цель нынешней конференции – вместе увидеть новые пути развития и потребности нашего нефтесервиса в периоды как процветания, так и кризисов, определить, какие технологии появились, какие получили интенсивное развитие в самое последнее время, какое оборудование необходимо для успешного внедрения этих технологий, как усовершенствовать существующее оборудование и какие технические новинки нужны сервисным компаниям. Мы также подумаем над тем, какие еще технологические операции, кроме широко известных, можно выполнять на существующем оборудовании, как продлить срок его службы и повысить эффективность».

Конференция со дня своего основания в 1998 году стремится стать интеллектуальным мостиком между производителями оборудования и его потребителями, между сервисниками и заказчиками их работ, между подвижниками, первыми внедряющими уникальные операции, и массами. В работе нынешнего форума приняли участие представители более полусотни как нефтедобывающих (Газпром, ЛУКОЙЛ, Сургутнефтегаз, Татнефть и др.), так и сервисных (Schlumberger, Weatherford, Интегра, Урал-Дизайн и др.) компаний. Производителей оборудования представляли NOV Фидмаш, Tenaris, Уралтрубмаш, АСЕП, Welltonic, Sandvik, НПП «РосТЭКтехнологии» и др.

Генеральным спонсором конференции – международной сервисной компанией Schlumberger, известной своими

TUMEN SHOW

The 15th international specialized exhibition “Oil and Gas, Energy Park” held in Tumen on September 16-19 had a great success. It was organized by Tumen Fair and Administration of Tumen region.

More than 250 Russian and foreign enterprises including 55 exponents from Tumen region itself presented their products at the show. It was attended by more visitors than in the previous years. Over 80% of these people are specialists in O&G industry and related fields. It means that the exhibition fosters experience exchange, establishment of new business contacts, conclusion of mutually beneficial contracts, contributes to the development of fuel and energy sector.

The variety of equipment presented at the show has never been so wide. It included gas equipment and technologies, pipeline equipment and fittings, valves, specialty equipment, expendables, refining technologies, drilling equipment and technologies, electrical and diagnostic equipment, information technologies, welding equipment, instrumented protective systems, safety equipment, comprehensive design, exploration and research effort, engineering services, hoisting gear, oil-field construction and service technologies. This year’s business program was also more varied and intense than the previous ones. The show featured 10 academic and research workshops, conferences and presentations. The visitors were especially interested in international academic conference timed to 60 years of geological prospecting work in Western Siberia entitled “The State, Tendencies and Problems of O&G Potential Development in Western Siberia”. Among other interesting conferences there were “Typical Decisions in Designing O&G Laboratories” and “Satellite Systems of Road Transport Verification, Well Treatment Control Systems”.





The general sponsor of the Conference, international service company Schlumberger, renowned for its research centers and practical achievements of applied science gained in them, gave presentations «CT Application during flushing and well stimulation on the wells of Astrakhanskoye gas condensate field» and Application of Inflatable Packers CoilFlate.

Another sponsor of the event, Tenaris, made a technical presentation on steel CT manufacturing. Westor Overseas Holdings Ltd., Foremost, Fluid Design Solutions also sponsored the Conference.

Scientific approach towards well workover was covered in the presentation by scientists from North Caucasian State Technical University under the supervision of professor K.M. Tagirov, entitled «Technology for Gas Wells Bottomhole Cleaning

исследовательскими центрами и конкретными достижениями прикладной науки, в этих центрах рождающимися, – были представлены доклады «Применение ГНКТ при промывке и интенсификации притока на скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения» и «Применение надувных пакеров CoilFlate».

Еще один спонсор мероприятия – компания Tenaris – представила техническую презентацию, посвященную производству гибких стальных труб. В числе спонсоров конференции были также Westor Overseas Holdings Ltd., Foremost, Fluid Design Solutions.

Научные подходы к капитальному ремонту скважин были освещены в докладе, подготовленном группой ученых Северо-Кавказского государственного технического университета под руководством профессора К.М. Тагирова, – «Технология очистки колтюбинговой установкой забоев газовых скважин от глинисто-песчаных пробок пеной на регулируемой депрессии». Широкое обсуждение вызвал доклад д.т.н. А.В. Кустышева «Применение колтюбинговых технологий при ликвидации открытого нефтегазового фонтана». Отметим, что ранее колтюбинговые технологии нигде в мире для этих целей не применялись. Представитель ТюмНГУ Р.З. Магарил выступил с сообщением «Реагенты для обработки призабойной зоны селективной водоизоляции и носители пропилената», также вызвавшим неподдельный интерес практиков. О том, как готовят высококвалифицированных специалистов для колтюбинговых технологий, в которых столь нуждается современный



ВЫСТАВКА В ТЮМЕНИ

Пятнадцатая Международная специализированная выставка «Нефть и газ. Топливо-энергетический комплекс» с большим успехом прошла 16–19 сентября 2008 г. в Тюмени. Ее организатором выступило ОАО «Тюменская ярмарка» при поддержке Правительства Тюменской области. В этом году свою продукцию на выставке представили более 250 российских и зарубежных предприятий, в том числе 55 экспонентов из Тюменского региона. Был отмечен рост числа посетителей по сравнению с предыдущими годами, причем более 80% относятся к специалистам нефтегазовой и смежных отраслей. Это свидетельствует о том, что выставка способствует обмену опытом, установлению новых деловых связей, заключению выгодных контрактов и в целом ведет к развитию топливно-энергетического сектора.

Как никогда широко было представлено разнообразное оборудование, распределенное по следующим тематическим разделам выставки: газовое оборудование и технологии; трубопроводное оборудование и арматура; запорно-регулирующая арматура; спецтехника, оборудование и расходные материалы; нефтепромысловое и нефтеналивное оборудование; переработка углеводородного сырья; буровое оборудование и технологии; электротехническое и диагностическое оборудование; информационные технологии; сварочное оборудование; противоаварийная защита, системы безопасности; комплексные проектно-исследовательские и научно-исследовательские работы; инжиниринговые услуги; подъемное оборудование; обустройство и ремонт месторождений.

Деловая программа в этом году по насыщенности и многообразию тематики тоже превзошла все предыдущие. В рамках выставки прошли десять научно-практических семинаров, конференций и презентаций. Особый интерес присутствующих вызвали Международная академическая конференция, приуроченная к 60-летию начала геологоразведочных работ в Западной Сибири, – «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири», а также семинары «Типовые решения при проектировании нефтегазовых лабораторий» и «Спутниковые системы мониторинга автотранспорта. Система мониторинга и контроля обработки скважин».

from Sand Plugs with Controllable Balance in System “Well – Pay Zone” in Process of Foam Washing by Coiled Tubing Unit”. The report of A.V. Kustyshev, Doctor of Engineering Science, “Application of Coiled Tubing Technologies for Extinguishing Open Oil and Gas Gushers” caused spirited discussion. It should be noted that coiled tubing technologies were never and nowhere in the world used for this purpose before. The representative of Tyumen Oil and Gas University R.Z. Magaril made a report “Chemicals for Pay Zone Treatment with Selective Water Shut-off and Propellant Carriers”, which also captured the interest of practitioners. Professor G.P. Zozulya, Doctor of Engineering Science, member of the Editorial Board of the Coiled Tubing Times Journal, member of the Conference Steering Committee, head of the department “Repairs and Reconstructions of the Wells” of Tyumen Oil and Gas University, talked about the way how highly-qualified specialists for coiled tubing technologies, that are in great demand for present-day Russian oil service, are trained.

The most outstanding among presentations, demonstrating new equipment, were those given by Mohamed Al-Dujaili (MEDKO), entitled “Software & Data Acquisition System Advantages in CT Applications”, and “Steel Materials for Oil and Gas Industry” by Karol Sielski (Sandvik). Still, the members of service companies expressed the greatest interest about presentation of the equipment, that is able to implement new technologies to well service. In particular, the representative of NOV Fidmash S.V. Yurutkin told involved listeners about technical characteristics and practical possibilities of the MK30T unit, which can be used not only to carry out service operations, but also fulfills coiled tubing drilling of sidetracks and horizontal wells, drilling of new wells, including underbalanced drilling. Great interest was caused by the whole fleet of fracturing, including blender, appliances for making solutions, powerful pumps, sand feed unit and other. The reporter has also mentioned the 2008 best-seller: pumping unit for coiled tubing H504 with compressor and oil heater.

Showy presentations, absorbing reports, flows of lofty words – these are all characteristic features of any research-and-practice conference. What makes the International Coiled Tubing and Well Intervention Conference different from its “colleagues”, if it manages to gather such representative and numerous audiences during a decade? The fact, that it practically the only Russian forum of such a high level, where practicing specialists, responsible for implementation of state-of-the-art technologies in service and oil-producing companies of different continents, can get addressing information about innovation that are unveiled on the market. Manufacturers and engineers of equipment and tools for well intervention present their product directly to potential buyers; however,

российский нефтесервис, рассказал член редакционного совета журнала «Время колтюбинга» и оргкомитета конференции, зав. кафедрой «Ремонт и восстановление скважин» Тюм ГНГУ д.т.н., профессор Г.П. Зозуля.

Среди сессий-презентаций, демонстрировавших новое оборудование, выделялись выступления Мухаммеда Аль-Дьюили (компания MEDKO) «Программное обеспечение для сбора данных и управления при применении колтюбинга» и Кароля Сельски (компания Sandvik) «Стальные заготовки и материалы для нефтегазовой отрасли». Однако особый интерес у представителей сервисных компаний вызвала презентация оборудования, способного привнести в обслуживание скважин новейшие технологии. В частности, представитель NOV Фидмаш Сергей Юруткин рассказал заинтересованным слушателям о технических характеристиках и практических возможностях установки МК30Т, с помощью которой можно не только проводить сервисные операции, но и осуществлять колтюбинговое бурение боковых стволов и горизонтальных участков скважины и бурение новых стволов, в том числе на депрессии. Большой интерес вызвал полный флот ГРП, включающий blender, устройства для приготовления растворов, мощные насосы, пропантовозы и т.д. Было сообщено и о лидере продаж 2008 года – насосной установке для работы с колтюбингом H504 с компрессором и подогревателем нефти.

Зрелищные презентации, интересные доклады, потоки красивых слов – все это приметы любой научно-практической конференции. Чем же отличается от «коллег» Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, если ей удастся собирать столь представительные и многочисленные аудитории на протяжении уже десятка лет? Тем, что она является фактически единственным в России мероприятием столь высокого уровня, где практикующие специалисты, отвечающие за внедрение передовых технологий в сервисных и добывающих нефтегазовых компаниях разных континентов, могут получить адресную информацию об инновациях, которые появились на рынке. Производители и разработчики оборудования и инструмента для внутрискважинных работ представляют свою продукцию непосредственным и потенциальным заказчикам, но это не чисто коммерческое мероприятие, а обмен опытом в процессе интенсивного, можно сказать, творческого общения. Тем, что она собирает и предоставляет не абстрактную, а конкретную информацию, которой ждет аудитория. Можно сказать, что участники конференции, многие из которых посещают это мероприятие не один год, уже организовались

★★★★
 Отель "Тюмень"

Hotel Tyumen

- 230 comfortable rooms
- Business Centre, Conference Centre
- Restaurant, Café, Banquet Service
- Fitness Centre, Beauty Salon
- Night club
- Dry cleaning, Laundry
- Parking
- Airline ticket desk
- Currency exchange office
- Travel agency
- News stand, Gift shop

Ordzhonikidze St., 46, Tyumen, Russia, 625000
 Phone: + 7 (3452) 49-40-40, fax: + 7 (3452) 49-40-50
www.hoteltyumen.ru

it's not a purely commercial event, but exchange of experience in the course of intensive, we may say, creative, communication. The fact, that it collects and presents not abstract, but specific information that the participants are waiting for. It may be said that the participants of the Conference, many of whom take part in the event not for the first time, have formed a kind of informal club to exchange new ideas. And the aim of our editorial board is to formalize this fruitful initiative "from below", to open the Ideas Exchange Club on the pages of the Coiled Tubing Times Journal and at our web-site www.cttimes.org.

We shall try to acquaint readers of the Coiled Tubing Times Journal with journalistic variants of most interesting reports and presentations. So, follow our issues! Write to us and ask questions – as it the information that you lack for successful work we want to provide you with. And join your colleagues, their informal club. The 10th, jubilee, International Coiled Tubing and Well Intervention Conference is waiting for you and your presentations. And we, the organizers, are beginning to get ready for it. ☉

Dear participants of the coming jubilee 10th International Coiled Tubing and Well Intervention Conference! We are looking forward to your participation, please submit applications at <http://conference.cttimes.org/gb/conference>. Those who applied up to March, 1, 2009 we offer a special 10% discount.

в своеобразный неформальный клуб по обмену новыми идеями. И задача нашей редакции – придать оформленность этой плодотворной инициативе «снизу», открыть клуб по обмену идеями на страницах журнала «Время колтюбинга» и на нашем сайте www.cttimes.org.

С журнальным изложением самых интересных докладов и презентаций мы постараемся в ближайшее время ознакомить читателей нашего журнала, так что следите за нашими выпусками! Пишите нам и задавайте вопросы – ведь мы хотим давать вам именно те сведения, которых не хватает для успешной работы. Присоединяйтесь к своим коллегам, к их неформальному клубу. Десятая юбилейная Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам ждет вас и ваших выступлений, а мы, организаторы, уже начинаем к ней готовиться. ☉

Уважаемые участники предстоящей юбилейной 10-й Международной конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам! Ждем от вас заявок на участие <http://conference.cttimes.org/ru/conference>. Подавшим заявки до 1 марта 2009 г. мы предлагаем 10%-ю скидку.

WILL COILED TUBING UNIT BE USED IN A MINE? КОЛТЮБИНГОВАЯ УСТАНОВКА БУДЕТ РАБОТАТЬ В ШАХТЕ?

At the moment thermal treatment is a major viscosity reduction method practiced worldwide to increase the oil mobility. In 1969 the method was for the first time applied in underground mine roadway conditions at Yarega Field (the Republic of Komi), known for its large deposits of low-gravity, high-viscosity and highly resinous oil. That was the birth of a unique thermo-shaft method of oil production. Experts compared its efficiency with finding a new major field. In three decades the technology passed through substantial changes, which brought about excellent production rates. Today Yarega is the only site in Russia, where oil is produced with a special surface and underground thermo-shaft method.

Sometimes numbers speak more than words. 500,000 tons of oil per annum had been produced at Yarega Field before 2005. In 2016 the level is planned to be raised up to 1.7 m tons. Yet, Oil-Shaft (NSHU) "Yareganefit" experts believe that even this figure might be doubled in case coiled tubing (CT) technologies are used to drill underground wells.

Vladimir Gulyayev, head of NSHU "Yareganefit" ("LUKOIL – Komi") and Yuriy Konoplev, head of Yarega Field project and monitoring division at LLC "PechorNIPInefit" research institute have kindly consented to answer the questions of the Coiled Tubing Times.

Сегодня в мире основным способом снижения вязкости тяжелой нефти с целью повышения ее подвижности является тепловое воздействие на пласт. На Ярегском месторождении (Республика Коми), известном своими огромными залежами особо тяжелой, высоковязкой, высокосмолистой нефти, впервые решили применить этот способ в условиях подземных горных выработок в 1969 году. Так появился уникальный термошахтный метод добычи нефти. Его эффективность специалисты приравнивают к открытию нового крупного месторождения. За три десятилетия технология претерпела значительные изменения, в результате которых удалось добиться великолепных показателей добычи. Сегодня Ярега – это единственное место в России, где нефть добывают особым, поверхностно-подземным термошахтным способом.

Цифры иногда красноречивее слов. До 2005 года на Ярегском месторождении добывалось до 500 тысяч тонн нефти в год. К 2016 году планируется поднять эти показатели до 1 млн 700 тыс. тонн. Однако специалисты НШУ «Яреганефть» полагают, что и эту цифру можно удвоить, если для бурения подземных скважин использовать колтюбинговые технологии.

На вопросы журнала «Время колтюбинга» отвечают начальник НШУ «Яреганефть» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми») Владимир Гуляев и заведующий отделом проектирования и мониторинга разработки Ярегского месторождения ООО «ПечорНИПИнефть» Юрий Коноплев.

OUR COMMENT

The oil of Yarega Field has unique properties. Being a high-viscous, highly resinous, sulphurous, low paraffin oil of the asphalt base with high content of naphthenic acids, it is perfect raw for asphalt cement with good thermo-nonrigid properties. The use of such cement in road construction provides for long lifespan of top dressing. Yarega oil is the only source for production of grahamites or lacquer bitumens. With high yield of vacuum distillates of mainly naphtene origin Yarega oil could be promising raw for the production of dialectical, industrial white, medicinal, hydraulic and machine oils. The masut obtained from Yarega oil has low freezing temperature and can be applied in northern conditions.

НАША СПРАВКА

Нефть Ярегского месторождения уникальна по своим свойствам. Будучи высоковязкой, высокосмолистой, сернистой, малопарафинистой нефтью нафтенового основания с высоким содержанием нафтеновых кислот, она является превосходным сырьем для производства дорожных битумов, обладающих великолепными термомодеформативными свойствами. Использование таких битумов в дорожном строительстве способно обеспечить долгий срок службы верхних покрытий дорожной одежды. Ярегская нефть является единственным сырьем для производства хрупких, или лаковых, битумов. Учитывая высокий выход вакуумных дистиллятов и их преимущественно нафтеновую природу, ярегская нефть представляет собой перспективное сырье для производства трансформаторных, белых технических и медицинских, гидравлических и промышленных масел. Мазут, получаемый из ярегской нефти, обладает низкой температурой застывания и применяется в северных условиях.

Coiled Tubing Times: How relevant is, in your opinion, the problem of high-viscosity oil development for Russia now?

Vladimir GULYAYEV: Quite a few large light oil fields have been discovered during the last five years. At the same time the deposits of low-gravity and high-viscosity oil are rather substantial. It is necessary to use this potential, moreover that current prices on low-gravity oil make its production quite profitable. Western oil industry chose this way long time ago. Canada and Venezuela, which contain 35% of the world's hard-to-recover oil deposits, actively develop such fields. These countries realized long ago that production of low-gravity oil pays off handsomely. For example, Canada has been developing low-gravity oil since 1960s and achieved high results during this period. Foreign countries were also careful in adopting this strategy, they were looking for the best solutions and studying new technologies. But ultimately they have amounted to all-time high production levels.

By the way, some of refineries in the USA work with Canadian and Venezuelan low-gravity oil. Russia is lagging behind, though the known reserves of low-gravity oil in this country exceed the remaining recoverable reserves of light oil. Russia will have to face the challenge of low-gravity oil production soon and we should be ready for such a wedge.

C.T.T.: Yarega Field is rich in low-gravity and high-viscosity oil produced with the help of a unique surface and underground thermo-shaft method. Could you please tell us about it in details?

Yury KONOPLEV: The very idea of pumping steam for thermo-shaft oil production from the surface differs from conventional pit pumping drilled through the excavation wells. Surface and underground system works in the following way. Special ground steam wells are connected with downholes of surface intake wells. They help the steam to evenly pass along the formation. Heated viscous oil leaks out through dense network of wells to the shaft and is pumped off to the surface. Surface



Yu. KONOPLEV has graduated from Moscow State University, where he studied mathematics.

He worked at Pechor-Neft Research and Design Institute from 1977 through 2003. In 2003 -2006 Konoplev worked as a lecturer and professor at Ukbta State Technical University. At the moment he is the head of Yarega Reservoir Engineering and Monitoring Department.

In 1992 he defended a doctoral dissertation "Experimental and Analytical Calculation of Data for Thermo-Shaft Development".

In 2004 he defended a doctoral dissertation for PhD degree "Scientific Methodological Basis of Design and Analysis of Thermo-Shaft Oil Development".

Konoplev took part in the design of thermo-shaft oil production technologies during his work in Pechor-Neft Research & Development Institute.

Konoplev is the author of 46 scientific publications including 2 monographs, 17 patents and 27 articles in the academic periodicals.

Ю. КОНОПЛЕВ окончил Московский государственный университет по специальности «математика».

С 1977 по 2003 год работал в ПечорНИПИнефть. В 2003 – 2006 гг. работал в Ухтинском государственном техническом университете в должностях доцента и профессора. В настоящее время работает в ООО «ПечорНИПИнефть» заведующим отделом проектирования и мониторинга разработки Ярегского месторождения.

В 1992 году защитил кандидатскую диссертацию на тему «Экспериментально-аналитический метод расчета технологических показателей при термошахтной разработке».

В 2004 году защитил докторскую диссертацию на тему «Научно-методические основы проектирования и анализа термошахтной разработки нефтяных месторождений».

Во время работы в ПечорНИПИнефть участвовал в разработке технологий термошахтной добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов.

Имеет 46 опубликованных работ. Из них: 2 монографии, 17 патентов, 27 статей в научных журналах.

«Время колтюбинга»: Насколько, на Ваш взгляд, на данный момент актуальна для России добыча высоковязкой нефти?

Владимир ГУЛЯЕВ: За последние пять лет не было открыто практически ни одного крупного месторождения легкой нефти. В то же время запасы тяжелого и высоковязкого «черного золота» очень велики. Нужно использовать этот потенциал, тем более что нынешние цены на тяжелую нефть обеспечивают рентабельность ее добычи. Западная нефтяная промышленность уже давно идет по этому пути. Канада и Венесуэла, в которых сосредоточено 35% мировых запасов трудноизвлекаемой нефти, интенсивно разрабатывают такие месторождения. Эти страны давно убедились в рентабельности добычи тяжелой нефти. К примеру, Канада занимается тяжелой нефтью с 60-х годов и за этот период добилась очень высоких показателей. За рубежом тоже не сразу пришли к решению этого вопроса, там тоже искали лучшие решения и осваивали новые технологии, но результатом долгого пути стал небывало высокий уровень добычи.

К слову, часть американских НПЗ ведет переработку именно тяжелой нефти Канады и Венесуэлы. Россия же пока отстает, несмотря на то что разведанные у нас запасы подобного сырья гораздо больше, чем остаточные извлекаемые запасы легкой нефти. Очень скоро вопрос о добыче тяжелой нефти в России встанет чрезвычайно остро, и мы должны быть готовы к такому повороту событий.

«В.К.»: Ярегское месторождение богато тяжелой и высоковязкой нефтью, и здесь для ее добычи применяют уникальный поверхностно-подземный термошахтный метод. Расскажите, пожалуйста, об этом подробнее.

Юрий КОНОПЛЕВ: Сама идея закачки пара с поверхности для термошахтной добычи нефти отличается от традиционной шахтной закачки пара через скважины, пробуренные из горных выработок. Суть подземно-поверхностной системы заключается в следующем: к забоям поверхностных нагнетательных скважин проведены специальные подземные парораспределительные скважины, по которым пар равномерно распределяется по пласту. Вязкая нефть в результате

methods may bring the costs of low-gravity, high-viscous oil production down to the level of high-gravity-oil. This is explained by high rates of oil recovery (the medium rate reached for now is 0.54, and it planned to be raised from to 0.7) and relatively low expenses during the use of surface and underground development system as compared to other systems of thermo-shaft exploitation.

C.T.T.: Have you ever had any difficulties while developing and producing the unique equipment?

Yu.K.: We use conventional mine equipment, which we adapt to our conditions. A mine rig "PBS-2T" designed in 1955 is used for drilling underground wells. Clearly, at the moment it is outdated and has to be replaced.

C.T.T.: Do you think that surface & underground thermo-shaft method is suitable for any other fields apart from Yarega?

V.G.: Canada used to practice low-gravity oil mining some time ago, but when the project was over they decided to quit it. At the moment a group of Canadian experts is thoroughly studying the method in order to apply it commercially nationwide. Yet, they haven't gone further than a project stage so far.

We shouldn't forget that pumping steam into the formation is very expensive. In case the advantages of the shaft are used, the correlation of steam and oil can be reduced and the volume of pumped steam may drop down per volume of oil produced. That is why our foreign colleagues are very interested in the technology we implement. Besides, the method is very good from the environmental point. It doesn't provoke any surface damage, since all the equipment is moved under the ground.

Yet, Western experts unreasonably believe that the method is dangerous for the people, working under the ground. But if you descend to the mine, you will see that there is no more danger there than in a usual subway and nothing terrible happens there.



V. GULYAYEV has graduated from Ukbta Industrial Institute, where he studied geophysical methods of mineral exploration.

In 1991 he was employed by Oil and Gas Production Department of Voivozhneft as an operations technician and rose from the ranks till the position of the head of this department.

In 2003 he received a diploma with honors at Ukbta State Technical University, where he had studied economy and administration of fuel and energy complex.

He has been studying the problems of low-grade oil exploitation for a long time.

From 2007 through 2008 he was serving internship at the American company ConocoPhillips in order to study technologies of low-grade oil production.

At the moment Gulyayev is the head of an oil production division at Yareganef.

В.ГУЛЯЕВ закончил Ухтинский индустриальный институт по специальности «геофизические методы поиска и разведки полезных ископаемых».

В 1991 году начал свою трудовую деятельность в НГДУ «Войвожнефть» в качестве оператора по добыче нефти и газа, прошел путь до начальника НГДУ.

В 2003 году с красным дипломом окончил Ухтинский государственный технический университет по специальности «экономика и управление ТЭК».

Долгое время занимается вопросами разработки месторождений тяжелой нефти.

С 2007 по 2008 год проходил стажировку в американской компании ConocoPhillips. Основная цель стажировки – изучение разработки месторождений тяжелой и битумной нефти.

В настоящее время работает начальником нефтешахтного управления «Яреганефть».

разогрева вытекает через плотную сетку скважин в шахту, а оттуда откачивается на поверхность. Себестоимость добычи тяжелой, высоковязкой нефти возможно снизить до уровня добычи легкой нефти поверхностными способами. Это объясняется высокими коэффициентами нефтеизвлечения (средний достигнутый – 0,54, и планируется довести его до 0,7) и сравнительно низкими затратами при использовании подземно-поверхностной системы разработки относительно других систем термошахтной разработки.

«В.К.»: Приходится ли Вам сталкиваться со сложностями при разработке и изготовлении уникального оборудования?

Ю.К.: Мы используем обычное шахтное оборудование, которое дорабатывается с учетом наших условий. Для бурения подземных скважин применяется подземный буровой станок ПБС-2Т, который был разработан в 1955 году.

Конечно, к настоящему времени он морально устарел и требует замены.

«В.К.»: Как Вы полагаете, поверхностно-подземный термошахтный способ добычи применим на каких-либо других месторождениях помимо Ярегского?

В.Г.: Некоторое время назад в Канаде велась добыча тяжелой нефти шахтным способом, но когда проект завершился, его решили не возобновлять. В настоящее время группа канадских специалистов всесторонне изучает этот метод для того, чтобы применить его в промышленных масштабах в своей стране. Однако все пока на уровне проектов.

Не будем забывать, что закачка пара в пласт – дорогостоящая процедура. А если использовать преимущества, которые дает шахта, то можно снизить паро-нефтяное отношение и сократить объем закачанного пара на единицу добытой нефти. Поэтому зарубежные коллеги проявляют к нашей технологии неподдельный интерес. Кроме того, этот метод очень хорош еще и с точки зрения экологии. Он не вызывает никаких нарушений поверхностей, так как все оборудование перенесено под землю.

Однако западные специалисты безо всяких на то оснований полагают, что этот метод опасен для людей, работающих под землей. Но, если спуститься в шахту, можно увидеть, что она не страшнее обычного метро, в

ФАКТ

Steam assisted gravity drainage (SAGD) is one of the most widespread technologies of hard-to-recover oil production. Steam is used as a heat-transfer medium for injection. It is based on one horizontal system of thermo-shaft development, applied at Yarega oil mines.

A delegation of Canadian oilers came to Ukhta to see Yarega mines in 1976. In their report they described a technology they had seen. As a result SAGD technology was patented in 1982. In 1985 one of the Canadian companies implemented the SAGD technology, having adapted it to the mines conditions in the field of native bitumens. An experimental oil mine for recovering bitumens was built at Athabasca Field. Then the method was modified to develop the field from the surface. This was the beginning of industrial application of the SAGD technology.

SAGD technology is very similar to the surface and underground method of oil production.

ФАКТ

Одна из самых распространенных в мире технологий добычи трудноизвлекаемой нефти – режим термогравитационного дренирования пласта (SAGD). В качестве теплоносителя для закачки в пласт используется водяной пар. Основой для его создания явилась одногоризонтная система термошахтной разработки, применяемая на Ярегских нефтешахтах.

В 1976 году в Ухту, на ярегские шахты, приезжала делегация канадских нефтяников. Впоследствии западные специалисты, готовя отчет о поездке, описали увиденную технологию. В 1982 году появился патент на технологию SAGD (steam-assisted gravity drainage). В 1985 году одна из канадских компаний реализовала проект, в котором применила технологию SAGD, адаптировав к шахтным условиям для месторождения природных битумов. На месторождении Атабаска была построена опытная нефтяная шахта, где битум добывался шахтным способом. В дальнейшем метод был модифицирован для разработки месторождения с поверхности. Это и явилось началом промышленного применения технологии SAGD.

Технология SAGD очень похожа на подземно-поверхностный термошахтный способ добычи нефти.

The statistics of accidents confirms that oil mining is less dangerous than the surface method. I'd like to note that specialists undergo serious training before they start working in the mine.

Besides, many of those, who would like to adopt our experience, think that oil mining has high exploitation costs. In truth, they are similar to the expenses of the conventional methods. We work to develop new technologies to curb the costs. One of the technologies is related to coiled tubing.

C.T.T.: Could you please reveal some more details of the project?

V.G.: Today the “PBS-2T” rig allows drilling 300-meters-long wells. If we drill till 600 m, the amount of underground minings will shrink twice. Consequently, the expenses on these minings will get much lower as well. Coiled tubing technologies allow drilling wells 600 m and even 800 m deep. The advantages of the technology are questionless.

The type of the unit has to be determined. There are two variants. One of them is a surface unit. It will allow not only managing problems with the underground well, but also circulating and sand cleaning out of the wells drilled according to SAGD technology. Besides, it will settle the problem of surface well service and maintenance.

Another decision is to use underground coiled tubing spooled on the reel. It will differ from the classical unit by its dimensions. It will also be a modular unit making up several cars of the train.

Both variants are possible and the best one will be selected after the calculations are done. A number of problems will be managed with the help of the coiled tubing. This will be a big step forward for Yarega. ☺

By Tatiana KORNUSHKO, *Coiled Tubing Times*

которое люди входят каждый день, и ничего ужасного с ними не происходит.

Да и статистика травматизма подтверждает, что шахтный метод значительно менее опасен, чем поверхностный. И хочу отметить, что, прежде чем прийти работать в шахту, специалисты проходят серьезную подготовку.

Кроме того, многие желающие перенять наш опыт думают, что шахтный способ имеет высокие эксплуатационные затраты, на самом деле они вполне сравнимы с теми, что возникают и при традиционном способе добычи. Мы сейчас работаем над созданием новых технологий для снижения этих затрат, в том числе предполагающих применение колтубинга.

«В.К.»: Вы можете поделиться подробностями этого проекта?

В.Г.: Сегодня с помощью вышеупомянутого станка ПБС-2Т мы бурим скважины протяженностью 300 метров. Если мы будем бурить скважины до 600 метров, то количество подземных выработок сократится вдвое. Следовательно, и затраты на содержание этих выработок тоже значительно снизятся. С помощью колтубинга мы можем пробурить скважину и на 600, и на 800 метров. Преимущество данной технологии бесспорно.

Остается решить, какой должна быть эта установка. Есть два варианта. Первый – поверхностная установка. С ее помощью мы сможем решать не только проблемы подземной скважины, но и, к примеру, осуществлять промывку, очистку от пескопроявления скважин, пробуренных по технологии SAGD. Кроме того, мы закроем вопрос ремонта поверхностных скважин, в том числе и профилактического.

Второе решение – использовать подземную установку с гибкой трубой, намотанной на барабан. Она будет отличаться от классической установки габаритами и тем, что будет модульной, в составе поезда из нескольких вагонов.

Оба варианта осуществимы, осталось провести расчеты и выбрать более приемлемый. С помощью колтубинга мы планируем решить целый комплекс задач. Это будет огромный шаг вперед для Яреги. ☺

Вела беседу Татьяна КОРНЮШКО, «Время колтубинга»

TECHNOLOGY OF CLEANING GAS WELLS BOTTOMHOLES FROM ARGILLO-ARENACEOUS PLUGS ENSURING CONTROLLED DEPRESSION IN WELL-FORMATION SYSTEM DURING COILED TUBING FOAM WASHING

ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКОЙ ЗАБОЕВ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ОТ ГЛИНИСТО-ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК ПЕНОЙ НА РЕГУЛИРУЕМОЙ ДЕПРЕССИИ

K.M. TAGIROV, V.V. KISELEV, M.V. SVINTSOV,
North Caucasian State Technical University, Stavropol

К.М. ТАГИРОВ, В.В. КИСЕЛЕВ, М.В. СВИНЦОВ,
Северо-Кавказский государственный технический
университет, г. Ставрополь

Technical approach to keeping of preset differential pressure on the formation in the course of well foam washing was developed on the basis of field hydrodynamic research

Theoretic models are known to be unable of simulating all variety of physical and chemical factors influencing the behavior of the required process characteristics. Thus, experimental studies [1] of hydrostatic pressure of foams and air-water mixtures were carried out in comparison with their theoretical analogues. The tests showed that with pressure growth, i.e. as approaching the bottomhole, experimental foam points deviate from the design ones towards increase. Air-water mixtures deviate 1.5–2 times more than foams. It is obvious that in dynamics the effect of deviations towards underrating of the design bottomhole pressure as compared to its actual values becomes more evident.

The authors relate this fact to bubbles channeling. In the conditions of rising current it increases the actual density as compared to the calculated one.

This article suggests using foam as an elastic medium, producing pressure inversion when released in the driven up rising current.

This explains the lower response of wellhead pressure as well depth increases. Since the theory of the pressure inversion effect is not described, it is necessary to specify theoretical model for particular conditions of North Stavropol UGSF by using adaptation method, i.e. by matching the design and field data and by trend analysis.

The adapted model is aimed at specifying the gross coefficient of circulation pressure loss

$$\Delta P_{\text{общ}} = \frac{P_1 - P_y}{L}, \quad (1)$$

На основе промысловых гидродинамических исследований разработан методический подход к поддержанию заданной депрессии на пласт в процессе промывки скважины пеной.

Теоретические модели, как известно, не могут воспроизвести влияние всего множества физико-химических факторов на поведение искомым характеристик процессов. Так, в работе [1] проводилось экспериментальное изучение гидростатического давления пен и воздушно-водяных смесей в сравнении с их теоретическими аналогами.

Опыты показали, что с ростом давления, т.е. по мере приближения к забою, экспериментальные точки для пен отклоняются от расчетных в сторону увеличения. Для воздушно-водяных смесей эти отклонения в 1,5–2 раза больше, чем для пен. Очевидно, что в динамике эффект отклонений в сторону занижения расчетных забойных давлений относительно их фактических значений только усиливается.

Авторы объясняют это проскальзыванием пузырьков газа относительно жидкости, что приводит в условиях восходящего потока к увеличению плотности по сравнению с рассчитанной.

В настоящей работе предполагается рассматривать пену как упругую среду, в которой возникает эффект инверсии давления при разжатии упругой среды в ускоренном восходящем потоке.

Данное объяснение соответствует снижению реакции приустьевоего давления на забой при увеличении глубины скважины. Так как механизм действия фактора инверсии давления теоретически не описан, следует для конкретных условий Северо-Ставропольского ПХГ уточнить теоретическую модель методом адаптации, т.е. согласования

and dependence

$$\Delta P(h) = \frac{dP}{dl}(h) \quad (2)$$

along the ring channel from wellhead to bottomhole.

$$\lambda(L, \alpha) = -0,00136 \cdot L + 0,01639 \cdot \alpha + 1,89431; \quad (3)$$

$$\Delta P_{\text{общ}}(L, \alpha) = -1,2 \cdot 10^{-6} \cdot L - 5,3 \cdot 10^{-6} \cdot \alpha + 0,009136. \quad (4)$$

Regression equations:

Since the mechanism under review can not be correctly described for the time being, the reference mathematical model is specified by a statistically distributed method of regression equation.

The adaptive coefficient λ is introduced in order to correct the pressure losses and the linear regressive dependence is found:

$$\lambda(L, \alpha) = A \cdot L + B \cdot \alpha + C \quad (5)$$

Coefficients A, B, C are found based of measurement data.

After $\lambda(L, \alpha)$ is introduced into the reference model, the pressure data calculated at the bottomhole P_{κ} , slightly diverge from the measurements, shown in Table 1 as inviscid «r».

Overall losses coefficients in the mode options are calculated from the actual measurement data $\Delta P_{\text{общ}}^i$ (Table 1) and linear dependence is drafted:

$$\Delta P_{\text{общ}}^i \frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{P_3 - P_y}{L} = X \cdot L + Y \cdot \alpha + Z, \quad (6)$$

i – number of the mode.

Numerical values of regression equation coefficients are specified in Table 1.

Calculations of depth pressure distribution were made in the modes (1–6) in the course of foam flow in comparison with pressure distribution in static condition (Figures 1–2).

The behavior of local losses coefficient $\Delta P(h)$ is represented in dimensionless form in Figure 3.

$$\Delta P_i(h) = \left[\frac{k(h)}{K_{\text{max}}}_i \right], \text{ where } i = 1, 2, \dots, 6. \quad (7)$$

Taking into account comparatively small scattering of the curves $\Delta P_i(h)$, we can find the dependence of the relative average coefficient of losses from the ring channel depth section:

$$\Delta \bar{P}_{\text{cp}}(h) = \left[\frac{\Delta P(h)}{\Delta P_{\text{max}}}_{\text{cp}} \right]. \quad (8)$$

The functions $\left(\frac{P(h)}{P_3} \right)_i$ are defined in the same way and compared in various modes; they are shown in Figure 4. By averaging out the obtained functions $\left[\frac{P(h)}{P_3} \right], \left[\frac{\Delta P(h)}{\Delta P_{\text{max}}} \right]$ from dimensionless depth $\frac{h}{H_{\text{max}}}$, we can find regressive equations for them. Generalized changes of the relative loss and pressure coefficients along the ring channel are represented in Figure 5.

Calculation of differential pressure for North Stavropol UGSF with limiting formation pressures

расчетных и промысловых данных с применением тренд-анализа.

Целью адаптации модели является уточнение как общего коэффициента потерь давления при циркуляции

$$\Delta P_{\text{общ}} = \frac{P_i - P_y}{L}, \quad (1)$$

так и зависимости

$$\Delta P(h) = \frac{dP}{dl}(h) \quad (2)$$

вдоль кольцевого канала от устья до забоя.

Уравнения регрессии:

$$\lambda(L, \alpha) = -0,00136 \cdot L + 0,01639 \cdot \alpha + 1,89431; \quad (3)$$

$$\Delta P_{\text{общ}}(L, \alpha) = -1,2 \cdot 10^{-6} \cdot L - 5,3 \cdot 10^{-6} \cdot \alpha + 0,009136. \quad (4)$$

Так как механизм рассматриваемого явления пока не поддается точному описанию, исходная математическая модель уточняется вероятностно-статистическим методом построения уравнения регрессии.

Вводится адаптационный коэффициент λ , исправляющий потери давления, и находится линейная регрессионная зависимость:

$$\lambda(L, \alpha) = A \cdot L + B \cdot \alpha + C. \quad (5)$$

По данным замеров определены коэффициенты A, B, C .

После введения $\lambda(L, \alpha)$ в исходную модель рассчитанные давления на забое P_{κ} имеют незначительные расхождения с замерами, показанными в таблице 1, как неувязки «r».

По данным фактических замеров определены в вариантах режимов общие коэффициенты потерь, $\Delta P_{\text{общ}}^i$ (таблица 1) и составлена линейная зависимость:

$$\Delta P_{\text{общ}}^i \frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{P_3 - P_y}{L} = X \cdot L + Y \cdot \alpha + Z, \quad (6)$$

где i – номер режима.

Числовые значения коэффициентов уравнений регрессии указаны в таблице 1.

Проведены расчеты распределения давлений по глубине в режимах (1–6) при движении пены в сравнении с распределением давлений в статическом состоянии (рисунки 1–2).

Поведение локального коэффициента потерь $\Delta P(h)$ представлено в безразмерном виде на рисунке 3.

$$\Delta P_i(h) = \left[\frac{k(h)}{K_{\text{max}}}_i \right], \text{ где } i = 1, 2, \dots, 6. \quad (7)$$

Учитывая сравнительно небольшой разброс кривых $\Delta P_i(h)$, найдем зависимость относительного усредненного локального коэффициента потерь от глубины сечения кольцевого канала:

$$\Delta \bar{P}_{\text{cp}}(h) = \left[\frac{\Delta P(h)}{\Delta P_{\text{max}}}_{\text{cp}} \right]. \quad (8)$$

Table 1 – Results of using regressive equation to specify pressure loss model during foam circulation
Таблица 1 – Результаты применения уравнения регрессии к уточнению модели потерь давления при циркуляции пены

MODES ВАРИАНТЫ РЕЖИМОВ	1	2	3	4	5	6
Q_f Fluid consumption Расход жидкости, м³/с	0,00156	0,00153	0,00116	0,00161	0,00236	0,00174
Q_{g0} Gas consumption in standard conditions Расход газа в н.у., м³/с	0,0746	0,0667	0,0613	0,0617	0,0483	0,0658
P_y Wellhead pressure, МПа Давление на устье, МПа	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
α Degree of aeration Степень аэрации	47,82	43,59	52,84	38,32	20,46	37,81
L Bottomhole depth, m Глубина забоя, м	826	826	450	450	450	450
P_3 Measurement of BHP, МПа Замер давления на забое, МПа	4,2	5,6	2,7	3,2	3,4	3,3
P_p Design BHP ignoring regression, МПа Расчетное давление на забое без учета регрессии, МПа	2,45	2,57	1,09	1,27	1,8	1,29
λ Regression equation correction factor Поправочный коэффициент по уравнению регрессии	1,554	1,485	2,148	1,91	1,617	1,9
P_k Design BHP with regression, МПа. Расчетное давление на забое с использованием регрессии λ , МПа	4,87	4,81	2,83	3,03	3,7	3,07
r Discrepancy in the design and actual pressure in the final model $r = P_3 - P_k$ Неувязка расчетных и фактических давлений в окончательной модели $r = P_3 - P_k$	-0,67	0,79	-0,13	0,17	-0,3	0,23
$\Delta P'_{\text{общ}}$ Overall coefficient of losses in the ring channel Общий коэффициент потерь в кольцевом канале	0,00488	0,00657	0,00562	0,00673	0,00718	0,00695

during the operation (at the end of recovery and pumping)

In order to provide depression in the well-formation system during the removal of argillo-arenaceous plugs with the help of hydrodynamic model adapted for these conditions, the boundary practices for extreme operational conditions were developed: the lowest formation pressure at the end of the recovery practice and the highest formation pressure at the end of pumping.

The calculations were made for the UGSF of the banks of Khadum and green measures. The objective was to define the delivery of fluid and gas in the rising current of the ring channel meeting the requirements of bottomhole cleaning

Аналогично выделим зависимости $\left(\frac{P(h)}{P_3}\right)_i$ и сравним их в различных режимах, представив на рисунке 4. Усредняя полученные зависимости $\left[\frac{P(h)}{P_3}, \frac{\Delta P(h)}{\Delta P_{\text{max}}}\right]$ от безразмерной глубины $\frac{h}{H_{\text{max}}}$, находим для них уравнения регрессии. Обобщенные изменения относительных коэффициентов потерь и давления вдоль кольцевого канала представлены на рисунке 5.

Примеры расчета для промывки скважин Северо-Ставропольского ПХГ на депрессии при предельных пластовых давлениях эксплуатации (в конце отбора и закачки)

С целью обеспечения депрессии в системе «скважина-пласт» в процессе удаления

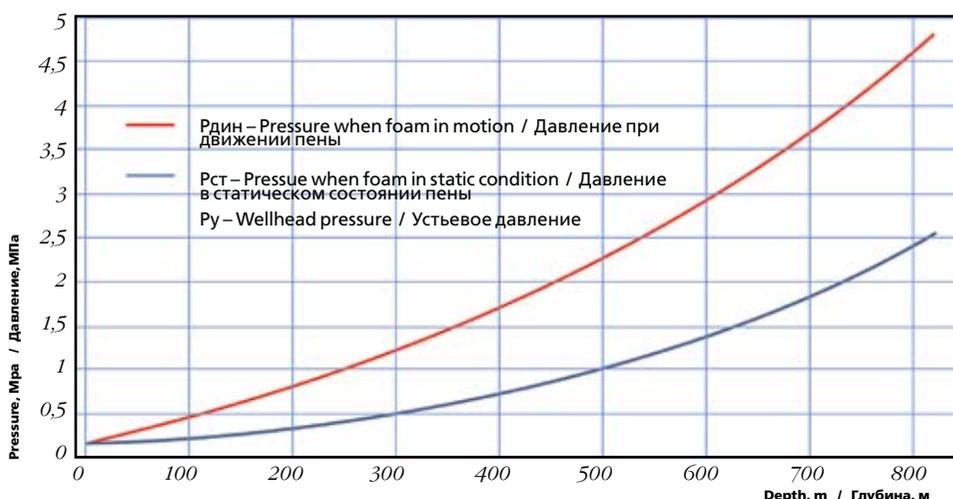


Figure 1 – Depth pressure distribution (Mode 1)

Рисунок 1 – Распределение давлений по глубине (1-й режим)

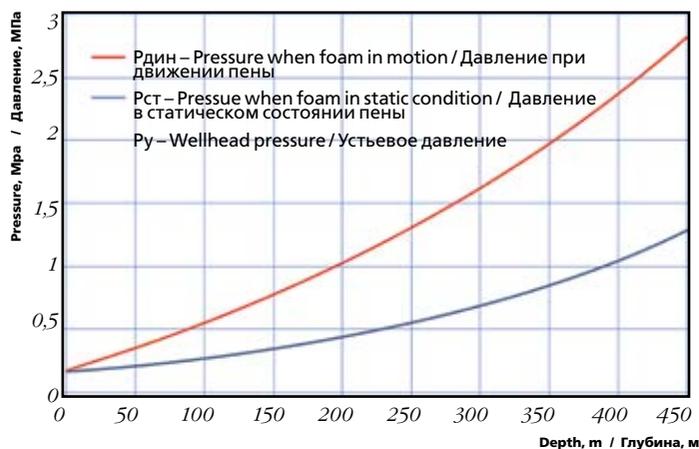


Figure 2 – Depth pressure distribution (Mode 3)

Рисунок 2 – Распределение давлений по глубине (3-й режим)

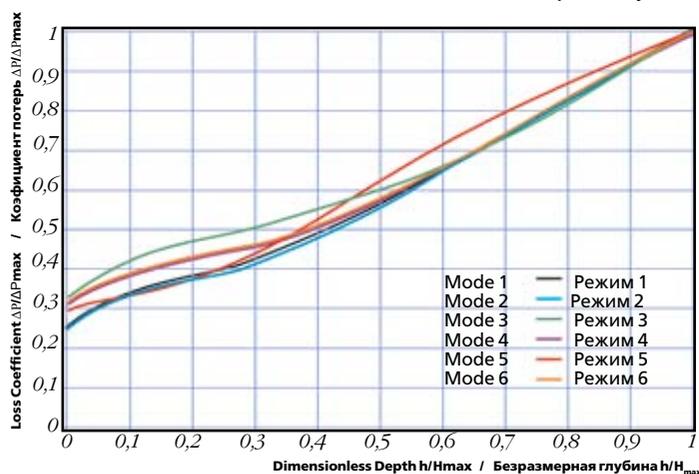


Figure 3 – Summary diagram of losses coefficient $\Delta P/\Delta P_{max}$ changes in modes (1-6) from the dimensionless depth h/H_{max}

Рисунок 3 – Сводный график по режимам (1-6) изменения коэффициента потерь $\Delta P/\Delta P_{max}$ от безразмерной глубины h/H_{max}

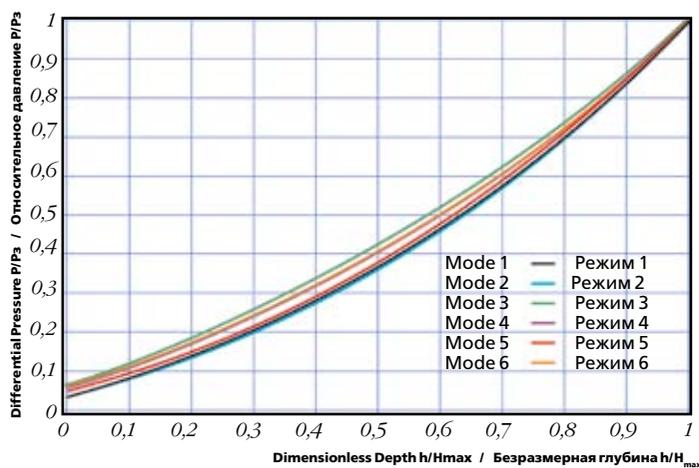


Figure 4 – Summary diagram of differential pressure changes P/P_3 in modes (1-6) from dimensionless depth h/H_{max}

Рисунок 4 – Сводный график по режимам (1-6) изменения относительного давления P/P_3 от безразмерной глубины h/H_{max}

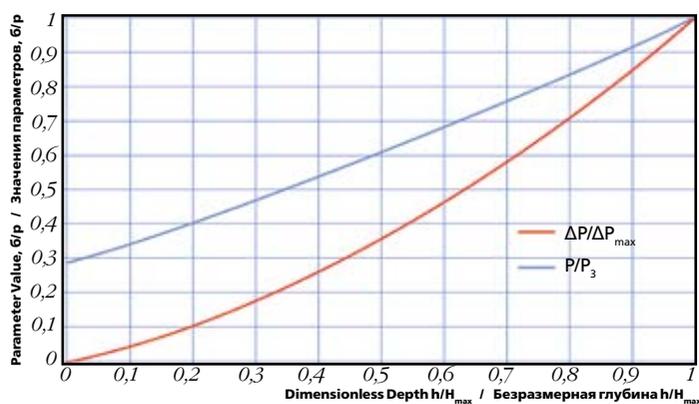


Figure 5 – Summary diagram of loss coefficient $\Delta P/\Delta P_{max}$ and pressure P/P_3 changes from depth h/H_{max}

Рисунок 5 – Обобщенный график изменения коэффициента потерь $\Delta P/\Delta P_{max}$ и давления P/P_3 от глубины h/H_{max}

Regression Equations / Уравнения регрессии:

$$\frac{P}{P_3} = 0,1463 \left(\frac{h}{H_{max}}\right)^2 + 0,5673 \frac{h}{H_{max}} + 0,2864$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta P_{max}} = 0,5758 \left(\frac{h}{H_{max}}\right)^2 + 0,4242 \frac{h}{H_{max}}$$

глинисто-песчаных пробок с использованием адаптированной для данных условий гидродинамической модели рассчитаны граничные технологические режимы для предельных условий эксплуатации: конец режима отбора – предельно низкое пластовое давление; конец режима закачки – пластовое давление предельно высокое.

Расчеты выполнялись для ПХГ залежи хадума и зеленой свиты. Задача состояла в определении расходов жидкости, газа в восходящем потоке кольцевого канала, удовлетворяющих условию очистки забоя, обеспечивающих допустимую депрессию на забое.

Допустимая депрессия на забое соответствует заданному ограничению дебита пластового газа. Дебит пластового газа ограничивается так, чтобы при частичной его замене пеной можно было использовать компрессор низкой производительности, допуская приток из пласта не более 1 тыс.м³/сут.

Поставленная задача решалась методом подбора режимов расходов при выполнении всех ограничивающих условий, что потребовало многократных прогонов гидродинамической модели промывки скважины пеной с условиями удаления глинисто-песчаной пробки.

Рассмотрим результаты расчетов для Северо-Ставропольского ПХГ. Расчет необходимой восходящей скорости потока на забое для разрушения и удаления глинисто-песчаной пробки дал величину $V = 0,23$ м/с.

Вариант I. Залежь зеленая свита. Конец режима отбора

Глубина скважины 900 м; предельное пластовое давление $P_{пл} = 5,6$ МПа; расход закачиваемой ПОЖ $Q_{ж} = 0,0016$ м³/с; расход газа $Q_2 = 0,074$ м³/с; степень аэрации $\alpha = 46,25$; на

and providing the admissible bottomhole depression.

The admissible bottomhole depression corresponds to the preset limit of formation gas flow rate. The blanket gas recovery rate is limited in such a way, so that during its partial replacement with foam a low efficiency compressor allowing the influx from the formation of no more than 1,000 m³ per day could be used.

The objective was achieved by selecting flow rate conditions and implementing all limiting factors. It required numerous runs of foam wash simulation model with the conditions habitual for argillo-arenaceous plugs removal.

Consider the results of the calculations for North Stavropol UGSF. The calculation of the necessary rising speed of the bottomhole current for destroying and removing the argillo-arenaceous plugs produced the value: $V_3 = 0,23$ m/s.

Variant I. Green measures banks. End of the recovery practice

The depth of the well is 900 m; the limiting formation pressure $P_f = 5.6$ MPa; the delivery of the pumped foam producing liquid $Q_{пл} = 0,0016$ m³/s; gas delivery $Q_r = 0,074$ m³/s; degree of aeration $a = 46,25$; bottomhole balance, $P_3 = 5.6$ MPa; bottomhole flow velocity $V_3 = 0.22$ m/s.

The substituting foam is produced by the same amount of the pumped liquid $Q_{пл} = 0,0016$ m³/s and inflow of formation gas $Q_r = 0,09$ m³/s, or equal to flow rate $q_z = 7.77$ thousand m³/d.

With the wellhead pressure being $P_w = 0,17$ MPa, the bottomhole receives $P_b = 5,47$ MPa. The possibility of receiving 7.77 thousand m³/d with the depression of $\Delta P = 5,6 - 5,47 = 0,13$ MPa depends on formation productivity.

$$K_{прод} = \frac{q_r}{P_{пл}^2 - P_3^2}$$

With the destruction of the sand plug, $K_{прод}$ progresses and $q_z, P_3 \rightarrow P_{пл}$ principle remains, the wellhead pressure should be increased up to 0.3 MPa to keep the required inflow level q_z necessary for cleaning the bottomhole.

Thus, with the limiting formation pressure of 5.6 MPa and pumped liquid $Q_{ж} = 0,0016$ m³/s, the gas delivery necessary for cleaning the green measures well should be equal to the well flow rate $q_z = 7.77$ thousand m³/d and the wellhead pressure should be kept at the level:

$$0,17 \text{ MPa} \leq P_y \leq 0,3 \text{ MPa} \quad (9)$$

With the formation gas flow rate being within the limits of no more than 1 thousand m³/d, a compressor with the output of 5 m³/min is required.

Variant II. Green measures banks. End of pumping operation

Unlike in the previous variant, the limiting formation pressure was $P_{пл} = 9.1$ MPa. The condition of balance with $Q_{ж} = 0.0016$ m³/s is achieved, when $Q_r = 0.0107$ m³/s and bottomhole velocity $V_3 = 0,12$ m/s. $V_3 < V_{yn}$, that is why the substituting foam is defined with $Q_r = 0.09$ m³/s as well as in the previous case, which corresponds to well flow rate of $q_r = 7.77$ thousand m³/d, $Q_{ж} = 0.002$ m³/s, $V_3 = 0.23$,

забое равновесие, $P_3 = 5,6$ MPa; скорость потока на забое $V_3 = 0,22$ м/с.

Замещающая пена образуется тем же расходом закачиваемой жидкости $Q_{ж} = 0,0016$ м³/с и притоком газа из пласта $Q_z = 0,09$ м³/с, или в размерности дебита скважины $q_z = 7,77$ тыс.м³/сут.

При устьевом давлении $P_y = 0,17$ МПа на забое определяется $P_3 = 5,47$ МПа. Возможность получения дебита 7,77 тыс.м³/сут при депрессии $\Delta P = 5,6 - 5,47 = 0,13$ МПа зависит от продуктивности пласта.

$$K_{прод} = \frac{q_r}{P_{пл}^2 - P_3^2}$$

По мере разрушения песчаной пробки $K_{прод}$ увеличивается, при сохранении $q_z, P_3 \rightarrow P_{пл}$. При этом для сохранения необходимого для очистки забоя притока из пласта дебита q_z потребуются увеличение устьевого давления до 0,3 МПа.

Таким образом, очистка скважины зеленой свиты в конце отбора при предельном пластовом давлении 5,6 МПа и закачке жидкости $Q_{ж} = 0,0016$ м³/с возможна созданием расхода газа на забое, эквивалентном дебиту скважины $q_z = 7,77$ тыс.м³/сут, поддерживая устьевое давление в пределах:

$$0,17 \text{ МПа} \leq P_y \leq 0,3 \text{ МПа} \quad (9)$$

Допуская дебит газа из пласта в пределах не более 1 тыс.м³/сут, потребуются использование компрессора производительностью до 5 м³/мин.

Вариант II. Залежь зеленая свита. Конец режима закачки

В отличие от предыдущего варианта, предельное пластовое давление составляло $P_{пл} = 9,1$ МПа. Условие равновесия при $Q_{ж} = 0,0016$ м³/с достигается при $Q_z = 0,0107$ м³/с и скорости на забое $V_3 = 0,12$ м/с. Здесь $V_3 < V_{yn}$, поэтому замещающая пена определяется при $Q_z = 0,09$ м³/с, как и в предыдущем варианте, что соответствует дебиту скважины $q_z = 7,77$ тыс. м³/сут, $Q_{ж} = 0,002$ м³/с, $V_3 = 0,23$, $P_3 = 8,56$, $P_y = 1$ МПа. При увеличении продуктивности пласта по мере очищения песчаной пробки, давление на устье потребуются увеличивать от 1 МПа до 1,2 МПа:

$$1 \text{ МПа} \leq P_y \leq 1,2 \text{ МПа} \quad (10)$$

Как и в предыдущем варианте, потребуются компрессор производительностью до 5 м³/мин.

Вариант III. Залежь хадумского горизонта. Конец режима закачки

Глубина скважины 800 м, предельное пластовое давление 3,3 МПа. Здесь равновесие на забое достигается при $Q_{ж} = 0,001$ м³/с, $P_y = 0,1$ МПа, $Q_z = 0,077$ м³/с, $V_3 = 0,26$ м/с, $P_3 = 3,3$ МПа.

Замещение исходной пены за счет притока пластового газа при создании депрессии выполняется уменьшением расхода ПОЖ:

$$Q_{ж} = 0,0008 \text{ м}^3/\text{с}, P_y = 0,1 \text{ МПа}, Q_z = 0,077 \text{ м}^3/\text{с}, V_3 = 0,27 \text{ м/с}, P_3 = 2,81 \text{ МПа}$$

Далее, по мере улучшения продуктивности пласта за счет очистки забоя, т.е. при снижении депрессии

$P_3 = 8.56, P_y = 1$ MPa. As the formation productivity increases and the sand plug being destroyed, the pressure on the wellhead should be increased from 1 MPa to 1.2 MPa: $1 \text{ MPa} \leq P_y \leq 1.2 \text{ MPa}$. (10)

Like in the previous case, a compressor with the output of $5 \text{ m}^3/\text{min}$ is required.

Variant III. The banks of Khadum horizon. End of pumping operation

The depth of the well is 800 m, limiting formation pressure is 3.3 MPa. The balance on the bottomhole is achieved at $Q_{ж} = 0.001 \text{ m}^3/\text{s}, P_y = 0.1 \text{ MPa}, Q_r = 0.077 \text{ m}^3/\text{s}, V_3 = 0.26 \text{ m/s}, P_3 = 3.3 \text{ MPa}$.

Substitution of the initial foam with the flow of formation gas and creation of depression is achieved by decreasing the delivery of foam producing liquid:

$Q_{ж} = 0.0008 \text{ m}^3/\text{s}, P_y = 0.1 \text{ MPa}, Q_r = 0.077 \text{ m}^3/\text{s}, V_3 = 0.27 \text{ m/s}, P_3 = 2.81 \text{ MPa}$.

With formation productivity being increased by cleaned bottomhole and lowered depression $P_3 \rightarrow P_{пл}$, the critical increase in the wellhead pressure will be $P_y = 0.26 \text{ MPa}$.

As a result, the well flow rate of $6,650 \text{ m}^3/\text{d}$ is possible, when the wellhead pressure is kept within the limits:

$0.1 \text{ MPa} \leq P_y < 0.26 \text{ MPa}$. (11)

With a formation inflow of up to $1,000 \text{ m}^3/\text{d}$ a compressor with output of $4 \text{ m}^3/\text{min}$ is required.

Variant IV. The banks of Khadum horizon. End of recovery operation

The depth of the well is 800 m, the limiting formation pressure is 2.3 MPa.

The balance on the bottomhole is reached when

$Q_{ж} = 0.00054 \text{ m}^3/\text{s}, Q_r = 0.07 \text{ m}^3/\text{s}, V_3 = 0.28 \text{ m/s}, P_3 = 2.3 \text{ MPa}, P_y = 0.1 \text{ MPa}$.

Substitution of the initial foam with the formation gas inflow on the depression is done by means of increasing gas flow:

$Q_r = 0.09 \text{ m}^3/\text{s}, Q_{ж} = 0.00054 \text{ m}^3/\text{s}, P_y = 0.1 \text{ MPa}, V_3 = 0.38 \text{ m/s}, P_3 = 2.1 \text{ MPa}$.

Then, as the formation productivity increases, the critical rise of the wellhead pressure is defined as:

$P_y = 0.175 \text{ MPa}$.

In the suggested variant the well flow rate of $7,770 \text{ m}^3/\text{d}$ required to clean the bottomhole is possible with wellhead pressure being kept within the limits of

$0.1 \text{ MPa} \leq P_y < 0.175 \text{ MPa}$ (12)

$P_3 \rightarrow P_{пл}$, определяется предельное увеличение устьевого давления $P_y = 0,26 \text{ МПа}$.

В результате, создание дебита скважины $6,65 \text{ тыс.м}^3/\text{сут.}$ для очистки забоя возможно при поддержании устьевого давления в пределах:

$0,1 \text{ МПа} \leq P_y < 0,26 \text{ МПа}$. (11)

Допуская приток из пласта до $1 \text{ тыс.м}^3/\text{сут.}$, потребуется использование компрессора производительностью до $4 \text{ м}^3/\text{мин.}$

Вариант IV. Залежь хадумского горизонта. Конец режима отбора

Глубина скважины 800 м, предельное пластовое давление $2,3 \text{ МПа}$.

Здесь равновесие на забое достигается при $Q_{ж} = 0,00054 \text{ м}^3/\text{с}, Q_2 = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}, V_3 = 0,28 \text{ м/с}, P_3 = 2,3 \text{ МПа}, P_y = 0,1 \text{ МПа}$.

Замещение исходной пены за счет притока пластового газа на депрессии выполняется увеличением притока газа:

$Q_2 = 0,09 \text{ м}^3/\text{с}, Q_{ж} = 0,00054 \text{ м}^3/\text{с}, P_y = 0,1 \text{ МПа}, V_3 = 0,38 \text{ м/с}, P_3 = 2,1 \text{ МПа}$.

Далее, по мере улучшения продуктивности пласта, определяется предельное увеличение устьевого давления $P_y = 0,175 \text{ МПа}$.

В рассматриваемом варианте создание дебита скважины $7,77 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$ для очистки забоя возможно при поддержании устьевого давления в пределах:

$0,1 \text{ МПа} \leq P_y < 0,175 \text{ МПа}$. (12)

При ограничении притока пластового газа до $1 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$, потребуется компрессор производительностью $5 \text{ м}^3/\text{мин.}$

В таблице 2 приведены оптимальные технологические параметры промывки пеной на депрессии песчано-глинистых пробок скважин Северо-Ставропольского ПХГ.

В таблице 3 приведены результаты промывки песчаных пробок по рекомендуемой авторами технологии.

Выводы

Усовершенствована технология удаления песчано-глинистых пробок с забоев скважин в условиях аномально-низких пластовых давлений на депрессии без их глушения, обеспечивающая очистку не только

Table 2 – Optimum technological parameters for underbalanced foam washing of the argillo-arenaceous plugs of the wells of North Stavropol UGSF

Таблица 2 – Оптимальные технологические параметры промывки пеной на депрессии песчано-глинистых пробок скважин Северо-Ставропольского ПХГ

$P_{пл}, \text{MPa}$ $P_{пл}, \text{МПа}$	$Q_2, \text{m}^3/\text{c}$	$Q_{ж}, \text{m}^3/\text{c}$	Velocity of bottomhole foam flow V_3 Скорость потока пены на забое V_3	P_y, min $P_y, \text{мин}$	P_y, max $P_y, \text{макс}$	UGSF working period Период работы ПХГ
GREEN MEASURES			ЗЕЛЕНАЯ СВИТА			
5,6	0,074	0,0016	0,22	0,17	0,3	End of recovery Конец отбора
9,1	0,0107	0,0016	0,12	1	1,2	End of pumping Конец закачки
KHADUM HORIZON			ХАДУМСКИЙ ГОРИЗОНТ			
2,3	0,07	0,00054	0,28	0,1	0,175	End of recovery Конец отбора
3,3	0,077	0,001	0,26	0,1	0,26	End of pumping Конец закачки

With the formation gas inflow limited to 1,000 m³/d, a compressor with the output of 5 m³/min is required.

Table 2 shows the optimum technological parameters for underbalanced foam washing of the argillo-arenaceous plugs of the wells of North Stavropol UGSF.

Table 3 shows the results of washing the sand plugs following the recommended technology.

CONCLUSIONS

The advanced technology of removing argillo-arenaceous plugs from the well bottomhole in the conditions of the

Table 3 – Data on the operation of wells with sand plugs washed out by using underbalanced technology

Таблица 3 – Сведения о параметрах работы скважин, на которых промыты песчаные пробки по технологии с депрессией

Well No. № скв.	Date of sand plug washing Дата промывки песчаной пробки	Coefficient of productivity, 10 ² thousand m ³ /a МПа ² Коэффициент продуктивности, 10 ² тыс.м ³ /сутки МПа ²		Increase in well flow rate after washing % Увеличение Кпр скважины после промывки, %
		Before washing До промывки	After washing После промывки	
70	09.12.06–11.12.06	1,19	3,21	226
788	19.01.07–22.01.07	0,4	1,2	295
852	21.02.07–25.02.07	1,04	2,64	250
101	13.03.07–16.03.07	1,07	2,45	228

Figure 8 – Recommended diagram of equipment arrangement for washing out argillo-arenaceous plugs on the depression with the use of a CT unit and compressor:

1 – CT Unit "OPT M-10"; 2 – pressure-gauge; 3 – unit for cleaning and degassing of the working substance ("БОД-НТ-32"); 4 – tank; 5 – flare line; 6 – cementing unit "ЦА-320"; 7 – compressor "СД 9/101"; 8 – high pressure gas flowmeter; 9 – ejector (aerator); 10 – preventer; 11 – X-mas tree; 12 – valve; 13 – adjustable choke

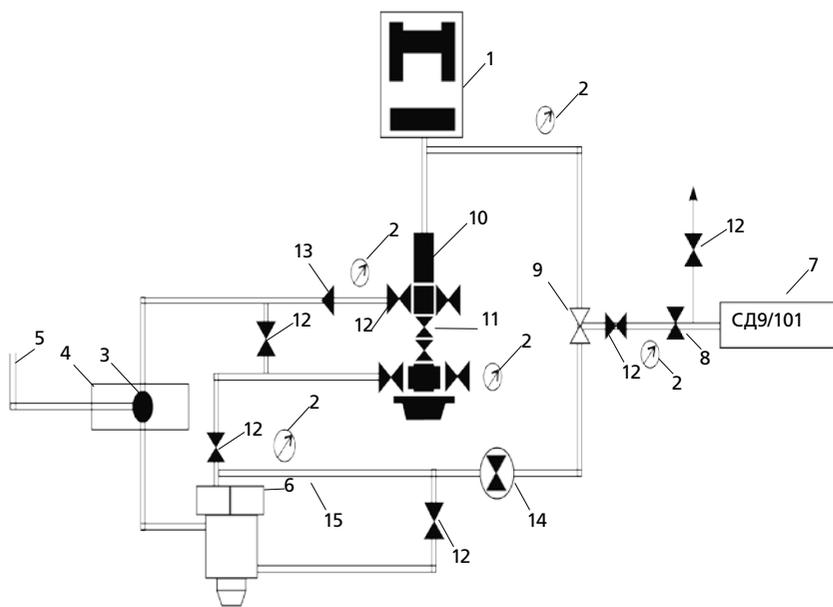


Рисунок 8 – Рекомендуемая технологическая схема обвязки оборудования для размыва песчано-глинистых пробок на депрессии с применением колтюбинговой установки с использованием компрессора:

1 – установка ОРТ М-10; 2 – манометр; 3 – блок очистки и дегазации рабочего агента (БОД-НТ-32); 4 – емкость; 5 – факельная линия; 6 – цементировочный агрегат ЦА-320; 7 – компрессор СД 9/101; 8 – расходомер высокого давления по газу; 9 – эжектор (азратор); 10 – превентор; 11 – фонтанная арматура; 12 – задвижка; 13 – дроссель регулируемый

abnormally low pressure provides for cleaning of not only the borehole, but also of the bottomhole zone due to formation gas inflow in the process of circulation.

The field hydrodynamic research of washing the well with foam systems defined boundary conditions for keeping depression in the "well-formation" system in the process of removing argillo-arenaceous plugs with the use of a coiled tubing unit. This objective is achieved by controlling surface pressure and injection rate of foam-forming liquid and compressor-pumped inert gas.

Mathematical model and suitable software are offered for defining pressure and foam velocity in all elements of the circulation system. ☉

REFERENCES

1. Tagirov, K. M. Opening of Productive Oil and Gas Formations with Abnormal Pressure / K. M. Tagirov, A. N. Gnoyevykh, A. N. Lobkin – M.: Nedra, 1996.

ствола скважины, но и призабойной зоны пласта за счет притока пластового газа в процессе циркуляции.

На основании промысловых гидродинамических исследований промывки скважин пенными системами, установлены граничные условия по поддержанию депрессии в системе «скважина-пласт» в процессе удаления песчано-глинистых пробок с использованием колтюбинговой установки путем регулирования устьевого давления на выходе из скважины и темпов закачки ПОЖ и инертного газа компрессором.

Предложена математическая модель и соответствующее программное обеспечение для определения давления и скорости движения пены во всех элементах циркуляционной системы. ☉

ЛИТЕРАТУРА

Тагиров, К. М. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями / К. М. Тагиров, А. Н. Гноевых, А. Н. Лобкин. – М.: Недра, 1996.

Кабельное спуско-подъёмное оборудование

• Головка для регулировки закачки смазки Enviro™



• Шаровой контрольный клапан

• Выпускной клапан
• Ловитель инструмента

• Секции лубрикатора

• Ловушка для инструмента

• Переходник для экспресс-испытания

• Лёгкий клапан для кабеля

• Устьевой переходной фланец

• Переходник для всасывания



Модуль управления "E-Life" серии 5



«Лёгкий» клапан для кабеля



Плашка конструкции Q-Guide™

www.elmar.co.uk



WE ARE IN PROGRESS! ВСЁ ПРОДОЛЖАЕТСЯ!

We complete a cycle of publications timed to the 10th anniversary of Coiled Tubing project. You are welcome to read the final forth article.

Наши журнал завершает публикацию цикла материалов, посвященных десятилетию проекта «Колтюбинг». В этом номере мы предлагаем вниманию читателей четвертую, заключительную статью.

During the 10 years of its existence FID Group has been steadily exploring new regions, countries and continents. Meanwhile the world CT fleet has almost doubled and the Russian fleet has grown three times. It means that the progress of CT technologies in Russia has gone on 1.5 times faster than in the rest of the world for the past decade. This progress owes much to FID and its structures: the Coiled Tubing Technologies Development Center (2001), All-Russian (already International) Coiled Tubing and Well Intervention Conference (1998), The Coiled Tubing Times Journal (2002), Fidmash (2001). In a very short time the participants of the Coiled Tubing Project managed to create a newfoe Belarus subbranch of engineering oil & gas engineering - from the ground up. Right off the bat it managed to take the 3rd position in the market trailing only two top global leaders from the USA.

Currently the Russian coiled tubing park includes 134 units, while there were only 46 of them at the turn of Millennium. The threefold growth is a fact! A few more illustrative figures are available. Only 1 of 46 units that was in operation in 2000 had been produced by Fidmash Group. Today 75% of the units supplied to CIS during the last 8 years were produced in Minsk. Globally, the share of Minsk units is 10%. The producers explain their success simply: we supply customers with equipment they want to have.

FIRST YEARS OBSTACLES

As the poet used to say: "The great is seen at long range". 10 years after the start, when success is incontestable and products correspond to the international standards, the hardships of the first years are tenderly recalled.

What was the most difficult thing in the first years? This was our question to the drafter and permanent leader of the Coiled Tubing Project Leonid Hruzdilovich. Here is the reply.

"The first problem was that FID Group produced and supplied equipment not for a local market, like it naturally occurs with start-up companies,

За десять лет, в течение которых этот проект Группы ФИД уверенно осваивает все новые и новые регионы, страны и континенты, мировой колтюбинговый флот успел вырасти почти в два раза. За это же время в России флот практически утроился, т.е. в минувшее десятилетие колтюбинговые технологии в России развивались в полтора раза быстрее, чем в мире. В этой стремительности, несомненно, важную роль сыграл ФИД и порожденные им структуры: Центр развития колтюбинговых технологий (2001 год), Всероссийская (к настоящему времени получившая статус Международной) конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (1998 год), журнал «Время колтюбинга» (2002 год), СЗАО «Фидмаш» (2001 год) и др. За удивительно короткий промежуток времени участникам проекта «Колтюбинг» удалось с нуля создать в Республике Беларусь новую подотрасль машиностроения – машиностроение для нефтегазовой промышленности и с места войти в тройку мировых лидеров, двое из которых находятся в США.

Сегодняшний российский колтюбинговый парк состоит из 134 установок, тогда как на рубеже тысячелетий их насчитывалось всего 46 штук. Почти тройной рост налицо! Вот еще несколько наглядных цифр: на начало 2000 года среди 46 установок была только



*The first Schlumberger's offers (2004)
Первые заказы Schlumberger (2004)*

but only to foreign consumers. In Belarus the technology became in demand only in seven years.

Another big obstacle we had to overcome was lack of specialists (both designers and production workers) in Minsk, who understood specifics of the industry, its standards and requirements. All local specialists, involved in our project, started with reading manuals for students of oil universities. Since at that time there were no descriptions of the coiled tubing equipment in any of Russian-language manuals and Russian publications on the subject were very rare, we had to translate the information from English. The thirst for knowledge was as intense as real hunger felt by the hero of Jack London's short story "Love of Life". Any information available was collected and stored. The necessity to systemize that information provoked an idea of the Coiled Tubing Technologies Development Center, a

Today 75% of the units supplied to CIS during the last 8 years were produced in Minsk.

scientific magazine and conferences... But the breakthrough feeling we had, our confidence in success and innovation experience (by that time the FID Group had successfully run about three dozen small innovative projects) made qualified and energetic people, for whom the Coiled Tubing Project was desperately looking, join the project. At that time the smartest and most educated Soviet specialists rushed abroad. And here we witnessed the brain drain back. Specialists from other Belarusian towns, Moscow and even from overseas came to Minsk to take part in the project.

The third problem was that at that time CIS lacked the organizational model for running such a business. New models appeared mainly in trade or at assembly plants of foreign firms. Some companies were created on the basis of Soviet research and manufacturing associations or their sections that tried to privatize the potential established before. Our organizational and management model included serious marketing researches. We had to define, what coiled tubing equipment is demanded by oil and gas producers. The notion of service companies was applied only to international companies such as Schlumberger, Fracmaster and others at that time. By that moment it became clear that neither first domestic attempts to create such an equipment (pilot plant "Metallist", financial group RIKOR), nor North American equipment of a better quality that had already penetrated the CIS, was suitable for Russian fields. Marketing researches also included studies of the Belarusian research and production capacity. We had to find out, whether we have enough technologies to carry out the project. Are

одна производства Группы ФИД. Ныне в СНГ – более 75% поставленных за последние 8 лет и работающих установок родом из Минска, а в мире их насчитывается более 10%. Производители объясняют свои успехи просто: мы предлагаем нефтяникам такое оборудование, которое они хотят иметь.

Ныне в СНГ – более 75% поставленных за последние 8 лет и работающих установок родом из Минска, а в мире их насчитывается более 10%.

О ТРУДНОСТЯХ ПЕРВЫХ ЛЕТ

«Большое видится на расстоянии», – сказал поэт. Теперь, через десять лет после старта, когда успехи неоспоримы и продукция соответствует международным стандартам, трудности первых лет вспоминаются с нежным трепетом.

Что же оказалось самым сложным в первые годы? С таким вопросом мы обратились к автору и бессменному руководителю проекта «Колтюбинг» Леониду Груздиловичу. И получили ответ: «Во-первых, то, что с самого начала проекта Группа ФИД создавала и поставляла производимую технику не на местный рынок, как обычно бывает при освоении новой продукции, а исключительно зарубежным потребителям, поскольку в Республике Беларусь данная продукция стала востребованной только через семь лет.

Вторым крупным препятствием, которое нам пришлось преодолеть, явилось отсутствие в Минске специалистов (и конструкторов, и производственников), понимающих особенности отрасли, ее стандарты и специфические требования. Все местные специалисты, вовлеченные в наш проект, начинали свое участие в нем с чтения учебников для студентов вузов нефтяного профиля, а поскольку описаний колтюбинговой техники и технологий тогда не было ни в одном русскоязычном учебнике, и русскоязычные публикации на эту тему можно было пересчитать по пальцам, искали литературу на английском языке и переводили. Жажда знаний по интенсивности напоминала тот реальный голод, который пережил герой рассказа Джека Лондона «Любовь к жизни». Собиралась и накапливалась любая информация на заданную тематику, и необходимость ее систематизации уже тогда заложила мысль об организации ЦРКТ, научно-практического журнала, конференций... Энергия новизны, убежденность организаторов проекта в успехе и их опыт инновационного бизнеса (до этого Группа ФИД уже успешно осуществила примерно три десятка небольших инновационных проектов) привлекли к проекту «Колтюбинг», остро испытывавшему недостаток в квалифицированных и энергичных кадрах, нужных людей. В то время из бывшего Союза самые толковые и образованные специалисты устремились за рубеж. Здесь же наблюдалась «обратная утечка мозгов»: в Минск для участия в этом проекте переехали специалисты не только из других белорусских городов, но и из Москвы и даже из-за океана.

they available for us? Besides, we had a sophisticated development laboratory. Our organizational model envisaged managing production, sales and service through tough task sharing, planning and control.

Another problem was that we didn't have our own facilities.

At first we built some test plants. Only in 5 years we opened a wholesome assembly with the necessary testing area. The first mechanical assembly production appeared 3 years later. We absorbed the business model of Cremco, described in Soviet scientific literature as "the most exotic organizational and economic model of innovation management". It included a marketing and sales division, a development laboratory, assembly and service. All the minor components were produced at dozens of specialized plants, which was a hard thing to repeat in Soviet and moreover in post-Soviet period. The main problems that hampered such kind of production included quality, terms and other notions of business culture that were alien to Soviet economy.

At that time the smartest and most educated Soviet specialists rushed abroad. And here we witnessed the brain drain back. Specialists from other Belarusian towns, Moscow and even from overseas came to Minsk to take part in the project.

COMPANY SECRETS

What equipment is in demand by modern oil service? It needs the equipment allowing doing quality job with minimal expenses. It is necessary to expand the range of operations and exclude the economically inadvisable traditional technologies. At the moment Russia, CIS and other countries, where national oil service is developing, see the growing number of independent service companies acquiring their own equipment, mastering technologies, training personnel and trying to gain a reputation in the market. They want to be in demand by customers that is oil and gas producers. That is why in tough competition only those companies succeed that can serve a large number of wells in a short period. Such companies need coiled tubing not for 1-2 operations, but 15 and more well service operations a month. They are the customers of FID Group.

During that decade some Russian producers of the CT equipment tried to take part in the race together with FID Group. But the market had no and has no equipment produced by those

В то время из бывшего Союза самые толковые и образованные специалисты устремились за рубеж. Здесь же наблюдалась «обратная утечка мозгов»: в Минск для участия в этом проекте переехали специалисты не только из других белорусских городов, но и из Москвы и даже из-за океана.

В-третьих, тогда в странах СНГ полностью отсутствовала организационно-управленческая модель осуществления подобного бизнеса. Уже появлялись новые модели, однако это были чаще торговые, реже – сборочные производства

зарубежных фирм. Были и организованные на базе научно-производственных объединений советских времен или их частей частные структуры для «приватизации» созданного ранее потенциала. Наша организационно-управленческая модель предусматривала очень серьезные маркетинговые исследования. Нужно было определить, какое именно колтюбинговое оборудование требуется нефтяникам и газовикам (понятие «сервисные компании» тогда в СНГ применялось только к международным компаниям (Schlumberger, Fracmaster и т.д.)). К тому моменту было понятно, что и отечественные попытки создать это оборудование (Экспериментальный завод «Металлист», Финансовая группа «РИКОР»), и североамериканская, более качественная техника, уже присутствовавшая в СНГ, не полностью подходят для российских месторождений. Маркетинговые исследования касались также изучения научно-производственного потенциала Республики Беларусь. Следовало определить, владеем ли мы необходимым набором технологий, достаточных для осуществления проекта? Доступны ли они нам? Кроме того, организационно-управленческая модель включала мощное КБ, управление производством, сбытом и сервисом через жесткое разделение функций, планирование и контроль исполнения.

Большой проблемой было и отсутствие собственных производственных мощностей. Первым, что мы построили, стали испытательные стенды. Только через пять лет у нас появилось полноценное собственное сборочное производство с необходимым испытательным полигоном, а еще через три года – собственное механосборочное производство. Мы опирались на модель построения бизнеса в компании «Кремко», которая была описана еще в советской научной литературе как «самая экзотическая организационно-экономическая модель управления нововведениями». Она включала собственное маркетингово-сбытовое подразделение, КБ, сборочное производство и сервис, а изготовление всех узлов и деталей осуществлялось на десятках специализированных заводов, что в советском, а тем более в постперестроечном периоде, было очень проблематично, прежде всего по критериям качества, сроков и других вопросов договорной культуры».

СЕКРЕТЫ ФИРМЫ

Какое же оборудование хочет получить современный нефтесервис? То, которое позволит качественно производить необходимые работы при минимальных



Mastering an injector with the effort of 44 tones (2002)
Освоение инжектора с усилием 44 т (2002)

companies. Why so? In one of the interviews the Chair of FID Group answered that question: “We managed to pass between Scylla and Charybdis. Scylla is a necessity to have a sophisticated development laboratory as the equipment has to be updated all the time. None of our models went without updates for longer than 3 years. The production of sophisticated equipment needs permanent quality control and strict supervision over adherence to specifications of the complicated units, which consist of many thousands of original details.

On the other side there is Charybdis: the high performance equipment has very low circulation. In fact this is single piece production. The Russian market demand for the most popular models is 5-7 units a year. The demand for 5 other models is 1-2 units a year. At least 3 world leaders and a number of newcomers compete for this market. I would say it again: any business should be preceded by market researches. If we were offered to start this business today, we would have to stop it because of the cost recovery. Luckily the geography of our market today includes not only the CIS, but many other countries in the South and in the West.

Specialists of FID Group have created 3 generations of mobile CT units for 10 years. The first generation (1999-2000) included units with entirely domestic configuration developed in compliance with technical policy of Gazprom, our principal contactor at the time. The units corresponded to the required specifications and were rather cheap. The second generation (2002-2004) was modified according to the results of under-control operation of the first generation units. It had the advanced configuration and was equipped with hydraulics of the world's leading producers. The units had a wider control spectrum, were equipped with a number of additional devices and accessories and provided for a better correlation of price and quality than the units of the first generation. ►

издержках. Прежде всего, расширить номенклатуру операций и освоить технологии, в случае использования традиционной техники экономически нецелесообразные. В настоящее время в России, странах СНГ и других государствах, где развивается национальный нефтесервис, все больше сервисных компаний становятся самостоятельными: приобретают оборудование, осваивают технологии, готовят персонал и стараются заработать авторитет на рынке, быть востребованными заказчиками – нефтегазодобывающими компаниями. Поэтому в жесткой конкурентной борьбе поднимаются те сервисные компании, которые способны в кратчайшие сроки качественно обслужить большее число скважин. Таким компаниям колтубинг нужен для того, чтобы делать не один-два, а десять-пятнадцать и более скважино-ремонтов в месяц. Именно на таких покупателей и рассчитана продукция Группы ФИД.

За «десятилетку» находились российские производители колтубингового оборудования, которые пытались участвовать в гонке с преследованием Группы ФИД. Тем не менее их конкурентоспособного оборудования на рынке как не было, так и нет. Почему? В одном из интервью председатель Группы ФИД Леонид Груздилович отвечает на этот вопрос так: «Нам удалось пройти между Сциллой и Харибдой. Сцилла – необходимо иметь собственное мощное КБ, поскольку создаваемое оборудование требует постоянного обновления. У нас, например, нет ни одной модели, выпускавшейся без серьезных изменений более трех лет. Следует также неукоснительно заботиться о качестве и строго соблюдать технологии производства весьма сложной продукции, состоящей из многих тысяч оригинальных деталей.

С другой стороны, Харибда – эта высокопроизводительная техника выпускается очень малым тиражом. Фактически, это штучное производство. Потребности российского рынка в самых востребованных моделях составляют 5–7 штук в год. Потребности в пяти других классах – по 1–2 установки в год. Претендуют на этот рынок как минимум три мировых лидера и еще больше новичков. Повторю: любой бизнес должен предварять маркетинговые исследования. Если бы нам предложили начинать этот бизнес сегодня, уже по первому

Шестьдесят процентов аналогов производимого компаниями Группы ФИД оборудования выпускается только в США или Канаде.

критерию – окупаемость проекта – он был бы остановлен. Однако ныне география освоенного нами рынка включает, помимо стран СНГ, государства, расположенные и южнее, и западнее».

За десять лет специалистами Группы ФИД было создано три поколения мобильных колтубинговых установок. Первое поколение (1999–2001 гг.) – установки с полностью отечественной комплектацией, разработанные в соответствии с технической политикой основного заказчика того времени – ОАО «Газпром». Эти установки отвечали заявленным характеристикам и были достаточно ►

The third generation broke outside CIS market. New units have the most effective construction solutions adopted subsequent the results of cooperation with international service companies. Such international service companies like Schlumberger, BJ Services, Whetherford are known to use only the best multiple-function equipment. The units of the third generation ensures the internationally accepted level of the consumer's and performance specifications in the acceptable price bracket.

60% of equipment similar to FID Group brands is produced in the USA and Canada.

What is the secret of success of FID Group's units in the market? Its founders understand that to stop, to dwell and not to renew the model range means losing competition. This policy relates even to such models as M10 and M20. The first of them was designed in 1999. But in 2003 it was discontinued and replaced by M1001, which was smaller, but had the same functions and capabilities. M20 was launched in production in 2001 and discontinued in 2004. It was replaced by MK20T. And the latter combined with some new technical decisions gave way to MK30T. The enterprise has 3 sophisticated development laboratory, which renews the existing modifications and is in constant search for new models. 60% of equipment similar to FID Group brands is produced in the USA and Canada. Another secret: FID Group can supply the customer with the whole set of advanced well intervention equipment (coiled tubing, injection and nitrogen equipment, units for hydrofracturing and steerable drilling). We guarantee full interaction and high effectiveness of separate pieces and the whole equipment system. This is very important for national services underway in many countries.

The conditions of making equipment have changed as well. The first CT unit could be testes only after it had been established at the oil well. Now we use 9 special testing stands for trying the assemblies and ready-made items. Some of these stands are as complicated as the CT unit itself.

The biggest enterprise of Fidmash Group is NOV Fidmash. The arrival of a new investor, National Oilwell Varco, triggered a wide interest several years ago. From the very beginning Fidmash was a joint venture. But NOV technologies and standards brought by the investor allowed moving to a new level of product quality.

Many specialists in the field of oil engineering first of all abroad never fail to amaze such rash

дешевыми. Второе поколение (2002–2004 гг.) – установки, модернизированные по результатам подконтрольной эксплуатации установок первого поколения. Они отличались улучшенной комплектацией, в том числе были оснащены гидроаппаратурой ведущих мировых производителей. Установки обладали более широким диапазоном функциональных возможностей, были оснащены рядом дополнительных устройств и принадлежностей и обеспечивали более эффективное соотношение цены и качества по сравнению с агрегатами первого поколения. Третье поколение появилось с выходом за пределы рынка СНГ. Новые установки включают в себя наиболее эффективные конструктивные решения, принятые по результатам работы с международными сервисными компаниями. Как известно, международные сервисные компании, такие, как Schlumberger, BJ Services, Whetherford и т.д. отличаются тем, что используют только очень качественное многофункциональное оборудование. Установки третьего поколения обеспечивают принятый в мире уровень потребительских и эксплуатационных характеристик в приемлемом ценовом диапазоне.

В чем же секрет успеха на рынке установок Группы ФИД? В том, что ее создатели всегда понимали: остановиться, не идти вперед, не обновлять модельный ряд, означает отставать, а в условиях конкурентной борьбы – сдавать позиции. Эта политика касается даже самых известных и удачных моделей, таких как M10 и M20. Первая из них выпускалась начиная с 1999 года, но в 2003 году была снята с производства и заменена установкой M-1001, меньшей по габаритам, но с теми же функциями и возможностями. Модель M20 была запущена в производство в 2001 году и снята с производства в 2004 году. Ее сменила MK20T, на основе которой в результате внедрения новых технических решений появилась модель MK30T. На предприятиях Группы ФИД действуют три мощных конструкторских бюро, где не просто обновляются существующие модификации, но и непрерывно создаются новые модели. Шестьдесят процентов аналогов производимого компаниями Группы ФИД оборудования выпускается только в США или Канаде.

Еще один секрет: Группа ФИД способна поставить потребителю всю номенклатуру современного оборудования для внутрискважинных работ (колтюбинг, нагнетательное и азотное оборудование, комплексы для ГРП, для направленного бурения и др.) из одних рук, с гарантией полного взаимодействия и высокой результативности как отдельных единиц, так и всего комплекса оборудования в целом. Это очень важно для создаваемых ныне многими странами национальных сервисов.

Изменились и условия создания техники. Если первую колтюбинговую установку удалось по-настоящему испытать, только развернув ее на нефтяной скважине, то ныне для испытаний узлов и готовых изделий используются девять специальных тестовых стендов, некоторые из которых по сложности сопоставимы с самой колтюбинговой установкой.

Комплекс оборудования для ГРП Fracturing Complex

- Fracpump Units
- Blender Unit
- Control Station
- Manifold Units
- Sand Feed Units



- Насосные установки
- Блендер
- Станция контроля управления
- Машина манифольдов
- Установка для подачи сыпучих материалов



upswing of Belarusians. FID Group's old stagers concluding the 10-year sprint identify two main reasons for high start: first of all, a right market development model was initially accepted as a project basis and secondly all frictions in the model which of course happened while implementing were immediately and efficiently responded.

LOOKING AHEAD!

It is very important to be able to foresee, what equipment will be in demand tomorrow, in a year, in 5 years... What new technologies are likely to appear? What will be the requirements of service companies to their equipment? Due to changing economic and geological conditions, the demand in CT equipment is surging. On the other hand, the cost of CT sidetracking, including the underbalanced drilling, is going to get lower. As a result more systems providing for single-pass drilling and completion operations are likely to emerge. Completion assembly control is getting more accurate and its price is reducing. More and more new materials appear and a breakthrough in automated drilling is expected. Completely new construction solutions in CT equipment are expected to come. It will be used in non-standard situations, for example in underwater drilling, coal mining, methane

Such enterprises that don't have their own research centers will be trying to receive the whole set of equipment from one supplier responsible for quality and maintenance.

production. There is and there will be growth in application of CT for construction of intelligent wells and use of robots in researches and well service.

Russia and CIS, which buy a lion share of FID Group products, have great avenues for new oil service technologies. This region has the highest rates of CT drilling growth in the world. A number of operation has grown 10 times in 5 years. Within the next 5 years a number of CT drilled wells is expected to soar 10-20 times. It cannot avoid increasing the demand for reliable multifunctional equipment.

The second tendency is exclusion of service divisions from oil and gas producing companies and emergence of independent service enterprises. Such enterprises that don't have their own research centers will be trying to receive the whole set of equipment from one

Самым крупным из предприятий, входящих в Группу ФИД, является СЗАО «NOV Фидмаш». Несколько лет назад большой интерес вызвал приход нового инвестора National Oilwell Varco. Напомним, что Фидмаш с самого начала был совместным предприятием. Но приход вместе с новым инвестором технологий и стандартов NOV позволил перейти на более высокий уровень качества продукции.

Многие специалисты в области нефтегазового машиностроения, прежде всего зарубежные, не перестают удивляться столь стремительному скачку белорусов. Ветераны Группы ФИД, подводя итоги десятилетнего «спринта», выделяют две основные причины взятого высокого старта: то, что с самого начала в основу проекта была положена правильная модель развития рынка и то, что на все отклонения от этой модели, которые, естественно, случались в процессе ее реализации, удавалось оперативно и эффективно реагировать.

СМОТРЕТЬ ВПЕРЕД!

Очень важно уметь предвидеть, какая техника будет востребована завтра, через год, через пять лет... Какие

Предприятия, не имеющие собственных исследовательских центров, будут стараться получить весь спектр оборудования из одних рук, от одного поставщика, который отвечает за качество и послепродажное сервисное обслуживание.

появятся технологии, какие требования выдвинут к орудиям своего труда сервисные компании. Ведь стремительно изменяющиеся экономические и геологические условия добычи углеводородного сырья, ужесточающиеся экологические нормы ведут к резкому росту востребованности колтюбингового оборудования. С другой стороны, ожидается снижение себестоимости бурения колтюбингом горизонтальных стволов из колонны основной (вертикальной) скважины, в том числе на депрессии. Это с неизбежностью ведет к внедрению большего числа систем, обеспечивающих бурение и заканчивание за один проход. Повышается точность управления забойными компоновками, их цена снижается, появляется все больше новых материалов, намечается прорыв в автоматизации процесса бурения. Ожидается появление совершенно новых конструктивных решений для колтюбингового оборудования, применяемого в нестандартных на сегодняшний день ситуациях (например, в подводном бурении, добыче каменного угля, метана и т.д.). Растет и будет расти применение колтюбинга при строительстве интеллектуальных скважин, при использовании роботов как для исследования, так и для ремонта скважин.

В России и СНГ, где покупается львиная доля продукции Группы ФИД, перспективы новых технологий нефтесервиса и вовсе огромны. Уже сегодня



*Commissioning and start-up. Burgas (2007)
Пуско-наладка, Бургаз (2007)*

здесь наблюдается самая быстрая в мире динамика развития бурения колтюбингом. За последние пять лет был отмечен десятикратный рост, и ожидается, что в последующие пять лет число скважин, пробуренных с помощью колтюбинга, увеличится еще в 10-20 раз. Это не может не привести к росту спроса на полифункциональное и надежное оборудование.

Вторая тенденция – продолжающийся вывод сервисных подразделений из «тел» нефтегазодобывающих компаний и образование самостоятельных сервисных предприятий. Понятно, что такие предприятия, не имеющие собственных исследовательских центров, будут стараться получить весь спектр оборудования из одних рук,

supplier responsible for quality and maintenance. And in this situation unique character of FID Group could not have come at a better time. The range of products underwent big changes. 10 years ago FID Group produced CT units and related equipment only for the surface. Today it offers the best decisions, including the ones that are new for the world. This new cycle has started not long ago. Substantial quantitative changes allowed supplying a service company with all the equipment necessary for performing both the highly demanded operations and unique ones by one company. Today the list of our products includes CT units for offshore platforms, units that can be delivered by helicopters to hard-to-get places, preventive and pumping equipment, the whole hydrofracturing set, including blenders and other necessary gear: mixing devices, strong pumps, sand feed units. We also produce heaters, compressors, operated borehole assemblies, small diameter telemetry equipment and a lot more.

It has already been mentioned that the principal objective of FID Group is to supply oil companies with such equipment that would bring down the operation costs. That is why our strategy is to expand the consumer's characteristics of the equipment and make it more reliable. FID has been persistently following these principles for 10 years. The objective of the next year is to bring down the production costs by at least 5%. This is hard to accomplish simultaneously with the previous tasks. Yet the administration of the group adopted a special program and is determined to fulfill it 100%. The principal goal is to stabilize costs and improve the quality on a regular basis. Our customers are waiting for the necessary equipment at a fit time and for a reasonable price. ☉

от одного поставщика, который отвечает за качество и послепродажное сервисное обслуживание. И в этом случае снова как нельзя кстати уникальность Группы ФИД. Если десять лет назад она производила только колтюбинговые установки и сопутствующее оборудование для суши, то сегодня Группа предлагает самые лучшие решения, в том числе и такие, каких в мире еще не было. Этот новый виток начался недавно. Произошли и количественные изменения, позволяющие из одних рук обеспечить сервисную компанию всем тем оборудованием, которое необходимо для работы и выполнения как наиболее востребованных рынком операций, так и уникальных. Сегодня в перечне продукции – колтюбинговые комплексы для работы с морских платформ и доставки в труднодоступные места на вертолетах, превенторное, насосное оборудование, полный комплекс для гидроразрыва пласта, включая блендеры и все остальное: устройства для приготовления растворов, мощные насосы, проппантовоы. Выпускаются также теплонагреватели, компрессоры, управляемые компоновки низа бурильной колонны, телеметрическое оборудование малого диаметра и многое другое.

Как уже говорилось, главная цель Группы ФИД – дать нефтяникам такое оборудование, которое позволит снизить издержки при выполнении поставленных задач. В основе тактики – дальнейшее расширение потребительских характеристик и улучшение надежности выпускаемого оборудования. Этим принципам ФИД следовал все десять лет. Ближайшая задача грядущего года – снизить издержки производства не менее чем на 5%. Это очень непросто сделать одновременно с решением предыдущей задачи, однако руководство группы разработало специальную программу и планирует ее выполнить на все сто. Главное – стабилизировать стоимость и постоянно улучшать качество, ведь потребители ждут необходимое оборудование в условленном месте, в нужное время и по разумной цене. ☉

ХАРАКТЕРИСТИКИ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК*, РАБОТАЮЩИХ В РОССИИ

Производитель Manufacturer
Обозначение Model
Класс Class
Шасси Chassis
Двигатель Engine
Мощность двигателя, л.с. Engine power
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН Injector Head Pull Capacity
Скорость подачи гибкой трубы, м/сек Coiled Tubing Speed, feet per minute
Диаметр гибкой трубы, мм Coiled Tubing Size OD
Максимальное давление на устье скважины, МПа Maximum Wellhead Pressure
Емкость узла намотки для трубы 38,1 мм, м Reel capacity for 1½" OD tube
Габаритные размеры, мм, не более Maximum overall dimensions
- длина _____
- length _____
- ширина _____
- width _____
- высота _____
- height _____
Масса полная, кг, не более Maximum gross weight
Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, тм Crane Capacities Maximum

*Приведены данные по установкам, поставленным в количестве не менее десяти и находящимся в эксплуатации.

MANUFACTURER'S SPECIFICATIONS MOST WIDELY SOLD CTUS* IN RUSSIA

Фидмаш Fidmash	Фидмаш Fidmash	Фидмаш Fidmash	Hydra Rig
М10	М20	МК20Т	–
Легкий Lightweight	Средний Medium Weight	Средний Medium Weight	Средний Medium Weight
МАЗ 631708 (6X6) MAZ 631708 (6X6)	МЗКТ 652712(8x8) MZKT 652712 (8x8)	МЗКТ 65276 (10x10) MZKT 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6) KENWORTH C-500 (6x6)
ЯМЗ-7511 YAMZ-7511	ЯМЗ-7511 YAMZ-7511	ЯМЗ-7511 YAMZ-7511	CUMMINS CUMMINS
240 240 HP	400 400 HP	400 400 HP	475 475 HP
120 27,000 lbs	240 54,000 lbs	240 54,000 lbs	270 60,000 lbs
0,01–0,80 2–160	0,01–0,80 2–160	0,01–0,80 2 – 160	0,02–1,2 4–265
19,10–44,45 ¾"–1¾"	19,10–44,45 ¾"–1¾"	19,10–44,45 ¾"–1¾"	25,4 – 44,45 1"–1¾"
70 10,000 psi	70 10,000 psi	70 10,000 psi	70 10,000 psi
2 200 7,200 ft	3 800 12,470 ft	5 000 16,400 ft	4 000 13,200 ft
10 900	13 000	15 000	13 000
430"	510"	590"	510"
2 500	2 500	2 500	2 700
100"	100"	100"	106"
4 200	4 500	4 500	4 500
166"	177"	177"	177"
33 700 74,300 lbs	46 000 101,400 lbs	59 000 130,000 lbs	40 000 88,000 lbs
18 36,000 lbs	18 36,000 lbs	31,5 60,000 lbs	17 34,000 lbs

*Not less than ten units, currently being operated.

ASPECTS OF COILED TUBING TECHNOLOGIES IMPLEMENTATION FOR DEVELOPING FIELDS WITH HIGH VISCOSITY AND LOW-GRADE OILS, BITUMENS AND OTHER CAUSTOBIOLITHS

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ, БИТУМОВ И ДРУГИХ КАУСТОБИОЛИТОВ

¹VOITENKO V.S., ²KIMAYEV A.E., ³SHEMET S.F.

¹Belarusian Mining Society,
²Neftechinvest LLC,
³Belgorchimprom OJSC

¹ВОЙТЕНКО В.С., ²КИМАЕВ А.Е., ³ШЕМЕТ С.Ф.

¹Белорусское горное общество,
²ООО «Нефтехиминвест»,
³ОАО «Белгорхимпром»

INTRODUCTION

The problem of developing fields with high viscosity oils and bitumens became extremely relevant in the context of substantial rise in energy costs.

We offer a solution to the problem of integrated development of high-viscosity and low-grade oils and bitumens based on application of hydrogenation, solution and dilution of high-viscosity hydrocarbons. These methods are combined with a wide use of coiled tubing and wave technologies, wave units with application of working agents able to dissolve, rarefy and wash hydrocarbons of the pay zones without the waste of the heat energy [1-3].

The historical background of the problem is the following. Back in 1930s professor Gubkin estimated that conventional methods of oil production won't be sufficient to recover more than 30-50% even of low-viscosity oil. For high-viscosity oil that figure is much lower. And though a number of highly effective methods of bottomhole zone and oil reservoir treatment have been developed since that time, the challenge of cost-effective production of bitumens, high-viscosity and low-grade oil still has to be met [3].

MODERN TECHNOLOGIES FOR DEVELOPMENT OF HEAVY HYDROCARBONS FIELDS

For now there are some well-known methods of oil production and recovery enhancement, which suggest heat treatment of oil rocks with various well constructions and technological decisions applied [4-9].

Yet the methods are not that efficient in the

ВВЕДЕНИЕ

Проблема разработки месторождений высоковязких нефтей и битумов особо остро встала в связи с существенным повышением стоимости энергоресурсов.

Нами предлагается решение задачи комплексной разработки и освоения месторождений высоковязких и тяжелых нефтей, а также битумов, методами гидрирования, растворения и разжижения вязких углеводородов на основании широкого применения колтюбинговых и волновых технологий, волновых комплексов при применении рабочих агентов, способных растворять, гидрировать, разжижать и промывать углеводороды продуктивных пластов без потерь тепловой энергии для этих целей [1-3].

Если обратиться к истории вопроса, то И.М. Губкин еще в 30-е годы прошлого столетия считал, что обычные методы добычи нефти не могут обеспечить извлечение более 30-50% даже маловязких нефтей; для высоковязких и тяжелых нефтей коэффициент извлечения существенно ниже. И хотя с тех пор была разработана целая гамма высокоэффективных способов воздействия на призабойную зону и нефтяной пласт, задача рентабельной добычи битумов, высоковязких и тяжелых нефтей еще далека от разрешения [3].

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЯЖЕЛЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Известны способы добычи нефти и повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, заключающиеся в тепловом воздействии на нефтесодержащие горные породы при использовании различных конструкций нефтяных скважин и применяемых технологических решений [4-9].

production of high-viscosity and low-grade oil because of substantial heat energy waste, low scope of thermal effect on the pay zone, low oil recovery factor, necessity in a dense network of production and injection wells, which makes the final product very expensive.

The technologies of pay zone heat treatment [10-11] imply simultaneous heat and wave impacts. The heat treatment is carried out by means of delivering a heat-transfer medium (superheated vapor) to the layer. The operation is produced by a generator of pressure variations set in the injection or production wells. The wave treatment is carried out in compliance with oscillation frequency calculated on the basis of the corresponding functions.

The disadvantages of the technologies are waste of heat energy on warming the pay zone, low oil recovery rates. It eventually results in high cost of produced oil. Besides, such methods don't exclude the cases of oil emulsions inrush into the water beds.

There is also another method used in mineral resources production. It includes the development of the reservoir with at least two wells, dissolvent supply through the injection well, pressure surge treatment with regularly changed wave shapes and unsymmetrical distribution of pulse energy in time of relatively zero amplitude and delivery of mineral deposits through the production wells [12].

The method is inefficient, since oil travel paths are often sealed during supply of water, acids and other working agents. Some sections of the pay zone become unavailable for further production. The inrush of oil-containing fluids to water beds is possible as well.

The other technology of permeability increase [10] envisages drilling-in and formation stimulation by the static pressure and elastic waves. The method implies the use of tubing with the waves direction changing by the reflector fixed in a certain position and a packer set up in the well in order to protect the production string and overlying zones from the impulse waves [13].

The technology is inefficient for the development of high-viscosity and low-grade oil and bitumens. There is also a threat of inrush of oil containing solution in the nearby water beds, which may disrupt the environmental balance in the production region.

Our technology advances the development of heavy hydrocarbons fields and preserves the ecological system at the same time. This is achieved by the pay zones stimulation with the formation treatment by static pressure and elastic

Эти способы малоэффективны при разработке высоковязких и тяжелых нефтей из-за больших потерь тепловой энергии, малого охвата тепловым воздействием продуктивного пласта, низкого коэффициента нефтеизвлечения, необходимости строительства густой сети добычных и закачных скважин и, как следствие, высокой себестоимости полученного сырья.

В технологиях теплового воздействия на пласт [10–11] предусматривается одновременно тепловое и волновое воздействие. Тепловое воздействие осуществляется путем подачи теплоносителя (перегретый пар) в пласт через генератор колебаний давления, установленный в нагнетательной или добычной скважинах, при этом волновое воздействие осуществляют при значениях частот колебаний, определяемых из соответствующих зависимостей.

Недостатками этих технологий являются потеря тепловой энергии на разогрев продуктивного пласта, низкие коэффициенты извлечения полезного продукта, что в итоге приводит к высокой себестоимости добычи нефти. Кроме того, при их применении возможен прорыв нефтяных эмульсий в водоносные горизонты.

Известен также метод разработки полезных ископаемых, включающий вскрытие залежи по меньшей мере двумя скважинами, подачу растворителя через закачные скважины, воздействие на залежь импульсами давления с периодически изменяемой формой волны и несимметричным распределением энергии импульсов во время относительно нулевой амплитуды и выдачу полезного ископаемого через откачные скважины [12].

Этот метод малоэффективен, так как при подаче водных, кислотных и других рабочих растворов возможно кольматирование путей миграции нефти в пластах, что приводит к потере этой части пласта для дальнейшей добычи. При его осуществлении также возможен прорыв нефтесодержащих флюидов в водоносные горизонты.

В технологии повышения проницаемости пластов [10] предусматриваются вскрытие продуктивных пластов скважинами, воздействие на пласты статическим давлением и упругими волнами через насосно-компрессорные трубы с поворотом волны от отражателя, ориентированного в пространстве в заданном направлении, установка пакера в скважине для защиты эксплуатационной колонны и вышележащих пластов от воздействия ударных волн [13].

Эта технология малоэффективна при разработке залежей высоковязких и тяжелых нефтей и битумов. При этом также существует возможность прорыва нефтесодержащих растворов в близлежащие водоносные горизонты, что приведет к нарушению экологического равновесия в регионе добычи.

В предлагаемой нами технологии задача повышения эффективности разработки месторождений тяжелых углеводородов при сохранении экосистем достигается

waves with the help of the tubing. The waves are sent in specific directions from the reflector fixed in a certain position. After the packer is set in the well, coiled tubing drilling is performed in at least one injection and one production wells. Then they do the directional drilling of lateral wells with intervals between them, which are calculated taking into account the size of the field. Drilling to the calculated distance in both the injection and the production wells has to be made by the several wells, but at least three of them are obligatory:

- the upper wells pass through the rocks of the pay zone in a calculated distance from its middle line (the line regularly spaced from the upper and lower contacts of the zone);
- the middle wells pass along the middle line of the pay zone;
- the lower wells pass through the rocks of the pay zone in a calculated distance from its middle line.

The distance between the holes depends on permeability of the formation of the upper and lower contacts of the zone.

Before the development they use static

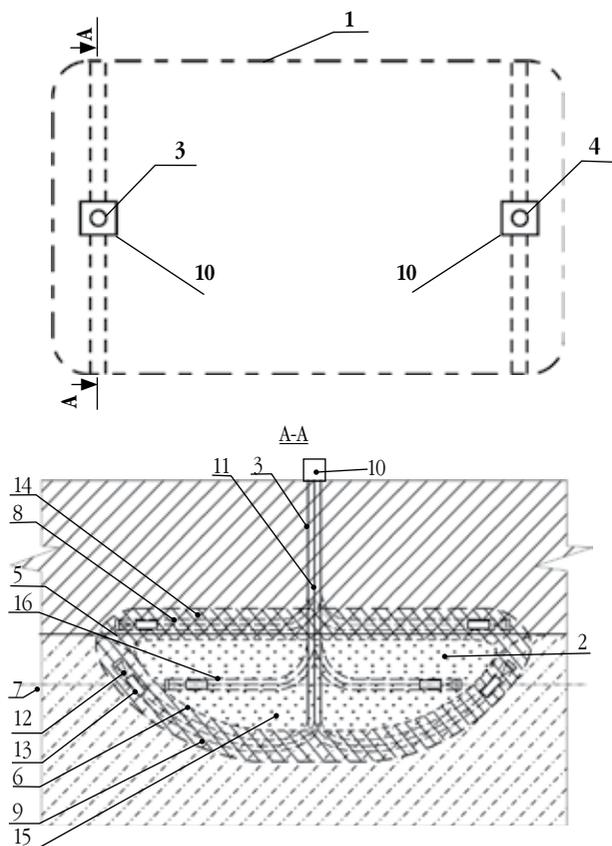


Figure 1 – Technique for Recovering Oil High-Viscosity Low-Grade Oil, Bitumens and Other Caustobioliths

Рисунок 1 – Способ добычи высоковязких и тяжелых нефтей, битумов и других каустобиолитов

тем, что в способе повышения проницаемости пластов, включающем вскрытие продуктивных пластов скважинами, воздействие на пласт через насосно-компрессорные трубы статическим давлением и упругими волнами с их поворотов в заданном направлении от отражателя, ориентированного в пространстве, установку в скважине пакера, бурение как минимум по одной закачной и добычной скважине с использованием колтюбинговых технологий, осуществляют наклонно ориентированное бурение и на расчетном расстоянии друг от друга с учетом размеров месторождения. При этом проходку как закачной, так и добычной скважин ведут до расчетной отметки несколькими стволами, но не менее чем тремя:

- верхние стволы проходят в горных породах кровли продуктивного пласта на расчетном расстоянии от его срединной линии (линии, расположенной на равном расстоянии от кровли и подошвы пласта);
- средние стволы проходят вдоль срединной линии продуктивного пласта;
- нижние стволы проходят в горных породах подошвы продуктивного пласта на расчетном расстоянии от его срединной линии.

Расстояние между стволами зависит от проницаемости пород кровли и подошвы продуктивного пласта.

Перед началом разработки полезного ископаемого статическим давлением, направленными упругими волнами с расчетной амплитудой, специальными и рабочими агентами через перфорированные обсадные трубы воздействуют на горные породы кровли и подошвы продуктивного пласта и, таким образом, кольматируют эти участки, образуя гидрогазонепроницаемые экраны, препятствующие проникновению нефтесодержащих эмульсий, газов, углеводородов и/или других каустобиолитов за пределы продуктивного пласта.

При разработке полезного ископаемого подачу растворителя в закачные скважины сопровождают статическим давлением с наложением упругих волн, передаваемых по насосно-компрессорным трубам в нужном направлении, что обеспечивает эффективное растворение, гидрирование и газификацию вязких нефтей, битумов и других каустобиолитов с полным охватом пространства продуктивного пласта между закачными и добычными скважинами. Добыча растворенных углеводородов может производиться вакуумированием с изменяемым во времени давлением.

На рисунке 1 представлена технологическая схема разработки залежей высоковязких и тяжелых нефтей, битумов и других каустобиолитов.

Предлагаемый способ разработки залежей высоковязких и тяжелых нефтей, битумов и других каустобиолитов осуществляют следующим образом.

Внутри контура месторождения 1 продуктивный пласт 2 вскрывают как минимум одной закачной 3 и одной добычной 4 скважинами, наклонно

pressure, directional elastic waves with calculated amplitude and working agents pumped through the perforated casing in order to treat the upper and lower contacts of the pay zone and seal this sections. The water and gas proof shields produced during this treatment don't let the oil containing emulsions, gases, hydrocarbons and/or other caustobioliths to leave the pay zone.

During development the supply of solvent into the injection well is accompanied by static pressure accompanied by the elastic waves sent into the necessary direction through the producing string. Such method provides the effective solution, hydration and gasification of viscous oil, bitumens and other caustobioliths and the complete coverage of the pay zone between the injection and the production wells. The production of the dissolved hydrocarbons may be carried out by means of vacuum treatment with the pressure changing in time.

Figure presents the technological schemes of developing the deposits of high-viscosity and low-grade oil, bitumens and other caustobioliths.

The suggested method of producing high-viscosity and low-grade oils, bitumens and other caustobioliths includes the following operations.

The pay zone 2 within the field 1 is penetrated with at least one injection well 3 and one production well 4 oriented downward along the field 1. Additional highly deviated sidetracks 8 and 9 are drilled in each well. They are located in the rocks of the upper 5 and lower 6 contacts of the zone at the calculated distance from the medium line 7 of the zone.

The wells 8 and 9 are cased and perforated all along their length. The mouths of the injection and production wells are equipped with X-mas trees and units 10 for treatment of the pay zones 2 with elastic directional waves. Wave reflectors 12 are lowered on the producing strings 11 to the calculated depth.

The reflector 12 is set in the injection well 3 and oriented towards the production well 4 and the reflector in the production well 4 is oriented towards the injection well 3. Packer 13 is set up in the upper hole of the injection and production wells at the calculated distance from the reflectors 12. Then a linkage between the upper 8 and the lower 9 holes of the injection and production wells is made along the upper 5 and lower 6 contacts of the pay zone 2 by means of static pressure and the energy of the elastic waves directed along the channel produced by liquid agents with visco-elastic backfill systems that help the cementation of soft rocks. The amplitude of the directional elastic waves shouldn't exceed 0.7 % of the rock strength. It is also necessary to

ориентированными вдоль простирания месторождения 1. Из каждой скважины в горных породах кровли 5 и подошвы 6 продуктивного пласта 2 на расчетном расстоянии от его срединной линии 7 дополнительно бурят наклонно ориентированные стволы 8 и 9.

Стволы 8, 9 крепят перфорированными по всей длине обсадными колоннами. Устья закачной и добычной скважин оборудуют фонтанной арматурой и комплексами 10 для обработки продуктивных пластов 2 упругими направленными волнами. На насосно-компрессорных трубах 11 до расчетных отметок спускают волновые отражатели 12.

В закачной скважине 3 устанавливают и ориентируют отражатель 12 в направлении добычной 4, а отражатель в добычной 4 – в направлении закачной 3. В верхних стволах как закачной, так и добычной скважин устанавливают пакер 13 на расчетном расстоянии от отражателей 12. Затем производят сбойку между собой верхних 8 и нижних 9 стволов закачной 3 и добычной 4 скважин по кровле 5 и подошве 6 соответственно продуктивного слоя 2 посредством использования статического давления и энергии направленных упругих волн по волноводу, образованному жидкими агентами с вязкоупругими тампонажными системами, способствующими цементированию рыхлых горных пород и их кольматации. При этом амплитуда направленных упругих волн не должна превышать 0,7 предела прочности горных пород. Для снижения затрат времени при осуществлении сбойки между верхними стволами 8 закачной 3 и добычной 4 скважин, а также между их нижними стволами 9 в направлении от добычной 4 к закачной 3 скважине производят встречное воздействие волнами растяжения вплоть до обеспечения расчетных характеристик приемистости горных пород кровли 5 и подошвы 6 продуктивного пласта 2 и выхода рабочего реагента, содержащего вязкоупругие тампонажные системы, из добычной скважины 4. Таким образом формируют гидрогазонепроницаемые экраны и образуют замкнутое пространство 14 для флюидов продуктивного пласта 2 с последующей его разработкой и максимально возможным извлечением вязких нефтей, битумов и других каустобиолитов в пластовых условиях без потери тепловой энергии, вытеснения легких фракций из продуктивного пласта 2 и сохраняют экологическое равновесие в районе ведения работ.

Внутри созданного замкнутого пространства 14 посредством бурения дополнительных закачных и добычных скважин может быть образована система поэтапного извлечения вязких и тяжелых нефтей, битумов и каустобиолитов методами растворения, гидрирования, изменения агрегатного состояния и др. с образованием на выработанных участках газомещающих пластов с преимущественной концентрацией метана.

cut the time on linking the upper boreholes 8 of the injection well 3 and the production well 4 with their lower boreholes 9 from the production well 4 to the injection well 3.

To this end counter pressure of tensile waves is produced until the calculated injectivity rates of the upper 5 and lower 6 contacts of the pay zone 2 are reached and the working reagent containing visco-elastic backfill systems appears from the production well 4. Thus, water and gas proof shields appear to create a confined space 14 for the fluids of the pay zone 2 with its further development and maximum level of recovering viscous oils, bitumens and other caustobioliths in formation conditions without waste of heat energy and driving light distillates from the pay zone 2. The method also allows preserving the environmental balance in the field of operations.

With additional injection and production wells drilled, the confined space 14 may shelter a system of gradual recovery of high-viscous and low-grade oil, bitumens and caustobioliths. The recovery will be made with the methods of solution, hydration, changing of the aggregate state etc. Gas containing layers with predominant methane accumulation will be formed in the worked-out sections.

The recovery of high-viscous and low-grade oils, bitumens and other caustobioliths from the pay zone 2 begins with lowering a reflector of directional elastic waves 12 into the middle borehole 15 of the injection well 3. The reflector is lowered with the producing string 11 and oriented to the necessary direction along the pay zone 2. After that a packer 13 is opened. After assembling the equipment facilities the injection well 3 is filled with working substance so that the pay zone 2 could be treated with the directional elastic waves. Depending on the composition of high-viscosity and low-grade oils, bitumens and other caustobioliths, the working agent may include a mixture of saturates and/or alkenes (H_2 , CO_2), water H_2O and other components in the proportions necessary for maximal recovery of the mineral resource.

A wave source 10 is also filled with the working agent. An air or gas cushion is blown off to the atmosphere by means of a special flap. The pressure of the liquid on the mouth is fixed in such a way so that there was a balance between hydrostatic pressure of the working agent column in the hole 15 and the pressure of the rocks, which prevents the formation fluids and the working agent from leaving the confined space 14 formed by the impermeable layers.

During the wave treatment of the pay zone a static balance between the rock pressure and

Извлечение высоковязких и тяжелых нефтей, битумов и других каустобиолитов из продуктивного пласта 2 начинают со спуска в срединный ствол 15 закачной скважины 3 на насосно-компрессорных трубах 11 отражателя направленных упругих волн 12. Отражатель 12 ориентируют в пространстве в нужном направлении вдоль продуктивного пласта 2 и раскрывают пакер 13. После монтажа комплекта оборудования для обработки продуктивного пласта 2 направленными упругими волнами заполняют закачную скважину 3 рабочей средой. В зависимости от состава высоковязких и тяжелых нефтей, битумов или других каустобиолитов рабочей средой может быть смесь предельных и/или непредельных углеводородов, газов (H_2 , CO_2), воды H_2O и других компонентов в процентном отношении, необходимом для максимально полного извлечения полезного ископаемого.

Одновременно рабочей средой заполняют и волновой излучатель 10. Воздушную или газовую подушку стравливают в атмосферу через специальный вентиль. Давление жидкости на устье устанавливают из условия соблюдения равновесия между гидростатическим давлением столба рабочей среды в стволе 15 в совокупности с давлением на устье с давлением горных пород, препятствующим проникновению пластовых флюидов с рабочей средой за пределы созданного замкнутого пространства 14 из противодиффузионных экранов.

Во время волновой обработки продуктивного пласта поддерживается статическое равновесие между горным давлением и давлением столба рабочей среды в стволе 15 на отражателе 12.

Обработку продуктивного пласта выполняют преимущественно в сторону добычной скважины 4; при этом амплитуда упругих волн не должна превышать 0,7 упругости горных пород.

При наступлении сбоя скважин 3 и 4 и получении первой порции растворенной высоковязкой и тяжелой нефти, битума и рабочего агента из добычной скважины 4, в сторону закачной 3 начинают излучать волны растяжения. Продолжают технологический процесс до обеспечения необходимого объема добычи смеси добываемого полезного ископаемого и рабочей среды.

Для обеспечения процесса гидрирования высоковязких и тяжелых нефтей, битумов и др. вязких каустобиолитов в пластовых условиях на насосно-компрессорных трубах 11 можно спускать до расчетной глубины скважинный генератор водорода. Поступающая смесь предельных и непредельных углеводородов и газов, в том числе H_2 , CO , CO_2 и др., в процентном отношении определяется в зависимости от пластовых условий, характеристики извлекаемого сырья и этапа обработки продуктивного пласта 2.

the pressure of the working agent column in the borehole 15 on the reflector 12 is maintained.

The treatment of the pay zone is oriented towards the production well 4 with the amplitude of elastic waves being no higher than 0.7 of the formation elasticity.

When the wells 3 and 4 are linked and the first portion of the dissolved high-viscosity and low-grade oils, bitumens and working agent from the production well 4 is received, the tensile waves start radiating towards the injection well 3. The technological process is continued till the necessary volume of the mineral and the working agent is obtained.

In order to provide the hydration of high-viscosity and low-grade oil, bitumens and other viscous caustobioliths in pay zone conditions a downhole hydrogen generator may be lowered by the tubing 11 to a certain point in the well. The proportions of saturates, alkenes and gases, including H_2 , CO , CO_2 etc. depend on the reservoir conditions, characteristics of the minerals and development stage of the pay zone 2.

INDUSTRIAL PRODUCTION OF MOTOR FUELS AT THE DEVELOPMENT SITE OF HIGH-VISCOUS, LOW-GRADE OILS AND BITUMENS

The existing world technologies of converting natural oil into the gasoline are based on the assumption of self-sustainability of oil composition, impossibility or unprofitability of enriching it with hydrogen, irrationality of using carbon from natural resources, unavoidable concomitant production of inferior products like masut, maltha and coak.

Nevertheless, an ideal hydrocarbon fuel that can be obtained from oil is isooctane gasoline C_8H_{18} . It enables the highest gasoline heating effect of 11000 Kcal/kg and high degree of environmental friendliness during the combustion. The highest heating effect of motor gasoline produced in Russia is 7000 Kcal/kg. It brings about low efficiency of the engines and high level of pollution.

In terms of its composition properties as a material for gasoline production, oil doesn't have enough hydrogen for the production of an ideal gasoline. It is necessary to add 40% of hydrogen to the high-grade oils and 80% to the low-grade ones.

We offer technologies and equipment for all-round preparation and refining of low-grade viscous oils and bitumens for production of high-octane motor gasoline. They include the

ПРОМЫШЛЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО ВИДОВ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ НА БАЗЕ КОМПЛЕКСА ПО РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ, ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ

Существующие мировые технологические процессы производства бензинов различных марок при переработке природной нефти основаны на допущении самодостаточности элементного состава нефти, невозможности или нерентабельности обогащения ее водородом, нерациональном использовании углерода, заключенного в природном сырье, и вынужденном сопутствующем производстве малоценных продуктов – мазута, гудрона и кокса.

Тем не менее идеальным топливом, получаемым из нефти, является углеводородное вещество, которое удовлетворяет элементному составу – C_8H_{18} – изооктановый бензин. В этом случае достижима наивысшая теплотворная способность бензина, равная 11 000 ккал/кг, и одновременно обеспечивается высокая степень экологической чистоты его сжигания. Автомобильные бензины, выпускаемые в России, имеют теплотворную способность не более 7000 ккал/кг. Это приводит и к низкому КПД двигателей и загрязнению окружающей среды.

Как сырье для производства бензинов природная нефть имеет такой элементный состав углерода и водорода, что водорода недостает до получения идеального бензина: для легких нефтей необходимо добавлять до 40% водорода, для тяжелых – до 80% к существующему составу.

Предлагаются технология и оборудование комплексной глубокой подготовки и переработки тяжелых, высоковязких нефти и битумов с выработкой высокооктановых автомобильных бензинов, где предусматривается внедрение новых технологических процессов, основанных на новых принципах обогащения природной нефти водородом и оборудования производства бензинов с качественными характеристиками, максимально приближенными к идеальному бензину.

На первом этапе производится подготовка добытой смеси с операциями удаления серы, сернистых соединений и мехпримесей и превращения сырья в углеводородную эмульсию, состоящую из мелкодисперсных ассоциатов.

На втором этапе углеводородная эмульсия перерабатывается в изооктановый бензин с выходом до 98% от массы сырья.

Основа процесса – комплексное воздействие резонансной гидродинамической кавитации и волновых полей на смесь компонентов. В процессе происходит разрыв углеводородных цепочек смеси компонентов и образование свободных радикалов ОН- и Н- из углеродсодержащей добавки. В результате свободные радикалы ОН- и Н- и разорванные

implementation of the new technological processes based on the new principles of enriching of natural oil with hydrogen and equipment for production of gasoline with basic characteristics, which are very close to ideal gasoline.

On the first stage the recovered mixture is prepared with sulphur, sulfides and mechanical admixtures removed. Then the crude is turned into a hydrocarbon emulsion consisting of the fine associates.

On the second stage the hydrocarbon emulsion is turned into isooctane gasoline with 98% output.

The core of the process is an integrated effect of resonant hydrodynamic cavitation and wave fields on the mixture. The process breaks the hydrocarbon chains of the mixture components and produces free radicals OH- and H- from the carbon-bearing additive. As a result free radicals OH- and H- and broken hydrocarbon chains produce stable associates of the hydrocarbon emulsion in the cavitation area. Their density is 0.75- 0.82 g/sm³. The emulsion is rather stable and can't be broken in a mechanical way and even if the temperature rises up to 100-120°C. The continuous treatment of the components with low frequency wave field followed by the treatment with high frequency wave field allows receiving a high quality hydrocarbon emulsion suitable for direct procession at the operating refinery without changing its technological processes. The obtained hydrocarbon emulsion is chemically inert during contacts with metal walls of hydraulics and pipelines.

The industrial experiments testing hydrodynamic wave dispersers produced more than thousand tons of emulsion for procession at the refinery.

The emulsion doesn't fall into the components and the output of light oil during heat distillation rose from 30-45% (crude oil) to 80-85% (emulsion).

The stability and quality of produced hydrocarbon emulsion allows transporting it without damage to its basic characteristics in tank capacities for long distances or supplying it into pipelines.

Our equipment and technologies provide for minimal energy consumption during the refining of hydrated high-viscous low-grade oils, bitumens (low-grade hydrocarbon crude material) and make a good product. The equipment may make part of a delivery system without updating technical equipment at the refinery.

углеводородные цепочки образуют в кавитационной области устойчивые ассоциаты углеводородной эмульсии с плотностью от 0,75 до 0,82 г/см³. Эмульсия достаточно устойчива и не разрушается механическим путем и при повышении температуры до 100–120 °С. Последовательная обработка компонентов сначала низкочастотным волновым полем, а затем высокочастотным волновым полем позволяет получить высококачественную углеводородную эмульсию, пригодную для дальнейшей прямой переработки на действующем НПЗ без изменения утвержденного технологического процесса. Полученная углеводородная эмульсия также химически инертна при контактах с металлическими поверхностями гидроаппаратуры и/или системы нефтепроводов.

В результате проведенных промышленных экспериментов по испытанию гидродинамических волновых диспергаторов получено более тысячи тонн эмульсии для переработки на НПЗ.

Эмульсия показала устойчивость к разделению ее на компоненты и повышение выходов светлых нефтепродуктов с 30 – 45% (неподготовленная нефть) до 80 – 85% (эмульсия) при тепловой разгонке.

Стабильность и качественные характеристики полученной углеводородной эмульсии позволяют транспортировать ее без изменения качественных характеристик в цистернах на значительные расстояния или сдавать в систему нефтепроводов.

Применение оборудования комплекса и разработанного технологического процесса позволяет с минимальными энергетическими затратами подготавливать гидрированную высоковязкую и тяжелую нефть, битумы (тяжелое углеводородное сырье) и производить высокоэффективное сырье. Оборудование может быть встроено в систему подачи сырья на переработку без перенастройки оборудования технического регламента НПЗ.

Оборудование и технология переработки эмульсии в изооктановый бензин обеспечивают генерацию высокоинтенсивного акустического излучения в потоке перерабатываемого сырья при расчетном количестве водородсодержащей добавки. Генерируемые при кавитации резонансные высокочастотные колебания имеют высокую удельную мощность, обеспечивая высокую степень деструкции молекул углеводородов при относительно невысоком нагреве сырья, не более 150 °С. Синтез конечного продукта (например, изооктанового бензина) происходит при высокочастотном волновом воздействии путем соединения отдельных атомов и радикалов разрушенной структуры сырья и атомов водорода из добавки.

Комплекс оборудования производства изооктанового бензина может быть создан мобильным, т.к. компоновку оборудования основных блоков можно разместить в контейнерах и применять непосредственно на территории нефтебаз или

The equipment and technology for turning the emulsion into the isooctane gasoline provides generation of high-intensive acoustic radiation in the flow of the refined material with the calculated amount of hydrogenous additive. The resonant high frequency oscillations generated at cavitation have high power density providing for high degree of dehydrogenation under reasonable crude heating, not higher than 150°C. The synthesis of the end product (for example, isooctane gasoline) is made under high frequency wave action, when the individual atoms and free radicals of the destroyed structure and added hydrogen atoms combine.

The equipment for isooctane gasoline production may be made mobile. The main equipment units may be installed in containers and used right on the site of bulk plants or at the producing field.

True competition between the producers of motor fuel is possible only under the condition of equal or lower costs of production of high-octane gasoline with better production and ecological characteristics.

Isooctane gasoline, produced from natural high-viscous, low-grade oil and bitumens with the suggested methods have low costs, don't contain sulphur and other harmful contaminants. Plus their combustion is usually complete.

Apart from the mentioned advantages, isooctane gasoline has the highest combustion temperature, low percentage of nitrogen oxides and coal smut in the exhaust air.

Thus, the hydration of low-grade hydrocarbons into isooctane gasoline and then in a motor fuel right on the site of oil recovery provides the economic production at small fields, saves transportation and procession costs, offers competitive, ready-to-use and environmentally friendly oil products.

The suggested technology for producing and refining low-grade hydrocarbons has several advantages as compared to other methods:

1. This is a non-waste industry offering solution to social and environmental problems. It guarantees complete oil refining and manufacturing of a wide range of environmentally friendly products.
2. High profitability.
3. The production can be set up and start to operate in 2-3 years.
4. The production provides itself with the necessary amount of power and heat. Its surplus may be used for the development of the oil production area or sold to the population or organizations.
5. The economic efficiency is provided by

АКМАШ-ХОЛДИНГ
ЦЕПИ ДЛЯ ВСЕХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ

ПРОИЗВОДИМ И ПРОДАЕМ
ЦЕПИ
ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

разработка
изготовление
поставка
консультации
специалистов

Сеть филиалов по всей России
610014, г. Киров, ул. Тихая 12/4
(8332) 50-00-00, 50-17-10, 70-38-14
e-mail: sales@akmash.ru
www.akmash.ru

разрабатываемого месторождения. Реальная конкуренция между производителями видов моторного топлива возможна только при равной или более низкой себестоимости высокооктановых бензинов, при достижении более высоких эксплуатационных и экологических характеристик.

Изооктановые бензины, получаемые из природных высоковязких, тяжелых нефтей или битумов предложенными способами и оборудованием, наряду с низкой себестоимостью не содержат серы, других вредных примесей и характеризуются полной сгорания.

Помимо уже названных преимуществ изооктановые бензины характеризуются самой высокой теплотой сгорания, чрезвычайно низким процентным содержанием окислов азота и сажи в выхлопных газах.

Таким образом, гидрирование тяжелого углеводородного сырья в изооктановый бензин и далее в моторное топливо непосредственно в районе нефтедобычи позволит рентабельно разрабатывать маломощные месторождения, экономить финансовые средства, связанные с транспортировкой углеводородного сырья от мест добычи и их сторонней переработкой, предлагать потребителям конкурентоспособные и готовые к употреблению экологические нефтепродукты.

Преимущества предлагаемого комплекса технологий добычи и переработки тяжелого углеводородного сырья в сравнении с другими способами:

lowcost production of motor fuels, power and heat energy.

6. The technologies are based on the use of standard equipment, produced mainly in Russia, and typical engineering structures.

CONCLUSIONS

Coiled tubing technologies together with the opportunities for permeability increase or for sealing areas of formation fluids and working agent leakage with the help of the power of controlled shockwaves provide an economical and ecological solution for development of high-viscosity and low-grade oils, bitumens and other caustobioliths.

New strategy of high profitable production and refining of heavy hydrocarbons completely lifts the necessity in big plants for producing isoctane gasoline, which has a good potential on the market of motor fuels. ☉

REFERENCES

1. Wave Treatment of Oil and Gas Pay Zones / V. S. Voitenko [and oth.]. – Minsk: Yunipack, 2005. – 250 p.
2. Coiled Tubing: Basics and Experience of Implementation in Mining / V.S. Voitenko [and oth.]. – Minsk: Yunipack, 2007. – 584 p.
3. Arens, V. Zh. Physical and Chemical Geotechnology / V. Zh. Arens. – M.: Publishing House of Moscow State Mining University, 2001. – 656 p.
4. Patent: Russian Federation №2029077, МПК E21B43/24, 1995.
5. Patent: Russian Federation №2067168, МПК E21B43/24, 1996.
6. Patent: Russian Federation №2082875, МПК E21B43/00, 1997.
7. Patent: Russian Federation №2114289, МПК E21B43/24, 1998.
8. Patent: Russian Federation №2191895, МПК E21B43/24, 2002.
9. Patent: United States №5215149, МПК E21B43/00, 1993.
10. Patent: Russian Federation №2244813, МПК E21B43/24, 2005.
11. Patent: Russian Federation №49683, МПК E21B43/24, 2005.
12. Certificate of Authorship: USSR №767457 М.КлЗ, F23 65/00.
13. Patent: Republic of Belarus 2815, МПК: E21B43/28, E21B43/25, 1999.
1. Производство является безотходным и реально обеспечивает решение социально-экономических проблем – полная переработка тяжелого углеводородного сырья с выпуском широкой гаммы экологически чистой продукции.
2. Высокая рентабельность.
3. Производство может быть создано и сдано в эксплуатацию в течение 2–3 лет.
4. Производство полностью обеспечивает себя электрической и тепловой энергией, избыток которой может быть использован на развитие региона нефтедобычи или продан организациям и населению.
5. Экономическая эффективность обеспечивается низкочастотным производством моторных топлив, электрической и тепловой энергии и др.
6. Применяемые технологии базируются на использовании стандартизованного оборудования (в основном российского производства) и применении типовых строительных конструкций.

ВЫВОДЫ

Колтюбинговые технологии в сочетании с возможностью формирования в горном массиве дополнительной проницаемости или, напротив, кольматирования при необходимости зон утечек пластового флюида и рабочего агента с помощью энергии направленных ударных волн позволяют успешно решать задачи добычи высоковязких и тяжелых нефтей, битумов и других каустобиолитов с обеспечением должной охраны окружающей среды.

Новая стратегия высокорентабельной добычи и переработки тяжелого углеводородного сырья полностью решает проблему строительства крупнотоварного производства изооктановых бензинов как перспективного моторного топлива. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Волновая обработка коллекторов нефти и газа / В. С. Войтенко [и др.]. – Минск: Юнипак, 2005. – 250 с.
2. Колтюбинг: основы и практика применения в горном деле / В. С. Войтенко [и др.]. – Минск: Юнипак, 2007. – 584 с.
3. Арэнс, В. Ж. Физико-химическая геотехнология / В. Ж. Арэнс. – М.: Изд-во МГГУ, 2001. – 656 с.
4. Патент: РФ №2029077, МПК E21B43/24, 1995.
5. Патент: РФ №2067168, МПК E21B43/24, 1996.
6. Патент: РФ №2082875, МПК E21B43/00, 1997.
7. Патент: РФ №2114289, МПК E21B43/24, 1998.
8. Патент: РФ №2191895, МПК E21B43/24, 2002.
9. Патент: США №5215149, МПК E21B43/00, 1993.
10. Патент: РФ №2244813, МПК E21B43/24, 2005.
11. Патент: РФ №49683, МПК E21B43/24, 2005.
12. А.С. СССР №767457 М.КлЗ, F23 65/00
13. Патент: РБ 2815, МПК: E21B43/28, E21B43/25, 1999.

www.cttimes.org

DEMAND FOR QUALITY WORKOVER IS GROWING

ПОТРЕБНОСТЬ В КАЧЕСТВЕННОМ КРС БУДЕТ НАРАСТАТЬ

B.Y. Kravchuk, senior manager of Lukoil's production department, on a visit to Coiled Tubing Times.

В гостях у журнала «Время колтюбинга» Б.Я. Кравчук, старший менеджер Управления по добыче нефти компании «ЛУКОЙЛ».

Coiled Tubing Times: Bogdan Yaroslavovich, currently most Russian O&G producers exclude service divisions from their company structures. What is the case with Lukoil?

Bogdan Kravchuk: At the moment Lukoil wells are served by both corporative and outside services, but the company has set a strategic objective of outsourcing for well service and workover.

С.Т.Т.: Is this process explained by economic or organizational factors?

В.К.: Outsourcing marginal assets is a general trend aimed at reducing oil production costs and capitalization of companies. In the context of the toughening competition, working with contractors is much more efficient than running a service division. Yet, serious preparatory work is necessary to make the outsourced services bring the required economic effect. All the pros and cons should be assessed first, otherwise outsourcing may turn out to be even more expensive.

С.Т.Т.: Any reorganization brings potential problems along with

«Время колтюбинга»: Богдан Ярославович, в настоящее время подавляющее большинство российских нефте- и газодобывающих компаний выводит из своих структур сервисные подразделения. Как с этим обстоят дела в ЛУКОЙЛе?

Богдан Кравчук: В ЛУКОЙЛе на сегодняшний день скважины обслуживаются как собственными, так и внешними сервисными структурами, но стратегической перспективой компании является постепенный вывод собственных сервисных подразделений на внешний сервис, в том числе текущий и капитальный ремонт скважин.

«В.К.»: Какие причины лежат в основе этого процесса – экономические или управленческие?

В.К.: Вывод непрофильных активов на внешний сервис – общая тенденция, оказывающая влияние на снижение затрат, связанных с добычей нефти, и способствующая капитализации компаний. Отношения «заказчик – подрядчик» в условиях ужесточающейся конкуренции эффективнее прямого управления нефтегазодобывающей компании своим сервисным подразделением. Однако для того чтобы вывод на внешний сервис принес желаемый экономический эффект, ему должна предшествовать основательная подготовка. Прежде всего нужно просчитать возможные плюсы и минусы, чтобы не получилось так, что внешний сервис станет обходиться дороже собственного.



B. Kravchuk was born in 1957. After duty in the field he entered Gubkin Moscow Institute of Oil and Gas. After graduation he tried many vacancies from assistant-driller to director general of a well service company in Western Siberia. In February 2005 he was employed by LUKOIL as a senior manager of well service division. He is one of those, who form the company's service and workover policies, coordinate working groups designing uniform company standards of well service and workover and calculating the costs, takes part in the development of corporative program products. He often represents LUKOIL at international conferences and fora, publishes articles in oil magazines.

Б.Я. Кравчук родился в 1957 году. После службы в армии закончил дневное отделение Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин». Работал в разных должностях – от помощника бурильщика до генерального директора предприятия по ремонту скважин в Западной Сибири. С февраля 2005 года работает в ОАО «ЛУКОЙЛ» в должности старшего менеджера отдела ремонта скважин Управления по добыче нефти Главного управления по обеспечению добычи нефти и газа. Непосредственно участвует в формировании политики компании в области сервиса по текущему и капитальному ремонту скважин; координирует деятельность рабочей группы по разработке единого стандарта компании по учету затрат при проведении текущего и капитального ремонта скважин; участвует в разработке корпоративных программных продуктов. Представляет ОАО «ЛУКОЙЛ» на международных конференциях и симпозиумах, публикуется в журналах нефтяной тематики.

opportunities. The same is likely to happen in relations with independent service contractors.

В.К.: Frankly speaking, we are often dissatisfied with the well service quality offered by some independent service companies, which fail to meet our requirements. Many companies, especially the small ones, offer insufficient technical and technological equipment. The qualifications of their personnel are often a source of problems as well. Ultimately, all

«В.К.»: Любая реорганизация несет в себе не только новые возможности, но и потенциальные проблемы. Очевидно, они возникают и во взаимоотношениях заказчика сервисных работ и независимого подрядчика.

Б.К.: Не стану скрывать, сегодня нас не всегда устраивает качество услуг по ремонту скважин, оказываемых некоторыми самостоятельными сервисными компаниями, которые не в полной мере соответствуют требованиям заказчика. Многие компании, особенно небольшие, недостаточно оснащены технически и технологически. Есть проблемы

these factors influence the quality of well service and prompt fair customers' claims. The quality of service brings about either revenues or losses for the customer.

C.T.T.: What operations does your company usually order?

В.К.: We order traditional operations, ranging from cleaning out the bottom-hole zones of the productive formations to sidetracking, isolation and fishing works, performed during the mitigation of troubles and collapses.

C.T.T.: Lukoil has a reputation as a company that boldly introduces new technologies.

В.К.: Yes, the company is really interested in innovations and is trying to launch advanced technological decisions and equipment. For example, we have successfully introduced a technology that is quite new for Russia – radial drilling operations. And of course, sidetracking and casing shoe subdrilling are on the rise today. All these operations are rather promising and give substantial marginal production, that is why the companies are expanding them.

C.T.T.: What additional equipment do service companies need to cater to the customers' requirements?

В.К.: Good service in sidetracking

The customer is interested in lower expenses. We always take into account the correlation between price and quality.

and subdrilling includes such important elements as drilling, telemetry services, well cementing and development. Service companies should use high quality equipment as well as experienced and qualified specialists.

C.T.T.: What principle does Lukoil apply when choosing the contractors?

В.К.: There is a the common principle for all oil producers. Lukoil has committees for all tender procedures. Technological

с квалификацией кадрового персонала. Все эти факторы влияют в конечном счете на качество ремонта скважин, что вызывает справедливые претензии заказчика. Ведь в зависимости от результата работ компании-подрядчика компания-заказчик может либо потерпеть убытки, либо получить прибыль за счет дополнительной добычи нефти.

Для заказчика важно, чтобы затраты были меньше. Мы всегда учитываем соотношение «цена – качество».

«В.К.»: Какие операции наиболее часто заказывает ваша компания?

В.К.: Это привычный спектр работ, начиная с очистки призабойных зон продуктивных пластов и заканчивая резкой боковых стволов, ремонтно-изоляционными и ловильными работами в скважинах, связанными с ликвидацией осложнений и аварий.

«В.К.»: ЛУКОЙЛ имеет репутацию компании, смело внедряющей новые технологии.

В.К.: Да, компания, действительно, заинтересована в инновациях и стремится внедрять в производство прогрессивные технологические решения и оборудование. Например, мы успешно внедрили одну из новых для России технологий – технологию радиального бурения скважин. И, конечно же, сегодня на подъеме бурение боковых стволов и углубление скважин через башмак эксплуатационной колонны. Все эти работы очень перспективны, дают существенный прирост дополнительной добычи нефти, поэтому компании наращивают их объемы.

«В.К.»: Каким оборудованием нужно в первую очередь дооснастить сервисные компании, чтобы они в большей мере стали соответствовать критериям заказчиков?

В.К.: Важными компонентами качественного сервиса при бурении боковых стволов и углублении скважин являются: бурение, телеметрическое сопровождение, крепление и освоение скважин. Необходимо, чтобы сервисные компании использовали в своей работе высококачественное оборудование, что, соответственно, требует привлечения опытных и квалифицированных специалистов.

«В.К.»: По какому принципу компания «ЛУКОЙЛ» выбирает подрядчиков?

В.К.: Это общий принцип для многих нефтедобывающих компаний. В ЛУКОЙЛе действуют тендерные комитеты, через которые и осуществляются

intensiveness and staff qualifications of the tendering companies are taken into account. We also estimate their experience in the offered services, procedural nomenclature and company reputation in the service market. Many contractors gave a good account of themselves and have been cooperating with us for many years. We decline the services of notorious companies and the ones that fail to meet our requirements.

C.T.T.: This means that startup service companies find it very difficult to make their mark.

В.К.: Yes, gaining prestige in the service market isn't easy.

C.T.T.: Do you prefer your wells to be served with domestic or foreign equipment?

В.К.: It is not the brand of the equipment producer that makes the reputation of a

The void of information about isolation technologies hasn't been filled.

service company, but rather its nomenclature and the quality of operations. When the quality satisfies the customer, the origin of the tools is not that important. Another thing matters. When the operations are done with domestic or Belarusian equipment, they turn out to be cheaper. The customer is interested in lower expenses. We always take into account the correlation between price and quality.

C.T.T.: What service operations are likely to be the most demanded in the future? What are the trends in service market development?

В.К.: I would dwell mostly on the well service, since I specialize in this field. The well stock is becoming outdated, which causes water cuts and deterioration of the production strings. This concerns such large oil-bearing regions as Western Siberia, Volgograd, Perm and Komi. There are a lot of new fields that are hard to recover because of the complex geology of the productive

все тендерные процедуры. Принимаются во внимание как техническая и технологическая оснащенность, так и квалификация персонала компаний- претендентов, а также опыт оказания данного вида услуг, учитывающий номенклатуру проводимых работ и репутацию предприятия на рынке сервисных услуг. Многие подрядчики хорошо себя зарекомендовали и работают у нас не один год, а от услуг сервисных предприятий, имеющих сомнительную репутацию и не соответствующих требованиям заказчика, мы отказываемся.

Вакуум информации о новых технологиях ремонтно-изоляционных работ не заполнен.

«В.К.»: Получается, что молодой сервисной компании очень сложно завоевать себе место под солнцем.

Б.К.: Да, авторитет на рынке сервисных услуг наработать очень непросто.

«В.К.»: Вы предпочитаете, чтобы скважины обслуживали с помощью импортного или отечественного оборудования?

Б.К.: На авторитет сервисной компании влияет не столько марка производителя оборудования, которым она располагает, сколько номенклатура и качество выполняемых ею услуг. По сути, при приемлемом качестве сервисных работ для компании-заказчика не важно, произведены они с использованием импортного оборудования, отечественного или белорусского. Здесь существенно как раз другое: если операции делаются с помощью оборудования, выпущенного в СНГ, то они, как правило, обходятся дешевле. Для заказчика важно, чтобы затраты были меньше. Мы всегда учитываем соотношение «цена – качество».

«В.К.»: Какие сервисные операции будут наиболее востребованы в ближайшем будущем? Каковы тенденции развития рынка сервисных работ?

Б.К.: Я буду говорить прежде всего о ремонте скважин, потому что являюсь специалистом в данной области. Фонд скважин стареет, что ведет к росту обводненности продукции и ухудшению состояния эксплуатационных колонн. Это касается крупных нефтедобывающих регионов, таких как Западно-Сибирский, Волгоградский, Пермский, а также месторождений Коми. Увеличивается количество вновь вводимых месторождений с трудноизвлекаемыми

reservoirs and high contents of high-viscous oil. I think that in the long view the demand for high quality service work will be growing. At the moment the isolation works are often ineffective. That is why almost all customers look for technologies and contractors that offer a high level of quality. The void of information about isolation technologies hasn't been filled, which makes these operations demanded and promising. It is important to study the experience of domestic and foreign companies. It is very important to master and develop technologies, providing for effective isolation operations!

Another trend is looking for lower operation expenses. Coiled tubing is one of the leading technologies that save resources by reducing well shut-down. Unfortunately, coiled tubes are currently used for rather simple operations like bottom washing or acid treatment. Meanwhile, very complicated, unique operations can be performed!

C.T.T.: How can Russia be taught to apply coiled tubing in a proper way?

В.К.: We need a great volume of information about the opportunities of the coiled tubing, its technological and economic efficiency, case studies of complicated operations, such as isolation works or retrieving foreign bodies during elimination of breakdowns, and sidetracking. The latter is a very complicated operation in terms of technologies and very few service companies are ready to run it. Clearly, coiled tubing brings about some problems, prompted by limited diameter and strength performance of the coiled tubes.

Nevertheless, the CT technologies are very effective and have good avenues in the Russian oil service market.

I hope to find my questions answered in the Coiled Tubing Times.

C.T.T.: In its turn, our editorial staff will try to supply you with the necessary information with the help of competent experts.

By Galina BULYKA, *Coiled Tubing Times*

запасами, обусловленными сложным геологическим строением продуктивных коллекторов и содержанием высоковязкой нефти. Я думаю, что в перспективе будет возрастать потребность в более качественном капитальном ремонте скважин. В настоящее время существуют проблемы с эффективностью ремонтно-изоляционных работ, поэтому сегодня если не все, то большая часть компаний-заказчиков ищет технологии и подрядчиков, способных выполнить эти работы на высоком качественном уровне. Вакуум информации о новых технологиях ремонтно-изоляционных работ (РИР) не заполнен. Потребность заказчиков в РИР достаточно велика, что ставит эти операции в ряд востребованных и перспективных. Очень важно, изучив опыт отечественных и зарубежных сервисных компаний, освоить и разработать технологии, позволяющие эффективно проводить ремонтно-изоляционные работы!

Еще одна тенденция – курс на удешевление работ. Одна из ведущих технологий в числе значительно экономящих средства за счет сокращения простоя скважин – колтюбинг. Сегодня с помощью гибкой трубы производят, к сожалению, в основном достаточно простые виды операций, например промывки забоя и кислотные обработки. А ведь можно делать и сложные, и уникальные работы!

«В.К.»: Каким образом, на Ваш взгляд, можно привить в России более высокую культуру использования колтюбинга?

Б.К.: Необходимо давать как можно больше информации о возможностях колтюбинга, о технологической и экономической эффективности работ и опыте проведения сложных операций, таких как ремонтно-изоляционные, извлечение посторонних предметов при ликвидации аварий, бурение боковых стволов. Последняя из перечисленных операций является одной из наиболее технологически сложных, и лишь единичные сервисные компании готовы к ее проведению. Безусловно, понятны и сложности, возникающие при применении колтюбинга, обусловленные ограничением диаметра и прочностными характеристиками гибких труб. Тем не менее колтюбинговые технологии эффективны и имеют большую перспективу на российском рынке нефтесервисных услуг.

Надеюсь найти ответы на поставленные вопросы на страницах журнала «Время колтюбинга».

«В.К.»: Редакция в свою очередь постарается с помощью компетентных экспертов предоставить Вам нужную информацию. ☉

Вела беседу Галина БУЛЫКА, «Время колтюбинга».

OIL SERVICE EXPANDING TO THE EAST

НЕФТЕСЕРВИС – ДАЛЬШЕ, НА ВОСТОК...

The first international East Siberian International O&G Congress took place in Irkutsk. It was organized by national trade magazine “The Oil & Gas Vertical”, oil company Rosneft and administration of Irkutsk region. The organizers meant that the event would help to thoroughly study the opportunities of cooperation and coordination of actions in the region in order to improve the production infrastructure and optimize costs. The first day of the congress touched upon the information exchange in plans and service strategies. For instance, the participants discussed the avenues of East gas program implementation, mechanized extraction developments, promotion of drilling equipment, service market development, offering services to O&G companies, cluster drilling in the conditions of East Siberia and development of hydrocarbon deposits in Irkutsk region.

The East Siberia is poorly explored because of harsh environment and lack of qualified personnel.

The second day featured seminars on the following themes: construction of exploratory and production wells, geophysics and seismic surveys, automatic control and mechanized extraction, capital projects (infrastructure development, power generation, pipelines) and transport infrastructure. Baker Hughes held a presentation seminar at the congress.

The event was attended by over representatives of the leading Russian and foreign production and service companies, firms engaged in exploration and oilfield geophysics, well construction and service, capital projects and energy supply.

NEW WELL EQUIPMENT AND TECHNOLOGIES

Konstantin Kempf, head of well technologies division at Rosneft's department of drilling, well technologies and supervising, told the participants about new promising technologies for well

В Иркутске прошел 1-й Международный Восточносибирский нефтесервисный конгресс. Он был организован национальным отраслевым журналом «Нефтегазовая вертикаль» при поддержке нефтяной компании Роснефть и администрации Иркутской области. Основная задача мероприятия, по мысли организаторов, заключалась во всестороннем изучении возможностей сотрудничества и координации действий в регионе для оптимизации производственной инфраструктуры и затрат. Первый день конгресса был посвящен взаимобмену информацией относительно планов и сервисных стратегий. В частности, речь шла о перспективах реализации восточной газовой программы, разработках в сфере механизированной добычи, о развитии сервиса бурового оборудования, формировании рынка сервисных услуг и предоставлении их предприятиям нефтегазового комплекса, кустовом бурении в условиях Восточной Сибири, освоении углеводородных запасов в Иркутской области. Восточносибирский регион мало изучен из-за достаточно суровых климатических условий и дефицита квалифицированных местных кадров.

Второй день проводился в формате отдельных секционных заседаний, в ходе которых участники конгресса обсуждали следующие темы: строительство разведочных и эксплуатационных скважин, геофизика и сейсморазведка, автоматизация и механизированная добыча, капитальное строительство (обустройство, энергетика, трубопроводы), транспортная инфраструктура. В рамках конгресса компания Baker Hughes провела семинар, посвященный новым технологиям.

Всего в мероприятии приняли участие более 50 представителей ведущих российских и зарубежных компаний, работающих в области нефтегазодобычи и нефтегазового сервиса, геологоразведки и промышленной геофизики, строительства и ремонта скважин, капитального строительства и энергообеспечения.

НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ СКВАЖИН

Начальник управления скважинных технологий Департамента бурения, скважинных технологий и супервайзинга компании «Роснефть» Константин Кемпф

construction and reconstruction. A system of new drilling and well completion adopted by the company allows it raising the oil recovery factor (ORF), overall drilling speed and improve the performance quality. For instance, this year they applied a new ORF improving technology. The company used sidetracking, stations of geotechnical studies and inflow control devices and remote drilling monitoring. As a result it got experience in running and locating equipment in the producing stem. Besides, in order to improve the quality of well construction and reconstruction high technology cementing fleets and swell packers were used. The quality of cross spacers was improved by making offshoots. In order to cut the terms of well construction and reconstruction infill drilling from a mobile unit was applied. The principal objective of infill drilling is involvement of unexpended deposits at old fields that are unavailable during sidetracking. One of the advantages of drilling from a mobile unit is an opportunity to use the existing cluster sites. It cuts the time of the

The East Siberia is poorly explored because of harsh environment and lack of qualified personnel.

preliminary job and doesn't require additional expenses for engineering, back filling and arrangement of new clusters.

According to Konstantin Kempf, one of the most advantageous methods is dimensional geo-steering, which allows drilling horizontal wells without pilot hole and provides for effective location and harness of the well bore in the productive horizon. In April 2008 Russia used dimensional geo-steering (Periscope) to drill its first horizontal well with ultra-long displacement at the offshore field Odoptu. Due to the increased effective span the additional daily production per 1 well has amounted to 80 tons.

Among the leading technologies Konstantin Kempf named a controlled rotor system applied for making designer wells. It increases the cutting rate by 15-25% and substantially cuts the time of borehole reaming before the landing. Diamond bits of large diameter double the speed and cut the drilling cycle by 2 days. The only constraint here is high equipment cost.

TDS drilling units can improve the borehole cleaning and bring downs the risks of tool sticking.

Konstantin Kempf also presented an idea of "drilling brain trust". 5 corporative Rosneft's groups involved in well engineering and tracking will merge into a single Corporative Engineering Center on Well Construction and Reconstruction. Its principal office will be located in Samara. The

рассказал участникам конгресса о новых и перспективных технологиях для строительства и реконструкции скважин. Сформированная в компании система новых технологий по бурению и заканчиванию скважин позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН), коммерческие скорости, а также улучшить качество работ. В частности, в этом году для повышения КИН применялось бурение бокового горизонтального ствола со станциями геолого-технических исследований и устройствами по контролю притока в скважину (в результате был получен опыт по спуску и размещению оборудования в продуктивном стволе), а также удаленный мониторинг бурения. Кроме того, для совершенствования качества строительства и реконструкции скважин использовались высокотехнологичные флоты цементирования (методом строительства боковых стволов повышалось качество крепления) и разбухающие пакеры. С целью сокращения сроков работ для строительства и реконструкции ряда скважин осуществлялось уплотняющее бурение с мобильной буровой установки. Отметим, что основной целью уплотняющего бурения является вовлечение невыработанных запасов на старых месторождениях, недоступных при зарезке боковых стволов. Преимуществом бурения с мобильной буровой установки является возможность работы с существующих кустовых площадок, что значительно сокращает время подготовительных работ и не требует дополнительных затрат на проектирование, отсыпку и обустройство новых кустов.

По мнению Константина Кемпфа, очень перспективна пространственная геонавигация, которая позволяет бурить горизонтальный участок скважины без пилотного ствола и обеспечивает эффективное расположение и проводку ствола

Восточносибирский регион мало изучен из-за достаточно суровых климатических условий и дефицита квалифицированных местных кадров.

скважины в продуктивном горизонте. В апреле 2008 года впервые в России пробурен горизонтальный участок скважины со сверхдлинным отходом с помощью пространственной геонавигации (ЗОНД Periscope) на месторождении Одопту-море. За счет увеличения эффективной длины участка дополнительная суточная добыча нефти на одну скважину составила 80 тонн.

Помимо этого, в числе ведущих технологий Константин Кемпф назвал роторную управляемую систему, применяющуюся для проводки скважин сложных профилей. При этом механическая скорость бурения увеличивается на 15-25%, а время на проработку ствола перед спуском колонны значительно сокращается. Благодаря же алмазным долотам большого диаметра, скорость увеличивается более чем на 50%, а цикл бурения кондуктора сокращается на двое суток. Единственным сдерживающим фактором здесь является высокая стоимость оборудования.

Улучшить очистку ствола скважины и снизить риски прихвата инструмента возможно за счет комплектации буровых установок системой верхнего привода.

Константин Кемпф рассказал и об идее создать на базе компании своего рода «мозговой центр бурения». Речь идет



new structure will employ some 200 specialists to collect and analyze well construction and restoration information, hold a database on design specifications and estimates, provide engineering, technical and scientific support, monitor troubles and hazards and do extension services. The initiators aim the center to make a working document out of every document so that it could be easily carried out.

MI SVAKO (Moscow) presented an interesting idea at the congress. The head of

MI SVAKO's technological service Sergey Medentsev demonstrated new technologies of preventing mud loss. The problem is very typical of Western Siberia. It should be noted that loss of mud and slurry is a hard to predict and to manage in spite of many technologies, methods and reagents meant to cope with it. Ideally, lost-circulation control should be automatic and prompt no stops in drilling. The antidote should be simple and cheap. The

Our reference. The prospected oil reserves in Irkutsk region is estimated at 2.3 billion tons, the deposits of gas at 8 trillion cubic meters. The proven reserves of oil amount to 187.3 million tons and those of gas to 1.6 trillion cubic meters. But the share of investigated reserves in the Angara basin is rather low (8% for oil and 20% for gas).

system should be environmentally friendly and protect the collector from impurities. The IM SVAKO's representative thinks that one of the most effective lost-circulation control systems, corresponding to all the mentioned requirements is Driplex. Its basic component is microcrystal of mixed magnesium and aluminum oxide, which instantaneously produces solid thixotropic structure with high gel strength rates, when the circulation is stopped. Besides, Driplex provides for high quality of well bore cleaning, minimal casing and walls erosion, low level of impurities in the collector. It also effectively prevents mud loss in fractured horizons, produces external FC, has high level of environmental security and thermal repeatability. The success rate of the system is about 80% with absorption intensity decreased by 10-20 times.

Director of Ecobur Plus Raisa Kateeva made a report about technical means for well completion with better cementing quality.

об объединении пяти корпоративных групп Роснефти, занимающихся проектированием и сопровождением скважин, в единый корпоративный проектный центр по строительству и реконструкции скважин. Его головной офис планируется разместить в Самаре. В работе новой структуры предполагается задействовать порядка 200 специалистов, которые будут заниматься, в частности, сбором и анализом информации о строительстве и восстановлении скважин, созданием базы данных по проектно-сметной документации, проведением инженерно-технологического и научно-методического сопровождения, мониторингом осложнений и аварий, распространением передового опыта. По задумке инициаторов такой центр призван сделать каждый проект поистине рабочим документом, чтобы он мог быть с легкостью реализован на практике.

С интересным предложением в ходе конгресса выступила компания «Эм-Ай СВАКО» (Москва). Руководитель технологической службы Сергей Меденцев представил участникам конгресса новые технологии борьбы с поглощениями бурового раствора. Эта проблема характерна, в частности, для Восточной Сибири. Стоит отметить, что

поглощения буровых и цементных растворов являются труднопрогнозируемой и плохо решаемой проблемой в отрасли на протяжении уже многих лет, несмотря на кажущееся разнообразие технологий, методов и реагентов, разработанных для ее решения. В идеале ликвидация поглощений должна осуществляться автоматически при непрерывном пробуривании. Состав «противоядия» должен быть простым, а стоимость – низкой. При этом должна обеспечиваться экологическая безопасность и защита коллектора от загрязнений. По мнению представителя «Эм-Ай СВАКО», на сегодняшний день одной из передовых систем борьбы с поглощением буровых растворов, отвечающей всем вышеперечисленным требованиям, является «Дриплекс», основной компонент которого – микроскопический кристалл смешанного оксида магния и алюминия, мгновенно образующий прочную тиксотропную структуру с высокими показателями СНС при остановке циркуляции. Кроме того, «Дриплекс» обеспечивает высокое качество очистки ствола, минимальные эрозию стенок скважины и вероятность кавернообразования, а также низкий уровень загрязнения коллектора, эффективно противостоит потерям и поглощениям раствора в трещиноватых горизонтах, образует «внешнюю» фильтрационную корку, имеет высокую экологическую безопасность и хорошую термостабильность. Степень успешности применения системы составляет около 80%, при этом интенсивность поглощения снижается в 10–20 раз.

Her presentation paid attention to hydrojet reaming, technical resources for casing hardware including standard set of steel positive centralizer.

Hydrojet reaming implies high-pressure jets at the bore bit during reaming operation. The jets remove FC from the well walls and at the same time clog up pores and rips in the damaged zone of collector with mud solids excluding repeated wall building. High-pressure jets destroy the structure of gel mud within caverns and during cementing they fully substitute the mud with cement solution in 2 hours after reaming.

A patented complex technology is available today, which includes KPS-230 device (bristle

Наша справка. Перспективные запасы нефти в Иркутской области оцениваются в 2,3 млрд тонн, газа – более 8 трлн кубометров. При этом доказанные запасы по нефти составляют 187,3 млн тонн, по газу – 1,6 трлн кубометров. Однако доля разведанных залежей в Приангарье остается достаточно низкой. Так, по нефти она составляет только 8%, по газу – 20%.

type scratcher with the diameter of 230 mm) installed between the bit and the casing.

The congress finished with a technological workshop organized by Baker Hughes. The major report of the Well Construction Section was the speech of business development manager of Baker Oil Tools Sergey Budlov dedicated to completion and well service technologies. The expert pointed out that the principal problem of horizontal wells exploitation prompting unbalanced reserves production is early breakthrough of water and gas, early coning, production of behind-the-casing flaws (between the well wall and the filter). All these factors can destroy the filter. The company uses passive control and equalizers (fir-tree fastening) to manage these problems. Such technologies level the movement profile along the horizontal well section. Sergey Budlov noted that packer systems, equipment for flow control (irregular circular valves, systems of landing nipples and keepers, running and auxiliary tools), gas lift and safety valves are used in such kind of operations.

The active control includes the co-called “intellectual” well systems providing for real-time distant monitoring of operational characteristics (and respond to changes in parameters), organize hydrodynamic, complete several items in the well bore. ●

Maria Ogneva, special correspondent of *Coiled Tubing Times in Irkutsk*

О технических средствах для заканчивания скважин с повышением качества цементирования колонн рассказала директор ООО «Экобур Плюс» Раиса Катева. В своем докладе она затронула вопросы разработки и использования гидроструйного способа проработки ствола перед креплением скважин, использования технических средств для наружной оснастки обсадных колонн, а именно нормального ряда жестких центраторов, изготавливаемых из стали методом литья.

Суть гидроструйного способа проработки (ГСП) заключается в формировании на долоте в процессе проработки ствола высоконапорных струй, направленных на стенки скважины, удаляющих фильтрационную корку с ее стенок и одновременно закупоривающих поры и трещины коллектора твердыми частицами бурового раствора в прискважинной зоне, что исключает повторное формирование корки. В интервале каверн высоконапорные струи разрушают структуру загущенного бурового раствора и при цементировании колонны, не позднее чем через двое суток после проработки, обеспечивают более полное замещение бурового раствора цементным.

В настоящее время разработана комплексная технология, характеризующаяся включением в компоновку низа буровой колонны между долотом и колонной устройства типа КПС-230 (канатно-проволочный скребок с диаметром по скребкам 230 мм), защищенного патентом.

Заключительным мероприятием конгресса явился технологический семинар, организованный компанией Baker Hughes. Одним из ведущих докладов секции «Строительство скважин» стало выступление менеджера по развитию бизнеса «Бейкер Ойл Тулз» Сергея Будлова, посвященное технологиям заканчивания и ремонта скважин. Эксперт отметил, что основными проблемами при эксплуатации горизонтальных скважин, которые приводят к неравномерной выработке запасов, являются ранний прорыв воды или газа, раннее конусообразование, а также образование заколонных перетоков (между стенкой скважины и фильтром, что может привести даже к разрушению самого фильтра). Для решения подобных проблем в компании применяется так называемый пассивный контроль с помощью эквалайзера (крепление хвостовик). Речь идет о технологиях выравнивания профиля притока по длине горизонтальной секции скважины. Сергей Будлов отметил, что для такой работы применяются, в частности, пакерные системы, оборудование для управления притоком (неэластомерные циркулярные клапаны, системы посадочных ниппелей и замков, списковой и вспомогательный инструменты), газлифт, клапаны-отсекатели.

К активному контролю относятся так называемые интеллектуальные скважинные системы, которые позволяют проводить дистанционный мониторинг рабочих параметров скважины в режиме реального времени (и, как результат, – реагировать на все изменения показателей), организовывать гидродинамические исследования, заканчивать скважины «на несколько объектов» в одном стволе. ●

Мария Огнева, специальный корреспондент «Времени колтюбинга» в Иркутске



BELORUSNEFT: RESERVOIR TAMING

БЕЛОРУСНЕФТЬ: УКРОЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Nikolay KARTASH, BelNIPIneft

Николай КАРТАШ, БелНИПИнефть

FILTRATION FLOW TRACING

Efficiency of further development of oil deposits and the choice of stimulation methods in order to achieve oil recovery enhancement is highly dependent on information fidelity about formation reservoir properties. It is filtration flow tracing that gives the most reliable information about the current state of oil reservoir development.

This method enables to determine real speed and direction of injected water, reservoir characteristics in conditions of natural occurrence, flow distribution between reservoirs and between separate wells, as well as sources of water encroachment, hydrodynamic connection of wells, inhomogeneity of deposits, efficiency of oil displacement process, current state of the reservoir, etc. [1-3]. The main advantage of this method is the opportunity to define a number of geological and physical reservoir characteristics directly in the reservoir conditions with the coverage of a considerable volume of geological material and also a differentiated presentation of the reservoir structure in the interwell space.

Filtration flow tracing lies in the injection of indicator solutions to the injection wells together with the injected water, drawing of samples from the neighboring production wells on a periodic predetermined base, determining presence and concentration of indicators in the samples of selected water. Chemical elements, salts of chemical compounds, colouring agents, stable radicals, isotopes, food products and their waste are used as indicators. Poly-indicator methods are applied to evaluate the influence of the neighboring injection wells on the same production wells: solutions of different indicators are pumped into the neighboring injection wells. Tracing results analysis is carried out with the help of a software system, developed by BelNIPIneft according to the calculation model described by E.V.Sokolovsky et al. [1].

For a number of years BelNIPIneft has been carrying out research on filtration flow tracing not only in the fields of the Republic of Belarus, but also in Western Siberia and the Komi Republic. During these years

ТРАССИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ

Эффективность доработки нефтяных залежей и выбор методов воздействия на них с целью увеличения нефтеотдачи существенным образом зависят от достоверности информации об их фильтрационно-емкостных свойствах. Наиболее достоверную информацию о текущем состоянии разработки залежей дает трассирование фильтрационных потоков.

Этот метод позволяет определить истинную скорость и направление движения нагнетаемой в залежь воды, коллекторские свойства пластов в условиях естественного залегания, распределение потоков по пластам и между отдельными скважинами, а также источники обводнения, гидродинамическую связь скважин, неоднородность отложений, эффективность процесса вытеснения нефти, текущее состояние залежи и т.д. [1-3]. Основное преимущество этого метода заключается в получении ряда геолого-физических параметров пласта непосредственно в пластовых условиях с охватом больших объемов горных пород, а также дифференцированной картины строения залежи и вытеснения нефти в межскважинном пространстве.

Трассирование фильтрационных потоков заключается в закачке растворов индикаторов в нагнетательные скважины вместе с нагнетаемой водой, отборе проб жидкости по окружающим добывающим скважинам с заданной периодичностью, определении в пробах отбираемой жидкости наличия и концентрации индикаторов. В качестве индикаторов используются химические элементы, соли химических соединений, красители, стабильные радикалы, изотопы, пищевые продукты и их отходы. Для оценки влияния соседних нагнетательных скважин на одни и те же добывающие скважины выполняются полииндикаторные методы – в соседние нагнетательные скважины закачивают растворы различных индикаторов. Анализ результатов трассирования проводится с использованием программного комплекса, разработанного БелНИПИнефть по расчетной схеме, описанной Э.В. Соколовским и др. [1].

БелНИПИнефть в течение ряда лет занимается работами по трассированию фильтрационных потоков как месторождений Республики Беларусь, так и Западной Сибири, Республики Коми. За эти годы накоплен большой научно-практический опыт применения

broad research and practice experience has been gained in applying such indicators as fluorescein, ammonium nitrate (nitre), carbamide (urea), thiourea, ammonium thiocyanate, etc. Scientists of the institute are constantly looking for new indicators and are developing new methods of their application in various geological and physical environments. In particular, a new filtration flow tracing method, which is based on introduction of a tracer fluid into the flow-deflecting compound, is being worked out at present.

PRODUCTION ENHANCEMENT (PE)

BelNIPIneft personnel is constantly carrying out research on upgrading the existing technologies and compositions aimed at production enhancement and are developing new ones in the following direction:

- regularity efficiency evaluation of carrying out actions on reservoir conformance;
- development and implementation of wide-covering target exposure technologies based on hydrodynamic exposure on the reservoir by means of injecting flow-deflecting compositions both through injection wells and idle producing wells;
- development and implementation of a PE aggregate technology based on filtration flow redistribution and additional washing of unrecovered oil as a result of flow-deflecting and oil-washing components exposure;
- development, adaptation and implementation to commercial operation new structures and compositions of chemical reagents.

At present all programs on PE include two compulsory stages: pre-operational and post-operational tracing. Pre-operational tracing on PE enables to make a well-grounded choice of the exposed targets, kinds and volumes of flow-deflecting compounds. Post-operational tracing on PE gives an opportunity to evaluate the degree and effectiveness of the exposure on the reservoir, and, if required, to give reasons for repeated implementation of operations aimed at PE. Efficiency of the latter is proved by the experience in the subsalt reservoir of the Vishanskoye field, intersalt reservoir of the Rechitskoye field and a number of other fields in Belarus.

Analysis of PE operations carried out on the Vishanskoye field [4] has shown that maximum efficiency is observed when periodicity of these operations is less than 1 year. On this site practical field operations were carried out in four stages, each including tracing, injection of flow-deflecting reagents, repeated tracing. As a result, total effect by January, 1, 2008 was 26,824 tonnes of oil, with the returns of investment more than 400 per cent.

BelNIPIneft specialists have worked out the "Advanced Program for Production Enhancement of RUP PO Belarusneft fields, using physicochemical

таких индикаторов, как флюоресцеин, нитрат аммония (селитры), карбамид (мочевина), тиомочевина, роданид аммония и т.д. Постоянно идет поиск новых индикаторов и методик их применения для различных геолого-физических условий, в частности, идет разработка нового метода трассирования фильтрационных потоков, основанного на введении меченой жидкости в состав потокоотклоняющей композиции.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

В БелНИПИнефть постоянно ведутся работы по совершенствованию существующих и поиску новых технологий и композиций для повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) по следующим направлениям:

- оценка эффективности регулярности проведения мероприятий по увеличению охвата пластов заводнением;
- разработка и внедрение технологий широкоохватного воздействия на объект, основанных на гидродинамическом воздействии на залежь путем закачки потокоотклоняющих составов как через нагнетательные, так и систему простаивающих добывающих скважин;
- разработка и внедрение комплексной технологии ПНП, базирующейся на перераспределении фильтрационных потоков и доотмыве остаточной нефти в результате воздействия на залежь потокоотклоняющими и нефтеотмывающими составляющими;
- разработка, адаптация и внедрение в промышленную эксплуатацию новых составов и композиций химерагентов.

В настоящее время все программы по ПНП включают два обязательных этапа – трассирование до и после работ. Трассирование перед работами по ПНП позволяет осуществлять обоснованный выбор объектов воздействия, видов и объемов потокоотклоняющих составов. Трассирование после работ по ПНП дает возможность оценить степень и эффективность воздействия на залежь, а также при необходимости аргументировать повторное проведение мероприятий по ПНП. Эффективность последних подтверждается опытом работ в подсолевой залежи Вишанского месторождения, межсолевой Речицкого и по ряду других месторождений Республики Беларусь.

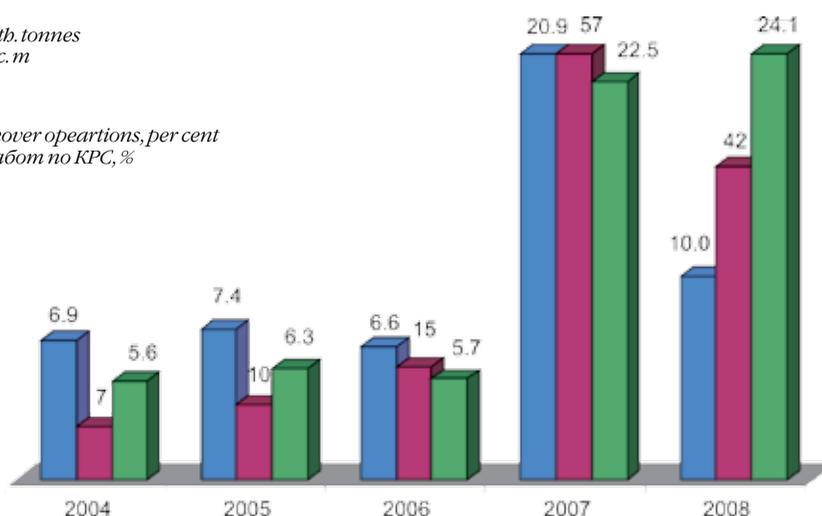
Выполненный анализ работ по ПНП на Вишанском месторождении [4] показал, что максимальная эффективность наблюдается при периодичности проведения этих работ не менее одного года. На данном месторождении опытно-промышленные работы (ОПР) по повышению нефтеотдачи проведены в четыре этапа, каждый из которых включал в себя трассирование, закачку потокоотклоняющих реагентов, повторное трассирование. В результате проведенных работ суммарный эффект по состоянию на 1.01.2008 достиг 26 824 т нефти, окупаемость затрат при этом составила более 400%.

В БелНИПИнефть разработана «Перспективная программа повышения нефтеотдачи пластов месторождений РУП «ПО «Белоруснефть» с применением

- Incremental oil production in the year of implementation, th. tonnes
Дополнительная добыча нефти в год внедрения, тыс. т
- Number of rig-ups, units
Количество скважино-операций, шт
- Specific incremental oil production in the bulk of well workover operations, per cent
Удельная дополнительная добыча в общем объеме работ по КРС, %

Figure 1 – Time history of PE operation characteristics for the period from 2004 to 2008 (as of July, 1, 2008)

Рисунок 1 – Динамика изменения показателей работ по ПНП за период с 2004 по 2008 год (по состоянию на 01.07.2008)



and microbiological methods, for 2007-2015”, which anticipates systematical carrying out of such activities. The activities are at the stage of laboratory research.

During development of fields with several rows of production wells formation of filtration system takes place, which is determined by the zone of low reservoir pressure (depression cone). The negative factor in this situation is that further rows of wells are being watered out after the first row wells are excluded from development. In this case operations, aimed at injecting flow-deflecting reagents only through injection wells and carried out in order to gain conformance control and, consequently, production enhancement, do not always prove to be effective.

Wide-covering exposure technology has been introduced in order to improve operational efficiency. Its essence is the following: flow-deflecting reagents get into the pay zone not only through injection wells, but also through inspection idle production (intermediate) wells. Spaciotemporal reservoir system of flow-deflecting reagents injection is designed so (particularly with the help of hydrodynamic computer models) that several stream redistribution frontiers from fully-washed, highly porous interlayers to less washed more oil-saturated ones could be created on the ways of oil filtration.

It should be also noted that all wide-covering reservoir exposure operations are preceded by filtration flow tracing through idle production wells, and in some cases – through injection wells.

For the sake of testing and developing separate stages of wide-covering reservoir exposure technology and also working out optimal systems of PE for various conditions of oil reservoirs development, practical field operations were carried out in four sites (semiluksky reservoir of Zolotukhinskoye field, subsalt reservoir of Vishanskoye field, voronezsky reservoir of the eastern block of Tishkovskoye field, eletsko-zadonsky reservoir of the third block of Beresinskoye field) in 2007.

физико-химических и микробиологических методов на 2007-2015 гг.», предусматривающая системное проведение данных мероприятий. Работы – в стадии лабораторных исследований.

В процессе разработки месторождений с несколькими стягивающими рядами добывающих скважин формируется фильтрационная система, обусловленная зоной пониженного пластового давления (воронка депрессии). Негативным фактором в данном случае является то, что после выбытия скважин первого ряда из разработки по сформированной системе фильтрационных потоков обводняются последующие ряды. В такой ситуации мероприятия по закачке потокоотклоняющих реагентов только через нагнетательные скважины, проводимые для выравнивания профиля приемистости и в итоге повышения нефтеотдачи пластов, оказываются не всегда достаточно эффективными.

С целью повышения эффективности работ разработана и внедряется технология широкоохватного воздействия, заключающаяся в том, что потокоотклоняющие реагенты поступают в продуктивный пласт не только через нагнетательные, но и через контрольные, бездействующие добывающие (промежуточные) скважины. Пространственно-временная система подачи в пласт потокоотклоняющих реагентов проектируется таким образом (в том числе с помощью гидродинамических компьютерных моделей), чтобы на путях фильтрации нефти и воды создать несколько рубежей перераспределения потоков из полнопромытых, высокопроницаемых прослоев в менее промытые, более нефтенасыщенные прослойки.

Необходимо также отметить, что все работы по широкоохватному воздействию на залежь предваряются трассированием фильтрационных потоков через простаивающие добывающие скважины и в ряде случаев – нагнетательные.

Для опробования и отработки отдельных элементов технологии широкоохватного воздействия на залежь, а также выработки оптимальной системы ПНП для разных условий разработки залежей нефти, в 2007 году были проведены опытно-промышленные работы на четырех

Implementation of this technology resulted in increase of coverage of these reservoirs by forcing-out horizontally and vertically, involvement into development of additional zones and oil-saturated thickness, which were earlier not exposed. In the future it will help to achieve maximum possible oil recovery factor and to improve technical and economic characteristics of the reservoir development. Success of the conducted activities made it possible to continue activities on mastering this technology in 2008 in accordance with the approved program aimed at wide-covering exposure to the pay-zone in order to achieve PE.

Conventional PE technologies ensure only coverage coefficient increase and are based on redistribution of filtration flows in the course of reservoir flooding, resulting in the situation when stagnant (relatively low-porous) oil-saturated zones are included in the development. Still, the problem of displacement of capillary –held and filmed oil, contained in the porous medium, remains unsolved.

In order to tackle this problem BelNIPneft specialists have developed a complex technology of formation stimulation which consists in injection of flow-deflecting and oil-washing compositions into the injection wells. Practical and field operations on mastering of the complex technology on the basis of polyacrylamide gels and surface-active substance “Don-96” are scheduled in the third quarter of the current year.

In the period from 1983 to 2006 while conducting operations aimed at production enhancement the following substances were used as residuum-and-gel-processing reagents [5]: caustic soda, ash of soda, gel composition, simusan, suspension BMZ wastage, SPS, soluble glass, hydrolyzed polyacrylonitrile, renivol, lingopol, OVP-1, polyacrylamide (PAA), etc. The main principle of operation of majority of them involves the fact that in the course of interaction of solutions and compositions of chemical reagents with ions Ca^{2+} and Mg^{2+} , concentration of which in oil-field water is up to 70-80 g/l, residuum and gels are formed which reduce permeability of highly porous channels to a considerable extent.

During 2006-2007 practical and field tests of flow-deflecting compositions (for PE) on the basis of diluted water solutions “OVP-1” and sodium soluble glass ($\text{Na}_2\text{O} \cdot m\text{SiO}_2$), and also “OVP-1” and ash of soda (Na_2CO_3) were carried out at six reservoirs. Operations at zadonsky reservoir (forth bench) proved to be the most successful, resulting in more than 2.8 th. tonnes of incremental ultimate recovery [6].

Lately composition of chemical reagents (polymer-polymer, organic-mineral, compounded polymer compositions, etc.) has been one of the major directions in improvement, development and implementation of new compounds, which enables to create solutions and plugging materials

залежах (семилюкской Золотухинского, подсолевой Вишанского, воронежской восточного блока Тишковского, елецко-задонской III блока Березинского месторождений).

Результатом внедрения данной технологии явилось увеличение охвата этих залежей вытеснением по площади и разрезу, вовлечение в разработку дополнительных участков и нефтенасыщенных мощностей, ранее не охваченных воздействием, что позволит в дальнейшем добиться максимально возможного коэффициента извлечения нефти и улучшения технико-экономических показателей разработки залежей. Успешность проведенных работ позволила продолжить в 2008 году работы по отработке данной технологии в соответствии с утвержденной программой по внедрению широкоохватного воздействия на продуктивный пласт с целью ПНП.

Традиционно применяемые технологии ПНП обеспечивают увеличение только коэффициента охвата и основаны на перераспределении фильтрационных потоков в процессе заводнения пласта, в результате чего в разработку включаются застойные (относительно низкопроницаемые) нефтенасыщенные зоны, но при этом остается нерешенной проблема вытеснения капиллярно удерживаемой и пленочной нефтей, содержащихся в пористой среде.

Для решения этой проблемы специалистами БелНИПИнефть предложена комплексная технология воздействия на пласт, заключающаяся в закачке в нагнетательные скважины потокоотклоняющих и нефтеотмывающих композиций. Опытно-промысловые работы по отработке комплексной технологии на основе полиакриламидных гелей и ПАВ «Дон-96» проведены в третьем квартале текущего года.

За период с 1983 по 2006 год при проведении работ по повышению нефтеотдачи пластов в качестве осадко-гелеобразующих реагентов применялись [5]: каустическая сода, кальцинированная сода, гельсостав, симусан, отходы эмульсии БМЗ, СПС, жидкое стекло, гипан, ренивол, лигнопол, ОВП-1, полиакриламид (ПАА) и др. Основной принцип действия большинства из них связан с тем, что при взаимодействии растворов и композиций химреагентов с ионами Ca^{2+} и Mg^{2+} , содержание которых в пластовых водах достигает 70-80 г/л, происходит образование осадков и гелей, значительно снижающих проницаемость высокопроницаемых каналов.

За период с 2006 по 2007 год на шести залежах были проведены опытно-промысловые испытания потокоотклоняющих композиций (для ПНП) на основе разбавленных водных растворов «ОВП-1» и натриевого жидкого стекла ($\text{Na}_2\text{O} \cdot m\text{SiO}_2$), а так же «ОВП-1» и кальцинированной соды (Na_2CO_3). Наиболее успешными оказались работы на задонской залежи (IV пачка) Речицкого месторождения, в результате которых дополнительная добыча составила более 2,9 тыс. т нефти [6].

В последнее время одним из основных направлений в области совершенствования, разработки и внедрения новых составов является композиционирование химреагентов (полимер-полимерные, органоминеральные,

with required properties without substantial extra expenditures on the synthesis of new reagents.

At present there are compositions with adjusted time of gellation on the basis of PAA (TR-1516, Alcoflood-955) and chrome acetate (stitcher) at the stage of implementation. These compositions have given a good account of themselves in laboratory and model studies and differ from those previously used in lower cost and fabricability of preparation, as they can be composed using both fresh and salt water, which presupposes all-the-year-round operating mode.

It is also worth mentioning that there is the PAA+ soluble glass composition for high-temperature wells (over 80°C (176°F)) in the stage of implementation. This composition is recommended considering new experimental results in gellation kinetics and heat stability of polyacrylamide gels, obtained in the course of research on state-of-the-art equipment.

Implementation of new highly-effective complex technologies of production enhancement combined with existing technical, economic and intellectual asserts will allow to gain maximum possible oil recovery factor in Belarusian fields and improve technical and economic characteristics of reservoir development, which will ensure slowing down the rate of oil production decline for the coming 20-30 years. ●

REFERENCES

1. Sokolovsky, E. V. Indicator methods of oil-and-gas-bearing formation studying / E. V. Sokolovsky, G. B. Solovjov, Yu. I. Trenchikov M. : Nedra, 1986.
2. Chernorubashkin, A. I. Study of motion work of injected water with the help of indicators in fractured reservoirs / A. I. Chernorubashkin // Abstract of research-and-technology collected volume, series Petroleum engineering. – 1979. – №10.
3. Application of indicator methods to control development of oil fields. // Abstract of research-and-technology collected volume, series Petroleum engineering. – 1985. – №10.
4. Integrated approach to activities aimed at production enhancement on the example of subsalt reservoir of Vishanskoye field. / Limar I.V., Demianenko N.A., Pirozhkov V.V., Pisenkov V.G. et al. Collection of scientific papers "Search and developing of oil resources of the Republic of Belarus". – Gomel, 2004. – P. 16-26.
5. Technical and economic efficiency of activities on regulating reservoir conformance on the oil reservoirs of RUP PO Belorusneft fields / Demianenko N.A., Pisenkov V.G., Pirozhkov V.V., Ageenko E.V., Limar I.V., Tishchenko N.V. Materials of scientific-practical conference "Problems of oil and gas resources development in Belarus and ways of solving them". – Gomel, 2002 – P. 365-375.
6. Reagent "OVP-1" – application in technologies of water production restraining and production enhancement / A. V. Makarevich [and oth.] // Petroleum engineering. – 2008. – №2. – P. 26-29.

наполненные полимерные композиции и т.п.), позволяющее без существенных дополнительных затрат на синтез новых реагентов получать составы и тампонажные материалы с требуемыми свойствами.

В настоящее время в стадии внедрения находятся композиции с регулируемым временем гелеобразования на основе ПАА (TR-1516, Alcoflood-955) и ацетата хрома (сшивателя), хорошо зарекомендовавшие себя в лабораторных и модельных исследованиях и отличающиеся от ранее использовавшихся более низкой стоимостью и технологичностью приготовления, так как могут быть приготовлены как на пресной, так и на минерализованной водах, что предполагает круглогодичный режим работы.

Необходимо также отметить, что для высокотемпературных скважин (свыше 80 °С) в стадии внедрения находится композиция ПАА + жидкое стекло, рекомендованная с учетом новых экспериментальных результатов по кинетике гелеобразования и термостабильности полиакриламидных гелей, полученных в результате исследований на новом современном оборудовании.

Внедрение новых высокоэффективных комплексных технологий повышения нефтеотдачи в сочетании с имеющимися техническими, экономическими и интеллектуальными ресурсами позволит достичь максимально возможного коэффициента извлечения нефти на месторождениях Республики Беларусь и улучшить технико-экономические показатели разработки залежей, что обеспечит замедление темпов падения добычи нефти на ближайшие 20-30 лет. ●

ЛИТЕРАТУРА

1. Соколовский, Э. В. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов / Э. В. Соколовский, Г. Б. Соловьев, Ю. И. Тренчиков. – М. : Недра, 1986.
2. Чернорубашкин, А. И. Изучение механизма движения нагнетаемой воды с помощью индикаторов в трещиноватых коллекторах / А. И. Чернорубашкин // Реф. науч.-техн. сб., сер. Нефтепромысловое дело. – 1979. – №10.
3. Применение индикаторных методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений // Реф. науч.-техн. сб., сер. Нефтепромысловое дело. – 1985. – №10.
4. Комплексный подход к мероприятиям по повышению нефтеотдачи пластов на примере подсолевой залежи Вишанского месторождения / И. В. Лымарь [и др.] // Сб. науч. трудов «Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь». – Гомель, 2004. – С. 16-26.
5. Технико-экономическая эффективность мероприятий по регулированию охвата пластов заводнением на нефтяных залежах месторождений РУП «ПО «Белоруснефть» / Н. А. Демяненко [и др.] // Материалы науч.-практич. конф. «Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения». – Гомель, 2002. – С. 365-375.
6. Реагент «ОВП-1» – применение в технологиях ограничения водопритока и повышения нефтеотдачи пластов / А. В. Макаревич [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2008. – №2. – С. 26-29.

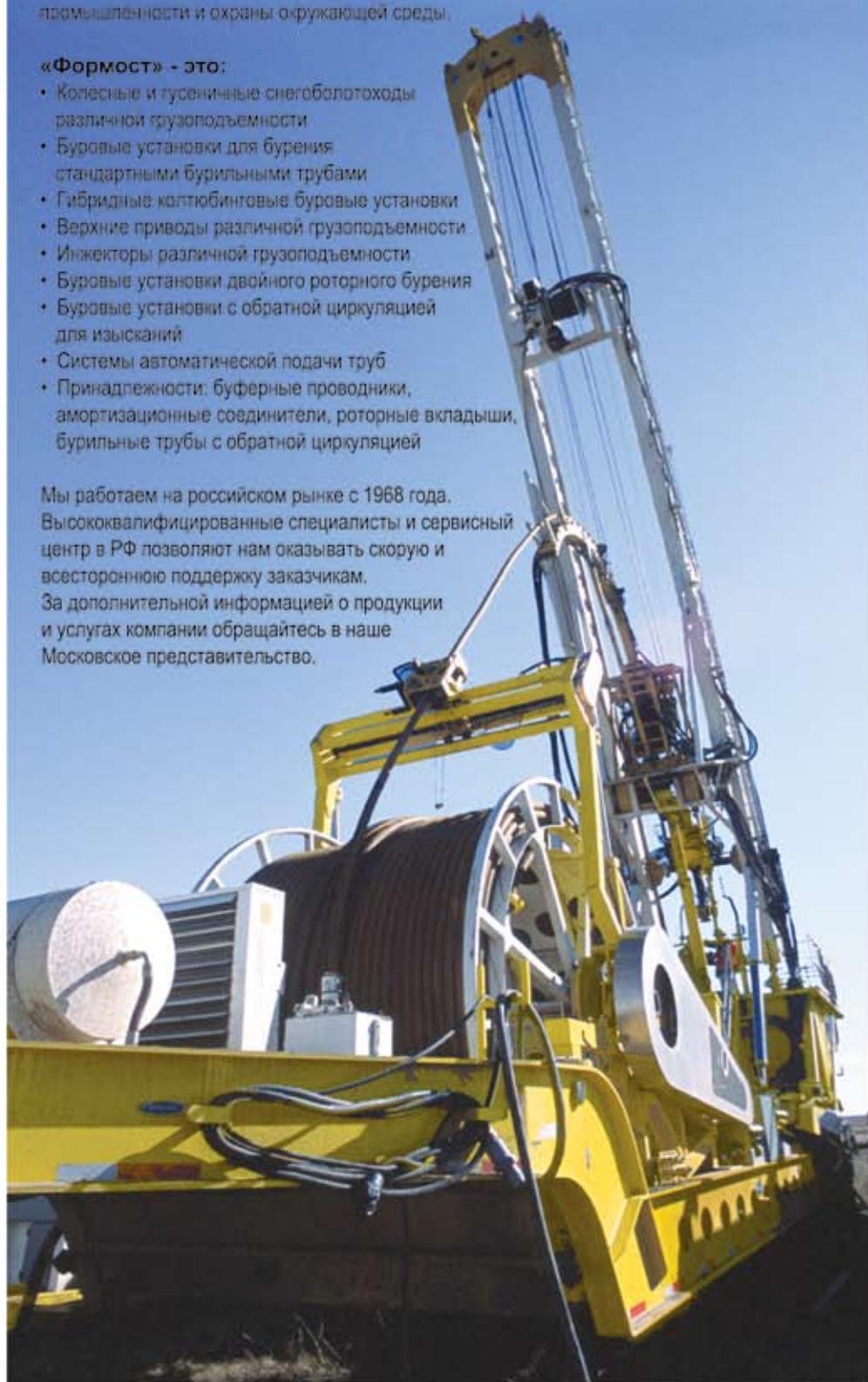
FOREMOST

Канадская компания «Формост Индастриз ЛП», основанная в 1965 году, является одним из мировых лидеров по производству высококачественного оборудования для нефтегазовой промышленности, а также строительства водозаборных скважин, разведки полезных ископаемых, геофизической промышленности и охраны окружающей среды.

«Формост» - это:

- Колесные и гусеничные снегоболотоходы различной грузоподъемности
- Буровые установки для бурения стандартными бурильными трубами
- Гибридные колдобинговые буровые установки
- Верхние приводы различной грузоподъемности
- Инжекторы различной грузоподъемности
- Буровые установки двойного роторного бурения
- Буровые установки с обратной циркуляцией для изысканий
- Системы автоматической подачи труб
- Принадлежности: буферные проводники, амортизационные соединители, роторные вкладыши, бурильные трубы с обратной циркуляцией

Мы работаем на российском рынке с 1968 года. Высококвалифицированные специалисты и сервисный центр в РФ позволяют нам оказывать скорую и всестороннюю поддержку заказчикам. За дополнительной информацией о продукции и услугах компании обращайтесь в наше Московское представительство.



Формост

Московское представительство «Формост (Кипр) Лимитед»
119180, РФ, Москва, ул. Малая Полянка, д. 12А, офис 11
Тел.: +7 (495) 234-95-69, Факс: +7 (495) 234-98-16
E-mail: foremost@comail.ru
Web-site: www.foremost.ca (доступна русская версия)

SCHLUMBERGER UNVEILS NEW STIMMORE FLUID DIVERSION SERVICE

Schlumberger has announced the release of its new StimMORE fluid diversion service for diverting fracture treatments along a wellbore in cemented or openhole completions. Used in combination with the StimMAP LIVE hydraulic fracture stimulation diagnostics service, which delivers microseismic data while the fracture treatment is pumped, the StimMORE service allows real-time optimization of fracture treatments.

The StimMORE service can be used in most well geometries and is ideally suited to horizontal wellbores, both cased hole and open hole, up to a maximum temperature of 121 degC [250 degF]. This service is especially well suited for use in shale formations.

The diversion slurries can be pumped on the fly as part of the main treating fluid, diverting the fracture as needed based on the real-time integration of microseismic data. The slurries are based on standard fracturing fluids and proppants, with the addition of a proprietary mix of materials that enable fracture diversion.

“The StimMORE service is part of the Contact portfolio of staged fracturing and completion services. These technologies allow us to create complex drainage patterns within the reservoir that enable access to reserves that may have otherwise been left in place,” said Don Conkle, Stimulation Vice President, Well Services, Schlumberger.

The StimMORE re-fracturing treatment was recently applied to a major operator’s horizontal well in the Barnett Shale. Initial gas production of 2,200 Mcf/d [62,260 m³/d] had declined to less than 500 Mcf/d [14,150 m³/d] over a 4-year period. The StimMORE service, coupled with the StimMAP LIVE real-time fracture monitoring service, enabled efficient and cost-effective coverage of previously unstimulated well sections, resulting in a net increase in estimated ultimate recovery of 0.7Bcf.

Because of its operational simplicity and ease of application, the StimMORE service can be used in fracture diversion despite complex completion scenarios.

STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE (SAGD) SOLUTIONS

As reserves become harder to recover, operators need answers that solve their challenging production demands and help maximize reservoir deliverability. In the past, methods for producing heavy oil were expensive and ineffective at best. With the advent of horizontal wells and later

SCHLUMBERGER ОБЪЯВЛЯЕТ О ВЫПУСКЕ СИСТЕМЫ STIMMORE, ПОЗВОЛЯЮЩЕЙ МЕНЯТЬ ТЕЧЕНИЕ ГРП

Компания Schlumberger объявила о выпуске новой системы StimMORE, позволяющей менять течение гидроразрыва пласта для скважин с открытым забоем или в случае цементированного заканчивания. Используемая в сочетании с системой диагностики стимулирования гидроразрыва StimMAP LIVE, которая передает микросейсмические данные во время проведения операции по гидроразрыву пласта, StimMORE позволяет оптимизировать процесс гидроразрыва в режиме реального времени.

Система StimMORE может быть применена для большинства вариантов геометрии скважины. Она идеально подходит для горизонтальных участков ствола скважины, для обсаженных и открытых стволов при максимальной температуре 121 °C (250 °F). Система наилучшим образом может применяться в глинистых формациях. Специальные шламы могут закачиваться в процессе проведения операции, направляя гидроразрыв в зависимости от необходимости и в соответствии с микросейсмическими данными, передаваемыми в режиме реального времени. Шламы в своей основе имеют стандартные жидкости для гидроразрыва пласта и расклинивающие агенты с добавлением специальной патентованной смеси материалов, которая делает возможным изменение течения гидроразрыва.

«Система StimMORE – это часть нашего последовательного перечня услуг по гидроразрыву и заканчиванию. Эти технологии позволяют создать комплексные схемы дренирования коллектора, предоставляющие доступ к запасам, недостижимым без использования инновационных методов», – заявил Дон Конкл (Don Conkle), вице-президент по интенсификации притока и подземному ремонту скважин Schlumberger.

Недавно был проведен повторный ГРП с использованием системы StimMORE на горизонтальной скважине месторождения Барнетт-Шейл, Техас. Первоначальный уровень добычи газа на этом месторождении, составлявший 2 200 тыс. куб. футов в день (62 260 м³/день), сократился до 500 тыс. куб. футов в день (14 150 м³/день). Система StimMORE в сочетании с системой мониторинга гидроразрыва в режиме реального времени StimMAP LIVE сделала возможным эффективное и экономичное «включение» ранее не стимулировавшегося участка скважины, что позволило увеличить расчетные предельные извлекаемые запасы до 0,7 млрд куб. футов в день (19 810 000 м³/день).

Благодаря простоте в использовании, система StimMORE может применяться для изменения процесса гидроразрыва при различной сложности сценариев заканчивания.

multilateral wells, heavy oil production efficiency increased; however, these recovery methods still left most of the reserves in the ground.

With the introduction of the steam-assisted gravity drainage (SAGD) drilling technique, production efficiencies of 60 percent or better are now possible in heavy oil reserves. Originally developed by the Alberta, Canada Department of Energy (formerly AOSTRA), the Sperry Drilling Services SAGD technique utilizes twin horizontal wells, one drilled above the other, and steam injection to enhance the recovery of heavy oil. Steam is injected to the upper well, and the heated heavy oil and condensed steam are produced from the lower well. Reduced oil viscosity, along with improved sweep and displacement efficiency, provides a higher percentage of recovery than other traditional methods.

With 12 years of SAGD experience, Sperry has completed more than 200 SAGD pairs and numerous nonconventional ranging applications utilizing fit-for-purpose ranging technologies.

When relative placement between two or more wells is important, Sperry Drilling Service has the solution: Active Magnetic Ranging System. Sperry delivers the industry's most accurate ranging

technologies that can be applied for:

- Drilling tracked horizontal well pairs for steam-assisted gravity drainage (SAGD)
- Infill drilling and collision avoidance
- Wellbore intersections for well control or pipelines
- Observation well placement
- Coalbed methane degasification wells.

Active Magnetic Ranging Systems allow two or more wellbores to be positioned within extremely tight tolerances, well beyond what is possible with other surveying methods.

PERFORMAX – HIGH-PERFORMANCE WATER-BASED DRILLING FLUID

The introduction of cloud point glycols (AQUA-DRILL®), aluminum complexes (ALPLEX®) and finally sealing polymers (MAX-SHIELD™) by Baker Hughes Drilling Fluids has greatly improved the osmotic effectiveness of water-based drilling fluids. PERFORMAXSM is BHDF's 3rd generation high-performance water-based drilling fluid specifically

ТЕХНОЛОГИЯ ДРЕНИРОВАНИЯ ПРИ ЗАКАЧКЕ ПАРА ПОВЫШАЕТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДОБЫЧИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

Когда операторы сталкиваются с проблемой трудноизвлекаемых запасов, им необходимы решения, которые будут отвечать их сложным производственным требованиям и помогут максимально увеличить продуктивность скважин. Ранее методы добычи тяжелой нефти были в лучшем случае дорогостоящими и неэффективными. После того как в практику вошли горизонтальные, а позже и многоствольные скважины, эффективность добычи тяжелой нефти значительно выросла; однако большинство этих методов добычи все еще не могло обеспечить полное извлечение запасов.

После внедрения технологии дренирования при закачке пара эффективность добычи тяжелой нефти возросла до 60% и более. Технология дренирования при закачке пара Sperry Drilling Services SAGD technique была первоначально разработана Министерством энергетики Канады. Метод

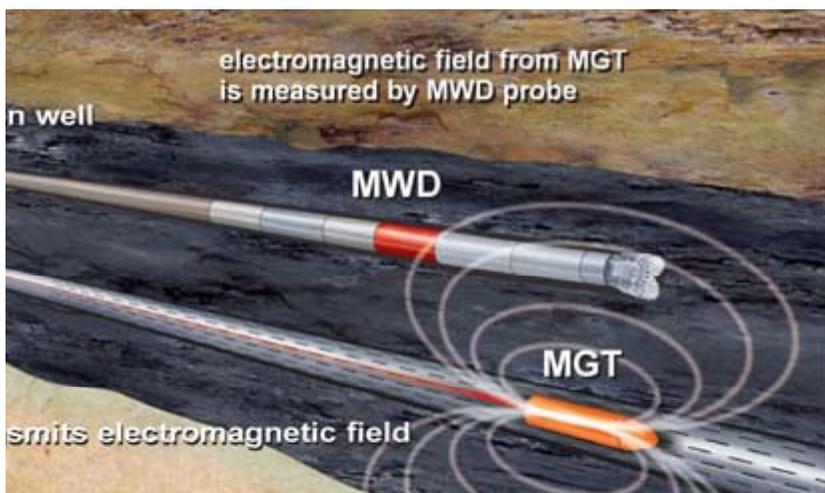
подразумевает использование тонких горизонтальных скважин, одна из которых забуривается поверх другой, и нагнетание пара в пласт для повышения нефтеотдачи. Пар закачивается в верхнюю скважину, а нагретая нефть и конденсированный пар выходят из нижней скважины. Более низкая вязкость

нефти, а также улучшенная эффективность вытеснения гарантируют более высокие процентные показатели нефтеотдачи по сравнению с традиционными методами.

Технология дренирования при закачке пара используется уже более 12 лет. Метод был применен более чем на 200 объектах. Кроме того, технология постоянно совершенствуется и дополняется. Например, Sperry Drilling Services представляет свое инновационное решение Active Magnetic Ranging System (систему активного распределения), которое незаменимо для решения проблемы взаимного расположения скважин. Sperry предлагает одну из самых точных технологий в отрасли, которая, в частности, может применяться для забуривания боковых стволов, для осуществления дренирования при закачке пара.

PERFORMAX – ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

Благодаря использованию эффекта помутнения гликолей при превышении определенной температуры (AQUA-DRILL), комплексов алюминия (ALPLEX) и, наконец, герметизирующих полимеров (MAX-SHIELD) «Бейкер



designed to emulate the drilling performance characteristics of emulsion systems.

Drilling shales can result in a variety of problems from washout to complete hole collapse. Shales make up over 75% of the drilled formation and over 70-90% of the borehole problems are related to shale instability. In the past, oil-based muds (OBM) have been the preferred choice for drilling argillaceous formations. Their application has been justified on the basis of borehole stability, penetration rate, fluid loss, filter cake quality, lubricity, and temperature stability. As environmental regulations have restricted the use of diesel and mineral oil-based muds, synthetic and ester-based biodegradable invert emulsion drilling fluids were introduced in the past decade. Water-based muds (WBM) are attractive alternatives to emulsion systems from both cost and environmental perspectives.

Performance characteristics of the PERFORMAX System include:

- Superior shale stability.
- Suppress clay hydration, swelling & dispersion .
- Minimized bit balling and accretion.
- Low friction factors for torque & drag reduction .
- High rates-of-penetration.
- Application-specific product mix.

Baker Hughes Drilling Fluids is a leader in water-based drilling fluid technology. The drilling industry has been working for some time to improve environmental performance and meet increasingly strict environmental standards by replacing oil and synthetic based emulsion systems with water-base fluid systems.

Baker Hughes Drilling Fluids recently introduced the PERFORMAXSM system, a third generation high-performance water-base drilling fluid whose performance emulates emulsion-based systems. Benefits include enhanced shale inhibition (via reduced pore pressure transmission), reduced clay swelling/hydration, improved cuttings integrity, high ROP, and lower torque and drag. In addition, the system's sealing polymer component has been proven successful in preventing differential sticking and red mud losses in depleted sand. Baker Hughes Drilling Fluids' high performance water-based muds (HPWBM) are designed to emulate the performance attributes of invert-emulsion systems. The need for environmentally-safe and technically equivalent, water-based alternatives to emulsion systems is increasingly becoming an important consideration in the drilling fluid selection process. Baker Hughes Drilling Fluids was the first service company to introduce HPWBM, starting with the AQUA-DRILL System, based on cloud-point glycols, in the early 1990's.

Хьюз Дриллинг Флюидс» удалось существенно повысить осмотическую эффективность буровых растворов на водной основе. PERFORMAXSM, новый буровой раствор 3-го поколения на водной основе, разработанный в «Дриллинг Флюидс», обладает характеристиками, которые ранее были возможны только у растворов на основе эмульсий.

При бурении через сланцевые породы часто приходится сталкиваться с различными проблемами – от размыва до полного обрушения ствола скважины. Сланцы составляют более 75% пород, в которых ведется бурение, и приблизительно 70% всех проблем, связанных со стволом скважины, вызванных нестабильностью сланцев. В прошлом для бурения аргиллитовых пород использовались буровые растворы на нефтяной основе, поскольку они обеспечивали большую устойчивость ствола скважины, более высокую скорость бурения, меньшее поглощение бурового раствора, лучшее качество фильтрационной корки и обладали лучшей смазывающей способностью и большей термостойкостью. В прошлом десятилетии в связи с появлением нового природоохранного законодательства, ограничивающего использование буровых растворов на основе нефти и дизельного топлива, было начато использование растворов на синтетической основе и на основе обратных эмульсий, образованных эфирами, способными к биоразложению. Растворы на водной основе являются привлекательной альтернативой растворам на основе эмульсий как с экономической, так и с экологической точки зрения.

Растворы марки PERFORMAX обладают следующими эксплуатационными характеристиками:

- отличная стабильность сланцев;
- ингибирование гидратации, набухания и диспергирования глин;
- минимизация налипания породы на бурильном инструменте и склонности к образованию сальника на долоте;
- уменьшение сопротивления вращению и продольному перемещению колонны, благодаря малому коэффициенту трения;
- высокая механическая скорость бурения;
- состав раствора подбирается для конкретных условий.

Высокоэффективные буровые растворы «Бейкер Хьюз Дриллинг Флюидс» на водной основе (HPWBM) имеют характеристики, аналогичные характеристикам растворов на основе обратных эмульсий. Потребность в замене эмульсионных буровых растворов экологически безопасными растворами на водной основе, обладающими аналогичными эксплуатационными характеристиками, ощущается все острее и острее, и часто именно она играет решающую роль при выборе бурового раствора. «Бейкер Хьюз» стала первой сервисной компанией, начавшей использование высокоэффективных буровых растворов на водной основе. В начале 90-х гг. XX века она начала применение системы AQUA-DRILL, использующей эффект помутнения гликолей при определенной температуре, для обеспечения стабильности сланцевых пород.

November / Ноябрь

3-6	International Petroleum Exhibition & Conference Международная нефтяная выставка и конференция	Abu Dhabi, UAE Абу-Даби, ОАЭ
4-6	International Conference and Exhibition "Deepwater Operations" Международная выставка и конференция «Глубоководные работы»	Galveston, USA Галвестон, США
4-6	12 th International Exhibition of Oil and Gas Industry "Oil and Gas 2008" 12-я Международная выставка нефтегазовой промышленности «Нефть и газ 2008»	Kiev, Ukraine Киев, Украина
11-14	III Specialized Exhibition "Oil and Gas Service" III специализированная выставка «НефтеГазСервис»	Ufa, Russia Уфа, Россия
12-14	IV International Conference "Oil and Gas of Arctic Shale" IV Международная конференция «Нефть и газ Арктического шельфа»	Murmansk, Russia Мурманск, Россия
18	Conference "Personnel for Oil and Gas Industry" Конференция «Кадры для нефтегазового комплекса»	Moscow, Russia Москва, Россия
18-19	14th SPE / ICoTA European Well Intervention Round Table "The Future of the North Sea" 14-й Европейский круглый стол по внутрискважинным работам SPE / ICoTA «Будущее Северного моря»	Aberdeen, UK Абердин, Великобритания
18-20	Seminar "Drilling and Completion in Carbonate Formation" Семинар «Проблемы бурения и заканчивания скважин в карбонатных коллекторах»	Doha, Qatar Доха, Катар
19-22	First International Forum "Oil and Gas Service and Equipment" Первый Международный форум «Нефтегазовый сервис и оборудование»	Tyumen, Russia Тюмень, Россия
25-26	International Conference Международная конференция «НЕФТЕГАЗ-ИНТЕХЭКО-2008»	Moscow, Russia Москва, Россия
26-28	7th dedicated exhibition within the frames of the "Ural Week of Chemical Technologies" 7-я Специализированная выставка в рамках «Уральской недели химических технологий»	Yekaterinburg, Russia Екатеринбург, Россия

December / Декабрь

4	Round Table "Promotion of Oil and Gas Equipment and Services" Круглый стол «Продвижение нефтегазового оборудования и услуг»	Moscow, Russia Москва, Россия
8-10	Russian oil and gas congress Российский нефтегазовый конгресс	Moscow, Russia Москва, Россия

14th SPE ICoTA European Well Intervention Round Table

*Well intervention: the
future of the North Sea*

The SPE ICoTA European Well Intervention Round Table will take place in Aberdeen on 17-19 November.

The SPE ICoTA European Well Intervention Round Table is Europe's principal forum for exchange and discussion of the latest developments in completion and intervention techniques and coiled tubing technology.

New for this year is a pre-conference workshop focusing on the technology of subsea intervention.

The conference is accompanied by an **exhibition** of the very latest well intervention equipment and services.

This occasion offers excellent **networking opportunities** for those engaged in the well intervention sector of the oil and gas industry.

The Round Table is the most important European event for those wanting to keep up-to-date with well intervention technologies and practices.

http://www.icota.com/europe/EU_CTRT.htm

6/1, Bolshoi Trjohgornii Lane, b. 1, office 6, Moscow 123022, Russia
Phon: +7 4992555863. Fax: +7 499 252 1967. Representative Office in Minsk: tel.: +375 17 204 8599, tel./fax: +375 17 203 8554.
E-mail: editor – cttimes@cttimes.org, marketing and advertising – ig@cttimes.org, subscription – magazine@crkt.ru

Coiled Tubing Times

is the only specialized International Journal devoted to Coiled Tubing and Well Intervention Equipment and Technologies in Russia, USA, Europe and Central Asia.

Cost of annual print version of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00. E-subscription is available! Cost of annual e-version of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00.

Special offer! Annual print subscription + e-subscription is \$160,00.

SUBSCRIPTION COUPON

Please, fill in Coupon and send it by fax: +7 495 540 6856

Yes, I would like to subscribe to International Coiled Tubing Times Journal for the 2009

for print version

for e-version

I would like to subscribe as

Send the Invoice Subscription

Legal Entity

Natural Person

by fax

by e-mail

First, Last name	
Position	
Company name	
Address	
City	
Region	
Country	
Zip Code	
Telephone number	
Fax number	
E-mail address	

You can subscribe to "Coiled Tubing Times" Journal, and get acquainted with annotations of articles at the internet site www.cttimes.org

Dear Reader,

Every time working on the issue we are doing our best to place in the Journal the information useful for you and choose the material to meet your professional interests most. Please, specify what material you would like to find in "Coiled Tubing Times" Journal

Signature

123022 г. Москва, Большой Трехгорный пер., д.6, строение 1, офис 6,
 тел.: +7 499 255 5863, тел./факс: +7 499 252 1967.
 Представительство в Минске: тел.: +375 17 204 8599, тел./факс: +375 17 203 8554;
 E-mail: редактор – cttimes@cttimes.org, маркетинг и реклама – ig@cttimes.org,
 подписка – magazine@crkt.ru

«Время колтюбинга» –
 единственный специализированный международный журнал,
 посвященный колтюбингу и внутрискважинным работам
 в России, США, Европе и Центральной Азии. Стоимость подписки
 на печатную версию журнала на 2009 год – 2500 рублей.
 Доступна также электронная версия журнала.

Стоимость подписки на электронную версию журнала
 на 2009 год – 2500 рублей.

**Специальное предложение! Годовая подписка на печатную
 и электронную версии – 4000 рублей.**

ПОДПИСНОЙ КУПОН

Заполните, пожалуйста, купон и отправьте его по факсу: +7 495 540 6856

Да, я желаю оформить подписку на 2009 год

на печатную версию на электронную версию

Я желаю подписаться как Пришлите счет на подписку

юридическое физическое по факсу по электронной
 лицо лицо почте

Ф.И.О.	
Должность	
Компания	
Адрес	
Город	
Край / область	
Страна	
Индекс	
Телефон	
Факс	
Эл. почта	

Вы можете оформить подписку на журнал «Время колтюбинга»,
 а также ознакомиться с аннотациями статей на сайте www.cttimes.org

Уважаемый читатель!

Каждый раз, работая над выпуском, мы стараемся
 включить в него полезную Вам информацию, стремимся
 максимально приблизить наполнение журнала к сфере Ваших
 профессиональных интересов.

Напишите, пожалуйста, какие материалы Вам было
 бы интересно прочесть на страницах журнала
 «Время колтюбинга».

Подпись



14-й Ежегодный европейский круглый стол по внутрискважин- ным работам SPE/ICoTA

*Внутрискважинные
 работы: будущее
 Северного моря.*

14-й Ежегодный
 европейский круглый стол
 по внутрискважинным
 работам SPE/ICoTA состоится
 17-19 ноября 2007 года в
 Абердине (Великобритания).

Европейский круглый
 стол по внутрискважинным
 работам SPE/ICoTA – это
 главный форум Европы для
 обмена опытом и обсуждения
 последних разработок в области
 технологий заканчивания,
 внутрискважинных работ
 и колтюбинга.

Особенностью этого года
 является проведение перед
 конференцией мастерской,
 освещающей вопросы
 технологий морского бурения.
 Работа конференции будет
 сопровождаться выставкой
 новейшего бурильного
 оборудования и услуг.

Мероприятие открывает
 прекрасные возможности для
 налаживания сотрудничества
 всем, кто работает в секторе
 внутрискважинных работ
 нефтегазовой отрасли.

Круглый стол – важнейшее
 европейское событие для всех
 тех, кто хочет быть в курсе
 новейших технологий и практик
 внутрискважинных работ.

http://www.icota.com/europe/EU_CTRT.htm