

ОБ ОПЫТЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКИХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ

Сулейманова Н.Э.

Министерство промышленности и энергетики Азербайджанской Республики

1. Краткая история создания

Своим происхождением современные гибкие трубы обязаны проекту PLUTO времен Второй Мировой войны - «Трубопровода под водами океана».

До союзнического вторжения Нормандии в июне 1944 г. несколько 3-х дюймовых, довольно таки длинных трубопроводов для создания английского канала, т.е. Ла-Манша, были изготовлены из 1220 метр секций. Труба была соединена при помощи сварки в стык и намотана на катушку с диаметром втулки 12,2 метров. Эти катушки держались на воде и тянулись на буксире трубоукладочного судна. При помощи плавучих катушек 23 каната были размотаны и использованы для снабжения Союзнических сил горючим (топливом). Из 23 трубопроводов 17 имели длину 5079 метр, а остальные 112651 метр.

В конце 40-х годов были запатентованы изобретения относительно спуска кабеля в скважину под давлением. Позднее были запатентованы гибкие трубы и обмоточные шланги. Хотя патенты были зарегистрированы в начале 1950 г., данных о создании или испытании этого оборудования не имеется.

Инжекторные головки современных гибких труб появились в начале 1960-х годов, когда их использовали для радио коммуникационных антенн подводных лодок. Фирма Bowen Tools создала 5/8 дюймовую полиэтиленовую латунную (латунь) антенну, заключенную в катушку и выходящую из глубины воды в 183 метров. Антенна покоилась в катушке под инжектором для легкого использования. Основным принцип действия этой конструкции помог в создании гибких труб инжекторной системы. В 1962 г. Нефтяная Компания Калифорнии и фирма Bowen Tools создали первое устройство для промывки песочных пробок в нефтяных и газовых скважинах морского залива. Инжекторная головка представляет собой вертикальную вращающуюся цепную приводную систему для спуска колонны с наружным диаметром трубы 0,40 метров и выдерживает поверхностную нагрузку до 13500 кг. Диаметр раструба (втулки) трубной катушки был 2,75 метров и труба была оснащена вращающимся вертлюгом с тем, чтобы позволить непрерывную подачу труб во время капремонта.

Первая модель катушки гибких труб в натуральную величину представляла собой отрезки с наружным диаметром, 1,315 дюймов из низколегированного ниобия, которые были соединены сваркой впритык. Затем трубы были намотаны на катушку, их общая длина составляла 4575 метров.

Эти трубы прошли испытания на нескольких скважинах на суше и на море с середины 1963 до 1964 г. в Южной Луизиане. Их использовали для промывки песка и ловли штуцера.

В 1964 г. фирма Brown Oil Tools и Esso представили другую инжекторную систему гибких труб для обслуживания скважин (Рис.1). Эта видоизмененная конструкция требует, чтобы гибкие трубы были спущены вокруг желобчатого шкива, который удерживается на месте при помощи сводчатых цепных роликов. Эти ролики представляют собой кованые скобленные блоки для удерживания труб в шкиве (ролике). Инжекторный механизм поддерживался в портативной гидравлической мачте, которая подвешивает механизм цепного привода над стволом скважины. Это устройство было предназначено для спуска ¾ гибких дюймовых труб и использовалось для обслуживания скважины, а также при очистке ствола скважины на море и на суше.

В 1967 г. инжекторная головка была модифицирована с тем, чтобы применять гибкие трубы 1/2 дюймовые и дать в аренду фирме NOWSCO для промывки соленой воды. После успешного применения NOWSCO арендовала 12 труб марки «5 М» для обращения с 2,25 килограммовыми 1/2-дюймовыми гибкими трубами. В 1968 г. фирма Bower создала гибкие трубы с инжекторной головкой, предназначенной для спуска 3600 килограммовой 3/4-дюймовой гибкой трубы.

В конце 60-х и середине 70-х годов фирмами Bowen Tools и Brown Oil Tools были модифицированы конструкции гибких труб. В течение этого периода размер, используемых в промышленности гибких труб увеличился до 1 дюйма (наруж. диаметр). Применение этих гидравлических ремонтных установок при нефтегазовых работах стремительно возросло в начале 1970 годов. Действительно, более 200 агрегатов гибких труб было создано для промывки песка и обслуживания нитрогенного инжектора.

К сожалению, успех пришел через несколько лет.

В конце 70-х годов несколько других фирм создали инжекторные головки наподобие тех, которые были созданы фирмой Bowen Tools.

В 1985 г. был создан новый вид инжектора гибкой трубы, способный для спуска и поддержания 3825 килограммовой трубы с наружным диам. 3/4 дюйма. В отличие от предыдущих там используется ролик для удерживания на месте гибкой трубы. Их преимущество заключалось в большом размере труб и способностью работать на больших глубинах.

Хотя модификации наземного оборудования увеличили надежность гибких труб, наиболее ощутимые достижения были достигнуты в результате новых методов изготовления их и введением контроля за качеством.

2. Конструкция оборудования агрегата гибких труб

Несколько изготовителей сбывают оборудование гибких труб для промышленности. В настоящее время наибольшее применение находит вертикальная вращающаяся инжекторная головка с ценным приводом.

Агрегат гибких труб представляет собой портативную установку для обслуживания, предназначенную для спуска и подъема непрерывной колонны насосно-компрессорных труб коаксиальных эксплуатационным трубам или колонне обсадных труб большого внутреннего диаметра. В настоящее время имеются гибкие трубы с наружным диаметром от 3/4 дюйма до 2 3/8-дюйма. Основные компоненты агрегата гибких труб следующие (Рис.2):

- инжекторная головка труб
- катушка (барабан) с гибкими трубами
- набор устьевых противовыбросовых устройств
- гидравлический узел с приводом от двигателя
- щит управления.

Инжекторные головки:

Предназначены для выполнения 3 функций:

- 1) обеспечивает упор для спуска труб под давлением;
- 2) регулирует степень вхождения труб в скважину в различных скважинных условиях;
- 3) поддерживает полный вес (нагрузку) подвешенных труб и ускоряет рабочую скорость при извлечении труб из скважины.

Трубы могут опускать или поднимать с забоя скважины инструменты и приспособления, прикрепленные к концу труб. Трубная инжекторная головка управляет непрерывной колонной насосно-компрессорных труб при помощи двух противоположных приводных цепей, которые приводятся в действие двумя гидравлическими двигателями. Эти цепи имеют седлообразные блоки, смонтированные между звеньями цепи и

обработанные так, чтобы соответствовать окружности колонны гибких насосно-компрессорных труб. Седлообразные блоки внутри цепи втиснуты в трубу при помощи компрессионных (нажимных) роликов, приводимых в действие гидравлическим путем, которые вызывают силу, необходимую для создания фрикционной приводной системы. Инжекторная головка, также, оснащена дуговой роликовой системой, называемой направляющей насосно-компрессорных труб, которая монтируется непосредственно над приводным ценным колесом и применяется для приема труб из барабана и направления их в цепные блоки. Узел направляющей представляет собой серию роликов, которые вмонтированы в дуговой рамке под углом 90° с почти таким же радиусом изгиба как катушка (барабан) для намотки труб. В общем направляющая будет иметь радиус 1,524-1,828 метр для 1 ¼ и 1 ½ дюйм гибких труб. Трубы большего размера 1 ¾ - 2 дюймовые требуют радиус изгиба, как минимум, 2,134 метра. На основе инжекторной головки, вдоль центральной линии, расположен сальник (набивочная камера) с гидравлическим приводом при ее закреплении в узле ценного привода (Рис.3).

Сальник (набивочная камера) или «съёмная резина» содержит разрезной эластомерный элемент, который сжимается рядом с трубой. Это изолирует затрубное давление в стволе скважины от атмосферы.

Если «съёмная резина» изнашивается во время эксплуатации, эластомерный элемент может быть заменен даже при нахождении труб в скважине. Минимальное давление в сальнике (набивочной камере) 34,5 МПа, но он обычно рассчитан на рабочее давление до 69 МПа. Блочная ячейка (камера) также, находится в нижней части инжекторной головки. Это гидравлическое устройство связано со щитом управления для контролирования веса труб и силы натяжения (в фунтах), необходимой для подъема труб. На продвинутой инжекторной головке труб для передачи инструмента на забой скважины применяется камера (ячейка) «двойного действия», которая также замеряет осевую нагрузку на гибкие трубы.

Инжекторная головка поддерживается над устьем скважины одним из двух способов. Или при помощи раздвижных ножек, или стальной рамы с гидравлическим подъемным устройством, обычно называемым домкратом. Раздвижные ножки обычно применяются при монтаже буровой установки, где высота инжекторной головки или конструкция устья не позволяет применять домкрат. При использовании раздвижных ножек верхние секции вдеваются в 4-х периметрные канавки, расположенные на корпусе инжекторной головки, и закрепляются шпильками на нужной высоте. Для распределения нагрузки на подошве раздвижных ножек устанавливаются подушечки. Дальнейшая жесткость ножек достигается за счет затягивания стяжных гаек, вмонтированных в нижнюю часть ножек.

При монтаже буровой установки, где имеется свободная поверхность (например, морские платформы), рекомендуется поддерживать инжекторную головку домкратом. По достижении необходимой высоты, 4 ножки закрепляются и оставляются на месте. Основание домкрата распределяет нагрузку инжекторной головки равномерно вокруг периметра. Преимущество домкрата заключается в большой устойчивости и безопасности.

В любом случае инжекторная головка должна быть закреплена на земле или на сооружении хотя бы одной цепью с нижней части головки (обращенной к катушке) и двумя цепями с задней стороны. Для предотвращения осложнений на устье скважины цепи, используемые для стабилизации инжекторной головки, не должны прикрепляться к устью скважины или елке.

3. Применение гибких труб в ремонтных работах

3.1. Промывка песка и твердых фаз

Выбор промывочной жидкости

Операции по промывке песка и твердых фаз являются наиболее распространенными в настоящее время при ремонтных работах. Очистка ствола скважины требует закачки жидкости с тем, чтобы вынести твердые фазы на поверхность. Во многих случаях промывочные жидкости и твердые фазы, извлекаемые из скважины, попадают в поверхностные емкости, где твердые вещества осаждаются. Везде, где это практически возможно, жидкости рециркулируются для сокращения затрат.

При составлении плана по промывке песка важно подобрать правильно флюидную систему. Промывочные жидкости должны балансировать забойное давление и обеспечить вытеснение типа «поршня» для удаления твердых фаз. Ниже приводятся сжимаемые и несжимаемые жидкости, которые широко используются при обслуживании гибких насосно-компрессорных труб (Рис.4).

Несжимаемые жидкости

Они здесь ограничиваются водными и углеводородными жидкостями, которые могут быть истинными (ньютоновскими) и неньютоновскими. Очистка этим видом жидкости проще, чем очистка сжимаемыми жидкостями.

Ньютоновские жидкости имеют постоянную вязкость и скорость сдвига, что линейно пропорционально касательному напряжению и включают воду, соляной раствор, глицерин, легкие фракции нефти, кислоты и жидкие биополимерные смеси (около 25 сантипуаз). Они имеют самую низкую вязкость из всех жидкостей, применяемых для ремонта и могут легко проникать в турбулентное течение, создавая значительную энергию смешивания.

Неньютоновские жидкости имеют консистенцию, являющуюся функцией касательного напряжения и нелинейное соотношение скорости сдвига – касательное напряжение. Они включают буровой раствор, высоковязкие гели и сложные гели. Эти промывочные жидкости имеют внутренне сильное средство частиц и обычно выбираются на основании суспензий твердых фаз и способности управлять пластовым давлением. Они могут проталкиваться в турбулентное течение при закачке через гибкие трубы под высоким давлением, но почти никогда не присутствуют в турбулентном потоке. Неньютоновские жидкости, которые разжимают сдвиг, могут проявлять себя в качестве фрикционных редукторов.

Промывочные жидкости должны обладать способностью выталкивания твердых фаз из скважины. Неньютоновские жидкости обычно являются адекватными в зависимости от размера гибких труб. Однако низкая скорость восходящего потока бурового раствора не вынесет твердую фазу из скважины. В этом случае промывочные жидкости должны быть гелями с высокой вязкостью. Такие неньютоновские жидкости обычно срезают биополумерные гели или гелеобразные нефтяные системы.

Сжимаемые жидкости

Их трудно создать и применять, нежели несжимаемые жидкости. Сжимаемые промывочные жидкости состоят из переменных газовых фракций и используются для компенсации пластов с низким забойным давлением или для подъема твердых фаз, когда скорость восходящего потока раствора недостаточно высокая. Ввиду того, что объем жидкости с температурой и давлением изменяется в сжимаемой системе, восходящий поток не будет двигаться с одинаковой скоростью. Наладив циркуляцию по программе, промывочная жидкость выкачивается при давлении, необходимом для снижения потери фрикционного давления. При этом промывочная жидкость находится под высоким давлением и занимает маленький объем. По мере того, как объем сжимаемой жидкости

входит в трубы, сокращая гидростатическое давление столба жидкости в кольцевом пространстве, пониженное фрикционное давление позволяет газу в промывочной жидкости расширяться. При этом происходит потеря фрикционного давления.

Прогнозирование скорости восходящего потока бурового раствора и способности удаления твердых фаз требует комплексных расчетов и часто требуется компьютерная программа для оценки производительности (эффективности) сжимаемой жидкости. Сжимаемые промывочные жидкости представляют собой сухой азот и пены (кислотные или на нефтяной основе).

Промывка азотной струей

Азот (N₂) – нетоксичный, инертный газ, не вступающий в реакцию с углеводородами для создания горючих смесей. Он слабо растворяется в воде и др. жидкостях, поэтому он остается в форме пузырьков при смешивании с промывочными жидкостями. Азот к месту назначения доставляется в жидкой форме в бутылках при температуре ниже -320°F, жидкий азот закачивается трехступенчатым криогенным насосом при определенной скорости в камеру расширения, где он абсорбирует тепло из окружающей среды и превращается в сухой газ. Затем газ перемещается из камеры в поверхностные трубы под давлением, необходимым для его применения.

При низком забойном давлении или при наличии скважин, чувствительных к жидкости, закачка азота может вызвать выход песка с большой скоростью из устья скважины. Выход твердых фаз непосредственно зависит от скорости восходящего потока азота. Если нарушить скорость закачки азота при промывке, то твердая фаза в затрубном пространстве сразу же перестанет выходить. Скорость, необходимая для выхода твердых частиц, может вызвать эрозию труб и оборудования, что также требует внимания.

Для уменьшения фрикционного эффекта обычных эксплуатационных труб необходимо применять толстостенные трубы с наружным диаметром 1 дюйм. По причине трудности соблюдения мер по технике безопасности промывку азотом необходимо считать «крайней необходимостью» и прибегать к ней только в случае крайней необходимости.

Пенная промывка

Пена – это газожидкостная эмульсия. Для данного применения жидкость может быть на водной или нефтяной основе, в качестве же газа всегда используется азот (N₂). Поверхностно – активные вещества (ПАВ) смешиваются с жидкостной фазой с концентрацией от 1 до 5% для сокращения поверхностного натяжения. «Мокрая» жидкостная фаза затем смешивается с азотом в пенообразующей Т-образной трубе. Созданная при этом турбулентность обеспечивает достаточно дисперсии для создания однородной эмульсионной жидкости.

Пенистые (пенные) жидкости обычно предпочтительны при промывке скважин с низким забойным давлением. Пена создается с градиентами гидростатического давления от 0,002 до 0,0004 МПа/0,305м в зависимости от давления в стволе скважины и температуры. Стабильная реология пены близко напоминает пластические жидкости Bingham, где напряжение текучести должно быть преодолено для стимуляции движения жидкости.

Принятое в промышленности измерение волюметрического содержания газа в пенной жидкости является «качеством» и арифметически определяется как:

$$Q_f = \frac{\text{объем } N_2}{\text{качество пены} \times \text{объем жидкости} + \text{объем } N_2}$$

Стабильные пены качеством от 60 до 85 обладают двумя уникальными качествами (свойствами) для промывки. Во-первых, суспензии твердых фаз в 10 раз выше, чем жидкости и гели, во-вторых, отклоняющие (отводящие) свойства, т.е. способность выдерживать давление до 69 МПа с минимальной водоотдачей пласту. Если качество

пены превышает 90%, то характеристика взвешенного состояния твердой фазы больше не будет присутствовать. При этом пена превращается в легкий туман, и только скорость газа в кольцевом пространстве может сохранить взвешенное состояние частиц.

Так как пены обладают сжимаемостью, качество жидкостной системы не однородное во всем кольцевом пространстве. При поверхностных температурах очистки и давлениях пена обретает удельный объем, который определяет качество первоначальной системы.

По мере закачки пены общая потеря фрикционного напора уменьшается. Наряду с низким гидростатическим давлением в кольцевом пространстве азот N_2 в пене расширяется, приближаясь к поверхности. Результат этого – динамический профиль качества пены, где эффект фрикционной потери давления, вязкости и скорости постоянно изменяется.

Скорость промывки

Скорость спуска гибких труб в плотные твердые фазы вместе со скоростью жидкости восхождения потока бурового раствора определяет концентрацию твердых фаз в циркулирующей промывочной жидкости, поступающей из скважины. В результате дисперсии и увеличения эффективного веса бурового раствора дифференциал гидростатического давления между «чистой» промывочной жидкостью в гибких трубах и «грязной» жидкостью в затрубном пространстве увеличивается. Проникновение в уплотнения рыхлого песка обычно не показано на поверхности и несколько песочных пробок можно насчитать при промывке глубоких эксплуатационных труб. Если не дается достаточно времени для достижения твердых фаз поверхности, может развиться достаточно высокое гидростатическое давление в затрубном пространстве за счет увеличенных твердых фаз. При этом повышенное гидростатическое давление «грязных» кольцевых жидкостей может вызвать попадание жидкости в пласт. Если, в результате этого, скорость восходящего потока сокращается и становится ниже предельной скорости отстойных частиц, твердая фаза отстывает и может прихватить трубу.

Добытые жидкости

При помощи видов пластовых вод также можно определить, как продолжать программу промывки. В продуктивном стволе скважины (нефть и вода) жидкости обычно несжимаемые и могут поддерживать «пistonное» вытеснение кверху кольцевого пространства. Если добытая жидкость – газ, будьте готовы к «газовым выбросам» или потере циркуляции при разрыве песочных пробок. Кроме того, разница между плотностью газа и жидкости может позволить газу задавить промывочную жидкость. Это приводит к уходу промывочной жидкости в пласт в независимости от забойного давления.

При промывке нефтяных скважин с низким забойным давлением водной пеной, будьте готовы к деградации пены при ее смешивании с нефтью. Нефть дестабилизирует режим пены на поверхности контакта, которая распадается на газифицированную водонефтяную эмульсию. По мере дегенерации и перемещения пены в кольцевое пространство твердая фаза может отступить.

Промывочные инструменты

Их выбор происходит в соответствии с гидродинамическими требованиями. Они применяются только в том случае, если забой скважины требует дополнительного турбулентного действия. Для разрыва пробок имеется несколько инструментов. Часто они бывают устроены наподобие перепускного тонкого проволочного каната, который в дальнейшем может расширить свое применение. В зависимости от выбранной системы промыва, числа промывных отверстий и размера их, фрикционная потеря давления составляет 0,34-17,2 МПа.

Прямая циркуляция

Закачка жидкости в трубы и извлечение твердых фаз является функцией гибких труб. Вдобавок к критерию системы промывочной жидкости, максимальное разрывное усилие на колонну гибких труб необходимо оценить для того, чтобы напряжение его не достигло.

Как сжимаемые, так и несжимаемые жидкости можно применять при обычной циркуляции. Выбор подходящего размера труб зависит от минимальной скорости нагнетания (или откачки), общей потери давления системы циркуляции и минимальной допустимой нагрузки, необходимой для безопасной промывки и извлечения трубы из скважины. Допускается применение предохранительных запорных клапанов и прорезных промывочных инструментов.

Обратная циркуляция

Закачка промывочных жидкостей в кольцевое пространство концентрических труб и возврат на поверхность применяется, если скорость восходящего потока бурового раствора слишком низкая для поднятия твердых фаз из скважин с нормальным и аномальным давлением. Программа промывки служит для закачки чистых жидкостей в кольцевое пространство и применения высоконапорных жидкостей внутри гибких труб для подъема твердых фаз из ствола скважины. Эта техника для планирования и выполнения циркуляционной программы более сложная, чем обычная программа циркуляции.

Программа обратной циркуляции требует минимальной скорости закачки жидкости и точного расчета фрикционной потери давления в гибких трубах и кольцевом пространстве для этой скорости. Необходимо иметь информацию о размере частиц, геометрии, адгезии (прилипанию) и скорости оседания с тем, чтобы не произошло оседание или закупорка гибких труб.

В программе обратной циркуляции самое высокое давление действует против наружного диаметра гибких труб непосредственно под узлом эжектора. В результате высокого дифференциального давления гибкая труба может выйти из строя. Далее это осложняется за счет растягивающих усилий, овальности (потере круглой формы) и толщины стенки. Кривые теории максимальной энергии разрушения могут быть использованы для оценки нагрузки на гибкие трубы для определения условий разрыва.

Обратная программа циркулирующей промывки обычно ограничивается применением несжимаемых жидкостей. Выбор колонн гибких труб большего внутреннего диаметра сокращает фрикционное давление трубы, а трубы большего размера вызывают больше потери давления в затрубном пространстве. Следует также отметить, что обратная циркуляция не может быть выполнена с забойными предохранительными клапанами или ограничительными промывочными инструментами, установленными на гибких трубах.

Что надо делать и что не надо делать при промывке твердых фаз гибкими трубами.

Надо:

- Извлечь Т-образную трубу (тройник) из скважины. Поместить ее непосредственно ниже противовыбросовых устройств.
- Установить регулируемый штуцер на обратной линии и иметь запасную штангу на месте.
- Иметь план на случай потери промывочной жидкости и дополнительную жидкость на месте.
- Иметь емкости на месте для сбора выносов породы и твердых фаз из скважины. Иметь план обработки жидкостей при помощи промыслового оборудования или удаления в специально отведенное место. Твердые фазы должны быть очищены и складированы или храниться в специально отведенном месте.

- Спускать гибкие трубы в скважину со скоростью не более 9 – 12 метров в мин., если верх нагнетания не известен. Если же верх известен, то скорость спуска не должна превышать 18 метров в мин.
- Держать циркулирующую промывочную жидкость, поступающую из скважины на протяжении всего графика промывки. Если ее поступление прекратилось или же сократилось, поднимайте гибкие трубы из скважины до тех пор, пока поступление не наладится.
- Промывать твердую фазу медленно. При прорыве пробок, позвольте в течение значительного времени выход твердой фазы из скважины прежде, чем продолжать.
- Проверять через каждые 305 – 458 метров трубную драгу. Выявить те части труб, которые имеют экстенсивный цикл и избегать проведения периодических проверок на этих интервалах.
- Контролировать давление нагнетания и штуцерное давление циркулирующей промывочной жидкости при закачке жидкости, нагруженной твердой фазой.

Не надо (нельзя):

- Позволять трубам оставаться в неподвижном состоянии в течение времени, превышающем 1/2 времени, необходимого для промывки забоя скважины.
- Отключать насосы, если трубы находятся вне скважины.
- Превышать расчетное давление циркуляции в 240 МПа.
- Спускать эксплуатационные трубы в обсадные без закачки хотя бы одного объема жидкости в затрубное пространство.

Технология цементирования гибкими насосно-компрессорными трубами

Программа по успешному гидравлическому разрыву пласта на месторождении Prudhoe Bay невозможна, в основном, без программы цементирования под давлением установки гибких насосно-компрессорных труб (УГТ) скважины, в которые предварительно закачивался цемент. Однако продавочные перфорации подвергались более высоким дифференциальным давлениям во время дробных работ, чем обычно наблюдалось на этом месторождении. В начале программы по возбуждению трещин в 1990 г. операция по продавке перфораций потерпела неудачу, когда подверглась этим высоким давлениям.

Сразу стало ясно, что потребуется более эффективная технология продавки под давлением УГТ, приводящая к более сильной продавочной перфорации. Эта программа была осуществлена фирмой ARKO на Eastern Operating Area (ЕАО) в середине 1990 годов. В данном документе приводятся результаты реализации этой новой программы, которая позволила увеличить поверхностное давление закачки гибких труб от 10,3 до 24 МПа за час. Более эластичный, устойчивый к действию кислоты каучуковый цемент, также стал стандартным веществом для цементирования в конце 1990 годов. Выполнение этой программы привело к 90% эффективности закачки цемента под давлением.

Типичная методика закачки гибких труб под низким давлением приводится ниже:

- 1) После любой необходимой предварительной закачки под давлением кислоты скважина была уплотнена нагретой морской водой и контролируемый цемент, снижающий водоотдачу, был поднят с общей глубины при помощи гибких труб.
- 2) Дифференциальное давление пласта ниже градиента дробы было достигнуто. Это обычно составляет 10,3 МПа и держится приблизительно в течение 45 мин. для обезвоживания цемента и создания купола.

- 3) Избыточный цемент затем был смешан со смесью бетонита с бурой (пироборноокислым натрием). На следующий день смоляной полимер (Xanthan или Welan) был закачен в гибкие трубы для того, чтобы выбить разбавленный цемент. В течение этого процесса дифференциальное давление порядка 34,5 МПа соответственно (относительно) пластового давления было удержано. Морская вода была оставлена в стволе скважины до затвердения цемента.
- 4) Обычно скважина проходит повторную перфорацию не раньше 2 недель после закачивания под давлением после использования буры в качестве замедлителя схватывания.

3.3. Надувные системы для капремонта скважин через эксплуатационные трубы.

Последние технологические новшества, т.е. разработка надувных уплотняющих элементов конструкции позволяют производить капремонт скважин необычной техникой через эксплуатационные трубы. Улучшенная способность этих элементов вместе с инструментами новой конструкции позволяет заканчивать ремонтные работы при помощи гибких труб или электрокабеля, что находит широкое применение. Капремонт включает селективную и зональную химическую обработку, временные и постоянные заливочные работы, промежуточную вставку глухих фланцев, модификации профиля эксплуатационного и нагнетательного потока и гидроразрыв пласта. Они завершаются без подъема эксплуатационных труб из скважины и поэтому не требуется на скважине буровая установка. Ввиду того, что эти инструменты спускаются под давлением при помощи гибких труб или электрокабеля, надобность в глушении скважины, тяжелом буровом растворе для глушения скважины, что может привести к повреждению пласта, отпадает. Эти инструменты созданы для работы с гидростатическим давлением и натяжением рабочей колонны в пределах границ гибких труб.

Успех этой технологии даст большой экономический эффект по сравнению с обычной технологией капремонта. Последние достижения по усовершенствованию оборудования улучшили способность и увеличили надежность этих методов. Многие операционные компании, используя эти новые методы, достигли большой экономической эффективности в своих ремонтных программах. Это оборудование предназначено для спуска эксплуатационных труб больших размеров и установленных в больших эксплуатационных колоннах. Надувные элементы могут быть установлены в колоннах труб, диаметр которых в три раза превышает диаметр спущенных в скважину труб. Они, также, могут применяться в скважинах при более высоких температурах, чем допускает предыдущая технология.

3.4. Ловильные работы при помощи гибких эксплуатационных труб.

Определение ловильных работ на нефтяных месторождениях может быть как «попытка» зацепить и извлечь ненужное или часто поврежденное оборудование из ствола скважины. Термин «ловля» (ловильные работы) обычно применяется, когда забойное оборудование не может быть извлечено из скважины при помощи инструмента или метода, созданного для извлечения этой части оборудования. Обычно предметы, упущенные в скважине могут быть двух видов – некоторые просто предметы, вызывающие низкую добычу или сложности в работе и затраты, другие требуют извлечения в целях безопасности или по механическим причинам, когда скважина должна продолжить действовать. При добыче в скважине может оказаться:

- прихваченный инструмент, поврежденное оборудование для регулирования дебита, пробки или подземное защитное оборудование, которое не может быть поднято из скважины канатом;
- отрезки канатов или каротажного кабеля;
- колонны вспомогательных шнуров;
- другие посторонние предметы.

До 1980 г. качество гибких труб, особенно сварных соединений было относительно низкое и ловильные работы терпели неудачу. Несмотря на это, преимущество ГТ не может быть проигнорировано, особенно после падения цен на нефть во время 80-х годов, когда стало необходимо искать более экономичные альтернативы для операций по добыче. Преимущество ГТ в подвижности, низкой стоимости, быстром времени работы в сочетании с преимуществом присоединенной трубы, которое заключается в циркуляции, применении инструмента, приводимого в действие давлением и способности работы в действующей скважине.

После того, как улучшилось качество и надежность ГТ и связанного с ними оборудования, такие изменения, как увеличение прочности на разрыв, укрепление сварных швов и увеличение размеров труб, расширился диапазон работ, которые можно выполнять при помощи ГТ. Они участвуют там, где применяются забойные инструменты, как например, пакеры гидравлического действия, забойные буровые двигатели и вспомогательные инструменты на конце колонны труб для установки и удаления забойных устройств для регулирования дебита.

С увеличением числа наклонных и горизонтальных скважин увеличилось число работ для ГТ, так как другие, (канат и электрокабель), неэффективны для применения к скважинам с конфигурациями отклоненного (искривленного) ствола.

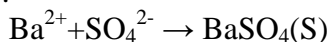
Стальной канат – самое экономически эффективное средство для выполнения многих работ по обслуживанию скважин. Кроме того, было создано много приспособлений и устройств для выполнения ловильных работ канатом и существует много опытных операторов для выполнения этих работ. Однако, применение каната ограничивается конфигурацией скважин, которые могут быть прямыми или отклоняться от вертикали на 60° . Большой уклон мешает эффективной работе ловильного яса и может создать проблемы при транспортировке инструмента. Песок и обломки мешают канату достичь и поднять упущенный в скважину предмет; кроме того, желонка может поднять ограниченное количество песка. Гибкие трубы имеют три преимущества над канатом для ловильных работ:

- они обладают способностью циркулировать (вращать) различные промывочные жидкости, включая азот и кислоту при высоком давлении или растворять песок, буровой раствор, твердый осадок и другие обломки;
- они способны производить большую осевую силу на прямых или сильно наклоненных скважинах для извлечения упущенных в скважину предметов; Более надежные, большого диаметра ГТ навели на мысль создать тяжелой конструкции специальные рабочие колонны гибких труб для забойных устройств регулирования расхода жидкости. Эти колонны создали базу для ловильных работ гибкими трубами. Таким образом, число вылавливаемых предметов из действующих скважин, так же увеличилось, часто исключая необходимость в ремонтной или гидравлической установок при капремонте.

3.5 Расширительные работы по борьбе с окалиной сернокислого бария в гибких трубах на месторождении Forties

Окалина сернокислого бария ($BaSO_4$) наблюдалась на верхнем оборудовании, в секции котла и на установке водоснабжения. Она также наблюдается на забое, отлагается на эксплуатационной колонне труб и на короткой колонне труб (вкладыше), что ведет к сокращению размера ствола скважины и связано с потерями добычи. Наиболее серьезные случаи наблюдаются, когда трубы становятся полностью закупоренными в результате окалины и дебит прекращается.

Окалина образуется в результате смешивания несовместимой нагнетаемой (морской) воды (насыщенной ионами сульфата) с пластовой водой (насыщенной ионами бария).



Следовательно, только скважины, подвергающиеся прорыву нагнетаемой воды могут иметь риск окалины такого вида.

Окалина бария фрезеруется путем закачки геля и/или морской воды через гибкие трубы и забойный двигатель. Поток жидкости через мотор вызывает вращение расширителя и/или долота, тем самым дробя окалину. Циркулирующая промывочная жидкость, поступающая на поверхность через гибкие трубы/кольцевое пространство эксплуатационных труб, через елку, задвижку на отводящей линии и выкидную линию к сепаратору.

Окалина затем остается в отстойнике сепаратора пока гель не будет обработан (очищен). Окалина затем измельчается до 1мм и выбрасывается в море.

3.6 Бурение горизонтальной малогабаритной скважины гибкими трубами.

Большое количество существующих вертикальных скважин составляли потенциал для повторного заканчивания скважин при условии применения экономически эффективного метода. Многие из этих скважин были закончены 4 ½ и 5 ½ - дюймов обсадными трубами, требующими применение технологии для малогабаритных скважин для горизонтального заканчивания.

Первые попытки имели ограниченный успех ввиду того, что технология заканчивания малогабаритной скважины была новая. Проблемы с изысканиями были осложнены проблемами, связанными с бурением фонтанного периода. Эти проблемы увеличили время бурения и затраты и поэтому, экспериментирование было отложено. Затем многие проблемы были преодолены за счет успехов в технологии заканчивания малогабаритных скважин, однако проблемы, связанные с бурением под давлением еще оставались. Исследования для потенциального решения проблем привели к выбору гибких труб в качестве бурильной колонны. Применение этих труб и противовыбросового оборудования, обычно используемого с гибкими трубами позволило рейс под давлением исключая необходимость глушения скважины. Дополнительные преимущества включают высокую скорость рейса и исключение обычной буровой установки и связанные с этим расходы. Подвижность агрегата (узла) гибких труб может позволить быстрое передвижение между скважинами и работа в местах с ограниченным пространством. Предыдущий опыт бурения гибкими трубами ограничивался углублением существующих вертикальных скважин или операциями по чистке скважины. Создание метода вращения забойного агрегата для ориентации обеспечило недостающее звено, требуемое для подтверждения проекта экспериментирования гибкими трубами.

3.7 Ликвидация скважин при помощи гибких труб.

Настоящий интерес к цементированию при помощи ГТ в Северном море основан на результатах, полученных на Аляске.

В 1983 году Аляска впервые применила ГТ для закачки цемента под давлением во время ремонтных работ на месторождении Prudoe Bay. Их применение объясняется экономичностью. Преимущество ГТ заключается в следующем:

- 1) Так как контроль давления в скважине осуществляется при помощи эжектора и комплекта противовыбросовых устройств, возможно спускать ГТ в действующую скважину.
- 2) Существующие эксплуатационные трубы и устьевое оборудование не должно быть извлечено для вхождения в продуктивные интервалы.
- 3) Возможное загрязнение цементного раствора сводится к минимуму.
- 4) Так как ГТ могут расхаживаться (двигаться назад и вперед) при закачке, возможна точная погрузка (разгрузка) небольшого объема цемента в интересующей зоне.

По этим причинам экономичности фирма Эльф Акитан в Норвегии прибегла к помощи гибких труб в своем проекте ликвидации Платформы СДР-1.

4. Применение гибких труб в добычи нефти и газа

4.1 Газлифтная система с навитыми на катушки гибкими трубами

Стандартный карман, эксцентричная или концентричная оправка малогабаритной скважины соединяются с ГТ и устанавливаются внутри существующей эксплуатационной колонны, успех чего подтверждается документально. Эти стандартные оправки увеличивают диаметр ГТ, мешая спуску оправок через инжекторную головку ГТ и обычное кольцевое уплотняющее устройство. В результате ГТ должна быть отключена на каждой газлифтной станции при спуске колонны в скважину. Смотровое окно между инжекторной головкой и оборудованием для управления скважиной часто требуется для того, чтобы облегчить установку газлифтной оправки в колонне ГТ. Высадка (повреждение) оправки может потребовать дополнительного кольцевого оборудования для управления скважиной, что осложнит спуск газлифтной колонны в действующую скважину. Кроме того, размер оправки – ограничивающий (предельный) фактор в некоторых существующих стволах скважин с внутренним ограничением.

Исключение высадки оправки повышает эффективность газлифтных установок ГТ. Конструкция для исключения высадки требует, чтобы диаметр оправки был равен диаметру ГТ. Кроме того, газлифтные оправки и клапана должны быть гибкими, чтобы обеспечить навивку на барабан с гибкими трубами.

Обычно, забойное газлифтное оборудование бывает жесткой конструкции и выдерживает эксплуатационные нагрузки. Гибкие трубы в отличие от него деформируются при навивке на барабан. Для того, чтобы обеспечить навивку газлифтного агрегата, необходимо вмонтировать газлифтный клапан в оправку и обеспечить гибкость и устойчивость изгиба до радиуса катушки. Так как оправка имеет такой же диаметр, что и ГТ, первым компромиссом является признание того, что проходное сечение, примыкающее к клапану ограничено. Для гибких труб с наружным диаметром 2-3/8 дюймов был выбран газлифтный клапан с наружным диаметром 1-дюйм для хорошего баланса между эксплуатационными качествами клапана и ограничением в эксплуатационном потоке (добыче)(Рис.5).

Установка клапана внутри оправки происходит при помощи постоянного закрепления клапана во-внутрь гнезда оправки. Гнездо обеспечивает прохождение нагнетаемого газа в оправку через клапан. Кольца на клапане выделяют рабочее давление

жидкости от нагнетаемого газа. Гнездо и примыкающие к нему секции узла газлифтного клапана остаются жесткими во время навивочных операций. Остаток оправки примет форму радиуса кривой при наматывании на катушку или над (через) направляющей дугой. Над гнездом располагаются газлифтные сифоны и секция азотного купола.

В 2-3/8-дюймовой гибкой трубе секция клапанных сифонов не касается изгибающей (дуговой) секции оправки при наматывании на катушку. Однако, секция купола должна изгибаться по своей длине, когда оправка (пробойник, шпindel) наматывается на катушку. Изгибание элемента азотного купола требует замены обычного жесткого элемента конструкции на тонкостенный. Этот тонкостенный элемент достаточно крепкий, чтобы выдержать внутреннее давление азотной нагрузки. Кроме того, достаточно гибкий, чтобы выдержать изгибание гибкими трубами. Обратный клапан находится ниже гнезда газлифтного контрольного клапана. Небольшая длина контрольного клапана позволяет сохранять жесткость, так как он не соприкасается с гибкой трубой при намотке.

Создание и обеспечение навитых на катушку ГТ газлифтной системы улучшает газлифтную эксплуатацию гибкими трубами.

4.2 Гибкие насосно-компрессорные трубы для установки электропогружных насосов

С 1960 г. гибкие трубы по всему миру применяются для различных ремонтных работ. Они нашли широкое применение при каротаже наклонных скважин, освоении скважин, цементировании, перфорировании, бурении и чистке. В целях экономичности их используют для развертывания ЭПН. Гибкие трубы – сплошные трубы свернутые спирально на большой катушке (барабане) и приводятся в действие (разматываются) при помощи передвижного узла управления. Трубы подаются в скважину и извлекаются из нее при помощи инжектора. В настоящее время имеются гибкие трубы различного размера от наружного диаметра 19,1 мм до 188,9 мм с пределом текучести от 483 МПа до 689 МПа. Марка труб N-80. Если требуется высокая коррозионная устойчивость, то применяются трубы из титана. Система электропогружных насосов состоит из внутрискважинного (забойного) насоса, электрокабеля и поверхностной электрической системы управления. В типичном исполнении глубинный насос подвешивается на колонне в устье скважины и погружается в скважину.

Существует множество методов механизированной эксплуатации электропогружных насосов. Имеются насосы производительностью от 15,9 м³/сутки до 15100 м³/сутки, работающие на глубине до 4570 м на обсадных трубах ½ дюйма (114,3 м) и больше. Температура на забое при этом может достигать 232⁰С.

Компьютерные программы размерности обычных ЭПН были использованы для определения размеров электронасоса и забойного двигателя. Только особое внимание было уделено увеличению фрикционного давления ввиду уменьшения внутреннего диаметра ГТ по сравнению с обычно используемыми трубами с наружным диаметром 2-7/8 дюйма (73 мм) или 2-3/8 дюйма (60 мм) с высаженным концом. Как показано, потери на трение увеличиваются показательно по мере уменьшения внутреннего диаметра и увеличиваются показательно по мере увеличения скорости нагнетания. Эти потери можно избежать, увеличив размер насоса и двигателя. Увеличив скорость нагнетания, можно добиться экономических показателей в отношении потерь на трение.

При выборе гибких труб главное внимание следует уделить прочности на разрыв, наличию их в местной зоне, предполагаемому излому на протяжении срока эксплуатации скважины, относительному расширению ГТ по отношению к силовому кабелю и на разрывную способность ГТ при напоре. Хотя применение труб большого диаметра возрастает, во всем мире нет агрегатов, способных подавать трубы с наружным диаметром 2 дюйма (50 мм).

Особо следует обратить внимание на прочность разрыва трубы и соединительной муфты. Соединительные муфты должны быть спроектированы и изготовлены с учетом требований, совместимых с размером гибких труб.

Промысловый опыт показывает эффективность применения узла гибких труб для установки электропогружных насосов (ЭПН) как средств использования ЭПН для механизированной насосно-компрессорной эксплуатации (Рис.6).

4.3 Применение гибких эксплуатационных труб большого диаметра

Установка 2-х дюймовых гибких труб с применением вспомогательного оборудования “обычного серийного” (единственной “специальной” деталью, которая была необходима, были соединительные муфты гибких труб) и способность спускать инструменты в скважину на тросе через гибкие трубы, показала целесообразность другого применения в добыче. Конструкция больших гибких труб и совершенствование оборудования, связанного с гибкими трубами, как например, соединительные муфты, газлифтные оправки, пакеры, подземные предохранительные клапаны и интегральные гидравлические линии или электрические проводники, привлекут внимание к двух- и больше дюймовым гибким трубам, как эффективной альтернативе обычного вида сочлененным трубам. Гибкие трубы высокой прочности, более долговечные – расширят диапазон использования их при эксплуатации и обслуживании.

Успешное извлечение гибких труб и другого забойного оборудования при работах на месторождении Prudhoe Bay показывает эффективность гибких труб не только для “одного дня ремонта”. Детали конструкции скважины могут включать ниппели и уплотнительные отверстия для обеспечения будущей установки гибкого оборудования без удаления первоначальных эксплуатационных труб. С применением гибких труб, размер пути проникновения потока может быть быстро изменен с тем, чтобы позволить увеличение скорости интенсификации, подогнать дебит, следующий за интенсификацией или оптимальной трубной гидравлики при понижении дебита. Кроме того, неполная колонна гибких труб может служить в качестве трубной заплаты через относительно длинные интервалы поврежденных эксплуатационных труб, позволяющая производить ремонт без ремонтной установки.

Установка гибких насосно-компрессорных труб дает возможность восстановить заглохшую скважину и довести ее дебит до нескольких сот баррелей в день, исключая дорогостоящий капремонт буровой установки или модификацию существующего устьевого или забойного оборудования.

4.4 Скоростной колонны гибких труб на газовых месторождениях

Новые преимущества в технологии гибких труб создали экономические возможности для непрерывной добычи и получения дополнительных резервов с газовых скважин, имеющих проблемы с заливанием жидкости в скважину. Совершенствование в изготовлении гибких труб, устьевых и забойных (глубинных) аксессуаров и спускаемого оборудования, обеспечило возможность установления глубоких скоростных колонн.

Недостаточный перенос энергии в газовой фазе приводит к накоплению жидкости внутри и вокруг устья скважины. Это вызывает противодействие, ограничивающее приток. Установка скоростных колонн может быть без глушения скважины.

Установка гибких труб внутри существующей эксплуатационной колонны в газовой скважине сокращает проходное сечение, увеличивает скорость потока и улучшает способность скважины выносить жидкость с забоя.

Литература

1. Hartley A.C. "Operation Pluto", Institution of Civil Engineers. The Civil Engineer in War, vol.3 (1948).
2. Rike J.L. et al "A Small Coiled Tubing Workover Rig". Proceeding at the Annual Meeting of the American Association of Oilwell Drilling Contractors, 1967.
3. Moore S.D.: "The Coiled Tubing Boom", Petroleum Engineer International, 1991.
4. Sas-Jaworsky A.I.: "Coiled Tubing: Operations and Services" World Oil, 1991.
5. Anderson G.W. and Hutchison S.H. "How to Efficiently Wash Sand From Deviated Well Bores". World Oil, 1978.
6. Quality Tubing Inc. Coiled Tubing Technical Data, 1991.
7. Carpenter R.B.: "New Technologies Address the Problem Areas of Coiled Tubing Cementing", SPE 20426, presented at the 1990 SPE Annual Technical Conference and Exhibition in New Orleans.
8. Hornbrook P.K. and Mason C.M.: "Improved Coiled Tubing Squeeze Cementing Techniques at Prudhoe Bay SPE 19453, presented at the 1989 SPE Annual Technical Conference and Exhibition in San Antonio.
9. Mody R.K. and Coronado M.P.: "New Generation Inflatable Pasking Elements" presented at the 23rd Annual OTC Technical Conference, Houston, 1991.
10. Myers K.O., Skillman H.C.: "The Chemistry and Design of Scale Inhibitor Squeeze Treatment", presented at the 1985 International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Arizona.
11. Pytkowicz R.M.: "Activity Coefficients in Electrolyte Solutions", CRC Press Inc., 1979.
12. Brown A.D., Merrett S.J., Putnam J.S.: "Coiled-Tubing Milling/Underreaming of Barium Sulphate Scale and Scale Control in the Forties Field", Offshore Europe Conference, Aberdeen, 1991.
13. Ramos A.B. et al.: "Horizontal SLIM-Hole Drilling with Coiled Tubing: An Operator's Experience", SPE 1991.
14. Hoyer C.W., Chassaga A., Vidick B.: "A Platform Abandonment Program in the North Sea Using Coiled Tubing", Offshore Europe Conference, Aberdeen, 1991.
15. Vidick B., Nash F.D., Hartley I.: "Cementing Through Coiled Tubing and its Influence on Slurry Properties", S.P.E. 20959, Europec 90, the Hague, 1990.
16. Moore B.K., Laflin W.J., Walker E.J.: "Rigless Completions: A spoolable Coiled-Tubing Gas-Lift System". O.T.C., Houston, USA, 1993.
17. Newman K.R.: "Coiled-Tubing Pressure and Tension Limits", S.P.E. 23131.
18. Robinson C.E., Cox D.C.: "Cookbook Calculation for Choosing and Alternative Method of Installing and Electric Submersible Pump (ESP)", presented at the 1992 S.P.E. Electrical Submersible Pump Workshop.
19. Lidiky D.J., Pursell J.C., Russell W.K., Dwiggins J.L.: "Coiled-Tubing-Deployed Electrical Submersible Pumping System. O.T.C. ", Houston, USA, 1993.
20. Biount C.G., Ward S.L., Weiss T.D.: "Recompletions Using Large-Diameter Coiled Tubing: Prudhoe Bay Case History and discussions", S.P.E., Dallas, 1991.
21. Ackert D. Et al.: "Coiled Tubing Revolution", Oilfield Review (october 1989) 1, №3.
22. Adams L.S. Marsili: "Design and Installation of a Coiled Tubing Velocity String in the Gomez Field, Pecos County, Texas", S.P.E., Washington, 1992.

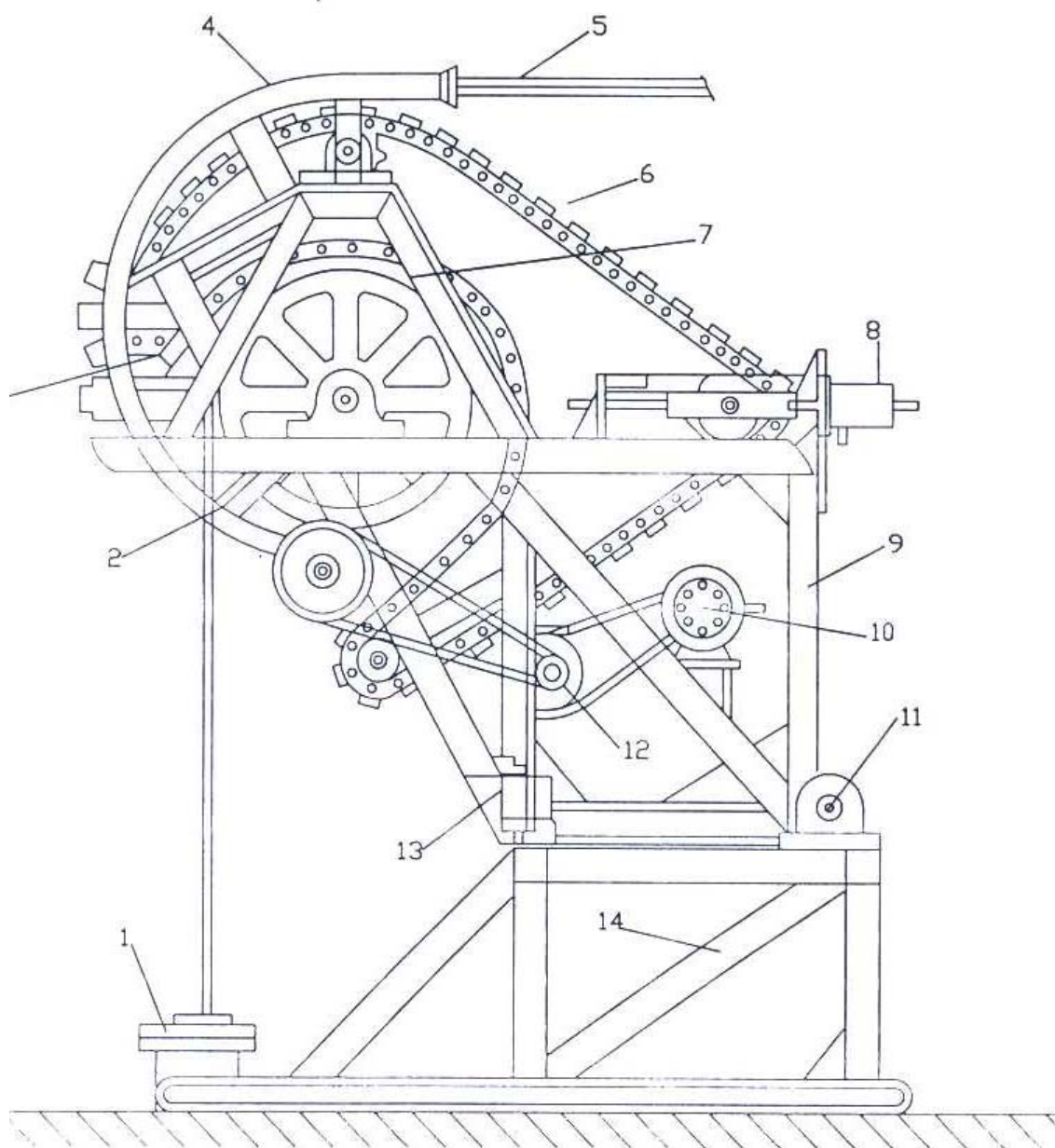


Рис.1 Инжекторная система гибких труб.

1-контрольный стеллаж;2-выпрямляющее колесо;

3-натяжное колесо;4-направляющая;5-труба из катушки;

7-блоки давления;8-труба;9-станина;10-приводной двигатель

11-ось вращения;12-приводные цепи;13-указатель нагрузки;

14-основание.

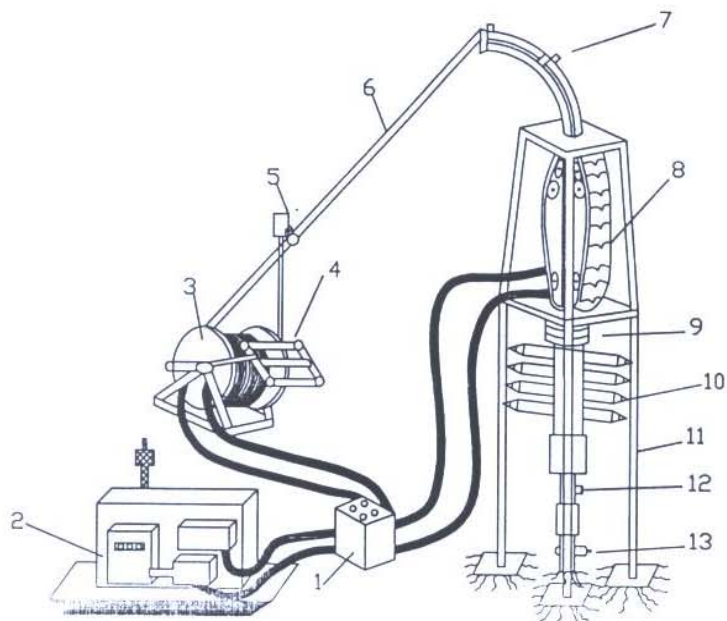


Рис.2 Компоненты агрегата гибких труб

1-щит управления;2-блок питания;3-катушка с гидравлическим приводом
4-нивелир;5-счетчик;6-труба;7-направляющая;8-инжектор с гидравлическим
приводом;9-сальник;10-комплект противовыбросового устройства;11-опора инжек-
тора;12-тройник;13-устьевая клапан.

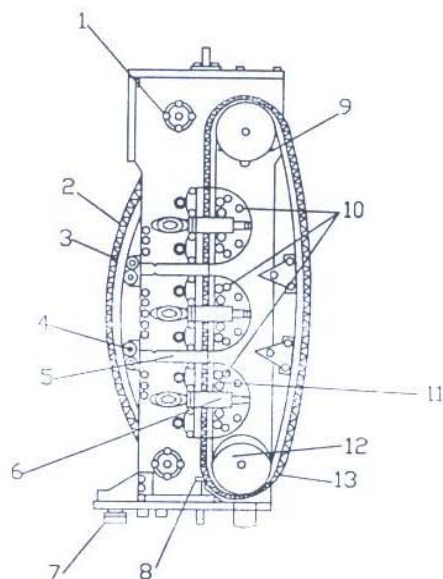


Рис.3 Узел привода инжекторной головки

1-двойные гидравлические электродвигатели с радиальным поршнем с интег-
ральным устройством, исключающим разрушение;2-литые блоки точного захвата;
3-двухдюймовая наклонная цепь;4-натяжные ролики;5-натяжные цилиндры;6-цилиндры
повышенного давления;7-секция нагрузки;8-направляющая труба;9-распределитель-
ный механизм;10-фиттинги для смазки;11-ролики повышенного давления;12-проста-
ивающие цепные колеса;13-распределительный механизм.

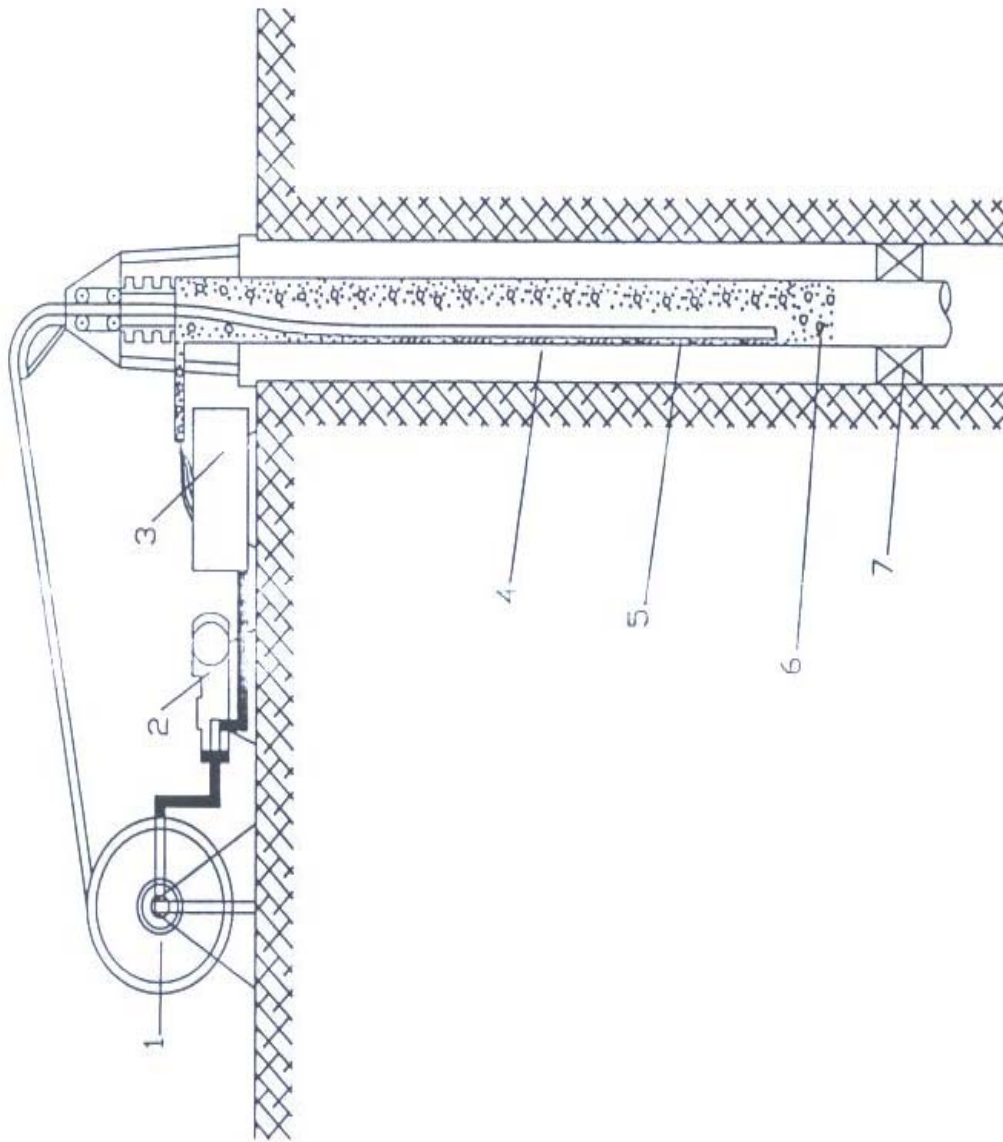


Рис.4 Промывка песчаной пробки при помощи гибких труб.
 1-катушка 2-насос 3-канал 4- 2 7/8" трубы 5- 1 1/4" гибкие трубы
 6-песчаная пробка 7-пакер.

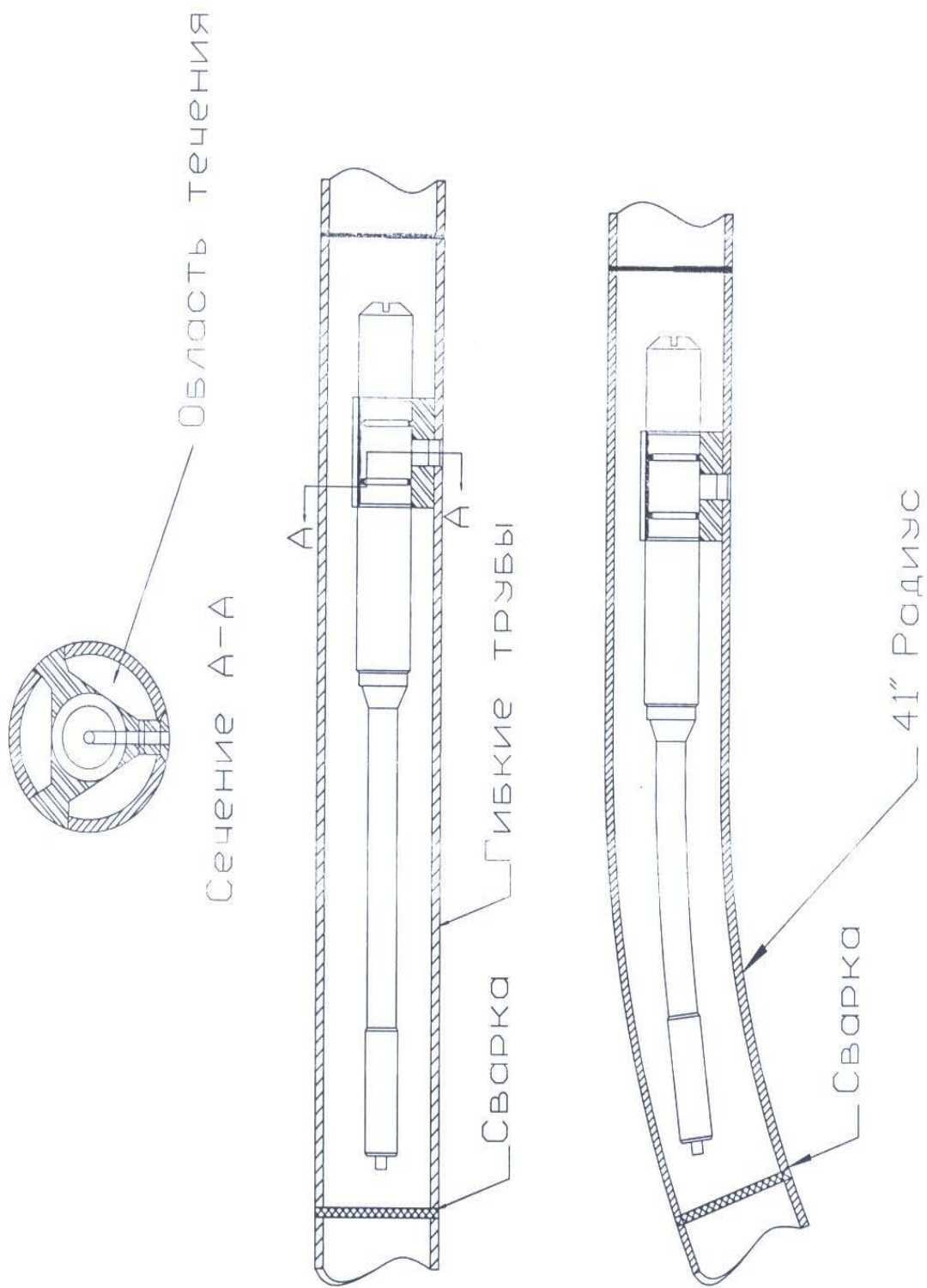


Рис.5 Газолифтный клапан

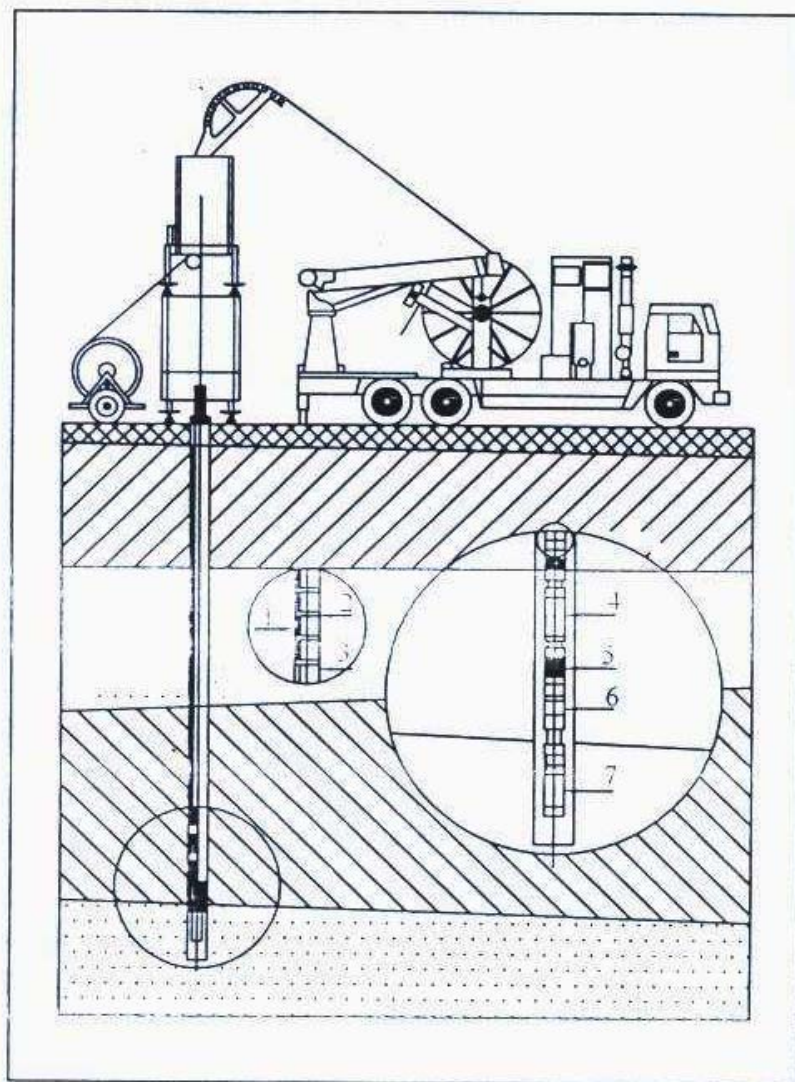


Рис.6 Установка ЭИИ
 1-силовой кабель; 2-скоба; 3- гибкие трубы; 4- насос;
 5- прием; 6- протектор; 7-мотор.