

Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

www.cttimes.org

издается с 2002 года / has been published since 2002

90-91, Июнь/June 2025

ОТЧЕТ О 25-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-
ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

РРІ: НА РЫНКЕ КОЛТЮБИНГА ГРЯДУТ ПЕРЕМЕНЫ

СТАНИСЛАВ ЗАГРАНИЧНЫЙ: «НУЖНА РАДИКАЛЬНАЯ
ПЕРЕСТРОЙКА КОНЦЕПЦИИ КОЛТЮБИНГА»

КРЕПЛЕНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ
СОСТАВОМ НА ОСНОВЕ КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКОГО
ПОЛИМЕРА
ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ

ГРП СО СТРОБИРОВАНИЕМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГНКТ
(МУЛЬТИВЕКТОРНЫЙ ГРП)

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ДВИГАТЕЛЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ
НА ГНКТ



На правах рекламы





**УСТАНОВКИ
КОЛТЮБИНГОВЫЕ**



**УСТАНОВКИ
НАСОСНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
АЗОТНЫЕ
КРИОГЕННЫЕ**

**30
ЛЕТ**

30 лет опыта
проектирования
и производства



автоматизированное
управление



комплексные
решения



подтвержденное
качество

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

**The 26th International Scientific and Practical Coiled Tubing,
Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference**

Тематика:

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

Conference topics:

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

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

E-mail: cttimes@cttimes.org
Тел. +7 (495) 481-34-97 (101)
www.cttimes.org



ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Е.Б. Лапотентова, заместитель председателя Совета Группы ФИД

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

К.Н. Алегин, главный геолог, ООО «ВETERAN»;
Р.М. Ахметшин, эксперт по ГНКТ;
К.В. Бурдин, заместитель генерального директора по внутрискважинным операциям ООО «ФракДжет-Волга»;
Г.А. Булыка, главный редактор журнала;
Д.В. Воробьев, заместитель генерального директора по производству РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;
Т. Грин, старший сопредседатель Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), специалист по нефтегазовому делу;
С.А. Заграничный, генеральный директор ТОО "Temir Energy Central Asia";
Р. Кларк, почетный редактор журнала;
А.Н. Коротченко, директор ООО «ИнТех»;
А.М. Овсянкин, первый заместитель генерального директора ООО «Пакер Сервис»;
М.А. Силин, д.х.н., профессор, заведующий кафедрой «Технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина;
С.М. Симаков, эксперт Центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин блока экспертизы и функционального развития группы компаний ПАО «Газпром нефть»;
В.А. Сираздинов, заместитель начальника цеха ГРП (по технологии) ООО «КРС-Сервис» группы компаний ПАО «Татнефть»;
А.Я. Третьяк, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» ЮРГТУ (НПИ);
А.В. Трифонов, главный инженер проекта «Ямбург», ООО «Газпромнефть-Заполярье»;
Е.Н. Штахов, к.т.н., зам. генерального директора ООО «НПП «РосТЭКтехнологии».

Научные консультанты – **Л.А. Магадова**, д.т.н., зам. директора Института промысловой химии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина; **Х.Б. Луфт**, старший технический советник компании Trican Well Service; **К. Ньюман**, учредитель Athena Engineering Services.

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время колтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

редакцией журнала «Время колтюбинга. Время ГРП». Журналу предоставлено эксклюзивное право представлять материалы российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия)

АДРЕС РЕДАКЦИИ

Российская Федерация, 109012,
 г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Тверской,
 улица Никольская, дом 10, помещение 2/4, офис 414 А.
 Тел./факс: +7 495 481-34-97 доб. 101
 www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
 Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.
 Журнал зарегистрирован Федеральным агентством
 по печати и массовым коммуникациям РФ.
 Регистрационный номер ПИ № ФС 77-55830 от 30.10.2013.

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

A. Lapatsentava, Deputy Chairman of the Board of the FID Group

EDITORIAL BOARD

K. Alegin, Chief Geologist, VETERAN LLC;
R. Akhmetshin, Coiled Tubing Expert;
H. Bulyka, Editor-in-Chief;
K. Burdin, Deputy Director General for Well Interventions, FracJet-Volga LLC;
R. Clarke, Honorary Editor;
T. Green, Petroleum Engineering Specialist, ICoTA International Sr. Chair;
A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;
A. Ovsiankin, Deputy General Director, Packer Service LLC;
M. Silin, Doctor of Chemistry, Professor, Head of the Department of Chemical Technologies for the Oil and Gas Industry, National University of Oil and Gas "Gubkin University";
S. Simakov, Expert of the Competence Center for Well Construction and Repair Technologies of the Expertise and Functional Development Unit of the Gazprom Neft PJSC Group of Companies;
V. Sirazdinov, Deputy Head of the Hydraulic Fracturing Workshop (for technology) of KRS-Service LLC, Group of Companies of PJSC Tatneft;
E. Shtakhov, Doctor of Engineering, Deputy Director General, "RosTEKtehnologii";
A. Tretiak, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of Oil and Gas Equipment and Technologies Department, SRSTU (NPI);
A. Trifonov, Chief Engineer of the Yamburg project, Gazpromneft-Zapolyarye LLC;
D. Vorobiev, Deputy Chief Operations Director at RUP Production Association Belarusneft;
S. Zagranichny, Director General, Temir Energy Central Asia LP.

Scientific consultants – **L. Magadova**, Doctor of Engineering, Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, National University of Oil and Gas "Gubkin University"; **H.B. Luft**, Professor, Senior Technical Advisor of Trican Well Service; **K. Newman**, Founder of Athena Engineering Services.

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

by Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal.
 The Journal has an exclusive right to present materials of the Russian Chapter of ICoTA-Russia

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

Russian Federation, 109012,
 Moscow, inner-city territory of the city municipal district Tverskoy,
 Nikolskaya street, building 10, room 2/4, office 414 A.
 Phone/Fax: +7 495 481-34-97 (ext. 101)
 www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
 Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.
 The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.
 Registration number ПИ № ФС 77-55830 dated 30.10.2013.

Дорогие друзья!

Юбилейный, девяностый номер журнала открывается отчетом о 25-й, тоже юбилейной, Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которая состоялась в Москве в марте 2025 года.

Конференция в очередной раз очертила основные тенденции развития отечественного высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

Было констатировано, что российский рынок сервисных услуг достиг колоссального размера, в 2024 году побил все рекорды и составил 2,3 триллиона долларов. Несмотря на ряд негативных факторов, влияющих на развитие сервисных компаний, рост колтюбинга также произошел. В ведущих компаниях реализованы и/или находятся в стадии подготовки следующие технологии: бурение с ГНКТ, кислотоструйное туннелирование, концентрическая ГТ, сталеполимерная ГТ, композитная ГТ, применение оборудования с H_2S . Задачи, стоящие сегодня перед ГНКТ, очень непросты. Один из вызовов – рост грузоподъемности инжекторов.

В ответ на вызовы рынка производителями оборудования, в частности Группой ФИД, предлагаются четыре серии колтюбинговых установок, которые условно можно расклассифицировать по тяговому усилию применяемого инжектора и емкости узла намотки ГНКТ, – соответственно, по возрастанию. Анализ импортонезависимости изготовления колтюбинговой установки от Группы ФИД свидетельствует, что доля импортной составляющей применительно к стоимости установки не превышает 11–15%. Проект 2025 года – колтюбинговое оборудование с портальной мачтой.

Группа ФИД производит оборудование для ГРП уже два десятка лет. За этот период изготовлено более 500 единиц техники. Налажено серийное производство всего спектра установок. Создана система управления Visual



Frac собственной разработки. Накоплен опыт производства стандартного оборудования для ГРП, насосных установок с мощностью 2250–2500 л. с. Создана импортонезависимая установка насосная для ГРП с мощностью 2500 л. с.

В своем интервью, на которое я предлагаю вам обратить пристальное внимание, член редакционного совета нашего журнала, генеральный директор ТОО «Темир Энерджи

Централ Эйжа» (Казахстан) Станислав Заграничный утверждает, что нужна радикальная перестройка концепции колтюбинга. К примеру, те ниши, которые потенциально могли бы быть задействованы под колтюбинговое бурение и где раньше обычное бурение могло привести только к ухудшению фильтрационных свойств пластов, сегодня оказались заняты новыми технологиями традиционного бурения, которые прошли определенную эволюцию и стали более востребованными. От самого колтюбинга, безусловно, никуда не деться. А вот в том, что касается технологий, нужны новые идеи. Одним из перспективных сегментов эксперт считает снаббинг – это, по сути, некая комбинация колтюбинга, но с трубой – с НКТ.

Интересен также прогноз С. Заграничного относительно перспектив ГРП. Следующим этапом развития станет разработка технологии, которая будет создавать давление непосредственно в пласте, куда закачивается жидкость, реагирующая при пластовых условиях и создающая достаточное для разрыва пласта давление.

Руководитель аналитической группы RPI Вадим Кравец не сомневается в том, что на рынке колтюбинга грядут перемены. Наложённые санкции потенциально могут привести к окончательному уходу с российского рынка колтюбинга компаний из недружественных стран и перераспределить рыночные доли в

пользу отечественных игроков.

Лидирующее положение сегодня занял сегмент операций при ГРП и МГРП – 36,8%, затем идет обработка призабойной зоны пласта скважины и вызов притока (без учета ГРП) – 27,3% и прочие виды КРС – 19,2% (в структуре прочих операций превалирует проведение очистки ствола и забоя скважины от парафиногидратных отложений, солей, песчаных и гидратных пробок с долей в 82% данного сегмента). Наибольшие перспективы развития рынок колтюбинга имеет в тех сегментах нефтесервиса, где прогнозируется устойчивый рост числа операций: ГРП и МГРП, а также КРС. В среднесрочной перспективе произойдут значительные изменения структуры рынка колтюбинга. Ожидается рост high-cost-сегмента. В связи с появлением российского производства гибких насосно-компрессорных труб прогнозируется сдерживание стоимости операций, в первую очередь КРС с ГНКТ, что позволит сделать колтюбинг при КРС более конкурентоспособным в сравнении с традиционными операциями КРС. Выводы В. Кравца полностью коррелируют с мнениями других наших экспертов.

В рамках 25-й Международной научно-практической конференции состоялось

награждение первых лауреатов специальной награды «За значительный вклад в развитие высокотехнологичного нефтегазового сервиса», учрежденной российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ISoTA-Россия) и редакцией научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП». Лауреатами 2025 года стали: ООО «ФракДжет-Волга», РУП «ПО «Белоруснефть», ООО «Газпромнефть-НТЦ», ООО «ТаграС-РемСервис», ООО «Пакер Сервис», Группа ФИД, кафедра технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Мои искренние поздравления лауреатам!

Надеюсь, что представление технических и технологических инноваций, как и награждение новых героев нефтесервиса, продолжится на 26-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».



Елена Лапотентова, председатель редакционного совета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»



ПЕРСПЕКТИВЫ

- 6** Технического предела для нас нет!
25-я Международная научно-практическая конференция
«Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

- 38** Вадим Кравец
На рынке колтюбинга грядут перемены

- 44** Нужна радикальная перестройка концепции колтюбинга
(Беседа со **Станиславом Заграничным**, генеральным директором ТОО «Темир Энерджи Централ Эйжа»)

ТЕХНОЛОГИИ

- 50** В.Ю. Никулин, А.Р. Шаймарданов, Т.Э. Нигматуллин, Р.Р. Мукминов, К.В. Литвиненко, С.В. Бондарев, С.А. Сумзин
Крепление призабойной зоны газовой скважины составом на основе кремнийорганического полимера для ограничения пескопроявлений

- 56** В.В. Кондратьев, А.В. Косович
ГРП со стробированием с применением ГНКТ (мультивекторный ГРП)

- 60** М.Я. Гельфгат, А.В. Вахрушев, О.М. Перельман, А.С. Фадейкин
Анализ возможностей применения электрического двигателя для бурения на ГНКТ

ЭКОНОМИКА И ТЕХНОЛОГИИ

- 66** В.А. Цыганков, В. Бурыкина, В.В. Василевич
Инновационные технологии гидроразрыва: путь к эффективной добыче нефти баженовской свиты

ПРАКТИКА

- 76** В некоторых случаях применение ГНКТ – это единственно возможное решение
(Беседа **А.С. Чурсиным**, директором по направлению ГНКТ ООО «ВETERАН»)

НЕФТЕПРО-МЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

- 78** Материалы XI Международной (XIX Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия»

- 78** Особенности проведения исследований тампонажных составов для крепления горизонтальных скважин с МГРП

- 80** Синергетический эффект в смешанных водных растворах оксида амина и сульфанола

- 81** Применение хелатирующих агентов в составе композиций для кислотной обработки

НОВОСТИ

- 84** Разработана платформа для контроля полного цикла строительства скважин

Технического предела для нас нет!

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

Юбилейная конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» состоялась 12-13 ноября 2025 года в Москве в гостинице «Новотель Москва Сити».

Организаторами мероприятия традиционно выступили российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ИСОТА-Россия) и редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».

Генеральным спонсором мероприятия являлась Группа ФИД. Спонсорскую поддержку оказали также ООО «ЭСТМ» и ООО «Пакер Сервис».

Партнером конференции стал центр мирового уровня РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

В качестве генерального информационного партнера выступил научно-практический журнал «Время колтюбинга. Время ГРП».

Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – старейший в России форум, главное событие в календаре российского отделения ИСОТА. Мероприятие ежегодно собирает свою целевую аудиторию – представителей нефтегазосервисных, нефтегазодобывающих, производящих оборудование и материалы для высокотехнологичного нефтегазового сервиса компаний.

Проблематика конференции неизменно фокусируется на таких темах, как:

- Колтюбинговые технологии.
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГПП плюс ГРП, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП, большеобъемные ГРП, КГРП плюс ГРП и др.).
- Кислотные обработки (в т. ч. матричные БСКО).
- Радиальное вскрытие пластов.
- Современные методы геофизического исследования скважин, в т. ч. горизонтальных; доставка геофизических приборов с помощью колтюбинга и внутрискважинных тракторов.
- Внутрискважинный инструмент для высокотехнологичных работ.
- Зарезка боковых стволов.
- Гидромониторное бурение.

- Инструментальный сервис (ловильные операции, фрезерование, установка отсекающих пакеров и др.).
- Новые методы повышения нефтеотдачи пластов.
- Ремонтно-изоляционные работы.
- Промысловая химия для высокотехнологичного нефтегазового сервиса (реагенты и материалы для ГРП, композиции для ПНП, составы для РИР и др.).

В 25-й встрече приняли участие 105 делегатов

из различных регионов Российской Федерации, а также из Китайской Народной Республики, Республики Казахстан и Республики Беларусь.

Слушатели конференции представляли следующие структуры: Группа ФИД, ООО «Газпромнефть-НТЦ», ООО «Газпромнефть-Заполярье», РУП «ПО «Белоруснефть», ООО «Пакер Сервис», ООО «ВэллТех», ПАО «Татнефть», ООО «ЛениногорскРемСервис», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», ООО «ЛУКОЙЛ-

Нижневожскнефть», ООО «Технологическая компания Шлюмберже», ООО «ФракДжет-Волга», ООО «ВЕТЕРАН», ООО «Койл-Сервис»,

ООО «Везерфорд», ООО «ГИС Нефтесервис», СЗАО «ФИДМАШ», ООО «ЭСТМ», ООО «ШИНДА ТЮБИНГ СОЛЮШНС», ООО «СТАР ТЮБИНГ», АО «Башнефтегеофизика», АО «Башвзрывтехнологии», Группа компаний ДРГ, ООО «КАТКонефть», ООО «КОМГАЗ», ОАО МЗКТ, ООО «Марлин Ойл Тулз», ООО «Ортисервис», ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат», ООО «Перфобур», ООО «РН-ЦЭПиТР», ООО «РН-БашНИПИНефть»,

ТОО «Темир Энерджи Централ Эйжа», ООО «УРАЛХИМТЕКС», ООО «Технологии ОФС», ООО «Фалкон Пауэр», ООО «Центр Новых Технологий», Торгово-промышленная палата РФ, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.



Константин Бурдин



Павел Лактионов

Конференцию открыл председатель российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ИСОТА-Россия), заместитель генерального директора по внутрискважинным операциям ООО «ФракДжет-Волга», к. т. н.

Константин Бурдин:

«В прошлом году нам не удалось собраться, но зато теперь у нас годы выравнились с количеством конференций. Рад вас всех приветствовать. У нас очень плотная программа, чему мы все очень рады. За прошедший год произошло много событий, появились серьезные вызовы, с которыми столкнулись и добывающие компании, и сервисные. О них я подробно расскажу в своем докладе. Отдельное спасибо группе ФИД – генеральному спонсору конференции».

Павел Лактионов, заместитель директора – начальник Управления по работе с потребителями Группы ФИД, в своем приветственном слове отметил: «Группа ФИД гордится тем, что имеет отношение к этому проекту, потому что лучшее, что есть в нефтегазовом сервисе, – это люди. И мы, как генеральный спонсор конференции, помогаем профессиональному комьюнити общаться. В результате рождаются большие технологические достижения».

С приветственным словом к участникам конференции обратились также **Семен Боронин**, директор по развитию бизнеса ООО «Пакер Сервис», **Алексей Байрамов**, директор по развитию и продажам ООО «ЭСТМ», **Люция Давлетшина**, профессор, д. т. н., в. н. с. научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

Весьма насыщенная программа двухдневной конференции включала 36 докладов.



Семен Боронин



Алексей Байрамов



Люция Давлетшина

О колтюбинговых технологиях и оборудовании

Современные тренды в технологиях

ГНКТ представил присутствующим **Константин Бурдин**, к. т. н., заместитель генерального директора по внутрискважинным операциям ООО «ФракДжет-Волга», председатель российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам ИСОТА-Россия. Доклад был посвящен ситуации на мировом рынке ГНКТ и ее отражению на рынке России.

В настоящее время самую большую долю мирового рынка занимает Ближний Восток, где задействовано уже более 350 колтюбинговых установок. Рынок ГНКТ продолжает быть зависим от цены на нефть, поскольку при ее снижении компании

резко редуцируют затраты на ремонт скважин. Американский и канадский рынки уступают ближневосточному. На российском (вместе со странами СНГ) рынке имеется 275 установок, но, по подсчетам ИСОТА-Россия, из них действует порядка 180 единиц. При этом в работе на начало 2025 года было 168 установок. Это связано с тем, что происходит переконтрактование флотов и в текущем году

основной мейджер, компания «Роснефть», меняет свои подходы. Поэтому часть установок сервисных компаний не работает.

Однако, по мнению ведущих аналитиков, российский рынок сервисных услуг достиг колоссального размера, в 2024 году побил все рекорды и составил 2,3 триллиона долларов. Несмотря на ряд негативных факторов, влияющих на развитие сервисных компаний, рост колтюбинга тоже произошел. В 2024 году в Россию было ввезено 12 новых флотов ГНКТ.

Лидерами по применению ГНКТ являются, во-первых, собственные внутренние сервисы добывающих компаний («Сургутнефтегаз», «Газпром» и др.). Открытый рынок возглавляет компания «ФракДжет-Волга», у которой 21 флот ГНКТ. Помимо компании «ФракДжет-Волга» есть еще несколько компаний,

Российский рынок сервисных услуг достиг колоссального размера, в 2024 году побил все рекорды. Несмотря на ряд негативных факторов, рост колтюбинга тоже произошел.

набирающих все большее количество установок («ГИС Нефтесервис», «Пакер Сервис», «ВЕТЕРАН»), но при этом около 30% некрупных компаний, для которых ГНКТ не является профильным бизнесом, постепенно от этого бизнеса уходят.

К. Бурдин рассказал о применении колтюбинга, отметив, что в России ГНКТ традиционно идет следом за ГРП. С ростом сегмента многостадийного ГРП работы ГНКТ свелись практически к промывкам после МГРП, фрезерованию шаров там, где это еще необходимо, кислотным стимуляциям и освоению скважин. С развитием Ямала и Восточной Сибири выросла доля геофизических исследований, а также появился ранее несвойственный вид работ – активация портов МГРП. Все остальные виды работ с ГНКТ тоже производятся, но количество их операций минимально.

Задачи, стоящие сегодня перед ГНКТ, очень непросты. Один из вызовов – грузоподъемность инжекторов.

В докладе был представлен SWOT-анализ рынка ГНКТ, охарактеризованы текущие факторы и последствия их влияния. Выделены четыре основных направления трансформации моделей бизнеса:

- интеллектуальное лидерство: акцент на высокорентабельных сегментах с низкой капиталоемкостью на основе материальных активов;
- технологическое лидерство: разработка и производство высокотехнологичного оборудования и управление пулом производственных мощностей;
- лидерство по издержкам: максимальное снижение себестоимости услуг за счет облегчения активов, оптимизации производства и других инструментов;
- диверсификация в другие отрасли на основе компетенций, приобретенных в нефтесервисной области.

Во второй части доклада К. Бурдина была дана краткая характеристика компании «ФракДжет-Волга», ее структуры, географии и направлений деятельности. Отдельно был представлен сервис ГНКТ компании 20 (+2) флотов, грузоподъемность инжекторов – до 63 т, уникальный опыт работы с трубами диаметром 31,78 мм, 60,3 мм, 66,7 мм, 73 мм. «ФракДжет-Волга» входит в тройку крупнейших колтюбинговых компаний СНГ, неоднократно (в 2014-м, 2018-м, 2020-м и 2022 годах) признавалась лучшей по сервису ГНКТ в России (рейтинг по версии ТЭК).

Задачи, стоящие сегодня перед ГНКТ, очень непросты. Один из вызовов – грузоподъемность

С ростом сегмента многостадийного ГРП работы ГНКТ свелись практически к промывкам после МГРП, фрезерованию шаров там, где это еще необходимо, кислотным стимуляциям и освоению скважин.

инжекторов. Специалисты компании «ФракДжет-Волга» совместно с одним из заказчиков приняли долгосрочную программу и создали инжектор грузоподъемностью 63 т. В настоящее время в процессе изготовления находится узел намотки, который будет вмещать 6800 м ГНКТ диаметром 60,3 мм.

В заключительной части доклада были представлены реализованные «ФракДжет-Волга» проекты ГНКТ: кислотоструйное бурение, эжекционная очистка скважин с АНПД, внутрискважинный толкатель, концентрические лифтовые колонны, бурение на ГНКТ, система обработки многоствольных скважин, внутрискважинное оборудование для ГНКТ.

Инженерно-технический центр, центральная

инженерно-техническая служба, учебный центр и IT-блок позволяют компании «ФракДжет-Волга» занимать лидерские позиции в российском нефтесервисе.

О колтюбинге в группе компаний ПАО «Газпром нефть» рассказал **Сергей Симаков**, эксперт Центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин блока экспертизы и функционального развития, ООО «Газпромнефть НТЦ». В начале своего выступления он отметил, что «эта конференция – не просто присутствие здесь и подача

докладов. Это уже некое сообщество, возможность встретиться и пообщаться. И очень радостно каждый раз видеть знакомые лица».

С. Симаков поделился информацией о том, как развиваются колтюбинговые технологии в «Газпром нефти». Доклад состоял из двух частей. В первой были представлены общие данные, вторая содержала дополнительную информацию. Была представлена география деятельности компании, во всех активах которой задействовано 25/19 флотов ГНКТ, совершающих порядка 700 операций в год. Реализованы и/или находятся в стадии подготовки следующие технологии: бурение с ГНКТ, кислотоструйное туннелирование, концентрическая ГТ, сталеполимерная ГТ, композитная ГТ, применение оборудования с H_2S .

Докладчик отдельно остановился на работах на



Реализованы и/или находятся в стадии подготовки следующие технологии: бурение с ГНКТ, кислотоструйное туннелирование, концентрическая ГТ, сталеполимерная ГТ, композитная ГТ, применение оборудования с H_2S .

скважинах с содержанием сероводорода. В частности, для оценки стойкости металла труб к сульфидно-коррозионному растрескиванию под напряжением (СКРН) образец подвергается лабораторному контролю путем испытаний методами, создающими условия возникновения трещин за относительно короткий период (720 часов) воздействия сероводородсодержащей среды и определенного уровня нагрузки.

Было рассказано, как осуществляется охват и контроль в дочерних обществах «Газпром нефти». Представлены процессы, которые на сегодняшний день реализуются в потенциале. Отмечено, что новые технологии сегодня – это не просто новые технологии. Все начинается с экономического обоснования: насколько внедрение будет эффективно и сможет ли оно вписаться в бизнес-кейс того или иного заказчика.

Сектор ГНКТ в «Газпром нефти» будет развиваться в направлении использования оборудования с тяговым усилием инжектора порядка 63 т, что вызвано требованиями работы с повышенными весами ГНКТ большого диаметра.

Содокладчиком С. Симакова выступил **Артем Кучеров**, руководитель по инженерной поддержке ГНКТ ООО «Газпромнефть-Заполярье». Его выступление носило название «Исследования, эксплуатация и подбор ГНКТ в «Газпромнефть-Заполярье». Было рассказано о причинах разрушения ГНКТ диаметром 44,45 мм группы прочности СТ90 с толщиной стенки 3,96 мм. Максимальная наработка составила 40%, средняя – 16%. Всего проведено 28 спуско-подъемных операций (СПО). Был сделан вывод, что очагом разрушения является коррозионно-усталостное повреждение линии сплавления поперечного шва, начало зарождения очага – «надрез», образовавшийся по причине нарушения технологии отпуска металла при термообработке.

Во втором случае была исследована труба диаметром 38,1 мм группы прочности СТ80

с толщиной стенки 3,96 мм. Максимальная наработка составила 35%, средняя – 19%. Всего проведены 34 СПО. Разрушение структур произошло в результате образования аномальных микроструктур в зоне спиралевидного шва на внутренней поверхности по причине недостаточной выдержки при термообработке.

При работах на газовых скважинах с АВПД столкнулись с аномально высокими коэффициентами трения при подъеме трубы из скважины. Это вызвало необходимость подбора, разработки и производства уникальной гибкой трубы. Основной целью при моделировании ее дизайна ставилось соблюдение оптимального баланса между достижением планового забоя и допустимыми нагрузками при подъеме с запасом не менее 20%. В результате подбора был

При работах на газовых скважинах с АВПД столкнулись с аномально высокими коэффициентами трения при подъеме трубы из скважины. Это вызвало необходимость подбора, разработки и производства уникальной гибкой трубы.

создан дизайн трубы диаметром 50,8 мм группы прочности СТ100, темпированного исполнения с семью участками с толщиной стенки от 3,4 до 5,7 мм. Длина трубы составила 6500 м.

Начальник отдела оборудования ГНКТ Группы ФИД **Владимир Полтаран** представил участникам конференции доклад «**Колтюбинговое оборудование. Опыт и актуальные предложения Группы ФИД**». Заказчикам предлагаются четыре серии колтюбинговых установок, которые условно можно расклассифицировать по тяговому усилию применяемого инжектора (120, 266, 360, 450 кН) и емкости узла намотки ГНКТ, – соответственно, по возрастанию. Все предложения строятся на полноприводных шасси, доступных на рынке. В линейке имеются все возможные механизмы подачи трубы. В ближайших планах – инжектор с тяговым усилием 630 кН (63 т), в котором применена тяговая цепь повышенной прочности с коэффициентом запаса прочности при растяжении не менее пяти. Предназначен для работы с ГНКТ диаметром 88,9 мм.

Была охарактеризована установка колтюбинговая УНТ3-27 на шасси МЗКТ 10х10 с инжектором с тяговым усилием 27 т и увеличенной емкостью узла намотки. Также была представлена установка колтюбинговая УНТ3 на шасси МЗКТ 10х10 с инжектором с тяговым усилием 36 т и емкостью узла намотки до 5500 м для ГНКТ диаметром 44,45 мм; установка колтюбинговая УНТ3-45 (УНТ4) на шасси МЗКТ 10х10 с инжектором с тяговым усилием 36–45 т и



Артём Кучеров

узелом намотки емкостью до 5500 м для ГНКТ диаметром 50,8 мм. УНТ4 – самая тяжелая установка в линейке Группы ФИД.

Изучив современные вызовы, стоящие перед ГНКТ (длина и вес ГНКТ, вместимость узла намотки, грузоподъемность инжектора, прочностные характеристики трубы, обеспечение нагрузки на забой, повышение сложности работ, обеспечение безопасности), специалисты Группы ФИД предложили следующие решения:

- колтюбинговое оборудование в стандартном исполнении на новом шасси повышенной грузоподъемности;
- колтюбинговое оборудование модульного типа: колтюбинговая установка на серийном шасси в дорожном габарите (без узла намотки) и узлы намотки с различными типоразмерами ГНКТ на полуприцепах;
- инжектор с тяговым усилием 63 т;
- основание устьевое сборное (УСО) для монтажа инжекторов с тяговым усилием до 63 т с переменной монтажной рамой.

В. Полтаран подробно рассказал о колтюбинговом оборудовании в модульном исполнении, в частности, об установке колтюбинговой УНТ5 и полуприцепе специальном УНМ1 собственной разработки КБ Группы ФИД. Перспективная разработка – специальный полуприцеп с узлом намотки для ГНКТ диаметром 60,3 мм, способный перевозить до 62 т груза.

Также заказчикам доступны две вариации колтюбинговых установок в блочном исполнении: блоки, располагаемые на одном шасси, и блоки, доставляемые стандартными тралями, морскими судами и вертолетами. Типовой состав колтюбинговой установки в блочном исполнении таков: контрольно-силовой блок либо блок управления и силовой блок; транспортный блок; узел намотки ГНКТ.

Стартовал проект создания колтюбинговой установки в блочном исполнении для Зоны 2 в соответствии с Российским морским регистром судоходства. В. Полтаран рассказал о реализации этого проекта.

Следующая часть доклада была посвящена вспомогательному оборудованию ГНКТ. Доступна к заказу электрическая гидростанция для привода узлов намотки и устройств намотки ГНКТ (насосная гидростанция 380 В). Перспективная разработка – автономная насосная станция на гидромоторном топливе. Группой ФИД применены конструктивные решения для каждой производимой установки по

Проект 2025 года – колтюбинговое оборудование с порталной мачтой.



Владимир Полтаран

подключению насосной станции в качестве аварийного источника гидравлической жидкости для проведения аварийных работ в случае отказа двигателя шасси.

Было также рассмотрено противовыбросовое оборудование, установка перемотки ГНКТ, устьевое сборное основание.

Проект 2025 года – колтюбинговое оборудование с порталной мачтой. Комплекс состоит из трех транспортных баз: установки колтюбинговой, специального полуприцепа с мачтой и узлом намотки ГНКТ (таких полуприцепов может быть несколько). Комплекс обеспечивает снижение эксплуатационных расходов на мобилизацию благодаря использованию быстро разворачиваемой порталной мачты с интегрированной рамой для перемещения установленного на ней инжектора и отсутствию

необходимости привлекать сторонний кран для монтажа оборудования. Были представлены технические характеристики концепта колтюбингового оборудования с порталной мачтой.

В. Полтаран охарактеризовал насосные установки для нагнетания технологических жидкостей, смонтированные на актуальных шасси и в блочном исполнении; установки азотные криогенного типа, предназначенные для транспортировки жидкого азота, преобразования его в газообразное состояние и подачи под избыточным давлением с заявленной производительностью и температурой на выходе от 21 °С до 50 °С. Азотные установки также могут поставляться на шасси и в блочном исполнении. Предлагается и емкость контейнерного типа для хранения азота.

Было подчеркнуто, что Группа ФИД осуществляет комплексную поставку всей

Анализ импортнезависимости изготовления колтюбинговой установки от Группы ФИД свидетельствует, что доля импортной составляющей применительно к стоимости установки не превышает 11–15%.

номенклатуры современного оборудования для внутрискважинных работ «из одних рук» с гарантией полного взаимодействия.

Заключительная часть доклада посвящена оборудованию ГНКТ с автоматизированной системой управления – работе колтюбинговой установки в полностью автоматическом режиме в соответствии с запрограммированным

алгоритмом. Были представлены человеко-машинный интерфейс колтубинговой установки и интеллектуальная система управления от Группы ФИД, обеспечивающая автоматизацию управления колтубинговым комплексом.

Основной вызов сегодняшнего дня – это обеспечение импортонезависимости. Анализ импортонезависимости изготовления колтубинговой установки от Группы ФИД свидетельствует, что доля импортной составляющей применительно к стоимости установки не превышает 11–15%.

Опыт и технологиями исследований скважин на ГНКТ поделился директор по развитию бизнеса ООО «Пакер Сервис» **Семен Боронин**. Существующий подход к проведению геофизических исследований предполагает совместные работы подрядчика по ГНКТ с подрядчиком по промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ) скважин. При этом при выполнении работ обнаруживаются следующие проблемные зоны: отсутствует скважинная аппаратура для спуска ГНКТ, затрачиваются ресурсы на согласование состыковки механических и электрических частей, необходимо составление и согласование отдельного плана работ с трехсторонним разграничением зон ответственности, возникают спорные моменты в случае отказа скважинной аппаратуры, предъявляются завышенные требования к СПО скважинной аппаратуры, а также дополнительные требования по проведению шаблонировки скважины перед ПГИ, требования компенсации при повреждении скважинной аппаратуры, кроме того, зачастую отсутствует опыт выполнения ПГИ на ГНКТ.

Компания «Пакер Сервис» выполняет операции с ГНКТ по геофизическим исследованиям скважин под ключ. В качестве инструментов предлагается специальная техника, скважинная аппаратура, наземная аппаратура, ПО и интерпретация.

С. Боронин подробно представил каждый

Основные преимущества КЛК – это исключение повреждения призабойной зоны пласта, ускоренный цикл работ (3–5 суток), изначальный расчет диаметра ГНКТ под новый дебит скважины, отбор оптимального потока флюида.



Семен Боронин



Алексей Байрамов

из предлагаемых инструментов, а также привел конкретные примеры выполнения комплекса работ ПГИ на ГНКТ под ключ, сравнил подходы выполнения данных работ совместно подрядчиком по ГНКТ и подрядчиком по ПГИ и самостоятельно – под ключ. Второй подход практически нивелирует все проблемы, перечисленные во вводной части доклада.

О применении технологии концентрических лифтовых колонн (КЛК) рассказал **Алексей Байрамов**, директор по развитию и продажам ООО «ЭСТМ».

Докладчик познакомил присутствующих с компанией «ЭСТМ», представляющей собой импортозамещающее производство, функционирующее с 2018 года. Выпускает более 250 труб в год диаметрами от 25,4 до 88,9 мм групп прочности от 70 до 110, в том числе производит ГНКТ больших диаметров для бурения и концентрических лифтовых колонн (КЛК).

Именно на КЛК была сфокусирована основная часть доклада. Существуют скважины, в которых наблюдается снижение дебита по газу, увеличение притока воды. Происходит самозадавливание скважины, и, следовательно, требуется замена лифтовой колонны.

В подобном случае рекомендуется установка ГНКТ меньшего диаметра, которая проходит через НКТ. Соответственно, идет поступление из пласта на два потока – ГНКТ и межтрубное кольцевое пространство (МКП) – в один коллектор.

При этом увеличивается отбор по МКП и происходит вынос жидкости. Одновременно растет напор по МКП, что ведет к минимальным потерям газа. После спуска ГНКТ увеличивается дебит скважины по газу.

Основные преимущества КЛК – это исключение повреждения призабойной зоны пласта, ускоренный цикл работ (3–5 суток), изначальный расчет диаметра ГНКТ под новый дебит скважины, отбор оптимального потока флюида. Возможен спуск геофизических приборов. Исключаются застойные зоны жидкости и улучшается дренаж пласта.

Спуск КЛК осуществляется с применением колтубинговой установки тяжелого класса, включающей в себя инжектор с тяговым усилием 45 т, ПВО, кран и азотный агрегат.

В заключительной части доклада

А. Байрамова было представлено оборудование для автоматизации работы скважин, оснащенных системами КЛК, – комплекс КИТ-КЛК.М-03 с возможностью комплектации автономной системой генерации (солнечная энергия и ветер). Комплекс предназначен для управления процессом работы скважины с КЛК, подачи ПАВ, сбора телеметрии, подачи данных. Имеется возможность дистанционного управления КИТ-КЛК. Комплекс способен управлять клапаном МКП и осуществлять подачу ПАВ (800 л) в скважины (до пяти). Были представлены схема оборудования и характеристики датчиков комплекса. Возможна установка забойных датчиков. Производится сбор данных и визуализация информации. Анализируя полученные данные от датчиков, установленных на скважине, комплекс может автоматически управлять ею по различным алгоритмам, обеспечивая регулирование клапана и подачу пенообразователя в ствол скважины.

Руководитель подразделения по исследованиям скважин, работам ГНКТ и СКО «Технологической компании Шлюмберже» **Антон Костылев** выступил с докладом «Освоение первой многозабойной скважины с применением комплекса оборудования ГНКТ на шельфе Северного Каспия». Работы производились по заказу ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть».

Первая многозабойная уникальная горизонтальная скважина на шельфе Северного Каспия была пробурена осенью 2024 года. Технология заканчивания данной скважины – т. н. Fishbone («Рыбья кость»). Были пробурены девять боковых стволов и один основной ствол секцией 215,9 мм. Бурение выполнено в два рейса с рекордной для проекта коммерческой скоростью бурения 4494 м на станок в месяц. Общая протяженность горизонтальной секции составила 7747 м при общей проходке 10 555 м. Нижнее заканчивание было успешно спущено на забой основного ствола. Цикл строительства скважины был завершен в октябре 2024 года.

А. Костылев представил схему заканчивания скважины и сформулировал цель операции с ГНКТ. В основной ствол скважины был спущен хвостовик с внешним диаметром 139,7 мм. Напротив каждого из девяти боковых стволов были установлены по четыре премиум-порта с противопесочными фильтрами (общее количество – 36 шт.) В основном стволе были установлены девять премиум-портов с фильтрами.

Целями работ с ГНКТ являлись: оперирование премиум-портами (открытие/закрытие);

проведение освоения основного ствола; проведение освоения каждого из девяти боковых стволов, полная очистка скважины от бурового раствора.

Были перечислены стандартные для морских проектов вызовы и применявшиеся методы противодействия им. С вызовами успешно справились путем использования установки ГНКТ X-11 в модульном исполнении. Комплекс ГНКТ X-11 обладает рядом преимуществ, в том числе в него интегрирована система безопасности и он имеет сертификацию DNV для использования на морских платформах.

Также был выполнен подбор уникального дизайна ГНКТ для данной скважины. Установка и монтаж оборудования производились с учетом весовых и прочностных характеристик палубы.

В процессе проведения работ столкнулись с техническими вызовами: винтовым запирающим и, как следствие, недоходом ГНКТ до требуемой глубины и невозможностью приложения требуемого усилия на инструмент на забое

скважины. С этими вызовами удалось справиться путем разработки детализированной программы работ, а также использования вибрационных и ударных инструментов. В докладе были представлены забойное оборудование и химические реагенты.

Охарактеризованы этапы выполнения работ, проведенных в две СПО. Одним из сделанных выводов является то, что при планировании работ по оперированию премиум-портами на последующих многозабойных скважинах нужно заблаговременно производить

расчет дохождений ГНКТ и нагрузок на открытие/закрытие премиум-портов с фактическими коэффициентами трения, полученными в ходе работ на данной скважине. При невозможности переключения муфт премиум-портов носочной части скважины следует провести планирование



Был выполнен подбор уникального дизайна ГНКТ для данной скважины. Установка и монтаж оборудования производились с учетом весовых и прочностных характеристик палубы.

операций по оперированию муфтами премиум-портов комбинированным методом ГНКТ и ГИС.

Достижения и перспективы современных технологий бурения на ГНКТ осветил профессор кафедры бурения РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина **Михаил Гельфгат**. Современное бурение на ГНКТ может

осуществляться как из открытого, так и из обсаженного ствола (ЗБС) скважины с установкой клина-отклонителя и фрезерованием окон в обсадной колонне. В

процессе задействованы забойный гидравлический двигатель с перекосом корпуса плюс ориентатор гидравлический или электрический, управляемый отклонитель по валу ГЗД, а также телесистема с питанием от батарей с гидроканалами или кабельная. Схема системы направленного бурения (СНБ) была представлена, перечислены ее составляющие. Озвучен SWOT-анализ бурения на ГНКТ.

Основная часть доклада фокусировалась на идее электробурения на колтюбинге и перспективах ее реализации. Были приведены



Михаил Гельфгат

Электробур хорошо сочетается с колтюбингом. Электропитание осуществляется через кабель внутри гибкой трубы. Запасовка силового кабеля увеличенного диаметра требует особой технологии либо следует использовать двухканальную ГНКТ с уже уложенным кабелем.

примеры колтюбингового бурения в России («Сургутнефтегаз», «Салым Петролеум Девелопмент» / «Шлюмберге», «ТаграС-РемСервис» / Группа ФИД, «Газпром нефть» / «ФракДжет-Волга», «ВЕТЕРАН»/«Белоруснефть»), основные особенности каждой из этих работ и их результаты.

М. Гельфгат сформулировал концепцию применения электробура для бурения на ГНКТ. Электробур хорошо сочетается с колтюбингом. Электропитание осуществляется через кабель внутри гибкой трубы. Запасовка силового кабеля увеличенного диаметра требует особой технологии либо следует использовать двухканальную ГНКТ с уже уложенным кабелем.

ГНКТ имеет ограничения в создании осевой нагрузки, поэтому для достижения высокой максимальной скорости проходки актуально применение современных долот истирающе-режущего типа в сочетании с высокими оборотами и небольшой нагрузкой на долото. Диапазон частот вращения электробуров в различном исполнении составляет 300–3500 об/мин. В отличие от турбобура, электробур имеет стабильную моментную характеристику и возможность оптимизации частоты вращения вала независимо от

расхода и типа бурового раствора. Был дан сравнительный анализ электро- и турбобура, а также представлено моделирование применения электробура в бурении на колтюбинге.

В заключительной части было рассказано о возможностях применения электробура и сделан вывод: электробурение – технология с большими перспективами.

Тему колтюбингового бурения продолжил **Сергей Атрушкевич**, первый заместитель директора – главный конструктор СЗАО «Новинка», Группа ФИД, в докладе **«Развитие внутрискважинного оборудования для бурения боковых стволов с использованием ГНКТ»**.

Именно разработка внутрискважинного оборудования для бурения боковых стволов с использованием ГНКТ являлась основной тематикой, с которой компания «Новинка» начинала свою деятельность. С. Атрушкевич рассказал о предыдущих разработках.

Различают бурение второго ствола с клина и бурение второго ствола без опоры на забой, когда непосредственно на колтюбинге бурится горизонтальный ствол, делается отводка на забое, нарабатывается уступ до получения разгрузки долота и с этого горизонта бурится еще один ствол.

Первыми разработками «Новинки» были системы направленного бурения СНБ89-76М и СНБ89 с кабельным каналом связи. Система направленного бурения СНБ89-76М предназначена для управляемого бурения горизонтальных, наклонно-направленных и вертикальных скважин, в том числе на депрессии. Эта СНБ обеспечивает контроль внутрискважинных параметров и определение положения КНБК в режиме реального времени.

В дальнейшем продолжение получила система с диаметром 76 мм.

СНБ89-76М позволяет осуществлять проводку скважин по пластам малой толщины; оптимизировать траекторию скважины; осуществлять проводку скважин с высокой интенсивностью набора кривизны; осуществлять бурение боковых стволов из эксплуатационных колонн малого диаметра.

В состав СНБ89-76М входит наземное оборудование, КНБК (долото, ВЗД, обратный клапан, модуль телеметрии, раёдинитель, БРС, луночный соединитель), программное обеспечение. Основное устройство – это ориентатор, который обеспечивает направление бурения.

Данная система была предназначена для работы на ГНКТ диаметром 50,8 мм, поскольку еще

десятилетие тому назад не были распространены тяжелые колтюбинговые установки.

Максимальная длина пробуренных скважин составляла 200–250 м.

Для ГНКТ диаметром 44,45 мм была разработана СНБ54. Если в предыдущей СНБ был электрический ориентатор, то в СНБ54 – гидравлический. Еще одна отличительная

Данная система была предназначена для работы на ГНКТ диаметром 50,8 мм, поскольку еще десятилетие тому назад не были распространены тяжелые колтюбинговые установки. Максимальная длина пробуренных скважин составляла 200–250 м.

особенность – наличие инклинометра гигроскопического типа.

При проведении работ с СНБ54 используется винтовой забойный двигатель диаметром 54 (55) мм с отклонителем и долота диаметром 66–69 мм. При использовании ВЗД ДО-55 с углом искривления кривого переводника 3° и долотом диаметром 66 мм максимальная расчетная интенсивность набора кривизны может составлять $88,82^\circ/10$ м, что соответствует радиусу бурения 30,45 м.

Проанализировав собственный опыт, а также учитывая рыночные тренды, разработчики определили направления развития данной тематики:

- увеличение интенсивности набора кривизны достигается уменьшением длины жестких участков КНБК;
- увеличение диаметра пробуриваемых с использованием ГНКТ скважин требует увеличения диаметров применяемых при бурении на ГНКТ ВЗД, что влечет за собой повышение мощностных и прочностных параметров внутрискважинной компоновки и в первую очередь ориентатора;
- обеспечение точной проводки скважин по заданной траектории требует разработки и применения ориентаторов электрического типа для всех типоразмеров внутрискважинных компоновок;
- должно быть обеспечено точное ориентирование в зонах со значительным магнитным влиянием (вблизи обсадных колонн).

Учитывая все эти подходы, для новой конструкции электрического ориентатора с функцией инклинометрии была разработана кинематическая схема редуктора, которая позволила при значительном уменьшении длины добиться высоких показателей по крутящему моменту. Была разработана линейка ориентаторов для модулей пяти различных диаметров (от

50–60 мм до 120 мм), соответствующих ВЗД аналогичных диаметров.

Также в блок управления ориентатором был добавлен инклинометр гигроскопического типа, что позволило в одном модуле разместить весь основной функционал, достаточный для проведения работ по бурению с использованием ГНКТ.

В заключительной части доклада С. Атрушкевича был представлен дефектоскоп ГНКТ ДТЗ. Пользователям хорошо известен разработанный СЗАО «Новинка» дефектоскоп ДТ2, предназначенный для контроля состояния ГНКТ. Он способен контролировать состояние ГНКТ диаметром 31,78 мм, 38,1 мм, 44,45 мм, 50,8 мм. Дефектоскоп нового поколения ДТЗ при тех же основных технических характеристиках, что и у ДТ2, может работать с ГНКТ диаметром 58,8 мм, 60,3 мм, 66,7 мм, 73 мм.

Олег Воин, руководитель инженерно-технического центра ООО «ФракДжет-Волга», рассказал **об эжекционной очистке скважин**. В процессе эксплуатации скважины в горизонтальный ствол попадает песок или проппант, что значительно снижает дебит. Пластовое давление скважины сильно

падает относительно гидростатического (коэффициент аномальности меньше 0,8). На скважине устанавливается аномально низкое пластовое давление (АНПД). Очистка и освоение скважин с высокими проницаемостями и АНПД крайне затруднены по причине невозможности вызвать циркуляцию даже закачкой азота. На зрелых месторождениях с течением времени

проблема только усугубляется.

Решением может стать промывка с ГНКТ по технологии труба в трубе с эжекционной насадкой. При этом поток жидкости между ГНКТ диаметром 25,4 мм и 50,8 мм поднимает песок или проппант с забоя по кольцевому пространству. В ГНКТ диаметром 25,4 мм поток движется под высоким давлением. В компоновке эжекционной промывочной (КЭП) диаметром 54 мм поток делится на два. Первый поток направляется в струйный насос, а второй – на размытие песка или проппанта.

Принцип работы эжекционной очистки заключается в том, что рабочий поток подается через ГНКТ диаметром 25,4 мм в насадку, на нижней части которой имеется сопло. Выходя из



Олег Воин

Принцип работы эжекционной очистки заключается в том, что рабочий поток подается через ГНКТ диаметром 25,4 мм в насадку, на нижней части которой имеется сопло. Выходя из сопла под большим давлением, жидкость теряет часть энергии и при этом совершает работу, подхватывая эжектируемый поток.

сопла под большим давлением, жидкость теряет часть энергии и при этом совершает работу, подхватывая эжектируемый поток.

Далее жидкость попадает в цилиндрическую часть и диффузор. После этого смешанный поток поднимается по кольцевому пространству между ГНКТ диаметром 25,4 мм и ГНКТ диаметром 50,8 мм. На поверхности поток проходит через желобную емкость. Песок или проппант остается в емкости, а жидкость повторяет рабочий цикл.

Были представлены теоретические расчеты, необходимые для подбора оборудования, – оптимальных типоразмеров диффузора и сопла. Перечислены составляющие оборудования. Рассказано о проведенных на скважине работах и их результатах.

С помощью технологии труба в трубе с эжекционной насадкой возможно также освоение скважин. Этот метод применим и для удаления жидкости забоя вертикальных скважин. Дополнительно можно проводить интенсификацию притока из продуктивного пласта с помощью кислотных обработок с последующим извлечением продуктов реакции. В процессе работ возможна запись забойного давления и температуры.

«Ограничение пескопроявлений в газовых скважинах: крепление призабойной зоны с применением колтюбинга»

– так назывался доклад, озвученный **Владиславом Никулиным**, руководителем сектора технологий глушения и ремонта осложненных скважин ООО «РН-БашНИПИнефть». Актуальность данной темы не вызывает сомнений, поскольку до 30% всех песчаных коллекторов склонны к пескопроявлению и до 70% мировых запасов нефти и газа находятся в слабоконденсированных пластах. Из-за пескопроявления возникают песчаные пробки в скважинах, разрушается ПЗП, происходит накопление песка в наземном оборудовании, случаются внеплановые остановки в ремонте скважин, наблюдается эрозия призабойной зоны.

Исследования проводились в

слабосцементированных пластах покурской свиты в Западной Сибири, где наблюдаются интенсивные пескопроявления, негативно влияющие на базовую добычу нефти и газа. Использование фильтров и химические методы крепления ПЗП имеют ряд ограничений в использовании.

С целью снижения рисков было принято решение пойти по двум направлениям: исследовать химические составы по стандартным методикам и по собственным разработанным подходам. Основная часть рисков, таким образом, была ограничена. Однако только использование колтюбинга помогло решить проблему по-настоящему в условиях малой толщины пласта, низких пластовых давлений и равномерной обработки зоны перфорации.

Была использована колтюбинговая установка МК30Т с тяговым усилием инжектора 355 кН,

Только использование колтюбинга помогло решить проблему по-настоящему в условиях малой толщины пласта, низких пластовых давлений и равномерной обработки зоны перфорации.

оснащенная ГНКТ диаметром 44,45 мм длиной 5500 м.

Преимущества крепления ПЗП с ГНКТ следующие:

- проведение работ в наклонно-направленной скважине без ее глушения, что позволяет сохранить фильтрационно-емкостные характеристики ПЗП и снизить риски;
- возможность равномерной обработки протяженных интервалов пласта за одну операцию.

Было рассказано об основных химических технологиях, которые применялись (смолы и кремнийорганические составы). Представлена оценка образования скрепляющей массы (Bottle Test) и фильтрационные исследования составов крепления ПЗП, а также промысловые испытания разработанной технологии крепления ПЗП.

Сделан вывод, что применение ГНКТ может позволить повысить эффективность работ по креплению ПЗП в протяженных горизонтальных стволах за счет равномерного распределения реагента и обработки нескольких интервалов за одну операцию.

По результатам опытно-промышленных испытаний (ОПИ) подтверждена эффективность технологии на основе кремнийорганических соединений для крепления пласта без потери



Владислав Никулин





продуктивности скважины по газу.

С докладом **«Преимущества и недостатки блокировки КО-У при помощи комплекса ГНКТ. Расширение географического сотрудничества»** выступил начальник геолого-технологического отдела ГНКТ ООО «ВETERАН» **Андрей Егоров**. Он рассказал о регионах деятельности компании и расширении географии оказания услуг, очертил номенклатуру операций, выполняемых «ВETERАНОМ». В настоящее время в компании имеется 11 флотов ГНКТ, осуществляющих как широкий спектр базовых работ, так и успешно реализующих неординарные проекты (радиальное вскрытие пласта, кислотоструйное туннелирование, технологию спуска и установки концентрических лифтовых колонн, направленное колтюбинговое бурение бокового ствола с применением системы направленного бурения. Также проводятся работы по технологии Plug & Perf, фрезерование портов МГРП под номинал, работы в многоствольных скважинах. В настоящее время в компании «ВETERАН» идет формирование нового флота ГНКТ.

Была представлена технология, в основу которой положена система радиального бурения сверхмалого диаметра (69 мм) и радиуса кривизны с механически контролируемой траекторией и возможностью повторного входа в каналы.

А. Егоров подробно рассказал о преимуществах и недостатках блокировки клапана-отсекателя при помощи ГНКТ, охарактеризовал применявшееся оборудование, привел примеры полученных при работах осложнений и мероприятий по их недопущению. В качестве таковых были задействованы включение в меру расстояния от КНК до трубодержателя, усиление контроля при составлении схемы спущенного оборудования, подбор необходимой нагрузки.

Гамма- и электрокаротаж при капитальном ремонте скважин по технологии радиально разветвленного вскрытия пласта представил присутствующим **Илья Лягов**, генеральный директор ООО «Перфобур». Даже в технологически развитых регионах более 25% нефти остается в недрах.

Применение ЗБС и ГРП не всегда возможно в связи с геологическими особенностями месторождения. Существующие методы вторичного вскрытия не всегда способны преодолеть зону кольматации. В ряде случаев может быть актуально радиальное вскрытие пласта – новый вид геолого-технических

мероприятий (ГТМ).

Была представлена разработанная компанией «Перфобур» технология, в основу которой положена система радиального бурения сверхмалого диаметра (69 мм) и радиуса кривизны с механически контролируемой траекторией и возможностью повторного входа в каналы. Оборудование изготовлено в габарите для работы в обсаженном открытом стволе диаметром 140–245 мм. «Перфобуром»

также разработано оборудование для работы в горизонтальных скважинах с окончанием 114 мм.

Технология может быть применена для интенсификации притока как метод вскрытия. И. Лягов перечислил последовательность операций, необходимых для осуществления технологии, привел примеры и результаты ее применения.

Дальнейшее развитие технологии направлено на адаптацию внутрискважинного инструмента для работы на шлангокабеле.

В докладе **«Актуальные технические возможности в направлении ГНКТ»** начальника управления продаж и продвижения продукции СЗАО «ФИДМАШ» **Сергея Юренко** был представлен обзор новшеств в оборудовании для ГНКТ от предприятия, хорошо известного российским потребителям.

Развитие линейки оборудования было неуклонно связано с развитием колтюбинговых технологий в России. Расширение спектра работ влекло за собой увеличение диаметра и длины гибкой трубы. Выпуск оборудования начинался с колтюбинговых установок, оснащенных ГНКТ диаметром

25,4–38,1 мм длиной 2700–5500 м, затем последовал переход с 38,1 на 44,55 мм с сохранением длины 5500 м, и наконец началось повсеместное использование ГНКТ диаметром 50,8 мм. Сегодня заказчики все чаще успешно работают с колтюбингом диаметром 60,3 мм и даже 73 мм.



Илья Лягов



Сергей Юренко

В серийных колтюбинговых установках с тяговым усилием инжектора до 45 т внедрено множество решений, делающих оборудование удобным в эксплуатации. В частности, установка может агрегатироваться с различными исполнениями как противовыбросового оборудования, так и инжекторов.

Предприятие предлагает серийное насосное и азотное оборудование. В современной насосной установке, как и в прежних модификациях, доступны НВД, котел, опционально компрессор. Важное дополнение: модернизирована система управления, которая стала доступна с одной панели, находящейся на пульте управления. Также

Полностью были переработаны все системы – электрооборудования, электроники, гидравлики и пневматики.

возможно выносное дублирование.

Конструкция азотной установки переработана с учетом требований импортозамещения. Упор был сделан на замену комплектующих, однако без особых нововведений. Как и в более ранних моделях, в новой серийной азотной установке реализована полная автоматизация.

Фишка «ФИДМАША» – умные системы управления. Полностью были переработаны все системы – электрооборудования, электроники, гидравлики и пневматики. Кроме того, были добавлены новые функции. Новая подсветка пульта управления и персональный шкаф для оператора обеспечивают еще больший комфорт и удобство в работе.

Сервисные компании имеют возможность заказать широкую модернизацию уже имеющегося у них оборудования с целью существенно улучшить текущие характеристики установок.

В заключительной части доклада было рассказано о перспективных разработках предприятия – оборудовании, которое пока выпускается в единичных экземплярах, но за которым большое будущее. Это установка, оснащенная инжектором с тяговым усилием 63 т, способная работать с ГНКТ диаметром 60,3 мм длиной 6000 м. Кабина оператора, гидростанция, ПВО и инжектор размещаются на пятиосном шасси, а узел намотки на отдельном специальном полуприцепе, который для такой емкости трубы будет исполнен в габарите 3400 мм по ширине. Еще два варианта – это протяженный автопоезд или блочное исполнение, но и в этих случаях останется необходимость перемещать узел намотки на отдельном транспортном средстве.

Развитие линейки оборудования было неуклонно связано с развитием колтюбинговых технологий в России. Расширение спектра работ влекло за собой увеличение диаметра и длины гибкой трубы.

Доклад «Вторая жизнь оборудования и новые возможности» озвучил заместитель директора – начальник управления по работе с потребителями, Группа ФИД, **Павел Лактионов**. Сегодня очень актуален вопрос продления срока службы оборудования. С текущим ремонтом большинство компаний справляются сами, но когда требуется более глубокое воздействие на оборудование, то приходится прибегать к помощи завода-изготовителя.

Есть три способа обновления оборудования: капитальный ремонт, модернизация и изготовление нового оборудования с давальческой комплектацией.



Капитальный ремонт представляет собой замену каких-либо деталей или узлов механизма на новые или в лучшем состоянии, чем текущее, без увеличения производительности и функционала оборудования. Производится на базе заказчика. Технические характеристики оборудования остаются прежними. Срок эксплуатации продлевается на 1–3 года.

Модернизация – это процесс улучшения механизма, замена деталей на элементы лучшего качества.

Есть три способа обновления оборудования: капитальный ремонт, модернизация и изготовление нового оборудования с давальческой комплектацией.

Производится на заводе-изготовителе. Технические характеристики (функционал, производительность или мощность) оборудования повышаются. Срок эксплуатации продлевается на 1–3 года.

Изготовление нового оборудования с давальческой комплектацией с заменой шасси – процесс изготовления нового оборудования, включающий в себя модернизацию. Проводится на заводе-изготовителе. Технические характеристики оборудования повышаются. Изготавливается новое оборудование с

назначенным сроком эксплуатации 10 лет и возможностью его продления.

Группой ФИД проведена модернизация и капитальные ремонты 76 единиц оборудования, выпущенного как собственными предприятиями,

Группой ФИД проведена модернизация и капитальные ремонты 76 единиц оборудования, выпущенного как собственными предприятиями, так и другими производителями.

так и другими производителями. В том числе:

- модернизация и капитальный ремонт колтюбингового оборудования (35 единиц);
- модернизация и капитальный ремонт оборудования ГРП (30 единиц);
- модернизация и капитальный ремонт нагнетательного и цементировочного оборудования (4 единицы);
- модернизация и капитальный ремонт бурового оборудования (7 единиц).

Основные этапы работ:

- разборка оборудования и проведение дефектоскопии;
- подписание разделительной ведомости, определение перечня давальческой комплектации, перечня восстанавливаемой комплектации и перечня новой комплектации;
- изготовление и получение необходимой комплектации;
- сборка оборудования;
- проведение испытаний и сдача оборудования;
- получение разрешительных документов на оборудование.

П. Лактионов привел примеры проведения капитального ремонта и модернизации колтюбинговых установок M10 и M20 с полной заменой верхнего оборудования, с заменой отдельных элементов, полной реновации.

Было рассказано об изготовлении нового оборудования с давальческой комплектацией – насосных установок, модернизации насосных установок УН25, насосной установки, блендера и СКУ производства Stewart & Stevenson, установки смесительной производства Halliburton, установки цементировочной HC1000, об изготовлении нового флота ГРП с давальческой комплектацией (с заменой шасси). Назначенный срок эксплуатации последнего – 10 лет (до 2034 года).

В 2024-2025 годах реализованы проекты по изготовлению двух

единиц блендера и насосной установки из давальческой комплектации с заменой шасси.

Жизненный цикл изделия включает в себя проектирование (разработку), приобретение комплектации, изготовление (сборку), контроль качества (стендовые испытания), сертификацию, эксплуатацию. П. Лактионов подробно рассказал о каждом из этапов, о том, что все они остаются в компетенции завода-изготовителя, который призван осуществлять комплексное сопровождение оборудования на протяжении всего его жизненного цикла.

О ГРП

Артем Чураков, руководитель Центра компетенций по развитию технологий ГРП блока экспертизы и функционально развития ООО «Газпромнефть НТЦ», выступил с докладом **«Технологии ГРП – из настоящего в будущее»**, в котором в качестве вызовов для отрасли

выделил: снижение ресурсной базы и повышение вовлекаемых в разработку ТРИЗ; рост объема потребления материалов (проппант, жидкость), связанный с увеличением числа операций; снижение рентабельности проектов в результате инфляции; усложнение строительства скважин.

Перед отраслью стоят следующие задачи: удержание стоимости услуг сервиса (в том числе ГРП) на уровне текущих затрат; поиск новых технологий и технологических подходов для повышения эффективности существующих решений

разработки низкопроницаемых коллекторов; повышение эффективности существующих решений для бизнес-кейсов, находящихся на грани рентабельности.

В качестве векторов развития видится, во-первых, конвейерный ГРП, проект ASTRUM, когда ГРП проводится одним флотом на различных кустовых площадках (150 операций в месяц одним флотом, рекорд – 196 операций). Во-вторых, внедрение кварцевых песков вместо проппантов, а также оптимизация жидкости ГРП с комплексным подходом для различных сценариев, импортозамещение, запуск центра



Артем Чураков

В качестве векторов развития видится, во-первых, конвейерный ГРП, проект ASTRUM, когда ГРП проводится одним флотом на различных кустовых площадках (150 операций в месяц одним флотом, рекорд – 196 операций). Во-вторых, внедрение кварцевых песков вместо проппантов.

инжиниринга и обучение специалистов с выдачей документов государственного образца.

В качестве направлений комплексного повышения эффективности видятся оптимизация дизайна ГРП и системы разработки; создание новых систем жидкости, добавок и расклинивающих материалов; внедрение прогрессивных технологий (повторный МГРП, мультитрещинный ГРП на ЗБС и т.п.); оптимизация распределения ресурсов сервиса и разработка отечественного оборудования; разработка программ обучения и повышения квалификации персонала.

А. Чураковым были подробно рассмотрены направления повышения эффективности, в том числе технология создания нескольких трещин ГРП за одну закачку в открытых интервалах при контролируемой скорости закачки смеси; ГРП с импульсной подачей сшивателя, при котором происходит снижение объема используемого сшивателя на основном ГРП путем перехода на подачу импульсами с определенным временем интервала. Также были представлены потокоотклоняющие технологии (рефрак), высокочастотный мониторинг событий при ГРП и перспективное направление – оптимизация логистики ГРП (разработка цифрового двойника логистики для ГРП).

Роман Щербин, начальник отдела оборудования ГРП, Группа ФИД, озвучил доклад «**Оборудование ГРП. Достойный ответ на современные вызовы рынка**». Группа ФИД производит оборудование для ГРП уже более пятнадцати лет. За этот период изготовлено более 500 единиц техники. Налажено серийное производство всего спектра установок. Создана система управления Visual Frac собственной разработки. Накоплен опыт производства стандартного оборудования для ГРП, установок насосных мощностью 2250–2500 л. с.

Создана импортонезависимая установка

Группа ФИД производит оборудование для ГРП уже более пятнадцати лет. За этот период изготовлено более 500 единиц техники. Налажено серийное производство всего спектра установок. Создана система управления Visual Frac собственной разработки.

насосная для ГРП с мощностью 2500 л. с., которая монтируется на полуприцепе собственного производства Группы ФИД. Совместно с китайскими партнерами прорабатывается возможность создания установки насосной мощностью 3000 л. с. У китайских партнеров есть два варианта насосов высокого давления: один

мощностью 2800 л. с., второй мощностью 3000 л. с.

За время реализации проекта был достигнут следующий эффект:

- разработана первая независимая от влияния внешних факторов насосная установка, обеспечивающая в современных условиях растущую потребность сервисных компаний;
- создана мощная современная насосная установка;
- доступна для заказа силовая линейка и компоненты установки;
- оказывается официальная сервисная поддержка 24/7 оборудования от отечественного производителя – Группы ФИД.

Смесительные установки (блендеры) предназначены для приготовления технологической жидкости в процессе проведения ГРП с дозированным вводом проппанта и химических реагентов. Оснащены автоматической системой управления,

обеспечивающей регулировку требуемой концентрации проппанта и химических реагентов. Транспортная база – шасси, полуприцеп, блок. Производительность – до 24 м³/мин. Скорость подачи проппанта – до 12 000 кг/мин.

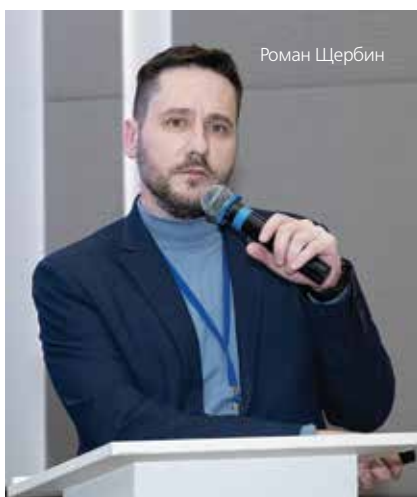
Была представлена структура установки смесительной на полуприцепе и на полноприводном шасси МЗКТ 8х8.

Р. Щербин рассказал о станции контроля и управления (СКУ) и привел ее технические характеристики. СКУ может быть реализована с выдвижным балконом для увеличения полезного пространства.

Реализован проект установки гидратационной на полуприцепе и установки дозирования жидких химических реагентов, соответствующих требованиям большинства сервисных

компаний. Доступно для заказа вспомогательное оборудование: установки для подачи сыпучих материалов с емкостью бункера 102 м³, машины манифольдов с возможностью подключения 16 насосных установок, установки насосные подогрева.

Отдельно был представлен программно-аппаратный комплекс для управления оборудованием в процессе проведения ГРП – система управления на базе программируемых логических контроллеров промышленного исполнения, разработанных специально для применения в составе мобильной техники и сертифицированных по стандарту Е1. Имеет изначально русскоязычный интерфейс.



Базовые измерения реализуются в единицах СИ. Обеспечивает работу флота ГРП в автоматическом режиме согласно дизайн-проекту в соответствии с заданными этапами работы. Комплекс является собственной разработкой Группы ФИД. Зарегистрирован в Национальном центре интеллектуальной собственности Республики Беларусь.

Технический предел строительства скважин на ГРИЗ в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» определил **Денис Закружный**, начальник управления

Отдельно был представлен программно-аппаратный комплекс для управления оборудованием в процессе проведения ГРП – система управления на базе программируемых логических контроллеров промышленного исполнения, разработанных специально для применения в составе мобильной техники.

скважинных технологий и сервиса Центрального аппарата РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Он начал свой доклад с парадоксального утверждения: «Технического предела для «Белоруснефти» нет!».

Стандартный цикл строительства объекта в компании состоит в следующем: как только станок пробурит скважину, сразу же подъезжает ГРП с геофизиками, производится Plug & Perf, затем подъезжает колтюбинг, проводится фрезеровка, затем подъезжает КРС и спускается подземное оборудование.

В «Белоруснефти» создан Центр строительства скважин, который в режиме 24/7 контролирует все процессы, то есть все находится «в одних руках», что является серьезным преимуществом при освоении ГРИЗ.

Была представлена динамика работ бурового блока. За последние пять лет при неизменном количестве буровых бригад была кратно наращена проходка.

С 1991 года ведется строительство горизонтальных скважин с ежегодным увеличением длины горизонтальной части. Ежегодно строится более 30 таких скважин. Средний срок бурения составляет 90 суток. Средняя длина горизонтального участка составляет порядка 1500–300 м. В 2024 году был достигнут рекордный срок бурения скважины с горизонтальным окончанием длиной 2200 м за 26 суток. Достигнутая коммерческая скорость проходки составила 5050 м на станок в месяц.

Создана импортонезависимая установка насосная для ГРП с мощностью 2500 л. с.

Д. Закружный охарактеризовал техническую оснащенность «Белоруснефти» буровыми установками, привел причины сокращения сроков строительства скважин, рассказал о применении телеметрического оборудования при строительстве горизонтальных скважин и креплении горизонтальных участков.

Продемонстрировал схему цементирование скважин с применением современной техники в количестве 18 единиц.

С 1 января 2025 года открыто новое направление – управление навигацией скважины. Работа идет с гидравлическими системами, с наддолотными модулями, резаками и т.п. Для бурения участков свыше 2000 м привлекаются роторно управляемые системы, которые

полностью обслуживаются специалистами компании. В самом скором времени «Белоруснефть» намерена своими силами

закрывать под ключ строительство таких объектов.

Что касается крепления и цементирование, то разработаны собственные рецептуры цементных составов для возможности выполнения работ на территории РФ.

Была представлена эволюция технологий МГРП в компании. Начинали с шаровых компоновок Boll & Drop и горизонтов протяженностью порядка 500 м. В настоящее время

вышли на МГРП по технологии Plug & Perf и горизонты свыше 2000 м. По числу стадий выросли в четыре раза – до 40 процессов.



Денис Закружный

Стандартный цикл строительства объекта в компании состоит в следующем: как только станок пробурит скважину, сразу же подъезжает ГРП с геофизиками, производится Plug & Perf, затем подъезжает колтюбинг, проводится фрезеровка, затем подъезжает КРС и спускается подземное оборудование.

Количество обрабатываемых кластеров на одну стадию составляет до 6 шт. Масса



расклинивающего материала – до 250 т на стадию. Производительность закачки – до 18 м³/мин. Рекорд – 20–25 м³/мин.

На вооружении компании стоят два среднерасходных и один высокорасходный флот ГРП. В настоящее время объявлен тендер на дооснащение с целью выйти на четыре среднерасходных и два высокорасходных флота ГРП. Максимальная производительность – 18–44 м³/мин, максимальное рабочее давление – 105 МПа. Вся техника произведена Группой ФИД.

Рекордные показатели ГРП в РУП «ПО «Белоруснефть» составили:

Вышли на МГРП по технологии Plug & Perf и горизонты свыше 2000 м. По числу стадий выросли в четыре раза – до 40 процессов. Количество обрабатываемых кластеров на одну стадию составляет до 6 шт.

- 92 операции ГРП в месяц. Закачено 6100 т проппанта/песка и 58 000 м³ жидкости разрыва (декабрь 2024 года);
- 39-стадийный МГРП Plug & Perf на скважине № 492 Речицкого месторождения. Весь комплекс работ – 16 суток, закачено 23 000 м³ жидкости разрыва, 2400 т проппанта/песка, в том числе фрак-песка 1700 т (декабрь 2024 года) – рекорд СНГ;
- 7 стадий/сутки на скважинах № 481 и 483 Речицкого месторождения (декабрь 2024 года).

Благодаря организационно-техническим мероприятиям достигнуто сокращение подготовительно-заключительных работ на

Открыто новое направление – управление навигацией скважины.

скважине в полтора раза.

Успешно проводится высокорасходный МГРП по технологии Zipper Frac (протяженности горизонтальных участков 1838 м и 1502 м, 52 стадии, 124 кластера, синтетическая жидкость разрыва, расход нагнетания 9 м³/мин, максимальная концентрация проппанта 450 кг/м³, объем жидкости разрыва – 37 144 м³, масса расклинивающего материала – 4631 т. Время ГРП составляет 13 суток, время ГНКТ – 7 суток.

В среднем производится по четыре стадии ГРП в сутки, рекорд – шесть стадий в сутки.

Было рассказано о работе техники флота ГРП по технологии Zipper Frac на двух скважинах.

В «Белоруснефти» активно используются колтюбинговые установки белорусского производства. Установка с тяговым усилием инжектора 36 т задействована на ГИС в горизонтальных скважинах, глушении скважин с применением солевых жидкостей глушения, освоении скважин с применением азотно-компрессорных установок и на других работах в цикле КРС с применением ГНКТ (отмыве солевых и парафиновых пробок, отмыве проппанта после получения давления «СТОП» и др.).

Дву установки с тяговым усилием инжектора 45 т производят полный комплекс освоения скважин

Успешно проводится высокорасходный МГРП по технологии Zipper Frac.

по технологии Plug & Perf с протяженностью горизонтальных участков до 2000 м (установка композитных пакер-пробок – перфорация – нормализация забоя); аварийно-спасательные работы, ГИС в горизонтальных скважинах.

Закуплен и скоро будет введен в производственный процесс колтюбинговый комплекс, в состав которого входят стандартная колтюбинговая установка с инжектором с тяговым усилием 45 т на шасси и с инжектором с тяговым усилием 63 т на полуприцепе с возможностью работы с ГНКТ диаметром 50,8–60,3 мм. Емкость узла намотки – 5500–6000 м.

В заключительной части доклада Д. Закружного была представлена динамика эволюции технологий ГНКТ в «Белоруснефти».

С учетом внедренных организационных подходов, технических решений и обновления парка оборудования, задействованного в цикле бурения и освоения скважин, общий срок строительства скважин с горизонтальным окончанием на ТРИЗ от забурки до спуска подземного оборудования сократился на 90 суток (со 135 до 45). К 2030 году планируется срок строительства сократить до 90 суток.

О выполнении ГРП в отложениях аномальной баженовской свиты рассказал Павел Демакин, заместитель директора ООО «ЛениногорскРемСервис», входящего в состав «ТаграС-РемСервис».

«ТаграС-РемСервис» – крупная российская нефтесервисная компания, оказывающая услуги по строительству скважин, зарезке боковых горизонтальных стволов, текущему и капитальному ремонту и освоению скважин, гидравлическому разрыву пласта, колтюбинговым и канатным технологиям, стимуляции скважин, повышению нефтеотдачи пластов, тампонажному и раствору сервисам.

П. Демакин представил географию деятельности компании «ЛениногорскРемСервис», а также перечислил ее основные сервисы. Компанией накоплено более 26 лет опыта (с 1996 года) проведения ГРП. В настоящее время имеется 11 флотов ГРП. Производится до 60 процессов гидроразрыва пласта одним флотом в месяц. Глубина скважин доходит до 5000 м. Работа ведется под давлением до 1000 атм. В ряде скважин содержание сероводорода составляет больше 6%. Температура пласта лежит в диапазоне от 10 до 150 °С.

Пропантные ГРП производятся с ограничением по высоте, делаются ГРП без использования гуара, ГРП на основе ПАВ, ГРП при низковязких гелях, ГРП с использованием маркированного пропанта, ГРП с

использованием трассерных жидкостей.

Производятся кислотные обработки – КГРП с пропантом, матричные обоаботки, ГРП на загеленной кислоте.

Используются технологии заканчивания скважин с помощью гидроразрыва пласта: ГПП плюс ГРП, Plug & Perf, шаровые муфты ГРП, BPS с пакером C2C.

Основная часть доклада П. Демакина была посвящена опыту выполнения ГРП в отложениях аномальной баженовской свиты (БС). Работы велись в феврале 2024 года.

Докладчик дал характеристику параметрической скважины в интервале нефтеносных отложений БС, привел результаты экспериментов с керном, подробно рассказал

о ставившихся задачах и результатах работ.

Распространение трещины было зафиксировано микросейсмическим мониторингом. В результате анализа распределения плотности микросейсмической эмиссии определены длина созданной трещины, азимут преимущественного направления распространения трещины, а также проведена оценка зон вероятного проникновения пропанта. По полученным результатам можно сделать

вывод, что азимут созданных трещин имеет преимущественно направление СВ – ЮЗ. Оценка зон вероятного проникновения пропанта: юго-западное крыло – 237,2 м, северо-восточное крыло – 168,46 м. Общая длина проникновения пропанта – 405,66 м. Средняя ширина трещины – 2,2 м.

Командная работа позволила успешно провести ГРП в отложениях аномальной БС. Из двенадцати вариантов по желанию заказчика была выбрана технология гибридного ГРП. Пропант подавался пачками, скорость закачки составляла 6 м³/



Павел Демакин

Пропантные ГРП производятся с ограничением по высоте, делаются ГРП без использования гуара, ГРП на основе ПАВ, ГРП при низковязких гелях, ГРП с использованием маркированного пропанта, ГРП с использованием трассерных жидкостей.

мин. Соотношение линейного геля к сшитому составило более 65%. Буферная стадия на линейном геле была с загрузкой 36 м³. В результате закачали 1130 м³ жидкости и 50 т пропанта с концентрацией от 70 до 300 кг/м³. Контроль

за проведением ГРП осуществлялся методом микросейсмического мониторинга.

Давление закачки составило 300 атм. Поскольку скважина была параметрически-исследовательская, то основной задачей стояло изучение возможности разработки и добычи. Проведение ГРП на такой скважине подтвердило запасы баженовской свиты, пригодные к разработке. Исследования проводились в рамках государственного заказа.

Успешно провести эти сложные работы позволило оборудование, предоставленное Группой ФИД.

ГРП со стробированием с применением ГНКТ (мультивекторный ГРП) представил

Успешно провести эти сложные работы позволило оборудование, предоставленное Группой ФИД.

руководитель направления ГНКТ ООО «ВэллТех» **Александр Косович**. При разработке нефтегазовых месторождений со скважинами для последующих классических ГРП необходимо учитывать множество факторов, в том числе ориентацию горизонтального ствола скважины относительно главных напряженностей залежей, а также условия ландшафта для размещения бурового оборудования, что часто приводит к сложному профилю скважин. Скважины со сложным профилем гораздо труднее и затратнее бурить, они отличаются высоким коэффициентом трения, что осложняет условия добычи и производство сервисных работ.

Классический способ проведения ГРП влечет образование одной трещины вдоль максимальных напряжений пласта, при этом некоторая часть месторождения остается неохваченной разработкой – в межскважинном пространстве образуются целики нефти.

Для решения вышеперечисленных проблем предлагается применять ГРП со стробированием с применением ГНКТ – мультивекторный ГРП.

Принцип работы состоит в следующем. Сначала в подготовленную к ГРП скважину на ГНКТ с кабелем до заданной глубины производится спуск генератора импульсов. Затем посредством интеллектуальной системы локаторов, интегрированной с системой управления инжектором, генератор импульсов позиционируется напротив порта МСГРП или интервала перфорации.

Во время проведения мини-ГРП на

стадии первой закачки при давлении 60–90% от расчетного давления гидроразрыва на генератор подается электрический импульс, который провоцирует электрогидродинамический эффект.

Резкое снижение давления закачки при неизменной подаче насосов и более ярко выраженный хаммер-эффект будут являться прямым признаком возникновения мультивекторного ГРП. Далее ГРП проводится в расчетном режиме.

Для придания особой специфики расположению трещин возможно комбинирование периодов закачки и подачи импульса. Например, производится подача импульса после стабилизации закачки ГРП непосредственно перед закачкой проппанта. Это придает трещинам дополнительные «отростки», увеличивая в необходимом направлении дренажные свойства пласта. При первых признаках преждевременной остановки закачки (СТОП) своевременная подача внеочередного импульса снижает возникновение такого риска.

Развитие трещин может происходить по нескольким вариантам, первый из которых предполагает развитие трещин при горизонтальной траектории ствола скважины вдоль линий максимального напряжения залежи. Второй вариант – развитие трещин при горизонтальной траектории ствола скважины перпендикулярно линиям максимального напряжения залежи. Третий вариант – развитие трещин при горизонтальной траектории ствола скважины в произвольном направлении.

При различной ориентации горизонтального хвостовика возможно разное расположение галереи трещин мультивекторного ГРП: галерея трещин при горизонтальной траектории ствола вдоль линий максимального напряжения залежи или галерея трещин при горизонтальной траектории ствола перпендикулярно линиям



Александр Косович

Сначала в подготовленную к ГРП скважину на ГНКТ с кабелем до заданной глубины производится спуск генератора импульсов. Затем посредством интеллектуальной системы локаторов, интегрированной с системой управления инжектором, генератор импульсов позиционируется напротив порта МСГРП или интервала перфорации.

максимального напряжения залежи.

Были перечислены преимущества мультивекторного ГРП по сравнению с классическим, даны рекомендации по скважинам, в которых рекомендуется и, напротив, не рекомендуется применять мультивекторный ГРП. При доукомплектовании соответствующим оборудованием возможна комбинация мультивекторного ГРП с другими технологиями.

Была представлена комплектация флотов ГНКТ и ГРП, участие которых требуется для осуществления технологии мультивекторного ГРП.

В настоящее время данная технология находится в процессе патентования.

Эволюцию применения материалов для ГРП в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

проследил ведущий инженер отдела капитального ремонта скважин управления скважинных технологий и сервиса Центрального аппарата компании **Владимир Марченко**. В начале доклада была представлена сводная таблица материалов ГРП в Республике Беларусь, из которой следует, что за последние семь лет потребность в химических реагентах и расклинивающих агентах выросла в 50 раз. Проблематика была охарактеризована как рост затрат и ограниченное предложение на рынке. Цель: снижение затрат, бесперебойное обеспечение производства, локализация

производственных мощностей.

В. Марченко перечислил и охарактеризовал основные классы химии для различных видов ГРП: кислотного МГРП, МГРП с биополимерной жидкостью разрыва (ЖР), МГРП с синтетической ЖР, вспомогательные химические добавки для МГРП. Отмечены особенности использования химреагентов в технологиях.

В компании «Белоруснефть» используют жидкости разрыва исключительно собственной рецептуры. Соблюдаются уникальные технические требования под каждый

химический реагент, достигается оптимизация концентраций исходных реагентов, определяется оптимальная очередность совмещения реагентов, оптимизируются реологические свойства жидкости разрыва.

В последние годы ощущается нехватка расклинивающих материалов для ГРП. В «Белоруснефти» было принято решение создать собственное предприятие по производству фрак-песка. Предварительно

были выполнены масштабные исследования применимости белорусских карьерных



Лабораторные исследования доказывают, что значения проводимости и проницаемости белорусских фракционных песков при давлениях смыкания трещины до 40 МПа находятся на уровне фрак-песков лучших марок.

песков для проведения ГРП по технологии Plug & Perf в нетрадиционном коллекторе. Всего были исследованы 44 пробы песка из 13 месторождений, выполнена оценка технической характеристики песка фракций 30/50 и 40/70 на соответствие API/ISO. Лабораторные исследования доказывают, что значения проводимости и проницаемости белорусских фракционных песков при давлениях смыкания трещины до 40 МПа находятся на уровне фрак-песков лучших марок, применяемых при ГРП в США.

Новое предприятие ПУ «БелКварц», оснащенное оборудованием для мокрой и сухой классификации кварцевого песка, провозило наладить его производство в объеме 70–100 тыс. тонн, что достаточно не только для «Белоруснефти», но и на экспорт. Контроль качества сырья и готовой продукции осуществляется в собственной лаборатории ПУ «БелКварц» и контролируется БелНИПИнефть. Возможно многократное масштабирование производства.

Использование полиакриламида (ПАА) на стандартных коллекторах, замена жидкой формы ПАА на сухую, снижение загрузки гуара до 2,4 кг/м³ на 80 градусов и до 2,2 кг/м³ на 60°, снижение средней концентрации ПАА на ТРИЗах с 2 л/м³ до 1,37 л/м³ – эти меры помогают добиться кратного снижения затрат, уравнивать стоимость 1 м³ биополимерной и синтетической жидкости разрыва и редуцировать зависимость от поставщиков материалов для ГРП.

Еще один доклад **Владимира Марченко** назывался **«Plug & Perf – от теории к промышленному применению»**.

Plug & Perf – это технология проведения многостадийного ГРП, суть которой заключается в использовании геофизического оборудования под давлением при перфорации эксплуатационной колонны и установке пакер-пробки при переходе между стадиями ГРП.

Цель Plug & Perf – создание большого количества трещин гидроразрыва. Область применения – субгоризонтальные и горизонтальные скважины, низкопроницаемые и ультранизкопроницаемые коллекторы.

В. Марченко перечислил основные этапы технологии Plug & Perf и раскрыл суть каждого из них.

«Белоруснефть» может осуществлять Plug & Perf как на ГНКТ, так и на геофизическом

кабеле, причем второй способ имеет значительные преимущества перед первым: на одну стадию на глубине 5000 м уходит порядка 3–6 часов против 20–30 часов на колтюбинге, можно провести несколько стадий ГРП за сутки (плюс экономические преимущества).

Были представлены основные элементы оборудования, необходимого на устье скважины: замывные насосы, емкости с водой для замыва, каротажный подъемник, грузоподъемная станция, маслостанция, лубрикатор. Охарактеризованы состав и назначение ключевых элементов грузоподъемного крана и лубрикатора.

Представлено подъемное оборудование для Plug & Perf, которое компания «Белоруснефть» считает оптимальным. Состав этого оборудования: канатный/кабельный замок, инструмент для аварийного отсоединения кабеля, локатор муфт, секции перфораторов, переходник посадочного инструмента, посадочный инструмент, пакер-пробка.

Один из самых популярных на рынке посадочных инструментов, служащих для установки пакер-пробки, – Baker 10/20. Baker 10 применяется для обсадных колонн наружным

«Белоруснефть» может осуществлять Plug & Perf как на ГНКТ, так и на геофизическом кабеле, причем второй способ имеет значительные преимущества перед первым: на одну стадию на глубине 5000 м уходит порядка 3–6 часов против 20–30 часов на колтюбинге, можно провести несколько стадий ГРП за сутки.

диаметром меньше 140 мм, а Baker 20 – для обсадных колонн наружным диаметром больше 140 мм. Докладчик рассказал о принципе работы этого инструмента.

Был представлен ряд использовавшихся «Белоруснефтью» пакер-пробок от различных производителей.

Компания применяет технологию Plug & Perf для двух типов эксплуатационных колонн (ЭК): 114 мм и 140 мм. Преимущество отдается ЭК диаметром 140 мм, в которых производится работа на геофизическом кабеле и при необходимости на ГНКТ, используются полимерно-композитные трубы (ПКТ) диаметром 89 мм различного типа, различная фрезеровка и количество отверстий перфорации, производится замыв с расходом 2–3 м³/мин. С максимальным рабочим давлением до 600 атм.

Технология Plug & Perf в «Белоруснефти» используется для осуществления еще одной технологии – Zipper Frac: поочередного выполнения ГРП по технологии Plug & Perf в двух параллельных горизонтальных стволах скважин.

Технология Zipper Frac особенно актуальна для освоения трудноизвлекаемых запасов.

В. Марченко провел сравнение Plug & Perf с технологиями Ball Drop и Darts (Sliding Sleeves). На месторождениях «Белоруснефти» с ультранизкопроницаемыми коллекторами важна гибкость в проведении ГРП. В сравнении с другими технологиями Plug & Perf обладает рядом отличительных особенностей. Это:

- высокая гибкость проведения ГРП;
- низкая начальная стоимость;
- точное место инициации трещины;

На месторождениях «Белоруснефти» с ультранизкопроницаемыми коллекторами важна гибкость в проведении ГРП.

- любые горно-геологические условия применения;
- неограниченное количество стадий;
- простая схема ликвидации осложнений.

Ключевой минус – скорость выполнения МГРП. Ключевая сложность – большое количество вспомогательного оборудования и требования к квалификации персонала, а также многоэтапность выполнения стадий ГРП, поскольку одновременно работают две бригады.

Преимущества технологии Plug & Perf неоспоримы. Это:

- выполнение 6–7 кластеров перфорации по одному метру за одну СПО;
- время одной СПО – 4–6 часов;
- выполнение 4–6 стадий в сутки;
- применение различных типов зарядов различной фазировки;
- применение растворимых и композитных пакер-пробок;
- возможность работы на кабеле и на ГНКТ;
- быстрая ликвидация осложнений.

Развитие технологии Plug & Perf компании видится как:

- автоматизация процесса спуска оборудования;
- закупка оборудования для работы до 1000 атм;
- снижение объема жидкости замыва;
- импортозамещение и снижение стоимости материалов.

Компанией «Белоруснефть» достигнуты впечатляющие результаты в применении технологии Plug & Perf: рекордное время выполнения стадий в сутки – семь стадий, среднее время ликвидации осложнений – 1 СПО, максимальная скорость спуска – 5000 м/час, максимальная скорость спуска при замыве – 4000 м/час.

«ГРП со сжиженными углеводородными

газами (СУГ) – все ближе к промышленной реализации» – так назывался доклад

Вадима Цыганкова, к. т. н., доцента кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, зав. лаб. НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. В докладе была проведена оценка экономической эффективности внедрения инновационной технологии гидроразрыва пласта с использованием сжиженного углеводородного газа (СУГ) при разработке пластов баженовской свиты. Методологический

подход основан на комплексной оценке целесообразности применения данной технологии, включающей анализ факторов, влияющих на эффективность ее использования в текущих внешних и внутренних условиях нефтедобывающей отрасли. Особое внимание уделено сравнительному

анализу с традиционными методами гидравлического разрыва пласта (ГРП) с учетом таких аспектов, как увеличение объемов добычи нефти, снижение затрат на интенсификацию и повышение рентабельности нефтяных проектов. Результаты исследования показывают, что применение СУГ способствует значительному росту извлекаемых объемов углеводородов, что повышает экономическую эффективность разработки баженовской

свиты. Предложен альтернативный метод интенсификации добычи углеводородов, обеспечивающий более высокую эффективность при работе с низкопроницаемыми коллекторами. Практическая значимость технологии заключается в ее потенциале для устойчивого развития нефтяной отрасли России, повышения



Результаты исследования показывают, что применение СУГ способствует значительному росту извлекаемых объемов углеводородов, что повышает экономическую эффективность разработки баженовской свиты.

конкурентоспособности страны на мировом энергетическом рынке и разработки трудноизвлекаемых запасов в условиях снижения добычи на традиционных месторождениях.

Об инструменте для колтюбинговых технологий

О системах разобщения для проведения

работ без глушения скважины рассказал руководитель технического отдела ООО «Симойл» **Дмитрий Прокопчук**. В фокусе доклада была извлекаемая надувная мостовая пробка RIBP (Retrievable Inflatable Bridge Plug), которая применяется для разобщения интервалов скважины, где требуются выполнение работ без предварительного глушения и спуск с ограничениями внутреннего диаметра колонны.

В фокусе доклада была извлекаемая надувная мостовая пробка RIBP (Retrievable Inflatable Bridge Plug), которая применяется для разобщения интервалов скважины, где требуется выполнение работ без предварительного глушения и спуск с ограничениями внутреннего диаметра колонны.

Был представлен состав компоновки (спусковой инструмент, клапанная секция, надувной элемент). Изложены процедуры установки и извлечения RIBP.

Спусковой инструмент применяется для транспортировки RIBP в скважину на требуемую глубину и передачи давления с поверхности в клапанную секцию. Клапанная секция применяется для передачи давления в надувной элемент и запирается в нем. Надувной элемент (расходная часть) осуществляет герметизацию и разобщение интервалов. Извлекаемая надувная мостовая пробка RIBP остается в скважине после установки. Для ее извлечения применяется специальный ловильный инструмент.

«Скважинный инструмент ГНКТ.

Импортозамещение», так назывался доклад коммерческого директора ООО «Марлин Ойл Тулз» **Антон Сагайдачного**. Компания «Марлин Ойл Тулз» занимается производством, продажей и арендой скважинного инструмента. На рынке – с 2017 года. А. Сагайдачный представил географию деятельности компании, рассказал о производственной базе, расположенной в Нефтеюганске. В основе ее деятельности – разработки собственного КБ. Производственная база включает полный цикл изготовления продукции – от черновой обработки и термообработки до сборки и тестирования. Все детали маркируются. В качестве покрытия изделий, в зависимости от материала и назначения, применяется либо фосфатирование, либо покраска.

Была продемонстрирована продукция компании: промывочная КНК, КНК для

фрезерования, гидropескоструйные перфораторы, ловильное оборудование (овершоты, печати, магниты, ШМУ), КНК для Plug & Perf.

Внутрискважинный инструмент для колтюбинговых установок и ручной инструмент для работы с ГНКТ представил генеральный директор ООО «Вилерен»

Юрий Штахов. Он поделился опытом испытаний всевозможного инструмента, который компания разрабатывает в последние два года.

Был продемонстрирован клапан реверсивный циркуляционный типа КРЦ, предназначенный для промывки скважины в обход винтового забойного двигателя (ВЗД). Клапан способен работать в различных режимах. Выпускаются клапаны в двух размерах: 55 мм с внутренним проходным сечением 15 мм и 73 мм с внутренним проходным сечением 33 мм.

Клапан может применяться в работах по горизонтальному бурению с последующим

выносом шлама в вертикальный участок скважины; в работах по фрезерованию портов ГРП с последующим выносом шлама в вертикальный участок скважины; в работах по вскрытию проппантовых корок после ГРП и последующему вымыву проппанта из скважины; для восстановления циркуляции в случае ее потери через ВЗД.

В течение ряда лет «Вилерен» работает над проблемой износа инструментов, в том числе в горизонтальных скважинах,

вследствие загиба конца ГНКТ. Выход видится в том, чтобы исключить сам момент изгиба трубы. Был разработан инструмент для выпрямления конца ГНКТ с винтовым и гидравлическим приводом. Оба эти инструмента действуют по принципу гидроредуктора.

Ю. Штахов рассказал также о ноже для удаления

Был продемонстрирован клапан реверсивный циркуляционный типа КРЦ, предназначенный для промывки скважины в обход винтового забойного двигателя (ВЗД).

внутреннего сварного шва в ГНКТ, который работает в ГНКТ диаметром от 31,1 мм до 66,7 мм, в том числе с запасованным кабелем. После работы ножа дополнительная обработка ГНКТ не требуется.



Еще одна разработка компании «Вилерен» – труборезка гидромеханическая. Эта универсальная модель способна резать НКТ диаметром как 73 мм, так и 89 мм.

«Roller sleeve – технология снижения трения ГНКТ в обсаженных скважинах со сложным профилем при проведении спуско-подъемных операций» – еще один доклад **Юрия Штахова** на конференции.

Roller sleeve – новая разработка компании «Вилерен». Все большую популярность набирает строительство горизонтальных скважин, поскольку добыча из них на порядок эффективнее, чем из вертикальных, но при этом стоимость сервиса в горизонтальных

а также результаты экспериментального использования муфт Roller sleeve. Они засвидетельствовали, что при установке муфт на расстоянии 9–10 м на 30% снижаются осевые нагрузки на ГНКТ, а при установке на расстоянии 4,5–5 м нагрузки снижаются на 65%.

Технология Roller sleeve имеет некоторые ограничения, так как при ее использовании внутренний диаметр НКТ уменьшается на 4 мм, а общий вес колонны НКТ диаметром 88,9 мм увеличивается на 1,6%. Однако преимущества использования Roller sleeve неопровержимы, поскольку она может применяться в тех скважинах, для которых не подходят традиционные методы.

Технология подразумевает использование муфт Roller sleeve в колонне вместо стандартных муфт НКТ.

скважинах дороже (иногда в разы), чем в вертикальных.

Специалисты компании попытались решить некоторые задачи, встающие перед колтюбинговыми бригадами. При проведении сервисных работ в горизонтальных скважинах может возникать спиральное сжатие ГНКТ, расклинивание ГНКТ в скважине, «посадка» инструмента и «прихват».

В качестве способов устранения «посадок» и «прихватов» обычно прибегают к расхаживанию ГНКТ, использованию ударного и вибрационного инструмента в компоновках, к закачке смазывающих жидкостей «металл – металл». Два последних способа имеют значительные ограничения к применению в действующих (незаглушенных) скважинах. Для решения этих проблем компанией и была разработана технология Roller sleeve, предполагающая применение в эксплуатационной колонне и хвостовике специальных одноименных муфт длиной 310 мм и диаметром 108 мм. Под стандарты НКТ диаметром 88,9 мм разработаны муфты, оснащенные внутренними роликами, уменьшающими силу трения. Технология подразумевает использование муфт Roller sleeve в колонне вместо стандартных муфт НКТ. Монтаж и спуск колонны труб с такими муфтами не требует использования специальных технических средств.

Муфты Roller sleeve предполагается устанавливать не по всей длине скважины, а в верхнем и нижнем участках набора кривизны, а также в горизонтальном участке. Были представлены расчеты, основанные на анализе данных газовых «сухих» скважин для ГНКТ диаметром 44,45 мм и НКТ диаметром 88,9 мм,

О производстве гибкой трубы

Новые материалы для производства ГНКТ охарактеризовал генеральный директор по России и странам СНГ



Павел Егоров

ООО «ШИНДА ТЮБИНГ СОЛЮШНС», д. т. н. **Павел Егоров**. Компания «ШИНДА» была основана в 1998 году как кабельный завод. В настоящее время это крупное современное комплексное предприятие, объединяющее научные исследования и разработки документации, производство, маркетинг и производство кабелей различного назначения, а также ГНКТ, геофизических кабелей, капиллярных трубок и т. п. Зарегистрированы три сертификационные лаборатории, где

производятся все требуемые тесты. На предприятии работают более 1700 сотрудников.

П. Егоров подробно рассказал о сегментах продукции компании. «ШИНДА» производит ГНКТ по особой технологии, используя собственную не имеющую аналогов лазерную технологию сварки, позволяющую варить разные марки стали – как обычной, так и нержавеющей. Один раз в год для конкретного заказчика компания выпускает ГНКТ из сплавов титана. Лазерная сварка позволяет создавать конструкции, которые невозможно изготавливать другим путем.

Высоко востребованы ГНКТ с кабелем, а также трубки, по которым может проводиться электрический сигнал или гидравлическая линия. Многие такие продукты используются для интеллектуального заканчивания. В частности, тьюбинг-капсулированный кабель Encapsulated Cable и система Flat Pack.

Компания производит капиллярные гидравлические трубки из всех марок стали – как сварные, так и цельнотянутые длиной до 3500 м. Докладчик привел пример интегрированного

кабеля, где в одном канале идут оптоволокно, медная жила и трубка для доставки жидкости. Возможно создание определенного количества (до 10) таких каналов с целью оснащения ими в том числе силовых кабелей.

«ШИНДА» также предлагает потребителям колтюбинговый флот сверхтяжелого класса с тяговым усилием инжектора 63 т, а в последнее время – и 75 т. В этом году запланирован запуск в производство инжектора с тяговым усилием 90 т.

Производятся ГНКТ диаметром 50,8 мм длиной до 10 000 м, диаметром 66,7 мм длиной 8000 м, диаметром 73,0 мм длиной 7000–7500 м и узлы намотки для них.

Основная часть доклада касалась специальных материалов для ГНКТ (СТ90 MS/ ST125T).

СТ90 MS – это сероводородостойкая ГНКТ, ST125T – специальная сталь специальной закалки и отпуска, созданная в сотрудничестве с металлургической компанией. Новый грейд ГНКТ ST125T дает возможность работать со сверхдлинными трубами, но при этом приемлемой гибкости. Был разработан не только сам материал, но и комплекс технологических мероприятий, позволяющих производить такую трубу. Фактически получилась довольно гибкая труба при более высоких параметрах по плотности. Такая ГНКТ уже успешно себя проявляет в течение трех лет на китайских месторождениях со сверхдлинными скважинами.

ST125T представляет собой новый тип высокопрочных ГНКТ. Она обладает более высокой прочностью по сравнению с другими гибкими трубами, имеет отличную устойчивость к равномерной коррозии, а также более длительный срок службы.

Одно из приоритетных направлений развития «СТАР ТЬЮБИНГ» – совместная работа с российскими металлургами по получению отечественной стали, способной на равных конкурировать с металлом зарубежного производства.

П. Егоров уверен, что за подобной продукцией будущее, поскольку тренды развития отрасли показывают, что впереди у нас сверхглубокие и сверхдлинные скважины с протяженными горизонтами. Значит, востребованы будут трубы высокой прочности, которые при этом должны иметь определенную гибкость, но не могут быть сверхпрочными, иначе это будет уже не колтюбинг.

колтюбинг.

Владимир Руднев, генеральный директор ООО «СТАР ТЬЮБИНГ», рассказал о производстве гибких насосно-компрессорных труб в России.

Впереди у нас сверхглубокие и сверхдлинные скважины с протяженными горизонтами. Значит, востребованы будут трубы высокой прочности, которые при этом должны иметь определенную гибкость, но не могут быть сверхпрочными, иначе это будет уже не колтюбинг.

ООО «СТАР ТЬЮБИНГ» – отечественное производство гибких насосно-компрессорных труб, динамично развивающееся предприятие, выпускающее импортозамещающую продукцию. В течение ряда лет наблюдается положительная

динамика развития ключевых компетенций, на которых построено производство.

«СТАР ТЬЮБИНГ» выпускает высокотехнологичную продукцию по разработанной документации, в частности, по разработанной самим предприятием технологической инструкции на новый вид продукции ГНКТ из импортозамещающей стали Новолипецкого металлургического комбината.

Одно из приоритетных направлений развития «СТАР ТЬЮБИНГ» – совместная работа с российскими металлургами по получению отечественной стали, способной на равных конкурировать с металлом зарубежного производства. Поставщик металла обеспечивает требуемый химический состав, механические свойства (пластичность, прочность), минимальное количество неметаллических включений. «СТАР ТЬЮБИНГ» при производстве ГНКТ обеспечивает требуемую геометрию, механические свойства, герметичность,

максимальную долговечность сварных соединений. На производственной площадке организован участок по сборке стальных транспортных узлов намотки для ГНКТ. Проведен комплекс работ по изготовлению образцов и программные испытания ГНКТ с переменной толщиной стенки. Закуплено оборудование для пассивации кабеля ГК в ГНКТ.



Владимир Руднев

Тему продолжила **Ольга Курганова**, старший инженер дирекции по исследованиям и разработкам новых продуктов ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат» – партнера «СТАР ТЬЮБИНГ». Она озвучила доклад **«Рулонный прокат марки А606 для производства гибких насосно-компрессорных труб»**.

Новолипецкий металлургический комбинат (НЛМК) осуществляет полный цикл производства – от добычи руды к готовому прокату. О. Курганова рассказала о процессе производства на липецкой площадке, о сферах применения продукции НЛМК, остановившись подробно на стратегии развития для трубного проката нефтегазовой



Ольга Курганова

Был представлен высококачественный низколегированный прокат для изготовления ГНКТ.

отрасли. В частности, был представлен высококачественный низколегированный прокат для изготовления ГНКТ. Были перечислены этапы разработки этого продукта, требования клиента к прокату марки А606 (размер зерна феррита не более 10 баллов по ГОСТ 5639; немагнитные включения типов А, В, С, D, DS по ГОСТ Р ИСО 4967, метод А не должен превышать двух баллов по среднему значению). Приведены возможные схемы производства проката марки А606 на НЛМК.

Рассказано о математическом моделировании процесса, разработке режима горячей прокатки, исследовании свойств опытного проката на соответствие требованиям НД, оценке стойкости к общей коррозии и оценке коррозионной стойкости стали в движущейся среде. В ЦНИИЧермет им. И.П. Бардина были проведены дополнительные испытания коррозионной стойкости стали марки А606 в движущейся среде, имитирующей нефтепромысловые среды месторождений Ханты-Мансийского автономного округа.

Горячекатаный прокат и горячекатаный травленный прокат отгружен в полном объеме в ООО «СТАР ТЬЮБИНГ». По результатам входного контроля подтверждены данные аттестационных значений и соответствие металла требованиям клиента. В результате подбора режимов объемной термообработки потребителем получены три группы прочности готовой трубы: СТ70, СТ80, СТ90. Механические характеристики ГНКТ соответствуют требованиям ТУ 24.20.32-001-43268440-2022 и спецификации API 5ST.

В 2023 году за разработку технологии

производства рулонного проката марки А606 в условиях ПАО «НЛМК» для гибких насосно-компрессорных труб НЛМК был удостоен звания лауреата выставки и награжден золотой медалью «Металл-Экспо'2023».

О промышленной химии Проблемы и перспективы развития промышленной химии

осветила **Люция Давлетшина**, д. т. н., профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, в. н. с. НОЦ

«Промысловая химия» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Ее доклад был сфокусирован на подготовке кадров для отрасли.

В числе приоритетов научно-технического развития Российской Федерации значится высокоэффективная и ресурсоспособная энергетика, а в перечень важнейших наукоемких технологий входят экологически чистые технологии эффективной добычи и глубокой переработки стратегически дефицитных видов полезных ископаемых.

Время легкой нефти прошло, и в настоящее время в России до 65% от общего объема доказанных запасов составляет доля

В результате подбора режимов объемной термообработки получены три группы прочности готовой трубы: СТ70, СТ80, СТ90.

трудноизвлекаемых запасов нефти. Старые технологии не только не всегда работают, но зачастую дают отрицательный результат. В



Люция Давлетшина

2015 году Минэнерго утвердило целевой сценарий добычи нефти. Он будет реализован, если суммарная добыча нефти на шельфе и из трудноизвлекаемых запасов достигнет к 2025 году 25%.

Разрабатывать эти запасы предстоит специалистам по нефтегазовому делу, которых готовят 67 российских вузов. Первым в рейтинге стоит Российский государственный

университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Но сегодняшняя ситуация требует также подготовки высококлассных специалистов по нефтехимии –

тех, кто будет заниматься синтезом, производством и разработкой составов, в частности, для ремонта скважин. Такие направления подготовки специалистов есть, в частности, в Уфимском государственном университете (химическая технология реагентов нефтедобычи и нефтегазопереработки) и Казанском национальном исследовательском технологическом университете (нефтегазовое дело).

На кафедре технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина был разработан и 28 мая 2024 года введен

Был разработан и введен профессиональный стандарт «Специалист по нефтегазопромысловой химии».

профессиональный стандарт «Специалист по нефтегазопромысловой химии». Он призван способствовать профильным компаниям в наборе персонала и оценке его квалификации. Эти специалисты занимаются непосредственно синтезом, разработкой, внедрением в производство химии для нефтегазодобычи. Область их деятельности чрезвычайно широка – от строительства скважин, сбора и подготовки нефти и газа до переработки углеводородного сырья. Л. Давлетшина напомнила нашумевшую несколько лет назад историю с попавшей в нефтепровод хлорорганикой, негативно повлиявшей на оборудование для нефтепереработки.

Была представлена схема применения химических реагентов

В последние годы к полиакриламидной химии появился особый интерес в связи с развитием технологий МГРП.

на нефтегазопромысле, включающая в себя 18 пунктов. Рассказано об учебном курсе «Промысловая химия», его основных направлениях и месте этого курса в ряду базовых дисциплин.

В заключительной части доклада была дана характеристика кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина и НОЦ «Промысловая химия».

Аспирант кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, м. н. с. НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина **Андрей Филатов** представил доклад «Осцилляционные исследования

Разрабатывать эти запасы предстоит специалистам по нефтегазовому делу, которых готовят 67 российских вузов.

полиакриламидных гелей ГРП».

В последние годы к полиакриламидной химии появился особый интерес в связи с развитием технологий МГРП. В качестве основы рецептуры полиакриламидных гелей выступает пресная вода. Гелеобразователь – синтетический полимер в виде эмульсии или стабильной суспензии. Добавляются брейкеры окислительного типа, поскольку они для полиакриламидных гелей действуют сильнее, чем для гуаровых систем.

Типичный тест, который проводится для полиакриламидных жидкостей

ГРП, – это ротационная вискозиметрия. Для рабочих рецептур ПАА характерны низкая эффективная вязкость и хорошее восстановление при стрессе.

При осцилляционной реометрии снимают два основных параметра: модуль упругости и модуль вязкости. Тестирование проводят с переменной частотой или амплитудой.

А. Филатовым были представлены типичные графики

осцилляции, характеризующие несущую способность различных марок ПАА. Сделаны выводы относительно факторов, определяющих песконесущую способность полиакриламидных жидкостей ГРП.

О применении специальных углеводородных основ для эмульсионных буровых растворов

рассказал **Владислав Беляев**, магистрант кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, инженер НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

Бурение скважин представляет собой один из самых сложных и ответственных процессов и является трендом в нефтегазодобывающей отрасли.

Буровой раствор – это многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для бурения скважин. От правильного выбора материалов и реагентов для приготовления бурового раствора зависят успех и качество строительства скважины.



Буровые растворы бывают на углеводородной основе (РУО) и на водной основе (РВО). В. Беляев подробно рассказал о РУО, представил экспериментальную часть исследования буровых растворов с различными эмульгаторами и дисперсными средами. В ходе работ были получены эмульсионные системы, выдержавшие высокие температуры порядка 90 °С, на основе которых может быть разработана готовая товарная рецептура буровых растворов на углеводородной основе.

Буровые растворы на углеводородной основе (или эмульсионные) обладают рядом достоинств, прежде всего инертностью по отношению к разбухаемой породе и отсутствием способности в значительной степени ухудшать коллекторские свойства пласта. Также следует отметить их устойчивость к загрязнению, что обеспечивает возможность их многократного использования.

О двигателях и шасси

Противостоять западным санкциям помогают китайские партнеры. В частности, **силовые установки для насосного оборудования, применяемого в оборудовании для нефтяной промышленности**, поставляет ООО «Фалкон Пауэр», о продукции которого участникам конференции рассказал инженер по адаптации двигателей **Олег Цикун**. В его докладе был представлен модельный ряд двигателей для нефтегазовой отрасли, охарактеризована сервисная поддержка продукции компании, приведены примеры использования силовых установок от «Фалкон Пауэр» в РФ.

В фокусе доклада был силовой агрегат для ГРП мощностью 2500 л. с./3000 л. с. В его состав входят: насос высокого давления, карданный вал, коробка передач, гидравлический насос, двигатель БМВК, глушитель с искрогасителем, радиатор с вентилятором и гидравлическим мотором.

О. Цикун перечислил шесть ключевых технологий, использующихся при создании первоклассной продуктовой платформы для двигателя серии М33. Представлено гидравлическое насосное оборудование в сборе и



Владислав Беляев

плунжерный насос высокого давления в сборе.

Заместитель начальника управления продаж и маркетинга ОАО «Минский завод колесных тягачей» **Андрей Степусь** рассказал о решениях для нефтегазового комплекса, которые предлагает МЗКТ.

Предприятие, которому в 2024 году исполнилось 70 лет, создает технику по индивидуальным требованиям заказчиков (от одной до нескольких сотен единиц) с использованием отечественных и зарубежных комплектующих. Собственная конструкторская база позволяет МЗКТ разрабатывать и выпускать уникальные транспортные решения

для выполнения практически любых задач.

В течение двадцати последних лет было изготовлено более 700 единиц шасси для

В ходе работ были получены эмульсионные системы, выдержавшие высокие температуры порядка 90 °С, на основе которых может быть разработана готовая товарная рецептура буровых растворов на углеводородной основе.



Олег Цикун

нефтегазового комплекса (22% – для ГНКТ, 12% – для ГРП).

Транспортная база для ГНКТ начиналась с шасси МЗКТ-652712 (8х8) дорожного габарита грузоподъемностью 29 500 кг с мощностью двигателя 400 л. с. Под колтюбинговые установки тяжелого класса предлагается шасси МЗКТ-652760 (10х10) внедорожного габарита грузоподъемностью 47 000 кг с мощностью двигателя 400 л. с.

Новейшая разработка компании – шасси МЗКТ-830001 (10х10) внедорожного габарита грузоподъемностью 50 700 кг с мощностью двигателя 400 л. с.

Это шасси позволяет устанавливать узел намотки увеличенного объема и перевозить оборудование массой более 50 т.

Для ГРП была доработана линейка шасси с

В фокусе доклада был силовой агрегат для ГРП мощностью 2500 л. с./3000 л. с.

колесной формулой 10х10 с различными двигателями, в различном исполнении для разных установок (гидратационной,

насосной и др.). Для смесительной установки предназначено шасси с колесной формулой 8х8.

И немного о стратегии

Стратегии нефтесервисных компаний: мировые тренды и вызовы российского рынка охарактеризовала **Дарья Селиванова**, старший консультант Группы компаний ДРТ, выпустившей исследование на данную тему, в котором аккумулированы мировые тренды рынка нефтесервисных услуг и раскрыта специфика (стратегия и вызовы) российского рынка.

В докладе был охарактеризован макроэкономический контекст и вызываемая им трансформация моделей бизнеса. Отмечено, что за последние десять лет компании приобрели большой опыт работы в условиях стагнации



Андрей Степусь

Новейшая разработка компании – шасси МЗКТ-830001 (10х10) внедорожного габарита грузоподъемностью 50 700 кг с мощностью двигателя 400 л. с. Это шасси позволяет устанавливать узел намотки увеличенного объема и перевозить оборудование массой более 50 т.

спроса и жесткой конкуренции на рынке. Технологические лидеры специализируются на управлении производственными мощностями, часто вместе с разработкой и выпуском высокотехнологичного оборудования. Если у компании нет возможности для дифференциации на основе интеллектуальных или технологических компетенций, то лидерство по издержкам является единственным конкурентным преимуществом на нефтесервисном рынке. Некоторые некрupные нефтесервисные компании после 2015 года признали неустойчивость своей бизнес-модели

и обозначили постепенный выход из отрасли как стратегическую цель.

В качестве основных вызовов для российского рынка сформулированы неблагоприятные экономические факторы, потеря доступа к новым зарубежным технологиям, сокращение открытого рынка.

На начало 2025 года на российском рынке действовало более 300 нефтесервисных компаний, которые можно отнести к одной из четырех категорий: сервисные подразделения ВМНК, крупнейшие российские независимые сервисные компании; текущие и бывшие иностранные сервисные компании, прочие российские сервисные компании.

Стратегии российских нефтесервисных компаний сегодня должны отвечать на три ключевых вопроса:

- Каковы наши цели?
- Как получить прибыль?
- Какие ресурсы необходимы?

В качестве стратегических приоритетов

могут быть сформулированы: покупка компаний с сильными нишевыми компетенциями для диверсификации бизнеса в связи с наличием на рынке привлекательных активов по низкой цене; постоянный мониторинг новых возможностей для развития бизнеса для своевременной корректировки стратегических

планов и инновационных программ; развитие долгосрочного взаимодействия с заказчиками из-

В качестве основных вызовов для российского рынка сформулированы неблагоприятные экономические факторы, потеря доступа к новым зарубежным технологиям, сокращение открытого рынка.

за высокой концентрации спроса для получения стабильной выручки. На замену краткосрочному взаимодействию на уровне отдельных проектов приходят модели взаимодействия, рассчитанные на период от трех лет и включающие обмен активами и прибылью.



Награды – лучшим

В рамках 25-й Международной научно-практической конференции состоялось награждение первых лауреатов специальной награды **«За значительный вклад в развитие высокотехнологичного нефтегазового сервиса»**, учрежденной российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ИСОТА-Россия) и редакцией научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».

Лауреатами 2025 года стали:

- ООО «ФракДжет-Волга»;
- РУП «ПО «Белоруснефть»;
- ООО «ТаграС-РемСервис»;
- ООО «Пакер Сервис»;
- Группа ФИД;
- Кафедра технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.





Награды представителям компаний-лауреатов вручили председатель ИСоТА-Россия **Константин Бурдин** и председатель редакционного совета научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» **Елена Лапотентова.** ©

На рынке колтюбинга грядут перемены

Вадим КРАВЕЦ, к. т. н., руководитель аналитической группы RPI

В начале января 2025 года США ввели очередной пакет санкций, призванный максимально затруднить работу российской нефтегазовой отрасли. Согласно информации, опубликованной одним из подразделений Министерства финансов США, в SDN-лист (Specially Designated Nationals and Blocked Persons List) были включены около 30 нефтесервисных компаний. Кроме того, американским компаниям запрещено оказывать нефтесервисные услуги любым лицам на территории РФ. Запрет распространяется на экспорт или реэкспорт услуг в области добычи нефти, в том числе их продажу, прямо или косвенно, из США в пользу любого лица, находящегося в России. Эти рестрикции начинают действовать с конца февраля текущего года. Наложённые санкции потенциально могут привести к окончательному уходу с российского рынка колтюбинга компаний из недружественных стран или их преемников и перераспределить рыночные доли в пользу отечественных игроков. Причем даже до введения январских санкций ситуация для российских колтюбинговых компаний развивалась достаточно оптимистично.



В настоящее время применение колтюбинга на российском рынке в первую очередь сфокусировано на проведении капитальных ремонтов скважин (КРС), в том числе на обработке призабойной зоны (ОПЗ), подготовке скважин к гидроразрыву пласта (ГРП) и зарезке боковых стволов (ЗБС), освоении скважин после ГРП и ЗБС, вводе в эксплуатацию и ремонте нагнетательных скважин (освоение вновь пробуренных скважин) и других видов КРС, проведении ГРП и многостадийных ГРП (МГРП) на новых скважинах. Использование гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) в других сегментах (бурение и ЗБС) хоть и является достаточно ограниченным в сравнении с международным опытом в США и Канаде, но начинает расширяться.

Так до 2020 года бурение с использованием ГНКТ, как правило, применялось на объектах «Сургутнефтегаза», в 2023 году этот вид операций был впервые использован на объектах «Газпром нефти» при разработке карбонатных коллекторов.

Особенностью рынка колтюбинга в России является его относительная закрытость, когда в масштабах всей страны отсутствуют статистические данные о его объемах как в физическом, так и в денежном выражении. Вследствие этого далее в настоящей работе использовались косвенные оценки его характеристик.

Нами при расчетах учитывались следующие

Наложённые санкции потенциально могут перераспределить рыночные доли в пользу отечественных игроков.

показатели:

- количество операций ГРП и МГРП на новых скважинах и переходящем фонде;
- число операций КРС в разрезе их видов;
- экспертные оценки динамики использования ГНКТ при проведении операций ГРП/МГРП по регионам;
- экспертные оценки динамики использования ГНКТ по видам операций КРС в разрезе нефтегазовых регионов;
- динамика ввода горизонтальных скважин и рост их доли в общем фонде скважин;
- стоимость операций с ГНКТ при ГРП и МГРП, при КРС в разрезе видов КРС, при бурении и ЗБС.

Согласно проведенным нами оценкам, рынок колтюбинга в России начал развиваться с 1998 года, но особенно быстро он качественно и количественно рос в 2010-2018 гг., в течение которых количество операций выросло на 115,8%, с 10,1 тыс. ед. в 2010 году до 21,8 тыс. ед. в 2018 году (рис. 1).

В 2019-2020 гг. положительный тренд сменился нисходящей динамикой, что было обусловлено сокращением количества операций КРС как основного сегмента применения ГНКТ, в первую очередь у ПАО «НК «Роснефть».

Особенностью рынка колтюбинга в России является его относительная закрытость, когда в масштабах всей страны отсутствуют статистические данные о его объемах как в физическом, так и в денежном выражении.

В 2021-2023 гг. вновь была отмечена возрастающая динамика в числе операций колтюбинга, и в 2023 году их уровень достиг 19,0 тыс. ед. Ключевым драйвером при этом выступило изменение объемов проведенных операций ГРП и МГРП.

Объем использования колтюбинга в нефтегазодобывающих компаниях значительно отличается, и это связано прежде всего с различным подходом ВИНК к сервису: одни компании внедрились и применяют колтюбинг на всех стадиях строительства, освоения и капитального ремонта скважин, другие используют колтюбинг ограниченно – только для проведения определенных сервисных операций. В целом по стране до 2010 года использование колтюбинга было следствием увеличения числа КРС, проводимых с помощью ГНКТ, а начиная с 2011 года дополнительный импульс росту числа операций колтюбинга был придан за счет расширения спектра нефтесервисных услуг с использованием ГНКТ, в частности операций при многостадийном гидроразрыве пласта и при вводе в эксплуатацию горизонтальных скважин.

В 2023 году число операций колтюбинга увеличилось в сегментах:

- операций при проведении ГРП и МГРП;
- операций при бурении и ЗБС;
- подготовительных работах к ГРП, а также освоений скважин после ГРП.

В остальных сегментах КРС отмечалось снижение количества операций колтюбинга.

До 2019 года наиболее востребованной операцией с ГНКТ являлась обработка призабойной зоны пласта скважины и вызов притока.

В 2023 году эта структура претерпела изменения – лидирующее положение занял сегмент операций при ГРП и МГРП – 36,8%, затем обработка призабойной зоны пласта скважины и вызов притока (без учета ГРП) – 27,3% и прочие виды КРС – 19,2% (в структуре прочих операций превалирует проведение очистки ствола и забоя скважины от парафиногидратных отложений, солей, песчаных и гидратных пробок с долей в 82% данного сегмента).

По состоянию на 2023 год наибольшее количество операций с ГНКТ было проведено в

Западной Сибири – 70,9% от всех операций в России, или 13,5 тыс. операций, и в Волга-Урале – 19,9%, или 3,8 тыс. операций (рис. 2). Это вызвано тем, что в этих регионах расположены большие фонды старых эксплуатационных скважин, на которых проводятся операции ГРП, КРС и осуществляется бурение боковых стволов.

Изменение числа операций колтюбинга по регионам нефтедобычи в 2023 году в основном было вызвано снижением количества операций КРС с использованием ГНКТ и увеличением применения колтюбинга на операциях ГРП и МГРП.

В 2010-2023 гг. стоимость работ с применением ГНКТ в России ежегодно увеличивалась, вследствие чего увеличивался и сам рынок колтюбинга в денежном выражении. Среднегодовой темп его роста за данный период времени составил 16,0%, достигнув уровня в 101,8 млрд руб. в 2023 году (рис. 3). В течение ретроспективного периода отмечалось краткосрочное снижение рынка в 2019-2020 гг. с



Источник: анализ RPI

Рисунок 1 – Годовой объем операций колтюбинга в России, 2010-2023 гг., тыс. ед.

последующим восстановлением рынка с 2021 года.

Драйверами восстановления положительной динамики рынка являются сегменты ГРП/МГРП, а также бурения и ЗБС, удельная стоимость которых за одну операцию возросла в сравнении с 2019 годом на 12–16%.

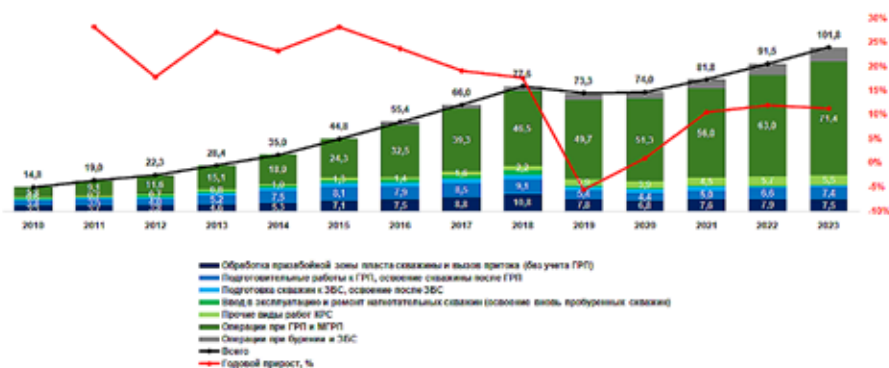


Источник: анализ RPI

Рисунок 2 – Структура рынка колтюбинга в России по регионам в 2023 году, %

В разрезе сегментов рост в 2023 году продемонстрировали сегменты операций при ГРП и МГРП – 8,39 млрд руб., операции при бурении и ЗБС – 1,74 млрд руб., подготовительные работы к ГРП и освоение скважины после ГРП – 0,85 млрд руб.

В 2023 году самым дорогим и объемным в денежном выражении был сегмент операций ГРП и МГРП – его объем составил 71,4 млрд руб., что составило 70,1% от общего объема рынка. Совокупный объем операций с ГНКТ при КРС был равен 21,9 млрд



Источник: анализ RPI

Рисунок 3 – Годовой объем операций колтюбинга в денежном выражении в 2010-2023 гг. по сегментам, млрд руб.

Драйверами восстановления положительной динамики рынка являются сегменты ГРП/МГРП, а также бурения и ЗБС, удельная стоимость которых за одну операцию возросла в сравнении с 2019 годом на 12–16%.

составила 5,4%, продолжив положительную динамику (в 2019 году их доля составляла 2,9%).

Тем не менее главным драйвером роста колтюбинговых операций в России в денежном выражении в 2010-2023 гг. стали операции ГРП, в первую очередь МГРП на новых

руб., или 21,5%. На долю колтюбинга при бурении и ЗБС в сумме пришлось 8,4%, или 8,5 млрд руб. Крупнейшими сегментами колтюбинга при КРС в денежном выражении являлись:

- обработка призабойной зоны пласта скважины и вызов притока (без учета ГРП) – 7,5 млрд руб. (7,4% от общего объема рынка колтюбинга);
- подготовка и освоение после ГРП – 7,4 млрд руб. (7,3%);
- прочие виды КРС – 5,5 млрд руб. (5,4%);
- подготовка и освоение после ЗБС – 0,78 млрд руб. (0,8%);
- ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин – 0,77 млрд руб. (0,8%).

Впереди дальнейший рост

В настоящее время основными драйверами рынка колтюбинга являются:

- операции МГРП и ГРП на новых скважинах и применение колтюбинга на них;
- операции КРС с использованием ГНКТ, в частности ОПЗ, ввод в эксплуатацию нагнетательных скважин, подготовка к ГРП, ЗБС и освоение скважины после ГРП и ЗБС;
- операции ЗБС, прежде всего при строительстве горизонтальных стволов;
- ввод новых скважин, прежде всего горизонтальных, и рост горизонтального бурения.

С 2016 года получили распространение такие сегменты, как колтюбинг при бурении (вскрытии пластов) и колтюбинг при ЗБС, – в 2023 году их доля в физическом выражении

скважинах.

Положительный рост операций с ГНКТ также наблюдается в сегменте КРС. При этом в 2020 году изменилась структура колтюбинга при КРС. Так, операции по очистке ствола и забоя скважины от парафиногидратных отложений, солей, песчаных и гидратных пробок с ГНКТ вошли в топ-3 операций КРС с ГНКТ, что обусловлено изменением качественного состава нефтей в сторону высокопарафинистых и высокосернистых сортов.

Наибольшие перспективы развития рынок колтюбинга имеет в тех сегментах нефтесервиса, в которых прогнозируется устойчивый рост числа операций: ГРП и МГРП, а также КРС.

В рамках настоящего исследования при составлении прогноза рынка операций колтюбинга нами учитывались следующие факторы и показатели:

- прогноз добычи нефти в России в 2024-2030 гг., выполненный по трем сценариям: базовому,

Наибольшие перспективы развития рынок колтюбинга имеет в тех сегментах нефтесервиса, в которых прогнозируется устойчивый рост числа операций: ГРП и МГРП, а также КРС.

оптимистическому и негативному;

- прогноз освоения новых месторождений;
- сценарные прогнозы:
 - о динамики эксплуатационного фонда скважин;
 - о рынка ГРП и МГРП в разрезе регионов;
 - о рынка КРС по видам КРС по регионам;
 - о рынка бурения;
 - о рынка ЗБС;

- прогнозы отраслевых экспертов, касающиеся технологического развития рынка колтюбинга;
- экспертные оценки динамики использования ГНКТ при проведении операций ГРП/МГРП;
- экспертные оценки динамики использования

В базовом сценарии прогнозируется рост рынка колтюбинга в физическом выражении со среднегодовым темпом 8,4%, и к 2030 году он достигнет уровня в 33,3 тыс. ед.

ГНКТ по видам операций КРС в разрезе нефтегазовых регионов;

- прогнозная динамика удельной доли горизонтального бурения в общем объеме бурения;
- влияние санкций на технологическую оснащенность сервисных компаний и финансовое состояние заказчиков колтюбинговых работ;
- официальные правительственные прогнозы социально-экономического развития России на среднесрочный период;
- оценочные стоимости операций с ГНКТ в различных нефтесервисных сегментах;
- инфляционные процессы в стране в период 2024-2030 гг.;
- возможное оказание ценового давления заказчиков на подрядчиков.

В базовом сценарии прогнозируется рост рынка колтюбинга в физическом выражении со среднегодовым темпом 8,4%, и к 2030 году он достигнет уровня в 33,3 тыс. ед.

Ожидается, что рынок нефти ждет динамичное восстановление, возобновляется реализация новых добычных проектов, при этом также поддерживается добыча на старых месторождениях.

Отметим, что во всех прогнозных сценариях рынок колтюбинга в России будет демонстрировать устойчивую положительную динамику роста, обусловленную увеличением ввода горизонтальных скважин, ростом числа операций ГРП и МГРП, а также операций КРС. Постоянный спрос на операции с ГНКТ станет поддерживаться за счет очевидных преимуществ в использовании гибкой трубы: сокращения времени проведения операций КРС в связи с тем, что колтюбинг выполняется без глушения скважины; снижения негативного воздействия на пласт; улучшенного контроля скважин; возможности бурения на депрессии. Также будет развиваться сегмент эксплуатационного бурения с ГНКТ.

В базовом сценарии в 2030 году наибольшими долями в физическом выражении будут обладать сегменты операций при ГРП и МГРП – 33,4% и обработки призабойной зоны пласта скважины с

ГНКТ – 26,9%.

В 2024-2030 гг. колтюбинговые операции продолжат интенсивно применяться при операциях КРС. Это явится следствием устаревания фонда действующих скважин, для повышения и поддержания дебитов на них будет проводиться большее количество ремонтных работ и иных методов повышения нефтеотдачи пласта с применением ГНКТ, в частности увеличение числа операций ЗБС.

В среднесрочной перспективе произойдут значительные изменения структуры рынка колтюбинга. Ожидается рост high-cost-сегмента, и прежде всего это будет связано с ростом операций при ГРП и МГРП. Увеличение объемов горизонтального бурения повлечет за собой рост числа операций при освоении скважин, ГИС на колтюбинге, а также применение новых технологий ПНП, проведение которых обязательно сопровождается использованием гибкой трубы. В результате в структуре рынка

В среднесрочной перспективе произойдут значительные изменения структуры рынка колтюбинга. Ожидается рост high-cost-сегмента, и прежде всего это будет связано с ростом операций при ГРП и МГРП.

колтюбинга в региональном разрезе значительно нарастит долю Восточная Сибирь – с 5% в 2023 году до 9% в 2030 году, так как ожидается, что новое бурение в большем объеме будет проводиться в Восточной Сибири (например, ввод в промышленную разработку месторождения Пайяхского проекта на полуострове Таймыр).

Несмотря на наращивание доли Восточной Сибири с 5,3% в 2023 году до 9,4% к 2030 году, превалировать в структуре рынка продолжат Западная Сибирь – 64,3% и Волга-Урал – 21,1%. Основными драйверами роста числа операций колтюбинга в 2024-2030 гг. станут:

- в Западной Сибири – операции ГРП, МГРП и КРС;
- в Волга-Урале и Тимано-Печоре – операции КРС;
- в Восточной Сибири – операции ГРП и МГРП, выполняемые при строительстве новых скважин.

В оптимистическом сценарии прогнозируется рост рынка колтюбинга в физическом выражении со среднегодовым темпом на 9,3% и к 2030 году рынок достигнет уровня в 35,3 тыс. ед. Более динамичный рост в сравнении с базовым сценарием обусловлен высокими темпами развития бурения и ЗБС с ГНКТ, а также расширением сегмента МГРП.

В этом сценарии, так же как и в базовом, в 2030 году наибольшими долями в физическом

выражении будут обладать сегменты колтюбинга при обработке призабойной зоны – 26,8% и операций при ГРП и МГРП – 33,5%.

В региональной структуре разбивка по регионам не претерпит значительных изменений – преваляировать продолжит Западная Сибирь с долей в 63,9%, или 22,6 тыс. операций.

Основными драйверами роста числа операций колтюбинга в 2024-2030 гг. станут:

- в Западной Сибири – операции ГРП, МГРП и КРС;
- в Волга-Урале и Тимано-Печоре – операции КРС;
- в Восточной Сибири – операции ГРП и МГРП, выполняемые при строительстве новых скважин.

Негативный сценарий прогноза операций колтюбинга основан на аналогичном сценарии прогноза добычи нефти.

В этом сценарии к 2030 году суммарное число операций колтюбинга составит 31,3 тыс. ед. Среднегодовой темп роста рынка в 2024-2030 гг. равен 7,4%.

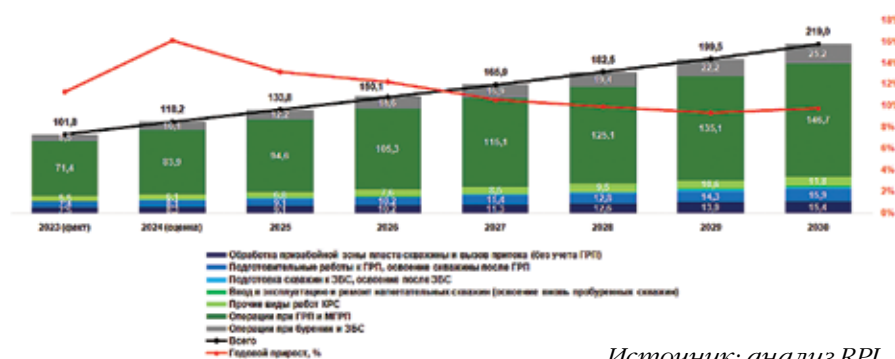
В разрезе сегментов рынок колтюбинга станет повторять структуру вышеописанных сценариев – лидировать будет сегмент операций при ГРП и МГРП с долей в 34,2%.

В негативном сценарии в 2024-2030 гг., так же как и в предыдущих сценариях, прогнозируется тренд диверсификации операций колтюбинга в пользу Восточной Сибири – к 2030 году доля региона увеличится до 8,8% и составит 2,7 тыс. ед., а Западной Сибири сократится с 70,9% до 64,8%.

Драйверы роста числа операций по регионам в негативном сценарии те же, что и в предыдущих двух сценариях.

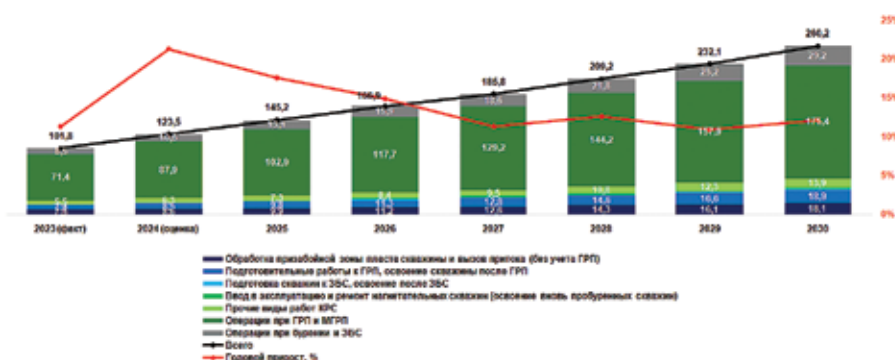
Рынок колтюбинга обладает значительным потенциалом роста и в денежном выражении. Он будет обусловлен увеличением количества операций и стоимости отдельных операций из-за повышения технологической сложности.

В связи с появлением российского производства гибких насосно-компрессорных труб прогнозируется сдерживание стоимости операций, в первую очередь КРС с ГНКТ, что позволит сделать колтюбинг при КРС



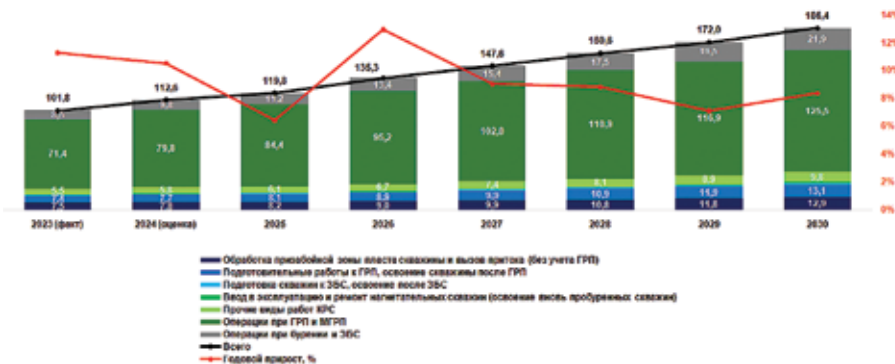
Источник: анализ RPI

Рисунок 4 – Прогноз объема рынка колтюбинга по основным сегментам в 2024-2030 гг., базовый сценарий, млрд руб.



Источник: анализ RPI

Рисунок 5 – Прогноз объема рынка колтюбинга по основным сегментам в 2024-2030 гг., оптимистический сценарий, млрд руб.



Источник: анализ RPI

Рисунок 6 – Прогноз объема рынка колтюбинга по основным сегментам в 2024-2030 гг., пессимистический сценарий, млрд руб.

более конкурентоспособным в сравнении с традиционными операциями КРС.

Самыми дорогими операциями колтюбинга в 2024-2030 гг. останутся операции при МГРП и ГРП с использованием ГНКТ.

В базовом сценарии динамика стоимости услуг учитывает как инфляцию в 4% в год (правительственный прогноз – Прим авт), так и возможное их удешевление вследствие давления заказчиков на подрядчиков.

В этом сценарии объем рынка колтюбинга в

2024-2030 гг. увеличивается со среднегодовым темпом на 11,6%, достигая к 2030 году уровня в 219,0 млрд руб. (рис. 4).

Наиболее крупным в денежном выражении в 2030 году будет сегмент операций при ГРП/МГРП, главным образом вследствие их стоимости –

В связи с появлением российского производства гибких насосно-компрессорных труб прогнозируется сдерживание стоимости операций, в первую очередь КРС с ГНКТ, что позволит сделать колтюбинг при КРС более конкурентоспособным в сравнении с традиционными операциями КРС.

колтюбинг при ГРП/МГРП составит 67%.

Сегмент операций при ГРП и МГРП в базовом сценарии внесет основной вклад в 64,3% в суммарный рост рынка колтюбинга в денежном выражении в 2024-2030 гг.

В оптимистическом сценарии учтена инфляция в 2024-2030 гг. в размере 4%, которая способствует удорожанию также стоимости услуг.

В этом сценарии объем рынка колтюбинга в 2024-2030 гг. демонстрирует положительную динамику роста со среднегодовым темпом в

размере 14,3% до уровня в 260,2 млрд руб. в 2030 году (рис. 5).

В рассматриваемом сценарии доля наиболее крупного сегмента, операций колтюбинга при ГРП и МГРП, в 2030 году будет равна 67,4%. Вклад сегмента операций при ГРП и МГРП в общий рост рынка в 2024-2030 гг. равен 65,7%.

В негативном сценарии рост объема рынка колтюбинга также обусловлен как динамикой физического числа операций, так и динамикой стоимости услуг.

Динамика стоимости услуг учитывает инфляцию в 4% в год и возможное их удешевление вследствие давления заказчиков на подрядчиков, а также вероятный ценовой демпинг китайских нефтесервисных компаний при

условии их вхождения на российский рынок.

В этом сценарии объем рынка колтюбинга в денежном выражении в 2024-2030 гг. растет со среднегодовым темпом в 9,0% и достигает в 2030 году уровня в 186,4 млрд руб. (рис. 6).

При этом в 2030 году, как и в предыдущих сценариях, наибольшая доля в 67% соответствует сегменту операций при ГРП и МГРП. Вклад этого сегмента рынка колтюбинга в общий рост рынка в 2024-2030 гг. равен в этом сценарии 63,9%. ●

НОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В Черном море открыли огромное месторождение газа, которое оценивают в \$30 миллиардов

Турция обнаружила новое месторождение природного газа объемом 75 миллиардов кубических метров во время буровых работ в Черном море, сообщил в начале мая 2025 года президент Реждеп Тайип Эрдоган.

«Благодаря этому открытию мы удовлетворим потребности домохозяйств Турции в природном газе в течение 3,5 лет», – сказал Эрдоган во время мероприятия в Стамбуле.

По словам президента Турции, находка, экономическая стоимость которой составляет около 30 миллиардов долларов, была найдена в скважине Goktepe-3 на глубине 3500 метров.

Ежедневная добыча природного газа в Турции на ее флагманском месторождении Sakarya в Черном море достигла около 9,5 миллиона кубометров, поскольку страна наращивает свои энергетические амбиции как внутри страны, так и за рубежом, отмечает Reuters.

Турция, которая импортирует более 90% своих энергетических потребностей, стремится сократить расходы на импорт и повысить безопасность поставок, развивая внутренние ресурсы и расширяя международное партнерство в сфере разведки нефти и газа.

По материалам Reuters

Нужна радикальная перестройка концепции колтюбинга

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает
Станислав Заграничный, генеральный директор
ООО «Темир Энерджи Централ Эйжа».

Беседа состоялась в кулуарах 25-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

Станислав Александрович Заграничный родился 19 ноября 1975 года в Алматы, Казахстан. В 1992 году поступил в Казахский государственный университет на факультет международных экономических отношений. В 1997 году начал работать специалистом в японском агентстве JICA по международному сотрудничеству в Алматы. В 1998 году перешел на работу в компанию Hurricane Kumkol Mupai (ПетроКазахстан Инк.) в Кызыл-Орде. С начала 1999 года – ведущий специалист в компании ОАО «АлауТрансГаз». В конце 1999 года был принят инженером-стажером в компанию Schlumberger Logelco Ltd. в отдел ГНКТ в Аксае, Казахстан. Работал полевым инженером на Карачаганакском и Тенгизском месторождениях. В 2001 году был направлен в должности старшего полевого инженера в Порт-Харкорт, Нигерия. После возвращения в Казахстан в 2004 году работал главным инженером по ГНКТ, Schlumberger, в Актобе, Казахстан. В 2005 году был назначен на должность старшего инженера отдела ГНКТ, Schlumberger, по Российской Федерации в Москве. С 2006 года – главный технический инженер ГНКТ, Schlumberger, по Российской Федерации. В 2008 году переведен на должность руководителя отдела маркетинга компании Schlumberger по Восточной Сибири и Дальнему Востоку. В 2009 году перешел в компанию Trican Well Service LLC на должность технического инженера – эксперта по ГНКТ. Работал на Ванкорском месторождении в Красноярском крае. В 2012 году назначен техническим директором Trican Well Service LLC в Москве. В 2014-2018 годах – генеральный директор Trican Well Service LLC в Республике Казахстан. С 2018 года – генеральный директор ООО «Темир Энерджи Централ Эйжа». По различным вопросам технологий ГНКТ опубликовал более 15 технических статей в РФ и за рубежом. В компании Schlumberger проводил специализированные семинары по технологиям ГНКТ для российских нефтегазовых компаний. Член редакционного совета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».



«Время колтюбинга»: Станислав Александрович, на каких операциях специализируется ООО «Темир Энерджи Централ Эйжа»?

Станислав Заграничный: Наша компания уже семь лет на рынке нефтесервисных услуг. Наша основная ниша – заканчивание скважин под многостадийный ГРП. С нее мы стартовали, ее развиваем до сих пор. Начинали мы с американскими технологиями и оборудованием. Сейчас уже произошла некоторая локализация, и заказы мы размещаем на местных заводах.

ВК: Казахских?

С.З.: Нет, российских. В Казахстане, к сожалению, пока такие производства не освоены, а российские заводы вполне справляются с нашими запросами. Поскольку данный сегмент в последние годы стал достаточно высококонкурентным, то на рынке появилось очень

много игроков. Ушли большие западные компании, но зато появилось много российских игроков, которые занимаются продвижением таких технологий. В этой ситуации наша компания старается ориентироваться на более высокотехнологичный сегмент.

ВК: На премиум-сегмент?

С.З.: Да. На премиум-сегмент для решения нестандартных задач, в первую очередь на рынке Казахстана.

ВК: Как бы Вы охарактеризовали казахстанский нефтесервисный рынок в сравнении с российским?

С.З.: Казахский нефтесервисный рынок, безусловно, гораздо меньше по объемам, чем российский, но здесь есть достаточное количество интересных проектов, потому что условия отличаются, если в среднем брать, и от Западной Сибири, и от

Наша основная ниша – заканчивание скважин под многостадийный ГРП.

Волго-Уральского региона. У нас много глубоких скважин в Прикаспийском бассейне. В России похожие условия – это Астрахань и шельф Каспийского моря. На таких месторождениях востребовано не столько горизонтальное бурение, сколько глубокое бурение.

ВК: В каких регионах Ваша компания оказывает услуги?

С.З.: Мы работаем в основном в Западном Казахстане. В географическом отношении это всё – Прикаспийский регион. С точки зрения геологии там есть два больших сегмента: надсолевые и подсолевые отложения. Надсолевые отложения представлены в том числе терригенными коллекторами. И есть большое количество месторождений, которые еще в советское время были освоены. Например, Узень и ряд других.

ВК: Насколько эти месторождения выработаны? Не остались ли там только трудноизвлекаемые запасы?

С.З.: По-разному. Если проводить аналогии с Западной Сибирью, то Узень, скорее всего, ближе к Самотлору – обводненность уже высокая, очень большое количество скважин набурено, и добыча, безусловно, падает. Поэтому операторы ищут какие-то новые технологии, которые позволят повысить нефтеотдачу, в том числе технологии, связанные с ГРП. Что касается подсолевой части, собственно, можно назвать только несколько крупных проектов, которые у всех на слуху: Тенгиз, Кашаган. Если севернее брать, то это Карачаганак и всего несколько разных проектов рядом с ним, потому что разработка этих отложений требует больших вложений капитала. Это и дорого само по себе, и требования к оборудованию совсем другие. Поэтому там, в основном, работают компании, связанные с премиальным сегментом. А это крупные игроки.

ВК: Какое оборудование Вы бы отметили в этом премиальном сегменте?

С.З.: Если рассматривать более-менее стандартное оборудование, условно, – пакерное оборудование, муфты, в том числе такие, о каких говорят на этой конференции, – то это оборудование должно быть в соответствующем исполнении.

У нас много глубоких скважин в Прикаспийском бассейне. На таких месторождениях востребовано не столько горизонтальное бурение, сколько глубокое бурение.

Если брать многостадийные системы, то для нас канадские технологии ближе, чем американские, потому что в Штатах используется в основном технология Plug & Perf, поскольку интенсивно разрабатываются месторождения сланцевой нефти. А в Канаде появляются всяческие варианты на тему сдвижных муфт. И даже там каждые года два технология меняется. То есть технологии не застывают на одном месте, как у нас: начали делать – и продолжают годами.

Помимо того, что оно должно быть изготовлено из стойких к коррозии сплавов или иметь антикоррозионное покрытие, оно еще должно быть рассчитано на очень высокое давление – до 1000 атмосфер и выше. Аналогичное требование выдвигается и к самим материалам – и к

металлу, и к резине (уплотнительным элементам). Это если брать стандартное оборудование. В настоящее время у нас более развиты системы, активируемые шарами, но какие-то новые разработки постепенно приходят из Северной Америки и к нам, а там сейчас в тренде и картриджи, или дарты (втулки-ключи). Эти технологии сейчас, хотя и медленно, но и на российский рынок уже заходят.

ВК: Медленно из-за геополитической ситуации?

С.З.: Ну, раньше, может быть, и быстрее зашло бы. Но если брать наши многостадийные системы, то для нас канадские технологии ближе, чем американские, потому что в Штатах используется в основном технология Plug & Perf, поскольку интенсивно разрабатываются месторождения сланцевой нефти. А в Канаде появляются всяческие варианты на тему сдвижных муфт. И даже там, как мы можем отследить, каждые года два технология меняется. То есть технологии не застывают на одном месте, как у нас: начали делать – и продолжают годами.

ВК: Когда технологии меняются

быстро, это мода или необходимость?

С.З.: По сути дела, это необходимость, которая подогревается высокой конкуренцией. Много производителей вышли сейчас на высокий уровень исполнения и качества.

ВК: Российских?

С.З.: И американских. Если раньше там в авангарде были крупные компании типа NOV, которые скупали мелких разработчиков, то теперь появилось очень много независимых компаний, очень активно выходящих на рынок. Изменение технологий идет в постоянном режиме, это обусловлено еще и тем, что для операторов тоже важны эффективность и снижение своих

затрат. То есть речь идет о стоимости не самого оборудования, а всего комплекса операций, которые связаны друг с другом. Вот сегодня с коллегами мы говорили о том, что даже простые шаровые технологии не всегда срабатывают, и в ряде случаев для открытия муфт, которые должны открываться шарами, приходится применять колтюбинг. Это влечет рост затрат для оператора, и он бывает не готов применять такую технологию.

БК: А растворимые элементы всегда растворяются?

С.З.: С растворимыми тоже очень много вопросов. Безусловно, этот сегмент сейчас достаточно хорошо развился. Если раньше такие технологии были распространены в основном в Северной Америке и в Китае, то сейчас и у нас много кто адаптировал разные растворимые элементы, но все равно они, на мой не столько даже взгляд, сколько опыт, не всегда подходят, потому что у нас у каждого недропользователя цикл заканчивания скважины в чем-то отличается от того, что делают другие операторы. Где-то КРС больше работает, где-то период между стадиями ГРП длиннее. Например, могу по Казахстану сказать: здесь делается анализ мини-ГРП после каждой стадии, тогда как в России это делается, как правило, только после первой стадии, а потом уже качается одна стадия за другой.

БК: А что способствует такой практике?

С.З.: Геология по большей части. Или это определяется подходом операторов. Команды разработчиков по-разному смотрят на то, как правильно заканчивать и осваивать скважину. А успех технологий с растворимыми элементами в большинстве своем зависит от времени нахождения оборудования в скважине – будь то растворимый шар или растворимый компонент муфты – картридж, дарт и т. п. Нарушение этого цикла, в частности, его удлинение, ведет к невыполнению всей программы. Появляются, конечно, и технологии с контролируемым запуском процесса растворения, но они находятся все еще на стадии опытно-промышленных испытаний.

БК: Какие работы кажутся Вам особенно интересными?

С.З.: Мы уже рассказывали в Вашем журнале о внедрении технологий заканчивания не на

Успех технологий с растворимыми элементами в большинстве своем зависит от времени нахождения оборудования в скважине. Нарушение этого цикла, в частности, его удлинение, ведет к невыполнению всей программы.

В Казахстане может и 200 метров быть толщина по вертикали. И все зоны, как правило, неоднородны. Эффективным может оказаться, казалось бы, нестандартный подход: спуск хвостовиков в вертикальные скважины и заканчивание скважин многостадийным ГРП.

горизонтальных, а на вертикальных скважинах. Это несколько нестандартный подход, поскольку обычно такие вещи, как оптимизация или заканчивание, относятся к горизонтальным стволам, а не к вертикальным скважинам. Я понимаю, почему так происходит в России на большинстве месторождений. Потому что интервалы продуктивных зон составляют 10–15 метров, если говорить об эффективной толщине. Но в Казахстане может и 200 метров быть толщина по вертикали. И все зоны, как правило, неоднородны, в большинстве случаев это пропластки какие-то. Эффективным может оказаться, казалось бы, нестандартный подход: спуск хвостовиков в вертикальные скважины и заканчивание скважин многостадийным ГРП.

Но подобный подход тоже предполагает изменение требований к оборудованию, потому что здесь идет сужение скважины – то есть нужно делать нестандартные размеры и т. п. На мой взгляд, технологии заканчивания на вертикальных скважинах уже начинают развиваться как отдельный сегмент.

БК: Как Вам видится развитие технологий ГРП в ближайшем будущем?

Какие основные направления будут задействованы?

С.З.: Мне кажется, что, помимо всего прочего, у нас возобладает американский тренд, а именно использование кварцевого песка вместо проппанта. В США до 80% закачиваемых в процессе ГРП расклинивающих материалов составляет именно кварцевый песок, а не проппант.

БК: Здесь тоже уже наблюдается такая тенденция.

С.З.: У нас только-только это начинается: здесь, наоборот, только процентов двадцать – песок. А там проппанта, можно сказать, уже почти нет.

БК: А с чем было связано то, что

вообще появились проппанты? Неужели нельзя было сразу развивать технологии ГРП с кварцевыми песками, искать их нужные фракции?

С.З.: Да, безусловно! Одна крупная российская компания-недропользователь провела тесты на базе своего НИПИ с закачкой проппанта и песка.

В лаборатории изготовили металлические пластины с разным качеством металла – аналог того, что присутствует в скважине. И оказалось, что степень эрозии песка фактически аналогична степени эрозии проппанта.

Но раньше же господствовало мнение, что из-за кварцевого песка металл, из которого изготовлено скважинное оборудование, в гораздо большей степени подвержен эрозии, чем из-за проппанта.

ВК: Практика показала, что это не так?

С.З.: Да, это не так.

ВК: Можно ли сказать, что проппанты оказались тупиковой ветвью развития?

С.З.: Мне кажется, что не совсем правильно так формулировать. Безусловно, песок не везде применим – например, на глубоких скважинах с высокими стрессами в пластах. Но, кроме этого, стоит отметить, что промышленные предприятия, выпускающие проппант, обладают значительным весом в силу объемов производства. Так что разом отказаться от проппантов не получится. Однако тенденция неуклонна, поскольку использование песка, во-первых, более эффективно экономически, а, во-вторых, более естественно.

ВК: Я бы сказала: более экологично. Ведь песок – песок и есть. Из земной коры его взяли, туда же и вернули. Но продолжим наш разговор о технологиях. Вы сказали, что американский опыт приходит к нам.

С.З.: Нельзя утверждать, что он будет полностью перенесен, потому что все-таки у нас другие условия. Даже Канада и Штаты в технологиях заканчивания скважин несколько расходятся. Если канадцы ориентируются на высокоскоростные ГРП с картриджами и дартами, то американцы все-таки отдают предпочтение Plug & Perf. Я думаю, что в течение двух-трех лет у нас тоже станет актуальной эта тема с дартами и многокластерными муфтами.

ВК: У нас в Казахстане или в России?

С.З.: В Казахстане в меньшей степени, потому

На мой взгляд, технологии заканчивания на вертикальных скважинах уже начинают развиваться как отдельный сегмент.

Мне кажется, что у нас возобладает американский тренд, а именно использование кварцевого песка вместо проппанта.

Очень радует, что, несмотря на то что все мы изначально вышли из колтюбинга, тематика ГРП органично вросла в формат конференции. Понятно, что некоторых элементов еще недостает для полноты картины, но уже есть колтюбинг, есть ГРП, есть заканчивание. В принципе, очерчена ниша в нефтесервисе, которая закрывается конференцией.

что здесь горизонтального бурения меньше и фокус в большей степени направлен именно на глубокие скважины.

ВК: О каких именно глубинах идет речь?

С.З.: О глубинах более четырех тысяч метров. Сейчас, как Вы правильно заметили, наблюдается некоторое истощение старых месторождений, поэтому даже по ним пытаются бурить поисковые скважины – до восьми километров глубиной начинают уже проекты реализовываться. Пока это только поисковое бурение, но я думаю, что в любом случае будет и добыча в итоге. Но для таких глубин абсолютно другие технологии будут нужны. И здесь тоже отличие от России – то, что внедряется в Западной Сибири, не будет работать в

Казахстане.

ВК: Ранее Вы являлись постоянным участником конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». В последние несколько лет Вы не посещали это мероприятие. Каково Ваше впечатление от программы нынешней конференции?

С.З.: Да, я физически не приезжал, но отслеживал тематику конференции по публикациям в журнале «Время колтюбинга. Время ГРП» и с коллегами контакты поддерживал. Очень много интересного здесь происходит. Впечатляет и то, что «Белоруснефть» показывает, и что российские сервисные компании демонстрируют, какие инновации внедряют. Очень радует, что, несмотря на то что все мы изначально вышли из колтюбинга, тематика ГРП органично вросла в формат конференции. Понятно, что некоторых элементов еще недостает для полноты картины, но уже есть колтюбинг, есть ГРП, есть заканчивание. В принципе, очерчена ниша в нефтесервисе, которая закрывается конференцией.

ВК: Я помню Вашу публикацию в журнале на тему колтюбингового бурения. Как, по Вашему мнению, будет развиваться эта технология?

С.З.: Была такая интересная тема где-то в

годах 2008-2009, когда к нам пришли технологии бурения горизонтальных скважин. Тогда думалось, что можно и колтюбингом это делать. Но в итоге стало понятно, что обычными станками бурить все-таки дешевле и быстрее. Сейчас уже много технологий бурения реализовалось: и бурение с обсадной колонной, и бурение на депрессии или на равновесии. То есть те ниши, которые потенциально могли бы быть задействованы под колтюбинговое бурение (посаженные стволы, карбонатные породы с высокой трещиноватостью) и где раньше обычное бурение могло привести только к ухудшению фильтрационных свойств пластов, оказались заняты новыми технологиями традиционного бурения, которые прошли определенную эволюцию и оказались более востребованными.

ВК: Есть ли у колтюбингового бурения перспективы? Хотя бы в узком сегменте?

С.З.: Ну, наверное, в бурении боковых стволов. Но, опять же, коллеги из компании «Перфобур» здесь, на конференции, представили технологию радиального бурения сверхмалого диаметра и радиуса кривизны с механически контролируемой траекторией. Это то, что однозначно нужно было бы делать с колтюбингом – на небольшие стволы – для вскрытия неглубоких зон. Видите, подросли конкурирующие технологии и перекрывают и эту нишу. Для колтюбинга, я думаю, нужна какая-то радикальная перестройка концепции. От самого колтюбинга, безусловно, никуда не деться – труба и труба. А вот в том, что касается технологий, нужны новые идеи.

ВК: В каком направлении, как Вы думаете, может пойти эта перестройка концепции?

С.З.: Пока сложно сказать. Но вот один сегмент начинает расти – это снаббинг. Это, по сути, некая комбинация колтюбинга, но с трубой – НКТ. Можно сказать, что это гибрид между традиционным станком КРС и колтюбингом, и гибрид такой очень уже востребован и в Северной Америке, и в Китае.

Те ниши, которые потенциально могли бы быть задействованы под колтюбинговое бурение, оказались заняты новыми технологиями традиционного бурения, которые прошли определенную эволюцию и оказались более востребованными.

Один сегмент начинает расти – это снаббинг. Это, по сути, некая комбинация колтюбинга, но с трубой – НКТ.

Следующим этапом развития будет разработка некой технологии ГРП, которая будет создавать давление непосредственно в пласте. То есть, условно, закачивается жидкость, которая реагирует при пластовых условиях и создает достаточное для разрыва пласта давление.

Технология очень схожая.

ВК: А как, по Вашему мнению, будут развиваться технологии ГРП?

С.З.: Мы много общались с коллегами с Ближнего Востока, пытаемся наладить экспорт наших услуг туда. Так вот, если взять традиционную концепцию ГРП, то есть когда давление создается на поверхности, закачивается какой-то расклинивающий агент и рвется пласт, то, как мне кажется, следующим этапом развития будет разработка некой технологии ГРП, которая будет создавать давление непосредственно в пласте. То есть, условно, закачивается жидкость, которая реагирует при пластовых условиях и создает достаточное для разрыва пласта давление.

ВК: А в России?

С.З.: В России, насколько я знаю, задействованы только одна или две установки для снаббинга. Вроде как очень удачный с технической точки зрения опыт получен.

ВК: Почему бы российским и белорусским компаниям не изучить этот передовой опыт?

С.З.: Я бы на эту тему обратил внимание, потому что она не требует радикальной перестройки производства.

С.З.: Мы много общались с коллегами с Ближнего Востока, пытаемся наладить экспорт наших услуг туда. Так вот, если взять традиционную концепцию ГРП, то есть когда давление создается на поверхности, закачивается какой-то расклинивающий

ВК: Какое оборудование нужно будет для осуществления такой технологии?

С.З.: Если сейчас для больших ГРП нужен флот из 8–19 насосных установок, то для такой технологии можно будет обойтись и тремя. Причем основная мощность будет направлена не на силу насосов, а на создание давления в пласте путем реакции. В Саудовской Аравии активно работают над созданием такой технологии.

ВК: Почему именно в Саудовской Аравии?

С.З.: Потому что в карбонатных породах проще это будет осуществить, поскольку карбонаты изначально отличаются трещиноватостью. В условиях России, наверное, будет сложнее закачать в пласт какую-то жидкость, которая в результате реакции с пластом создаст давление в

традиционных терригенных коллекторах. Но, тем не менее, такая технология мне видится очень перспективной, потому что увеличивать флот до бесконечности у нас нет возможности. В американских компаниях бывает флот и по 20 насосов. Но такое не все потянут.

ВК: А если высокорасходный флот использовать?

С.З.: Где-то да, насосы мощностью не по 2500 л. с. а стали уже и по 5000 л. с.

ВК: А каковы, на Ваш взгляд, перспективы таких технологий, как радиальное вскрытие пласта и кислотоструйное бурение?

С.З.: Этот сегмент в любом случае будет востребован, потому что если рассматривать особенности геологии что в России, что в Казахстане, то когда само месторождение находится уже на своей финальной стадии разработки, оператор начинает искать пропущенные пропластки нефти. С помощью традиционной зарезки боковых стволов добыть флюид будет уже дорого и неэффективно. А вот как раз ниша, где конкурирует колтюбинг с данными технологиями, я думаю, будет востребована. Не знаю, насколько велик будет этот сегмент, но он точно будет. Но если говорить о нашем сегменте заканчивания скважин, куда входит и заканчивание, и ГРП, и колтюбинг, то мы боремся за эффективность, причем не только своей работы, но и работы других сервисов, поскольку во многих контрактах эффективность привязывается к показателям по добыче.

ВК: Как бы Вы определили эффективность?

С.З.: Я бы определил эффективность как реализацию и внедрение неких технологий без ущерба для изначальных фильтрационных свойств пласта. Зачастую даже самая хорошая технология – муфты какие-нибудь, к примеру, – может иметь нулевой эффект за счет того, что после ГРП застопорится КРС, и даже с колтюбингом у нас проблемы бывали. Либо много жидкости лишней в скважину закачали, либо что-то несовместимое, и весь результат работы нивелировался. Это из собственного горького опыта. Мне кажется, что борьба за эффективность требует большего взаимодействия между не только компаниями, но и сегментами внутри них. Очень большая тема – КРС. Поэтому снабдинг мне видится как некий путь вперед.

Я бы определил эффективность как реализацию и внедрение неких технологий без ущерба для изначальных фильтрационных свойств пласта. Зачастую даже самая хорошая технология может иметь нулевой эффект за счет того, что после ГРП застопорится КРС, и даже с колтюбингом у нас проблемы бывали.

ВК: В российских сервисных компаниях остро ощущается нехватка квалифицированных кадров. Есть ли такая проблема в Казахстане?

С.З.: Она везде есть, не только в наших странах. Она и за океаном ощущается. В России, как мне кажется, нехватка квалифицированных кадров – это следствие роста рынка. Раньше некая компенсация была за счет иностранных инженеров, супервайзеров, которые закрывали определенные ниши, да и наших специалистов подтягивали. Сейчас же, я не говорю, что у нас уровень ниже или выше, но в силу экспоненциального роста рынка специалистов просто физически не хватает. В США та же проблема, ставшая особенно ощутимой, когда пошла очередная волна на увеличение – «бури, детка, бури». Мы с коллегами общаемся, знаем об этом.

ВК: Американцы в Казахстане работают?

С.З.: И американцы работают, и китайцы. В Казахстане определенная сегментация есть между проектами.

ВК: То есть имеется возможность

трансфера технологий, в том числе в Россию через Казахстан?

С.З.: А она и идет на самом деле. Но, безусловно, нам все-таки не хватает полноценного общения с западными коллегами.

ВК: Ваши пожелания коллегам из других компаний, работающих в ЕАЭС.

С.З.: Уровень наших специалистов, я имею в виду на постсоветском пространстве, всегда был высоким. В России, Беларуси, Казахстане он таким и остается. Поэтому те цели, которые компании или сами специалисты индивидуально ставят перед собой, обязательно могут быть достигнуты. Могу только пожелать больше хороших проектов, идей. Не бояться внедрять что-то новое. Ну и делиться своими идеями, потому что именно в общении – прогресс.

ВК: Спасибо Вам за содержательный разговор.

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга. Время ГРП»

Крепление призабойной зоны газовой скважины составом на основе кремнийорганического полимера для ограничения пескопроявлений

В.Ю. НИКУЛИН, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»); ФГБОУ ВО «УГНТУ»; **А.Р. ШАЙМАРДАНОВ**, Т.Э. НИГМАТУЛЛИН, Р.Р. МУКМИНОВ, к. х. н., К.В. ЛИТВИНЕНКО, к. т. н., ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»); **С.В. БОНДАРЕВ**, С.А. СУМЗИН, АО «Сибнефтегаз»

Введение

В процессе эксплуатации скважин в условиях слабосцементированных коллекторов недропользователи сталкиваются с проблемой интенсивных пескопроявлений вследствие разрушения призабойной зоны пласта (ПЗП) [1, 2]. Традиционно применяемыми подходами по ограничению выноса песка из газовых скважин являются применение скважинных фильтров и обеспечение безопасных режимов работы скважин с ограничением депрессии и скорости потока газа [3–5].

Однако применение фильтров во многих случаях не обладает достаточной эффективностью, если фактический размер щели значительно превышает расчетное значение, а применение фильтров с малой раскрытостью щели приводит к их быстрому засорению. Методы ограничения депрессии и скорости потока газа полностью не исключают риск выноса песка и абразивный износ оборудования, а в некоторых случаях приводят к накоплению песка в стволе скважины.

Одним из возможных решений является применение химических методов закрепления песка в ПЗП, основанных на создании искусственного фильтра с помощью вяжущих веществ: смол, цементов с различными добавками, силикатов, полимерных композиций, а также смесей их с песком. Эффективность данного метода подтверждена промысловой практикой [6–10], но практическая реализация данных технологий требует проведения мероприятий по снижению рисков необратимой кольматации ПЗП.

В данной статье представлены результаты промысловых испытаний технологии ограничения пескопроявлений с применением составов на основе кремнийорганических соединений в условиях сеноманского газового пласта ПК1 Пырейного месторождения. Коллектор характеризуется аномально низкими пластовыми давлениями (9,9–11,4 МПа), высокой проницаемостью (до 2 мкм²), умеренной температурой (41 °С).

Ограничения и риски применения технологий химического крепления ПЗП

Эффективность химических методов определяется достаточной устойчивостью пород после крепления. Однако применимость данных технологий ограничена следующими факторами:

- риском сильного снижения продуктивности скважин, особенно в условиях малой толщины пласта и низких пластовых давлений;
- сложностью равномерного распределения реагента по обрабатываемому интервалу, что характерно преимущественно для протяженных обрабатываемых интервалов (или нескольких обрабатываемых интервалов за одну операцию), а также в случае наличия каверн или зоны значительного контраста проницаемости в ПЗП;
- невозможностью размещения реагента в целевой зоне и закачки в ПЗП на требуемую глубину при низкой приемистости или наличии заколонной циркуляции.

Следовательно, для обеспечения возможности проведения работ по креплению ПЗП необходимы следующие мероприятия:

1. Комплекс лабораторных физико-химических и фильтрационных исследований состава для ограничения пескопроявлений для определения его характеристик и оценки влияния на проницаемость керна и интенсивность выноса мехпримесей.
2. Применение колтюбинга для закачки состава в требуемый интервал и равномерной обработки (в осложненных скважинах), если характеристики состава допускают закачку по гибким насосно-компрессорным трубам (ГНКТ).

Применение ГНКТ позволяет провести работы без глушения скважины, что особенно актуально для условий низких пластовых давлений.

Для промысловых работ на основании анализа рынка технологий и результатов лабораторных исследований выбраны составы на основе кремнийорганического полимера с отвердителем. Основные характеристики

Таблица 1 – Физико-химические характеристики составов для крепления ПЗП (для условий пласта ПК1, температура 41 °С)

Показатель	Технология для крепления ПЗП	
	Состав 1 (основной)	Состав 2 (докрепляющий)
Время приготовления состава, мин	30	30
Плотность, кг/м ³	977	1075
Температура замерзания, °С	Ниже минус 50	Ниже минус 50
Эффективная вязкость (при 300 с ⁻¹), мПа	18,0	91,5
Совместимость с моделью пластовой воды	Совместим (образуется осадок – в соответствии с механизмом действия состава)	Совместим (не влияет на отверждение)
Совместимость со стабильным газовым конденсатом	Совместим	Совместим
Время отверждения (начало – завершение), час	16–21	4–6
Вид отвержденного состава		
Устойчивость скрепляющей массы к действию деструкторов	Не разрушается	Не разрушается
Образование скрепляющей массы в контакте с керном	Происходит скрепление дезинтегрированного керна	
Внешний вид дезинтегрированного керна, обработанного составом, до и после механического разрушения	 	
Результаты фильтрационного тестирования по степени выноса песка	Вынос песка отсутствует	
Результаты фильтрационного тестирования по влиянию на проницаемость керна	Восстановление проницаемости по воде 20–34%	

составов представлены в табл. 1. Технология включает в себя закачку нескольких составов, после закачки каждого состава требуется продувка газом.

Технология крепления обеспечивает полное отсутствие выноса песка по сравнению с холостым опытом, где наблюдался вынос песка при расходе более 5 мл/мин, при этом первоначальная проницаемость модели пористой среды снижается на 65–85%. Следует отметить, что на изменение проницаемости значительное влияние оказывает давление продувки модели пористой среды. В приведенных опытах давление продувки было 0,3 МПа. При более низком давлении (0,1 МПа) проницаемость модели пористой среды снижалась до нуля. Таким образом, в промысловых условиях применение высокопроизводительных азотных агрегатов для продувки ПЗП при проведении работ по данной

технологии позволит обеспечить более высокие значения сохранения проницаемости.

Проведение промысловых работ по креплению ПЗП

Для проведения промысловых работ выбрана скважина Пырейного месторождения, эксплуатирующая пласт ПК1, на которой после запуска в работу в сепараторах-пескоуловителях установки подготовки газа началось быстрое накопление песка (заполнение в течение около одной недели), количественные замеры по содержанию механических примесей (МП) до проведения крепления ПЗП не проводились. Последовательное отключение остальных скважин куста подтвердило вынос песка преимущественно со скважины-кандидата. Протяженность обрабатываемого интервала составляла 4 м (1341,5–1345,5 м).

Ранее при проведении ремонтных работ на

данной скважине наблюдались осложнения при ее глушении вследствие аномально низкого пластового давления, что требовало применения блокирующих составов. Применение блокирующих составов не позволяет проводить работы по обработке ПЗП.

Поэтому работы по креплению ПЗП проводились с привлечением бригады ГНКТ, что позволило провести работы без глушения скважины. При проведении работ применялась колтюбинговая установка типа МК30Т с диаметром трубы 38,1 мм. Технические характеристики установки представлены в табл. 2.

Конструкция скважины Пырейного месторождения была представлена

составе комплекса оборудования для работы с ГНКТ и обеспечивает преобразование жидкого азота в газообразное состояние и подачу газообразного азота при избыточном давлении. Установка не предназначена для перевозки сжиженного азота и должна заправляться непосредственно на месторождении и перед началом работ. Технические характеристики установки представлены в табл. 3.

Схема обвязки скважины при проведении работ по креплению ПЗП представлена на рис. 1 и 2.

Перед проведением обработки была проведена осушка скважины азотом для исключения возможности контакта пластовой воды с тампонажным составом. Процесс

Таблица 2 – Технические характеристики колтюбинговой установки МК30Т

Параметр	Значение
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН (кгс)	355 (36 200)
Скорость перемещения ГНКТ при спуско-подъемных операциях, м/с (м/мин): – минимальная – максимальная	0,015 (0,9) 0,70 (42)
Диаметр ГНКТ, мм: – максимальный – фактический (при проведении работ)	50,8 38,1
Максимальная длина ГНКТ на барабане, м – при диаметре ГНКТ 38,1 мм	7 100
Максимальная масса ГНКТ, допускаемая конструкцией, кг	23 000
Максимальное давление на устье скважины, МПа	70
Максимальное давление закачки технологической жидкости, допускаемое конструкцией установки, МПа (максимальное давление закачки при проведении операций определяется исходя из прочностных характеристик применяемой ГНКТ)	70
Габаритные размеры, мм, не более: – длина – ширина – высота	15 200 2550 4490
Полная масса, кг (без жидкости в ГНКТ), не более	65 000
Максимальная скорость передвижения, км/ч	50

эксплуатационной колонной диаметром 168 мм, воронкой диаметром 89 мм на глубине 1328 м, интервал перфорации – 1341,5–1345,5 м, текущий забой – 1347,5 м.

Особенностью проведения работ по креплению ПЗП по выбранной технологии являлось привлечение азотной установки и непрерывная закачка газообразного азота на протяжении всего периода проведения крепления ПЗП для более равномерной обработки интервала и минимизации риска необратимой коагуляции ПЗП. При проведении работ применялась азотная установка типа А100. Установка предназначена для использования в

проведения крепления ПЗП заключался в закачке адгезионного буфера (спиртосодержащий углеводородный растворитель) в объеме 0,6 м³, основного закрепляющего песок состава в объеме 0,8 м³, промывочного буферного раствора (спиртосодержащий углеводородный растворитель) в объеме 0,1 м³ докрепляющего состава в объеме 0,6 м³ и промывочного буферного раствора в объеме 0,2 м³. Все компоненты дозировались в поток газообразного азота. При проведении закачки составов осуществлялось непрерывное расхаживание ГНКТ в интервале перфорации 1341,5–1345,5 м для равномерного распределения состава по пласту.

Таблица 3 – Технические характеристики азотной установки А100

Параметр	Значение
Максимальное рабочее давление, МПа	69±1
Производительность по газообразному азоту (приведенная к условиям атмосферного давления), м³/мин	
– максимальная	85
– минимальная	8,5
Геометрический объем контейнер-цистерны, не менее, м³	13
Номинальный объем заливаемого азота, не менее, м³	10
Масса заливаемого азота, не менее, кг	8000
Концентрация газообразного азота, %	99,9
Габаритные размеры, мм, не более:	
– длина	15 100
– ширина	2550
– высота	4000
Полная масса, кг, не более	51 000

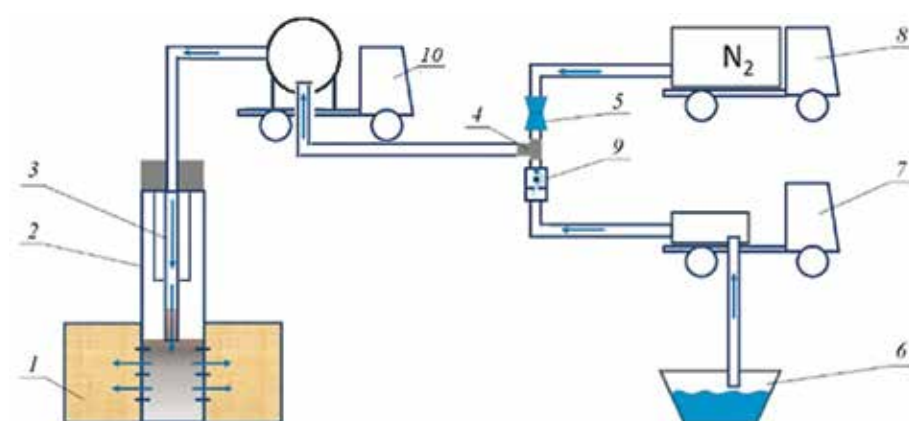


Рисунок 1 – Схема обвязки скважины при проведении работ по креплению ПЗП:

1 – слабоконсолидированный пласт; 2 – скважина; 3 – колонна ГНКТ; 4 – тройник; 5 – задвижки; 6 – емкость для реагентов; 7 – насосный агрегат; 8 – азотная установка; 9 – обратный клапан; 10 – колтюбинговая установка



Рисунок 2 – Процесс проведения работ по креплению ПЗП

Достигнутые результаты

После проведения крепления ПЗП и запуска скважины в работу интенсивное накопление песка в сепараторах-пескоуловителях не

наблюдалось. Проведены исследования на содержание воды и МП с использованием установки «Надым». Удельное содержание взвешенных частиц составило 1,9 мг/м³ газа, что является низким значением. По результатам работ ухудшение продуктивности по газу после крепления ПЗП не отмечено, что обусловлено особенностями технологии (непрерывная продувка ПЗП азотом при обработке составом) и применением ГНКТ для равномерной обработки. Режим работы скважины до и после проведения работ по креплению ПЗП представлен в табл. 4 – за счет крепления ПЗП удалось без осложнений, связанных с интенсивными пескопроявлениями, увеличить депрессию на пласт на 0,08 МПа и получить прирост добычи газа. На момент написания статьи скважина работает в течение 6 месяцев, оборудование работает в штатном режиме.

Выводы

1. Актуальность применения технологий крепления ПЗП химическими реагентами обусловлена существенной долей нефтяных и газовых скважин, эксплуатирующих слабokonсолидированные пласты, при эксплуатации которых наблюдаются осложнения, связанные с выносом МП.

Таблица 4 – Режим работы скважины Пырейного месторождения

Показатель	Режим до остановки	Режим после запуска	Прирост
Среднесуточный дебит по газу за 15 суток, тыс. м ³ /сут	64	121	57
Остановочный / запускной дебит по воде, м ³ /сут	72	105	33

- Лабораторными исследованиями подтверждена практическая возможность применения технологии крепления ПЗП газовой скважины составами на основе кремнийорганического полимера с отвердителем.
- Применение ГНКТ для закачки составов в наклонно-направленной скважине позволило снизить риски применения технологии, связанные со снижением продуктивности скважин и неравномерностью обработки

целевого интервала, за счет отсутствия необходимости глушения скважины в условиях низких пластовых давлений и непрерывного расхаживания ГНКТ в интервале перфорации.

- По результатам промысловых работ подтверждена эффективность технологии крепления ПЗП газовой скважины: интенсивный вынос песка ликвидирован, потеря продуктивности скважины по газу не наблюдается (среднесуточный дебит скважины после запуска – 121 тыс. м³/сут). ☉

ЛИТЕРАТУРА

- Walton I.C., Atwood D.C., Halleck P.M., Bianco C.B. Perforating unconsolidated sands: an experimental and theoretical investigation // SPE Drill. Complet. – 2002. – Vol. 17 (3). – P. 141–150.
- Asadpour R., Bataee M., Moradi B., Hamdi Z. A Short Review of Sand Production Control // Journal of Review in Science and Engineering (JRSE). – 2021. – 13 p. – Article ID: JRSE-2107212112377.
- Субботин М.Д., Павлов В.А., Королев Д.О., Морева В.А., Абрашов В.Н., Скоробогач М.А., Манторов А.Н. Оценка влияния геомеханических эффектов на разработку газовых активов в условиях слабokonсолидированного коллектора // Газовая промышленность. – 2021. – № 7 (819). – С. 60–65.
- Абрашов В.Н., Жонин В.В., Имашев Р.Н., Литвиненко К.В., Михайлов А.Г., Насырова М.И., Скоробогач М.А., Фаритов А.Т. Методика проведения испытаний материалов промыслового оборудования на газоабразивный износ // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 3. – С. 78–82.
- Насырова М.И., Липатов В.Д., Имашев Р.Н., Савичев В.И., Жонин В.В., Литвиненко К.В., Абрашов В.Н. Численное моделирование газоабразивного износа элементов газопромыслового оборудования // Нефтегазовое дело. – 2021. – № 5. – С. 67–74.
- Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Карапетов Р.В., Кочубей К.Н., Ермолаев А.И., Кильмаматов А.А. Опыт применения оптимизированной технологии химического укрепления призабойной зоны пласта // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – № 3 (38). – С. 28–38.
- Каушанский Д.А., Дмитриевский А.Н., Демянновский В.Б., Ланчаков Г.А., Москвичев В.Н. Технология борьбы с пескопроявлением в газовых скважинах // Газовая промышленность. – 2008. – № 4. – С. 86–88.
- Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В. Проблемы эксплуатации сеноманских скважин // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2016. – № 1 (115). – С. 67–72.
- Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Скотнов С.Н., Ефимов М.Н., Кочубей К.Н., Яковенко В.А. Укрепление призабойной зоны пласта газовых скважин для предотвращения выноса песка с применением кремнийорганического состава «Полискреп» // Бурение и нефть. – 2018. – № 3. – С. 32–34.
- Кильмаматов А.А., Кузнецов М.А., Пантич Я.М., Попич Д.А., Трипкович М.М., Деменеску К.Й., Шумар Н.П., Пиоипенко М.А., Ягафаров Р.Р., Ефимов Н.Н. Химическая альтернатива технологии Gravel-Pack для слабосцементированных коллекторов // Газовая промышленность. – 2020. – № 1 (795). – С. 92–97.



**УСТАНОВКИ
ДВУНАСОСНЫЕ
ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
СМЕСИТЕЛЬНО-
ОСРЕДНИТЕЛЬНЫЕ**



**ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ**

**20+
ЛЕТ**

20 лет опыта
проектирования
и производства



собственная система
управления с возможностью
приготовления и поддержания
плотности раствора в
автоматическом режиме



изготовление по
индивидуальному
техническому
заданию

ГРП со стробированием* с применением ГНКТ (мультивекторный ГРП)

В.В. КОНДРАТЬЕВ, заместитель генерального директора по производству, ООО «ВЭЛЛТЕХ»

А.В. КОСОВИЧ, руководитель направления ГНКТ, ООО «ВЭЛЛТЕХ»

Публикация основана на материалах доклада, озвученного в программе 25-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

При разработке технологии ГРП со стробированием с применением ГНКТ (мультивекторного ГРП) за основу был взят электрогидродинамический эффект, открытый Львом Юткиным в 1933 году и затем успешно примененный в машиностроении, горнорудной промышленности, в аграрном секторе и ряде других отраслей.

Электрогидродинамический эффект (ЭГД-эффект) в жидкой среде подразумевает возникновение локальной области с давлением более десяти тысяч атмосфер. Температура в этой области доходит до 800 °С, скорость распространения ударной волны составляет до 10 000 м/сек. Импульс ЭГД-эффекта обладает очень крутым фронтом – это наиболее важная составляющая.

Совмещение ЭГД-эффекта и высокорасходного нагнетания в пласт жидкости вызывает ГРП пласта не только вдоль линий максимального напряжения залежи, но и во всех остальных направлениях. Таким образом,кратно увеличивается площадь дренирования, а значит, и связь с пластом.

Соответственно, увеличивается приток флюида и отпадает необходимость ориентировать траекторию ствола скважины, привязываясь к линиям напряженности залежей. Необходимо только в удобном направлении расположить горизонтальный ствол в интервале продуктивного пласта. То есть появляется возможность строить скважины быстрее, дешевле и с более простым профилем. Из этого следует снижение затрат не только на проводку скважины, но и на выбор расположения кустовых площадок.

По сути, этот процесс можно отнести к технологиям с резонансом пластов: так как связь с пластом кратно увеличивается, то, поддерживая резонанс в системе скважин, находящихся в одной продуктивной залежи, можно сепарировать флюид еще до его поступления в ствол скважины. Подобный подход открывает путь к другим интересным технологиям по разработке недр. Соответственно, возникают и неприятные нюансы, но их реально преодолеть при помощи новых технических решений по заканчиванию скважин и использования нефтепромысловой химии.

Проблематика

При разработке нефтегазовых месторождений со скважинами для последующих классических ГРП необходимо учитывать множество факторов, в том числе ориентацию горизонтального ствола скважины относительно главных компонент вектора напряженности залежи, а также условия ландшафта для размещения бурового оборудования, что часто приводит к сложному профилю скважин. Скважины со сложным профилем гораздо сложнее и затратнее бурить, они отличаются высоким коэффициентом трения, что осложняет условия добычи и производство сервисных работ. Классический способ проведения ГРП влечет образование одной трещины вдоль максимального напряжения пласта, при этом некоторая часть месторождения остается неохваченной разработкой – в межскважинном пространстве образуются целики нефти. Для решения вышеперечисленных проблем предлагается применять ГРП со стробированием с использованием ГНКТ – мультивекторный ГРП.

Принцип работы состоит в следующем: в подготовленную к ГРП скважину на ГНКТ с кабелем до заданной глубины производится спуск генератора импульсов. Затем посредством интеллектуальной системы локаторов, интегрированной с системой управления инжектором, генератор импульсов позиционируется напротив порта МСГРП или интервала перфорации (рис. 1). Во время проведения мини-ГРП на стадии первой закачки при давлении 60–90% от расчетного давления гидроразрыва на генератор подается электрический импульс, который провоцирует электрогидродинамический эффект (рис. 2). Резкое снижение давления закачки при неизменной подаче насосов и более ярко выраженный хаммер-эффект в финале закачки жидкости ГРП будут являться прямыми признаками возникновения мультивекторного ГРП. При основном ГРП также подается импульс при давлении закачки 60–90% от давления гидроразрыва, и процесс ГРП продолжается в расчетном режиме. Период подачи импульса указан на (рис. 3).

Суммируя, последовательность подачи импульсов

*Стробирование – англ. strobing, от strobe – посылать избирательные, синхронизирующие импульсы



Рисунок 1 – Позиционирование напротив окон МСГРП

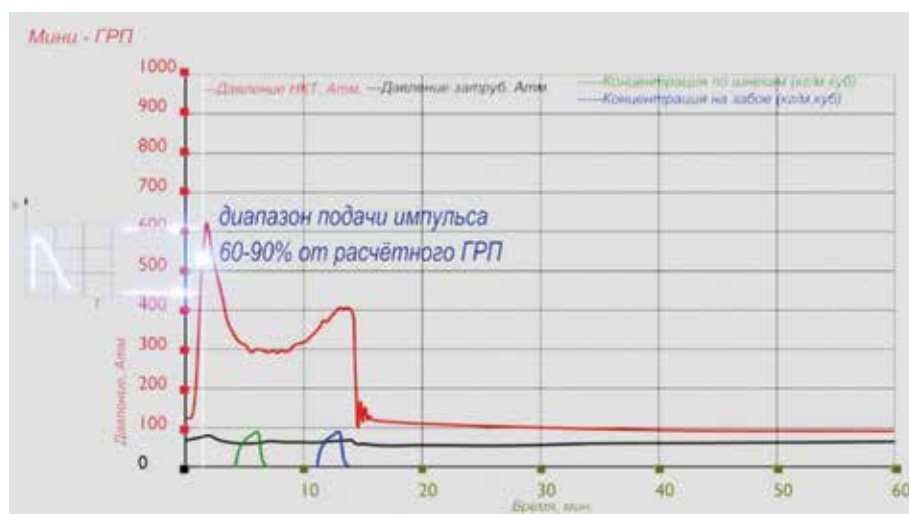


Рисунок 2 – Мини-ГРП

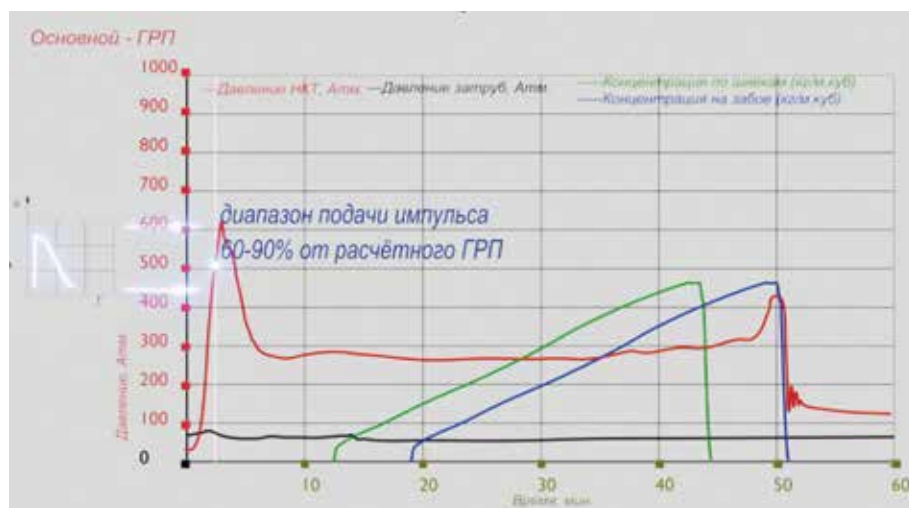


Рисунок 3 – Основной ГРП

такова:

1. Закачка, подача импульса при мини-ГРП.
2. Закачка, подача импульса при основном ГРП.

Для управления расположением трещин возможно комбинирование периодов закачки и подачи импульса. Например, производится подача импульса после стабилизации закачки ГРП непосредственно перед закачкой проппанта.

Это придает трещинам дополнительные «отростки», увеличивая в необходимом направлении дренажные свойства пласта.

При первых признаках преждевременной остановки закачки (СТОП) своевременная подача серии внеочередных импульсов снижает возникновение такого риска. Период подачи импульса указан на рис. 4.

По сравнению с классическим мультивекторный ГРП имеет следующие преимущества:

1. Кратно большая площадь дренирования.
2. В зависимости от направления траектории горизонтальной части ствола, роза расположения трещин в целевом интервале существенно не меняется (исключение – направление вдоль оси ствола скважины).
3. Возможность настройки геометрических параметров трещин.
4. Более низкая извилистость получаемых трещин.

Технология мультивекторного ГРП имеет перспективы, поскольку при ее использованиикратно возрастает сообщение с пластом, то есть появляется возможность работы с пластом в режиме резонанса. Так, если рассматривать пласт как колебательную систему, то, как видно на графиках ГРП, частота колебаний при хаммер-эффекте составляет в среднем 0,3 Гц (рис. 5).

Если в добывающем контуре куста скважин поддерживать резонансную частоту, то появляется возможность сепарировать флюид еще до его поступления в ствол скважины.

Преимущества использования данной технологии состоят в том, что при бурении отпадает необходимость проводить

траекторию горизонтального ствола вдоль линий максимального напряжения залежи, то есть становится возможен более простой дизайн скважины при бурении, а значит, снижаются затраты на бурение скважины. Появляется возможность подобрать более оптимальное расположение кустовых площадок с целью минимализации затрат на отсыпку кустов в

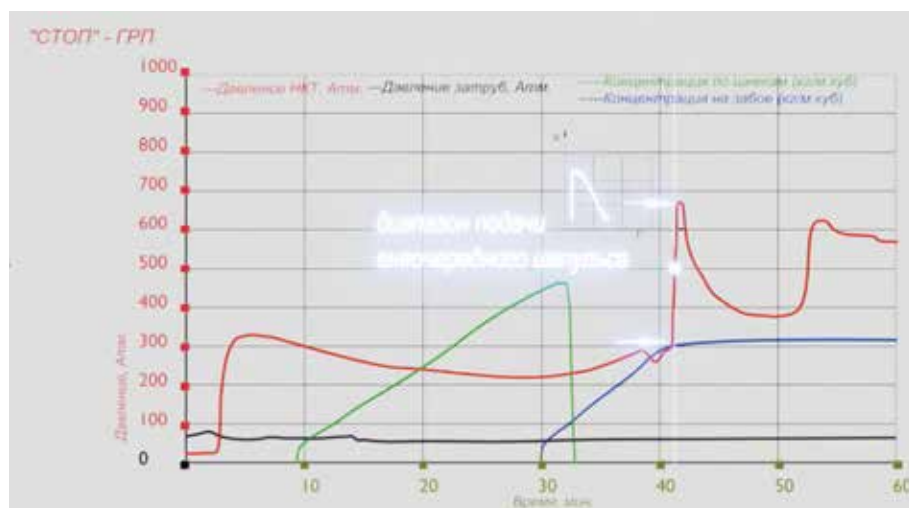


Рисунок 4 – Период подачи импульса

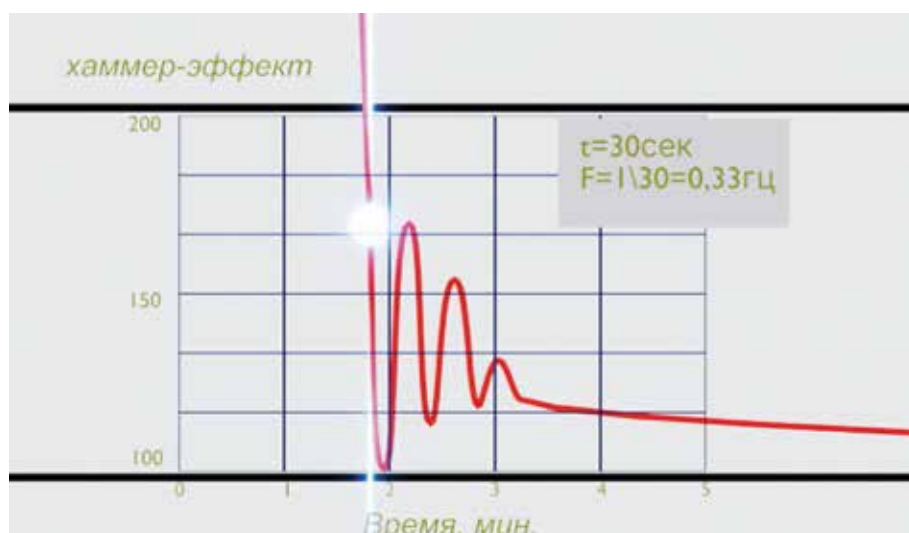


Рисунок 5 – Хаммер-эффект

условиях особенностей рельефа и орогидрографии местности. В сравнении с классическим ГРП после проведения мультивекторного ГРП дебит продуктивного интервала скважины увеличивается более чем на 50% за счеткратно увеличиваемой проницаемости пласта. Достигается «низкая извилистость» трещин. Мультивекторный ГРП позволяет избежать риска преждевременной остановки закачки, получаемой при упаковке трещины в конце стадии продавки. Появляется возможность реанимирования обводненных и нерентабельных скважин, а также возможность подбора скважин из числа низкопродуктивных с остаточными запасами.

Мультивекторный ГРП рекомендуется применять для скважин, давших при опробовании слабый приток нефти; скважин с высоким пластовым давлением, но низкой проницаемостью коллектора; скважин, имеющих заниженный дебит по отношению к окружающим; скважин с загрязненной призабойной зоной; скважин с высоким газовым фактором с целью его снижения; нагнетательных скважин с неравномерной приемистостью по продуктивному разрезу.

Также возможно рассматривать проведение ГРП в нефтяных скважинах, расположенных вблизи контура нефтеносности, поскольку имеется возможность контроля распространения трещин.

Мультивекторный ГРП не рекомендуется применять в скважинах с нарушенной фильтровой частью, в скважинах со сломом или смятием колонны; при недостаточной высоте подъема цемента или при плохом состоянии цементного кольца за колонной.

При доукомплектовании соответствующим оборудованием возможна комбинация мультивекторного ГРП с другими технологиями:

- BULLDOG – открытие/закрытие МСГРП с последующими ГРП;
- Plug & Perf – установка пробки, перфорация и ГРП в целевой интервал, причем интервал установки пробки очень точен;
- ПВР – перфорация кумулятивными зарядами в заданном интервале с последующим разъединением перфоратора и проведение ГРП;
- геофизическими работами по исследованию недр.

Со следующими технологиями мультивекторный ГРП применять затруднительно

- ГПП;
- «Мангуст»;
- ГРП через ГНКТ;
- технологиями, в которых необходима подача через ГНКТ технологической жидкости с повышенным расходом.

Для осуществления технологии мультивекторного ГРП требуется участие флотов ГНКТ и ГРП.

Флот ГНКТ должен иметь в своем составе колтюбинговую установку с инжектором с тяговым усилием не менее 45 т, сдвоенную насосную установку с рабочим давлением не менее 105 МПа и с рабочими емкостями, азотную (криогенную) установку, противовыбросовое оборудование и устьевую обвязку с условным проходом не менее 100 мм и рабочим давлением не менее 105 МПа, наземные линии высокого давления в стандартной компоновке с рабочим давлением не менее 105 МПа, геофизическую станцию с комплектом геофизических приборов для работы с ГНКТ в онлайн-режиме.

Флот ГРП должен быть укомплектован техникой,

оборудованием и химическими составами для работ по высокорасходному ГРП (расход при закачке – 10–12 м³/мин, в перспективе – 18–20 м³/мин и более), устьевой обвязкой ГРП – 105 МПа, фрак-арматурой ГРП с протектором (рабочее давление – менее 105 МПа), наземными линиями высокого давления в стандартной компоновке с рабочим давлением не менее 105 МПа.

Авторы не рассматривают эту технологию

как панацеею, но считают, что она может стать новым эффективным инструментом в руках разработчиков месторождений.

Авторам было бы интересно поделиться возможностями этой технологии на страницах журнала «Время колтюбинга. Время ГРП», они будут рады ответить вопросы, заданные коллегами.

Редакция журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» приглашает к обсуждению!

НАША СПРАВКА

ООО «ВЭЛЛТЕХ» – современная российская нефтесервисная компания, специализирующаяся на оказании высококачественных услуг и предоставлении высокотехнологичных решений для нефтегазовой отрасли.

Созданная в 2022 году в Когалыме, компания активно развивается в регионе ХМАО-Югра, внедряет в стандартные для отрасли практики передовые технологии, направленные на повышение эффективности и безопасности производства операций.

География деятельности ООО «ВЭЛЛТЕХ» охватывает Западно-Сибирский и Северокаспийский регионы.

НОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Франция нашла крупное месторождение «белого» водорода

Французские исследователи во время поиска метана случайно обнаружили огромное месторождение так называемого белого водорода. 46 миллионов тонн водорода были найдены под землей в городке Фольшвиллер, что во французском регионе Мозель. Это крупнейшее известное месторождение в мире, и его стоимость оценивают в 92 миллиарда долларов.

Ученые наткнулись на эту находку случайно, когда искали метан. На глубине 1250 метров они обнаружили неожиданный клад – чистый водород, который можно использовать без дополнительного производства.

До сегодняшнего дня водород производили двумя основными способами:

- «Зеленый» водород получается из воды с помощью электроэнергии, но это дорого. Он является продуктом возобновляемых источников энергии, считается одним из самых популярных в мире видов водорода.

- «Серый» водород добывается из ископаемого топлива, процесс производства загрязняет атмосферу углекислым газом.

«Белый» водород – это природный газ, который не нужно производить, а значит, он дешевле и экологичнее. Его добыча может стать настоящей революцией в сфере чистой энергетики.

Регион Лотарингия, который когда-то славился угледобывающей промышленностью, теперь может стать центром водородной революции. Добыча белого водорода может создать тысячи рабочих мест, уменьшить зависимость Европы от газа и нефти и способствовать борьбе с изменениями климата.

По словам доктора Жака Пиронона, одного из исследователей, этот ресурс может быть значительно больше, чем считалось ранее. Это означает, что другие страны тоже могут начать поиск природного водорода под землей.

Теперь Франция должна решить, как безопасно и эффективно добывать этот водород. Если все пойдет по плану, это открытие может изменить будущее мировой энергетики.

По материалам Interesting Engineering

Анализ возможностей применения электрического двигателя для бурения на ГНКТ

М.Я. ГЕЛЬФГАТ, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, к. т. н., в. н. с. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина; А.В. ВАХРУШЕВ, ведущий инженер Межкафедрального центра исследования новых материалов для объектов ТЭК, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина; О.М. ПЕРЕЛЬМАН, генеральный директор ООО «Новобур»; А.С. ФАДЕЙКИН, технический директор ООО «Новобур»

Введение

Одним из направлений повышения технико-экономических показателей строительства, реконструкции и ремонта скважин может стать внедрение технологии бурения на ГНКТ, в том числе использование этой технологии совместно с электрическим забойным двигателем.

Основным преимуществом бурения на ГНКТ является непрерывная, намотанная на барабан труба, используемая в качестве бурильной колонны. Это исключает затратные по времени операции по свинчиванию и отвинчиванию труб, дает возможность организации непрерывной циркуляции промывочной жидкости и ускоряет спуско-подъемные операции (СПО) для смены компоновки низа бурильной колонны (КНБК). В результате снижаются риски осложнений, а технология бурения с управляемым давлением органично вписывается в процесс бурения. Высокая мобильность колтюбинговых установок способствует снижению затрат времени и средств на бурение и внутрискважинные работы.

Применение современного забойного вентильного электрического двигателя (ЗВЭД) реализует идею использования удобного для передачи на расстояние вида энергии – электричества, легко преобразуемого в механическую энергию для разрушения забоя скважины. Учитывая однократное преобразование энергии и высокий КПД (более 80%), электробурение обеспечивает высокую энергоэффективность процесса разрушения горных пород, а также снижает энергозатраты на функционирование бурового комплекса. Большим преимуществом электродвигателя является независимость рабочих характеристик от параметров циркуляции и типа промывочного агента. Кроме того, ЗВЭД отличается плавным изменением частоты вращения в широком диапазоне при постоянном моменте на валу. Наиболее органичным решением для доставки электрической энергии до КНБК является запосованный внутри непрерывной трубы электрический силовой кабель, который, помимо передачи электрической мощности, обеспечивает высокоскоростной обмен информацией онлайн между элементами КНБК и системой управления на поверхности.

Погружные вентильные электродвигатели широко применяются для привода насосов, но

для реализации функции бурения необходимо организовать циркуляцию промывочного агента через двигатель (как правило, это канал в валу), а также включить в компоновку шпиндель-отклонитель и в ряде случаев редуктор, так как ЗВЭД – это высокооборотная машина [1].

Технология бурения на ГНКТ преимущества и недостатки

Опыт применения ГНКТ для бурения насчитывает уже более 30 лет, и за это время технология постоянно совершенствовалась, создавались новые инструменты и оборудование. Учитывая огромный пласт информации, накопленный по применению ГНКТ для бурения, можно отметить следующие очевидные преимущества этой технологии проведения работ по сравнению с традиционной:

- сокращение времени и безопасность проведения СПО за счет отсутствия соединений – спуск КНБК до проектной глубины проходит без остановок на наращивания и с возможностью циркуляции бурового раствора в любое время без остановки движения ГНКТ;
- возможность бурения с управляемым давлением, в том числе на депрессии;
- соблюдение более высоких требований в области экологии при проведении всех операций по бурению скважин, в частности, за счет меньших размеров комплексов оборудования для этих целей по сравнению с традиционными;

Из наиболее значимых недостатков следует отметить:

- невозможность вращения бурильной колонны, что усложняет управление КНБК при направленном бурении, а также процесс очистки скважины от шлама;
- склонность колонны ГНКТ к потере продольной устойчивости, что затрудняет передачу осевого усилия для создания нагрузки на долото.

Технология бурения на ГНКТ занимает свою достойную нишу в нефтесервисе. Доля операций бурения, фрезерования и ЗБС на колтюбинге в обозримом будущем будет неуклонно увеличиваться.

Бурение на ГНКТ в России

В начале 2000-х «Сургутнефтегаз» первым в России начал осваивать технологию бурения боковых стволов на ГНКТ. На сегодняшний день

это единственная в России компания, серийно освоившая метод бурения на ГНКТ. В 2012 году была выполнена 51 операция бурения на ГНКТ. Широко применяется бурение на депрессии. Достигнутая в 2018 году максимальная длина по инструменту для бурения на колтюбинге составляла 4070 м [2, 3].

В 2009 году «Салым Петролеум Девелопмент» совместно с компанией «Шлюмберже» проводили работы по разведочному бурению скважин для оценки перспектив нефтегазоносности отложений баженовской свиты (пластов Ю00) с температурой более 135 °С и давлением до 600 атм. Бурение пилотного ствола на ГНКТ проводилось через НКТ с пакером, установленным в башмаке технической колонны. Бурили на депрессии без системы направленного бурения. В итоге на гибкой трубе HS-90 44 мм с использованием забойного двигателя 54 мм и долота 70 мм пробурено 76 м открытого ствола с механической скоростью проходки (МСП) 7,2 м/час при искривлении ствола не более 2,75 град. / 30 м [4].

С 2019 года ООО «ТаграС-РемСервис» на оборудовании СЗАО «Новинка» (Группа ФИД) выполняло бурение на колтюбинге боковых стволов в 22 скважинах. Всего пробурено 48 стволов длиной от 12 до 100 м, общей длиной 2450 м (рис. 1). Бурение велось системой направленного бурения СНБ-54 [5].

ПАО «Газпромнефть» совместно с ООО «ФракДжет-Волга» в 2022-2023 годах провели ОПР по бурению на колтюбинге горизонтальных боковых стволов 120,6 мм из уже существующего горизонтального ствола 155,6 мм. В итоге удалось пробурить три ствола длиной 380, 350 и 584 м, бурение осуществлялось ВЗД с гидравлическим ориентатором (вращателем) [6].

В 2024 году компания «Белоруснефть» совместно с сервисной компанией ООО «ВЕТЕРАН» успешно выполнила ОПР по направленному бурению бокового ствола с применением кабельной системы направленного бурения СНБ-76 СЗАО «Новинка» на ГНКТ диаметром 50,8 мм. В обсадной колонне с внутренним диаметром 124,6 мм было выполнено

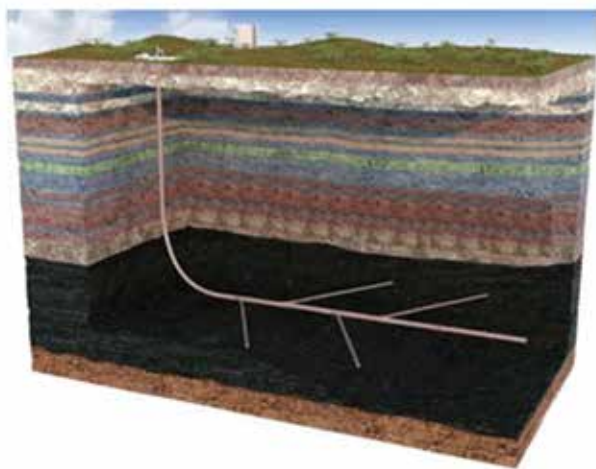


Рисунок 1 – Схематический разрез скважин ПАО «Татнефть», на которых проводилось бурение боковых стволов

фрезерование окна, а затем бурение бокового ствола 114 мм длиной 231 м. Общая длина по инструменту составила 1948 м [7].

В настоящее время технология бурения на ГНКТ в России находится на начальных этапах развития и, кроме ПАО «Сургутнефтегаз», широко не применяется. Внедрение технологии сдерживается отсутствием у сервисных компаний флота ГНКТ для работы с колтюбингом диаметром 66,7 мм и 73 мм. В то же время, оценивая преимущества данной технологии и активное ее применение за рубежом, можно предположить, что результаты проведенных в последние годы ОПР стимулируют спрос на бурение боковых стволов на колтюбинге.

Применение технологии бурения на ГНКТ за рубежом

С 1996 года компания Baker Hughes развивала технологию бурения на колтюбинге. По состоянию на 2016 год на ГНКТ с электрическим кабелем с применением технологии CoilTrak было пробурено около 1,06 млн м в 777 скважинах по всему миру. Наибольшие успехи были достигнуты на проектах бурения на Ближнем Востоке [8, 9]:

- рекордная длина горизонтального ствола 1457 м (Оман);
- рекордный отход бокового ствола 1607 м (Шарджа, КСА);
- рекордная длина открытого ствола, пробуренного за 24 часа на депрессии 412 м (Шарджа, КСА);
- суммарная длина, пробуренная на депрессии из одной скважины 3465 м (Шарджа, КСА).

Начиная с 1991 года компания Schlumberger применяла колтюбинг для бурения скважин, углубления существующих скважин и бурения боковых стволов. К 2004-му компания бурила на ГНКТ до 100 стволов в год. На конец 2004 года компания занималась бурением на колтюбинге в Индонезии, Венесуэле, на Аляске и Ближнем Востоке. Длина пробуренных боковых стволов составляла от 457 до 1044 м. Были достигнуты следующие рекордные показатели [10]:

- боковой ствол длиной 2743 м за один проход пробурен на депрессии в 2003-м в ОАЭ;
- в 2004 году на Аляске на ГНКТ выполнено фрезерование окна на отметке по стволу 4950 м и пробурен боковой ствол до отметки 5339 м (389 м).

Бурение на колтюбинге с морской платформы было опробовано на трех скважинах компанией Petronas в Малайзии в 2011-2013 годах, когда в ходе пилотного проекта были пробурены стволы 76,2 мм из основной скважины 244,5 мм с установленной НКТ 89 мм. Бурение велось на ГНКТ 44,5 мм с запасованным электрическим кабелем. Длина пробуренного ствола составляла около 550 м [11].

С 2008 года в Саудовской Аравии производили нарезку боковых стволов для повышения дебита старых скважин. Фрезерование окон в обсадных колоннах 114,3 мм, 139,7 мм и 177,8 мм производилось с клина-отклонителя. Бурение велось долотом 92 мм с протяженностью бокового ствола 600–900 м. В 2013 году таким образом

ремонтровалось до 50 скважин в год. Бурением на колтюбинге удалось достичь рекордной длины бокового ствола в 1,607 м на одной из скважин (рис. 2) [12].

Основные параметры бурения на ГНКТ в Саудовской Аравии:

- для работы применяется колтюбинг 60,3 мм;
- используется укороченная КНБК длиной до 20 м, применяемая совместно с колтюбинговой лубрикаторной вышкой;
- фрезерование окна в ОК фрезой 3-5/8" (92 мм) с приводом фрезы от ВЗД;
- из вырезанного окна бурение нескольких боковых стволов долотом PDC 3-5/8" (92 мм) с

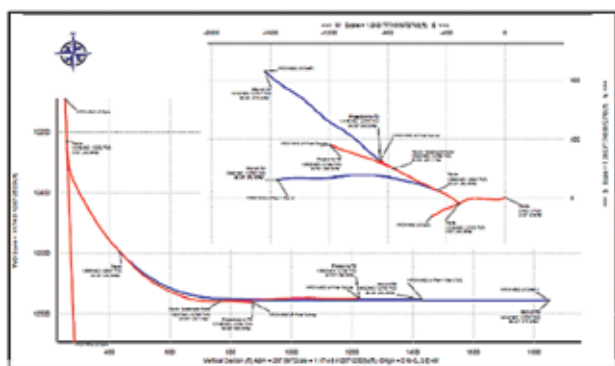


Рисунок 2 – Траектория стволов на одной из скважин в Саудовской Аравии [12]

- приводом от турбобура 2-7/8 (73 мм) или 3-1/8" (79,4 мм) со скоростью проходки 4–9 м/ч;
- ориентация инструмента электрогидравлическим вращателем с поворотом до 410 градусов в каждом направлении и шагом в 1 градус. Применяется турбобур с фиксированным перекосом корпуса.

Электробурение на колтюбинге

Вопросом объединения технологий бурения на колтюбинге и электробурения начали серьезно заниматься с 1990-х годов. На эту тему за рубежом были проведены научные исследования, предложены конструкции электробуров малого диаметра, однако до изготовления прототипов дело не дошло [1]. Разработкой электробура вентильного типа с 2017 года занимается компания «Новобур», которая изготовила образцы ЗВЭД-127 и -178, а также разработала технические

требования на серию двигателей других размеров, в том числе 89 и 106 мм для ГНКТ. Опыт успешного применения турбобуров диаметром 76–79 мм для бурения боковых стволов на ГНКТ показывает, что высокооборотный забойный двигатель является оптимальным с точки зрения скорости проходки при малых осевых нагрузках в средних и твердых породах. В табл. 1 приведены характеристики нескольких электробуров в сравнении с гидравлическими забойными двигателями.

Сравнительный анализ характеристик забойных двигателей показывает, что электробур без редуктора может обеспечивать рабочий диапазон частоты вращения и значения крутящего момента на валу, соизмеримые с показателями турбобура. При этом указанные выше преимущества ЗВЭД существенно повысят эффективность бурения боковых стволов. В случае применения ЗВЭД с редуктором кратно снижается частота вращения и, соответственно, увеличивается рабочий момент на долоте, то есть реализуется роторный режим бурения [13].

Электробуровой комплекс для работ на ГНКТ

Для промышленного внедрения электробурения на ГНКТ требуется адаптация всех систем колтюбинговой установки для работы с высоковольтным кабелем большого сечения для передачи до 35–50 кВт к КНБК, включающей систему направленного бурения. К системе управления установкой добавляется управление работой ЗВЭД (рис. 3).

Несмотря на очевидные преимущества применения электробуров по сравнению с гидравлическими забойными двигателями, работы

Таблица 1 – Сравнительные характеристики забойных двигателей для бурения на ГНКТ

	Электробур ЗВЭД89- 1000	Электробур ЗВЭД89- 1500	Электробур ЗВЭД106- 3000	Турбобур (SLB) XTO DP 2-7/8	ВЗД ДРУ-95РС	ВЗД ДРУ4- 106РС
Номинальный диаметр, мм	89	89	106	73,0	95	106
Расход жидкости на номинальной мощности, л/с	Не влияет	Не влияет	Не влияет	4–6	5–10	6–12
Мощность номинальная, кВт	27	35	44	15–55	13–39	36–97
Допустимый диапазон частот вращения ротора, об/мин	300–1200	450–1800	1000–3500 (с редуктором 300–1050)	1800–2700	80–270	–
Момент номинальный (тормозной), Нм	250	221	140 (с редуктором – 466)	170 (385)	1130–1550 (1320)	3180–3950 (2300)
Длина двигателя, мм	7200	6900	6700	7400	6600	7000
Макс. температура окружающей среды, град. С	120	120	120	250+	120	120

по их разработке потребовали длительного периода времени до начала изготовления опытного образца. Подготовка всего комплекса к ОПИ требует достижения УГТ-5 (по ГОСТ Р 58048–2017), что представляет весьма сложную задачу, которая требует координации работ по испытаниям отдельных узлов и всей компоновки для ЭБ, подготовки установки ГНКТ и совмещения систем управления.

Разработка электробура (в особенности малого диаметра) предполагает решение сложных технических задач. Конструкция должна обеспечивать циркуляцию бурового раствора через электродвигатель по каналу внутри центрального вала. При расчете и проектировании электробуров малого диаметра, таких как 89 и 73 мм, необходим компромисс между проходным сечением канала, механической жесткостью вала и полезной мощностью, выдаваемой электродвигателем.

Важнейшей проблемой является выбор рабочих параметров. Учитывая особенности ГНКТ, которая ограничена в восприятии реактивного момента создаваемого двигателем, наибольшая МСП при небольшой осевой нагрузке на колтюбинге может быть достигнута при высокой частоте вращения долота. Исходя из этого и учитывая сложность проектирования редуктора для малого диаметра КНБК, целесообразно направить усилия на разработку электробура с рабочим диапазоном частоты вращения, ориентировочно 800–2500 об./мин, способного обеспечить расчетные значения рабочего момента без редукторной секции при бурении скважин диаметром 75–120 мм.

Передача энергии с поверхности на забой также требует реализации ряда проектных решений, таких как разработка соединительных элементов КНБК, обеспечивающих надежный контакт высоковольтного кабеля большой мощности, и технология запасовки кабеля диаметром более 20 мм внутрь ГНКТ.

При расчете циркуляционной системы необходимо будет учитывать увеличение гидравлического сопротивления за счет перекрытия

внутреннего канала трубы кабелем. По расчетам для ГНКТ 73 x 5,5 мм уменьшение проходного сечения составит около 10%, что на 3 км трубы даст дополнительные потери в 8 МПа.

Имеющаяся в наличии и опробованная система направленного бурения СНБ, производимая в разных диаметрах Группой ФИД, основана на использовании КНБК с фиксированным углом перекоса и ориентатора (рис. 3). Это проверенная и надежная система, применяемая за рубежом и в России. В то же время известна система управления направлением бурения Rib-Steered Motor (двигатель, управляемый ребрами), основанная на принципах работы РУС. Принцип действия этого устройства основан на изменении угла наклона оси забойного двигателя относительно центриатора путем выдвижения и втягивания гидравлических цилиндров в корпусе устройства, которые

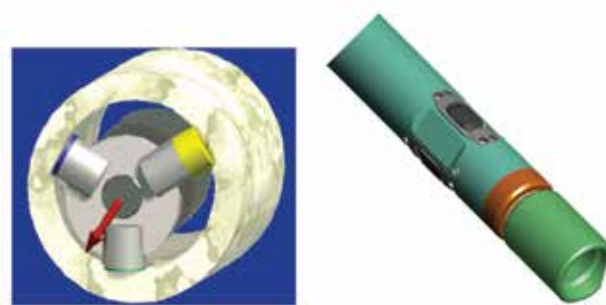


Рисунок 4 – Схема работы цилиндров при изменении направления устройством Rib-Steered Motor и внешний вид управляющей части этого устройства с выдвижными ребрами [14]

перемещают армированные ребра (рис. 4).

Управление системой происходит по электрическому кабелю, протянутому внутри ГНКТ. Подобная система управления обеспечивает моментальную реакцию на изменение направления ствола, обеспечивая практически идеальную прямолинейность, чего невозможно достичь с компоновкой «ориентатор-КНБК с фиксированным углом перекоса» (рис. 5).

Перспективным направлением, способным решить некоторые из проблем стального колтюбинга, является разработка непрерывной токопроводящей композитной трубы (ТНТ).

Композитные ТНТ обладают набором очевидных преимуществ по сравнению со стальными ГНКТ, такими как высокая усталостная прочность, низкий удельный вес, возможность размещать внутри стенок трубы токопроводящие жилы и каналы связи [15]. Работы по созданию токопроводящей непрерывной композитной трубы ведутся некоторыми производителями, в том числе российскими.

Заключение

Электробурение должно рассматриваться

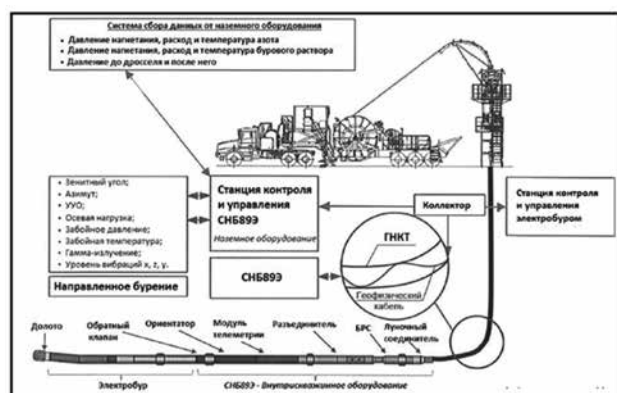


Рисунок 3 – ЭБК с СНБ-89Э, разрабатываемый СЗАО «Новинка» (Группа ФИД)

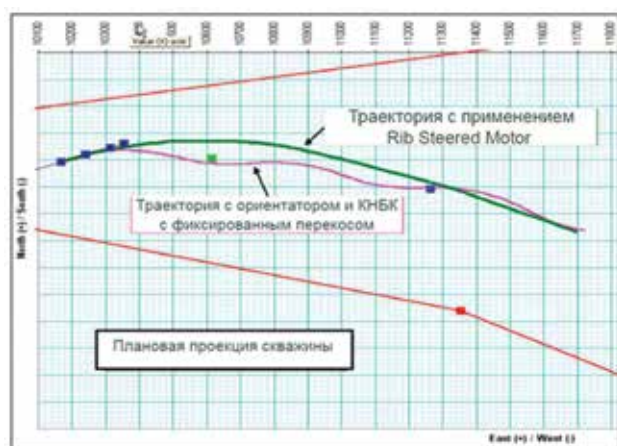


Рисунок 5 – Сравнение траекторий бурения боковых стволов [8]

как коммерческий метод бурения аналогично используемым во всем мире роторному способу и способу бурения ГЗД. Это подтверждается 50-летним опытом создания и коммерческого применения серийных электробуровых комплексов при бурении более 12,5 млн м различных типов горных пород в глубоких вертикальных и направленных скважинах, включая горизонтальные [16]. Электробурение обеспечивает широкий диапазон частоты вращения при оптимальном моменте на долоте; независимость от энергии, передаваемой на забой потоком жидкости; возможность использования

различных промывочных агентов; управление бурением в режиме онлайн; эффективное применение бурения с управлением давлением. Система электробурения актуальна для сложных геологических условий, при бурении через трещины и разломы, истощенные горизонты (с полным поглощением, с использованием аэрированных буровых растворов), в условиях высоких давлений и температур. В электробуре нет активно изнашивающихся деталей – стоимость эксплуатации его будет намного ниже. Немаловажным фактором будет являться значительная экономия энергии, потребляемой буровым комплексом, за счет высокой энергоэффективности электробур, у которого подаваемая на забой электроэнергия практически без потерь идет на разрушение породы.

Применительно к технологии бурения на колтюбинге электробур по техническим характеристикам может успешно заменить как ВЗД, так и турбобур. При этом питание электробур через кабель внутри колтюбинга – известная технология, не требующая больших усилий на отработку.

Возвращение электробурения на рынок буровых работ может создать необходимую конкуренцию современным импортным, частично локализованным вариантам направленного бурения высокотехнологичных скважин на месторождениях России, что в целом повысит эффективность бурения. ☉

ЛИТЕРАТУРА

- Перельман О.М., Фадейкин А.С., Гельфгат М.Я., Гераськин А.С., Эмиров З.А. Перспективы электробурения для развития технологий строительства скважин // Доклад SPE-206463-RU, представленный на Российской нефтегазовой технической конференции SPE 12–15 октября 2021 года.
- «Сургутнефтегаз» становится примером // Информационно-аналитический бюллетень RPI Weekly. – 2013. – № 1 (4).
- Батищева Г. На Быстринском месторождении в Сургутском районе зафиксирован новый рекорд [Электронный ресурс]. – URL: https://ugra-news.ru/article/na_bystrinskom_mestorozhdenii_v_surgutskom_rayone_zafiksirovan_novyy_rekord/?sphrase_id=1411708
- Колтюбинг в разведочном бурении Салымской группы месторождений. // ROGTEC. – 2010. – № 20.
- Ахметзяров И.Ф. Опыт эксплуатации СНБ54 // Время колтюбинга. – 2022. – № 1 (079).
- Воин О.В. Разработка и внедрение технологии бурения на гибкой насосно-компрессорной трубе диаметром 73 мм компанией «ФракДжет-Волга» для интенсификации добычи нефти и газа // Время колтюбинга. – 2024. – № 3 (89).
- Бурение на колтюбинге в геологических условиях филипповской залежи Оренбургского месторождения // Время колтюбинга. – 2024. – № 3 (89).
- Stefan Krueger, Lars Pridat. Twenty Years of Successful Coiled Tubing Re-Entry Drilling With E-Line BHA Systems - Improving Efficiency and Economics in Maturing Fields Worldwide // SPE-179046-MS, доклад на конференции SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition, Хьюстон, США, март, 2016.
- Stefan Krueger, Keith Gray, and David Killip, «Fifteen Years of Successful Coiled Tubing Re-entry Drilling Projects in the Middle East: Driving Efficiency and Economics in Maturing Gas Fields» // SPE/IADC 166692, доклад на конференции SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Дубай, ОАЭ, октябрь, 2013.
- Ali Chareuf Afghoul, Sridhar Amaravadi, Abderrahmane Boumali, João Carlos Neves Calmeto, Joe Lima, John Lovell, Scott Tinkham, Kean Zemlak, Timo Staal, «Coiled Tubing: The Next Generation», Schlumberger, Oilfield review, Spring 2004.
- Zhon Wei Ooi, Nurul Ezalina Hamzah, Zahidi Ibrahim, Nurfaridah Ahmad Fauzi, and Maxim Pozdnyshv. Journey to Success – Advancement of Coiled Tubing Drilling in Malaysia // OTC-26690-MS, доклад на конференции Offshore Technology Conference Asia, в Куала Лумпур, Малайзия, март, 2016.
- Shaker Khamees, Khalifah Amri, Mohamed Khalil, Malik Humood, Pedro Rangel, Pat Cain, Khalid Mehmood, Sukesh Ganda, Mohammad Al-Herz, Luis Fuenmayor, Nawaf Al-Hajji. A Safe and Efficient Approach to 3½" Coiled Tubing Reentry Drilling in Deep Gas Applications in Saudi Arabia; Successful Introduction of a New Wired CTD System // SPE 168075, доклад на симпозиуме SPE Saudi Arabia section Annual Technical Symposium and Exhibition, Хобар, KCA, май, 2013.
- Гельфгат М.Я., Гераськин А.С., Оганов А.С., Перельман О.М., Фадейкин А.С., Симаков С.М., Атрушкевич С.А. Перспективы электробурения на ГНКТ при строительстве, реконструкции и ремонте высокотехнологичных скважин», УДК 622.276 // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2023. – № 1.
- Matthew Ross, Okechukwu N. Anyanwu, Christian Klotz, Carl Ulrich. Rib-Steered Motor Technology: The Revolutionary Approach Extends the Coiled Tubing Drilling Application Scope // SPE 153573, доклад на конференции SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition в Woodlands, США, март, 2012.
- Вахрушев А.В., Гельфгат М.Я., Следков В.В., Чуприн С.В. Композитный колтюбинг для бурения и внутрискважинных работ // Время колтюбинга. – 2024. – № 1 (87).
- Евдошенко Ю.В. Создание и организация производства электробур для бурения нефтяных скважин, 30-е - 50-е годы XX века // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 3.

ДЕФЕКТΟΣКОП ГИБКОЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ



Определение реального состояния гибкой насосно-компрессорной трубы на всех этапах её использования

Выявляемые дефекты:

- отверстия,
- раковины,
- вмятины,
- поперечные наружные/внутренние трещины.

Контролируемые параметры:

- диаметр,
- толщина стенки,
- овальность,
- температура,
- вибрация,
- длина трубы.



Реклама

Реклама

Инновационные технологии гидроразрыва: путь к эффективной добыче нефти баженовской свиты

В.А. ЦЫГАНКОВ, В. БУРЫКИНА, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина; В.В. ВАСИЛЕВИЧ, ООО «Трайсэл Солюшнс»

Аннотация

В работе проведена оценка экономической эффективности внедрения инновационной технологии гидроразрыва пласта с использованием сжиженного углеводородного газа (СУГ) при разработке пластов баженовской свиты. Методологический подход основан на комплексной оценке целесообразности применения данной технологии, включающей анализ факторов, влияющих на эффективность ее использования в текущих внешних и внутренних условиях нефтедобывающей отрасли. Особое внимание уделено сравнительному анализу с традиционными методами гидравлического разрыва пласта (ГРП) с учетом таких аспектов, как увеличение объемов добычи нефти, снижение затрат на интенсификацию и повышение рентабельности нефтяных проектов. Результаты исследования показывают: применение СУГ способствует значительному росту извлекаемых объемов углеводородов, что повышает экономическую эффективность разработки баженовской свиты. Научная новизна заключается в предложении альтернативного метода интенсификации добычи углеводородов, обеспечивающего более высокую эффективность при работе с низкопроницаемыми коллекторами. Практическая значимость технологии заключается в ее потенциале для устойчивого развития нефтяной отрасли России, повышения конкурентоспособности страны на мировом энергетическом рынке и разработки трудноизвлекаемых запасов в условиях снижения добычи на традиционных месторождениях.

Ключевые слова: баженовская свита; инновации нефтедобычи; технология безводного гидроразрыва пласта; удельная стоимость строительства скважины; оценка эффективности.

Введение

Как известно, последние 30 лет гидравлический разрыв пласта (ГРП) в России ежегодно набирает обороты¹. Однако суть проведения подобных обработок изменяется. Изначально

В последнее время доля запасов ухудшилась настолько, что ГРП выходит из разряда метода ИДН/ПНП и включается в основополагающую группу способов разработки месторождения.

ГРП применяли преимущественно для интенсификации добычи нефти (ИДН) (Economides Michael, 2002), затем, когда структура запасов начала ухудшаться, больший акцент начали смещать в область повышения нефтеотдачи (ПНП) (Паникаровский В.В. и др., 2015). Но в последнее время доля запасов ухудшилась настолько², что ГРП выходит из разряда метода ИДН/ПНП и включается в основополагающую группу способов разработки

месторождения. Особенно это актуально для низкопроницаемых коллекторов (Зиатдинова Е.Ф. и др., 2022; Черевко М.А. и др., 2014), а также для пластов, содержащих нетрадиционные трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) нефти (Копытов А.Г. и др. 2022; Недомовный Б.Н. и др., 2023).

Для простоты понимания необходимо сказать пару слов, чем же ГРП помогает:

1. Для ИДН – как правило, в монолитных пластах с изотропными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и геолого-механическими свойствами создается трещина высокой проводимости, которая меняет режим течения флюида в пласте, а также вовлекается трещина ГРП в работу пласта, за счет чего приток нефти на забой скважины увеличивается.
2. Для ПНП – используется для подключения ранее не задействованных в добыче пропластков, изолированных тел различной геометрии либо гидродинамически не вовлеченных в добычу зон разрабатываемого продуктивного пласта.
3. В качестве способа разработки – трещина ГРП maximизирует площадь соприкосновения системы «скважина – трещина» с пластом, тем самым позволяя извлекать углеводороды из

¹ <https://rpi-consult.ru/reports/dobycha-nefti-i-gaza/grp2023/?ysclid=lxq98g8yns402389534#tabs-1>

² <https://tass.ru/ekonomika/17541363>

зоны, близлежащей к периметру трещины.

В настоящее время гидроразрыв часто комбинируется со строительством горизонтальных скважин (ГС), показывающих свою эффективность, несмотря на повышенную стоимость (Янин А.Н., 2017). Одна горизонтальная скважина может заменить работу до пяти вертикальных скважин, поэтому строительство горизонтальных скважин набирает обороты (Шамсутдинов А.Р., 2024).

Особенно актуальна технология строительства ГС с многостадийным ГРП (МГРП) в пластах с ТРИЗ – например, пластах баженовской свиты (БС) и ее аналогов³. Объекты с ТРИЗ настолько выбиваются из классического понимания, требуя совершенно иных подходов к разработке, что некоторые дочерние предприятия нефтедобывающих компаний Российской Федерации только на них и акцентированы⁴.

Если рассмотреть работу подобных предприятий на примере ПАО «Газпром нефть», можно проследить, что компания планомерно и уверенно идет к намеченным результатам:

1. 2017 год – создание на территории Ханты-Мансийского автономного округа «Технологического центра «Бажен».
2. 2017 год – присвоение статуса национального проекту «Создание комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования разработки запасов баженовской свиты».
3. 2019-й – разработка паспорта федерального проекта «Освоение баженовской свиты в Западной Сибири»⁵.
4. 2021 год – создание технологического полигона в ХМАО для тестирования технологий⁶ (Андреева Н.Н. и др., 2022).

Однако в настоящее время проекты разработки баженовской свиты в РФ находятся на грани выживания. Высокая стоимость добычи⁷, отсутствие проверенных рабочих технологий, геополитическая ситуация, цены на нефть и востребованность нефти на мировом рынке ставят под сомнение подобные проекты (Магадова Л.А. и др., 2023; Кузьмина В.М., 2021).

Научная группа из Губкинского университета занимается проблемами разработки «бажена» уже больше 10 лет. В настоящее время работа была поддержана Минобрнауки РФ в рамках гранта на создание и развитие научных центров

Одна горизонтальная скважина может заменить работу до пяти вертикальных скважин.

Особенно актуальна технология строительства ГС с многостадийным ГРП (МГРП) в пластах с ТРИЗ – например, пластах баженовской свиты.

мирового уровня (НЦМУ). Такая поддержка была оказана в связи с высокой перспективностью разработок, ведь технологии, которые разрабатываются, представляют не только научный и практический интерес, но и репутационный, а их реализация

в рамках нефтедобывающей отрасли приведет к повышению накопленной добычи и рентабельности добычи для месторождений с БС.

Основной фокус исследовательской группы сделан на технологии безводного ГРП или технологии ГРП со сжиженным углеводородным газом (СУГ). Данная технология была впервые применена в Соединенных Штатах Америки (Hurst R.E. et al., 1972; Smith C.F. et al., 1973). Затем получила значительное развитие во времена сланцевой революции в США и Канаде (Eric H. Tudor et al., 2009; Majed Almubarak et al., 2020; Malanichev A. (2018). Сегодня к подобным разработкам проявляется интерес в Китае, Индии и России (Jin F. et al., 2017; Nitesh Kumar et al., 2017; Tsygankov V.A. et al., 2019; Цыганков В.А. и др., 2019; Цыганков В.А. и др., 2020).

Научными сотрудниками Губкинского университета решена задача реализации технологии ГРП с СУГ при незначительном изменении схемы закачки с использованием стандартного оборудования для ГРП. Уже создана заявка на патент.

Для обоснования применения технологии ГРП с СУГ были

использованы методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (Минэкономки РФ, 2000), которые помогают проводить комплексный финансово-экономический анализ, включая расчеты ключевых показателей, таких как:

- Чистый дисконтированный доход (ЧДД, или NPV – net present value), характеризующий изменение денежных потоков во времени с учетом ставки дисконта.
- Внутренняя норма рентабельности (доходности) (ВНР, или IRR – internal rate of return) – представляет собой то значение нормы дисконта, при котором величина чистого дисконтированного потока денежной наличности за расчетный период равна нулю. Внутренняя норма доходности инвестиционного проекта отражает ожидаемый годовой процент, получаемый на капитал, вложенный в осуществление мероприятия. Чем выше ВНР, тем выше доходность проекта, потому что можно заложить больше рисков. Для

³ https://ngv.ru/news/nauchno_tekhnicheskii_tsentr_gazprom_nefti_zdes_rozhdayutsya_tekhnologii_chast_1/?phrase_id=4233317

⁴ <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/tekhnologicheskii-tsentr-bazhen-obespechit-budushchee-rossiyskoy-neftyanoy-promyshlennosti/>

⁵ <https://bazhen.admhmao.ru/about/passport/>

⁶ <https://neftegaz.ru/news/companies/712991-litsenzii-polucheny-gazprom-neft-sozdast-tekhnologicheskie-poligony-dlya-triz-na-uchastkakh-nedr-pal/>

⁷ <https://www.finam.ru/publications/item/gazprom-neft-planiruet-k-2024-godu-dobitsya-rentabelnosti-dobychi-bazhenovskoiy-svity-20220419-204813/>

- экономически эффективных проектов:
- $ВНР > \text{Ставки дисконта } (E_{\text{н}})$.
- Индекс доходности дисконтированных инвестиций – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы элементов денежного потока от инвестиционной деятельности. Данный показатель определяет размер дохода на единицу затрат. Чем больше его значение, тем больше дохода получит инвестор.
- Срок окупаемости – это минимальный период времени возврата вложенных средств в инвестиционный проект, т. е. период времени, за который денежный поток нарастающим итогом станет равным нулю (Зубарева В.Д. и др., 2018; Шарп Уильям, 2012).
- Показатель UDC (Ultimate Drilling Cost, или удельная стоимость строительства скважины), который принято отображать не в абсолютных значениях, а как отношение приведенных затрат на строительство ГС с МГРП, вскрывающей горизонты с нетрадиционными запасами углеводородов, к извлекаемым запасам (EUR). Данный показатель является одним из ключевых показателей эффективности разработки пластов бажендовской свиты. Акцентируя внимание на дисконтировании⁸, для обоснования различных ставок (нормы дисконта) при инвестировании в реальные активы применяются различные методы в зависимости от целей оценки, а также структуры, новизны, рискованности проекта:
 - 1) нормативный метод;
 - 2) кумулятивный метод;
 - 3) метод стоимости собственного капитала;
 - 4) метод средневзвешенной стоимости капитала (WACC).

Нормативный метод дисконтирования подразумевает разработку и применение расчетных или рекомендованных нормативных ставок, которые варьируются в зависимости от типа проекта, уровня риска, специфики экономической деятельности и других факторов. Чем больше учитывается аспектов при расчете нормативных ставок, тем обоснованнее они будут с экономической точки зрения. На практике такие ставки дисконтирования часто состоят из двух основных компонентов: безрисковой ставки доходности и премии за риск, которая корректируется в зависимости от особенностей конкретного инвестиционного проекта.

Применение данного метода весьма широко: от разработки инвестиционной стратегии крупных компаний и холдингов до требований для бюджетного софинансирования проектов на уровне государственного управления.

Основные требования к безрисковой ставке

включают высокую ликвидность активов и гарантированный возврат капитала, а также возможность для инвестора выбрать альтернативные вложения. Определение безрисковой ставки возможно двумя способами: по доходности государственных облигаций или через анализ финансового рынка. В России примерами безрисковых инструментов могут выступать облигации федерального займа и российские еврооблигации.

Однако текущие ставки по российским облигациям зачастую не соответствуют реальному уровню доходности при минимальном риске, так как они зависят в первую очередь от политических факторов. В условиях сокращения разницы между ставками по кредитам и депозитам логично использовать ставку рефинансирования Центрального банка (ЦБ) РФ в качестве безрисковой с учетом минимальных депозитных рисков.

В законодательстве России ставка рефинансирования также фигурирует при расчете компенсации за использование чужих денежных средств, что подкрепляет ее значимость как базовой ставки. На основании постановления Правительства РФ используется методика расчета ставки дисконтирования без учета риска проекта, где ключевую роль играет безрисковая ставка.

Преимущества данного метода включают его простоту и учет рисков для различных типов проектов, однако слабость заключается в недостаточной обоснованности и отсутствии связи с реальными условиями финансирования.

Кумулятивный метод дисконтирования – способ расчета стоимости денежных потоков с учетом накопления рисков, связанных с инвестициями. В отличие от нормативного метода, кумулятивный подход включает оценку рисков, специфичных для каждого проекта или предприятия, что позволяет точнее учитывать

Таблица 1 – Виды риска и премии за риск

Вид риска	Премия за риск, %
Размер компании	0–3
Финансовая структура	0–5
Производственная и территориальная диверсификация	0–3
Диверсификация клиентуры	0–4
Рентабельность предприятия и прогнозируемость его доходов	0–4
Качество управления	0–5
Прочие собственные риски	0–5

Источник: составлено на основе⁹

⁸ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_256545/80b02d37b73d08c3d01d51e9453e57b0bf847813/

⁹ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_256545/a2edcf40ff10807e318ab48bca5005c180a5b5dc/

потенциальные неопределенности. В основе этого метода лежит ставка дисконтирования, которая формируется из базовой безрисковой ставки и надбавок за различные риски, представленные в табл. 1.

Главным преимуществом кумулятивного метода является его гибкость и способность адаптироваться под разные проекты и условия рынка. Он позволяет учитывать уникальные факторы, влияющие на стоимость капитала, и помогает более точно оценивать долгосрочные инвестиционные проекты. Благодаря этому методу компании могут принимать обоснованные решения, исходя из реальных условий и рисков, что делает его популярным в частном секторе и среди финансовых аналитиков.

Однако у кумулятивного метода дисконтирования есть и недостатки. В частности, процесс определения надбавок за риски может быть сложным и субъективным. Различные эксперты могут по-разному оценивать уровень риска для одного и того же проекта, что приводит к разночтениям в расчетах. Кроме того, чрезмерное завышение ставок дисконтирования может привести к недооценке потенциально выгодных проектов.

Метод также требует регулярного пересмотра ставки дисконтирования по мере изменения экономических условий и факторов риска. В результате кумулятивный метод дисконтирования является более сложным в применении по сравнению с нормативным методом, но в то же время более точным, особенно при оценке проектов с высокими рисками и долгосрочными перспективами.

В основе метода стоимости собственного капитала лежит ключевая концепция финансового управления стоимостью капитала, которая заключается в том, что для финансирования инвестиционных проектов используются как собственные, так и заемные средства. Эти источники имеют разную стоимость, и важно, чтобы доход от инвестиций превышал затраты на привлечение капитала. Стоимость капитала – это цена, которую компания выплачивает за его использование, представляя собой годовые затраты по обслуживанию долгов перед инвесторами и кредиторами. Этот показатель выражается в виде процентной ставки, которая отражает отношение всех затрат к сумме капитала.

Стоимость капитала включает в себя несколько элементов: доходность, требуемую инвесторами и кредиторами, затраты на выпуск акций и облигаций, банковские комиссии и страховые платежи. Для расчета ставки дисконтирования можно использовать либо оценку стоимости собственного капитала, либо средневзвешенную стоимость капитала.

Стоимость собственного капитала можно рассчитать лишь приблизительно. Для этого применяются такие методы, как модель

дисконтирования дивидендов (DDM), модель CAPM и различные мультипликаторы. Модель Гордона, как разновидность DDM, используется для компаний, регулярно выплачивающих дивиденды. Формула учитывает ожидаемые дивиденды, цену акций, затраты на эмиссию и темп роста дивидендов.

При развитом рынке капитала более точным считается применение модели CAPM, которая разделяет риски на систематические и несистематические. Доходность акций по этой модели включает безрисковую ставку и премию за принятие рыночного риска. Систематический риск измеряется коэффициентом бета, который показывает уровень рыночного риска ценной бумаги по сравнению с общим рынком.

Применение модели CAPM в российских условиях требует учета специфики, увеличивающей премию за риск. Преимуществом модели является ее обоснованность и возможность использования для оценки новых проектов, но среди недостатков – ее применимость только к публичным компаниям и необходимость учитывать множество допущений, таких как эффективный рынок капитала и совершенная конкуренция (Воронов и Раменская, 2023).

Метод расчета средневзвешенной стоимости капитала (WACC) широко используется в инвестиционном анализе, так как большинство компаний в России используют как собственные, так и заемные средства. Модель WACC позволяет определить ставку дисконтирования с помощью следующей формулы:

$$WACC = K_s \cdot W_s + K_d \cdot W_d \cdot (1 - T), \quad (1)$$

где K_s – стоимость собственного капитала; W_s – доля собственного капитала; K_d – стоимость заемного капитала; W_d – доля заемного капитала; T – ставка налога на прибыль.

Основная сложность в применении этой модели заключается в том, что стоимость собственного капитала (то есть дивиденды акционеров) часто не соответствует рыночной доходности, поскольку акции компании могут не котироваться на бирже. Следует обратить внимание на одну важную особенность WACC: она отражает не среднюю стоимость всех ранее привлеченных средств, а именно цену дополнительных финансовых ресурсов, необходимых для новых проектов (Воронина и Зарецкая, 2020).

Это означает, что компания не может бесконечно привлекать капитал с одной и той же стоимостью. Как правило, по мере увеличения объема заемных средств возрастает и финансовый риск предприятия, из-за чего кредиторы начинают предоставлять новые займы под более высокие проценты.

Таким образом, основной недостаток использования WACC в качестве ставки дисконтирования заключается в том, что изменения в структуре капитала компании могут приводить к колебаниям этого показателя,

даже если целевая структура сохраняется. Кроме того, модель недостаточно точно учитывает различие рисков для разных типов инвестиций. Например, вложения в оборотные средства имеют меньший риск, чем инвестиции в разработку новых продуктов.

Многие из перечисленных методов нашли отражение в работах отечественных и зарубежных авторов, при этом каждый метод имеет свои особенности, достоинства и недостатки.

Методика расчета ставки дисконтирования Виленского П.Л., Лившица В.Н., Смоляка С.А. предлагает оценку прироста премии за риск для

Беря в расчет пониженную тенденцию пород баженовской свиты к трещинообразованию, при реализации всех инновационных технологий, в частности, при применении технологии ГРП с СУГ, можно получить накопленную добычу, равную 50 тыс. т.

интервале от 10 до 40%. Ставку считают как сумму ключевой ставки Центрального банка и размера премии за риски. Значение ставки дисконтирования в представленном проекте принято $E_n = 25\%$.

Результаты исследования

Для построения экономической модели были взяты

Таблица 2 – Методика расчета премии за риск Я. Хонко по различным классам инвестиций

Цель инвестирования	Размер суммарной поправки за риск, %
Вынужденные инвестиции	–
Сохранение позиций на рынке	1
Обновление основных фондов компании	7
Экономия текущих затрат	10
Разработка новых проектов	15
Инновационные проекты	20

Источник: Honko J. (1977)

инвестиционных проектов по шести факторам с учетом интервальных значений: проведение НИОКР, применяемые технологии, спрос и цикличность производственной деятельности, неопределенность внешней среды и процесса освоения применяемой техники или технологии. Максимальная премия за риск может составлять 47% (Виленский П.Л. и др., 2015).

Ученым Я. Хонко была представлена методика расчета премий за риск для различных классов инвестиций / инвестиционных проектов. Данные премии за риск представлены в агрегированном виде, и инвестору необходимо выбрать цель инвестирования и в соответствии с ней поправку на риск (табл. 2).

Как можно заметить, с увеличением размера риска возрастают также и возможности предприятия/компании для выхода на новые рынки, расширения производства и повышения конкурентоспособности.

В российских промышленных инвестиционных проектах ставка дисконтирования более волатильна и, как правило, определяется в

некоторые заимствования и допущения, поскольку реальная информация по извлекаемым запасам нефти, текущим дебитам по скважине, стоимости скважин и пр. является коммерческой тайной.

Принимая во внимание то, что содержание углеводородов баженовской свиты составляет 32 кг/м³, а для баккена – 40 кг/м³, можно считать, что извлекаемые запасы (EUR – estimated ultimate recovery) для скважины с пониженным содержанием керрогена на бажене составят 58,5 тыс. т. Также, беря в расчет пониженную тенденцию пород баженовской свиты к трещинообразованию, при реализации всех инновационных технологий, в частности, при применении технологии ГРП с СУГ, можно получить накопленную добычу, равную 50 тыс. т (85% от 58,5 тыс. т). Если же говорить про текущие реалии, то можно с высокой степенью

Таблица 3 – Сравнение затрат при проведении ГРП на водной основе и ГРП с СУГ

Статья затрат	ГРП с водной жидкостью, тыс. руб.	ГРП с жидкостью на основе СУГ, тыс. руб.
Обработка (10 насосных установок по 2500 л. с.)	5000	5000
Жидкость ГРП	2000	11 750
Проппант (100 тонн)	2500	2500
Регенерация и утилизация воды	150	0
Регенерация СУГ	0	250
Возврат стоимости регенерируемого СУГ (до 99% извлечения)	0	-5500
Всего	9650	14 000

Источник: составлено авторами

достоверности закладывать значение порядка 31,3 тыс. т, исходя из логики, что текущий КИН вырастет в 1,6 раза после применения ГРП с СУГ и накопленная добыча достигнет заявленных значений EUR.

Стоимость 1 стандартного ГРП на скважинах составляет порядка 10 млн руб. (табл. 3).

Таблица 4 – Исходные данные для расчета

Показатель	Единицы измерения	Значение
Дебит нефти	т/сут.	59,1
Стоимость скважины	тыс. руб.	500 000
Удельные издержки на добытую нефть	руб./т	1300
Удельные издержки на добытую воду	руб./т	100
Налог на добычу полезных ископаемых	руб./т	0
Нетбэк	руб./т	18 527
Ставка налога на прибыль	%	20
Ставка дисконтирования	%	25
Срок полезного использования скважины	годы	3
Ставка налога на имущество	%	2,2
Темп падения от предыдущего года (D)	д. ед.	0/0,6/0,9
Извлекаемые запасы на скважину	тыс. т	31,1
UDC	руб./т	16 096

Источник: данные с учетом показателей ПАО «Газпром нефть»

На каждую такую скважину в среднем в России производится до 25 гидроразрывов, следовательно, стоимость скважины без затрат на ГРП может составлять около 250 млн руб., а суммарная стоимость скважины с ГРП составит около 500 млн руб.

При сравнении стоимостей традиционного ГРП на водной основе и ГРП с применением СУГ выявлено, что стоимость одной операции с применением сжиженного углеводородного газа выше на 45%.

Компания «Газпром нефть» заявляла, что начальный показатель UDC, основной составляющей которого является стоимость строительства скважины, составлял 30 тыс. руб./т. В 2019 году показатель UDC был снижен до 16 тыс. руб./т, т. е. почти в 2 раза, при этом компания заявила о повышении добычи нефти на скважину. Если скважина изначально стоила \$10 млн (600 млн руб.) при UDC = 30 тыс. руб./т, то накопленная добыча должна была составлять порядка 20 тыс. т. Если принять допущение, что затраты на бурение и производство операции ГРП снизились на 50% от начального значения, при этом количество операций ГРП возросло с 5 до 25, т. е. суммарная стоимость строительства стала составлять около 500 млн руб., а EUR повысился на 50% (за счет существенного увеличения горизонтального участка ствола и значительного повышения количества стадий ГРП), до 30 тыс. т, то приходим к цифре UDC = 16 тыс. руб./т.

Данное значение UDC можно также получить при калибровке модели, если принять во внимание средний срок эксплуатации скважины с известной динамикой снижения дебитов, падение на 60% в течение первого года эксплуатации и средний дебит на скважину в течение первого года эксплуатации равным 59,5 т/сут. Последняя цифра получена в результате допущения, что

заявленный компанией максимальный дебит в 70 т/сут. меньше на 15% для среднестатистической скважины. При этом получаем значение

Таблица 5 – Основные технико-экономические показатели расчета базовой скважины со стандартным ГРП

Показатель	Единицы измерения	Итого за 3 года
Добыча нефти	тыс. тонн	31,1
Капитальные вложения	тыс. руб.	500 000
Выручка	тыс. руб.	575 503
Удельные затраты на добычу нефти	тыс. руб.	43 488
Налог на добычу полезных ископаемых	тыс. руб.	0
Налог на имущество	тыс. руб.	16 500
Налог на прибыль	тыс. руб.	23 847
Денежный поток	тыс. руб.	-8332
Чистый дисконтированный доход (NPV)	тыс. руб.	-36 156
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	-1
Индекс доходности инвестиций (PI)	д. ед.	0,92

Источник: составлено авторами на основе проведенных расчетов

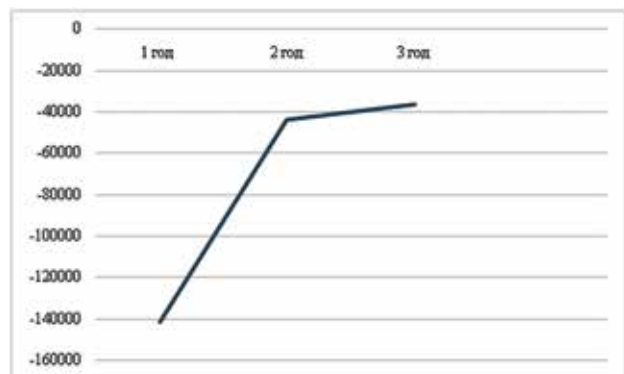
накопленной добычи чрезвычайно близко к спрогнозированному ранее в данном подразделе (31,3 тыс. т).

Оценка эффективности базового варианта

В качестве базовой экономической модели была рассмотрена модель, откалиброванная при

¹⁰ https://www.economy.gov.ru/material/file/310e9066d0eb87e73dd0525ef6d4191e/prognoz_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rf_2024-2026.pdf, дата обращения 20.06.2024

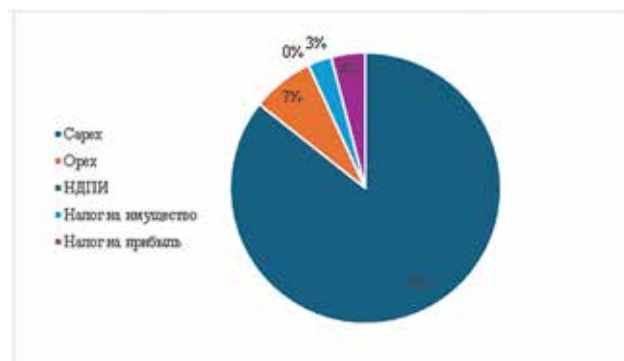
помощи опубликованных данных компании «Газпром нефть». Калибровка производилась по показателю UDC. В стоимость скважины входит



Источник: составлено авторами на основе проведенных расчетов

Рисунок 1 – Накопленный дисконтированный денежный поток по базовому варианту, тыс. руб.

двадцатипятистадийный гидравлический разрыв пласта по стандартной технологии. Расчет показателей производился с учетом котировок консервативного прогноза Минэкономразвития¹⁰ (стоимость нефти Brent = 64\$/bbl, курс рубля к доллару США = 90). Максимальный срок полезного использования скважины, вскрывающей рассматриваемый объект, составляет 3 года. Формирование нетбэка нефти учитывает разницу между доходами от продажи нефти и совокупными затратами на ее добычу и транспортировку. Ключевыми



Источник: составлено авторами на основе проведенных расчетов

Рисунок 2 – Структура затрат по базовому варианту

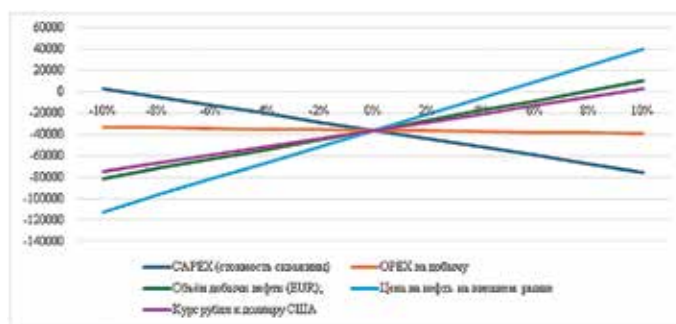
особенностями являются влияние мировых цен на нефть, качество сырья, транспортные расходы и налогообложение, которые могут значительно варьироваться в зависимости от географического региона и рыночной конъюнктуры. Исходные данные для модели представлены в табл. 4.

В таблице 5 представлены основные технико-

экономические показатели базового сценария, основанные на нормативах компании ПАО «Газпром нефть».

Реализуя базовый вариант, чистый дисконтированный доход имеет отрицательное значение, что составляет -36 млн руб. Это говорит о нерентабельности проекта. Проект не окупается. Представленный на рис. 1 накопленный чистый дисконтированный денежный поток подтверждает данный факт.

Таким образом, в базовом варианте эксплуатация скважин, вскрывающих баженскую свиту, нерентабельна. С целью перевода проекта в разряд рентабельного необходимо повлиять на объем и структуру затрат (рис. 2). Для этого воспользуемся методом анализа чувствительности, чтобы определить, какие статьи затрат оказывают наибольшее влияние.



Источник: составлено авторами на основе проведенных расчетов

Рисунок 3 – Результаты анализа чувствительности базового варианта

В структуре затрат наибольший удельный вес занимают капитальные вложения на строительство скважины (86%). В данном случае налог на добычу полезных ископаемых не уплачивается, так как льготные коэффициенты, используемые для расчета, формируют нулевую процентную ставку по налогу. Операционные затраты на добычу флюида составляют всего 7%, налог на прибыль — 4%, а налог на имущество занимает 3% от общей структуры затрат. Повлиять на упомянутые налоги не представляется возможным, а оптимизация эксплуатационных издержек на добычу нефти не внесет значительного вклада в оптимизацию общих затрат. Единственный вариант — удешевление стоимости строительства скважины, включая проводимые на ней операции ГРП.

В качестве результирующего показателя реализации проекта выбран ЧДД. Чувствительность проекта определяется по отношению к следующим показателям:

1. Стоимость строительства скважины (CAPEX).
2. Эксплуатационные затраты (OPEX).
3. Объем добычи нефти (EUR).
4. Цена на нефть на внешнем рынке (Brent).
5. Курс рубля к доллару США.

Результаты анализа чувствительности данного

проекта представлены на рис. 3.

По данным графика анализа чувствительности видно, что проект является рискованным. Наибольший риск связан с изменением (влиянием) таких показателей, как цена на нефть на внешнем рынке и капитальные затраты на строительство скважины. Минимальную чувствительность проект проявляет к изменению эксплуатационных затрат. Нет возможности

Таблица 6 – Сравнение сценариев по основным показателям

Показатель	Единицы измерения	Базовая скважина со стандартным ГРП (вариант 1)	Базовая скважина с ГРП с СУГ (вариант 2)
Стоимость нефти Brent	\$/bbl.	64	64
Курс USD	руб./\$	90	90
Нетбэк	руб.	18 527	18 527
EUR	тыс. т	31,1	50,5
Стоимость скважины	тыс. руб.	500 000	600 000
UDC	руб./т	16 096	11 891
NPV	млн руб.	-36	108
IRR	%	-1	21
PI	д. ед.	0,92	1,20

Источник: составлено авторами на основе проведенных расчетов

повлиять на стоимость нефти, остается сконцентрироваться на капитальных затратах. Полученные результаты согласуются с выводом из анализа структуры затрат. Так как оценка эффективности базового варианта и анализ чувствительности не дают представления о том, в каких условиях эксплуатация скважин, вскрывающих баженовскую свиту, будет

Таблица 7 – Оптимизация экономики проекта за счет снижения стоимости скважины

Показатель	Единицы измерения	Базовая скважина со стандартным ГРП (вариант 1-2)	Базовая скважина с ГРП с СУГ (вариант 2-2)
Стоимость нефти Brent	\$/bbl.	64	64
Курс USD	руб./\$	90	90
Нетбэк	руб.	18 527	18 527
EUR	тыс. т	31,1	50,5
Стоимость скважины	тыс. руб.	355 600	572 000
UDC	руб./т	11 448	11 336
NPV	млн руб.	78	130
IRR	%	25	25
PI	д. ед.	1,24	1,25

Источник: составлено авторами на основе проведенных расчетов

рентабельной, авторами были разработаны оптимизирующие сценарии проекта.

Формирование сценариев

В статье представлены оптимальные сценарии проекта с учетом предложенного решения, которое характеризуется заменой 25 стандартных ГРП на 25 ГРП с СУГ. Анализ основных критериев эффективности по базовому сценарию с

использованием стандартного ГРП и варианту с использованием ГРП с СУГ представлен в табл. 6.

Анализируя табл. 6, можно сделать вывод о том, что оба варианта, принципиально отличающихся по стоимости скважины и объему добытых углеводородов, как для базовой технологии ГРП, так и для ее модифицированного аналога являются нерентабельными при текущих внешних факторах и уровне технологического развития отрасли в России. Очевидным является то, что в варианте 2 показатель рентабельности инвестиций выше, чем в варианте 1, следовательно, инвестировать в такой проект потенциально выгоднее.

Для того чтобы определить, в каком случае денежный поток перестанет быть отрицательным, необходимо установить оптимальные значения стоимости скважины (внутренний

фактор) для вышеприведенных вариантов. Результаты моделирования представлены в табл. 7.

В обоих случаях стоимость скважины должна быть снижена: на 144 400 тыс. руб. для скважины со стандартным ГРП и на 28 000 тыс. руб. для скважины, в которой проводится ГРП со сжиженным углеводородным газом. Следует отметить, что для всех случаев показатель

UDC является одинаковым, это значит, что при прочих равных (стоимость нефти, курс доллара, нетбэк) он является функцией двух переменных (извлекаемых запасов и стоимости скважины). На повышение извлекаемых запасов возможно повлиять только за счет применяемой технологии ГРП с СУГ. Стоимость скважины в варианте 2-2 снижена в сравнении с базовым вариантом 2 путем замены пропан-бутановой фракции на добываемый попутный нефтяной газ, это приводит к снижению стоимости скважины на 5%.

Следует рассмотреть вариант с показателем UDC = 8500 руб./т и стоимостью нефти марки Brent, равной \$82/bbl (заявленное значение UDC на конференции «Нефтегаз-2024» компанией ПАО

Таблица 8 – Основные показатели проекта, реализованные по заявленным значениям компании ПАО «Газпром нефть»

Показатель	Единицы измерения	Базовая скважина со стандартным ГРП (вариант 1)	Оптимизир. скважина со стандартным ГРП (вариант 1-3)	Базовая скважина с ГРП с СУГ (вариант 2)	Оптимизир. скважина с ГРП с СУГ (вариант 2-3)
Стоимость нефти Brent	\$/bbl.	64	82	64	82
Курс USD	руб./\$	90	90	90	90
Нетбэк	руб.	18 527	25650	18 527	25650
EUR	тыс. т	31,1	31,1	50,5	50,5
Стоимость скважины	тыс. руб.	500 000	264 719	600 000	430 000
UDC	руб./т	16096	8522	11891	8522
NPV	млн руб.	-36	298	108	484
IRR	%	-1	102	21	102
PI	д. ед.	0,92	2,26	1,20	2,26

Источник: составлено авторами на основе проведенных расчетов

«Газпром нефть» по освоению бажена). Условия и основные экономические показатели, полученные в результате расчета, представлены в табл. 8.

Оба оптимизированных варианта (вариант 1-3 и 2-3) характеризуются положительным чистым дисконтируемым денежным доходом, следовательно, оба проекта являются рентабельными. Срок окупаемости проекта для обоих случаев наступает через полгода с момента начала реализации. ВНД и ИД для обоих проектов – удельные показатели, характеризующие затраты и доход по проекту (UDC, нетбэк, курс доллара, стоимость нефти), также являются одинаковыми. Однако проект по предлагаемой авторами технологии (вариант 2-3) характеризуется большим значением ЧДД, т. е. он более выгоден. Используя связку показателей NPV, IRR и PI, можно сделать вывод, что при одних и тех же альтернативах и рисках проект по технологии ГРП с СУГ, предлагаемый авторами работы к внедрению, обладает большей привлекательностью из-за более высокого значения NPV при прочих равных, как уже было указано выше.

Анализируя изменение показателей при переходе от базовых к оптимизированным вариантам, видно, что оптимизированные скважины для обоих случаев, со стандартным ГРП и для ГРП с СУГ, должны стоить 265 млн руб. и 430 млн руб. соответственно, что на 47% и 28% ниже их соответствующих базовых аналогов. Снижение

капитальных затрат по скважине подразумевается за счет естественного развития технологий строительства скважин и модернизации технологий ГРП.

Заключение

Исследование и практическое применение методов гидравлического разрыва пласта в России, особенно с использованием инновационных технологий, таких как ГРП со сжиженным углеводородным газом, продемонстрировали значительный потенциал для повышения эффективности добычи нефти, особенно в сложных геологических условиях. Эти методы направлены на решение проблем, связанных с

низкопроницаемыми коллекторами и пластами с трудноизвлекаемыми запасами, что является актуальным для российских нефтедобывающих компаний, стремящихся к максимальному использованию своих ресурсных возможностей.

Одной из ключевых целей исследования была проверка эффективности ГРП с СУГ в условиях реальных месторождений. Данные показатели были сопоставлены с традиционными методами ГРП, что позволило выявить преимущество использования СУГ как технологически, так и экономически. Применение этой технологии дало возможность не только увеличить объемы добычи, но и значительно

снизить затраты на операционные процессы, что крайне важно в условиях волатильности цен на нефть и санкционных ограничений.

Экономический анализ, проведенный на основе данных компании «Газпром нефть», продемонстрировал, что использование ГРП с СУГ позволяет существенно повысить рентабельность проектов. В модели учитывались различные сценарии, включая изменения цен на нефть, что позволило сделать обоснованные выводы о выгоде применения новой технологии. Оптимизация скважин путем применения ГРП с СУГ показала значительное улучшение ключевых экономических показателей, таких как чистый дисконтированный доход (NPV), внутренняя норма доходности (IRR) и индекс доходности (PI).

Результаты работы подчеркивают важность инновационных методов добычи нефти для будущего развития нефтегазовой отрасли

Применение этой технологии дало возможность не только увеличить объемы добычи, но и значительно снизить затраты на операционные процессы, что крайне важно в условиях волатильности цен на нефть и санкционных ограничений.

в России. Внедрение технологий ГРП с СУТ способствует увеличению извлекаемых запасов, снижению себестоимости добычи и повышению общей рентабельности нефтедобывающих проектов. Это имеет стратегическое значение для обеспечения энергетической безопасности страны и устойчивого экономического роста. Рекомендации по дальнейшему развитию и адаптации данных технологий могут служить основой для формирования государственной политики в области нефтегазового комплекса, направленной на поддержание и увеличение объемов добычи при оптимальных экономических затратах.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-300 от 18.04.2022 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы. ©

ЛИТЕРАТУРА

- Андреева Н.Н., Стрижнев К.В., Алексеев Ю.В. Первые результаты работы над концепцией полигона общего доступа «Бажен» // Нефтяное хозяйство – 2022. – № 3. – С. 22–27.
- Виленьский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. – 2015 – М.: Поли Принт Сервис. – 1300 с.
- Воронина Н.В., Зарецкая В.Г. Ставка дисконтирования при расчете инвестиционных проектов: подходы и методы обоснования // Вестник ТОГУ. – 2020. – № 1 (56). – С. 99–108.
- Воронов Д.С., Раменская Л.А. Оценка стоимости капитала и ставки дисконтирования на базе российской финансовой статистики // Journal of New Economy. – 2023. – Т. 24. – № 1. – С. 50–80. <https://jne.usue.ru/images/download/98/3.pdf>
- Зиятдинова Е.Ф., Егоров Е.Л., Осоргин П.А., Мироненко А.А., Кузин И.Г., Сердюк А.Н., Сергейчев А.В. Этапы совершенствования технологии гидроразрыва пласта на приобском нефтяном месторождении ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 5. – С. 75–79.
- Зубарева В.Д., Саркисов А.С., Андреев А.Ф. Техничко-экономический анализ нефтегазовых проектов: эффективность и риски. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – 280 с.
- Копытов А.Г., Левкович С.В., Назарова Н.В., Ковалев И.А., Паклинов Н.М. Особенности проведения гидроразрыва пласта в отложениях с трудноизвлекаемыми запасами // Наука. Инновации. Технологии. – 2022. – № 4. – С. 231–248.
- Кузьмина В.М. Нефтегазовый комплекс России как гарант энергетической безопасности страны в условиях пандемии // Известия Юго-Западного государственного университета. Серия: экономика. Социология. Менеджмент. – 2021. – № 3. – С. 22–31.
- Магадова Л.А., Давлетов З.Р., Вагапова Ю.Ж. Обзор и анализ технологий, повышающих эффективность нефтеизвлечения из пластов баженовской свиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – № 2. – С. 206–216.
- Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов – М.: Минэкономика РФ. – 2000. – 271 с.
- Недомовный Б.Н., Белов Е.А., Файрузова П.В., Самойлов М.И., Лоскутов К.Ф., Фицнер А.Ф. Обобщение результатов одномерного (1d) геомеханического моделирования для унификации дизайнов гидроразрыва пласта на примере Краснотеннинского нефтегазоконденсатного месторождения // Каротажник. – 2023. – № 5. – С. 4–15.
- Окулов В.Л., Хафизова К.Р. Особенности проекта и премия за риск при принятии инвестиционных решений // Вестник Санкт-Петербургского университета. Менеджмент. – 2018. – Т. 17. – Вып. 2. – С. 147–167.
- Паникаровский В.В., Паникаровский Е.В., Сохошко С.К. Применение гидравлического разрыва пласта для повышения нефтеотдачи // Нефть и газ. – 2015. – № 4. – С. 76–80.
- Цыганков В.А., Ненько А.В., Вернигора Д.Е. Перспективные горизонты развития технологий добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов российских месторождений // Газовая промышленность. – 2020. – № 2. – С. 34–40.
- Цыганков В.А., Стрижнев К.В., Магадова Л.А., Ненько А.В. Разработка нетрадиционных запасов углеводородов при помощи технологии ГРП с применением в качестве жидкостей разрыва сжиженных углеводородных газов // Neftegaz.RU. – 2019. – № 6. – С. 56–61.
- Черевко М.А., Янин К.Е., Янин А.Н. Ретроспективный анализ системного применения гидроразрыва пластов на Приобском месторождении (ЮЛТ*) // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 9. – С. 48–57.
- Шамсутдинов А.Р. Применение горизонтальных скважин как метода увеличения нефтеотдачи пластов // Актуальные исследования. – 2024. – № 5-1. – С. 11–15.
- Шарп Уильям. Инвестиции: учебник для студ. вузов по эконом. спец.; рек. МОПО РФ / У. Ф. Шарп, Г. Дж. Александер, Д. В. Бейли. – М.: Инфра-М. – 2022. – 1028 с.
- Янин А.Н., Юрецкая Т.В. О стоимости эксплуатационного бурения на нефтяных месторождениях Западной Сибири // Бурение и Нефть. – 2017. – № 5. – С. 36–41.
- Economides Michael (2002). Unified fracture design: bringing the gap between theory and practice, Alvin, Texas: Orsa press, 259 p.
- Eric H. Tudor, Grant W. Nevison, Sean Allen, Blaine Pike (2009). 100% Gelled LPG Fracturing Process: An Alternative to Conventional Water-Based Fracturing Techniques/ SPE-124495-MS, p. 1–12.
- Eric H. Tudor; Grant W. Nevison; Sean Allen; Blaine Pike (2009). Case Study of a Novel Hydraulic Fracturing Method that Maximizes Effective Hydraulic Fracture Length/ SPE-124480-MS, p.1–17.
- Honko J. (1977). Planering och kontroll av investeringar [Investment planning and control]. Stockholm: Prisma, 220 p.
- Hurst R.E. (1972). Use Of Liquified Gases As Fracture Fluids For Dry Gas Reservoirs/ SPE-4116-MS, p. 1–12.
- Jin F, Shunyuan Z., Bingshan L., Chen C., Kedi M. (2017). Green Fracturing Technology of Shale Gas: LPG Waterless Fracturing Technology and its Feasibility in China/ SPE-185500-MS, p. 1–12.
- Majed Almubarak, Tariq Almubarak, Jun Hong Ng, Julio Hernandez, Hisham Nasr-El-Din (2020). Recent Advances in Waterless Fracturing Fluids: A Review/ SPE-202981-MS, p. 1–18.
- Malanichev A. (2018). Limits of Technological Efficiency of Shale Oil Production in the USA. Foresight and STI Governance, vol. 12, no 4, pp. 78–89. DOI: 10.17323/2500-2597.2018.4.78.89
- Nitesh Kumar, Saunil Rajput, K. G. Gautham (2017). Propane Fracturing: A Waterless Approach, Safety Considerations and Its Prospects in India/ SPE-185441-MS, p. 1–12.
- Smith C.F. (1973). Gas Well Fracturing Using Gelled Non-Aqueous Fluids/ SPE-4678-MS, p. 1–17.
- Tsygankov V.A. et al. (2019). Hydraulic fracturing using liquefied hydrocarbon gases or light hydrocarbons. Technology prospects in the Russian Federation/ Nafta-Gaz, № 10, p. 30–36.

В некоторых случаях применение ГНКТ – это единственно возможное решение

На вопросы нашего журнала отвечает А.С. Чурсин, директор по направлению ГНКТ ООО «ВЕТЕРАН».

«Время колтюбинга»: Александр Сергеевич, как Вы оцениваете нынешнее состояние нефтесервисного сегмента ГНКТ в России?

Александр Чурсин: На сегодняшний день нефтегазовая отрасль в России характеризуется активным развитием и импортозамещением. Представить ремонт нефтяных и газовых скважин без использования ГНКТ в наше время уже невозможно. После ухода зарубежных компаний российский рынок нефтесервиса активно разрабатывает и внедряет собственные решения и во многом не уступает западным технологиям. Спектр оказываемых услуг с применением ГНКТ расширяется ежегодно.

ВК: Преимущества колтюбинговых технологий перед традиционными хорошо известны. Какие из этих преимуществ, на Ваш взгляд, самые впечатляющие?

А.Ч.: Применение технологии ГНКТ позволяет произвести снижение гидростатического давления на пласт путем закачки жидкого азота, не останавливая процесс нормализации скважины, позволяет работать в горизонтальных участках скважины, успешно и безопасно работать на скважинах с аномально высоким пластовым давлением. Традиционный КРС обеспечить такой эффект не в состоянии. ГНКТ способствует повышению нефтеотдачи.



В некоторых случаях применение ГНКТ – это единственно возможное решение.

ВК: Согласно статистике, три основных вида применения ГНКТ в РФ – это промывки, освоение и фрезерование после МГРП. Препятствует ли столь тесная связка ГНКТ с МГРП, в которой колтюбинг играет не главную роль, развитию непосредственно колтюбинговых технологий? Если можно так выразиться, ГНКТ-соло?

А.Ч.: Тесная связка ГНКТ с ГРП не препятствует развитию колтюбинговых технологий, так как они дополняют друг друга и используются для решения различных задач нефтегазовой отрасли.



ВК: В России всего несколько компаний используют колтюбинговое бурение. Имеются ли у этой технологии шансы стать широко востребованной?

А.Ч.: Технология горизонтально-направленного бурения с применением ГНКТ имеет потенциал для широкого применения.

ВК: Какие перспективы обещает сегменту ГНКТ цифровизация?

А.Ч.: Цифровизация сегмента ГНКТ необходима и сулит большие перспективы. Удаленный мониторинг процессов позволит сократить время реагирования на возникшие проблемы, улучшит коммуникацию между участниками процесса, обеспечивая быстрый обмен информацией и упрощая координацию. Даст возможность усилить контроль за состоянием оборудования и объекта в целом с получением более полной картины. Откроет возможность автоматизации процессов, что позволит снизить вероятность совершения ошибок персоналом. Поможет обеспечить безопасность и экологичность работ, контролируя соблюдение норм и правил.

ВК: Как влияет на развитие сегмента ограничение доступа к западным технологиям и оборудованию? Способны ли отечественные и китайские производители оборудования закрыть образовавшуюся лакуну?



А.Ч.: Проблема зависимости от иностранного рынка позволила открыть новые сотрудничества с дружественными странами и азиатскими рынками. Ограничение доступа к западным технологиям пробуждает необходимость отечественных производителей к развитию собственного производства и дает возможность заполнить образовавшуюся лакуну собственными решениями для удовлетворения потребности рынка.

ВК: Ваш прогноз развития колтюбинговых технологий в России на ближайшие пять лет.

А.Ч.: Прогноз развития колтюбинговых технологий в России на ближайшие пять лет предполагает активное развитие, расширение географического сотрудничества, внедрение отечественных решений, повышение эффективности и конкурентоспособности отечественного нефтесервиса. 🌐

НАША СПРАВКА

Основным направлением деятельности компании «ВЕТЕРАН» является предоставление нефтесервисных услуг на территории Российской Федерации. Высокое качество деятельности компании обеспечивается за счет прогрессивного оборудования и технологий, применяемых нашими специалистами с соблюдением максимальных мер безопасности при производстве работ. Такой подход в сочетании с рациональным использованием собственной материально-технической базы предприятия позволил занять одну из лидирующих позиций на рынке.

«ВЕТЕРАН» производит следующие работы с применением колтюбинга:

- Обработка призабойной зоны скважин с использованием вращающихся гидромониторных насадок.
- Проведение работ в многоствольных скважинах с использованием инструмента для переориентации.
- Очистка лифта НКТ и эксплуатационной колонны от АСПО и гидратов с помощью тепловых обработок, растворителей и гидромониторных насадок.
- Ловильные и аварийные работы.
- Разбуривание муфт МСГРП, стоп-колец и песчаных пробок с применением забойного двигателя и торцевых фрез.
- Отрезание НКТ с помощью гидравлического трубореза с применением гидравлического якоря.
- Промывка скважин от проппанта после ГРП (с применением азота).
- Освоение скважин азотом.
- Геофизические исследования с применением автономных приборов ННС и ГС.
- Геофизические исследования с применением ГНКТ с запасованным геофизическим кабелем в ННС и ГС.
- Гидропескоструйная перфорация.
- Восстановление циркуляции в НКТ с помощью дырокола.

Материалы XI Международной (XIX Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия»

Особенности проведения исследований тампонажных составов для крепления горизонтальных скважин с МГРП

Давлетшина Л.Ф., Степанцев А.А., Кутузов П.А., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

К трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ) относят пласты с низкой проницаемостью (менее 2 мД) [1]. Их разработка ведется с помощью бурения горизонтальных скважин с последующим проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Проведение МГРП подвергает цементный камень большим знакопеременным нагрузкам, что может привести к появлению в нем трещин и нарушению герметичности крепи скважины. Традиционно применяемые тампонажные составы обладают низкими для подобных условий упруго-прочностными характеристиками, поэтому необходимо разрабатывать тампонажные составы для крепления горизонтальных скважин с МГРП.

При разработке тампонажных составов для крепления горизонтальных скважин возникает проблема отсутствия единого стандарта, предъявляющего требования к подобным составам. В нефтегазовых организациях возможно наличие собственных стандартов для таких цементов. Стоит отметить, что в применяемых стандартах исследования тампонажных составов [2, 3, 4] не учитываются особенности, которые возникают при креплении горизонтальных скважин с МГРП.

Так, седиментационная устойчивость определяется по показателю водоотделения стандартным методом в вертикальных цилиндрах [2, 3]. Однако при цементировании горизонтальных скважин возникает эффект Бойкотта, который ухудшает седиментационную устойчивость тампонажного раствора, так как усиливает осаждение твердых частиц вдоль верхней стенки скважины [5]. При низкой седиментационной устойчивости выделившаяся жидкая фаза может ухудшить фильтрационно-емкостные свойства пласта.

В работе были проведены исследования по оценке водоотделения

в горизонтальных цилиндрах, в которых будет учитываться эффект Бойкотта [5]. На рисунке 1 представлено определение водоотделения в горизонтальных



Рисунок 1 – Определение водоотделения в горизонтальных цилиндрах ПЦТ I-G-CC-1 с В/Ц 0,44

цилиндрах для тампонажного состава на основе портландцемента тампонажного бездобавочного типа I-G высокой сульфатостойкости (ПЦТ I-G-CC-1) с водоцементным соотношением (В/Ц) равным 0,44.

Выделившуюся жидкую фазу отбирали спустя 2 часа с помощью пипетки и измерили объем с помощью мерного цилиндра. Водоотделение в горизонтальных цилиндрах составило 9 мл. В то время как при определении водоотделения в вертикальных цилиндрах значение составило 2 мл через 2 часа. Следовательно, для разработки тампонажных составов необходимо учитывать эффект Бойкотта и дополнительно проводить исследование седиментационной устойчивости в горизонтальных цилиндрах.

Также стоит отметить, что при проведении МГРП на горизонтальных скважинах,

избыточное давление на цементный камень может достигать порядка 40 МПа и выше. Поэтому значения прочностных характеристик цементного камня являются одними из важнейших критериев, которые необходимо учитывать при разработке тампонажных составов. В стандартах [2, 3, 4] регламентируются требования по прочности на сжатие и изгиб для тампонажного состава, однако в процессе проведения эксперимента не учитываются динамические нагрузки на цементный камень, которые возникают при МГРП.

Поэтому в работе было предложено два варианта методики исследования стойкости тампонажного состава к динамическим нагрузкам для моделирования влияния высоких переменных нагрузок, возникающих при МГРП. Данное исследование проводилось на гидравлическом прессе для разработанного тампонажного состава с улучшенными упруго-прочностными характеристиками, твердевшего 10 суток.

Первый вариант заключался в проведении исследования с помощью циклов нагрузки-разгрузки [6]. Максимальная нагрузка составляла 36 МПа (90% от 40 МПа), после чего нагрузка снижалась до 0 МПа. Таким образом можно выявить максимальное количество циклов, которое может выдержать цементный камень. Продолжительность одного цикла – 5 мин. Скорость нагрузки составляла 0,2 МПа/с. Разработанный тампонажный состав выдержал 5 циклов нагрузки-разгрузки.

Вторым вариантом являлось исследование циклов нагрузки-разгрузки с различным максимальным значением. Сначала нагрузка составляла 60% от 40 МПа (24 МПа), затем нагрузка увеличивалась на 5% (26 МПа), и, таким образом, пока не доходила до

значения 90% от 40 МПа (36 МПа). После чего происходило снижение максимальной нагрузки в обратную сторону вплоть до 60% от 40 МПа (24 МПа). Положительным результатом являлось отсутствие трещин в цементном камне и сохранение его целостности по окончании эксперимента. Таким образом, моделировалось влияние проведения стадий МГРП на цементный камень. На рисунке 2 представлена схема нагрузок, которые возникают при МГРП на цементный камень.

Разработанный тампонажный состав выдержал 14 циклов нагрузки-разгрузки, что говорит о способности тампонажного состава выдерживать высокие переменные нагрузки, возникающие при МГРП.

Таким образом, в дополнение к

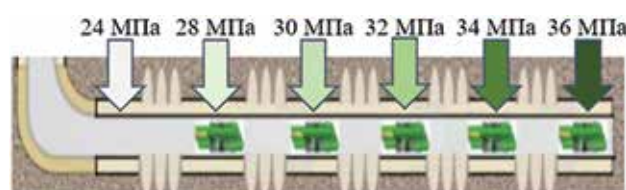


Рисунок 2 – Схематичное изображение нагрузок, возникающих при МГРП на цементный камень

существующим методам исследования были предложены следующие методики, которые учитывали особенности разработки тампонажных составов для крепления горизонтальных скважин с МГРП:

- определение водоотделения в горизонтальных цилиндрах;
- создание динамических нагрузок с целью моделирования процесса МГРП с помощью одноосного сжатия на гидравлическом прессе. ©

ЛИТЕРАТУРА

1. Расположение правительства РФ № 700-Р. О классификации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, определенных на основе показателей проницаемости коллекторов и вязкости нефти: принят 03.05.2012.
2. Методический документ. М-01.04.02-08 версия 1.0. Техническое руководство к составлению программы по цементированию скважин и требований к подрядчику // ПАО «Газпром нефть». – 2022. – С. 30.
3. ГОСТ 34532-2019. Цементы тампонажные. Методы испытаний. – М.: Стандартинформ, 2019. – С. 27.
4. ISO 10426-1:2009 (Identical), Petroleum and natural gas industries – Cements and materials for well cementing – Part 1: Specification API-10 A.
5. Николаев Н. И., Кожевников Е. В. Повышение качества крепления скважин с горизонтальными участками // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2014. – №. 11. – С. 29–37.
6. Liu P. et al. Study on cement sheath integrity of shale oil horizontal wells in northeast China // ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – 2022. – P. 7.

Синергетический эффект в смешанных водных растворах оксида амина и сульфонола

Силин М.А., Крисанова П.К., Филатов А.А., Митюрёв С.А., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В современном мире поверхностно-активные вещества (ПАВ) внедрились уже практически во все процессы нефтегазового комплекса. ПАВ нашли широкое применение в одном из самых распространенных методов интенсификации нефтегазодобычи – гидравлическом разрыве пласта (ГРП) [1]. На данном этапе повсеместного применения ГРП актуальной является разработка не просто бесполимерных водных композиций для осуществления гидроразрыва, а композиций, не содержащих легкие хлорорганические соединения (ЛХОС). Наличие ЛХОС в жидкостях ГРП влечет за собой присутствие данных соединений и в нефти, что впоследствии может привести к снижению технологической эффективности установок по ее переработке.

Цвиттер-ионные ПАВ за счет своей повышенной стабильности в условиях эксплуатации являются наиболее перспективными при разработке жидкостей разрыва. Единственными на данный момент цвиттер-ионными ПАВ, не содержащими ЛХОС, являются оксиды аминов. Для снижения экономической

типов ПАВ, согласно научной литературе, проявляются синергетические эффекты, выраженные в увеличении вязкостных свойств систем [2].

Таким образом, исследования в данной работе посвящены изучению синергетического эффекта реологических и структурных свойств в смешанных водных растворах цвиттер-ионного и анионного ПАВ. В работе измерения проводились на реометре Anton Paar MCR72, способном фиксировать вязкость исследуемых систем при низких значениях скоростей сдвига.

В качестве объектов исследования использовались композиции на основе синтезированного оксида алкилдиметиламина (ОАДА) и сульфонола. На первом этапе работы было определено оптимальное соотношение двух типов ПАВ, при котором достигается наибольшее значение вязкости. Соотношение составило 75% оксида амина: 25% сульфонола. Затем проводились реологические исследования композиций ОАДА и сульфонола при варьировании их общей концентрации.

Полученные результаты представлены в

виде графика зависимости натурального логарифма вязкости при бесконечно малой скорости сдвига ($\ln(\eta_0)$) от общей концентрации ПАВ (% масс.) в водном растворе и приведены на рис. 1.

Полученные закономерности могут быть объяснены следующим образом в соответствии с теорией процесса мицеллообразования.

При низких концентрациях ПАВ ($C < 2,86\%$) вязкость растворов имеет довольно низкие значения. Данная область соответствует разбавленному режиму, в котором мицеллы ПАВ разного типа еще не перекрываются друг другом.

Начиная с концентрации $C = 2,86\%$, происходит резкое увеличение вязкости раствора.

Рост вязкости связан с переходом раствора в полуразбавленный режим, в котором мицеллы оксида амина и сульфонола начинают перекрываться друг с другом, образуя трехмерную пространственную сетку [3].

По приведенному рисунку можно заметить,

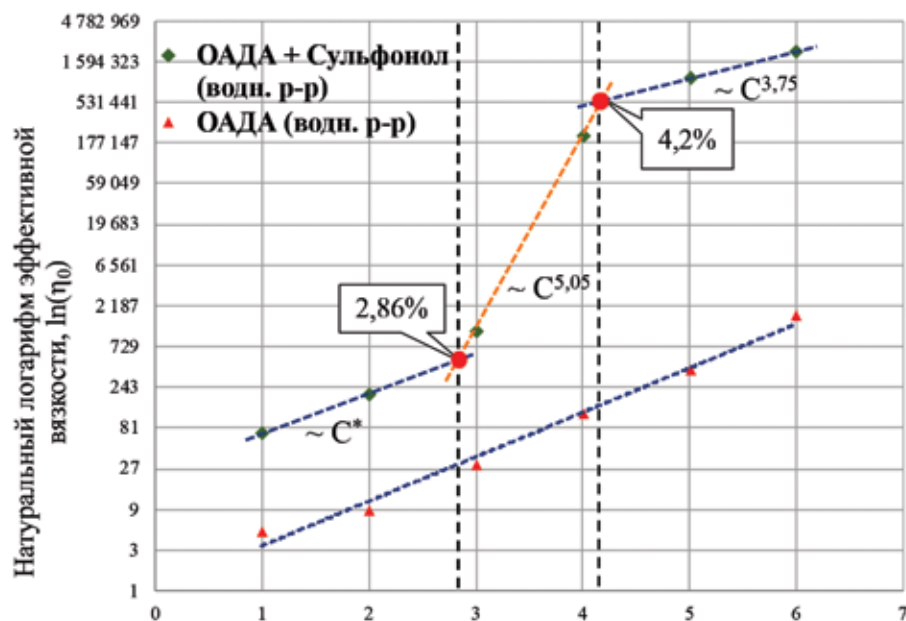


Рисунок 1 – Концентрационные зависимости вязкости водных растворов оксида амина и сульфонола

стоимости жидкости ГРП и улучшения ее технологических свойств, что является, безусловно, важным при разработке новых составов, предлагается использование композиции цвиттер-ионного и анионного ПАВ. В смешанных водных растворах данных

что в области концентраций ПАВ $C > 2,86\%$ ярко выражены два участка с разными степенными зависимостями вязкости от концентрации ПАВ. Такое разделение области концентраций полуразбавленных растворов связано со структурными особенностями цилиндрических мицелл, а также с изменением их строения при увеличении общей концентрации ПАВ. Другими словами, в области концентраций ПАВ $C > 2,86\%$ постепенно происходит переход из режима «неразрывных» мицеллярных цепей в режим «живущих» [4, 5].

Таким образом, путем графического

сравнения концентрационных зависимостей вязкости водных растворов ОАДА и смешанных водных растворов ОАДА и сульфанола было доказано, что проявляется синергетический эффект при совместном присутствии цвиттер-ионного и анионного ПАВ в водных растворах.

В дальнейшем для более глубокого анализа поведения мицелл в смешанных водных растворах оксида амина и сульфанола при увеличении общей концентрации ПАВ исследования будут направлены на проведение реологических тестов в режиме осцилляции. ©

ЛИТЕРАТУРА

1. Силин М.А. Промысловая химия: учеб. пособие / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.И. Толстых и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 350 с.
2. Сафонова Е.А. // Структура и реология смешанных мицеллярных растворов додецилсульфата натрия и додецилдиметиламинооксида // Журнал физической химии. – 2006. – Т. 80. – № 6. – С. 1046–1052.
3. Шрамм Г. Основы практической реологии и реометрии / Пер. с англ. И.А. Лавыгина; Под ред. В.Г. Куличихина – М.: КолосС, 2003. – 312 с.
4. Turner M.S., Marques C., Cates M.E. Dynamics of wormlike micelles: the bondinterchange reaction scheme // Langmuir. – 1993. – Vol. 9. – № 3. – P. 695–701.
5. Cates M.E., Candau S.J. Statics and dynamics of worm-like surfactant micelles // Journal of Physics: Condensed Matter. – 1990. – Vol. 2. – № 33. – P. 68–69.

Применение хелатирующих агентов в составе композиций для кислотной обработки

Мухин М.М., Надуев А.А., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Одним из методов увеличения производительности добывающих и восстановления приемистости нагнетательных скважин является кислотная обработка пластов.

Кислотная обработка представляет собой химический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором кислотный состав закачивается под давлением, не вызывающим разрыва пласта. В зависимости от типа обрабатываемых пород будут изменяться цели и методы кислотной обработки.

Для кислотной обработки карбонатных пластов чаще всего применяют соляную кислоту, для терригенных – грязевую (смесь соляной и плавиковой кислот) или глинокислоту (смесь соляной и борной кислот). Данные реагенты характеризуются доступностью, невысокой стоимостью и эффективностью. Однако их применение имеет ряд ограничений и приводит к возникновению осложнений [0].

Некоторые недостатки традиционно применяемых кислотных составов можно нивелировать путем введения в интенсифицирующие составы хелатирующих

(комплексообразующих) агентов.

Комплексообразователи широко применяются в нефтедобыче для удаления и ингибирования солеотложений, контроля содержания железа, кислотной обработки. Молекулы хелатов содержат две или более функциональные группы (лиганды), которые могут отдавать электроны для образования координационных связей с центральным атомом металла. Образование множественных координационных связей одной молекулой приводит к

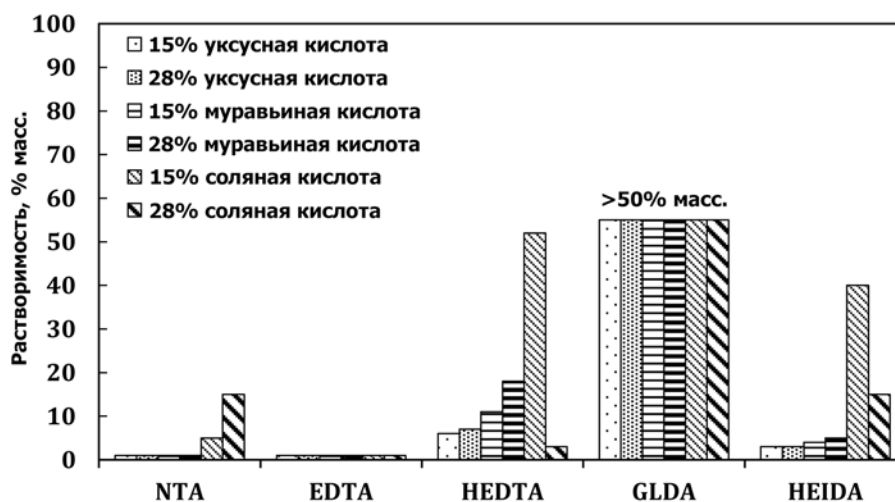


Рисунок 1 – Растворимость АПК в различных кислотах при 20 °С

образованию одного или нескольких гетероциклических колец. В нефтедобыче термин «хелатирующие агенты» обычно используется для обозначения определенной группы веществ, известных как аминополикарбоновые кислоты.

Аминополикарбоновые кислоты (АПК), такие как этилендиаминтетрауксусная кислота (EDTA), диэтиленetriаминпентауксусная кислота (DTPA), L-глутаминовая N, N-диуксусная кислота (GLDA), гидроксиптилендиаминотриуксусная кислота (HEDTA), гидроксиптилендиаминотриуксусная кислота (HEIDA) и нитрилотриуксусная кислота (NTA) наиболее часто применяются в

катионами металлов путем образования координационных связей между ними и amino- и карбоксильными группами АПК.

Механизм взаимодействия хелатирующих агентов с минералами пласта включает в себя следующие стадии:

1. Диффузия комплексообразователя из объема к поверхности породы.
2. Образование первичного адсорбированного металхелатного комплекса.
3. Ослабление связей кристаллической решетки, окружающей ион.
4. Отрыв комплекса с поверхности породы.
5. Диффузия комплекса от поверхности в объем.

Для применения в составах для кислотной обработки необходимо, чтобы хелатирующие агенты были растворимы в кислотах. При этом растворимость хелатов в применяемых кислотах значительно отличается. Из литературных данных следует, что наилучшей растворимостью обладает GLDA [2].

К преимуществам применения АПК в качестве реагентов для кислотной обработки относятся: низкие коррозионная активность, скорость реакции и склонность к образованию эмульсий и нефтешламов, высокая растворяющая способность, отсутствие рисков вторичного осадкообразования, термостабильность, а также

способность к стабилизации железа.

Также стоит отметить, что некоторые хелатирующие агенты, такие как GLDA и HEIDA, поддаются биоразложению [3].

Было установлено, что высокая растворимость GLDA в кислотах не позволяет добиваться повышения растворимости сульфата кальция (безв.) растворами 10–15% HCl за счет высокой концентрации хелатирующего агента. Так, при увеличении концентрации GLDA свыше 10% в растворе 15% HCl растворимость сульфата кальция снижается. ☺

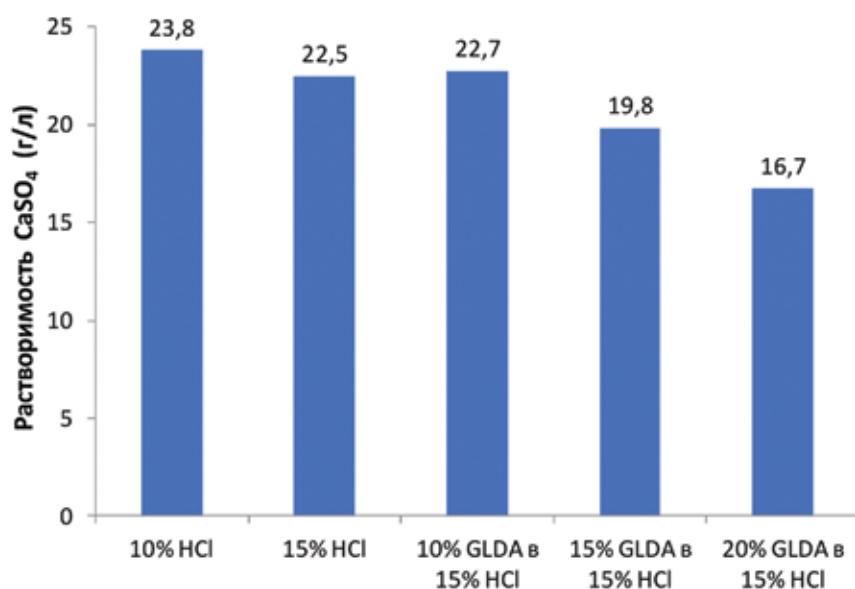


Рисунок 2 – Растворимость CaSO_4 составами при 20 °C за 5 часов

нефтедобыче. Структурно они содержат одну или несколько аминогрупп и несколько карбоксильных групп, отходящих от аминогрупп. Общая химическая формула данных соединений имеет вид H_xY , где X – это количество протонированных карбоксильных групп в молекуле. При различных значениях pH происходит депротонирование молекул хелатирующих агентов.

Депротонированные АПК представляют собой отрицательно заряженные молекулы, которые взаимодействуют с

ЛИТЕРАТУРА

1. Силин М.А. Промысловая химия: учеб. пособие / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.И. Толстых и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 350 с.
2. LePage J. N. et al. An environmentally friendly stimulation fluid for high-temperature applications //Spe Journal. – 2011. – Т. 16. – № 01. – С. 104-110.
3. De Wolf C. A. et al. Evaluation of environmentally friendly chelating agents for applications in the oil and gas industry //SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. – SPE, 2014. – С. D0115001R006.

7-10 октября 2025



XIV Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

РЕКЛАМА 18+

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ТЕЛЕКОМУНИКАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕР



ОФИЦИАЛЬНЫЙ
СТРАХОВОЙ ПАРТНЕР



ОРГАНИЗАТОР



GAS-FORUM.RU



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ -
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB



Реклама

Разработана платформа для контроля полного цикла строительства скважин



Методы управления строительством скважин в нефтегазовой отрасли стремительно развиваются. Развитие технологий и появление современных цифровых экосистем создает возможность для внедрения новых подходов к организации строительства скважин, обеспечивая беспрецедентную точность и эффективность.

Дриллматик предлагает новейший подход к концепции интеллектуального ЦУБ, объединяя фазы планирования, строительства скважины и последующего анализа эффективности в единую цифровую экосистему с циклом постоянного улучшения процессов и распределенным доступом пользователей.

Распределенное управление операциями

Дриллматик обеспечивает распределенное управление операциями, предоставляя доступ к единому набору данных и аналитике в реальном времени с любого устройства – в офисе, на объекте или в командировке на другом конце страны.

Возможности работы в реальном времени полностью меняют подход к операционной поддержке. Распределенная модель позволяет ключевым специалистам – супервайзерам, инженерам и механикам на буровой, технологам и руководству в офисе – оперативно получать доступ к живым данным. К платформе также подключаются все участники строительства – ГТИ, ННБ, цементировочный флот.

Контроль за критическими параметрами бурения становится простым и удобным. Мгновенные оповещения помогают предотвращать развитие проблем до их возникновения, предотвращая дорогостоящие простои.

Линейка продуктов Дриллматик объединяет всех участников процесса строительства скважин, обеспечивая каждому сервису эффективную

работу в рамках единой цифровой экосистемы.

- **DM План** – это комплексное решение для проектирования скважин: от анализа геологического разреза и планирования траектории до автоматизированного создания режимно-технологических карт бурения.
- **Линейка продуктов для сервисных организаций**, **DM Бурение**, **DM КРС**, **DM ННБ**, **DM Мониторинг** образует комплексную цифровую платформу для всех участников процесса строительства скважин. Все продукты сформированы с учетом потребностей ведущих компаний каждого из направлений. Объединяя мощные инженерные инструменты, такие как моделирование механики и гидравлики скважины в реальном времени и расширенный модуль аналитики КПЭ, платформа позволяет проводить предиктивный анализ дисфункций и комплексную оптимизацию операционных процессов для повышения безопасности и эффективности строительства.
- **DM Smart Rig** – комплексное решение для автоматизации бурения, основанное на интеллектуальном управлении оборудованием на площадке. В центре системы – цифровой двойник скважины: физико-математическая модель, которая автоматически рассчитывает оптимальные параметры на этапе планирования, уточняет их в реальном времени и передает уставки в систему автоматического контроля бурения.
- **DM Ответность** – интеллектуальная система автоматизированной отчетности строительства скважин. **DM Ответность** упрощает или полностью заменяет процесс подготовки суточных, рейсовых, технологических и аналитических отчетов. Генерация отчетов максимально автоматизирована, что позволяет сократить время на их подготовку и обеспечить высокую достоверность данных. Отчеты формируются с возможностью гибкой настройки содержания и формата под индивидуальные запросы.

Экономические выгоды очевидны

В отличие от традиционных ЦУБ, требующих значительных вложений в инфраструктуру и персонал, новая система легко интегрируется в существующие рабочие процессы. Развертывание возможно в течение одного дня, что позволяет команде сосредоточиться на управлении процессами, а не на настройке системы.

Оснащение крупных ЦУБ цифровой платформой снижает расходы на инфраструктуру и персонал без ущерба для качества и скорости



Рисунок 1 – Пример центра удаленного сопровождения бурения, развернутого на базе платформы Дриллматик без значительных капитальных затрат и в сжатые сроки

принятия решений. Например, один оператор может управлять строительством большого количества скважин в разных локациях, получая своевременные оповещения о любых отклонениях и имея доступ к детальным отчетам в реальном времени.

Аналогично и для инженера ННБ – система автоматически выполняет широкий спектр расчетов, связанных с проводкой ствола скважины. Это снижает зависимость от индивидуальных компетенций специалиста, оптимизирует процесс и позволяет сократить число персонала на месторождении.

Платформа обеспечивает доступ к инструментам для всех участников процесса. От механиков на буровой, решающих локальные проблемы, до инженеров, работающих над оптимизацией операций, – все специалисты получают необходимые инструменты для эффективной работы. Упрощенные рабочие процессы, автоматическая отчетность и снижение зависимости от физической инфраструктуры делают эту систему будущим строительством скважин.

Цикл постоянного улучшения операционных процессов

Работа специалистов в платформе не заканчивается с завершением строительства скважины. К этому моменту система уже собрала и проанализировала обширный массив данных – от технологических параметров до эффективности бурения. Платформа формирует детализированную базу KPI, фиксирует выявленные отклонения и риски. Доступ к этой информации помогает команде постоянно совершенствовать подходы к проектированию и реализации будущих проектов.

Интеграция проектирования скважины, оперативного контроля в реальном времени

и последующего анализа в рамках одной платформы обеспечивает постоянное совершенствование процессов. Инженеры могут моделировать траектории скважин, оценивать риски и оптимизировать проектные решения задолго до начала бурения.

Система использует AI-алгоритмы для сбора статистики и предиктивного анализа. Она помогает выявлять отклонения в работе оборудования и находить зоны для улучшения. Такой подход позволяет сократить скрытые потери времени и повысить эффективность за счет автоматической корректировки параметров в реальном времени.

Эволюция строительства скважин

Дриллматик объединяет всех участников строительства скважин в едином цифровом пространстве – от инженеров и супервайзеров на буровой до проектных и управленческих команд. Общий доступ к актуальным данным повышает согласованность

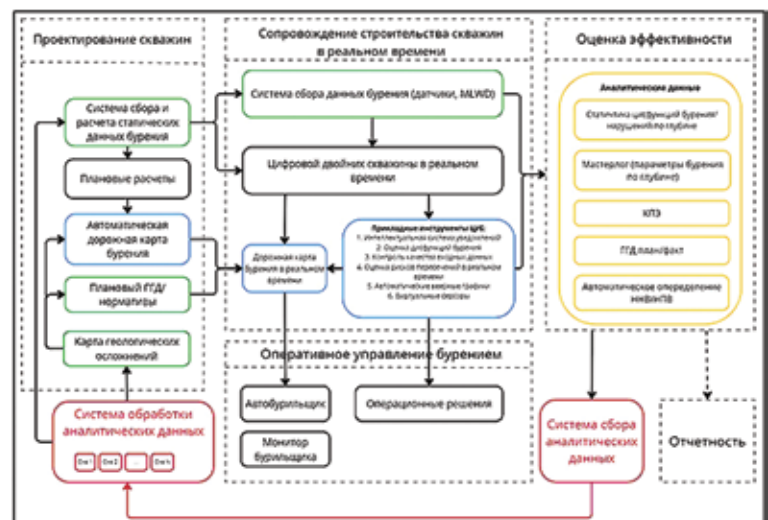


Рисунок 2 – Функциональная схема подхода поддержки строительства скважин полного цикла

действий, снижает риски и ускоряет принятие решений.

Платформа автоматизирует рутинные задачи, поддерживает предиктивный анализ и способствует постоянному улучшению процессов. Это позволяет снизить издержки, повысить эффективность и сосредоточиться на управлении, а не на обслуживании системы.

Особенно важно, что такие решения создаются внутри страны. Дриллматик – пример того, как отечественные цифровые экосистемы способны кардинально улучшить операционные процессы и задать новый стандарт в управлении строительством скважин.

Команда Дриллматик

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





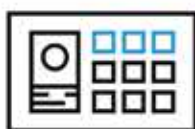




РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС



400+ делегатов



3 дня общения



25+ технических
и постерных сессий



150+ технических
презентаций

RNTK является продолжателем традиций Российской нефтегазовой технической конференции, которая проводится ежегодно в октябре уже 15 лет и заслуженно является значимым событием для профессионалов нефтегазовой отрасли. Ученые и инженеры, руководители и молодые специалисты, представители нефтегазодобывающих компаний, сервисных предприятий и научно-исследовательских институтов собираются вместе раз в год на площадках конференции для обмена опытом и достижениями, для дискуссий и дебатов, а также для долгожданных встреч с единомышленниками и друзьями.

Возможности для вашего продвижения на рынке

Конгресс и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Конгресса, уникальные возможности для встречи с новыми заказчиками. Большой зал будет удобным местом для размещения стенда вашей компании. Выбор одного из партнерских пакетов позволит Вам заявить отрасли о своей компании, продукции и услугах.

Реклама



Telegram

Реклама

Контакты
+7 (495) 190-7216
info@rntk.org

Дата и место
8 - 10 октября 2025
Отель Сафмар Лесная
Москва, ул. Лесная, 15



www.rntk.org



АГИ



Геомодель



РОЭК

ЛЮДИ. ТЕХНОЛОГИИ. ЗНАНИЯ

Российская отраслевая энергетическая конференция

21 - 23 ОКТЯБРЯ 2025 г. | Москва

ПЛЕНАРНАЯ СЕССИЯ

- Разработка зрелых месторождений – процессы, технологии, поддержание уровня добычи, повышение экономической эффективности

КРУГЛЫЕ СТОЛЫ

- Практические результаты применения методов искусственного интеллекта в сегменте ГРид: реальный опыт, векторы развития и новые направления
- Сопровождение и комплексное управление строительством сложных скважин
- Импортозамещение в бурении и исследовании скважин
- Создание отраслевого бенчмарка и единой базы скоринга для нефтегазовой промышленности
- Методические подходы к оценке запасов УВС: идентификация рисков

Реклама

Российская Федерация, 109012,
г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ
Тверской, улица Никольская, дом 10,
помещение 2/4, офис 414 А
Тел./факс: +7 495 481-34-97 доб. 101

Дорогие читатели!

Подписку на научно-практический журнал «Время колтюбинга»

вы можете оформить в любом отделении
«Роспечати» в период проведения подписных
кампаний.

**ИНДЕКС В ПОДПИСНОМ КАТАЛОГЕ
«РОСПЕЧАТИ» – 84119.**

Компании могут оформить годовую подписку
непосредственно в редакции журнала
(не менее чем на 3 экземпляра). Подписка
в редакции возможна с любого месяца года.

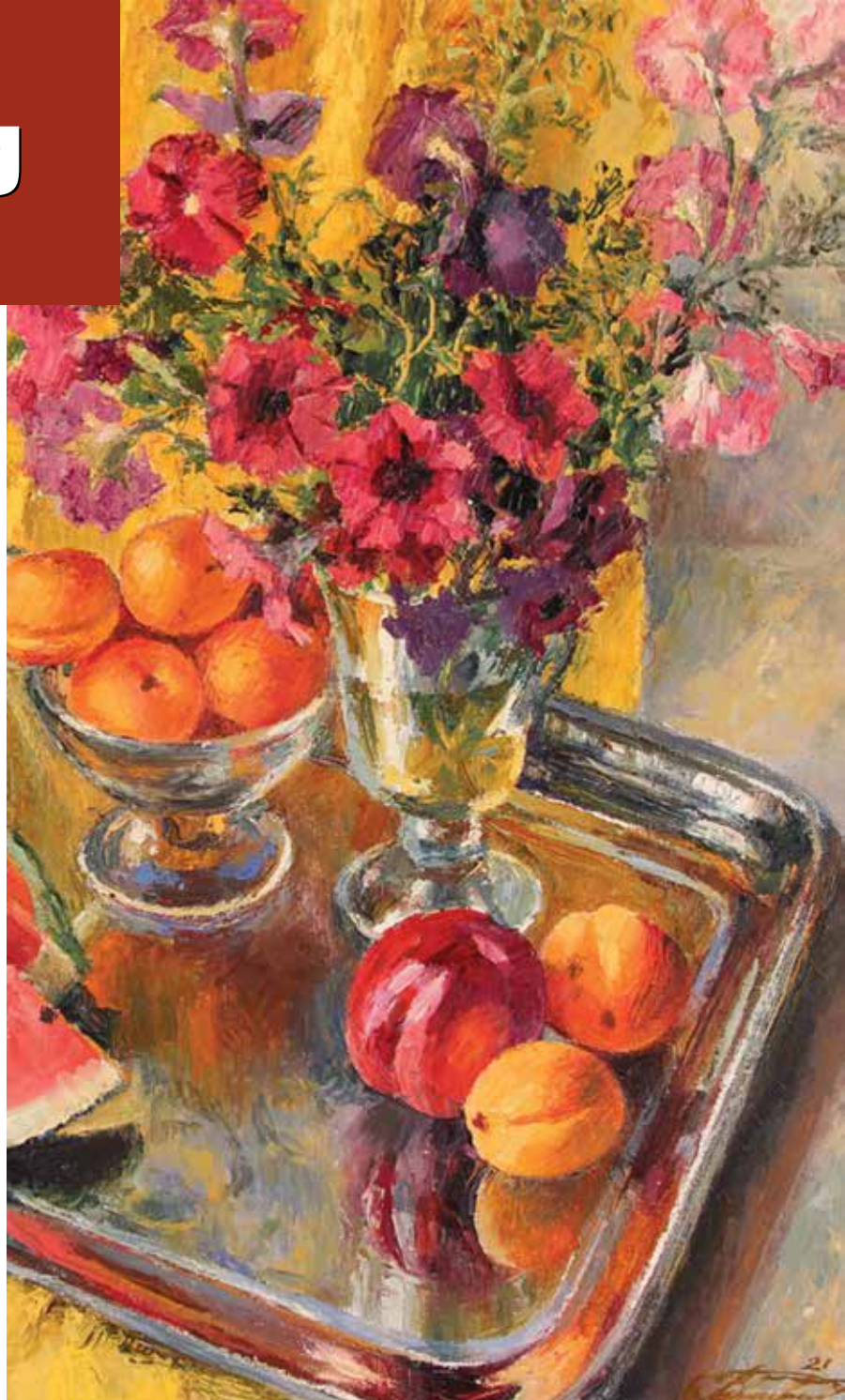
Минимальная стоимость годовой подписки
(3 экз. х 4 вып.): 13 200 руб.
(включая НДС 10%) + стоимость доставки.

Для оформления подписки через редакцию
отправляйте запрос по адресу:
cttimes@cttimes.org

For English-speaking readers we recommend
to subscribe for PDF-version of the Journal.

Please send your subscription request to:
cttimes@cttimes.org

Year subscription price for PDF-version: 80\$.



Фрагмент картины Светланы Врублевской «Сладкое лето»

Иван Пирч – директор ООО «Время колтюбинга»;
Редакция: Рон Кларк – почетный редактор (rc@cttimes.org);
Галина Булыка – главный редактор (halina.bulyka@cttimes.org);
Наталья Михеева – выпускающий редактор;
Людмила Гончарова – дизайн и компьютерная верстка;

Ivan Pirsch – Director of Coiled Tubing Times LLC;
Editorial Board: Ron Clarke – Honorary editor (rc@cttimes.org);
Halina Bulyka – Editor-in-chief (halina.bulyka@cttimes.org);
Natallia Mikheyeva – Managing editor;
Ludmila Goncharova – Design & computer making up;

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

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

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

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

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

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

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

Реклама

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

**Russian Chapter of the Intervention
and Coiled Tubing Association**



ICOTA
РОССИЯ



E-mail: info@icota-russia.ru

www.icota-russia.ru

Реклама

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

fidgroup.ru



**УСТАНОВКИ
НАСОСНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
СМЕСИТЕЛЬНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
ДОЗИРОВАНИЯ
ХИМРЕАГЕНТОВ**

**20+
ЛЕТ**

20 лет опыта
проектирования
и производства



воплощение идеи
в готовую
концепцию



решения на основе
передовых
технологий