



Министерство энергетики Российской Федерации

Координационный центр по колтюбинговым технологиям

Некоммерческое партнерство

«ЦЕНТР РАЗВИТИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»

13
Об эксплуатации
гибких труб

19
Три проекта
в Северном море

24
Колтюбинг
и экология



ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

5
номер

КОЛТЮБИНГ НЕ НА ПОЛНУЮ КАТУШКУ

Анна
МАТЮШКИНА

**Шесть проблем, с которыми
столкнулся журнал «ВК»
на выставке в Москве**

С 24 по 27 июня в 7-ой раз в выставочном комплексе ЗАО «Экспоцентр» прошла Московская международная выставка «Нефть и газ 2003»/ MIOGE2003. В эти же сроки в Синем зале состоялась 1-ый Российский нефтегазовый конгресс. В выставке приняли участие более 500 компаний из 30 стран – такие авторитеты нефтегазовой отрасли, как «Лукойл»,

«ТНК-ВР», «Транснефть», «Роснефть», «Юкос», «Стройтрансгаз», ChevronTexaco, Honeywell, Shell, China National Petroleum Co., Statoil, Saim, Petronas, Fortum, Weatherford, Varco, Группа Компаний ФИД, FMC, PetroAlliance Services, Siemens, Argus и другие. Были представлены национальные стенды Белоруссии, Великобритании, Гер-

мании, Ирана, Италии, Казахстана, Китая, Норвегии, Финляндии, Франции, Швеции. Выставку посетило более 25 тысяч специалистов.

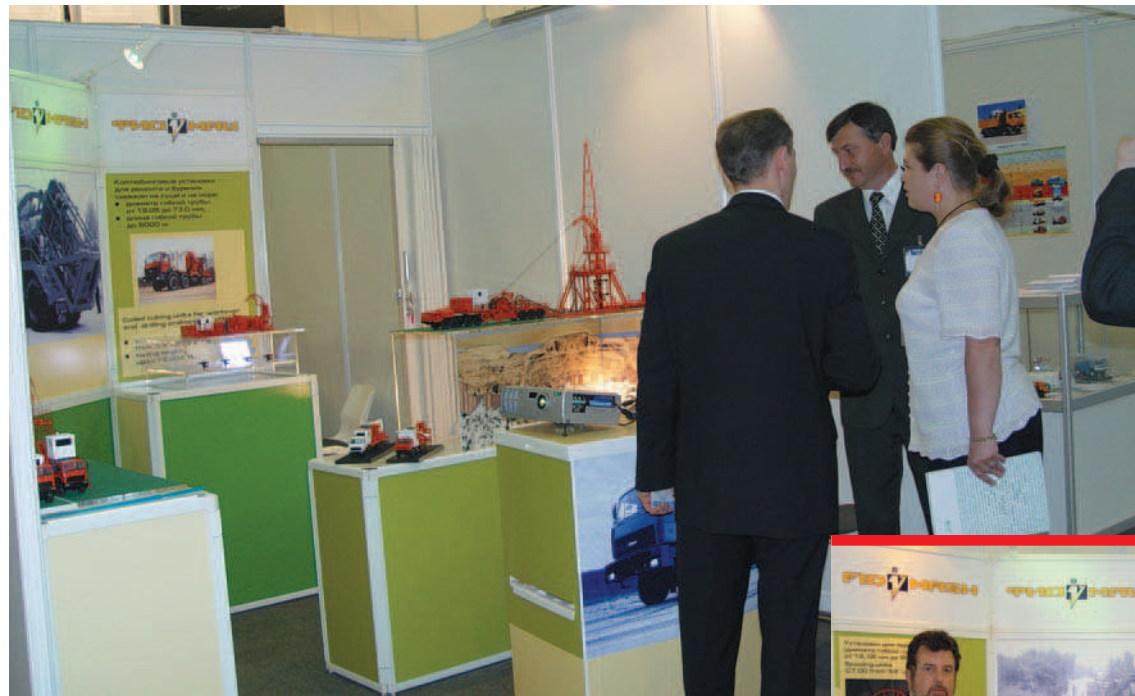
Основные темы выставки – геология и геофизика, разведка, добыча, транспортировка, переработка и хранение нефти и газа, строительство объектов нефтегазовой промышленности, охрана окружающей

среды, а также материалы и оборудование, трубы и металл, трубопроводы, контрольно-измерительная аппаратура и средства автоматизации, техника безопасности и противопожарная защита, программное обеспечение и компьютерные технологии.

Ежегодно выставка MIOGE дает возможность широкому кругу специалистов ознакомиться с последними достижениями российских и зарубежных производителей в области нефтегазодобычи, транспортировки и переработки углеводородов, с новейшим оборудованием и технологиями для нефтяной и газовой промышленности, в том числе и с технологией колтюбинга.



Стенд Группы
Компаний ФИД



Рабочие встречи у стенда Группы Компаний ФИД

В России за последние три года количество колтюбинговых агрегатов увеличилось вдвое, и это при общемировой тенденции роста менее 10%. Возможности применения колтюбинга для сервисных работ практически не ограничены. Но такое бурное развитие технологии не нашло своего отражения на прошедшей выставке.

Среди участников выставки были производители колтюбинговых установок, сервисные компании, использующие колтюбинг при ремонте и бурении скважин, и производители внутрискважинного оборудования для ремонта и бурения скважин с использованием колтюбинга.

Наиболее полную экспозицию среди производителей установок с длинномерной безмуфтовой трубой на выставке представила входящая в состав российской-белорусской Группы Компаний ФИД белорусская компания «ФИДМАШ» СЗАО:

- различные модификации мобильных установок для ремонта скважин;

- установки, предназначенные для выполнения операций заканчивания и бурения скважин, забурирования боковых стволов, наклонного и горизонтального бурения при отрицательном перепаде давления в системе скважина—пласт, которые также можно использовать для проведения технологических и ремонтно-восстановительных работ;

- оборудование для проведения работ с гибкими трубами со стационарной морской платформы.

Среди зарубежных компаний, производящих колтюбинговые установки и сопутствующее оборудование, в выставке участвовали: Varco, NATIONAL OILWELL, ASEP, HRI OILFIELD, BAKER OIL TOOLS DISTRIBUTOR Ltd.

К сожалению, доступная на стендах зарубежных производителей колтюбинга информация носила лишь общий характер и не смогла удовлетворить наш интерес к технологии — никакого акцента в рекламных материалах на колтюбинг или сопутствующее оборудование сделано не было.

Наиболее широко была представлена компания Varco, собравшая в своем составе зарубежные компании по производству колтюбинговых установок и скважинного оборудования для ремонта и бурения скважин.

Hydra Rig предлагала широкий ассортимент скважинного бурового оборудования, специально разработанного для бурения с применением установок с длинномерной безмуфтовой трубой.

Компания NATIONAL OILWELL, один из ведущих производителей самоходных и смонтированных на трейлере буровых установок и установок для капремонта скважин, в том числе бурового оборудования, представила установки с гиб-



Компания Hydra Rig, основанная в 1973 г. и входящая в состав группы Varco, является ведущим лидером по производству колтюбинговых установок, азотных агрегатов и оборудования для подачи труб в скважину с высоким давлением на устье. В настоящее время по всему миру работают более 480 колтюбинговых установок этой фирмы, в том числе для бурения скважин.

кой НКТ НИТЕС. Комплекс оборудования представляет собой два агрегата, один из которых осуществляет операции с гибкой трубой, второй обеспечивает подачу технологической жидкости.

Компания Stewart & Stevenson, продавшая в Россию за последние три года две установки, в этом году вообще не была представлена на выставке.

Среди компаний-производителей колтюбингового, сопутствующего и другого оборудования, используемого непосредственно на колтюбинговых установках, можно отметить корпорацию BAKER HUGHES, предоставляющую широкий спектр услуг и продукции.

Компания предлагает передовые технологии проведения ремонтно-изоляционных работ без подъема НКТ. Эти работы могут быть проведены с помощью гибких НКТ.

На выставке были представлены компании, выполняющие сервисные работы в области нефтяной промышленности с использованием установок с



В корпорацию BAKER HUGHES входят такие компании, как Hughes Christensen, занимающаяся производством трехшарошечных и алмазных буровых долот (долота серии «STAR» малого диаметра предназначены для бурения скважин малого диаметра и наклонно-направленных стволов), BAKER OIL TOOLS DISTRIBUTOR Ltd., являющаяся одним из мировых лидеров в области технологий текущего, капитального ремонта и заканчивания скважин. BAKER OIL TOOLS были предложены системы для зарезки боковых стволов WindowsMaster.



длинномерной безмуфтовой трубой.

Польская компания ZAKLAD ROBOT GORNICZYCH предлагала широкий диапазон сервисных работ в области интенсификации добычи, углубления и восстановления скважин, выполнения гидроразрыва пласта, микроразрыва пласта, промывки скважин горячей нефтью с использованием колтюбинга.

NATIONAL DRILLING COMPANY, специализирующаяся на строительстве горизонтальных, наклонно-направленных и многоствольных скважин, выполняет операции по зарезке вторых стволов, используя колтюбинговые установки.

Участником выставки также была канадская компания OIL TECHNOLOGY OVERSEAS, основанная в 1997 году.

В связи с возрастающим в последнее время спросом на проведение работ по капитальному ремонту скважин в рамках структурного предприятия OIL TECHNOLOGY OVERSEAS было создано системное подразделение ОАО «Фрак — Джет», основными направлениями деятельности которого являются: бурение, капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин, бурение вторых стволов, проведение работ с использованием установок колтюбинга.

В 1998 г. открыто Российское представительство OIL TECHNOLOGY OVERSEAS, целью которого является внедрение в производство передовых разработок и прогрессивных технологий, развитие и практическое использование опыта работ, направленных на повышение нефтеотдачи пластов и интенсификацию добычи нефти.



Итак, **первая проблема**, с которой столкнулись корреспонденты журнала, — никто из производителей колтюбингового оборудования, кроме Группы Компаний ФИД, не представил своего оборудования или подробной информации об этих технологиях.

Всеобщего стремления использовать колтюбинг еще не появилось — это очень ярко иллюстрирует выставка. Учитывая нынешнюю неопределенность рынка, сейчас трудно прогнозировать, какой будет его потребность в ближайшем будущем.

Однако совершенно очевидно, что колтюбинговая техника — перспективное оборудование, и целый ряд промышленных операций экономически целесообразно осуществлять с помощью колтюбинга — направленный интерес посетителей к стенду Группы Компаний ФИД в этом отношении показателен.

Вторая проблема — никто не представил колтюбинг для бурения, кроме Группы Компаний ФИД.

Сегодня при помощи колтюбинговых установок могут решаться практически все бурильные задачи, от зарезки боковых стволов до бурения скважин «с нуля». В России пока были проведены не очень





Стенд ▲ ОАО «Борец»

показательные пилотные проекты, хотя ведущие специалисты и представителей зарубежных компаний, КТБ считают экономически обоснованным вариантом разработки российских месторождений в нынешней экономической ситуации для целого ряда регионов.

Возможно, ФИД торопится с предложением такой сложной услуги. Но для посетителей, всерьез увлеченных идеей использования колтюбинга, именно эта компания была основным и практически единственным источником квалифицированной и наиболее полной информации о КТБ.

Третья проблема — российские производители практически не делают сопутствующего для колтюбинга оборудования.

Некоторые предприятия, например «Воткинский завод», говорят о намерениях начать производство инструмента для колтюбинговых агрегатов и считают это перспективным направлением.

Есть данные о российских предприятиях, уже имеющих определенный опыт производства сопутствующего колтюбингового оборудования. Например, «Волгоградский завод буровой техники» разработал превентор для колтюбинга, Пермское предприятие АО «Синергия», созданное в рамках конверсии на базе пермского завода «Машиностроитель», специализируется на производстве нефтепромысловой техники. Вниманию посетителей выставки предложили буровую насосную установку

СИН 50.04. Ее назначение — подача под давлением буровых растворов и перекачка различных технологических растворов и пластовых вод. Во взрывобезопасном исполнении она работает в комплексе с колтюбинговой установкой при бурении сырой нефтью на депрессии.

Некоторые специалисты-аналитики считают, что дальнейшая популяризация колтюбинга без активного участия российских производителей невозможна. Имеется в виду не только качественное колтюбинговое оборудование и сама труба, но и забойный инструмент, вспомогательное оборудование (насосные и азотные агрегаты, циркуляционные системы и смесители), специально адаптированные для использования совместно с колтюбингом. Пока заметной активнос-

Группа Компаний ФИД к 2003 году заполнила 80 % рынка колтюбинговых установок России. ФИД пытается сделать колтюбинг массовым явлением в России и активно участвует в популяризации технологии.





СОБЫТИЕ

▲ На семинаре «Повышение нефтеотдачи и другие области применения колтюбинговых технологий»

ти в этом направлении не наблюдается. Как показала выставка, все выжидают.

В рамках выставки прошел однодневный семинар «Повышение нефтеотдачи и другие области применения колтюбинговых технологий». Организатором семинара выступило СЗАО «Фидмаш» — одно из предприятий Группы Компаний ФИД. Семинар посетили представители Министерства энергетики РФ, «Газпрома», Schlumberger, Varco, ОАО «Борец», специалисты других отечественные и зарубежных нефтегазовых компаний.

На семинаре прозвучали доклады представителей СЗАО «Фидмаш»:

- о продукции и услугах Группы Компаний ФИД;
- о перспективах колтюбингового бурения;
- о новых возможностях применения гибких труб для геофизических исследований скважин.

Иностранцами разработчиками была представлена новая КНБК для гибких труб. **Четвертая проблема** обозначилась на семинаре. Как оказалось, некоторые иностранные специалисты не могут реализовать свои разработки за границей, т.к. им не дают возможности это сделать крупные компании, которые занимают

ся аналогичной деятельностью сами. Таким образом, для зарубежных изобретателей привлекательным становится именно российский рынок — здесь они могут найти себе партнеров и имеют шансы увидеть свое «детище» в действии.

Во время семинара прошла презентация 4-го номера специализированного журнала «Время Колтюбинга», освещающего основные направления развития и освоения этой новой для постсоветского пространства технологии ремонта и бурения скважин.

Пятая проблема — само слово «колтюбинг» (англ. coiled tubing) не только обозначает агрегат «с непрерывной наматываемой трубой» для ремонта и бурения скважин, но также употребляется и для обозначения длиномерных труб в бунтах диаметром до 400—600 мм для прокладки бесшовных трубопроводов.

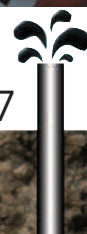
В продолжение дискуссии, начатой в прошлом номере нашего журнала профессором РГУ им. Губкина Ивановским В.Н., по-прежнему актуален вопрос о согласовании терминологии и целесообразности использования кальки с английского языка в названии технологии.

Наконец, последней по счету, но не по важности оказа-

лась неожиданно возникшая **проблема маркетингового пиарства**: в рекламе нескольких, в том числе очень известных, фирм мы увидели рекламные материалы ФИДа. Что это — признание популярности или пока еще традиционное для России обычное заимствование чужих материалов? В любом случае, это говорит о том, что связанный с колтюбингом рынок, а это в том числе касается и технологий рекламы, только формируется, и нужно быть готовым ко всему. ▲



▼ На презентации журнала «ВК»



НА РУБЕЖЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЙ



Фото из архива «ВК»

У ПОЛЯРНОГО КРУГА

Интервью
с начальником УИРС
ООО «Уренгой-
газпром»
Азатом Ахметовым

7 сентября Новый Уренгой отметил День города и работников нефтяной и газовой промышленности. В этом году праздник совпал с 25-летием градообразующего предприятия ООО «Уренгойгазпром». В торжествах участвовали также представители ОАО «Газпром» и ООО «Ямбурггаздобыча» и компания «Арктикгаз» (дочернее предприятие ЮКОСа).



Всегда нужно с чего-то начинать. Эта банальная истина выглядит совсем не простой, когда дело касается выбора технологий и оборудования для компании на долгосрочную перспективу. Сделав ставку на колтюбинг в 1999 году, Управление интенсификации и ремонта скважин (УИРС) ООО «Уренгойгазпром», похоже, не ошиблось.

Мы рассказывали читателям журнала о том, что именно здесь, на пересечении с Полярным кругом получили боевое крещение российско-белорусские установки Группы Компаний ФИД. Коллектив УИРС — это те люди, которые на свой страх и риск первыми приобрели малоизвестный в то время вид оборудования отечественного (СНП) производства.

Достижение высоких результатов, сочетающих экономическую эффективность с возможностью сохранения экологии родного края, — пример, достойный всеобщего внимания и признания.

Наш гость — Азат Ахметович Ахметов, начальник Управления интенсификации и ремонта скважин.

«ВК»: Азат Ахметович, каков эффект от внедрения колтюбинга для поддержания уровня добычи газа и продолжения активной эксплуатации Уренгойского месторождения?

В настоящее время на УИРС ООО «Уренгойгазпром» оснащено 7 ед. колтюбинговых установок (1 ед. — опытный образец РАНТ-10.01; 4 ед. — ОРТК М-10; 2 ед. — ОРТК М-20).

Их применение на Уренгойском месторождении началось в 1999 году в связи с падением объемов добычи углеводородного сырья в результате роста количества простаивающих скважин и скважин, работающих с ограничением по дебиту из-за выноса пластовой воды и песка.

Это позволило значительно увеличить объемы выполняемых работ с 154 ремонтов в 1998 г. до 232 ремонтов в 2002 г. и стабилизировать интенсивность роста количества скважин, переходящих в бездействующий фонд, обеспечить пла-



новую добычу углеводородного сырья.

От внедрения колтюбинговых установок для ремонта скважин Уренгойского месторождения получен значительный экономический эффект. Например, по такому виду ремонта, как промывка песчаных пробок экономия затрат только в 2001 году составила более 70 млн руб. Их использование, как отмечалось выше, позволило значительно увеличить объемы выполняемых работ, стабилизировать интенсивность роста количества скважин, переходящих в бездействующий фонд, а также обеспечить плановую добычу углеводородного сырья.

«ВК»: Определите, пожалуйста, роль новых технологий в деятельности ООО «Уренгойгазпром».

С первых дней создания управления, внедрение новых технологий ремонта скважин, оборудования и рецептур технологических жидкостей было приоритетной задачей. Так как без их использования, учитывая сложность и разнообразие геолого-технических условий работ, различия скважин по типу, конструкции и назначению и т.д., невозможно эффективное проведение работ по капитальному и текущему ремонту скважин.

За последние годы внедрены:

1) более 10 рецептур технологических жидкостей, в том числе:

- для глушения скважин: инвертно-мицелярные дисперсии (ИМД), блокирующие жидкости (ТУР-1, МКР);

- водоизолирующие составы (ПАА, АКОР);

2) более 20-ти новых технологий ремонта скважин, такие как:

- ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн тампонированием, закачкой полимер-тампонажных составов, установкой металлических пластырей, цементированием дополнительных колонн;

- химические и физико-химические способы ликвидации притока пластовой воды;

- ограничение выноса механических примесей установкой забойных фильтров;

- сервисные технологии ремонта скважин с применением установок с гибкой трубой.

3) различное технологическое оборудование:

- телеметрическая система для контроля за бурением горизонтального участка скважины;

- комплекс оборудования для установки металлических пластырей (ДОРН) производства НПО «Бурение» (г. Краснодар);

- комплекс подземного оборудования для ограничения выноса песка из скважин ФСК-114, разработанный при участии специалистов Управления, в компоновку которого входит гидравлический пакер УрПГ-1, управляемый с помощью канатной техники, пакеровка которого производится созданием перепада давления в затрубном пространстве;

- новые превенторы для капитально ремонта скважин, в том числе с гидроприводом;

- высокомоментные гидравлические ключи для спускоподъемных операций с гидростанцией;

- новые типы винтовых забойных двигателей;

4) новые виды спецтехники:

- подъемные агрегаты повышенной грузоподъемности с гидравлическим приводом (К-703 МТУ-80; К-703 МТП-127);

- колтюбинговые установки, позволяющие проводить ремонт скважин без их глушения;

- газобустерные установки и т.д.

По многим из вышеперечисленных позиций на УНГКМ проводились опытно-промышленные испытания, по результатам которых принималось решение о дальнейшем их использовании на месторождениях ОАО «ГАЗПРОМ» или серийном производстве.

Кроме того, стоит отметить, что в УИРС ООО «Уренгойгазпром» поддерживается и активно развивается изобретательская и рационализатор-

ская работа специалистов управления, направленная на совершенствование имеющихся и разработку новых технологий ремонта скважин, оборудования и спецтехники.

За последние годы в производство внедрено более 500 рационализаторских предложений и получено более 20 патентов и авторских свидетельств РФ на изобретения

«ВК»: Азат Ахметович, какие и сколько колтюбинговых технологий сегодня используется в ООО «Уренгойгазпром»? Расширилась ли номенклатура операций с применением колтюбинга?

За период с 1999 по 2003 г. с использованием колтюбинговых установок произведен ремонт более 500 скважин, освоены следующие технологии:

- промывка песчаной пробки (3 способа);

- установка цементных мостов;

- изоляция притока пластовой воды закачкой полимер-тампонажных составов;

- закрепление призабойной зоны пласта;

- освоение скважины ступенчатым снижением уровня в скважине допуском безмуфтовой длинномерной трубы (БДТ) и продувкой газом;

- извлечение посторонних предметов;

- ремонт поглощающих скважин;

- проведение аварийно-восстановительных работ (отрезание прихваченных НКТ);

- ликвидация аварий, связанных с прихватом и обрывом БДТ;

- поинтервальная обработка призабойной зоны пласта;



Первая установка ФИД РАНТ 1001, выигравшая тендер «Газпрома»

Уникальное Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (УНГКМ) расположено в Ямало-Ненецком автономном округе (Россия). Месторождение открыто в 1966 г. Его протяженность с севера на юг составляет 220 км, ширина — до 60 км, площадь газоносности — более шести тысяч квадратных километров. Залежи углеводородов имеют сложное геологическое строение. В разрезе месторождения выделяются три этажа газоносности.

Верхний этаж — сеноманская газовая залежь. Она залегает на глубинах 1030—1260 м и находится в разработке. Средний этаж — неокамские газоконденсатные залежи (22 пласта). Они залегают на глубинах 1700—3100 м и находятся в разработке.

Нижний этаж — самый сложный в геологическом отношении. Это газонефтеконденсатные залежи, которые залегают на глубинах 3550—4000 м и находятся в стадии разведки.

■ извлечение клапанов-отсекателей.

Последние две из вышеперечисленных технологий были опробованы и внедрены в 2002 году.

«ВК»: Насколько реализован спектр возможностей колтюбинговых установок и весь их ресурс?

К сожалению, полный спектр возможностей колтюбинговых установок не реализован.

Во-первых, это связано с тем, что установки на сегодняшний день оснащены БДТ диаметром 33,5 и 38 мм, имеющими минимальные проходные сечения, что делает невозможным применение высоковязких изолирующих составов из-за значительных гидравлических потерь по длине трубы.

Во-вторых, перспективы дальнейшего применения колтюбинговых установок сдерживает отсутствие специального подземного оборудования и инструмента: надувных пакеров, съемных или разбуриваемых пакер-пробок, специального ловильного инструмента и т.д.

Несмотря на это, УИРС в данном направлении имеет определенные достижения:

■ разработаны и изготовлены специальные гидромониторные насадки, обратные клапаны заслончатого типа с равнопроходным сечением;

■ при ликвидации прихвата и обрыва БДТ из стандартного инструмента изготовлены специальные ловители для извлечения БДТ из скважины;

■ разработан и внедрен способ ремонта БДТ на устье скважины;

■ изготовлено оборудование для перемотки БДТ в условиях цеха.

Кроме того, ведется активная работа с институтами и предприятиями, которые специализируются в области колтюбинга. Размещены заявки на разработку, изготовление и поставку оборудования и специнструмента по техническим требованиям УИРС, заключаются договоры на апробацию рецептур технологических жид-



По данным пресс-службы ООО «Уренгойгазпром», на предприятии работает более 17 тысяч человек, что составляет около 50 % жителей города Новый Уренгой.

костей, технологий ремонтно-изоляционных работ с адаптацией их для установок с гибкой трубой и пр.

В дальнейшем планируется увеличение эффективности имеющихся технологий ремонта скважин и расширение их перечня.

«ВК»: На сегодняшний день основной сферой применения колтюбинга является использование его при ремонте скважин либо при воздействии на продуктивную зону. Азат Ахметович, каковы, по Вашему мнению, пути развития нефтяного применения колтюбинга, например при обслуживании газовых трубопроводов?

Специалистами УИРС совместно с УГПУ и ООО «Уренгойгазпром» рассматривается вопрос проведения

работ по ликвидации гидратно-ледяных пробок и очистке промысловых и межпромысловых трубопроводов. Для этого предусматриваются специальные врезки в местах, наиболее подверженных гидратообразованию, и оборудование их специальной обвязкой для проведения технологических операций.

«ВК»: Планируется ли в «Уренгойгазпроме» применение колтюбинга для бурения боковых стволов и горизонтальных скважин? Каковы, на Ваш взгляд, перспективы для развития данных технологий газодобывающими предприятиями?

В мировой практике бурение боковых и горизонтальных стволов является наиболее распространенным для интенсификации притока углеводородов. Их проведение на депрессии с использованием колтюбинговых установок позволяет значительно повысить их эффективность из-за значительного снижения воздействия технологических жидкостей на продуктивный пласт. А учитывая то, что большинство газовых месторождений Западной Сибири находятся на заключительной падающей стадии добычи, проведение данных работ является наиболее перспективным.

Данный вопрос в ООО «Уренгойгазпром», возможно, будет реализован при приобретении колтюбинговых агрегатов М-40 оснащенных БДТ d=60 мм и изготовлении не-

обходимого перечня подземного оборудования и специнструмента.

«ВК»: Азат Ахметович, сформулируйте, пожалуйста, основные требования, которые Вы предъявляете к колтюбинговой технике. Ваши пожелания и предложения разработчикам.

Основными требованиями, предъявляемыми к колтюбинговым установкам, на сегодняшний день являются:

■ их соответствие требованиям безопасности;

■ возможность проведения широкого перечня технологических операций;

■ мобильность, проходимость;

■ качество и надежность самих установок, основных комплектующих узлов и т.д.

Несмотря на высокий уровень отечественных колтюбинговых установок, они уступают зарубежным, поэтому хотелось бы повысить данные показатели до уровня мировых стандартов, обеспечить установки современным подземным оборудованием и специнструментом, современными средствами контроля, в том числе за состоянием БДТ, а также компьютерного управления.

К сожалению, до настоящего времени до конца не решен вопрос создания региональных сервисных центров по обслуживанию колтюбинговых установок.

В заключение хотелось бы пожелать разработчикам и изготовителям колтюбинговых установок более тесного сотрудничества с предприятиями, их эксплуатирующими. ▲



Козловский А.М.,
генеральный директор
ОАО «УралЛУКтрубмаш»

Куканков Г.П.,
зам. директора
Департамента НИОКР
СЗАО «ФИДМАШ»

Пыхов С.И.,
директор по качеству
ОАО «УралЛУКтрубмаш»

Шуринов В.А.,
зам. директора
НП «ЦРКТ»

Брылкин А.В.
начальник отдела
маркетинга и кооперации
ОАО «УралЛУКтрубмаш»

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ РЕСУРСА

ГИБКИХ ДЛИННОМЕРНЫХ ТРУБ ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Важной составляющей инструмента, используемого в колтюбинговых операциях, является гибкая длинномерная труба, жизненный ресурс которой оказывает существенное влияние на цикл непрерывной работы и стоимость технологических операций колтюбинга. Можно сформулировать наиболее важные причины, вызывающие износ трубы в процессе ее эксплуатации:

- циклический изгиб в сочетании с внутренним давлением;

- коррозионный износ, в том числе под напряжением;

- утонение стенки трубы в результате трения о стенки скважины при спускоподъемах.

Кроме того, имеется ряд причин, способствующих снижению ресурса:

- механические повреждения — образование рисок и задиров в процессе неправильной эксплуатации;

- неоднородность механических свойств материала трубы, связанная с наличием сварных стыков;

- недопустимые отклонения в структуре металла, в частности повышенная балльность по неметаллическим включениям;

Утонения стенки трубы в результате истирания о стенки скважины выявляются путем периодического контроля. Труба выводится из эксплуатации, если износ стенки выводит ее толщину за пределы, определяемые техническими условиями. Информация о структурных отклонениях металла выявляется при входном контроле стальной ленты на заводе-изготовителе трубы и является основанием для ее забраковки.

Рассмотрим более подробно процесс износа, специфический для колтюбинга и связанный с усталостью металла — истощением ресурса его пластичности при

сложных деформационных нагрузениях в процессе эксплуатации. Известно, что участки стенки трубы в процессе ее эксплуатации испытывают циклические знакопеременные упруго-пластические деформации растяжения и сжатия. В соответствии с кривой упрочнения деформации накапливаются и в некоторый момент, при исчерпании ресурса пластичности происходит разрушение материала трубы — образование свища или обрыв. Суммарная степень накопленной деформации сложным образом зависит как от абсолютных величин частных пластических составляющих и механических характеристик стали, так и от характера преобладающих напряжений — растяжения или сжатия. С повышением прочностных характеристик стали в каждом цикле изгиба на конкретный радиус растет доля упругой составляющей и понижается

доля пластической составляющей, что приводит к снижению накопленной деформации при спуско-подъемных операциях. Однако одновременно, как правило, понижается величина относительно удлинения стали, т.е. снижается суммарный деформационный ресурс материала трубы. В связи с этим для каждой марки стали существует оптимальный комплекс механических свойств, обеспечивающих наиболее полное использование ее деформационно-пластических возможностей. Выход за пределы оптимального диапазона означает недоиспользование возможностей материала — стали. Реально труба работает в условиях преобладающего действия неблагоприятных циклических растягивающих напряжений от изгиба и внутреннего давления. Зависимость числа циклов до разрушения от внутреннего давления трубы при-

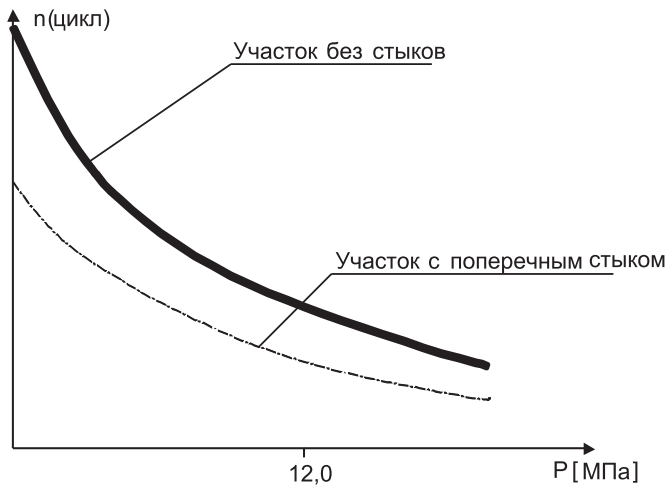


Рис. 1. Зависимость числа циклов до разрушения от внутреннего давления

ведена на рис. 1. С повышением внутреннего давления в трубе от нуля до 10–12 МПа количество циклов до разрушения снижается в 2,5–3 раза, в зависимости от конкретных механических характеристик стали. Дальнейшее повышение давления до 20,0–25,0 МПа приводит к снижению количества циклов в 5–8 раз. Кроме того, в районе поперечных сварных швов трубы стойкость металла в условиях циклических изгибов несколько ниже, чем у основного металла.

Кислотные обработки также приводят к резкому снижению стойкости трубы циклическим изгибам. В среднем один спуско-подъем при кислотной обработке можно приравнять к нескольким спуско-подъемам обработки нейтральными к стали растворами. Этот вопрос нуждается в более подробном анализе.

На рис. 2 приведена зависимость ресурса трубы от радиуса намотки-размотки (знакопеременных изгибов). С уменьшением радиуса ресурс трубы интенсивно понижается. Учитывая, что работы на глубине производятся при минимальных радиусах намотки и при макси-

мальных давлениях, наиболее изнашиваемые участки трубы, с точки зрения знакопеременных изгибов, находятся на максимальном удалении от зоны обработки.

Исходя из сказанного, кривую деформационного ресурса длинномерной трубы при послышной намотке на рабочий барабан (с переменным радиусом) можно представить в виде графика, приведенного на рис. 3. Из графика следует, что наиболее опасными с точки зрения деформационного ресурса являются сечения трубы, наиболее удаленные от зоны обработки, которые, как правило, и наиболее подвержены циклическим деформациям.

Таким образом, для расчета величины текущего ресурса каждого участка трубы в процессе эксплуатации необходимо учитывать комплекс параметров:

- какой участок находится в данный момент в опасном сечении;
- с какого радиуса распрямляется (изгибается) опасный участок, до какого радиуса произошло распрямление (изгиб);
- при каком давлении в трубе произошло распрямление (изгиб);

■ каков характер рабочей среды внутри трубы (агрессивная или нейтральная к металлу);

■ время нахождения участков трубы в агрессивной среде;

■ накопленное время нахождения участков трубы в агрессивной среде.

Учет наработки трубы в процессе ее жизненного цикла производится следующим образом. В состоянии поставки труба наматывается на рабочий барабан, определяется ее начало, конец, наличие и положение сварных наклонных и поперечных стыков и исходное положение счетчика длины относительно конца трубы. На основании данных сертификата завода-изготовителя задается исходное положение линии ресурса трубы при реальных условиях ее намотки на барабан. В процессе выполнения работ для каждого участка трубы рассчитывается текущая реальная величина снижения его ресурса и производится корректировка положения линии ресурса на графике. При приближении линии к уровню, соответствующему выработке 80–85% деформационного ресурса, труба выводится из

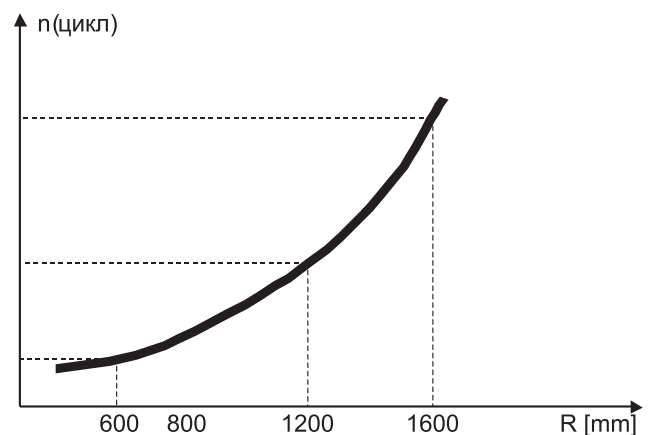
эксплуатации и производится оценка ее состояния. Дальнейшая работа с трубой может производиться по двум вариантам:

1 вариант — производится анализ графика остаточного ресурса рабочих участков трубы и принимается решение о процедуре ремонта — выводе из эксплуатации ее наиболее деформированных участков. Производятся ремонтные работы. На трубу выдается технический паспорт, где приводятся данные об остаточном ресурсе после ремонта и рекомендуется наиболее оптимальный режим ее использования.

2 вариант — производится 100 %-ный контроль трубы на дефектоскопе в условиях трубной базы, по результатам которого, в сочетании с данными об остаточном ресурсе, принимается более обоснованное решение о регламенте ремонтных работ и порядке дальнейшей эксплуатации.

Очевидно, что в реальных условиях работы оперативная оценка ресурса работы каждого участка трубы оператором с учетом всех перечисленных параметров затруднена. Поэтому необходима разработка автома-

Рис. 2. Зависимость числа циклов до разрушения от радиуса изгиба



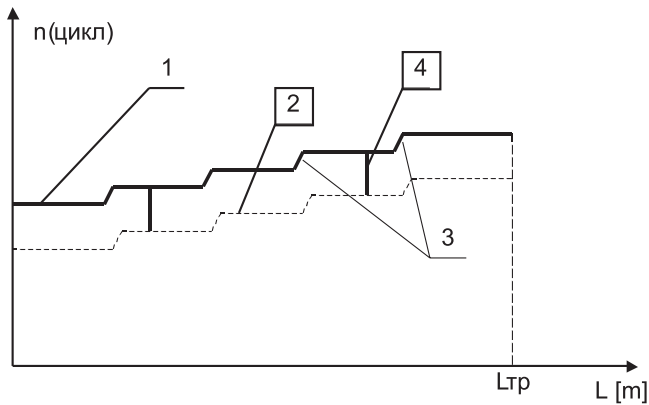
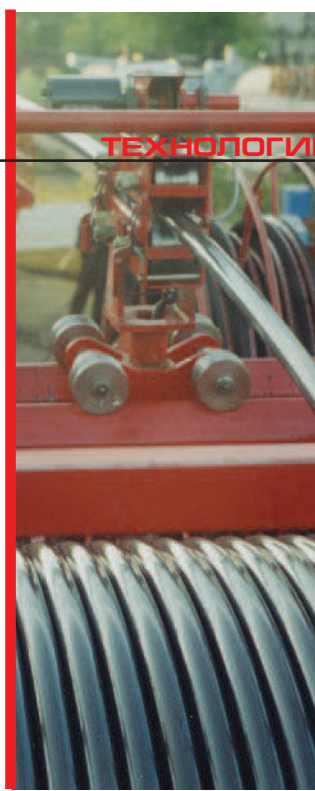


Рис. 3. Деформационный ресурс длинномерной трубы при послойной намотке на барабане;
 1 — основное тело трубы; 2 — уровень ресурса «косых» стыков; 3 — уровень ресурса поперечных стыков; 4 — поперечный стык.



тизированной системы: приборно-программного обеспечения колтюбингового агрегата, которое позволит автоматизировать процесс сбора и обработки данных о текущих режимах работы с трубой и в реальном масштабе времени представлять информацию оператору. Это позволит оператору более обоснованно принимать решения о порядке эксплуатации трубы и своевременном выводе ее из эксплуатации, исключая как неоправданный риск спуска в скважину трубы, имеющей участок с предельным значением деформационного ресурса, так и неоправданный преждевременный вывод из эксплуатации трубы, имеющей запас деформационного ресурса.

После принятия решения о выводе трубы из эксплуатации специалисты имеют возможность на основании анализа графика остаточного ресурса трубы принимать взвешенное решение как о забраковке отдельных участков, так и о доиспользовании участков трубы, имеющих неиспользованный остаточный ресурс.

Построение системы контроля наработки длинномерной трубы в процессе ее эксплуатации приведено на рис. 4. Система контроля может быть реализована как по упрощенной схеме — без использования дефектоскопического комплекса, так и по полной схеме — с дополнительным контролем реального состояния трубы дефектоскопическим комплексом перед началом эксплуатации и после вывода для проведения ремонтных работ (отмечено пунктиром). ▲

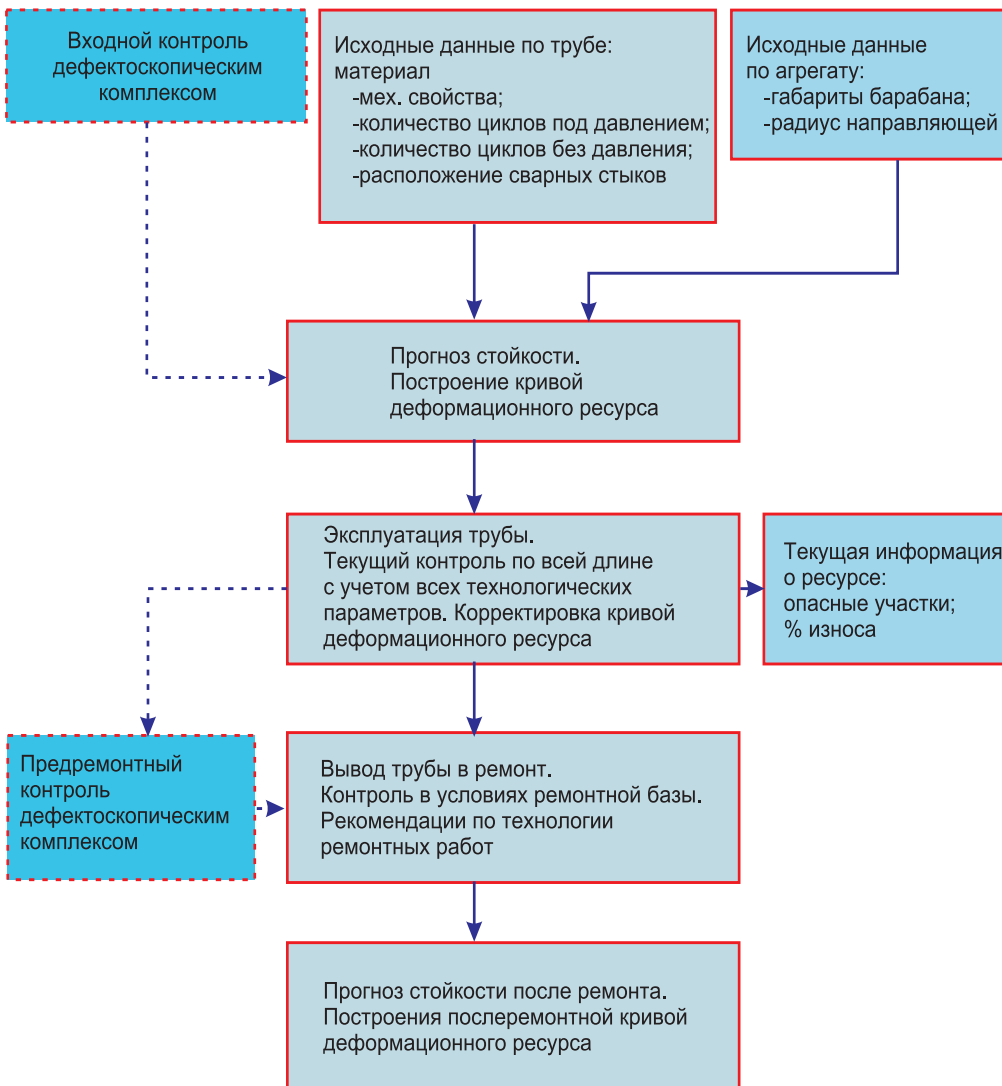


Рис. 4. Схема системы контроля за работой длинномерной трубы в процессе ее эксплуатации



Козловский А.М.,
генеральный директор
ОАО «УралЛУКтрубмаш»

Куканков Г.П.,
зам. директора
Департамента НИОКР
СЗАО «ФИДМАШ»

Пыхов С.И.,
директор по качеству
ОАО «УралЛУКтрубмаш»

Шуринов В.А.,
зам. директора
НП «ЦРКТ»

Брылкин А.В.
начальник отдела
маркетинга и кооперации
ОАО «УралЛУКтрубмаш»

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ РЕСУРСА

ГИБКИХ ДЛИННОМЕРНЫХ ТРУБ ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Важной составляющей инструмента, используемого в колтюбинговых операциях, является гибкая длинномерная труба, жизненный ресурс которой оказывает существенное влияние на цикл непрерывной работы и стоимость технологических операций колтюбинга. Можно сформулировать наиболее важные причины, вызывающие износ трубы в процессе ее эксплуатации:

- циклический изгиб в сочетании с внутренним давлением;

- коррозионный износ, в том числе под напряжением;

- утонение стенки трубы в результате трения о стенки скважины при спускоподъемах.

Кроме того, имеется ряд причин, способствующих снижению ресурса:

- механические повреждения — образование рисок и задиров в процессе неправильной эксплуатации;

- неоднородность механических свойств материала трубы, связанная с наличием сварных стыков;

- недопустимые отклонения в структуре металла, в частности повышенная балльность по неметаллическим включениям;

Утонения стенки трубы в результате истирания о стенки скважины выявляются путем периодического контроля. Труба выводится из эксплуатации, если износ стенки выводит ее толщину за пределы, определяемые техническими условиями. Информация о структурных отклонениях металла выявляется при входном контроле стальной ленты на заводе-изготовителе трубы и является основанием для ее забраковки.

Рассмотрим более подробно процесс износа, специфический для колтюбинга и связанный с усталостью металла — истощением ресурса его пластичности при

сложных деформационных нагрузениях в процессе эксплуатации. Известно, что участки стенки трубы в процессе ее эксплуатации испытывают циклические знакопеременные упруго-пластические деформации растяжения и сжатия. В соответствии с кривой упрочнения деформации накапливаются и в некоторый момент, при исчерпании ресурса пластичности происходит разрушение материала трубы — образование свища или обрыв. Суммарная степень накопленной деформации сложным образом зависит как от абсолютных величин частных пластических составляющих и механических характеристик стали, так и от характера преобладающих напряжений — растяжения или сжатия. С повышением прочностных характеристик стали в каждом цикле изгиба на конкретный радиус растет доля упругой составляющей и понижается

доля пластической составляющей, что приводит к снижению накопленной деформации при спуско-подъемных операциях. Однако одновременно, как правило, понижается величина относительно удлинения стали, т.е. снижается суммарный деформационный ресурс материала трубы. В связи с этим для каждой марки стали существует оптимальный комплекс механических свойств, обеспечивающих наиболее полное использование ее деформационно-пластических возможностей. Выход за пределы оптимального диапазона означает недоиспользование возможностей материала — стали. Реально труба работает в условиях преобладающего действия неблагоприятных циклических растягивающих напряжений от изгиба и внутреннего давления. Зависимость числа циклов до разрушения от внутреннего давления трубы при-

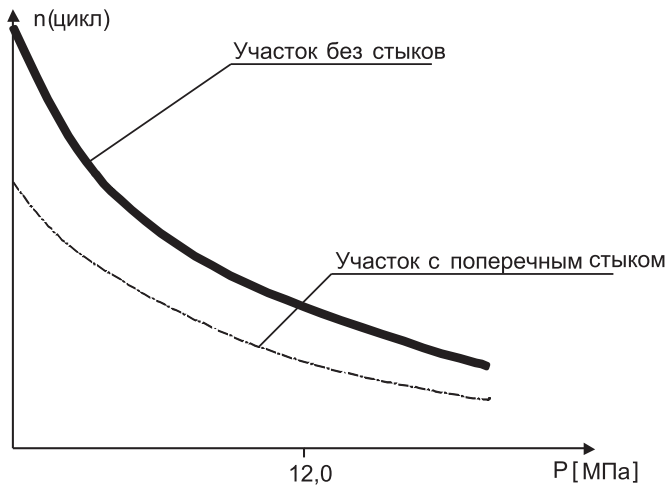


Рис. 1. Зависимость числа циклов до разрушения от внутреннего давления

ведена на рис. 1. С повышением внутреннего давления в трубе от нуля до 10–12 МПа количество циклов до разрушения снижается в 2,5–3 раза, в зависимости от конкретных механических характеристик стали. Дальнейшее повышение давления до 20,0–25,0 МПа приводит к снижению количества циклов в 5–8 раз. Кроме того, в районе поперечных сварных швов трубы стойкость металла в условиях циклических изгибов несколько ниже, чем у основного металла.

Кислотные обработки также приводят к резкому снижению стойкости трубы циклическим изгибам. В среднем один спуско-подъем при кислотной обработке можно приравнять к нескольким спуско-подъемам обработки нейтральными к стали растворами. Этот вопрос нуждается в более подробном анализе.

На рис. 2 приведена зависимость ресурса трубы от радиуса намотки-размотки (знакопеременных изгибов). С уменьшением радиуса ресурс трубы интенсивно понижается. Учитывая, что работы на глубине производятся при минимальных радиусах намотки и при макси-

мальных давлениях, наиболее изнашиваемые участки трубы, с точки зрения знакопеременных изгибов, находятся на максимальном удалении от зоны обработки.

Исходя из сказанного, кривую деформационного ресурса длинномерной трубы при послышной намотке на рабочий барабан (с переменным радиусом) можно представить в виде графика, приведенного на рис. 3. Из графика следует, что наиболее опасными с точки зрения деформационного ресурса являются сечения трубы, наиболее удаленные от зоны обработки, которые, как правило, и наиболее подвержены циклическим деформациям.

Таким образом, для расчета величины текущего ресурса каждого участка трубы в процессе эксплуатации необходимо учитывать комплекс параметров:

- какой участок находится в данный момент в опасном сечении;
- с какого радиуса распрямляется (изгибается) опасный участок, до какого радиуса произошло распрямление (изгиб);
- при каком давлении в трубе произошло распрямление (изгиб);

■ каков характер рабочей среды внутри трубы (агрессивная или нейтральная к металлу);

■ время нахождения участков трубы в агрессивной среде;

■ накопленное время нахождения участков трубы в агрессивной среде.

Учет наработки трубы в процессе ее жизненного цикла производится следующим образом. В состоянии поставки труба наматывается на рабочий барабан, определяется ее начало, конец, наличие и положение сварных наклонных и поперечных стыков и исходное положение счетчика длины относительно конца трубы. На основании данных сертификата завода-изготовителя задается исходное положение линии ресурса трубы при реальных условиях ее намотки на барабан. В процессе выполнения работ для каждого участка трубы рассчитывается текущая реальная величина снижения его ресурса и производится корректировка положения линии ресурса на графике. При приближении линии к уровню, соответствующему выработке 80–85% деформационного ресурса, труба выводится из

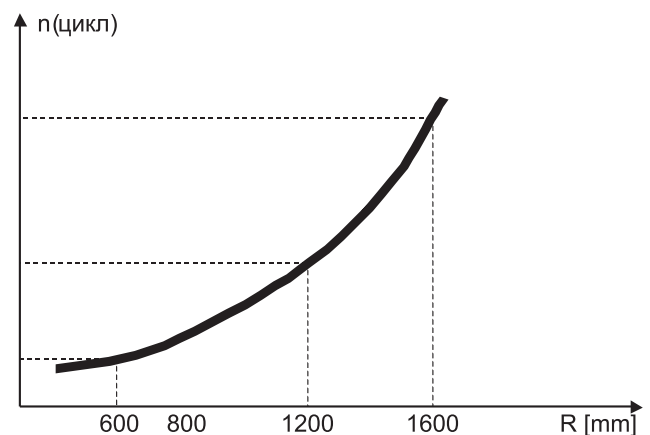
эксплуатации и производится оценка ее состояния. Дальнейшая работа с трубой может производиться по двум вариантам:

1 вариант — производится анализ графика остаточного ресурса рабочих участков трубы и принимается решение о процедуре ремонта — выводе из эксплуатации ее наиболее деформированных участков. Производятся ремонтные работы. На трубу выдается технический паспорт, где приводятся данные об остаточном ресурсе после ремонта и рекомендуется наиболее оптимальный режим ее использования.

2 вариант — производится 100 %-ный контроль трубы на дефектоскопе в условиях трубной базы, по результатам которого, в сочетании с данными об остаточном ресурсе, принимается более обоснованное решение о регламенте ремонтных работ и порядке дальнейшей эксплуатации.

Очевидно, что в реальных условиях работы оперативная оценка ресурса работы каждого участка трубы оператором с учетом всех перечисленных параметров затруднена. Поэтому необходима разработка автома-

Рис. 2. Зависимость числа циклов до разрушения от радиуса изгиба



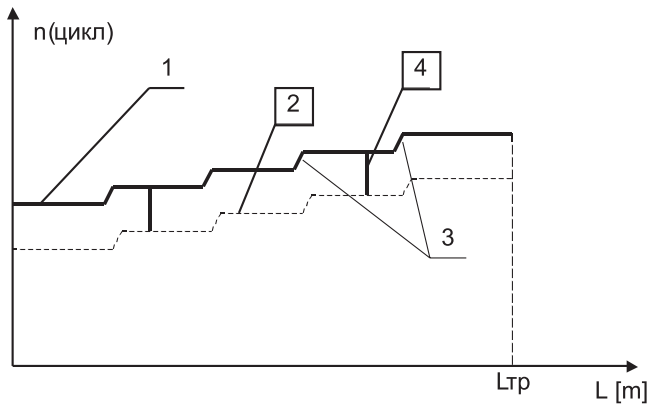


Рис. 3. Деформационный ресурс длинномерной трубы при послойной намотке на барабане;
 1 — основное тело трубы; 2 — уровень ресурса «косых» стыков; 3 — уровень ресурса поперечных стыков; 4 — поперечный стык.



тизированной системы: приборно-программного обеспечения колтюбингового агрегата, которое позволит автоматизировать процесс сбора и обработки данных о текущих режимах работы с трубой и в реальном масштабе времени представлять информацию оператору. Это позволит оператору более обоснованно принимать решения о порядке эксплуатации трубы и своевременном выводе ее из эксплуатации, исключая как неоправданный риск спуска в скважину трубы, имеющей участок с предельным значением деформационного ресурса, так и неоправданный преждевременный вывод из эксплуатации трубы, имеющей запас деформационного ресурса.

После принятия решения о выводе трубы из эксплуатации специалисты имеют возможность на основании анализа графика остаточного ресурса трубы принимать взвешенное решение как о забраковке отдельных участков, так и о доиспользовании участков трубы, имеющих неиспользованный остаточный ресурс.

Построение системы контроля наработки длинномерной трубы в процессе ее эксплуатации приведено на рис. 4. Система контроля может быть реализована как по упрощенной схеме — без использования дефектоскопического комплекса, так и по полной схеме — с дополнительным контролем реального состояния трубы дефектоскопическим комплексом перед началом эксплуатации и после вывода для проведения ремонтных работ (отмечено пунктиром). ▲

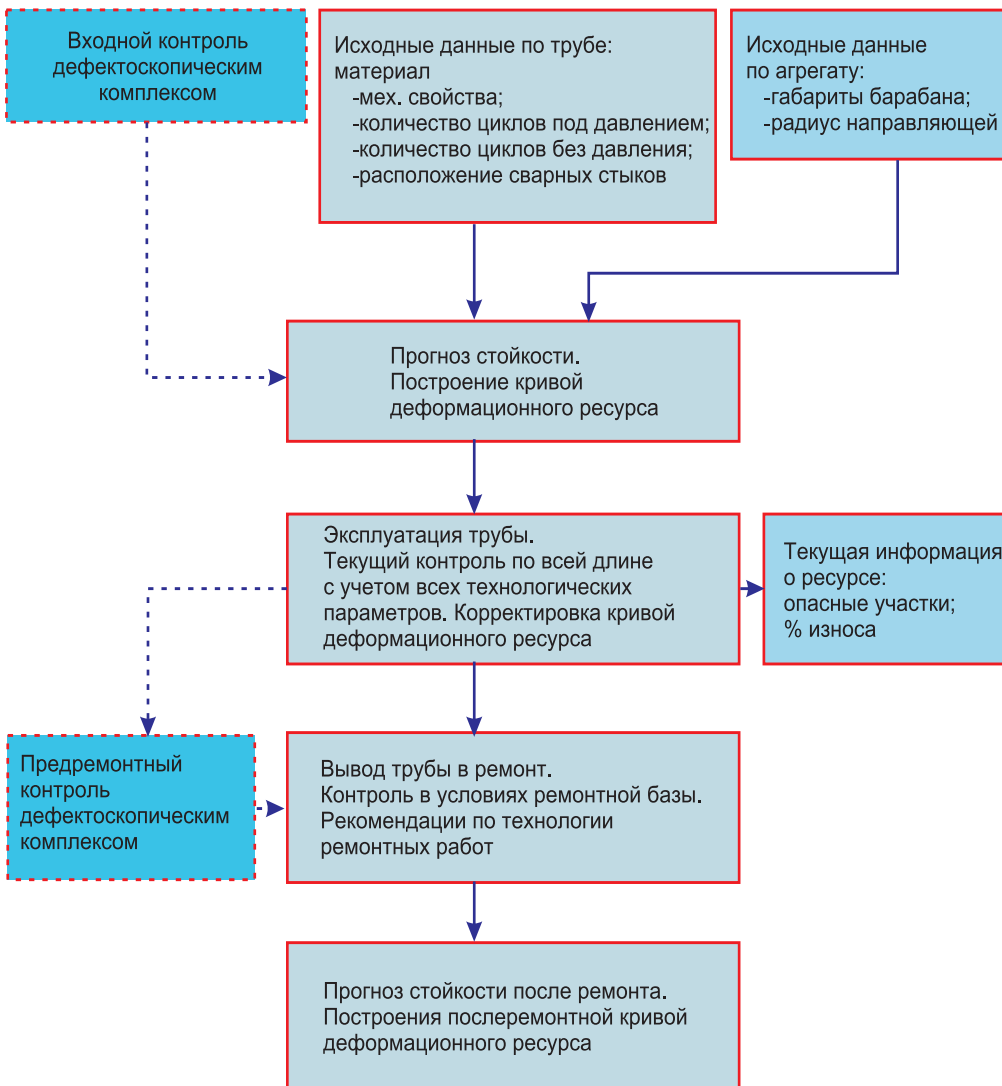


Рис. 4. Схема системы контроля за работой длинномерной трубы в процессе ее эксплуатации



КАЧЕСТВО —

Наталья ЛАЗАРЕВА,
ОАО «МПЗ»



В 1999 году к Минскому подшипниковому заводу обратился ОО БФИД с просьбой разработать новый тип подшипника для перспективной разработки — специальной колтюбинговой установки. Данный проект заинтересовал заводчан, т.к. первый опытный образец установки смог восстановить скважину ПО «Белоруснефть», выведенную из эксплуатации 15 лет назад.

Специалистам завода было предложено изготовить опытную партию роликового подшипника закрытого типа с габаритами 20x52x28/30 для установки и эксплуатации его в специальном механизме подачи длинномерной безмуфтовой трубы — инжекторе. При этом качество ремонта напрямую зависит от того, насколько точной, бесперебойной и безаварийной будет работа инжектора, что, в свою очередь, обусловлено четкой работой подшипников качения, использующихся в качестве опорных роликов качения по прямолинейной направляющей.

Необходимый подшипник был спроектирован на Минском подшипниковом заводе уже через месяц после поступления заказа. В этом же году опытная партия подшипников 862704МС17 прошла все испытания.

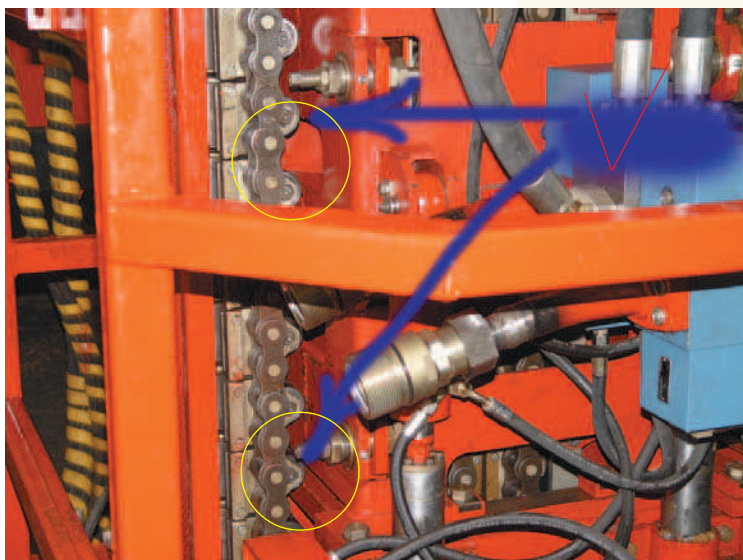
После тщательного анализа и совместно с ОО БФИД проведенных работ по совершенствованию технологии изготовления было принято решение об изготовлении подшипников повышенной грузоподъемности и больших размеров.

Эксплуатационные испытания опытной партии подшипников 874804С17 с габаритными размерами 20x55x28/30 мм подтвердили ожидаемое увеличение срока службы подшипника и оборудования, в котором он устанавливался.

С развитием и расширением типоразмерного ряда машин, в основном узле которых — механизме подачи трубы (инжекторе) требуется применение роликового подшипника закрытого типа, ОАО «МПЗ» освоил в 2002 году и изготовил опытную партию подшипников 874902С17. После проведения эксплуатационных испытаний на заводе было организовано серийное производство и этих подшипников.

Основным признаком всех подшипников, устанавливаемых в инжекторе, является наличие в них толстостенного наружного кольца, которым подшипник непосредственно катится по направляющей. Поскольку при этом подшипнику передается значительная нагрузка, он изготавливается без сепаратора.

С двух сторон подшипника, устанавливаемого в инжектор, крепятся резиноармированные уплотнения, которые защищают его от загрязнений и одновременно удерживают в нем надолго смазку, сохраняя длительное время в рабочем состоянии. Эти контактные уплотнения обеспечивают стабильную работу подшипника в достаточно широком диапазоне температур — от -45 до +110 °С, что немаловажно в условиях бурения, когда низкая температура воздуха может сочетаться с высокими рабочими температурами технологического раствора, используемого при восстановлении или бурении скважин.



ЗАЛОГ УСПЕХА

Очень важно и то, что конструкция подшипника предусматривает, в случае необходимости, возможность его повторной смазки: это позволяет сделать наличие отверстия во внутреннем кольце.

На этом работа над подшипниками закрытого типа, применяемыми в колтюбинговой технике, на Минском подшипниковом заводе не остановилась: совершенствуется их конструкция и технология производства, используются более совершенные материалы для изготовления их деталей и многое другое.

На МПЗ работают и над более кардинальными проектами. Так, в 2000 году на предприятии разработана и изготовлена опора поворотная 21ПУ0836Н24С17 для автокрановой техники — сложнейший механизм, на котором поворачивается кран. Отзывы и об этой продукции ОАО МПЗ у ФИД вполне благоприятные.

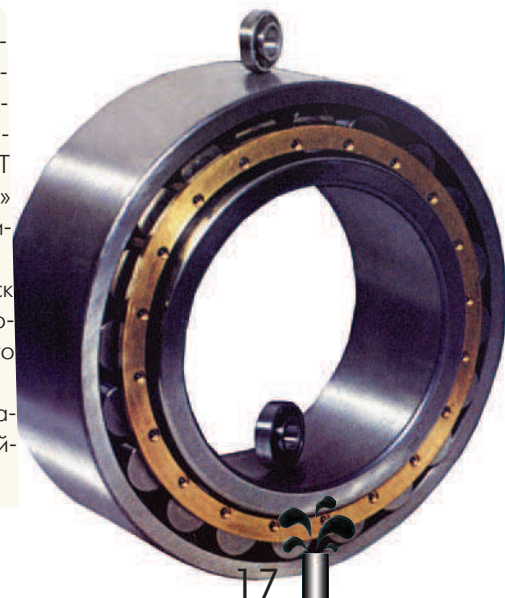
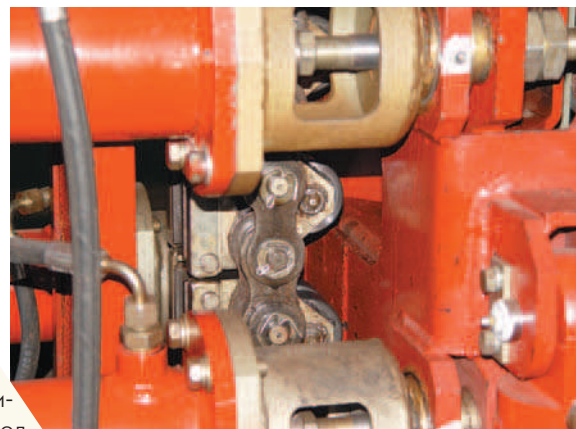
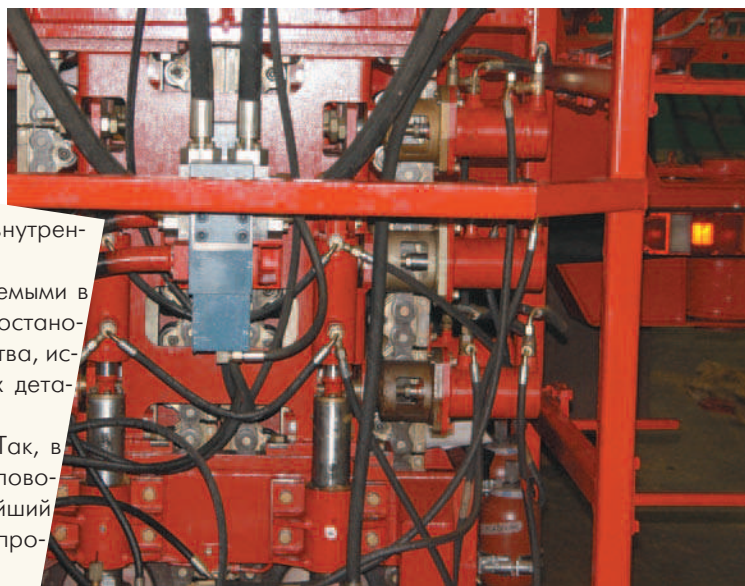
Кроме подшипников для колтюбинговой техники минчане изготавливают широкую гамму других изделий, применяемых в оборудовании нефтегазовой промышленности. Так, завод является давним поставщиком подшипников серии 128000 и 296000, устанавливаемых в винтовые забойные двигатели и турбобуры (в настоящее время ведется работа по совершенствованию конструкции подшипников 128000 с целью увеличения сроков их эксплуатации). Широко известны потребителю и подшипники 3636АМН, 3644АМН, 3003136Н, 3003264АМН, 3003752АМН производства МПЗ, устанавливаемые в буровые насосы, подшипники 53615Н, 53620Н, 3626КН, 3534АМН, устанавливаемые в станки-качалки и др.

ОАО «МПЗ» изготавливает также подшипники, применяемые в других важнейших отраслях России: в добывающей промышленности, металлургии, энергетике.

Минский подшипниковый завод — единственное в СНГ предприятие, которое поставило своей целью обеспечивать потребности производителей нового, более прогрессивного оборудования для горнорудной и металлургической промышленности, литейного производства роликовыми сферическими подшипниками усовершенствованного и специального конструктивного исполнения (по ряду радиального зазора, режиму термической стабилизации, исполнению и материалу сепаратора, с ужесточенными требованиями по специальным ТУ и др.), эксплуатируемые в экстремальных условиях: при тяжелых вибрационных нагрузках, воздействии высоких частот вращения, в агрессивной среде. Среди заказчиков новых подшипников — как предприятия-производители оборудования с применением подшипников специального исполнения, так и эксплуатирующие его: НПО «РИВС» (АООТ «Гипромашобогатение»), «Гипромашуглеобогатение», ОАО «Северсталь», «ЗапСиб» (Западно-Сибирский МК), Михайловский ГОК, Лебединский ГОК, «Уралкалий», «Сильвинит», «Норильский никель» и другие.

Высокий уровень персонала и технологий позволяет заводу обеспечивать выпуск подшипников по международным стандартам ISO. Подтверждением этому служат полученные заводом сертификаты качества ISO 9001 БелСтандарта и международного органа сертификации КЕМА (Голландия).

Как и в случае с изделием для колтюбинговой техники, ОАО «МПЗ» готов оперативно и качественно разрабатывать и изготавливать подшипники с заданными свойствами для конкретных условий эксплуатации. ▲



ПЕРФОРИРОВАНИЕ В УСЛОВИЯХ ДЕПРЕССИИ

С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГА В СКВАЖИНАХ С БОЛЬШОЙ ДЛИНОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА: ТРИ ПРОЕКТА В СЕВЕРНОМ МОРЕ

Дон Тэйлор,
Talisman Energy (U.K.) Ltd
Стюарт Мэрфи,
BJ Services

Содержание

Общепризнанным фактом является то, что для большого количества пластов перфорирование при отрицательном дифференциальном давлении (в условиях депрессии) может создать существенные преимущества при добыче. Данный тип перфорирования вертикальных или «околовертикальных» скважин может быть выполнен с помощью канатных методов. Перфорирование в сильно отклоненных или горизонтальных скважинах производится с применением внутрискважинного трактора, установки капитального ремонта или же с помощью колтюбинговой установки. Параметры, определяющие выбор метода, который должен быть использован для доставки скважинного перфоратора в труднодоступные горизонтальные скважины, в большинстве случаев ориентируют оператора на выбор колтюбинговой системы как оптимально удобного инструмента.

Осуществление процесса перфорирования с перепадом давления в длинных элементах пласта с применением колтюбинга на морских месторождениях ставит ряд технических, логистических и финансовых задач.

Иллюстрацией тому могут служить три проекта, выполненных с применением данной технологии на месторождениях в Северном море. Данные примеры демонстрируют, как скважинный перфоратор длиной более 2800 футов и весом около 24500 фунтов может применяться на измеренной глубине 17800 футов, в сложноступной скважине. Определенное внимание уделялось вопросам выбора оборудования, типам применяемых

понижителей трения, а также технологиям, использованным для увеличения «операционного окна», следовательно, достижение желаемого эксплуатирующей организацией результата и получение выгоды связаны с перфорированием в условиях депрессии.

Введение

При наличии проекта «умного» освоения скважины и возможности использования внутрискважинного трактора может показаться, что необходимость применения колтюбинга при перфорировании сведена к минимуму. Тем не менее все еще существуют случаи, когда характеристики пласта, длина интервала перфорирования и экономические аспекты наводят на мысль о том, что имеющиеся альтернативы являются или минимально эффективными, или же полностью невозможными. В сильно отклоненных или горизонтальных скважинах, где необходимо использовать перфорирование с отрицательным дифференциальным давлением и зацементированный хвостовик для последующих изоляционных работ или значительного перфорационного интервала неизменно потребуются применение колтюбинга. Иллюстрацией этому служат три примера успешного применения колтюбинга при перфорировании в компании Talisman Energy (UK) Limited, в английском секторе Северного моря на платформах Clyde и Tartan.

Эксплуатационная перспектива

Месторождение Clyde — скважина A35/01 с большой длиной горизонтального участка. Два метода перфорации рассматривались для проекти-



Показатели по трем проектам:

	Пример № 1	Пример № 2	Пример № 3
Платформа	Clyde	Clyde	Tartan
Номер скважины	A29(04)	A35(01)	T-19(13)
Дата начала работ	Сентябрь 1997	Август 2001	Март 2002
Требуемый понизитель трения	Да	Да	Да
Диаметр колтюбинга /предел текучести	1.75"/100к фунтов/ кв. дюйм	2"/90к фунтов/ кв.дюйм	1.75"/90к фунтов/ кв.дюйм
Длина скважинного перфоратора	1,465 футов	2,840 футов	1,120 футов
Наружн. диаметр скважинного перфоратора	2.75"	2.5"	2.875"
Вес скважинного перфоратора	18,000 фунтов	24,500 фунтов	14,000 фунтов
Измеренная глубина	16,988 фунтов	17,840 фунтов	17,404 фунта
Максимальный угол	88°	97°	88°
Скважинный флюид	Морская вода	морская вода	морская вода
Дополнительная депрессия, если есть необходимость (газовая шапка)	Нет	Да	Да
Обратное развертывание применялось?	Да	Да	Да

руемого интервала в 2000 футов. Был оценен метод перфорации «пробивать и вытаскивать» перед освоением скважины, в противовес колтюбинговому перфорированию с отрицательным дифференциальным давлением посредством заканчивания скважины в один проход. Заметим, что эксплуатирующая организация имела опыт предыдущего использования обоих методов, а также была в курсе основных моментов, таких как начальный дебит, ассоциированное время, расходы на материально-техническое обеспечение.

Фактором, определяющим выбор метода перфорирования, была возможность доступа к продуктивному интервалу, требуемая в период жизни скважины для каротажа водоизоляционных работ. Это отклонило вариант оставления перфоратора в скважине.

Анализ начального дебита скважины (после перфорирования) на месторождении Clyde продемонстрировал, что скважины, в которых было проведено перфорирование с отрицательным дифференциальным давлением, показали более высокую производительность по сравнению со скважинами, где применялись альтернативные методы. Анализ соотношения стоимость/прибыль показал, что, хотя работы по перфорированию с применением колтюбинга при отрицательном дифференциальном давлении и имели более высокую стоимость, с точки зрения времени бурения и требований к оборудованию, однако спланированная прибыль по срокам и увеличению производительности добычи определила выбор данного метода работ как экономически выгодного.

Правильно выбранная стратегия перфорационных работ на скважине Clyde A35/01 доказала успешность, поскольку измеренная производительность увеличилась вдвое, чем ранее ожидалось.

Опыт, полученный в результате колтюбингового перфорирования на скважине Clyde, оказался бесценным при принятии решения относительно выбора перфорационной технологии на скважине Tartan T19. Программное моделирование и материально-техническое планирование, а также экспертная оценка активов и процесс реализации проекта легли в основу успешной операции, что, в свою очередь, снизило время выполнения операции на 30%.

Требования, предъявляемые к выбору оборудования

При выборе оптимально требуемого оборудования для выполнения колтюбингового перфорирования во время проведения операций на Северном море в большинстве случаев возникнут проблемы, связанные с эксплуатацией в развитых морских месторождениях. Типичные проблемы, которые могут возникнуть в данных условиях, нижеследующие: ограничение крановых характеристик, малая площадь палубы, химический состав скважинной жидкости в соотношении с материалом, из которого изготовлена

колтюбинговая труба, а также допустимая высота лубрикатора для практического обслуживания.

Ограничение крановых характеристик

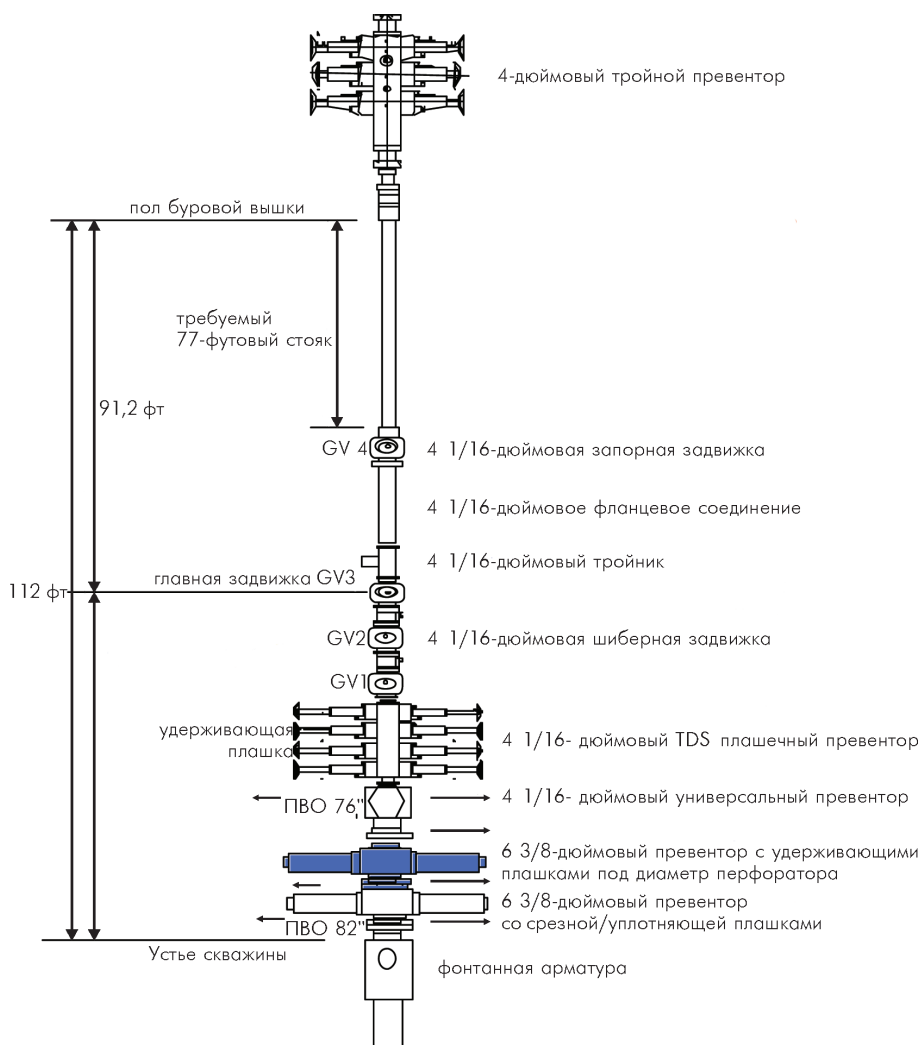
Лишь несколько установок на Северном море оборудованы кранами, имеющими грузоподъемность более 30 тонн для работы при умеренном состоянии моря, на самом же деле некоторые установки, требующие применения колтюбингового оборудования на глубину 20000 футов, снабжены кранами, максимальная мощность которых ниже 10 тонн.

Платформа Clyde может производить подъем до 28 тонн при умеренном состоянии моря, как и в Примере № 2, где применялась сужающаяся колтюбинговая колонна размером 2".

Тем не менее ограничения по крановым характеристикам требуют того, чтобы рабочая буровая колонна транспортировалась на легкой транспортной катушке, затем данная колонна труб должна быть перемотана на месте на более тяжелую катушку. Комбинация ограничений по крановым параметрам и по требованиям к работе может вызвать необходимость того, что потребуются с помощью сварки соединять колтюбинговую трубу на палубе, и/или использования средств, чтобы путем скольжения переместить большую катушку в другую позицию, как было в Примере 2. Модульная система транспортировки была смонтирована поперек площадки для труб, а на нее на специальную тележку устанавливалась колтюбинговая катушка. Такая система сохраняет как время, так и деньги ▶



Рис. 1. Схема компоновки противовыбросового оборудования — ПВО (Пример № 2)



путем сокращения времени на разматывание-смотывание, а также на сварочные работы.

Track & Trolley Assembly (Трек энд Толли)

Такая конструкция максимально подходит для перемещения тяжелой операционной катушки по площадке для труб, между скважинными колодцами. Это оборудование применялось для перемещения рабочей катушки от одного колодца к другому после проведения перфорационных работ, как указано в Примере № 2.

Пространство на палубной площадке

Все три приведенных выше примера были продемонстрированы на новых скважинах и представляли определенные материально-технические проблемы в отношении транспортировки и перемещения по палубной площадке. К моменту проведения колтюбинговой части скважинных работ палубная площадка для труб будет заполнена обсадными трубами и сопутствующим оборудованием. Список колтюбингового оборудования для перфорирования может состоять из восемнадцати крупногабаритных составляющих. Скрупулезное предварительное планирование, таким образом, является максимально необходимым для того, чтобы избежать временных и финансовых потерь.

Высота лубризатора

В соответствии с полным циклом программы по перфорированию с применением колтюбинга на новой скважине время, потраченное на перестановку скважинного перфоратора, может увеличиться. Из этого следует, что, чем длиннее имеющийся стояк, тем меньше требуется установочных коннекторов на одну секцию. При большой длине скважинных перфораторов, как в Примере № 2 (2840 футов), это может создать критическую ситуацию. Даже при большой длине стояка (77 футов) (см. рис. 1) на месторождении Clyde, тем не менее, потребовалось использование 35-ти установочных коннекторов. Когда одна или две секции скважинного перфоратора были установлены и подтверждены высота/зазор, стало возможным достичь скорости установки до одного соединения в час.

Выбор колтюбингового оборудования

Очень важно иметь четкое понимание нагрузки и возникающих напряжений в колтюбинговой трубе на протяжении всех стадий операции. Каждый практический шаг должен предприниматься в уверенности, что безопасные рамки между расчетными весовыми характеристиками и эксплуатационными ограничениями достаточно велики. В реальности увеличение «операционного окна безопасности» не всегда просто выполнить, что вызвано ограничениями по характеристикам крана и палубного пространства, а также временными рамками, наличием качественного колтюбингового материала и решением всех экономико-финансовых вопросов. С точки зрения экономики, материально-технического снабжения было бы проще выполнить все три операции с применением параллельных рабочих колонн эквивалентного диаметра или колтюбинговой трубы большего диаметра. Тем не менее доступность, расчет усилий и напряжений подтвердил, что это невозможно. В ситуации, когда применение максимально идеально соответствующей буровой колонны невозможно, необходимо применение других технологий для максимизации границ безопасности во время проведения работ. Примеры использования данных технологий будут приведены ниже.

Другим вопросом, на который необходимо найти ответ, является среда, в которой находится скважина, т.е. сква-

жинные флюиды и газы. Теперь мы понимаем, что в связи с увеличением водородного или сульфидного растрескивания не рекомендуется применять колтюбинговую трубу с пределом текучести 90000 фунтов/кв. дюйм и выше в скважинах с кислой средой. Снова это вынуждает нас изучить все альтернативные варианты, такие как увеличение диаметра колтюбинга, проектирование сужающейся трубы или применение других технологий, которые снизят максимально предполагаемый уровень напряжения.

Химический понизитель трения

Химические понизители трения применялись на протяжении ряда лет в роторном бурении. Основным преимуществом их использования было снижение сопротивления трению. Подобные материалы применяются и в колтюбинговой технологии, при правильном использовании их можно добиться значительных положительных результатов за счет снижения коэффициента трения внутри скважины.

Основным понизителем трения при колтюбинговых операциях до сего дня был материал, состоящий из определенного сорта растительного масла и модифицированной жирной кислоты. Данные составляющие были опробованы как эффективные, но имели определенные недостатки при их смешивании и применении. Материал был нерастворим в воде, а также свертывался и становился комками в емкостях для перемешивания. Также стандартная категория OCNS данного вещества не была идеальной в отношении условий защиты окружающей среды. Наиболее подходящим понизителем трения является смесь поверхностно-активных веществ, смешанных в растворителе. Данный материал обычным способом добавляется в воду или в соляной раствор с расчетом 1–3% от объема, он полностью растворим в большинстве водяных растворов. По своим производственным характеристикам данный материал схож с ранее описанным.

Обычно основные преимущества могут быть получены при проникновении внутрь скважины, хотя уровень производительности и прибыли зависит от траектории скважины, обсадной колонны и хвостовика, а также от проектных критериев колтюбинга. Данные материалы также применялись при «прихвате» колтюбинга в скважине, позволяя увеличиваться передающему усилию, но в то же время оставаясь в рамках операционных ограничений колтюбинговых показателей.

Данные преимущества показаны в виде Примеров № 1 и № 2.

Пример № 1

Длина участка, где необходимо произвести перфорирование с помощью скважинных перфораторов размером $2\frac{3}{4}$ " , была определена после бурения в размере 1465 футов. По предварительному проекту максимальная длина устанавливаемого скважинного перфоратора с колтюбингом составляла 600 футов. Снижение трения на 20% позволяло увеличить длину скважинного перфоратора для более глубокого проникновения с 1000 футов до 1600 футов.

Пример № 2

Рассчитанная длина участка находилась в промежутке 2500 футов скважинного перфоратора размером $2\frac{1}{2}$ " (80 футов промежуточного участка). Предварительный проект определял, что максимальная длина устанавливаемого скважинного перфоратора с колтюбингом составляла 1200 футов. Полученная цифра по снижению трения составляла 20%, что позволяло увеличить длину скважинного перфоратора для более глубокого проникновения с 1300 футов до 2500 футов.

Альтернатива химическим понизителям трения

При установке длинных скважинных перфораторов внутрь скважины с помощью колтюбинга возникают проблемы, наиболее часто встречающиеся в горизонтальных скважинах и в скважинах с сильным отклонением, т.е. силы и возникающие напряжения при спуске в скважину. Возможной альтернативой применения химического понизителя трения могут быть роликовые центраторы на КНБК. Данный инструмент применяется при операциях с использованием кабеля для снижения трения и обеспечивает доступ к более удаленным отклонениям скважины. Тот же принцип будет выгоден для использования и при колтюбинговых операциях. Большинство производителей скважинных перфораторов имеют возможность устанавливать роликовые центраторы, но очень часто производители-поставщики не в состоянии обеспечивать достаточное количество данных роликовых центраторов для продуктивного проведения колтюбинговых операций. Для того чтобы роликовый центратор свел



к минимуму провисание (изгиб) скважинного перфоратора, необходимо устанавливать данный центратор в каждое соединение скважинного перфоратора. Такое условие определяет необходимость установки 50 роликовых центраторов на 1000-футовый интервал скважинного перфоратора.

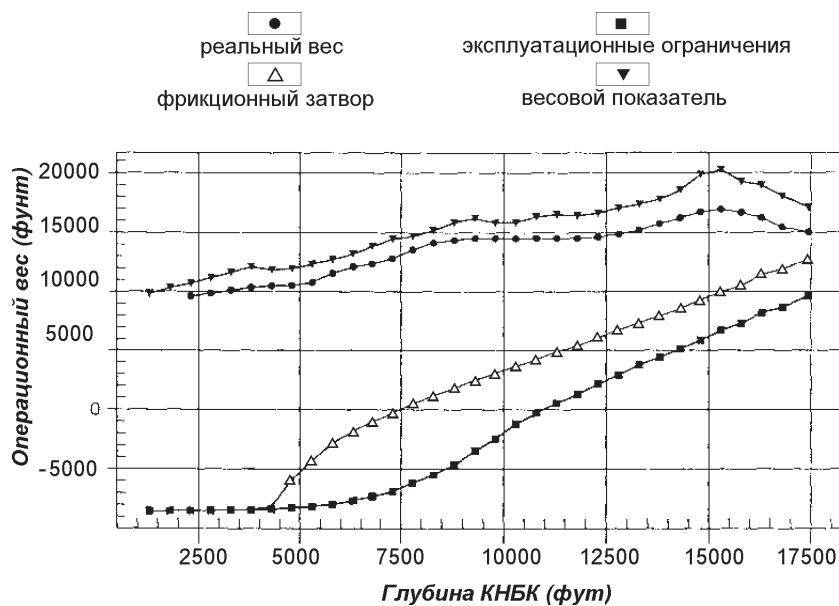
Моделирование и прогнозирование характеристик эксплуатационного веса

Неотъемлемой составляющей успешной работы является то, что пользователь должен полностью разбираться в необходимом для проектирования всего цикла работ компьютерной модели скважины. Малейшие отклонения или недопонимания в отношении коэффициента трения скважинного перфоратора или в отношении весовых характеристик КНБК могут вылиться или в слишком оптимистичные прогнозы, или же в слишком пессимистичные. Ссылаясь на компьютерную модель, используемую для этих трех операций, различия между реальным весом и просчитанным, могут быть приняты во внимание при будущих расчетах, если использовалась некорректная информация, касающаяся усилия от стриппера, силы натяжения, создаваемой рабочей катушкой, коэффициента трения и др. скважинных условий (давления, температуры, плотности флюидов и т.д.) и характеристик КНБК. Данные условия могут оказаться удовлетворительными при фиксации и составлении эксплуатационных и послеэксплуатационных весовых характеристик, сравниваемых с просчитанными показателями, что делается с целью определения наиболее точного показателя. К сожалению, в реальности это происходит не часто. Изменения показателей скважинных условий, а также регулировки инжектора/гузнека или же иного поверхностного оборудования могут оказать влияние на результат в отношении отступлений от просчитанного эксплуатационного веса. Различия в рассчитанном эксплуатационном весе не слишком велики, что, в свою очередь, позволяет довести до конца операцию, используя рассчитанные показатели. В этих ситуациях управление весовыми показателями «в процессе работы», а также расчет скважинного прохождения должны быть выражены на графике, который позволяет выявлять любые весовые сбои в отношении фрикционных и эксплуатационных ограничений.



Образец ошибочного «разброса» показателей эксплуатационного веса взят из Примера № 3.

Спрогнозированный показатель операционного веса и эксплуатационные ограничения при спуске в скважину



Как указывалось ранее в данном разделе, неточный расчет или же недопонимание, возникшие при проектировании, могут создать проблемы во время эксплуатации. Например, программная модель, используемая при прогнозировании операционного веса, во всех трех случаях предполагает, что КНБК (скважинные перфораторы) имеет тот же тип флюидов, что и используемый при моделировании операции с применением колтюбинга. На практике данные перфораторы герметизируются и в связи со своей плавучестью весят меньше во флюиде, чем в воздухе. Данное различие в весе дает небольшую разницу по весовым характеристикам при сравнительно малой длине КНБК, а при большой длине КНБК данная разница может быть значительной. На Примере № 2, где длина перфоратора составляла 2840 футов, объем и эквивалентный вес флюида, принимаемого во внимание при создании компьютерной модели показателей эксплуатационного веса, составляет более 3000 фунтов. ▲



Анонс

5—8 октября в Денвере (США) пройдет ряд семинаров нефтегазовой проблематики.

Один из них, «Колтюбинг и области его применения», проведет Кен Ньюман (CTES) — один из крупнейших специалистов в этой области.

На семинаре колтюбинговые технологии будут рассмотрены как средство выполнения работ по бурению и заканчиванию скважин, будет сделан обзор наиболее распространенных операций, проводимых с помощью колтюбинга, и операций по заканчиванию скважин. У слушателей будет возможность узнать о достоинствах колтюбинга, как он комплектуется, о наземном оборудовании, используемом для управления, и о совместимых подземных инструментах.

Подробно на семинаре будут рассмотрены механические и гидравлические возможности колтюбинга, включая и рабочие ограничения, надлом и усталость металла.

Будут представлены краткие описания лучших случаев планирования и выполнения работ с использованием колтюбинга.

SPE

Эра проектного финансирования НГК

Проектное финансирование может стать вполне жизнеспособной схемой финансирования российской нефтегазовой отрасли, однако пока неясно, как быстро может быть отработана структура таких сделок. Об этом говорится в аналитическом комментарии агентства Standard & Poor's.

До сегодняшнего дня проектное финансирование не пользовалось в России популярностью. Однако недавнее заявление Shell о своем намерении вложить 10 миллиардов долларов в сахалинский проект может свидетельствовать о начале эры проектного финансирования в России, особенно в нефтегазовой отрасли.

«Нефтегазовая отрасль России обладает фундаментальными преимуществами, такими как огромная ресурсная база и ориентация на экс-

порт, — отметила кредитный аналитик Standard & Poor's Елена Ананькина. — Тем не менее на нынешней стадии длительного процесса экономического развития страны из-за прямых и косвенных суверенных факторов риски высоки даже для проектного финансирования. Прогресс страны в экономической и институциональной сфере будет способствовать снижению этих рисков в дальнейшем».

Neftegaz.ru

Нефти в Китае много!

Президент Китайской нефтяной компании сообщил недавно, что потенциал ресурсов нефти и газа западного Китая велик и что в последние годы месторождения открываются одно за другим.

Также он заявил в своей краткой речи, что западный регион Китая занимает огромные территории и обладает достаточными месторождениями нефти и газа, сообщает Les infos.

Изучение данного района может иметь многообещающее будущее. На западе Китая расположено шесть нефтяных бассейнов, из которых Tarim, Zhungerie, Erdos, Caidam, Tuha и Sichuan представляют 30 % всех нефтяных запасов Китая. Месторождения газа в этом регионе составляют приблизительно 80 % общего объема газовых ресурсов страны.

С точки зрения эволюции нефти и газа в Китае в последние годы активно ведется разработка месторождений, а ежегодная добыча нефти и газа в западных районах Китая возросла примерно в два раза.

Neftegaz.ru

Компания Shell стала частью топливного рынка Китая

Royal Dutch/Shell выиграла тендер на строительство 500 автозаправочных станций в Китае, опередив ExxonMobil и BP. Правительство Китая одобрило проведение ТЭО проекта, в котором задействованы Shell и China Petroleum and Chemical Corp. Они образуют совместное предприятие для обслуживания АЗС в про-

винции Дзянсу на востоке страны, сообщает сайт utro.ru.

Англо-голландская Shell — 1-ая иностранная компания, которая стала частью топливного рынка Китая — одного из наиболее динамично развивающихся рынков топлива в мире.

Neftegaz.ru

В Statoil не часто прославляют микробов

Но на Norne бактерия — это особый случай.

Слишком много нефти оставалось в трещинах резервуаров. До тех пор пока бактерия, которую пытались устранить, не проявила себя по-новому — оказалось, что она питается нефтью. Энергетические исследования превратили этот микроб в ценного партнера, который разрыхляет нефть с помощью добавленного кислорода. Этот метод благоприятен для окружающей среды, т.к. использует природные материалы, и нет необходимости загрязнять море искусственными реагентами.

Сейчас бактерия работает для Statoil на месторождении Norne в Норвежском море. Компания надеется вернуть более 30 миллионов баррелей нефти, хотя остается неясным, сколько из этих миллионов будет обеспечено крошечным другом. Кажется невероятным то, что самый изобретательный инженер — это природа.

Statoil

Первые в мире корабли в нефтегазовом секторе, работающие на сжиженном газе

Корабли Stril Pioner и Viking Energy, работающие на сжиженном газе (LNG), зафрахтованы компанией Statoil на 10 лет. Эти два судна выбрасывают в атмосферу в год приблизительно на 400 тонн меньше окисей азота, чем суда такого же класса, работающие на дизельном топливе.

Оба судна вместе потребляют приблизительно 7000 тонн сжиженного газа в год. Они будут использоваться компанией в основном на месторождении Tampen Северного моря.

Statoil ▲



КОЛТЮБИНГ

КАК СРЕДСТВО РЕШЕНИЯ ПРИРОДООХРАННЫХ ПРОБЛЕМ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В МОРЕ И НА СУШЕ: ВЗГЛЯД ЭКОЛОГА



С.А. Патин,
доктор биологических наук,
профессор



Это странное слово «колтюрбинг»...

Должен признаться, что был озадачен, получив предложение написать статью на тему, сформулированную примерно как «Колтюрбинг и экология». Проработав 40 лет в области прикладной экологии, я хорошо представляю, что это такое. Но тема колтюрбинга все же была для меня новой. Приоткрыть ее удалось из бесед со специалистами, а также в результате информационных поисков в других изданиях и в Интернете. Не могу сказать, что поиски были успешными в плане раскрытия предложенной темы. Я не нашел ни одной работы, где колтюрбинговые технологии были бы проанализированы профессиональными экологами с позиций решения природоохранных проблем. Как правило, все сводится к подробному описанию преимуществ техники и технологии применения непрерывных «гибких труб» при ремонте и эксплуатации скважин, горизонтальных бурениях, разработке истощенных месторождений и т.д.

Тем не менее, «переварив» всю эту достаточно специальную и в основном техническую информацию, я пришел к вполне определенным выводам, которые, надеюсь, будут полезными и для тех, кто разрабатывает новые нефтегазовые технологии, и для тех, кто обеспечивает их экологическую безопасность.

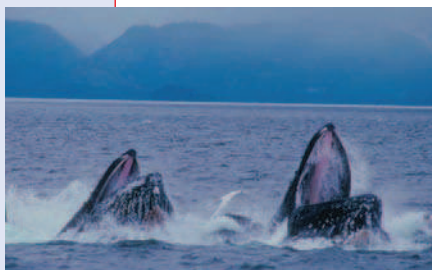
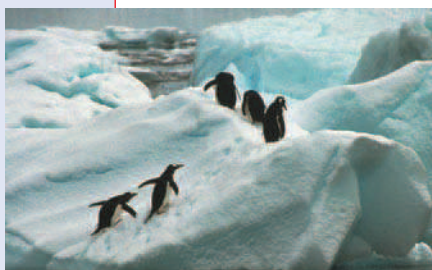
Основной акцент в этой работе будет сделан на материалах и оцен-

ках, относящихся преимущественно к ситуациям на морском шельфе, которые отличаются особой сложностью и динамичностью происходящих здесь природных процессов и повышенной уязвимостью морских экосистем и биоресурсов к техногенным воздействиям. Напомним, что около 25 % от мировой добычи углеводородов извлекается сейчас со дна морей и океанов, а Россия располагает самыми большими в мире запасами углеводородного сырья на шельфе (более 100 млрд тонн условного топлива) и уже приступила к их промышленному освоению.

Полагаю, что объективная оценка техники и технологии колтюрбинга с экологических позиций возможна лишь с учетом современных природоохранных подходов и требований на фоне всех основных факторов воздействия нефтегазового комплекса на окружающую среду. К обсуждению проблемы в данном контексте мы сейчас и приступим.

Нефтегазовый комплекс — источник экологической опасности

Не открою секрета, если скажу, что среди всех видов хозяйственной деятельности добыча нефти и газа давно привлекает к себе повышенное внимание общественности и природоохранных кругов во всем мире как один из серьезных источников экологической опасности. К сожалению, тревоги и опасения по этому поводу у многих



случаях вполне обоснованны по целому ряду причин.

Одна из них вполне очевидна и вытекает из самих масштабов мировой добычи углеводородов. Ясно, что ежегодное изъятие из недр Земли около 3 млрд тонн нефти и 2000 млрд м³ газа (таковы объемы современной добычи) не может не сопровождаться серьезными нарушениями в окружающей среде. Каждый год в мире бурится около 50 тысяч нефтяных и газовых скважин, а общее число пробуренных на мировом шельфе скважин глубиной 4–5 км уже давно перевалило за 100 тысяч. Количество отходов в районах крупномасштабного освоения нефтегазовых ресурсов суши и моря (Западная Сибирь, Северное море, Мексиканский залив, Каспий и т.д.) исчисляется сотнями тысяч и миллионами тонн жидких и твердых веществ в год. Многие из этих отходов обладают вредными (токсическими) свойствами и, попадая в окружающую среду, приводят к устойчивым нарушениям природных экосистем и биоресурсов. Некоторое представление об этих процессах применительно к морской добыче углеводородов можно получить из сводки в табл.

События последних лет свидетельствуют о том, что освоение запасов нефтегазовых углеводородов на российском шельфе уже выходит из стадии поисковых и проектных работ. С 1999 г. ведется добыча нефти в объеме около 1,3 млн тонн в год с первой в России стационарной ледостойкой платформы «Моликпак» в рамках проекта «Сахалин-2». Аналогичные масштабные работы планируются в недалеком будущем при реализации других подобных проектов на шельфе Дальнего Востока, Западной Арктики и Северного Каспия. Таким образом, есть основания констатировать начало формирования морского нефтегазового комплекса, от деятельности которого в значительной мере будет зависеть энергетика и экономика страны в XXI веке. Это означает неизбежное, в ряде регионов России — радикальное изменение в ближайшие годы (десятилетия) ситуации на шельфовых акваториях, где морская среда будет испытывать дополнительную антропогенную нагрузку, а рыболовство вес-

Этапы, виды деятельности и факторы экологического воздействия на разных этапах освоения морских нефтегазовых месторождений

Этап	Вид деятельности	Тип и характер воздействий
Геолого-геофизические изыскания	Сейсмические съемки	Помехи рыболовству и другим морепользователям, воздействие на морские организмы и биоресурсы, шумовые эффекты
	Оценка стратиграфии дна (отбор проб грунта и кернов, поверхностные бурения)	Нарушения на морском дне, повышение мутности воды, технологические сбросы, шумовые эффекты
Разведочно-поисковые буровые работы	Операции с передвижными буровыми установками, проходка глубоких скважин	Отчуждение акваторий, нарушения на дне, сбросы буровых и других отходов, повышение мутности воды, выбросы в атмосферу, нефтяное загрязнение, шумовые эффекты
	Опробование скважин	Загрязнение атмосферы, аварийные выбросы
Подготовка и обустройство месторождения	Установка стационарных платформ, прокладка трубопроводов, судоходство, строительство береговых терминалов и др.	Помехи рыболовству, нарушения на дне, повышение мутности воды, загрязнения с судов, шумовые эффекты
Эксплуатация	Буровые, технологические, транспортные и другие операции	Отчуждение акваторий, сбросы буровых отходов и пластовых вод, повышение мутности воды, аварийные разливы и выбросы, помехи рыболовству и другим морепользователям, шумы
Завершение и ликвидация	Демонтаж платформ и трубопроводов, консервация скважин и другие операции	Взрывные воздействия, нарушения на дне и в толще воды, отчуждение акваторий

тись в непосредственном контакте с мощной и разветвленной инфраструктурой морских нефтепромыслов.

Характерная особенность этой новой ситуации заключается в том, что области высокой нефтегазоносности морского шельфа, как правило, совпадают либо пересекаются с зонами высокой биологической продуктивности и традиционного рыболовства. Россия располагает не только крупнейшими в мире запасами углеводородов на шельфе, но и уникальными морскими биоресурсами (дальневосточные лососи, каспийские осетровые и др.). Она входит в число лидеров морского рыболовства, а рыбная отрасль обеспечивает ежегодный улов до 4 млн тонн морепродуктов, что покрывает до 20 % потребности россиян в животных белках. Следовательно, охрана морских биоресурсов и поиски баланса интересов рыбной и нефтегазовой отраслей на шельфе выходят за пределы чисто ведомственных вопросов и смыкаются с более широкими природоохранными проблемами.



Ежегодно из недр Земли добывают около 3 млрд тонн нефти и 2000 млрд м³ газа

Возможности снижения количества отходов при всех видах работ по технологии колтюбинга заложены в самой идее использования гибкой непрерывной трубы, которая практически исключает контакты рабочего пространства с окружающей средой и таким образом замыкает технологический цикл. Кроме того, здесь исключены потери жидкостей и углеводородов при разрывах циркуляции, которые неизбежны при операциях разъединения и соединения труб.



Морская добыча углеводородов, как и всякая иная деятельность, сопряженная с вторжением человека в шельфовую зону, допустима лишь при условии обеспечения устойчивости морских экосистем и охраны биоресурсов, которые, в отличие от запасов нефти, самовоспроизводятся и потому бесценны. Однако этот очевидный и общепризнанный тезис далеко не всегда воплощается в реальную практику. Его реализация предполагает соблюдение ряда стратегических принципов и подходов, которые активно внедряются в последние годы в природоохранную политику во многих странах мира (особенно после Второй конференции ООН по окружающей среде и развитию — Рио-де-Жанейро, 1992 г.) и имеют прямое отношение к экологическому регулированию деятельности нефтегазового комплекса. Не углубляясь в эту достаточно специальную тему, выделим лишь один из современных природоохранных принципов, который предполагает *использование наилучших (с позиций охраны природы) из имеющихся в данное время технологий и наилучшей практики обращения с отходами*. Рассмотрим с этих позиций технологию колтюбинга, опираясь на известные материалы о принципиальных особенностях этой технологии.

Колтюбинг — природоохранная технология

Мировой опыт применения гибкой непрерывной трубы, намотанной на барабан и спускаемой в скважину (вместо традиционных свинчиваемых буровых или насосно-компрессорных труб) для выполнения самых разных технологических и буровых операций, насчитывает более 30 лет. За это время были выявлены и подтверждены на практике преимущества этой технологии по сравнению с традиционными операциями при разных видах работ и на разных стадиях освоения нефтегазовых месторождений. Сегодня известны более 100 вариантов и процедур эффективного применения колтюбинга. Из них в России освоены пока около 40.

Отвлекаясь от технических, экономических и технологических деталей,

выделим главные особенности и достоинства колтюбинга с природоохранных (экологических) позиций. К их числу следует отнести прежде всего:

- уменьшение количества отходов;
- снижение вероятности аварийных ситуаций и нефтяных разливов;
- сокращение времени выполнения работ и операций.

Остановимся подробнее и прокомментируем каждую из этих ключевых черт колтюбинга с экологической точки зрения.

Уменьшение количества отходов.

Возможности снижения количества отходов при всех видах работ по технологии колтюбинга заложены в самой идее использования гибкой *непрерывной* трубы, которая практически исключает контакты рабочего пространства с окружающей средой и таким образом замыкает технологический цикл. Кроме того, здесь исключены потери жидкостей и углеводородов при разрывах циркуляции, которые неизбежны при операциях разъединения и соединения труб. Эти преимущества особенно очевидны при буровых работах. Как известно, традиционное роторное бурение с применением разъемных труб и сложных буровых композиций (промывочных жидкостей) сопровождается накоплением достаточно больших объемов жидких и твердых буровых отходов. Их количество сильно варьируется в зависимости от конкретной ситуации (глубина бурения, диаметр скважины и др.), но может достигать нескольких тысяч тонн для одной скважины. Иногда эти отходы закачивают в подземные пласты, но чаще всего их накапливают и хранят в специальных хранилищах, а в море — удаляют за борт нефтяных платформ. Любой из этих вариантов сопровождается серьезными экологическими последствиями, описание которых можно найти в сотнях публикаций. О масштабах возникающих при этом проблем можно судить, например, по последним данным для Северного моря, где в результате многолетнего сброса отходов буровых и промысловых работ на морском дне аккумулировано до 1,5 млн тонн загрязненных нефтью осадков. В Западной Сибири на территории только одного Нижневартовского района насчитывается до 10 тысяч шламовых



амбаров, а площадь замазученных и загрязненных земель исчисляется тысячами гектаров.

Мне не удалось найти какие-либо строгие количественные оценки и сопоставления объемов отходов при традиционных и колтюбинговых технологиях. Однако из анализа известной информации следует, что при бурении скважин по методу колтюбинга:

- объемы буровых растворов существенно сокращаются (за счет многократной рециркуляции в трубах меньшего диаметра), а их потери практически равны нулю;

- благодаря замкнутости циркуляции достигается полная утилизация (сепарация, очистка и т.д.) всех жидких и газообразных углеводородов и технологических смесей, сопровождающих бурение;

- основным видом отходов является буровой шлам, объемы которого заметно снижаются и обычно не превышают 20 % от общего количества отходов при бурении роторным способом.

Таким образом, факт значительного сокращения (примерно на 80 %) объемов отходов и, следовательно, реальная возможность снижения остроты экологических проблем при использовании колтюбинга в процессе буровых и других работ в море и на суше не вызывают сомнений. К этому надо добавить еще одно достоинство данной технологии, а именно — бурение на депрессии, когда гидростатическое давление в скважине ниже пластового давления, что исключает проникновение промывочной жидкости в пласт и таким образом снижает вероятность его повреждения и загрязнения подземных вод. Напомним, что проблема охраны подземных вод выходит сейчас на первый план как в России, так и в большинстве стран мира в связи с тотальным истощением и загрязнением запасов поверхностных пресных вод.

Снижение вероятности аварийных ситуаций. Аварии и сопровождающие их нефтяные разливы всегда были неизбежным спутником нефтегазодобывающей деятельности и источником экологической опасности. Они же являются, как известно, предметом серьезной озабоченности экологов и общественности во всем мире. Напри-

мер, в США большинство граждан сильнее тревожат экологические последствия нефтяных разливов и катастроф, нежели последствия автомобильных аварий. И это в стране, где каждый час на дорогах погибает в среднем 5 человек и где ежегодные суммарные потери от дорожных происшествий исчисляются астрономической цифрой — 1,2 трлн (!) долларов. Таковы парадоксы общественного мнения, с которым, тем не менее, нельзя не считаться. Что может дать в этом отношении колтюбинг?

В принципе, следует различать два типа аварий при буровых и промышленных работах. Один из них охватывает сравнительно редкие ситуации катастрофического характера. Такие эпизоды могут возникать при вскрытии зон с аномально высоким пластовым давлением, когда обычные технологические приемы глушения скважин не помогают и приходится прибегать к чрезвычайным мерам, скажем, бурить наклонные скважины для остановки выброса. Вероятность таких экстремальных ситуаций составляет один случай на 10 тыс. скважин, а необходимость аварийного бурения возникает в среднем в 3 % аварийных эпизодов. Интенсивные и длительные выбросы нефти в подобных ситуациях происходили в 70—80-е годы на шельфе США и Мексики, в Северном море, Персидском заливе и в других регионах. При использовании технологии колтюбинга нет необходимости глушить скважину, что обеспечивает практически полную гарантию от открытого фонтанирования и других катастрофических нефтегазопроявлений при работах на скважинах.

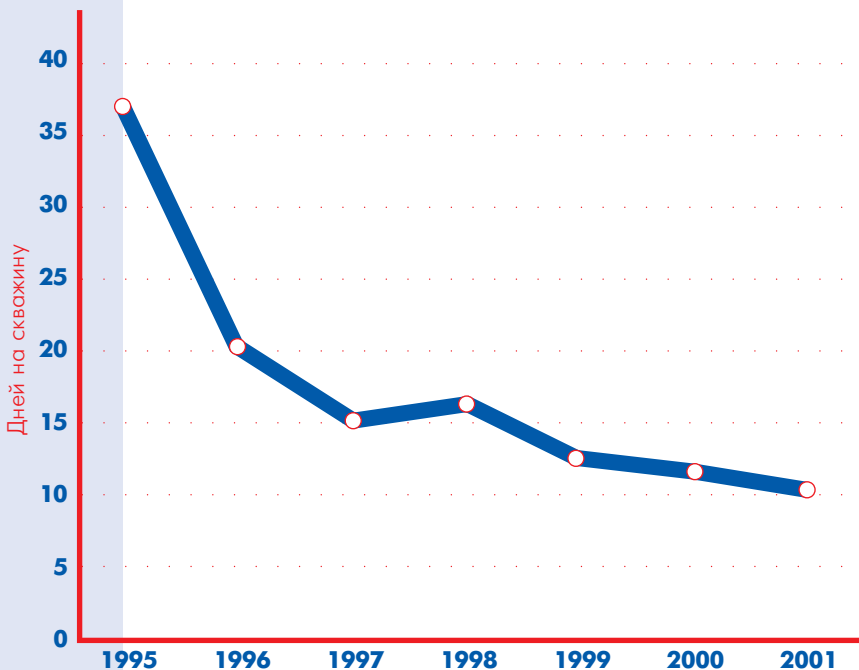
Другая группа аварийных ситуаций включает в себя регулярные, «нормальные» эпизоды технологических утечек и выбросов углеводородов в процессе буровых и промышленных работ. Эти выбросы удается сравнительно быстро ликвидировать с помощью противовыбросового оборудования и регулирования плотности бурового раствора. Аварии такого рода не столь впечатляющи, как редкие катастрофические разливы, и потому они обычно не привлекают к себе особого внимания. Однако их экологическая опасность и риск последствий должны быть доста-

Человечество слишком мало раздумывает над возможностями сбалансированного технологического развития, которое хоть в какой-то степени могло бы сочетаться с живой природой.

Андрей Тарковский



Динамика снижения времени бурения скважин с применением колтюбинга на месторождении «Прудо Бэй», Аляска
(Источник: «Нефть и газ Евразия», № 3, 2003, стр. 44)



точно значимы именно в силу регулярности подобных событий, приводящих в конечном счете к хроническому воздействию на окружающую среду. И в этих случаях колтюбинг, исключая наиболее опасные операции разрыва циркуляции и разъема буровой колонны, резко снижает риск аварийных утечек и выбросов, обеспечивая экологическую безопасность работ.

Сокращение времени выполнения работ и операций. Известны многочисленные примеры значительного (в 2—5 раз) сокращения времени и стоимости ремонтно-восстановительных работ и повышения производительности труда при использовании колтюбинга по сравнению с традиционными способами. Аналогичные примеры известны и для буровых работ. Один из них показан на рисунке, где отображен опыт применения колтюбингового бурения на Аляске. Продолжительность бурения скважин после перехода на технологию колтюбинга снизилась в 2—3 раза, а затраты оказались наполовину ниже необходимых при традиционном роторном бурении.

Можно привести и многие другие примеры такого рода. Все они иллюстрируют в конечном счете один и тот же результат — снижение затрат и высокую экономическую эффективность колтюбинговых технологий. На первый взгляд, это не имеет особого

отношения к экологии. Более того, известны многие примеры, когда высокие прибыли и радужные экономические показатели достигались как раз за счет деградации природы. Колтюбинг — это тот случай (увы, пока еще редкий), когда экономика и экология не только не являются антагонистами, но, напротив, дополняют друг друга. По существу, все отмеченные выше и многие другие особенности этой технологии, разработанной, естественно, прежде всего для повышения экономической эффективности добычи углеводородов, дают при этом и несомненный природоохранный эффект. Это относится, в частности, не только к сокращению количества вредных отходов, поступающих в окружающую среду, но и к сокращению общих сроков эксплуатации месторождений. С экологических позиций, чем меньше эти сроки и чем быстрее будут исчерпаны запасы углеводородного сырья в данном конкретном регионе, тем лучше для природы и экологии этого региона.

Перспективы колтюбинга в море

Описанные выше особенности и достоинства технологии колтюбинга особенно привлекательны в условиях разработки морских нефтегазовых месторождений. Это связано с целым рядом обстоятельств, к числу которых следует отнести:

- повышенную уязвимость морских экосистем к техногенному воздействию;
- совпадение расположения большинства месторождений на шельфе с зонами высокой биологической продуктивности и районами интенсивного рыболовства;
- экстремальные природные условия и повышенный риск аварийных ситуаций в морских акваториях;
- общее неблагоприятное экологическое состояние в морской прибрежной зоне;
- ужесточение современных природоохранных и рыбохозяйственных требований ко всем видам морской деятельности, включая добычу нефти и газа.

Из всех применяемых сейчас нефтегазовых технологий колтюбинг, пожалуй, в наибольшей степени готов отве-



чать на эти вызовы и требования, включая требование «нулевого сброса», использование наилучших в экологическом плане технологий. Эти требования, зафиксированные в природоохранном законодательстве России и многих других стран, а также в ряде международных соглашений, все настойчивее звучат сейчас на разных этапах рассмотрения морских нефтегазовых проектов. Я имел возможность многократно убедиться в этом, участвуя в работе государственных экспертных комиссий по крупным проектам «Сахалин-1» и «Сахалин-2».

В дополнение к рассмотренным выше преимуществам технологии колтюбинга надо добавить еще одно достоинство, связанное с возможностью эффективного бурения многоствольных скважин и проводки горизонтальных стволов. Думаю, что даже противники колтюбинга согласятся с тем, что это принципиально важное преимущество при работе в морских условиях, где строительство каждой стационарной платформы стоит огромных денег и усилий. Окупить эти затраты можно только за счет максимального охвата и вовлечения в эксплуатацию прилегающих нефтегазовых структур. Это было показано недавно на примере освоения нефтяного месторождения Тролл-Олье в норвежском секторе Северного моря. Разработанная и успешно применяемая здесь система многоствольного бурения и заканчивания скважин позволила начать добычу трудноизвлекаемых запасов нефти объемом около 12 млн тонн, что обеспечит суммарный дополнительный доход до 1,5 млрд долларов.

Успешный опыт многоствольного колтюбингового бурения на шельфе накоплен также и в других странах и регионах. Как полагают зарубежные специалисты, уже сейчас каждая десятая скважина может иметь многоствольное закачивание, а в недалеком будущем около половины новых морских эксплуатационных скважин, заканчиваемых с подводным устьевым оборудованием, будут многоствольными.

Отметим также, что колтюбинговое оборудование отличается мобильностью и компактностью, что особенно ценно при его монтаже на морских

платформах. Кроме того, эксплуатация этих установок сопряжена с меньшими энергетическими затратами, сокращением атмосферного загрязнения и шумовых воздействий. Все это в сочетании с малым количеством отходов, возможностью обеспечения нулевого сброса и низким риском аварийных ситуаций делает технику и технологию колтюбинга особенно перспективными для работ в экологически чувствительных районах шельфа (прибрежные акватории Сахалина, Северный Каспий и др.).

Попутного ветра, колтюбинг!

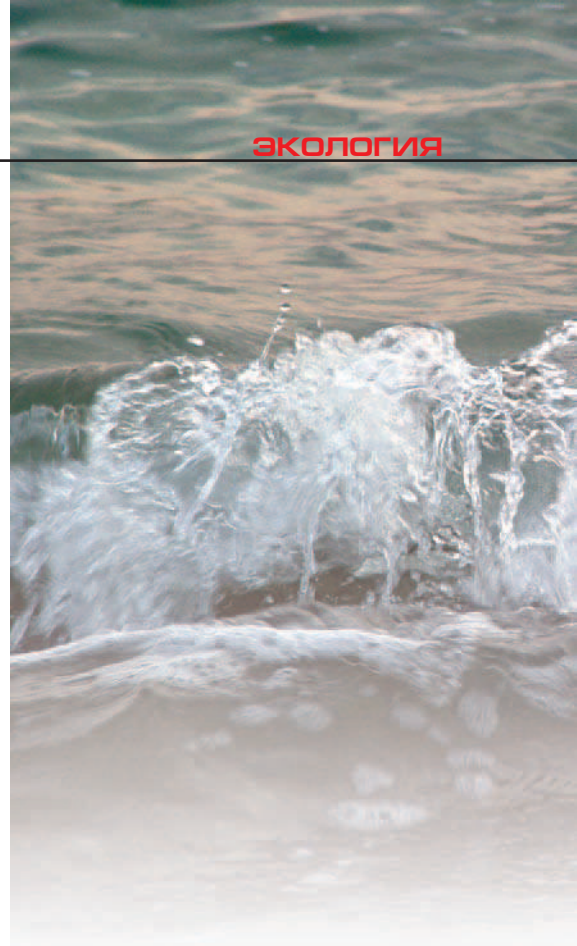
Итак, мы рассмотрели с экологических позиций все основные особенности применения гибких непрерывных труб при освоении нефтегазовых месторождений на суше и в море. Этот анализ дает основания для следующих главных выводов:

1. Колтюбинг — перспективное направление повышения эффективности добычи углеводородов в плане техники, технологии и экономики нефтегазового комплекса, одновременно открывает большие возможности для решения природоохранных проблем на суше и в море.

2. Широкое внедрение колтюбинговых технологий, несомненно, снизит экологический риск и тяжесть техногенной нагрузки на природу как на стадиях поисково-разведочных работ, так и в процессе разработки нефтегазовых месторождений за счет уменьшения количества отходов, снижения вероятности аварийных ситуаций и нефтяных разливов, сокращения времени выполнения работ и обеспечения сохранности подземных вод.

3. Колтюбинг на практике — это тот редкий случай, когда усиление эксплуатации природных ресурсов будет приводить не к нарастанию тяжести негативных экологических последствий, а к их ослаблению.

В заключение остается лишь пожелать эффективного внедрения этой технологии в практику работ российских и зарубежных нефтяников и выразить надежду на то, что время колтюбинга не за горами. ▲



КОЛТЮБИНГ

КАК СРЕДСТВО РЕШЕНИЯ ПРИРОДООХРАННЫХ ПРОБЛЕМ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В МОРЕ И НА СУШЕ: ВЗГЛЯД ЭКОЛОГА



С.А. Патин,
доктор биологических наук,
профессор



Это странное слово «колтюрбинг»...

Должен признаться, что был озадачен, получив предложение написать статью на тему, сформулированную примерно как «Колтюрбинг и экология». Проработав 40 лет в области прикладной экологии, я хорошо представляю, что это такое. Но тема колтюрбинга все же была для меня новой. Приоткрыть ее удалось из бесед со специалистами, а также в результате информационных поисков в других изданиях и в Интернете. Не могу сказать, что поиски были успешными в плане раскрытия предложенной темы. Я не нашел ни одной работы, где колтюрбинговые технологии были бы проанализированы профессиональными экологами с позиций решения природоохранных проблем. Как правило, все сводится к подробному описанию преимуществ техники и технологии применения непрерывных «гибких труб» при ремонте и эксплуатации скважин, горизонтальных бурениях, разработке истощенных месторождений и т.д.

Тем не менее, «переварив» всю эту достаточно специальную и в основном техническую информацию, я пришел к вполне определенным выводам, которые, надеюсь, будут полезными и для тех, кто разрабатывает новые нефтегазовые технологии, и для тех, кто обеспечивает их экологическую безопасность.

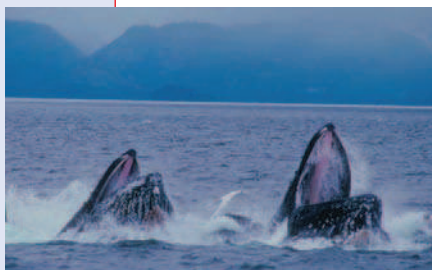
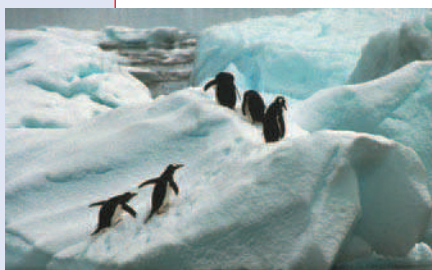
Основной акцент в этой работе будет сделан на материалах и оцен-

ках, относящихся преимущественно к ситуациям на морском шельфе, которые отличаются особой сложностью и динамичностью происходящих здесь природных процессов и повышенной уязвимостью морских экосистем и биоресурсов к техногенным воздействиям. Напомним, что около 25 % от мировой добычи углеводородов извлекается сейчас со дна морей и океанов, а Россия располагает самыми большими в мире запасами углеводородного сырья на шельфе (более 100 млрд тонн условного топлива) и уже приступила к их промышленному освоению.

Полагаю, что объективная оценка техники и технологии колтюрбинга с экологических позиций возможна лишь с учетом современных природоохранных подходов и требований на фоне всех основных факторов воздействия нефтегазового комплекса на окружающую среду. К обсуждению проблемы в данном контексте мы сейчас и приступим.

Нефтегазовый комплекс — источник экологической опасности

Не открою секрета, если скажу, что среди всех видов хозяйственной деятельности добыча нефти и газа давно привлекает к себе повышенное внимание общественности и природоохранных кругов во всем мире как один из серьезных источников экологической опасности. К сожалению, тревоги и опасения по этому поводу у многих



случаях вполне обоснованны по целому ряду причин.

Одна из них вполне очевидна и вытекает из самих масштабов мировой добычи углеводородов. Ясно, что ежегодное изъятие из недр Земли около 3 млрд тонн нефти и 2000 млрд м³ газа (таковы объемы современной добычи) не может не сопровождаться серьезными нарушениями в окружающей среде. Каждый год в мире бурится около 50 тысяч нефтяных и газовых скважин, а общее число пробуренных на мировом шельфе скважин глубиной 4–5 км уже давно перевалило за 100 тысяч. Количество отходов в районах крупномасштабного освоения нефтегазовых ресурсов суши и моря (Западная Сибирь, Северное море, Мексиканский залив, Каспий и т.д.) исчисляется сотнями тысяч и миллионами тонн жидких и твердых веществ в год. Многие из этих отходов обладают вредными (токсическими) свойствами и, попадая в окружающую среду, приводят к устойчивым нарушениям природных экосистем и биоресурсов. Некоторое представление об этих процессах применительно к морской добыче углеводородов можно получить из сводки в табл.

События последних лет свидетельствуют о том, что освоение запасов нефтегазовых углеводородов на российском шельфе уже выходит из стадии поисковых и проектных работ. С 1999 г. ведется добыча нефти в объеме около 1,3 млн тонн в год с первой в России стационарной ледостойкой платформы «Моликпак» в рамках проекта «Сахалин-2». Аналогичные масштабные работы планируются в недалеком будущем при реализации других подобных проектов на шельфе Дальнего Востока, Западной Арктики и Северного Каспия. Таким образом, есть основания констатировать начало формирования морского нефтегазового комплекса, от деятельности которого в значительной мере будет зависеть энергетика и экономика страны в XXI веке. Это означает неизбежное, в ряде регионов России — радикальное изменение в ближайшие годы (десятилетия) ситуации на шельфовых акваториях, где морская среда будет испытывать дополнительную антропогенную нагрузку, а рыболовство вес-

Этапы, виды деятельности и факторы экологического воздействия на разных этапах освоения морских нефтегазовых месторождений

Этап	Вид деятельности	Тип и характер воздействий
Геолого-геофизические изыскания	Сейсмические съемки	Помехи рыболовству и другим морепользователям, воздействие на морские организмы и биоресурсы, шумовые эффекты
	Оценка стратиграфии дна (отбор проб грунта и кернов, поверхностные бурения)	Нарушения на морском дне, повышение мутности воды, технологические сбросы, шумовые эффекты
Разведочно-поисковые буровые работы	Операции с передвижными буровыми установками, проходка глубоких скважин	Отчуждение акваторий, нарушения на дне, сбросы буровых и других отходов, повышение мутности воды, выбросы в атмосферу, нефтяное загрязнение, шумовые эффекты
	Опробование скважин	Загрязнение атмосферы, аварийные выбросы
Подготовка и обустройство месторождения	Установка стационарных платформ, прокладка трубопроводов, судоходство, строительство береговых терминалов и др.	Помехи рыболовству, нарушения на дне, повышение мутности воды, загрязнения с судов, шумовые эффекты
Эксплуатация	Буровые, технологические, транспортные и другие операции	Отчуждение акваторий, сбросы буровых отходов и пластовых вод, повышение мутности воды, аварийные разливы и выбросы, помехи рыболовству и другим морепользователям, шумы
Завершение и ликвидация	Демонтаж платформ и трубопроводов, консервация скважин и другие операции	Взрывные воздействия, нарушения на дне и в толще воды, отчуждение акваторий

тись в непосредственном контакте с мощной и разветвленной инфраструктурой морских нефтепромыслов.

Характерная особенность этой новой ситуации заключается в том, что области высокой нефтегазоносности морского шельфа, как правило, совпадают либо пересекаются с зонами высокой биологической продуктивности и традиционного рыболовства. Россия располагает не только крупнейшими в мире запасами углеводородов на шельфе, но и уникальными морскими биоресурсами (дальневосточные лососи, каспийские осетровые и др.). Она входит в число лидеров морского рыболовства, а рыбная отрасль обеспечивает ежегодный улов до 4 млн тонн морепродуктов, что покрывает до 20 % потребности россиян в животных белках. Следовательно, охрана морских биоресурсов и поиски баланса интересов рыбной и нефтегазовой отраслей на шельфе выходят за пределы чисто ведомственных вопросов и смыкаются с более широкими природоохранными проблемами.



Ежегодно из недр Земли добывают около 3 млрд тонн нефти и 2000 млрд м³ газа

Возможности снижения количества отходов при всех видах работ по технологии колтюбинга заложены в самой идее использования гибкой непрерывной трубы, которая практически исключает контакты рабочего пространства с окружающей средой и таким образом замыкает технологический цикл. Кроме того, здесь исключены потери жидкостей и углеводородов при разрывах циркуляции, которые неизбежны при операциях разъединения и соединения труб.



Морская добыча углеводородов, как и всякая иная деятельность, сопряженная с вторжением человека в шельфовую зону, допустима лишь при условии обеспечения устойчивости морских экосистем и охраны биоресурсов, которые, в отличие от запасов нефти, самовоспроизводятся и потому бесценны. Однако этот очевидный и общепризнанный тезис далеко не всегда воплощается в реальную практику. Его реализация предполагает соблюдение ряда стратегических принципов и подходов, которые активно внедряются в последние годы в природоохранную политику во многих странах мира (особенно после Второй конференции ООН по окружающей среде и развитию — Рио-де-Жанейро, 1992 г.) и имеют прямое отношение к экологическому регулированию деятельности нефтегазового комплекса. Не углубляясь в эту достаточно специальную тему, выделим лишь один из современных природоохранных принципов, который предполагает *использование наилучших (с позиций охраны природы) из имеющихся в данное время технологий и наилучшей практики обращения с отходами*. Рассмотрим с этих позиций технологию колтюбинга, опираясь на известные материалы о принципиальных особенностях этой технологии.

Колтюбинг — природоохранная технология

Мировой опыт применения гибкой непрерывной трубы, намотанной на барабан и спускаемой в скважину (вместо традиционных свинчиваемых буровых или насосно-компрессорных труб) для выполнения самых разных технологических и буровых операций, насчитывает более 30 лет. За это время были выявлены и подтверждены на практике преимущества этой технологии по сравнению с традиционными операциями при разных видах работ и на разных стадиях освоения нефтегазовых месторождений. Сегодня известны более 100 вариантов и процедур эффективного применения колтюбинга. Из них в России освоены пока около 40.

Отвлекаясь от технических, экономических и технологических деталей,

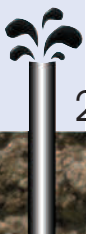
выделим главные особенности и достоинства колтюбинга с природоохранных (экологических) позиций. К их числу следует отнести прежде всего:

- уменьшение количества отходов;
- снижение вероятности аварийных ситуаций и нефтяных разливов;
- сокращение времени выполнения работ и операций.

Остановимся подробнее и прокомментируем каждую из этих ключевых черт колтюбинга с экологической точки зрения.

Уменьшение количества отходов.

Возможности снижения количества отходов при всех видах работ по технологии колтюбинга заложены в самой идее использования гибкой *непрерывной* трубы, которая практически исключает контакты рабочего пространства с окружающей средой и таким образом замыкает технологический цикл. Кроме того, здесь исключены потери жидкостей и углеводородов при разрывах циркуляции, которые неизбежны при операциях разъединения и соединения труб. Эти преимущества особенно очевидны при буровых работах. Как известно, традиционное роторное бурение с применением разъемных труб и сложных буровых композиций (промывочных жидкостей) сопровождается накоплением достаточно больших объемов жидких и твердых буровых отходов. Их количество сильно варьируется в зависимости от конкретной ситуации (глубина бурения, диаметр скважины и др.), но может достигать нескольких тысяч тонн для одной скважины. Иногда эти отходы закачивают в подземные пласты, но чаще всего их накапливают и хранят в специальных хранилищах, а в море — удаляют за борт нефтяных платформ. Любой из этих вариантов сопровождается серьезными экологическими последствиями, описание которых можно найти в сотнях публикаций. О масштабах возникающих при этом проблем можно судить, например, по последним данным для Северного моря, где в результате многолетнего сброса отходов буровых и промысловых работ на морском дне аккумулировано до 1,5 млн тонн загрязненных нефтью осадков. В Западной Сибири на территории только одного Нижневартовского района насчитывается до 10 тысяч шламовых



амбаров, а площадь замазученных и загрязненных земель исчисляется тысячами гектаров.

Мне не удалось найти какие-либо строгие количественные оценки и сопоставления объемов отходов при традиционных и колтюбинговых технологиях. Однако из анализа известной информации следует, что при бурении скважин по методу колтюбинга:

- объемы буровых растворов существенно сокращаются (за счет многократной рециркуляции в трубах меньшего диаметра), а их потери практически равны нулю;

- благодаря замкнутости циркуляции достигается полная утилизация (сепарация, очистка и т.д.) всех жидких и газообразных углеводородов и технологических смесей, сопровождающих бурение;

- основным видом отходов является буровой шлам, объемы которого заметно снижаются и обычно не превышают 20 % от общего количества отходов при бурении роторным способом.

Таким образом, факт значительного сокращения (примерно на 80 %) объемов отходов и, следовательно, реальная возможность снижения остроты экологических проблем при использовании колтюбинга в процессе буровых и других работ в море и на суше не вызывают сомнений. К этому надо добавить еще одно достоинство данной технологии, а именно — бурение на депрессии, когда гидростатическое давление в скважине ниже пластового давления, что исключает проникновение промывочной жидкости в пласт и таким образом снижает вероятность его повреждения и загрязнения подземных вод. Напомним, что проблема охраны подземных вод выходит сейчас на первый план как в России, так и в большинстве стран мира в связи с тотальным истощением и загрязнением запасов поверхностных пресных вод.

Снижение вероятности аварийных ситуаций. Аварии и сопровождающие их нефтяные разливы всегда были неизбежным спутником нефтегазодобывающей деятельности и источником экологической опасности. Они же являются, как известно, предметом серьезной озабоченности экологов и общественности во всем мире. Напри-

мер, в США большинство граждан сильнее тревожат экологические последствия нефтяных разливов и катастроф, нежели последствия автомобильных аварий. И это в стране, где каждый час на дорогах погибает в среднем 5 человек и где ежегодные суммарные потери от дорожных происшествий исчисляются астрономической цифрой — 1,2 трлн (!) долларов. Таковы парадоксы общественного мнения, с которым, тем не менее, нельзя не считаться. Что может дать в этом отношении колтюбинг?

В принципе, следует различать два типа аварий при буровых и промышленных работах. Один из них охватывает сравнительно редкие ситуации катастрофического характера. Такие эпизоды могут возникать при вскрытии зон с аномально высоким пластовым давлением, когда обычные технологические приемы глушения скважин не помогают и приходится прибегать к чрезвычайным мерам, скажем, бурить наклонные скважины для остановки выброса. Вероятность таких экстремальных ситуаций составляет один случай на 10 тыс. скважин, а необходимость аварийного бурения возникает в среднем в 3 % аварийных эпизодов. Интенсивные и длительные выбросы нефти в подобных ситуациях происходили в 70—80-е годы на шельфе США и Мексики, в Северном море, Персидском заливе и в других регионах. При использовании технологии колтюбинга нет необходимости глушить скважину, что обеспечивает практически полную гарантию от открытого фонтанирования и других катастрофических нефтегазопроявлений при работах на скважинах.

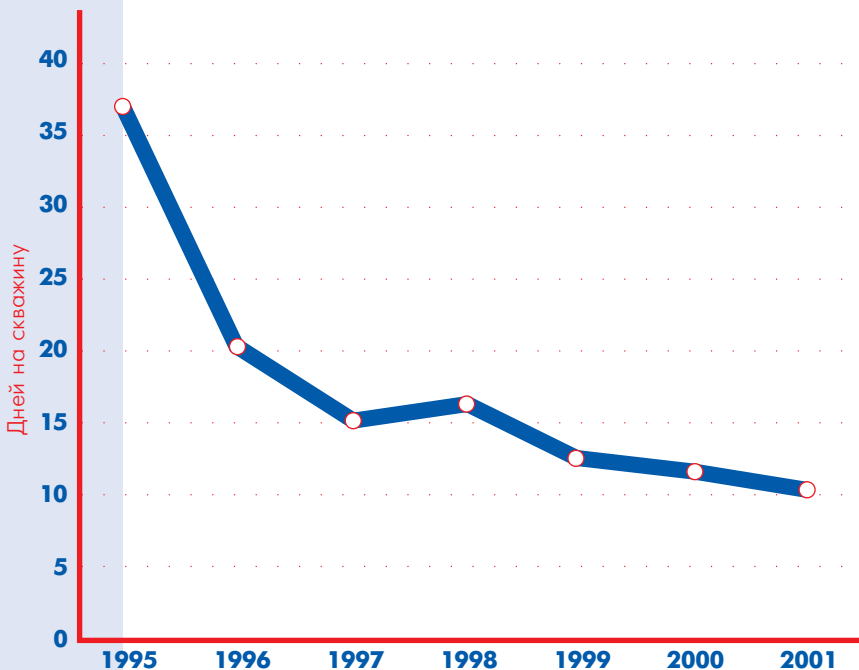
Другая группа аварийных ситуаций включает в себя регулярные, «нормальные» эпизоды технологических утечек и выбросов углеводородов в процессе буровых и промышленных работ. Эти выбросы удается сравнительно быстро ликвидировать с помощью противовыбросового оборудования и регулирования плотности бурового раствора. Аварии такого рода не столь впечатляющи, как редкие катастрофические разливы, и потому они обычно не привлекают к себе особого внимания. Однако их экологическая опасность и риск последствий должны быть доста-

Человечество слишком мало раздумывает над возможностями сбалансированного технологического развития, которое хоть в какой-то степени могло бы сочетаться с живой природой.

Андрей Тарковский



Динамика снижения времени бурения скважин с применением колтюбинга на месторождении «Прудо Бэй», Аляска
(Источник: «Нефть и газ Евразия», № 3, 2003, стр. 44)



точно значимы именно в силу регулярности подобных событий, приводящих в конечном счете к хроническому воздействию на окружающую среду. И в этих случаях колтюбинг, исключая наиболее опасные операции разрыва циркуляции и разъема буровой колонны, резко снижает риск аварийных утечек и выбросов, обеспечивая экологическую безопасность работ.

Сокращение времени выполнения работ и операций. Известны многочисленные примеры значительного (в 2—5 раз) сокращения времени и стоимости ремонтно-восстановительных работ и повышения производительности труда при использовании колтюбинга по сравнению с традиционными способами. Аналогичные примеры известны и для буровых работ. Один из них показан на рисунке, где отображен опыт применения колтюбингового бурения на Аляске. Продолжительность бурения скважин после перехода на технологию колтюбинга снизилась в 2—3 раза, а затраты оказались наполовину ниже необходимых при традиционном роторном бурении.

Можно привести и многие другие примеры такого рода. Все они иллюстрируют в конечном счете один и тот же результат — снижение затрат и высокую экономическую эффективность колтюбинговых технологий. На первый взгляд, это не имеет особого

отношения к экологии. Более того, известны многие примеры, когда высокие прибыли и радужные экономические показатели достигались как раз за счет деградации природы. Колтюбинг — это тот случай (увы, пока еще редкий), когда экономика и экология не только не являются антагонистами, но, напротив, дополняют друг друга. По существу, все отмеченные выше и многие другие особенности этой технологии, разработанной, естественно, прежде всего для повышения экономической эффективности добычи углеводородов, дают при этом и несомненный природоохранный эффект. Это относится, в частности, не только к сокращению количества вредных отходов, поступающих в окружающую среду, но и к сокращению общих сроков эксплуатации месторождений. С экологических позиций, чем меньше эти сроки и чем быстрее будут исчерпаны запасы углеводородного сырья в данном конкретном регионе, тем лучше для природы и экологии этого региона.

Перспективы колтюбинга в море

Описанные выше особенности и достоинства технологии колтюбинга особенно привлекательны в условиях разработки морских нефтегазовых месторождений. Это связано с целым рядом обстоятельств, к числу которых следует отнести:

- повышенную уязвимость морских экосистем к техногенному воздействию;
- совпадение расположения большинства месторождений на шельфе с зонами высокой биологической продуктивности и районами интенсивного рыболовства;
- экстремальные природные условия и повышенный риск аварийных ситуаций в морских акваториях;
- общее неблагоприятное экологическое состояние в морской прибрежной зоне;
- ужесточение современных природоохранных и рыбохозяйственных требований ко всем видам морской деятельности, включая добычу нефти и газа.

Из всех применяемых сейчас нефтегазовых технологий колтюбинг, пожалуй, в наибольшей степени готов отве-



чать на эти вызовы и требования, включая требование «нулевого сброса», использование наилучших в экологическом плане технологий. Эти требования, зафиксированные в природоохранном законодательстве России и многих других стран, а также в ряде международных соглашений, все настойчивее звучат сейчас на разных этапах рассмотрения морских нефтегазовых проектов. Я имел возможность многократно убедиться в этом, участвуя в работе государственных экспертных комиссий по крупным проектам «Сахалин-1» и «Сахалин-2».

В дополнение к рассмотренным выше преимуществам технологии колтюбинга надо добавить еще одно достоинство, связанное с возможностью эффективного бурения многоствольных скважин и проводки горизонтальных стволов. Думаю, что даже противники колтюбинга согласятся с тем, что это принципиально важное преимущество при работе в морских условиях, где строительство каждой стационарной платформы стоит огромных денег и усилий. Окупить эти затраты можно только за счет максимального охвата и вовлечения в эксплуатацию прилегающих нефтегазоносных структур. Это было показано недавно на примере освоения нефтяного месторождения Тролл-Олье в норвежском секторе Северного моря. Разработанная и успешно применяемая здесь система многоствольного бурения и заканчивания скважин позволила начать добычу трудноизвлекаемых запасов нефти объемом около 12 млн тонн, что обеспечит суммарный дополнительный доход до 1,5 млрд долларов.

Успешный опыт многоствольного колтюбингового бурения на шельфе накоплен также и в других странах и регионах. Как полагают зарубежные специалисты, уже сейчас каждая десятая скважина может иметь многоствольное закачивание, а в недалеком будущем около половины новых морских эксплуатационных скважин, заканчиваемых с подводным устьевым оборудованием, будут многоствольными.

Отметим также, что колтюбинговое оборудование отличается мобильностью и компактностью, что особенно ценно при его монтаже на морских

платформах. Кроме того, эксплуатация этих установок сопряжена с меньшими энергетическими затратами, сокращением атмосферного загрязнения и шумовых воздействий. Все это в сочетании с малым количеством отходов, возможностью обеспечения нулевого сброса и низким риском аварийных ситуаций делает технику и технологию колтюбинга особенно перспективными для работ в экологически чувствительных районах шельфа (прибрежные акватории Сахалина, Северный Каспий и др.).

Попутного ветра, колтюбинг!

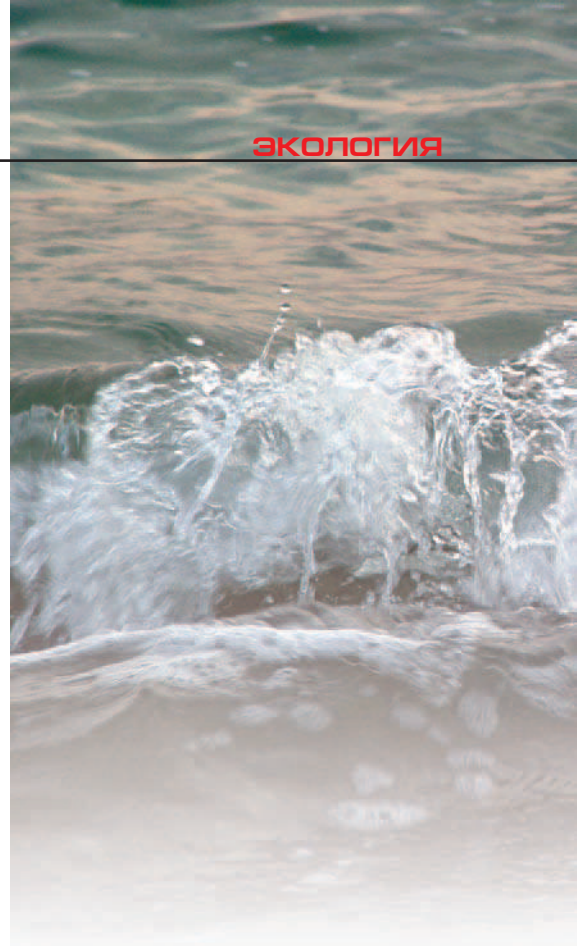
Итак, мы рассмотрели с экологических позиций все основные особенности применения гибких непрерывных труб при освоении нефтегазовых месторождений на суше и в море. Этот анализ дает основания для следующих главных выводов:

1. Колтюбинг — перспективное направление повышения эффективности добычи углеводородов в плане техники, технологии и экономики нефтегазового комплекса, одновременно открывает большие возможности для решения природоохранных проблем на суше и в море.

2. Широкое внедрение колтюбинговых технологий, несомненно, снизит экологический риск и тяжесть техногенной нагрузки на природу как на стадиях поисково-разведочных работ, так и в процессе разработки нефтегазовых месторождений за счет уменьшения количества отходов, снижения вероятности аварийных ситуаций и нефтяных разливов, сокращения времени выполнения работ и обеспечения сохранности подземных вод.

3. Колтюбинг на практике — это тот редкий случай, когда усиление эксплуатации природных ресурсов будет приводить не к нарастанию тяжести негативных экологических последствий, а к их ослаблению.

В заключение остается лишь пожелать эффективного внедрения этой технологии в практику работ российских и зарубежных нефтяников и выразить надежду на то, что время колтюбинга не за горами. ▲



НП «ЦРКТ»

Тел./факс: (095) 124-85-83

Тел.: (095) 129-91-31

E-mail: crkt@inbox.ru

www.crkt.ru

Время
Колтюбинга

