

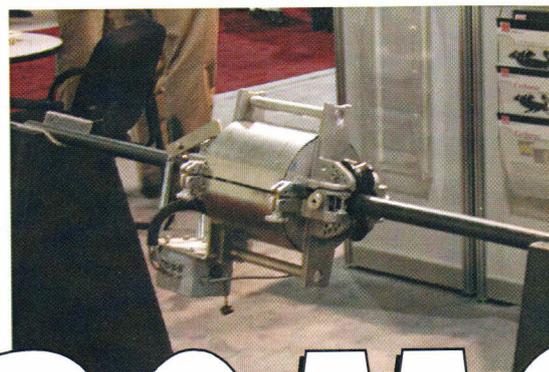


Министерство энергетики Российской Федерации
Координационный центр по колтюбинговым технологиям
Некоммерческое партнерство
«ЦЕНТР РАЗВИТИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»

3 Весенняя
встреча
в Хьюстоне

9 Бурение
на депрессии
с использованием
«гибких» труб

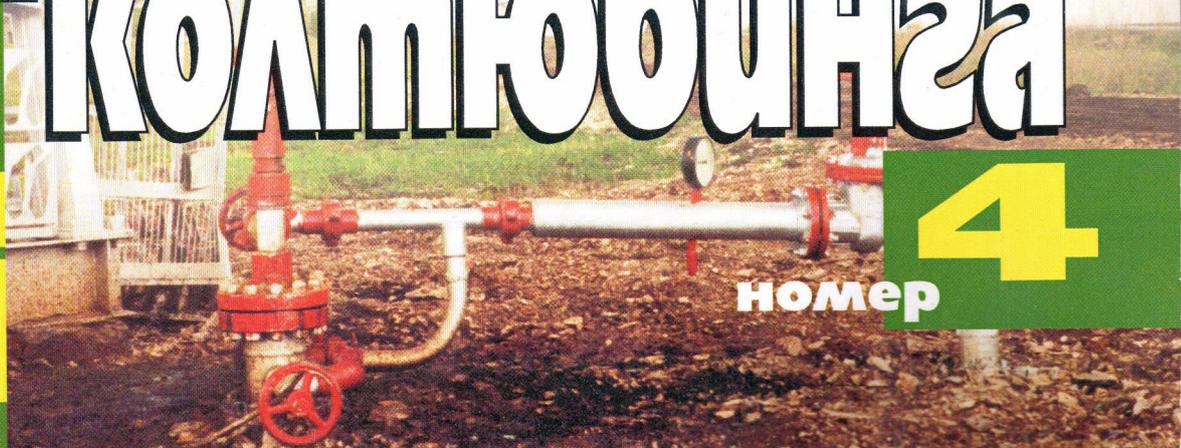
30 У истоков
развития
колтюбинга
в России



Время колтюбинга

4

номер



**Конференция
и выставка
по колтюбингу**


Конференция и выставка по колтюбингу, прошедшая 8–9 апреля 2003 года в Хьюстоне (США), объединила под крышей отеля «Woodlands Waterway Marriot» представителей более чем 50 компаний — разработчиков передовых технологий и тех, кто их использует. Присутствие большого количества профессионалов и две «живые» колтюбинговые установки обеспечивали участникам возможность делиться своим опытом и информацией о быстро развивающейся перспективной отрасли — использовании технологии колтюбинга для бурения и ремонта скважин. На выставке присутствовало около 700 участников.

Впервые конференция была организована в 1990 году.

Организаторы — SPE и ICoTA.

Своим впечатлением о выставке с «ВК» поделились единственные русскоговорящие участники конференции — представители группы компаний ФИД.

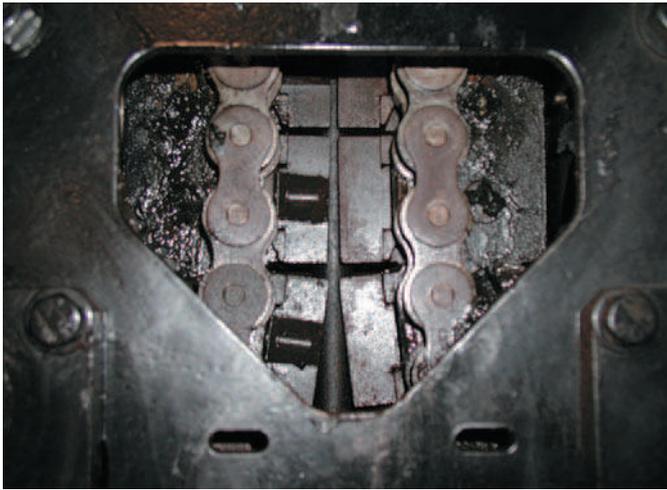
**Линевич Александр Владимирович,
начальник бюро колтюбинговых
установок группы компаний ФИД.**

По моему мнению, выставка носила скорее информационный, чем коммерческий характер. На ней большинство компаний представило перспективное оборудование, еще не прошедшее всего комплекса испытаний и не готовое к коммерческому использованию.

Из производителей колтюбинговых установок была широко представлена компания «Варко» со своими подразделениями, лидер среди производителей колтюбинга в мире, и компания «Стюарт энд Стивенсон».

Компания «Хайдра Риг», входящая в состав «Варко», представила колтюбинговую установку состоящую из четырехосного тягача со смонтированной на нем насосной станцией и трехосного специального полуприцепа с установленными на нем кабиной оператора, узлом намотки, инжектором (установлен на задней части полуприцепа на поворотной рамке) с постоянно закрепленным на нем желобом направляющим, двумя барабанами намотки рукавов. Данную установку (по типу) можно поставить в ряд между установками M2001 и M40 производства группы компаний ФИД. Отличительными особенностями этой установки являются:

■ Четырехосный седельный тягач со встроенной задней тележкой, причем приводные — лишь две задние оси.



**Инжектор
компании
«Стюарт энд
Стивенсон»**

■ Отбор мощности от двигателя седельного тягача и насосная станция смонтированы на раме тягача.

■ Просторная подъемная кабина оператора с дополнительными рабочими местами, имеющая кондиционер и отопитель. Приборные панели из цельных нержавеющей листов с закрепленными на них приборами и выгравированными надписями (без фальшпанелей). Также необходимо отметить удобный доступ в кабину и легкие алюминиевые лестницы и поручни.

■ Узел намотки выполнен в специальном исполнении с возможностью быстрой замены катушки с намотанной трубой и быстрой регулировкой укладывателя под различные диаметры БДТ.

■ На БДТ в районе головки укладывателя установлен прибор для измерения длины трубы специальной конструкции (разработка компании «СиТи-ИС», подразделения «Варко», занимающегося исключительно приборами контроля за состоянием БДТ и программным обеспечением для такого рода приборов), включающей два колеса, контактирующие с БДТ снизу и сверху соответственно. Считывание данных происходит динамически именно с того колеса, которое вращается быстрее, т.е. колесо, которое проскальзывает или заклинило, исключается из расчета.

■ На узле намотки была намотана БДТ QT16Cr80 (про-

изводства компании «Кволити Тюбинг», подразделения «Варко») диаметром 50,8 мм, длиной приблизительно 5000 м из нержавеющей стали нового химического состава и прочностных свойств.

■ На узле намотки и инжекторе смонтированы складные стойки со страховочными механизмами для работающих на большой высоте.

■ В задней части полуприцепа установлен на поворотной раме инжектор новой серии HR-560 с тяговым усилием 36 тонн. В конструкции данного инжектора использованы цепи новой конструкции и редукторная часть с одним

Наша компания участвует в подобных мероприятиях уже 4 года. Сначала количество участников было небольшим — 1–2 человека, сейчас же мы посещаем подобные мероприятия группой до 8 человек, включающей как инженеров, так и руководящих менеджеров. Анализируя четырехлетний опыт участия в подобных тематических выставках и круглых столах, могу отметить, что информация о новейших технологиях стала более доступной. Организаторы широко освещают темы не только на круглых столах и в выставочных павильонах, но и используют печатные издания (такие журналы, как «JPT», «SPEDC», «Время колтюбинга») и сеть Интернет. Есть возможность обменяться опытом. Присутствие же российских компаний на подобных мероприятиях незначительно. За все это время только на круглом столе в Абердине (Шотландия) мы встретили представителей «Газпрома» и «Сибнефти». Это тем более удивительно, что при самых быстрых в мире темпах роста числа такого перспективного оборудования, как колтюбинг, количество внедряемых новейших технологий на постсоветском пространстве очень небольшое. В России также начато проведение подобных информативных и наглядных мероприятий. Надеюсь, они соберут под своей крышей большое количество профессионалов не только из стран СНГ, но и из Европы, Азии и Африки.

ГРУЗДИЛОВИЧ Леонид Михайлович,
президент группы компаний ФИД.



высокооборотистым гидромотором.

Также на выставке была представлена аналогичная по составу установка компании «Стюарт энд Стивенсон». Однако конструкция ее гораздо проще и уровень изготовления на порядок ниже, чем у установки «Хайдра Риг».

**Каблаш Сергей
Викторович, начальник
отдела колтюбинговых
комплексов
группы компаний ФИД**

На данной выставке был представлен весь спектр основных производителей колтюбингового оборудования, производители сопутствующего и другого оборудования, используемого непосредственно на колтюбинговых установках (производители БДТ, противовыбросового оборудования и различного инструмента), а также ряд сервисных компаний, использующих данное оборудование.

Фирма «Кволити Тюбинг» — одно из подразделений компании «Варко» — представляла БДТ для работы в условиях высокого давления типа QT1200. Особый интерес вызвала труба QT16Cr80, изготовленная из нержавеющей стали. Материал имеет повышенную стойкость к CO_2 и H_2S (что актуально для условий Оренбурга и Астрахани). БДТ из этого материала находится в стадии тестирования. По предварительным оценкам, стоимость такой БДТ будет в 2 раза выше стоимости обычной стальной трубы, но при этом срок службы превысит более чем в 2 раза срок службы трубы из стали группы QT900.

Фирма «СиТиИС» представляла на выставке аппаратное и программное обеспечение для планирования и анализа операций с колтюбингом «Орион» и «Церберус», а также программы сбора данных — аналога отечественной СКР-40. Они предлагают аппарат для контроля диаметра и овальности БДТ в режиме реального времени при работе на скважине, ко-

торый работает с программой «Орион» и «Церберус».

Аналогичный аппарат, также измеряющий и контролирующий толщину стенки трубы, предлагается фирмой «Розэн». Фирма «Розэн» не продает прибор, но оказывает услуги по дефектоскопии.

Фирма «Антекс» представила на выставке ориентатор нового типа для бурения скважин колтюбингом. В отличие от ранее известных конструкций, которые по команде с поверхности поворачивали КНБК на необходимый угол, ориентатор, представленный на выставке фирмой Антекс, относится к так называемому «указательному» типу. Такой ориентатор по команде с поверхности изгибает КНБК в необходимом направлении на небольшой угол (до $1,5^\circ$). К преимуществам такого типа ориентатора можно отнести возможность легко бурить прямолинейные участки ствола скважины, меньшая требуемая мощность для ориентации по сравнению с ориентаторами вращающего типа, а значит, снижаются требования к наземному оборудованию (электрический коллектор, преобразователь). Недостатком является большой радиус кривизны ствола скважины, поскольку изгиб КНБК происходит выше винтового забойного двигателя. При этом КНБК «Кольт» имеет очень небольшую длину (около 8,5 м (4,5 м без ВЗД)),



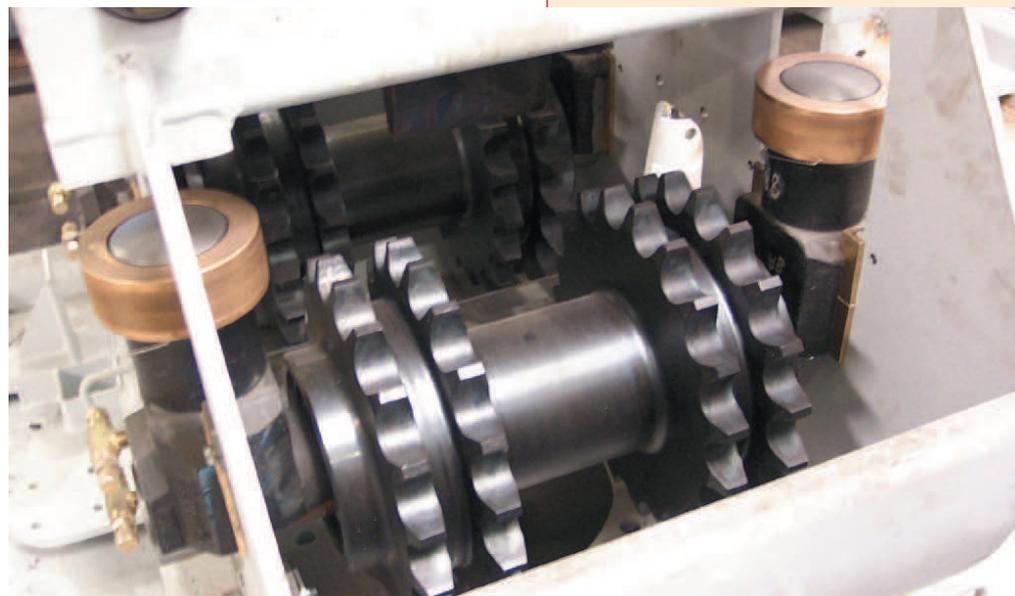
**Прибор «СиТиИС»
для контроля
геометрии БДТ**



что позволяет более безопасно выполнять сборку и спуск КНБК, поскольку эти работы будут проводиться без операции шлюзования. Также снижается количество используемых превенторов, т.к. отпадает необходимость в выполнении перехвата при сборке КНБК. Одновременно снижаются требования к грузоподъемным механизмам (мачта, кран), т.к. существенно снижается требуемая высота подъема крюка. В принципе, такая длина КНБК позволяет обходиться простейшими грузоподъемными механизмами типа кран-балки грузоподъемностью около 500—700 кг. Помимо наилучших характеристик «под землей», она позволяет снизить металлоемкость (а значит, и стоимость) наземных конструкций, сделать работу комплекса более безопасной, уменьшить время, затрачиваемое на сборку и спуск-подъем КНБК.

КНБК для бурения скважин также представляли фирмы «Бэйкер Хьюдженс», «Вэзерфорд» и «Шлюмберже».

**Нижняя
звездочка
инжектора
производства
компании
«Хайдра Риг»**





КНБК «Випер» фирмы «Шлюмберже» имеет наиболее близкие характеристики к Кольт фирмы «Антекс», однако эта КНБК не предлагается на рынке.

КНБК «Вэзерфорд» имеет гидравлический ориентатор вращающего типа, управляемый с поверхности через пропущенные внутри трубы гидравлические капиллярные трубки. Длина КНБК составляет около 15 м. Данной компоновкой пробурено около 45 скважин за 4 года. Электрический ориентатор еще не готов. КНБК фирмы «Вэзерфорд» предлагается только на условиях аренды.

Фирма «Бэйкер Хьюдженс» представляла уже известную КНБК «КоилТрэк», а также перспективную компоновку с ориентирующим механизмом отклоняющего типа, с выдвижными башмаками, которые упираясь в стенку скважины, отклоняют КНБК в нужную сторону.

Считаю, что участие в такого рода конференциях и выставках необходимо для обозначения своих позиций на рынке колтюбингового оборудования и знакомства с новыми достижениями в данной области. ▲



▲ Колтюбинговое оборудование компании «Варко»

▲ Характерное состояние БДТ после срабатывания отрезных плашек превенторов «Техас Ойл Тулс» ▼

Стенд компании «Презижон Тьюб Текнолоджи» — одного из мировых лидеров в производстве длинномерных безмуфтовых труб ▼



КОЛТЮБИНГ И ПРОЦЕСС ОБУЧЕНИЯ ДИПЛОМИРОВАННЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ

Кафедра машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности — одна из старейших и ведущих кафедр факультета инженерной механики Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина — является в настоящее время базовой по подготовке инженеров-механиков по специальности 170200 — «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов». Она координирует работу родственных кафедр вузов нефтегазового профиля России.

Основателем кафедры и ее первым заведующим был профессор Московской горной академии и Московского государственного университета, впоследствии действительный член Академии наук СССР Леонид Самуилович Лейбензон. Он принимал активное участие в организации Московского нефтяного института им. И.М. Губкина, а в апреле 1930 г. возглавил кафедру промышленной механики и гидравлики.

Первый выпуск специалистов состоялся в 1932 году.

С момента образования кафедры занятия проводились по двум дисциплинам: профилирующей — «Нефтепромысловая механика» и общепрофессиональной — «Гидравлика». В 1931 году к ним добавился еще курс «Нефтезаводская механика», а в 1933-м — «Электричество в нефтяном деле».

В дальнейшем курсы «Гидравлика», «Нефтезаводская механика» и «Электричество в нефтяном деле» были переданы на вновь образованные кафедры, а усилия кафедры были направлены на подготовку инженеров-механиков по специальности «Нефтепромысловые машины и механизмы».

Для успешного решения проблем, возникающих в нефтяной и газовой промышленности, на кафедре были последовательно созданы научно-исследовательские и отраслевые лаборатории *динамической устойчивости технологического оборудования, нефтепромыслового оборудования, бурового оборудования, газопромыслового оборудования, сектор полимерных покрытий*, а также *студенческое конструкторское бюро (СКБ МИН-ХиГП)*. Все это привело к созданию на кафедре крупной научной школы, в которой получило дальнейшее развитие научное направ-

ление, основы которого были заложены еще в трудах академика Л.С. Лейбензона и профессора И.А. Чарного. В настоящее время руководителем школы является профессор, доктор технических наук, заслуженный деятель науки и техники РФ Ю.В. Зайцев, который в течение 20 лет (1983—2002 гг.) возглавлял кафедру машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа.

Разработанные методологии решения промышленных задач были широко использованы для повышения надежности и эффективности работы нефтепромыслового оборудования. Созданная на кафедре научная школа признана всеми организациями машиностроительного профиля, а также предприятиями нефтяных и газовых компаний. Ряд работ был выполнен по контрактам и для зарубежных заказчиков.

Среди наиболее известных разработок кафедры можно назвать электробуры, буровые долота с гидромониторной промывкой забоя скважины, долота с герметизированными маслonaполненными опорами, гидроприводные штанговые насосные установки, многорядные втулочно-роликотые цепные передачи для привода агрегатов буровых установок, алгоритмы и программы управления приводом буровых насосов, импульсно-волновые, эжекционные и виброэжекционные аппараты и устройства для бурения и подземного ремонта скважин, комплексы для гидравлического разрыва пласта, длинноходные скважинные насосные установки, агрегаты для спуска и подъема непрерывных наматываемых труб, применяемых для капитальных ремонтов и бурения скважин, гидроприводной диафрагменный электронасос, винтовые двигатели и насосы, программно-аппаратные комплексы подбора и диагностики нефтепромыслового оборудования, методики и программы управления процессом бурения при использовании технологии «колтюбинг» и многие другие.

Разработка направления «колтюбинг» — «непрерывные наматываемые трубы (ННТ) и насосные штанги (ННШ) и оборудование для работы с ними» — ведется на кафедре с начала 70-х годов XX века.

Существует достаточно много терминов, означающих длинномерную колонну труб, не имеющих резьбовых соединений и наматываемых на барабан: «гибкие трубы», «непрерывные трубы», «безмуфтовая колонна» и т.д. Надо договориться о том русскоязычном термине, который для всех будет означать этот вид оборудования и в котором будет собрана максимальная информация об оборудовании.

Может быть, термин «непрерывная наматываемая труба», который является практически дословным переводом англоязычного термина, сможет удовлетворить все заинтересованные стороны?



Ивановский В.Н.,
заведующий кафедрой машин
и оборудования нефтяной
и газовой промышленности
РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина

Эти работы велись в сотрудничестве с Особым конструкторским бюро по бесштанговым насосам (ОКБ БН), с ТатНИИнефтемашем, с заводом «Борец», Воронежским механическим заводом и с другими разработчиками и изготовителями нефтепромыслового оборудования. Уже в середине 70-х годов XX века на кафедре и в студенческом конструкторском бюро МИНХ и ГП им. Губкина были разработаны дипломные проекты на агрегаты для спуска и подъема непрерывных труб и штанг, в начале 80-х годов — подготовлены и защищены две кандидатские диссертации, посвященные вопросам деформации и прочности непрерывных наматываемых

мых труб и штанг. Многие элементы и узлы оборудования для колтюбинговой технологии, разработанные при этом, были использованы в дальнейшем при проектировании и изготовлении опытных агрегатов для работы с ННТ и ННШ.

На кафедре постоянно проводятся работы по совершенствованию оборудования для работы с непрерывными трубами и штангами. Большую работу в этом направлении ведет профессор А.Г. Молчанов. Он является одним из авторов книги по основам проектирования и использования оборудования с гибкими (непрерывными) трубами, а также одним из авторов-конструкторов оригинального агрегата для работы с ННТ. Этот агрегат получил наименование «Скорпион» (рис. 1). За счет оригинальной компоновки агрегат имеет все необходимое оборудование для проведения работ по промывке песчаных и гидратных пробок (в том числе герметизатор устья скважины и насосную установку), которые размещены на одной транспортной базе малой массы и повышенной проходимости. При работе на скважине инжектор (транспортёр ННТ) агрегата опирается на отдельную опору и не оказывает негативного силового воздействия на устье обрабатываемой скважины (рис. 2).

В 1980—1990 годах сотрудники и студенты кафедры принимали участие в работах по созданию серии агрегатов с ННТ и проведению их промысловых испытаний. Эти работы проводились в содружестве с ОКБ БН на нефтяных промыслах страны.

В последние годы преподаватели, сотрудники и студенты кафедры тесно сотрудничают с ОАО Экспериментальный завод «Металлист», который освоил производство установок с длинномерной безмуфтовой трубой серии МУРС. Тяговое усилие транспортеров этих установок составляет до 25 т, глубина спуска ННТ диаметром 38 мм достигает 3500 м. Эти установки имеют некоторые конструкционные преимущества перед другими аналогичными видами оборудования и размещены на стандартных автомобильных транспортных базах.

Имея значительный опыт в работах по созданию оборудования с непрерывными насосными трубами и штангами, кафедра машин и оборудования использует его в подготовке дипломированных специалистов для нефтегазовых отраслей, а также для машиностроительных фирм. Только за последние пять лет кафедра выпустила более 20 специалистов, которые на сегодняшний день работают в разных нефтяных компаниях механиками и операторами на агрегатах и установках, использующих непрерывные насосно-компрессорные трубы. Для подготовки таких специалистов используются специальная ли-

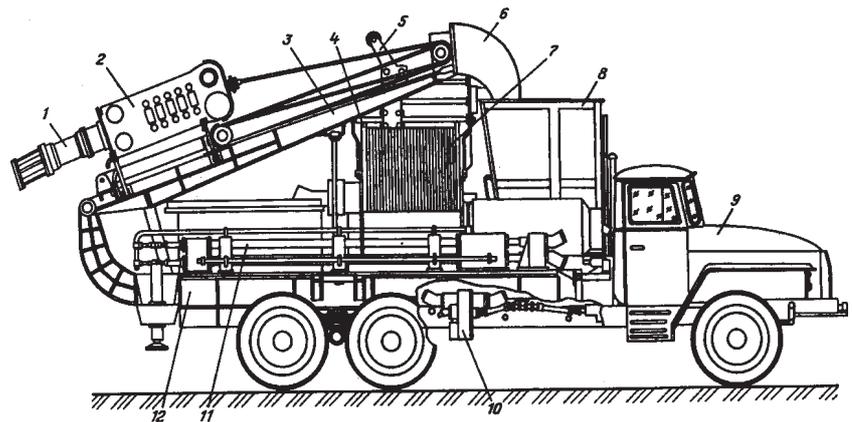
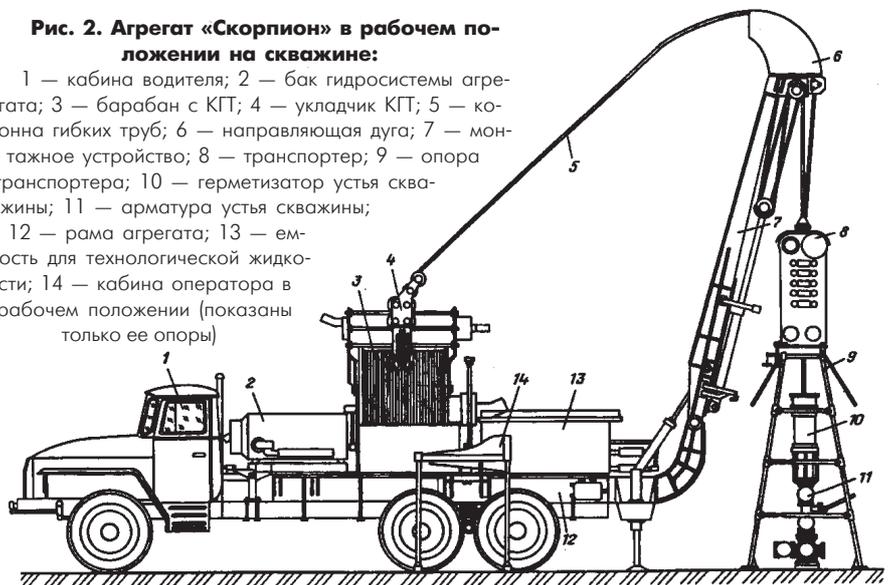


Рис. 1. Агрегат «Скорпион» в транспортном положении:

1 — герметизатор устья; 2 — транспортер; 3 — монтажное устройство; 4 — барабан; 5 — укладчик КГТ; 6 — направляющая дуга; 7 — колонна гибких труб; 8 — кабина оператора в транспортном положении; 9 — автомобильное шасси; 10 — раздаточный редуктор насосов гидропривода; 11 — винтовые насосы для подачи технологической жидкости; 12 — рама агрегата

Рис. 2. Агрегат «Скорпион» в рабочем положении на скважине:

1 — кабина водителя; 2 — бак гидросистемы агрегата; 3 — барабан с КГТ; 4 — укладчик КГТ; 5 — колонна гибких труб; 6 — направляющая дуга; 7 — монтажное устройство; 8 — транспортер; 9 — опора транспортера; 10 — герметизатор устья скважины; 11 — арматура устья скважины; 12 — рама агрегата; 13 — емкость для технологической жидкости; 14 — кабина оператора в рабочем положении (показаны только ее опоры)



тература и методические разработки, которые подготовлены на кафедре. Среди этих разработок необходимо отметить монографию «Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб» (авторы Вайншток С.М., Молчанов А.Г., Чернобровкин В.И.), учебное пособие «Оборудование для добычи нефти и газа» в двух частях (авторы Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др.), конспекты лекций по спецглавам курса «Машины и оборудование для добычи и подготовки нефти и газа», по курсу «Подземный ремонт нефтяных и газовых скважин». Указанные курсы читаются как для студентов-механиков, так и для студентов факультета разработки нефтяных и газовых месторождений. Ежегодно 1—3 студента готовят и защищают дипломные проекты на тему «Оборудование для работы с непрерывными трубами и штангами».

Преподаватели и сотрудники кафедры постоянно ведут занятия на курсах повышения квалификации работников нефтегазовой промышленности, на которых происходит обмен мнениями по различным вопросам создания и применения оборудования с ННТ и ННШ. На этих занятиях кроме указанной литературы используются и видеофильмы, как зарубежного производства, так и снятые сотрудниками кафедры при изготовлении и использовании оборудования с непрерывными трубами и штангами на нефтегазовых промыслах.

Издание тематического журнала «Время колтюбинга» стало значительным событием для нефтяников, газовиков и машиностроителей, так как появилась возможность обмена мнениями и информацией, согласования терминов и перспектив развития этого прогрессивного вида оборудования. ▲



КОМПЛЕКС ДЛЯ БУРЕНИЯ

НА ДЕПРЕССИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ «ГИБКИХ» ТРУБ

(Доклад на IV конгрессе нефтегазо-промышленников России, прошедшем в мае 2003 года в г. Уфа, Башкортостан)

Запасы углеводородного сырья в недрах Земли неуклонно снижаются, особенно это актуально для России, где большинство месторождений нефти и газа находятся на поздней стадии разработки и характеризуются пониженными пластовыми давлениями. Для поддержания темпов добычи углеводородов на прежних уровнях необходимы в том числе и технологии бурения, обеспечивающие максимальную степень сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов, а также снижающие материальные затраты и общее время бурения. Этому условию удовлетворяет одна из наиболее эффективных и современных технологий — бурение на депрессии с использованием гибких труб, обладающая и другими преимуществами:

- увеличение коэффициента отдачи продуктивных пластов;
- отсутствие необходимости остановки процесса бурения для наращивания труб, вследствие чего управляемая депрессия на пласт постоянна на всем протяжении бурения;
- сокращение материальных и финансовых затрат на проведение операций по освоению скважин;
- сокращение расхода материалов на буровые растворы и технологические жидкости;
- рост механической скорости бурения и показателей

работы долот за счет снижения гидростатического давления на забой скважины;

- снижение затрат времени и расхода материалов на борьбу с осложнениями и авариями (отсутствие поглощений, отсутствие прихватов, вызванных репрессией, и т. д.);

- полная экологическая безопасность вскрываемых коллекторов и окружающей среды;

- снижение общего времени бурения и заканчивания скважин.

В АНК «Башнефть» начат проект по созданию и освоению технологии бурения боковых и горизонтальных стволов на депрессии с использованием гибких труб. По техническому заданию АНК «Башнефть», группой компаний ФИД была создана мобильная колтюбинговая установка М4001 (см. рис. 1, на рис. 6 позиция 1), ставшая элементом комплекса для бурения на депрессии (далее — комплекс, см. рис. 2 и 6).

В состав комплекса для бурения на депрессии с использованием гибких труб также входят следующие элементы:

- закрытая циркуляционная система с автоматическим управлением дросселем производства НПО «Бурение», г. Краснодар (рис. 3, позиция 1, на рис. 6 позиция 2 — система автоматического управления дросселем (САУД), 3 — пульт управления САУД, 4 — шламоотделитель, 5 — газосепаратор и приемная емкость, 6 — блок химической обработки раствора, 7 — компенсационная емкость);

ГИБАДУЛЛИН

Наиль Закуанович, зам. ген. директора ДООО «Башнипинефть»

ТАЙГИН

Евгений Викторович, нач. управления бурения ДООО «Башнипинефть»

ИКОННИКОВ

Игорь Иольевич, рук. группы депрессионных методов вскрытия ДООО «Башнипинефть»

САЛИГАСКАРОВ

Рим Рифгатович, м. н. с. группы депрессионных методов вскрытия ДООО «Башнипинефть»



Рис. 1. Установка мобильная колтюбинговая М4001



Рис. 2. Комплекс для бурения на депрессии с использованием гибких труб



Рис. 3. Закрытая циркуляционная система с насосным блоком

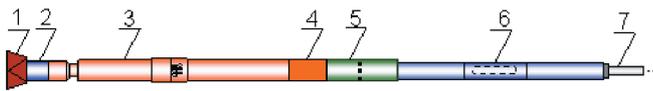


Рис. 4. Забойная телесистема для бурения на гибких трубах:

1 — долото; 2 — наддолотный блок телесистемы (только в телесистеме производства ВНИИГИС); 3 — винтовой двигатель; 4 — вспомогательный блок (аварийный разъединитель, обратный клапан, выравнивающий переводник); 5 — гидравлический ориентатор; 6 — телесистема; гибкая труба с кабелем

■ насосный блок с возможностью регулирования подачи в процессе бурения производства ЗАО «Синергия», г. Пермь (рис. 3, позиция 2, на рис. 6 позиция 8 — насосный блок, 9 — блок управления насосом);

■ система контроля технологических параметров в циркуляционной системе производства НПФ «Геофизика», г. Уфа;

■ забойная телесистема «Надир» производства НПФ «Геофизика», г. Уфа, или забойная телесистема производства ВНИИГИС, г. Октябрьский (см. рис. 4);

■ азотная установка на базе автомобильного шасси (в случае необходимости);

■ противовыбросовое оборудование производства Воронежского механического завода (см. рис. 5);

■ факельная установка (в случае необходимости, на рис. 6 позиция 10 — линия на факельную установку).

Расположение элементов комплекса представлено на рис. 6.

Бурение на депрессии с использованием гибких труб осуществляется в несколько этапов (см. рис. 7). На первом этапе бурится скважина до продуктивного пласта с использованием обычной буровой установки или подготавливается ствол старой скважины. На втором этапе осуществляется

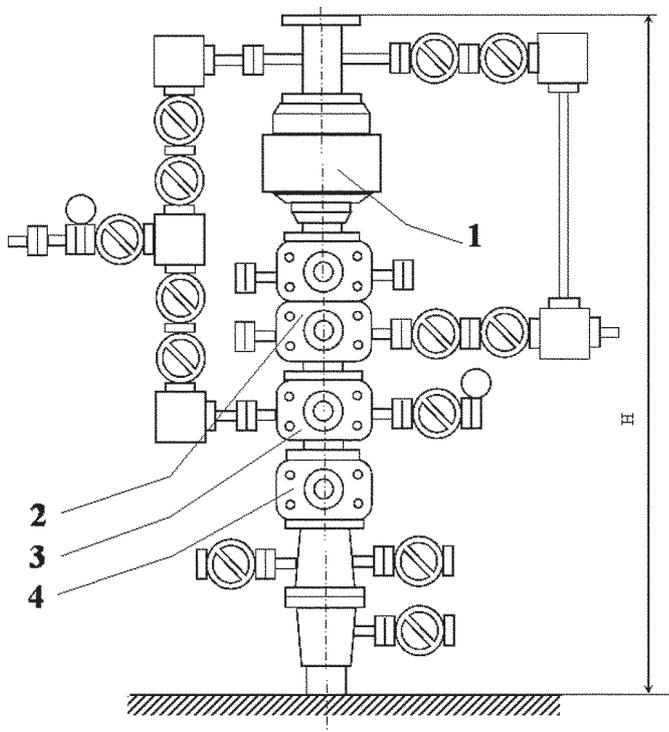


Рис. 5. ПВО:

1 — превентор вращающийся универсальный; 2 — превентор плашечный спаренный; 3 — превентор плашечный одинарный; 4 — превентор плашечный (с глухими плашками)

Рис. 6. Схема расположения элементов комплекса

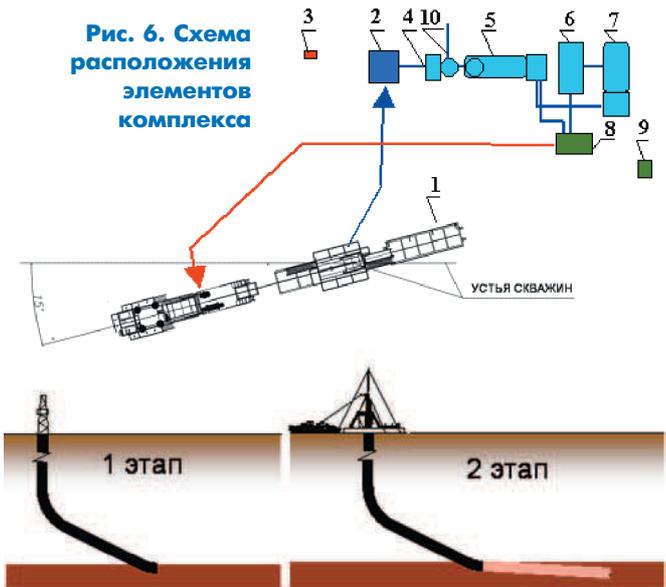


Рис. 7. Этапы бурения с использованием гибких труб

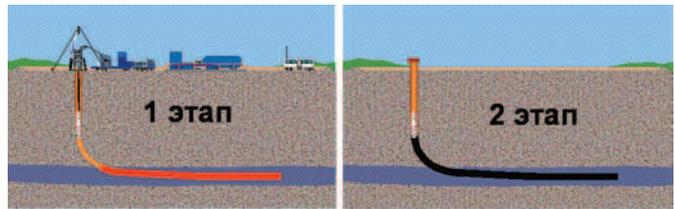


Рис. 8. Этапы заканчивания скважины с использованием гибких труб

вскрытие и проводка ствола скважины в пределах продуктивного пласта на депрессии с использованием комплекса.

По окончании бурения в скважину на гибких трубах спускается съемный пакер-отсекатель (см. рис. 8), устанавливается и тем самым герметизирует подпакерное пространство, исключая возможность загрязнения призабойной зоны пласта в процессе демонтажа комплекса и монтажа эксплуатационного оборудования.

В процессе бурения информация со всех систем поступает в кабину оператора, интерпретируется и представляется в удобном для восприятия виде. Программа расчета гидравлических параметров обеспечивает просмотр, внесение изменений и выдачу значений параметров в соответствии с текущей ситуацией (см. рис. 9). Все регистрируемые параметры сохраняются в памяти компьютеров.

Регистрируемые параметры подразделяются в следующие группы:

1. Параметры колтюбинговой установки М4001:

- усилие на инжекторе;
- давление в напорном и приемном манифольдах;
- температура промывочной жидкости;

- длина спущенной трубы;
- количество СПО трубы;
- а также параметры, характеризующие работу оборудования установки М4001;

2. Параметры закрытой циркуляционной системы (см. рис. 9):

- давление, плотность, расход, электропроводность, температура в напорной и приемной линии;
- уровень жидкости, уровень раздела фаз, давление в приемной емкости;

- уровень жидкости в компенсационной емкости;
- концентрация углеводородных газов на выходе газосепаратора;



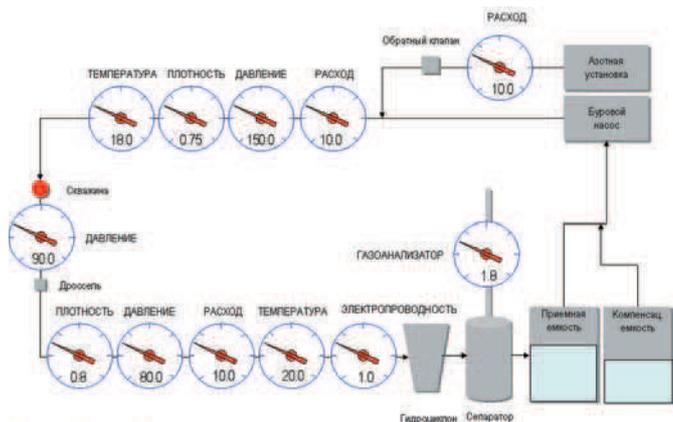


Рис. 9. Программа контроля параметров циркуляционной системы

- расход газа на выходе азотной установки;
- 3. Параметры забойной телесистемы:
 - азимут, зенитный угол, положение корпуса телесистемы относительно апсидальной плоскости;
 - естественная гамма-активность пород;
 - трубное и затрубное давление у телесистемы;

- осевая нагрузка на долото;
 - частота вращения долота.
- Также свой собственный блок отображения и регистрации имеет система автоматического управления дросселем (САУД).
- Процессом бурения управляют три специалиста: оператор колтюбингового комплекса (отвечающий за спускопод-



емные операции и подачу инструмента), телеметрист (отвечающий за навигацию в продуктивном пласте) и инженер по буровым растворам (отвечающий за поддержание необходимых параметров промывочной жидкости и проектной депрессии на пласт).

В начале этого года комплекс для бурения на депрессии с использованием гибких труб, развернутый на полигоне Уфимского УБР (г. Уфа, Башкортостан), успешно прошел предварительные испытания и готовится к промышленным испытаниям.

В настоящее время ведется разработка объединенной системы контроля и управле-

ния комплексом. Это даст возможность наиболее эффективно вскрывать продуктивные пласты.

Данный комплекс для вскрытия и бурения в продуктивных пластах на депрессии является одним из инструментов при строительстве многозабойных горизонтальных скважин как наиболее перспективный метод разработки месторождений.

Использование гибких труб для бурения не является панацеей. Колтюбинг — это мощный и дорогой инструмент, обладающий некоторыми недостатками, ограничениями в применении и требующий высокопрофессионального подхода.



Геннадий ШУРИГИН,
*вице-президент по техническим вопросам
 (группа компаний ФИД)*

Колтюбинговый комплекс КМ4001 предназначен для за- канчивания операций бурения скважин, забуривания вто- рых стволов, наклонного и горизонтального бурения при отрицательном перепаде давления в системе скважина— пласт. Его также можно использовать для проведения технологических и ремонтно-восстановительных работ на нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах без их глушения с применением стальной безмуфтовой длинномерной трубы.

На разработку и изготовление КМ4001, вошедшего в со- став комплекса для бурения на депрессии в АНК «Баш- нефть», было затрачено восемь месяцев.

Важным моментом явилось тесное сотрудничество в со- гласовании технического задания на комплекс сотрудни- ков группы компаний ФИД со специалистами самого раз- личного профиля АНК «Башнефть», с научными сотруд- никами ДООО «Башинитнефть».

Думаю, эти работы в дальнейшем послужат серьезным основанием для распространения технологии колтюбин- га для бурения в России. ▲

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

В ООО «УРЕНГОЙГАЗПРОМ»: СТРАТЕГИЯ, НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ

**Ахметов А.А.,
Рахимов Н.В.,
Хадиев Д.Н.,
Сахабутдинов Р.Р.**
(УИРС ООО «Уренгойгазпром»)

ООО «Уренгойгазпром» ведет разработку Уренгойского газонефтеконденсатного месторождения (УГНКМ) более 25 лет. В настоящее время месторождение находится на заключительной стадии разработки, при этом эксплуатация скважин осложняется рядом факторов: падение пластового давления; разрушение продуктивных пластов и вынос механических примесей; подъем уровня газо-водяного контакта (ГВК) и обводнение скважин и т.д. Поэтому в последние годы на УГНКМ значительно возросла роль организаций, занимающихся капитальным и текущим ремонтом скважин.

Успешность ремонта скважин во многом зависит от эффективности применяемых технологий, для повышения которой на УГНКМ, с 1999 года началось внедрение колтюбинговых установок.

За период с 1999 по 2002 год с использованием колтюбинга проведен ремонт более 400 скважин.

Освоены следующие технологии: ликвидация гидратных и парафиногидратных пробок; промывка песчаных пробок; изоляция притока пластовой воды закачкой водоизоляционных материалов; закрепление призабойной зоны пласта (ПЗП) жидким натриевым стеклом; проведение кислотных обработок; освоение скважин;

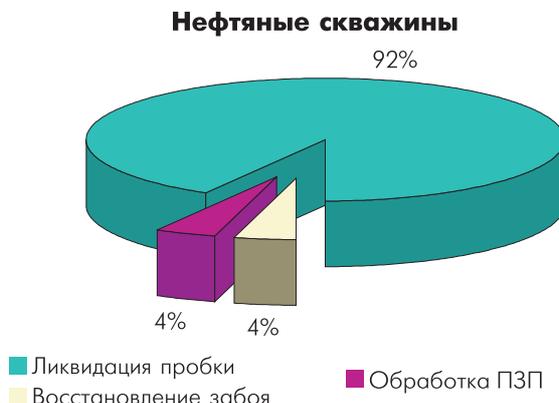
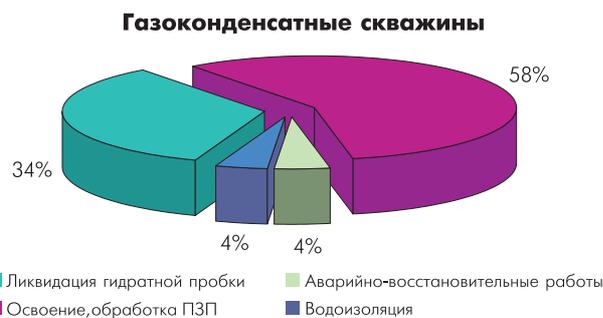
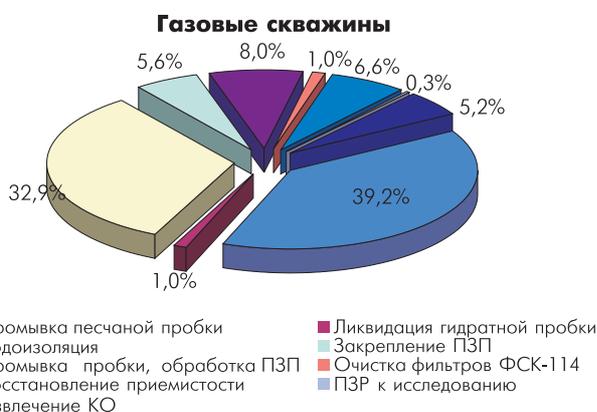
промывка скважин с горизонтальным окончанием; резка насосно-компрессорных труб; восстановление приемистости нагнетательных скважин и т.д. Кроме того, имеется опыт ликвидации аварий с безмуфтовой длинномерной трубой (БДТ).

На диаграммах приведены соотношения количества видов ремонта с применением колтюбинга, проведенных на газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах Уренгойского месторождения. Рассмотрим основные виды технологий проведения работ.

Ликвидация гидратных и парафинистых пробок

Изменение режимов эксплуатации скважин, поступление в скважинную продукцию пластовых вод, а также наличие в добываемой нефти парафинов приводит к образованию в стволе скважин гидратных и парафиногидратных отложений. Образующиеся в результате этого глухие пробки приводят к остановке скважин.

Технология ликвидации данного осложнения заключается в растеплении пробки путем одновременного спуска БДТ с циркуляцией горячего теплоносителя. В качестве теплоносителя для растепления нефтяных скважин применяются ста-



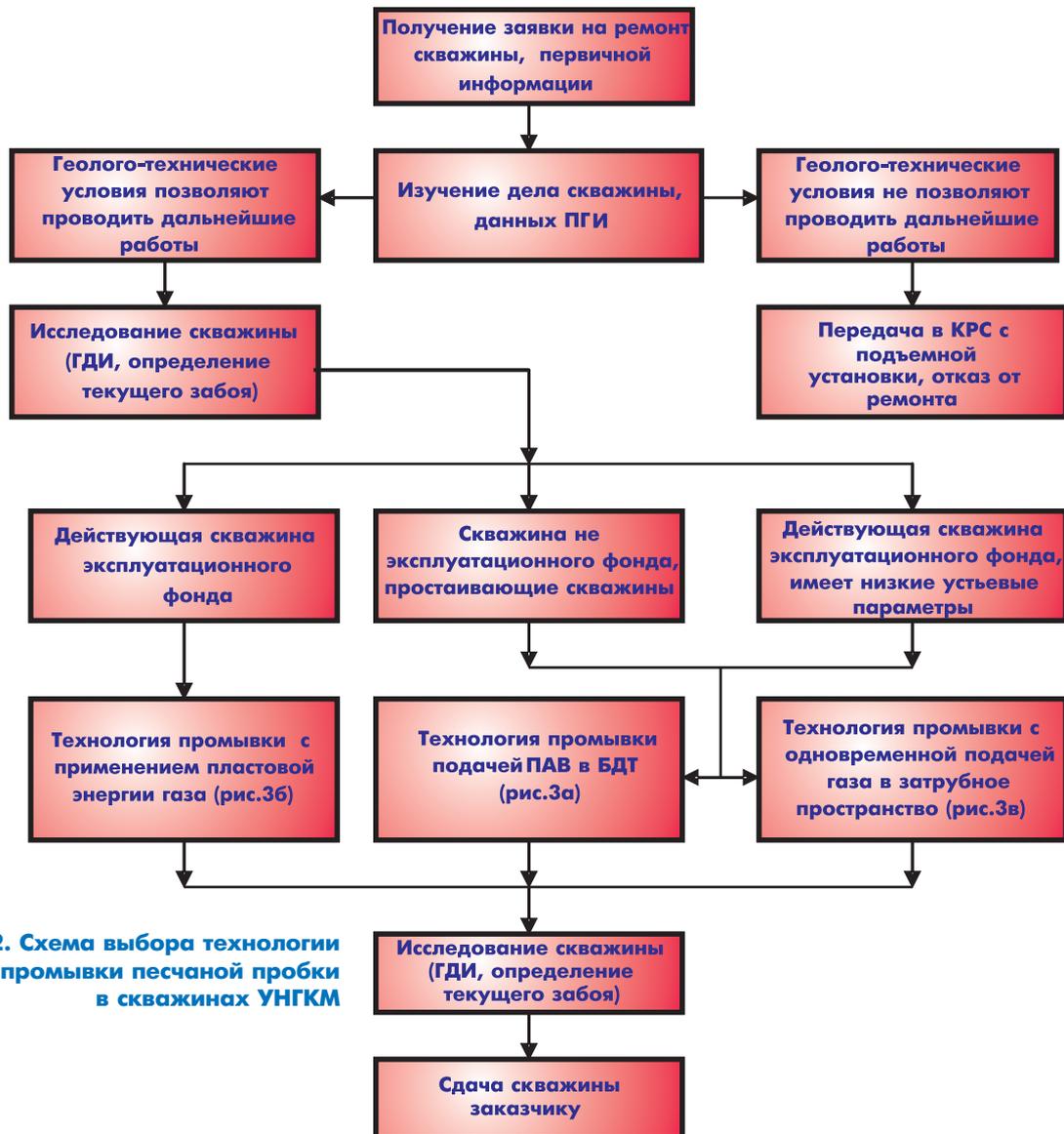


Рис. 2. Схема выбора технологии промывки песчаной пробки в скважинах УНГКМ

бильный газовый конденсат или дегазированная нефть, которые имеют повышенную удельную теплоемкость. Для растепления газовых и газоконденсатных скважин используется водометанольный раствор, являющийся одновременно ингибитором гидратообразования. Преимущество использования при этом колтюбинговых установок заключается в следующем:

- снижение в 2–3 раза продолжительности ремонта и затрат химических реагентов;
- экологическая безопасность процесса в связи с закрытым циклом циркуляции;
- отсутствует необходимость глушения скважины, ра-

боты в условиях депрессии на продуктивный пласт;

■ безопасность проведения работ в условиях высокого газового фактора.

Промывка песчаных пробок, восстановление забоя

Технология промывки песчаной пробки основана на процессе псевдооживления — превращения слоя зернистого материала (пластового песка) в «псевдожидкость», так называемый «кипящий слой», и его выноса восходящим потоком газожидкостной смеси.

Технология проведения ремонта заключается в последо-

вательном проведении следующих работ:

- определение текущего состояния скважины (исследование с отбором проб на различных режимах, отбивка текущего забоя);
- спуск БДТ до кровли песчаной пробки;
- промывка песчаной пробки спуском БДТ и подачей промывочной жидкости с одновременной продувкой скважины на факельный отвод, для выноса пластового песка из ствола скважины и освобождения ПЗП от промывочной жидкости;
- извлечение БДТ;
- исследование скважины после проведения ремонта.

В качестве промывочных жидкостей используются двухфазные пенные системы, которые готовятся на основе технической воды с добавлением пенообразователей — 0,5–2 % ПАВ (ОП-10, неонол). В условиях низких температур вместо воды используется 30–40 %-ный водометанольный раствор.

В результате работ, проведенных на более чем 200 скважинах, разработаны три технологические схемы промывки песчаных пробок, отличающиеся по способу получения в скважине двухфазной пены. Выбор той или иной схемы зависит от условий проведения работ (конструкция скважины ▶



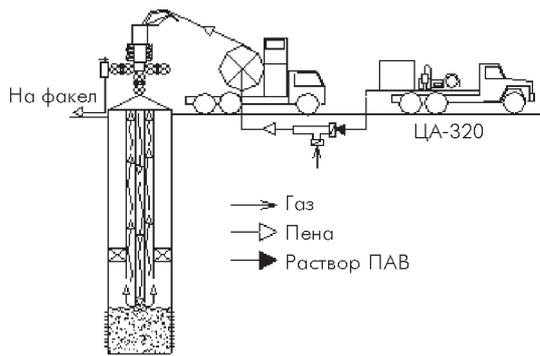


Рис. 3а. Схема промывки песчаной пробки в простаивающей скважине, скважинах с использованием колтюбинговых установок

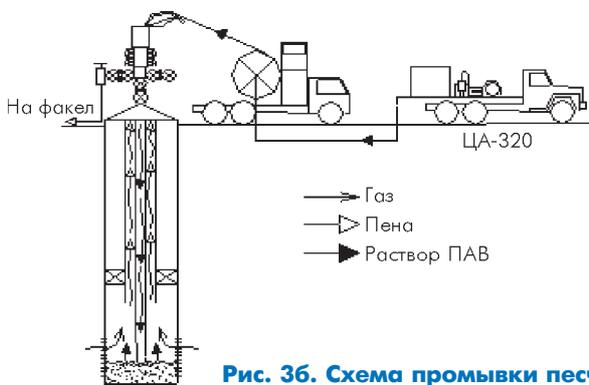


Рис. 3б. Схема промывки песчаной пробки в работающей скважине

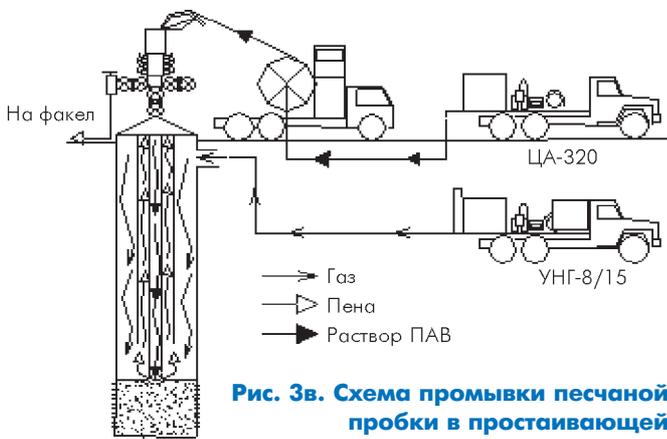


Рис. 3в. Схема промывки песчаной пробки в простаивающей скважине с привлечением бустерной установки

и подземного оборудования; простаивающая скважина или рабочая; текущее состояние скважины; возможность подачи газа от скважины-донора). На рис. 2 приведена схема выбора технологии промывки песчаной пробки, а на рис. 3а, 3б, 3в — технологические схемы промывки.

Изоляция притока пластовой воды

В настоящее время водоизоляционные работы с применением колтюбинговых установок произведены на 96 газовых и газоконденсатных скважинах УГНКМ. Для проведения работ были адаптированы имеющиеся и разработаны новые

рецептуры изоляционных составов. Разработана методика выбора технологии ремонта, состоящая из нескольких этапов. Схематично данная методика приведена на рис. 4.

Диагностика. На данном этапе производится предварительный отбор скважин, геолого-техническое состояние которых позволяет проводить водоизоляцию с помощью колтюбинговой установки. Он включает:

- комплексное изучение геолого-технических условий проведения работ с учетом конкретных особенностей объекта (конструкции скважины и подземного оборудования; интервала перфорации; уровня ГВК; наличия высокопроницаемых интервалов и др.);

- оцениваются данные последних промыслово-геофизических исследований (ПГИ), гидрохимического анализа проб пластовой воды, предварительно определяется характер и источник обводнения;

- выполняется текущее исследование скважины (ГДИ, отбивка забоя).

Подготовка скважины к проведению изоляционных работ (при необходимости). Данный этап заключается в НКТ, восстановлении искусственного забоя и очистке призабойной зоны пласта. После чего, при необходимости, с целью уточнения причин водопроявления проводятся дополнительные ПГИ.

Выбор технологии проведения работ. На этом этапе по результатам исследований прорабатываются все возможные технологические решения и производится выбор способа проведения изоляционных работ.

После проведения изоляционных работ производится освоение скважины, отработка и исследования, по результатам которых определяется эффективность проведенных работ.

Освоение и интенсификация скважин

Одной из проблем, на заключительном этапе разработ-

ки УГНКМ является освоение скважин, вышедших из капитального ремонта. Так, для вывода скважины на рабочий режим эксплуатации проводится от 3 до 7 кислотных обработок, после каждой из которых производится повторное освоение скважины и отработка на факел в течение 48—72 часов.

Как уже отмечалось выше, длительная эксплуатация месторождения привела к падению пластовой энергии, и применявшиеся при этом ранее способы и технологии освоения скважин в настоящее время не позволяют эффективно использовать их. Низкое давление в коллекторах кустовых площадок не позволяет снизить уровень жидкости в скважине до необходимой величины и вызвать приток. В результате этого для проведения освоения и вывода на рабочий режим газовых, газоконденсатных скважин затрачивалось значительное время, в отдельных случаях на газоконденсатных скважинах работы продолжались до 2—3 месяцев и более, что приводило к значительному удорожанию ремонтных работ.

Данная проблема была решена с приобретением установок нагнетания газов, использование которых в комплексе с колтюбинговыми установками позволило эффективно производить работы по вызову притока. Особенно эффективно данная проблема решается в скважинах, оборудованных забойными пакерами, где нет возможности циркуляции между НКТ и затрубным пространством.

Всего с применением колтюбинговых установок восстановления производительности произведено на 72 газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах.

При этом зарубежный опыт свидетельствует о том, что наиболее перспективными являются направленные кислотные обработки ПЗП через специальные насадки с боковыми гидромониторными отверстиями



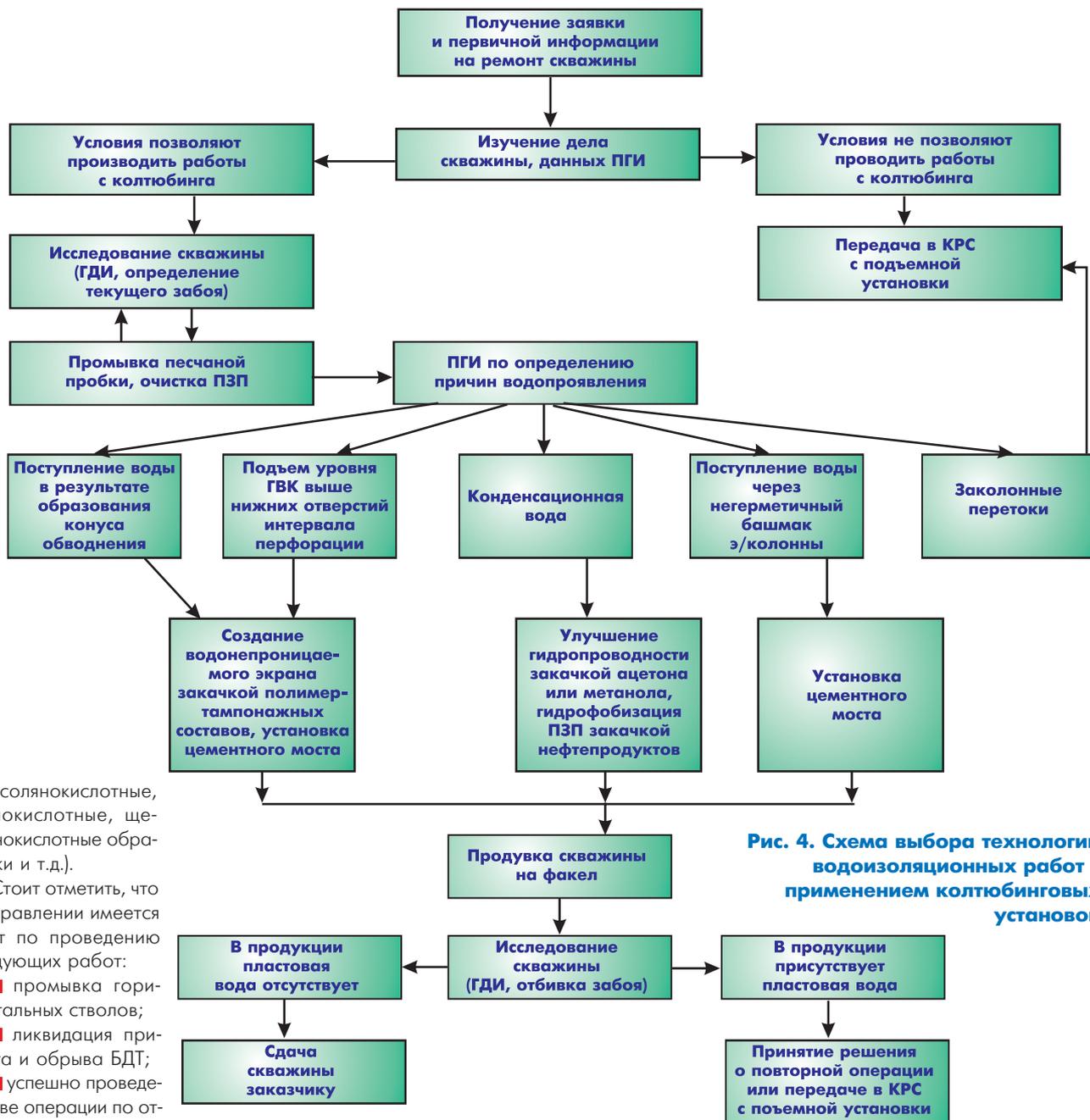


Рис. 4. Схема выбора технологии водоизоляционных работ с применением колтюбинговых установок

ми (солянокислотные, глинокислотные, щелочнокислотные обработки и т.д.).

Стоит отметить, что в Управлении имеется опыт по проведению следующих работ:

- промывка горизонтальных стволов;
- ликвидация прихвата и обрыва БДТ;
- успешно проведены две операции по отрезанию прихваченных НКТ;
- одна операция по извлечению радиоактивного источника;
- разработана и успешно внедрена технология извлечения клапанов-отсекателей.

В перспективе планируется расширить перечень работ, проводимых с применением колтюбинговых установок:

- поинтервальные кислотные обработки;
- извлечение из скважин посторонних предметов (скребок-проводка, геофизические приборы и т.д.);

- исследование скважин, каротажные работы, перфорация;
- бурение цементных мостов;
- ликвидация скважин;
- установка разбуриваемых мостовых пакеров.

Перспективы дальнейшего применения колтюбинговых установок, как и прежде, сдерживаются отсутствием специального подземного оборудования и инструмента: надувных пакеров для изоляционных работ и для кислотных обрабо-

ток; съемных и разбуриваемых пакер-пробок; специального ловильного инструмента; винтовых забойных двигателей; гидравлических стабилизаторов и др. Это делает невозможным применение колтюбинговой техники для проведения более сложных операций, расширения технологических возможностей установок.

Выводы

Имеющийся в УИРС научно-технический потенциал по-

зволяет успешно решать многие вопросы по ремонту скважин с применением колтюбинговых установок на УГНKM. УИРС владеет 15 колтюбинговыми технологиями проведения ремонта скважин. Полученный опыт и методологический подход при выборе технологии ремонта позволили повысить эффективность работ: интенсивность роста количества газовых скважин, работающих с ограничением по дебиту, сократилась примерно в 2 раза. ▲



ния его роли в распространении новой технологии?

— Любые публикации, содействующие использованию колтюбинга, должны приветствоваться. Локальные публикации для российского рынка могут быть особенно действенными при распространении информации о колтюбинговой продукции и ее использовании. В будущих годах ожидается быстрое распространение применения колтюбинга в России, поэтому значение такой информации будет возрастать.

— Каковы перспективы развития колтюбинга в мире и в России?

— Использование колтюбинга продолжает расти во всем мире, и особенно быстро это происходит в России. Это имеет место главным образом потому, что еще несколько лет назад колтюбинг не был широко распространен в этой стране. Нефте- и газодобывающие компании в России на данный момент начинают понимать экономический эффект использования колтюбинга вместо традиционного оборудования, менее экономически эффективных методов ремонта скважины. Колтюбинговое бурение также готово начать оказывать влияние на российский рынок нефтегазовых технологий. Сегодня объем колтюбингового рынка для всей продукции и услуг превышает 2 млрд долларов США и продолжает расти со скоростью примерно 11% в год в мире и с гораздо большей скоростью в России.

— Бывали ли Вы раньше в России?

— Да, я был в Москве и в Сибири много раз. В 2001 мне посчастливилось участвовать в обсуждении перспектив использования колтюбинга на конференции, организованной Министерством энергетики России.

Ответы Рона Кларка на заданные вопросы не являются официальной позицией ICoTA. ▲

СНИЖЕНИЕ СТОИМОСТИ

Ланс Портман,
BJ Services

КОЛТЮБИНГОВОЙ ОЧИСТКИ СКВАЖИН ПУТЕМ ПРОВЕДЕНИЯ ЕЕ БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЗОТА

Резюме

Одной из наиболее распространенных областей применения колтюбинга является очистка скважин от песка или выбуренной породы. Такая операция предполагает циркуляцию промывочной жидкости вниз по колтюбинговой трубе и затем обратно — вверх по скважине. Жидкость должна выносить песок со дна скважины на поверхность, при этом не вызывая глушения и герметизации скважины.

Поскольку большинство скважин с песком находится в состоянии герметизации, обычно необходим газ для поддержания более низкого гидростатического давления обратного столба жидкости, чем давление продуктивного пласта. В большинстве случаев в качестве такого газа используется азот. Основные проблемы возникают в тех регионах, где доставка азота затруднена или, по крайней мере, очень дорогостоящая. Метод очистки, не требующий использования азота, отменяет необходимость регулярного, надежного и дешевого источника азота, а также криогенных насосов и резервуаров.

В данной статье рассматривается использование концентрической колтюбинговой трубы и забойных струйных насосов в условиях равновесия и депрессии без использования азота. В некоторых предыдущих статьях уже раскрывалась методика такого применения в сложных и скривляющихся сква-

жинах. Данная статья описывает усовершенствования, проведенные в системе, делающие ее применимой к обычным скважинам; при этом акцент сделан на операциях с низкой себестоимостью и низкой технологичностью, в противоположность сложным применениям.

Введение

В последнее время много внимания было уделено вопросу, касающемуся очистки труднодоступных скважин, и, соответственно, немало статей было посвящено сильно искривленным скважинам и скважинам с большим диаметром (1, 2, 4, 6, 8, 10). Вместе с тем, практически не уделялось внимание вертикальным, околостационарным скважинам или скважинам с небольшим внутренним диаметром.

Причиной такого невнимания была их техническая простота. Очень часто не требовалось использование геля, так как простая вода, смешанная с азотом и закачанная через колтюбинговую трубу с относительно небольшой скоростью, может прекрасно выполнить свою работу.

Однако наиболее распространенный и очевидный метод не всегда бывает коммерчески привлекательным. Например, существуют случаи, когда использование закачанного азота является очень сложной и дорогой процедурой. Техника, описанная в этой статье, обеспечивает альтернативный метод для этих условий.

Традиционная очистка вертикальных скважин

В первой части данной статьи идет речь о том, почему азот

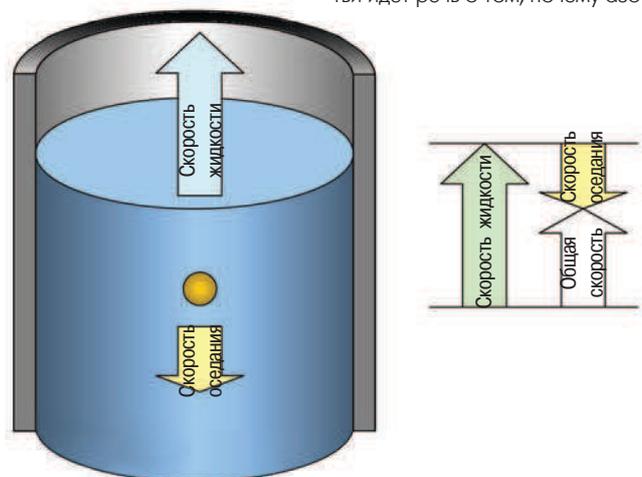


Рис. 1. Оседание частиц в поднимающейся промывочной жидкости ▶

необходим для очистки истощенных вертикальных скважин и какие факторы определяют скорость и время закачки азота. На рис. 1 показан самый простой случай частичного оседания песка в жидкости, одновременно эта же жидкость сама поднимается в стволе скважины. Общая скорость частиц — это скорость поднимающейся жидкости минус скорость оседания частиц в жидкости.

На рис. 1 отражен самый простой случай заполнения скважины жидкостью. Стандартная скорость оседания частиц в воде составляет несколько дюймов в секунду. Обычно скорость поднимающегося вверх флюида (10 дюймов/с) обеспечивает хорошую очистку.

В действительности обычно невозможно поддерживать поток жидкости постоянно поднимающимся вверх по скважине. Полная колонна жидкости оказывала бы более высокое давление, чем может выдержать пласт, что привело бы к потере жидкости, при этом лишь небольшое количество жидкости вернулось на поверхность. Для того чтобы это предотвратить, в жидкость добавляется азот с целью гарантирования, что гидростатическое давление содержимого скважины (точнее, плюс давление трения) не превысит давления резервуара.

Согласно этому плану, газ, поднимающийся вверх по скважине, объединяется с жидкостью и оставшимися твердыми частицами. Общая скорость прохождения частиц остается такой же: скорость жидкости минус скорость оседания. Азот поднимается вверх по скважине первым, затем идет жидкость и твердые частицы. На рис. 2 все показано схематически.

Если условия скважины неблагоприятны, азот может продвигаться намного быстрее, чем жидкость, в результате, для завершения процесса очистки необходимо большее количество азота.

Условия, которые приводят к расходу больших объемов азота:

- 1) сильно истощенный пласт-коллектор;
- 2) большой объем твердых частиц, требующих перемещения;
- 3) большой диаметр скважин (результат — высокая скорость прохождения газа, пена может быть хорошим вариантом);
- 4) глубокие скважины;
- 5) небольшой диаметр дна скважины (результат — большие потери на трении требуют более легкого столба жидкости).

Заметим, что частицы стремятся остаться в жидкости (как показано на рис. 2), только если

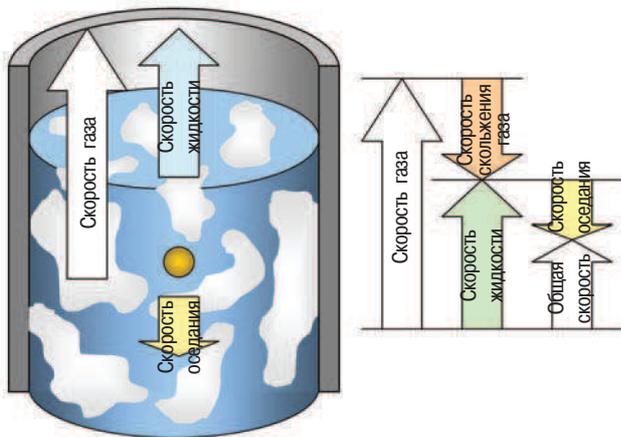


Рис. 2. Движение газа и жидкости вверх по скважине с падением частиц в воде

Пример параметров скважины

Размер НКТ	3 1/2"
Размер обсадной трубы	7"
Глубина НКТ	6000 футов
Глубина обсадной трубы	6500 футов
Забойное давление	1500 фунтов/дюйм ²
Циркуляция воды	1 баррель/мин
Циркуляция азота	500 фут ³ /мин
Ожидаемое время циркуляции	4 часа
Ожидаемое время прохождения азота (включая потери)	2000 галлонов

в смеси находится значительный объем жидкости. Целью данной статьи не является вдаваться в такие подробности, как, например, режимы течения, имеющие место во время очистительных операций. Главное что газ продвигается вверх быстрее всего и в некоторых случаях необходимо знать точную скорость прохождения азота.

Пример схемы очистительной скважины

Простая схема примера очистки вертикальной скважины приведена в табл. 1.

Рабочая конструкция такой скважины очень проста, и если жидкий азот действительно подходит, достаточно установить один стандартный криогенный резервуар. Однако было бы более экономичным вообще не применять азот.

В этом случае отпадает необходимость в следующем оборудовании:

- 1) криогенный азотный насос/испаритель;
- 2) криогенный азотный резервуар;
- 3) трубопроводная арматура;
- 4) высоконапорная задвижка.

Это значительно снижает затраты на транспортировку оборудования, персонал и арендную плату. В условиях морской платформы требуется меньше пространства, площадок и грузоподъемного оборудования. Также, поскольку заполненный азотом резервуар весит 12 тонн, во многих случаях тяжелого подъема вообще можно избежать. Когда на-

чинает влиять любой из этих факторов, использование струйного насоса на концентрической колтюбинговой трубе без азота может дать очень экономичное решение.

Альтернативный метод забойный струйный насос

Самый распространенный способ, имея дело с истощенной скважиной, — использовать азот, чтобы уменьшить гидростатический напор обратного столба жидкости. Если не используется легкая жидкость, то требуются некоторые другие методы, чтобы направить обратный столб жидкости на поверхность. Другими словами, необходим забойный насос.

Наиболее очевидный выбор — струйный насос. Первая причина такого выбора — этот насос является наиболее приемлемым в среде, где есть песок или другие вещества. Вторая — на поверхности просто требуется гидравлический привод. Нет необходимости использовать электрические полупогружные насосы, что делает управление колтюбинговой установкой очень простым.

Принцип действия струйного насоса

Струйный насос — это трубка Вентури. Он состоит из насадки для высокого давления, всасывающего устройства и диффузора. Жидкость под высоким давлением ускоряется, выходя из насадки. Ускорение жидкости приводит к разбрыз-

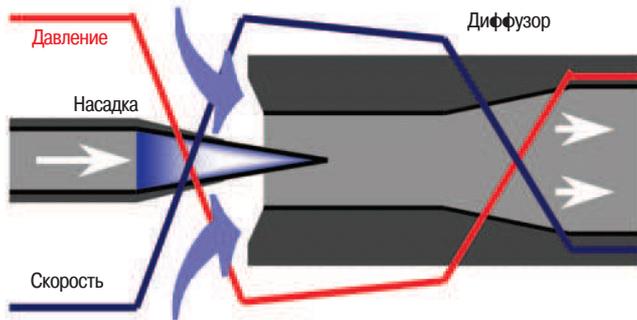


Рис. 3
Схема струйного насоса

гиванию под давлением, согласно закону сохранения энергии. Промывные каналы, открывающиеся в ствол скважины в точке высокой скорости, позволяют скважинной жидкости войти в высокоскоростную струю.

Объединенный поток затем проходит вдоль по диффузору. Так как скорость уменьшается, давление этого потока увеличивается. Если бы система была эффективной на 100 %, величина давления вернулась бы к своему исходному значению у насадки. Однако из-за неэффективности и объединения с дополнительными жидкостями восстановленное давление обычно составляет половину от первоначального давления в насадке. В правильно спроектированной системе давления диффузора достаточно, чтобы направить возвращающуюся жидкость обратно на поверхность. В действительности жидкости скважины всасываются струйным насосом и затем возвращаются на поверхность наряду с жидкостью, направляющейся вниз для запитки струйного насоса. На рис. 3 показан принцип управления струйным насосом.

Концентрическая колтюбинговая труба

Самый простой и наиболее распространенный способ введения струйного насоса — присоединение его к концентрической колтюбинговой трубе. То есть к системе, в которой одна колтюбинговая труба

вставляется в другую. Жидкость обычно закачивается в струйный насос через внутреннюю трубу и возвращается обратно через внешнюю. Это позволяет насосу постоянно осуществлять прохождение жидкости в разных направлениях и осуществлять промывку непрерывной операцией за один раз. На рис. 4 показан путь прохождения потока.

Необходимые модификации оборудования для простого и дешевого применения технологии Размер колтюбинговой трубы

Большая часть того, что сказано в этой статье, не отличается от описания процесса установления концентрической колтюбинговой трубы и струйного насоса в статьях 3, 5, 7, 9. Исторически для этого метода использовались большие тяжелые колтюбинговые трубы и

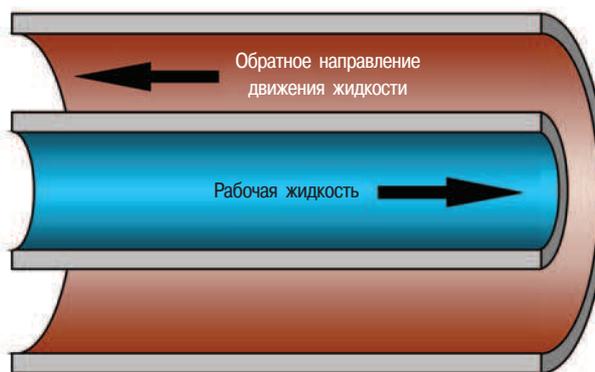


Рис. 4
Конфигурация концентрической колтюбинговой трубы

забойные инструменты с большим диаметром. Например, обычно применялись 2³/₈-дюймовая внешняя и 1¹/₄-дюймовая внутренняя трубы, поэтому пустой насос весит 4,2 фунта/фут, а заполненный водой — 5,5 фунтов/фут. При этом вес пустой трубы размером в 8000 футов составляет 15,3 т, что делает невозможным ее применение на некоторых местностях, в особенности на море с ограниченной возможностью крана.

Ясно, что применение колтюбинговой трубы меньшего размера более подходит для экономически эффективной, простой очистки. Использование меньшей колтюбинговой трубы уменьшает вес и позволяет использовать небольшую и более легкую установку. Однако применение меньшей колтюбинговой трубы обеспечивает менее эффективные операции, по мере того как так скорость потока становится более ограниченной. Необходим компромисс. До настоящего времени диаметр самой маленькой внешней концентрической трубы составлял 1¹/₂ дюйма (наружный) и 3³/₄ дюйма (внутренний). Вес пустой колтюбинговой трубы составлял 2,2 фунт/фут и 2,7 фунтов/фут — для колтюбинговой трубы, заполненной водой. Это почти половина от веса трубы с наружным диаметром 2³/₈ дюйма и внутренним 1¹/₄ дюйма, которая использовалась в более

сложных горизонтальных скважинах.

Достижение более высоких скоростей течения через колтюбинговую трубу малого размера
Использование понизителей трения

В колтюбинговой трубе небольших размеров значительно уменьшена площадь сечения потока. На рис. 5 сравниваются труба с наружным размером 2³/₈ дюйма и внутренним 1¹/₂ дюйма и труба с наружным размером 1¹/₂ дюйма и внутренним 3³/₄ дюйма. Рисунок сделан в натуральную величину.

Потеря давления на фут через 3³/₄-дюймовую трубу почти в 20 раз выше, чем через 1¹/₄-дюймовую при одинаковой скорости потока. Другими словами, максимальная скорость потока через колтюбинговую трубу при данном перепаде давления уменьшается примерно в 5 раз. Эти очистительные операции во многих случаях будут коммерчески не применимы, так как рабочее время будет слишком большим. Ключом к применению колтюбинговой трубы небольшого диаметра является использование хорошего понизителя трения для достижения подходящих скоростей течения.

Понизители трения вместе с колтюбинговой трубой используются с большим успехом уже много лет. Ряд лабораторных тестов показал, насколько эффективно использование понизителей трения в колтюбинговых трубах небольшого размера. Результаты показали, что понизители трения хорошо работают в условиях высокой турбулентности вместе с небольшой трубой.

Выбранные понизители трения сократили трение примерно на 70 % в 3³/₄-дюймовой внутренней трубе. Это значительно улучшает ситуацию, но результаты общего уменьшения максимально достижимой



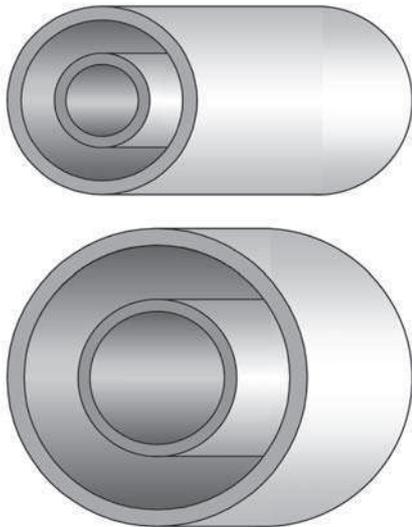


Рис. 5. Относительные размеры системы концентрической колтюбинговой трубы

скорости все еще остаются меньшими в 2,6 раза.

Проводились также исследования эффективности использования понизителей трения в обратном кольцевом пространстве с использованием чистой воды, могло быть достигнуто сокращение трения на 40 процентов. Однако в действительности возвращающаяся жидкость не будет чистой. Она смешается с некоторыми углеводородами из скважины. Лабораторные тесты, в которых использовалась вода и 10 процентов нефти, показали эффективное уменьшение силы трения только на 10 процентов в случае присутствия нефти.

С точки зрения конструкции, это означает, что скорость должна быть ниже в кольцевом зазоре между трубами, так как влияние трения на обратный поток более значительно.

Использование насосов, работающих под высоким давлением

Чтобы увеличить силу прохождения потока, необходимы более мощные насосы. Преимущество в том, что меньшая труба хорошо подходит для высоких давлений.

Есть два фактора, которые регламентируют, насколько вы-

сокое давление может быть использовано внутри колтюбинговой трубы. Первый — давление текучести колтюбинга, второй — усталостная долговечность при перемещении трубы под высоким давлением.

В табл. 2 приводится сравнительная характеристика $3/4$ -дюймовой спиральной трубы с толщиной стенки в 0,087 дюйма и $1 1/4$ -дюймовой спиральной трубой с толщиной стенки 0,095 дюйма. Предел текучести материала составляет 80000 фунтов/дюйм². Как видно из этой таблицы, сопротивление усталости меньшей трубы значительно выше при работе высоким давлением. Ключом к управлению струйным насосом на малой концентрической колтюбинговой трубе является использование высокого давления закачки.

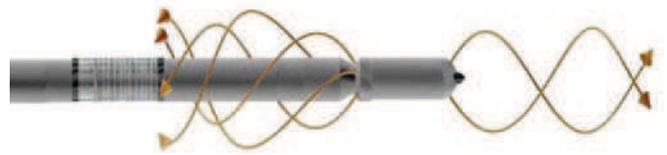


Рис. 6. Разработанный образец внешнего воронковидного жиклера для $1/2$ -дюймового струйного насоса

Работа под давлением до 10000 фунтов/дюйм² возможна в пределах ограничений для колтюбинга, а при аккуратной работе возможно и применение большего давления.

Обычно стандартные колтюбинговые установки не работают при давлении выше 5000 фунтов/дюйм². С удвоением давления, скорость закачки увеличивается примерно на 45 процентов (в действительности под влиянием и других факторов, таких, как, например, гидростатическое давление). Итак, при совместном действии понизителей трения и скорости и более высокого давления закачки возможно провести закачку при 55 процентах от нормы через большую $2 3/8 \times 1 1/4$ -дюймовую концентрическую трубу при стандартных условиях. Такой уровень поможет значительно уменьшить расходы.

Размер струйного насоса

Первоначально струйный насос, который был разработан для концентрической колтюбинговой трубы, в диаметре имел $4 3/4$ дюйма. Просто такое оборудование слишком вели-

ко для многих скважин. Необходимо было разработать меньшее, чтобы подошло к $3 3/4$ -дюймовой трубе.

Уменьшить размер забойного оборудования для скважин всегда сложно. В общем, те же функции следует вмести́ть на много меньшее пространство, в то же время подерживая достаточно большое пространство для потока, особенно там, где есть песок. Струйный насос должен перемещать песок из скважины, так как он сам может проникнуть в струйный насос. Внешний поток оборудования должен вначале перемещать песок, затем направлять его к всасывающей трубе струйного насоса и держать его там до полного всасывания. Испытания были проведены с использованием оборудования в натуральную величину внутри прозрачного петлеобразного трубопровода, чтобы удостовериться, что конструкция внешней насадки подходящая. Разработанный образец внешнего воронковидного жиклера для $1/2$ -дюймового струйного насоса изображен на рис. 6.

Таблица 2

Ограничения давления для труб различных размеров

Диаметр колтюбинговой трубы	Внутреннее давление текучести	80 процентов от внутреннего давления текучести	Внутреннее давление, обеспечивающее 200 безопасных циклов
1 1/4"	11400 фунтов /дюйм ²	9100 фунтов / дюйм ²	3500 фунтов / дюйм ²
3/4"	17200 фунтов /дюйм ²	13700 фунтов / дюйм ²	10500 фунт / дюйм ²



Таблица 3

Пример очистки скважины с помощью струйного насоса

Размер НКТ	3 1/2"
Размер обсадной трубы	7"
Глубина НКТ	6000 фунтов
Глубина обсадной колонны	6500 фунтов
Забойное давление	1500 фунтов/дюйм ²
Циркуляция воды	0,42 баррелей/мин
Ожидаемое время циркуляции	6 часов
Давление в насосе	10000 фунтов/дюйм ²
Конфигурация струйного насоса	2 насадки 3 горловины

Пример конструкции очистки скважины

Ранее в этой статье был приведен пример, показывающий типичный процесс очищения скважины с использованием азота.

Такая же скважина может быть очищена с использованием 2 1/2-дюймового струйного насоса с 1 1/2- и 3/4-дюймовыми концентрическими кольтюбинговыми трубами. Рабочие параметры показаны в табл. 3. Здесь имеется в виду 7000-футовая концентрическая кольтюбинговая труба.

Как видно, полное время работы увеличилось на пару часов. Однако время монтажа будет уменьшено, поскольку азотное оборудование не

пользуется. При этом давление в насосе составляет 10000 фунтов/дюйм². Стандартные нефтяные насосы способны работать при таких давлениях до тех пор, пока оснащены нужным поршнем.

Историческая ссылка

2 1/2-дюймовый струйный насос с концентрическими кольтюбинговыми трубами диаметром 1 1/2 и 3/4 впервые был использован для очистки стволов скважин от песка в октябре 2001 г. в Индонезии. В скважинах, нуждающихся в очистке, наблюдалось падение добычи, поскольку стволы скважины были заполнены песком.

Затраты на азот в этой местности большие из-за ее

отдаленности, и использование струйного насоса с кольтюбинговой трубой в целях очистки было очень удобным. В данной статье приведены результаты первых 4 работ (см. табл. 4).

Заключение

1. Для удаления песка из скважин может быть использована миниатюрная модификация установленной системы струйный насос/концентрическая кольтюбинговая труба

2. Система струйного насоса может быть более экономичной по сравнению с промывкой обычной жидкостью с азотом

3. Понижители трения работают хорошо в трубах небольшого диаметра при высокой скорости потока. Несколько хуже работают в кольцевом пространстве и в случае присутствия нефти

4. Закачивание при 10000 фунтах/дюйм² и выше в небольшую трубу не ведет к значительному усталостному износу трубы.

Литература

1. Leising, L.I. and Walton, I.C., "Cuttings Transport Problems and Solutions in Coiled Tubing Drilling", paper SPE 39300 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, 3—6 March 1998.

2. J. Li and S. Walker, "Sensitivity of Hole Cleaning Parameters in Directional Wells", SPE 54498, presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable held in Houston, Texas, 25—26 May 1999.

3. Thomas F. Clancy, Kelly L. Falk, Luis Duque, "Concentric Coiled Tubing Well Vacuuming Technology for Complex Horizontal Wells in Eastern Venezuela", SPE 60696, presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable held in Houston, TX, 5—6 April 2000.

4. S. Walker, J.Li, "The Effects of Particle Size, Fluid Rheology, and Pipe Eccentricity of Cuttings Transport", SPE 60775,

presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable held in Houston, TX, 5—6 April 2000.

5. Jorge Figueroa, Jeffrey Hibbeler, Luis Duque, Lenin Perdomo, "Skin Damage Removal Using Coiled Tubing Vacuum: A Case Study in Veneuela's Orinoko Belt", SPE 69532, presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 25—28 March 2001.

6. S. Walker, J. Li, "Sensitivity Analysis of Hole Cleaning Parameters in Directional Wells", SPE 74710.

7. Mike Kuchel, Jason Clark, Douglas Marques, "Horizontal Well Cleaning and Evaluating Using Concentric Coiled Tubing: A 3 Well Case study from Australia", SPE 74820,

presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition held in Houston, Texas, U.S.A., 9—10 April 2002.

8. SP Engel, Phil Rae, "New methods for Sand Cleanout in Deviated Wellbores Using Small Diameter Coiled Tubing", SPE 77204, presented at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology held in Jakarta, Indonesia, 9—11 September 2002.

9. Chris Selle, Andri Ansari, Lance Portman, "Removing Mud Damage from Depleted Horizontal Wells Using Jet Pumps and Concentric Coiled Tubing SPE 77210, presented at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology held in Jakarta, Indonesia, 9—11 September 2002.

10. J. Li, S. Walker, and B. Aitken, "How to Efficiency Remove Sand From Deviated Wellbores With a Solids Transport Simulator and a Coiled Tubing Cleanout Tool", presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 29 September-2 October 2002." ▲

Таблица 4

Итоги первых четырех работ с использованием системы со струйным насосом уменьшенного размера

№ скважины	Удаленный песок (фунты)	Примечания
1	3360	Осколки металла попадают в сороудерживающую решетку водосбора струйного насоса. Обвал не допустил прохождения оборудования до общей глубины (ТД). Предполагались повреждения хвостовика
2	4400	Очищена до общей глубины. Предыдущие попытки достичь ТД с помощью колонны составных труб не удалась
3	3360	Очищена до общей глубины. Предыдущие попытки достичь ТД с помощью колонны составных труб не удалась
4	500	Обвал не допустил значительного прохождения струйного насоса





Емельянов В.Ю.



Голубев В.В.



Гиль А.И.



Горохович А.Н.

НИ ПРИ КАКИХ УСЛОВИЯХ

НЕ ТЕРЯТЬ СВЯЗИ С ПОТРЕБИТЕЛЕМ!

В любой компании, осуществляющей поставку

сложного производственного оборудования, всегда особое место занимает

проблема отношений с потребителем после отгрузки заказа. О том, какими принципами руководствуется в своей работе Отдел сервиса и надежности

СЗАО «Фидмаш», расскажут заместитель директора УП «Параметр»

Емельянов Владимир

Юрьевич и начальник Отдела сервиса и надежности СЗАО «Фидмаш» Голубев Владимир Владимирович.

Колтюбинговая техника производства российско-белорусской группы компаний ФИД является первой серьезной альтернативой аналогичной продукции американского производства. В настоящее время в российских нефтегазовых компаниях эксплуатируется более тридцати колтюбинговых установок производства предприятий ФИД, и в дальнейшем планируется увеличение их числа. Колтюбинговые установки являются современным техническим средством, отличающимся от оборудования, ранее применявшегося для ремонта нефтяных и газовых скважин. И в связи с этим требуется другой подход к их обслуживанию и эксплуатации. Для эффективного обслуживания колтюбинговых установок, поставляемых нашим предприятием, создана структура, отвечающая за сервисное обслуживание поставляемой техники, — это Отдел сервиса и надежности (ОСиН).

Структура Отдела сервиса и надежности

Отдел сервиса и надежности является самостоятельным

структурным подразделением, входит в Департамент управления и качества СЗАО «ФИДМАШ».

ОСиН — это команда молодых грамотных специалистов, имеющих большой опыт работы в своем деле. Возглавляет ОСиН начальник отдела Голубев Владимир Владимирович, который подчиняется непосредственно директору Департамента управления и качества Дворнику Игорю Васильевичу. В состав Отдела сервиса и надежности входят: инженеры по наладке и испытаниям Горохович Александр Николаевич и Гиль Андрей Иванович. Все сотрудники отдела имеют высшее образование по специальности инженер-механик, уровень квалификации позволяет им принимать самостоятельные решения относительно ремонта и наладки оборудования. За время работы отдела накоплен большой опыт по проведению технического обслуживания и ремонта колтюбингового оборудования.

Руководство Департамента стремится обеспечить возможность роста и развития для каждого из сотрудников сервисной службы, совершенствования способностей и квалификации. При повышении качества труда используются всевозможные формы и методы обучения, в том числе и «бенч маркинг». Под этим методом понимается сопоставление важнейших характеристик деятельности с аналогичными характеристиками у конкурентов.

По письменным заявкам предприятий специалисты от-

В целом под высококачественным сервисом в передовой мировой практике понимается набор мер, обеспечивающих при минимальных затратах:

- максимальное сокращение потерь, возникающих при эксплуатации машин из-за технических причин;
- максимальную реализацию возможностей машин по надежности.



дела сервиса и надежности оперативно выезжают на место эксплуатации для устранения неисправностей и анализа причин их возникновения. Все выходы из строя фиксируются, а предложения по их устранению передаются в конструкторское бюро для доработок. Специалистами Отдела сервиса также ведется постоянная работа с предприятием-изготовителем, направленная на повышение качества изготовления установок. По каждой установке, находящейся в эксплуатации, ведется индивидуальный учет. Составляется полная картина неисправностей в ходе эксплуатации, а также план мероприятий по их устранению.

Тесная связь с другими отделами и департаментами позволяет оперативно и качественно реагировать на любые пожелания и претензии потребителя. Это помогает нам сделать срок реагирования на рекламации потребителей намного меньшим, чем у наших конкурентов.

Основные задачи ОСиН

Надежность работы оборудования и компетентность обслуживающего персонала — вот два фактора, определяющие сегодня динамику и устойчивость развития колтюбинговых технологий вне зависимости от региональных и даже финансовых условий. Поэтому для нашей сервисной службы определены два ключевых направления: обеспечение бесперебойной работы оборудования и совершенствование навыков персонала, его эксплуатирующего.

Основные задачи работников ОСиН:

- Планирование, организация и проведение шеф-монтажа всех видов оборудования, выпускаемого на предприятии, обучение персонала работе на данном оборудовании.

- Гарантийное и послегарантийное обслуживание оборудования, поставляемого предприятием.

- Анализ и технический учет эксплуатации оборудования.

- Выработка рекомендаций, консультация потребителей.

- Реализация политики и целей в области качества в пределах своих полномочий.

- Эффективное применение стандартов предприятия системы менеджмента качества.

Силами нашего подразделения проводится пуско-наладка и шеф-монтаж оборудования, а также обучение персонала заказчика, обслуживающего установки. Обучение персонала осуществляется на месте эксплуатации по специальной программе, разработанной нашими специалистами. Длительность его составляет 15—17 дней. Однако этого срока, как показал опыт эксплуатации, зачастую было недостаточно. Одной из причин являлась слабая подготовка заказчика к процессу обучения и пусконаладочным работам: наши специалисты простаивали по неделе и более из-за неготовности скважины, а иногда просто некого было обучать. Обучались в основном рабочие и очень редко — инженеры отдела главного механика.

Отдел ОСиН обеспечен современными техническими средствами, позволяющими производить тестирование и диагностику систем обслуживаемого оборудования. В настоящее время ведутся технологические работы по модернизации оборудования с целью улучшения и облегчения тестирования гидросистемы установок. Для этого разрабатывается система тестовых точек для снятия показаний параметров гидросистемы. Параметры будут фиксироваться автоматически, что позволит более точно и опера-

В передовой мировой практике сложились следующие стратегические установки по обеспечению высокого качества сервиса:

- значительное внимание следует уделять мерам профилактического характера, направленным на максимальное сокращение отказов машин;

- своевременно должен осуществляться предупреждающий ремонт агрегатов каждой машины, пока этот ремонт трудоемок, не сложен и не потребует крупных расходов ресурсов и длительного простоя машины;

- все действия по технической эксплуатации целесообразно выполнять в течение планируемых простоев машин и в нерабочее время;

- целесообразно максимально сокращать время каждого ремонта машины и время его ожидания.

тивно определять причины неисправности.

Партнерские взаимоотношения

Тот принцип, при котором все усилия сотрудников направлены на сохранение связей с потребителем при любых условиях, был положен в основу нашей технической политики еще тогда, когда в компании не было единой системы управления качеством. Сегодня наше понимание принципов работы расширилось за счет порядка, привне-

сенного стандартами ISO 9000 и накопленным опытом.

Между потребителями и Отделом сервиса и надежности установились партнерские взаимоотношения, основанные на доверии и взаимопонимании. Мы всегда готовы дать консультации по повышению эффективности эксплуатации и ремонта оборудования. Многие проблемы, связанные с эксплуатацией оборудования, решаются в результате телефонных переговоров. Потребитель всегда имеет возможность влиять на качество и



Общие рекомендации и пожелания:

- Проводить своевременную переподготовку персонала, обслуживающего оборудование, стажировку при перерыве в работе более года.
- Соблюдать руководства по эксплуатации оборудования и его составных частей и узлов.
- Проводить своевременно и качественно ТО-1 и ТО-2 (особое внимание обратите на качество проведения ЕО, во многих организациях оно ведется халатно или ограничивается не полным ЕО шасси).
- Использовать возможности системы контроля и регистрации в полном объеме. (Некоторые организации не используют СКР даже на 1/3, а есть и такие, которые работают даже с неисправной СКР, что недопустимо!)
- Производить анализ масла при каждом ТО-2 или хотя бы через одно, своевременно сливать отстой и конденсат из бака, чистить магнитные патроны, при замене масла пользоваться рекомендациями, изложенными в руководстве по эксплуатации оборудования. Следует обратить внимание на то, что при замене масла обязательно нужно производить промывку гидросистемы, для чего можно использовать в качестве промывочной жидкости более дешевое индустриальное масло 12А или И-20А по ГОСТ 20799-75. От чистоты масла зависит работа всей гидросистемы машины, долговечность и надежность гидроаппаратов.
- Производить своевременное обслуживание и испытание превентора. В некоторых организациях не только не проводится обслуживание превентора, но и не производится его опрессовка после монтажа на скважину.
- Обратить особое внимание на зарядку и исправность пневмогидроаккумуляторов (не заряжайте их на давление большее, чем рекомендовано в РЭ).
- На установках раннего выпуска в гидросистеме инжектора проводить ревизию тормозных клапанов при каждом ТО-1.
- Производить прокачку ГИВ и контроль регулировки перед каждым спуско-подъемом. При регулировке и прокачке пользуйтесь рекомендациями в РЭ. Не забывайте прокачивать разделители сред устьевого и рабочего давления.
- Обратить внимание на регулировку прижима цепей и желоба направляющего.

оперативность выполнения гарантийных обязательств. Большую роль для повышения качества гарантийного и сервисного обслуживания техники играет точность и своевременность получения информации, а это во многом зависит от эксплуатирующей организации. Для повышения эффективности взаимосвязи каждый год на

предприятия отправляется оперосный лист, все замечания и пожелания, отраженные в нем, рассматриваются и учитываются при изготовлении уже следующей машины. Хотелось бы, чтобы связь с заказчиком не прекращалась после окончания срока гарантии.

Для более эффективной эксплуатации нашей техники в

послегарантийный срок каждому потребителю предлагается заключить договор на сервисное обслуживание. При этом форма воздействия, периодичность и объем работ подбираются персонально, исходя из особенностей каждой организации. Кроме работ по договору на сервисное обслуживание, Отделом сервиса и надежности производятся разовые работы, направленные на модернизацию уже эксплуатирующегося оборудования. При модернизации оборудования учитываются все пожелания заказчика, не противоречащие Правилам и ТУ. В случае надобности для решения поставленных задач по модернизации привлекается конструкторское бюро. Для получения информации о разработанных решениях по модернизации или о новых разработках в конструкции обращайтесь в наш отдел.

Эффективность и надежность работы оборудования зависит не только от качества изготовления и сборки, плановой модернизации. Многие решают качество эксплуатации оборудования, основу которого составляют:

- регулярное и полное техническое обслуживание оборудования;
- степень квалификации каждого члена бригады;
- профессионализм участников технического обслуживания.

В случае заключения договора на сервисное обслуживание мы произведем диагностику вашего оборудования бесплатно.

В заключение обращаясь к инженерно-техническим работникам, непосредственно эксплуатирующим нашу технику.

Долговечность техники во многом зависит от ее грамотной эксплуатации. Это постулат известный и сомнению не подлежит. На наших установках нет систем, известных как «защита от неумелого обращения», но они оснащены кон-

трольно-регистрирующей системой СКР-1, которая позволяет проследить весь технологический процесс и проконтролировать основные параметры. Пользуйтесь этой возможностью — это будет дисциплинировать обслуживающий персонал, и в конечном итоге установка будет работать долго и без поломок.

Установка смонтирована на шасси высокой проходимости, но не на вездеходном шасси, в связи с этим надо осматривать предварительно состояние дороги, по которой планируется перегон установки.

Установщик оборудования предназначен только для монтажа и демонтажа оборудования (превентора, инжектора, забойной компоновки, рабочей площадки) на скважину, и если он используется для других целей, то это является нарушением техники безопасности.

Не игнорируйте ежедневные осмотры техники, это поможет вам превентивно заметить неисправности и не допустить аварии и долговременного простоя оборудования.

Проводите техническое обслуживание в строгом соответствии с инструкцией по эксплуатации, особенно серьезно относитесь к замене гидравлического масла.

Установку превентора и инжектора на скважину и их раскрепление производите строго в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Более подробную информацию вы можете получить при обращении в Отдел сервиса и надежности СЗАО «ФИДМАШ», сотрудники отдела всегда будут рады оказать вам помощь.

Наш адрес:

Ул. Рыбалко, 26, 220033, г. Минск, Республика Беларусь

Тел./факс:

+ 375 17 209 01 88
+ 375 17 207 89 34

e-mail:

vue@fidcoiledtubing.com
gvv@fidcoiledtubing.com ▲



НЕФТЬ В МОРЕ

В этом номере мы продолжаем серию публикаций об экологии морского нефтегазового комплекса.

Сегодня мы публикуем сведения о том, что же действительно происходит с нефтью при ее попадании в морскую воду.

Нефть относится к числу природных субстратов, и ее поступление в море только за счет выходов с морского дна достигает более 600 тыс. т/год [Etkin et al., 1999]. К этому надо добавить более 10—12 млн т алифатических и других углеводородов, которые ежегодно продуцируются морскими организмами [Гурвич, 1993]. В отличие от природных источников, нефтяные разливы обычно происходят в течение короткого времени и формируют локальные зоны аномально высоких концентраций углеводородов, представляющих опасность для морских организмов.

Поведение нефти в море зависит прежде всего от ее состава и свойств. С химической точки зрения, сырая нефть представляет собой сложную смесь нескольких тысяч жидких углеводородов (80—90 %) с примесью других органических соединений (нафтеновые кислоты, асфальтены, смолы, меркаптаны и др.), а также воды (до 10 %), растворенных газов (до 4 %), минеральных солей и микроэлементов. Из анализа 500 образцов различных нефтей установлено, что «типичная» нефть содержит в среднем 57 % алифатических углеводородов, 29 % ароматических углеводородов, 14 % асфальтенов и других соединений [Swan et al., 1994].

С первых секунд контакта с морской средой сырая нефть перестает существовать как исходный субстрат и подвер-

гается сложным и динамичным процессам переноса, рассеяния и трансформации. Схематическое отражение этих процессов дано на рис. 1 и 2. Особенно быстро происходит испарение легких нефтяных фракций: от 30 до 60 % нефти исчезает с поверхности моря уже в первые часы и сутки после разлива. Одновременно развиваются процессы растекания и дрейфа нефтяной пленки на поверхности моря (в основном под действием ветра и течений) с растворением и эмульгированием нефти в морской воде в результате ветрового перемешивания верхнего слоя. Растворимость нефтяных углеводородов обычно экспоненциально снижается с увеличением их молекулярного веса. Поэтому ароматические соединения (особенно такие, как бензол, толуол и др.) быстро переходят в водную фазу, в отличие от многих алифатических углеводородов.

Эмульгированная нефть накапливается в морских организмах (особенно в моллюсках за счет их фильтрационного питания), а также используется в качестве пищевого субстрата для нефтеокисляющих бактерий, которые способны быстро разлагать диспергированные в толще воды углеводороды. В результате этих многофакторных и взаимосвязанных процессов разлитая в море нефть распределяется на агрегатные фракции (формы нахождения), включая поверхностные пленки, растворенные и взвешенные формы, эмульсии, осажденные на дно твердые и вязкие компоненты и аккумулярованные в организмах соединения. Доминирующими ▶



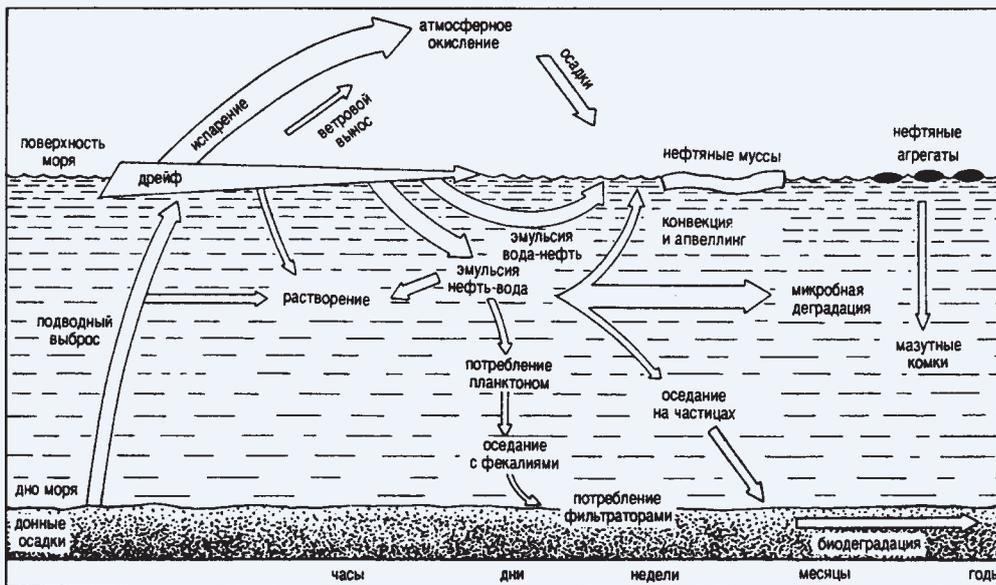


Рис. 1. Схема распределения и миграции нефти в море

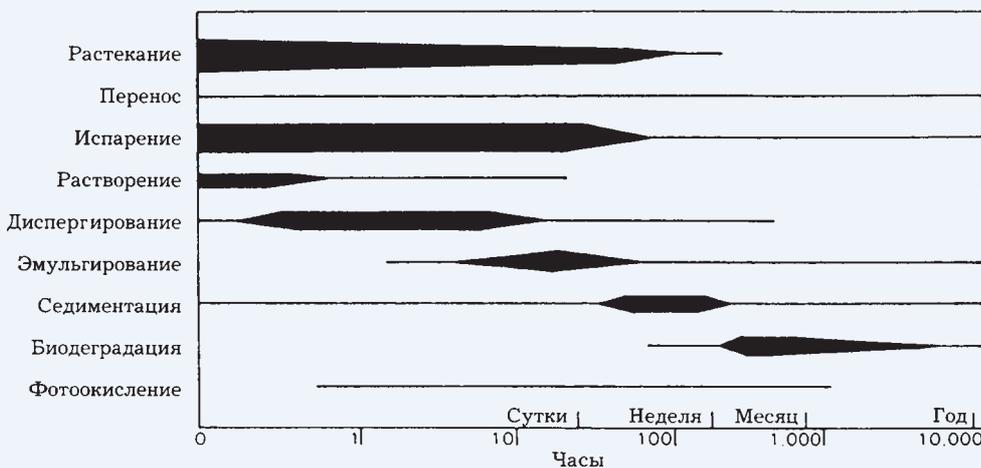


Рис. 2. Последовательность, продолжительность и относительный масштаб процессов переноса и трансформации нефти в морской среде: длина линий отражает длительность процессов, ширина линий соответствует относительной интенсивности процессов

Книга доктора биологических наук, профессора С.А. Пати́на

«НЕФТЬ И ЭКОЛОГИЯ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА»

(Из-во ВНИРО, 31 печ. л., 112 илл., 102 табл., библиография более 500 назв., твердая обложка)
 Книга отмечена Золотым Дипломом на Международном Форуме по проблемам науки, технологии и образования (Москва, 2001 г.)

В девяти главах книги обобщены последние материалы отечественных и зарубежных исследований в области экологии морского нефтегазового комплекса. Сделан акцент на методологии мониторинга и оценок воздействия на морскую среду, экосистемы и биоресурсы на разных этапах освоения шельфовых месторождений нефти и газа. Широко использованы накопленные за последние годы результаты наблюдений за экологической ситуацией на шельфе Сахалина и в других морских регионах, где реализуются крупные проекты по разведке и эксплуатации углеводородных ресурсов. На единой методической основе впервые детально рассмотрены экологические эффекты и последствия всех видов деятельности морского нефтегазового комплекса, включая сейсмозаземку, бурение скважин, промышленные работы, транспортировку углеводородов, аварийные ситуации, строительство трубопроводов, платформ и др. Сделан анализ основных факторов воздействия на морские биологические ресурсы и рыболовство и дано обоснование условий баланса интересов на шельфе рыбной и нефтегазовой отраслей.

Книга адресована специалистам в области прикладной экологии, океанографии, охраны природы, рыбного хозяйства и нефтегазовой отрасли для решения научных и прикладных задач экологической экспертизы, мониторинга и регламентации техногенного воздействия при освоении морских нефтегазовых месторождений.

Стоимость 1 экз. книги — 280 руб.

В продаже имеется также книга Пати́на С.А. «Экологические проблемы освоения нефтегазовых ресурсов морского шельфа». (М.: Изд-во ВНИРО, 1997. — 350 стр., 67 табл., 85 ил., библиография — более 700 назв.). Стоимость 1 экз. книги — 200 руб.

Заявки по почте: 107140 Москва, В. Красносельская, 17, ВНИРО, Издательство ВНИРО, — или по факсу: (095) 264-91-87. Справки по телефону: (095) 264-65-33. E-mail: patin@vniro.ru



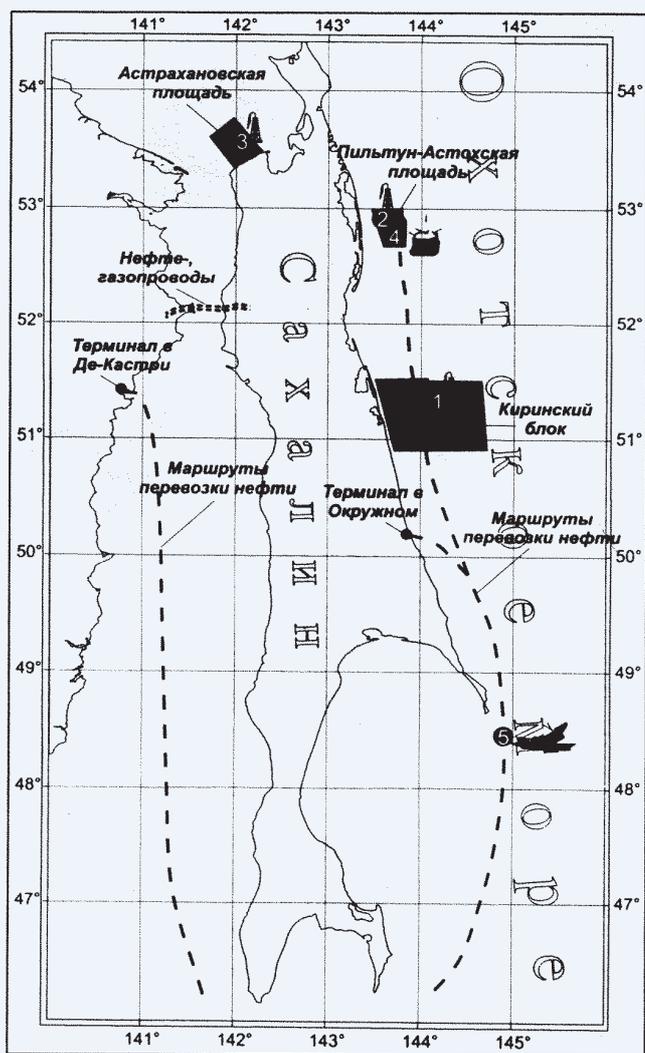
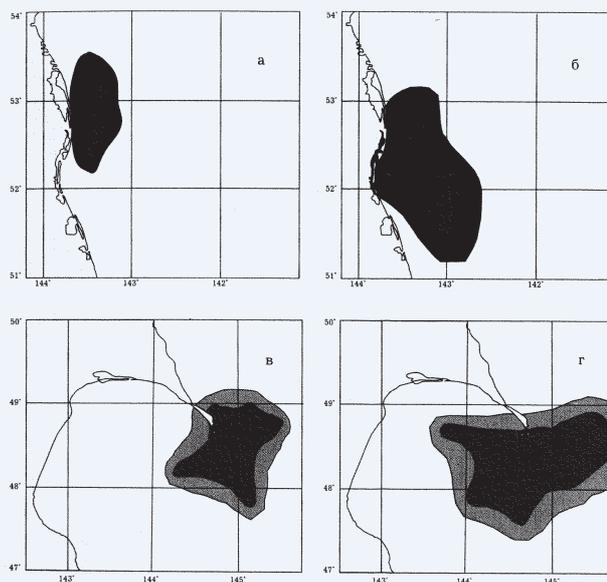


Рис. 3. Источники потенциальных разливов нефти на шельфе Сахалина:

1, 2, 3 – бурение разведочных скважин; 4 – эксплуатация промышленного комплекса «Витязь»; 5 – аварии транспортных танкеров

Рис. 4. Зона распространения нефтяных разливов по результатам моделирования в районе северо-восточного шельфа Сахалина (а, б) и у м. Терпения (в, г) спустя трое суток после разлива: объемы разливов – 12720 т. у северо-восточного шельфа и 71550 т – у м. Терпения (а, в – летний сезон; б, г – осенний сезон)



миграционными формами в первые часы и сутки после разлива являются нефтяные пленки и эмульсии. В раствор переходит не более 1 % сырой нефти, а концентрация растворенных углеводородов под пленкой нефти обычно не превышает 0,5 мг/л и сохраняется лишь в течение нескольких часов. При значительных разливах (более 1000 т) под нефтяной пленкой на глубинах до 10 м может присутствовать эмульгированная нефть в концентрациях до 5–10 мг/л, однако время существования этих фракций также не превышает нескольких часов [Baker et al., 1991; Патин, 1997].

Нефтяные разливы относятся к числу наиболее сложных и динамичных явлений распределения примесей в море. Каждый такой разлив по-своему уникален и неповторим из-за

практически бесконечного набора конкретных природных и антропогенных факторов в данном месте и в данное время. Особенно сложная картина складывается в ледовых условиях, когда скорость испарения и распада углеводородов резко снижается, а нефть аккумулируется под ледовым покровом, в его прогалинах и пустотах, сохраняясь здесь до начала таяния льдов.

Для количественного описания подобных разливов разработаны многочисленные методы и десятки математических моделей. Все они, естественно, весьма условны и ориентировочны, поскольку поведение нефтяных полей в море зависит от широкого набора самых разных и заранее неизвестных факторов, начиная от типа нефти, обстоятельств, места и времени аварии и кончая конкрет-

ной гидрометеорологической и океанографической обстановкой в районе возможного события. Известно, например, что дрейф нефтяного пятна в первые сутки после разлива определяется в основном направлением и скоростью преобладающего в данный момент ветра [Swan et al., 1994], а зависимость распределения нефти на поверхности моря от времени приближается к логарифмической зависимости [Матишов и др., 1999]. Точно предсказать, и тем более количественно описать такие ситуации, каждая из которых по своему уникальна и неповторима, практически невозможно.

Вместе с тем, сейчас накоплены большие массивы информации о поведении нефти, экологических эффектах и последствиях нефтяных разливов в море, что позволяет делать

предварительные качественные оценки и ориентировочный прогноз подобных событий с учетом статистической вероятности гидрометеорологических и других условий в том или ином районе.

Это направление активно развивается в последнее время в России, особенно в связи с началом освоения морских нефтегазовых месторождений в Арктике и на Сахалине. На рис. 3 показаны основные источники возможных нефтяных разливов на шельфе Сахалина в рамках уже реализуемых проектов, а на рис. 4 приведен один из примеров моделирования нефтяного разлива у восточного побережья Сахалина.

Печатается по изданию: С.А. Патин. Нефть и экология континентального шельфа. — М: ВНИРО, 2001. ▲



НП «ЦРКТ»

Тел./факс: (095) 124-85-83

Тел.: (095) 129-91-31

E-mail: crkt@inbox.ru

www.crkt.ru

Время
Колтюбинга

