**Введение**

Нефте- и газодобывающие компании постоянно развивают новые технологии в своем нескончаемом стремлении к оптимизации скорости отбора нефти из скважин и общей добычи нефти и газа при одновременном сдерживании затрат и минимизации нежелательных воздействий на окружающую среду.

Некоторые из этих новых технологий на самом деле вовсе не новы, а просто являются новыми областями применения или улучшениями уже существующих технологий.

Гибкие трубы – это одна из тех технологий, известных на протяжении десятилетий и имевшая ограниченное применение до недавнего времени, когда интерес к ней резко возрос благодаря существенным техническим достижениям. Данная технология является одной из самых динамично развивающихся в мире. Но приоритет в области конструирования, изготовления и промышленной эксплуатации установок с колонной гибких труб принадлежит фирмам США и Канады.

Существует достаточно много терминов, означающих технологию применения длинномерной колонны труб, не имеющих резьбовых соединений и наматываемых на барабан. Это и «гибкие трубы», и «непрерывные трубы», и «безмуфтовая колонна», и «гибкие НКТ». Основным применяемым термином у нас для обозначения этого направления является русифицированная транскрипция сочетания английских слов «coiled tubing» – колтюбинг, что означает наматываемые трубы.

Роль колтюбинга как совокупности новой техники, реализующей новые технологии, трудно переоценить. Если при традиционных технологиях технические возможности машин, в основном, определяли режимы работ, то колтюбинг позволяет обеспечить условия рациональной эксплуатации месторождения, оптимальные режимы вскрытия, освоения, эксплуатации и ремонта скважин. Подобные задачи ставились и частично решались в бурении и КРС с использованием традиционных конструкций колонн, но в полном объеме они могут быть решены только сейчас.

Наиболее значительный эффект гибкие трубы дают при бурении. Именно это направление интенсивно развивается в настоящее время. Гибкие трубы позволяют проводить бурение на депрессии без глушения скважин и увеличить их дебит в 3–5 раз. Особенно перспективным является применение гибких труб для бурения дополнительных горизонтальных стволов из колонны старой скважины при доразработке истощенных месторождений на поздней стадии, вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов, восстановление бездействующих и малодебитных скважин. Бурение гибкими трубами позволяет уже сегодня вовлечь в разработку значительную часть, а в перспективе – практически все забалансовые запасы углеводородов и добывать дополнительно в России до 50 млн. тонн нефти и до 30 млрд. м3 газа ежегодно.

Особенно эффективно применение гибких труб при разбуривании и эксплуатации морских месторождений.

Весьма важным при проведении любых работ в скважине является решение социальной задачи – исключается значительный объем операций, выполняемых под открытым небомв любое время года при любой погоде.

Сегодня из 50–60 известных операций, проводимых с использованием гибких труб, в России наиболее широко распространены следующие:

– ликвидация отложений парафина, гидратных и песчаных пробок в НКТ;

– обработка призабойной зоны, подача технологических растворов, специальных жидкостей (в том числе щелочных и кислотных растворов) и газов;

– спуск оборудования для проведения геофизических исследований, особенно в наклонных и горизонтальных скважинах;

– установка цементных мостов;

– выполнение работ по изоляции пластов.

Область применения описываемых технологий постоянно расширяется. Сейчас у специалистов, работающих над созданием и совершенствованием оборудования, существует мнение, что нет таких операций или процессов при бурении и ПРС, где нельзя было бы применять колонны гибких труб. Предполагают, что в ближайшее время с помощью таких установок будут выполнять более половины всех подземных ремонтов скважин.

Последнее время все больше внимания уделяется экологическим вопросам. Компании при использовании колтюбинговой технологии получают возможность соблюдать более высокие требования в области экологии при проведении всех операций по ремонту скважин. В частности, это происходит за счет меньших размеров комплексов оборудования для этих целей по сравнению с традиционными. Еще следует подчеркнуть, что компании в результате применения колонн гибких труб, как при ремонте, так и при проведении буровых работ получают существенный экономический эффект. С одной стороны, по стоимости работ использование колтюбинговых установок иногда оказывается более дорогим, чем применение обычных установок КРС. Но экономические преимущества обуславливаются объемами нефти, которые можно добывать за счет разницы в сроках проведения работ. Если у обычных бригад КРС уходит до 7 дней на проведение довольно простых операций, то с использованием колтюбинга это вполне удается сделать за три дня. Ориентировочно можно сказать, что эффективность применения колтюбинга оказывается на 15-20% выше стандартных методов.

Проблемы, которым посвящена эта работа, в равной степени относятся и к подземному ремонту, и к бурению, и к исследованию скважин. Общим для всех этих различных по назначению, применяемой технике и технологии операций является использование колонны гибких непрерывных металлических труб.

**1. Геологическая часть**

**1.1 Общие сведения о месторождении**

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение по физико-географическому районированию расположено в северной части Западносибирской низменности. В административном отношении оно входит в состав Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Граница полярного круга проходит между УКПГ 9 и УКПГ 10. Район малонаселен. Ближайшие к г. Новый Уренгой населенные пункты: пос. Тарко-Сале, Старый Уренгой, Самбург, Тазовск, Коротчаево, Надым, Пангоды.

Территория Уренгойского месторождения представляет собой сильно заболоченную, слабовсхолмленную равнину. Характерной гидрогеологической особенностью является обилие рек, ручьев, озер, при этом судоходство возможно только по реке Пур. Реки и озера покрываются льдом в начале октября, вскрываются ото льда в середине-конце мая. Около 50% территории занимают болота, что делает ее труднопроходимой, а местами и вовсе непроходимой.

Климат резко континентальный, с холодной зимой и коротким прохладным летом. Среднезимняя температура составляет -17 °С. Самые холодные месяцы года – декабрь, январь, февраль. В эти месяцы морозы достигают (-45… – 55)°С и часто сопровождаются сильными ветрами. Безморозный период – с середины июня до середины сентября. Самый теплый месяц – июль. Его средняя температура колеблется от +6 до +15оС, а максимальная может достигать 40оС. Среднегодовая температура района – (-7,5… – 8.5)оС. Амплитуда колебаний температуры между наиболее холодными и теплыми месяцами составляет 80оС. Мощность снежного покрова на всех рассматриваемых площадях достигает 1–2 м в понижениях рельефа. Среднегодовое количество осадков достигает 350 мм.

Район работ находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород (ММП), температура которых понижается с юга на север примерно на 1°С на 100 км. На водораздельных участках температуры ММП выше в среднем на 2°С и имеют величину в пределах от -2°…+1,5°С и до 0°…+0,5°С, в то время как на участках с малой мощностью снега могут быть низкие температуры (до -5°С и ниже). На водоразделах образуются и существуют многочисленные надмерзлотные талики, мерзлота несливающего типа, на подошве слоя годовых теплооборотов формируются талые породы с температурой 0°…+0,5°С.

Криогенный фактор представляет собой сложность при освоении северных месторождений. Нарушение температурного равновесия приповерхностного слоя четвертичных отложений в результате хозяйственной деятельности сопровождается рядом негативных явлений – термокарста, криогенного пучения, выводящих из строя несущие фундаменты сооружений, свайные опоры, трубопроводы.

Возможны осложнения в процессе бурения, например, замерзание промывочной жидкости в скважине, а также протаивание и потеря связности в рыхлых породах с образованием значительных по объему каверн. В процессе эксплуатации скважин отмечается образование гидратных пробок, забивающих скважинное оборудование.

Таким образом, территория Уренгойского месторождения характеризуется неустойчивостью термодинамического равновесия геологической среды, обусловленной существованием многолетнемерзлых пород.

Сообщение с участком работ осуществляется дорожным, воздушным и водным путем (из Салехарда через Обскую губу суда поднимаются вверх по течению реки Пур). По территории проложены автомобильная и железная дорога (пассажирское и грузовое движение от г. Тюмени до г. Новый Уренгой и п. Ямбург). Автомобильная дорога между п. Коротчаево и п. Пурпе находится на стадии строительства, зимой на этом участке широко используется зимник.

Непосредственно на Уренгойском месторождении ведется добыча газа, конденсата и нефти из сеноманских и валанжинских отложений.

Район работ приравнивается к 4 категории трудности.

**1.2 Стратиграфия**

Геологическое строение Уренгойского месторождения представлено породами палеозойского складчатого фрагмента и терригенными песчано-глинистыми отложениями платформенного мезозойского кайнозойского осадочного комплекса.

Стратиграфия мезозойско-кайнозойских отложений приводится по материалам региональной стратиграфической схемы мезозойских отложений Западносибирской равнины

В разрезе платформенных отложений прослеживаются все ярусы от юры до палеогена.

**Палеозойский фундамент**

На Уренгойской площади сверхглубокой скважиной СГ-6 отложения палеозойского фундамента вскрыты на глубине 7 км. Породы фундамента представлены метаморфизованными аргиллитами и алевролитами.

**Юрская система** представлена тремя отделами: нижним, средним, верхним. Тюменская свита представляет собой мощную толщу прибрежно-континентальных отложений литологически состоящих из крайне неравномерного переслаивания аргиллитов, алевролитов, песчаников.

Абаланская свита литологически делится на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита толщиной от 49 до 117 м представлена аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов, верхняя – аргиллитами.

Баженовская свита толщиной от 9 до 26 м представлена аргиллитами.

**Меловая система**

Отложения меловой системы представлены всеми ярусами нижнего и верхнего отделов. Объединяются в три надгоризонта:

– зареченский (берриас, валанжин, готерив, баррем, нижняя часть апта);

– покурский (верхняя часть апта, альб, сеноман);

– дербышинский (турон, коньяк, сантон, кампан, маастрихт).

В основании меловых отложений залегает сортымская свита (ранее мегионская) (K1br-v), которая включает в себя в нижней части ачимовскую толщу, выше мощную (до 700 м) преимущественно глинистую толщу, ранее называемую очимкинской и песчано-алевролитово-глинистую (ранее южно-балыкская).

Ачимовская толща содержит в своем составе песчаники серые, мелкозернистые, слюдистые, часто известковистые, с прослоями песчано-алевролитовых и глинистых пород. По текстуре песчаники однородные или горизонтально-слоистые за счет прослоек глинистого материала и углистого детрита. Аргиллиты темно-серые, слюдистые, крепкие, горизонтально-слоистые. Общая толщина ачимовской толщи составляет 43 – 167 м. К отложениям ачимовской толщи на Восточно- и Ново-Уренгойском месторождениях приурочены продуктивные пласты Ач1 – Ач6, имеющие локальное распространение и содержащие газ, конденсат и нефть.

Для вышележащей толщи характерны глины аргиллитоподобные, серые, темно-серые, тонко отмученные и алевритовые, с разнообразными типами слоистости, с невыдержанными прослоями песчаников.

Из песчаных пластов, залегающих в этой части разреза, на рассматриваемой площади продуктивны БУ16 и БУ17.

Верхняя часть сортымской свиты сложена песчаниками серыми, с прослоями глин аргиллитоподобных, серых, темно-серых, тонко отмученных и алевритовых, разнообразно слоистых. Характерен обугленный растительный детрит, скопление криноидей. Толщина этой части свиты достигает 100 м.

На собственно Уренгойском месторождении в разрезе верхней части свиты выделяются основные продуктивные пласты – БУ10 и БУ11.

В кровле сортымской свиты залегает глинистая чеускинская пачка, представленная глинами аргиллитоподобными серыми, темно-серыми, тонкоотмученными и алевритовыми, с единичными пластами песчаников. Толщина чеускинской пачки составляет 19 – 47 м.

Тангаловская свита, известная ранее под именем вартовской, (K1h+K1b+K1a) делится на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижнетангаловская подсвита состоит из глин серых, иногда аргиллитоподобных, чередующихся с песчаниками и алевролитами. Характерен обугленный растительный детрит, обрывки растений, корневидные растительные остатки. К этой подсвите на собственно Уренгойском месторождении приурочены продуктивные пласты БУ8 – БУ9. Толщина подсвиты составляет 131 – 215 м.

Перекрывается нижнетангаловская подсвита хорошо выдержанной по всей площади месторождения пачкой «шоколадных» глин. Глины с прослоями серых и темно-серых разностей, оскольчатые. Толщина 8–15 м.

Среднетангаловская подсвита представлена песчаниками серыми, с прослоями серых глин, иногда слабо комковатых. Толщина 181 – 336 м.

Заканчивается среднетангаловская подсвита пимской пачкой глин серых, аргиллитоподобных, с прослоями песчаников толщиной 27 – 67 м.

Верхнетангаловская подсвита представлена песчаниками и алевролитами серыми, иногда зеленовато-серыми, изредка комковатыми, с единичными зеркалами скольжения. Отмечаются редкие прослои аргиллитоподобных глин. Характерен обугленный растительный детрит, остатки флоры, единичные фораминиферы. В составе подсвиты выделяются шесть песчаных пластов. Толщина подсвиты 250 – 400 м.

Покурская свита (K1a+K1al+K1s) условно разделяются на 3 части в соответствии с ярусами.

В пределах аптского яруса она представлена песчаниками светло-серыми, реже серыми, в отдельных прослоях с зеленоватым оттенком, часто каолинизированными, которые чередуются в сочетании с глинами, алевролитами темно-серыми. Толщина до 200 м.

### Альбский ярус нижнего мела представлен крупными пачками глин, глинистых алевролитов, иногда углистых, преимущественно темно-серого цвета в единичных прослоях с зеленоватым, буроватым оттенком, чередующимися в сложном сочетании с песчаниками серыми и светло-серыми, иногда каолинизированными, с окатышами глин в основании отдельных пластов. Породы преимущественно горизонтально-слоистые. Характерен растительный детрит, остатки растений, сидерит, единичные пласты бурых углей. Толщина достигает 380 м.

В пределах сеноманского яруса верхнего мела в составе покурской свиты распространены пески уплотненные, песчаники серые, мелко зернистые, слабо сцементированные, глины алевритистые, темно-серые до серых, нередко углистые. Характерен растительный детрит, обрывки растений. Толщина 300 – 350 м.

Туронский ярус верхнемелового отдела представлен отложениями кузнецовской свиты (K2t), которая сложена глинами темно-серыми до черных, слабо битуминозными, алевритистыми, мощностью 20 – 40 м.

Коньякский, сантонский и кампанский ярусы объединяются в березовскую свиту (K2k+K2st+K2km), в подошве которой залегают песчано-алевролитовые породы, встречаются кремнистые разности. Верхняя часть березовской свиты сложена преимущественно глинистыми породами. Толщина свиты составляет 150–250 м.

В пределах маастрихтского яруса верхнего мела и датского яруса палеогеновой системы выделяется ганькинская свита (K2m+P1d), сложенная глинами и песчано-алевритовыми породами с преобладанием глин в подошве свиты. Толщина свиты 250 – 350 м.

**Палеогеновая система**

В разрезе палеогена выделяются отложения тибейсалинской, люлинворской, юрковской свит и корликовской толщи.

В нижней части тибейсалинская свита (Р1) сложена глинами серыми и темно-серыми, слюдистыми с маломощными прослоями песчаников и алевролитов, а в верхней – преимущественно алеврито-песчаными породами. Толщина свиты изменяется от 180 до 320 м. Люлинворская свита (Р2) подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты и сложена глинами опоковидными, алевритистыми с прослоями диатомитовых глин. Толщина свиты 150 – 200 м.

Юрковская свита (Р2 – Р3) (ранее чеганская) представлена песками светло-серыми разнозернистыми с прослоями и линзами глин и гравия. Встречаются прослои бурого угля. Общая толщина юрковской свиты достигает 100 м.

Корликовская толща (Р3) (ранее атлымская) объединяет песчаные отложения континентального генезиса. Породы представлены песками белыми и светло-серыми, плохо отсортированными с линзами гравелитов. Характерно обилие каолина в виде заполнителя гнезд, линзообразных прослоев и окатышей. Толщина достигает 100 м.

**Четвертичные отложения (Q)**

Разрез четвертичных отложений представлен песками, глинами, супесями с включениями гравия и галек, а также древесно-растительных остатков. В верхнем деятельном слое установлены отложения торфяных болот. Толщина четвертичных отложений варьируется от 18 до 50 м.

**1.3 Тектоника**

Западносибирская плита является частью молодой платформы и характеризуется трехъярусным строением: кристаллический фундамент − промежуточный комплекс − осадочный чехол.

Нижний этап сформировался в допалеозойское и палеозойское время и отвечает геосинклинальному этапу развития современной платформы. Отложения этого возраста составляют складчатый фундамент, тектоническое строение которого в северной части плиты изучено в настоящее время достаточно подробно.

Средний структурно-тектонический этаж объединяет породы, отложившиеся в парагеосинклинальных условиях в пермо-триасовое время. От отложений фундамента эти отложения отличаются меньшей степенью дислоцированности и метаморфизма. В пределах Уренгойского месторождения пермо-триасовый комплекс не вскрыт.

Верхний структурно-тектонический этаж − типичный платформенный, сформировавшийся в условиях длительного погружения территории.

Уренгойское месторождение приурочено к структуре первого порядка − Нижне-Пурскому мегавалу. На севере мегавал граничит с Хадуттейской впадиной, на востоке – с Нижне-Пурским мегапрогибом, на западе – с Песцовой мегаседловиной и Нерутинской впадиной, на юге – Средне-Пурским и Пякупурским мегапрогибами. К Нижне-Пурскому мегавалу приурочены структуры второго порядка: Пырейное куполовидное поднятие, Центрально-Уренгойский вал.

Центральный Уренгойский вал осложнен следующими локальными поднятиями, принятыми при подсчете запасов структурным зонам:

– Северо-Уренгойское − Северному куполу (СК),

– Центрально-Уренгойское I и II поднятия − Центральной приподнятой зоне (ЦПЗ),

– Уренгойское локальное поднятие − Южному куполу (ЮК).

Северо-Уренгойское локальное поднятие (СК) имеет изометрическую форму, северо-северо-западное простирание, размеры по изогипсе – 2050 м составляют 26,0\*9,0 км с амплитудой 80 м. Углы наклона крыльев не превышают 1°30'. Это поднятие является наиболее приподнятой частью Уренгойского вала.

Центрально-Уренгойскому поднятию I (север ЦПЗ) соответствует участок скважин 104–108–120 с размерами по изогипсе – 2600 м, 9,5\*7,0 км с амплитудой 35 м.

Центрально-Уренгойскому поднятию II (юг ЦПЗ) соответствует участок, прилегающий к скважине 58, по изогипсе – 2600 м размеры составляют 12,0\*4,7 км с амплитудой 30 м. Оба поднятия имеют меридиональное простирание.

Уренгойское локальное поднятие (ЮК) вытянуто в региональном направлении, по форме оно близко к овальной, по изогипсе – 2625 м размеры составляют 19,0\*9,0 км и амплитуду 60 м.

На структурных картах по кровлям коллекторов пластов БУ8 − БУ14 сохраняются все элементы, выделяемые на структурной карте – по отражающему сейсмическому горизонту Б2 и кровле пласта БУ80, что подтверждает унаследованный характер структурного плана.

Формирование современного структурного плана тесно связано с предшествующим мезозойским этапом платформенного тектогенеза и является непосредственным продолжением последнего.

По сейсмическому отражающему ***горизонту «Б»*** (верхняя юра) в наиболее изученной части рассматриваемой территории, т.е. Уренгойского вала выделяется трахиантиклинальная складка платформенного типа, которая в контуре замыкающей изогипсы» – 3950 м» и состоит из двух крупных поднятий: Центрально-Уренгойского вала и Уренгойского куполовидного поднятия. Центрально-Уренгойский вал замыкается изогипсой» – 3900 м» и представляет собой систему из трех кулисообразно сочленяющихся структур третьего порядка: северной − Северо-Уренгойской, средней − Ен-Яхинской, южной − Центрально-Уренгойской. Ось Центрально-Уренгойской структуры отклоняется в юго-восточном направлении. Размеры Северо-Уренгойского поднятия 10\*5 км, амплитуда – 50 м, Ен-Яхинского − 18\*13 км, амплитуда – 125 м, Центрально-Уренгойского − 27\*10 км, амплитуда – 135 м. Размеры Уренгойского куполовидного поднятия по замыкающей изогипсе −» – 3830 м» − 19\*10 км, амплитуда – 100 м.

Ен-Яхинское поднятие по сейсмическому отражающему ***горизонту «В»*** замыкается изогипсой» – 3000 м». В контуре этой изогипсы поднятие осложнено несколькими небольшими куполами, структурными носами и заливами. Размер куполов от 5\*5 км до 7\*9 км. Свод поднятия смещен к западу, где пробурены скважины 51, 141, 143. Поэтому же горизонту совместно с Ен-Яхинским куполовидным поднятием изогипсой» – 3100 м» оконтуривается Песцовое куполовидное поднятие (изогипсой» – 3000 м»). Песцовое поднятие представляет собой антиклинальную складку размером 22\*15 км, амплитудой более 100 м.

По сейсмическому отражающему ***горизонту «С»*** (сеноман) Уренгойское куполовидное поднятие, Центрально-Уренгойский вал, Ен-Яхинское куполовидное поднятие, Песцовое куполовидное поднятие оконтуривается единой сейсмоизогипсой «-1040 м». Сейсмоизогипса» – 1040 м» как бы смыкается севернее Центрально-Уренгойского вала, оставляя небольшой, шириной около 4 км, перешеек для сочленения с Ен-Яхинским поднятием, расположенным севернее скв. 54 и 59.

В пределах сейсмоизогипсы «– 1040 м» Ен-Яхинское поднятие имеет размеры 40\*57 км. Оно имеет более пологое строение, осложнено большим количеством куполов, наиболее высокие из которых замыкаются сейсмоизогипсой» – 940 м». Конфигурация поднятия по изогипсе» – 1040 м» имеет очень изрезанный рельеф, с большим количеством структурных осложнений. Углы падения пластов на всех бортах Ен-Яхинского поднятия изменяются от 40' до 1°12'. На западном склоне Ен-Яхинского поднятия сейсмоизогипсы «-1040 м» размыкается в сторону Песцового поднятия. Имеющийся фактический материал позволяет говорить о том, что Песцовое поднятие также оконтуривается сейсмоизогипсой» – 1040 м».

Замыкающая изогипса для Уренгойского месторождения проходит на отметке «-1200 м». В пределах этой изогипсы длина залежи 180 км при ширине от 15 до 37 км. Изменение крутизны крыльев возрастает в северном направлении. Углы падения меняются на западном крыле от 1° до 3°48' и на восточном – от 1° до 1°36'. В этом же направлении возрастают и амплитуды локальных поднятий.

В тектоническом отношении залежи углеводородов в неокоме приурочены к структуре I порядка Нижнепуровского мегавала. Анализ временных сейсмических разрезов отложений осадочного чехла на территории Уренгойского месторождения предполагает наличие разрывных тектонических нарушений в пределах поля нефтегазоносности. В качестве сейсмической основы использована структурная карта по отражающему горизонту В2, который условно сопоставляется с кровлей пласта БУ80. По кровле БУ80 Уренгойская структура представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания с размером по изогипсе – 2650 м 92,3 на 10,5 км с амплитудой 108 м. Размеры южного купола по замыкающей изогипсе – 2625 м составляет 19 на 9 км, амплитуда – 60 м. На структурных картах по кровле БУ8 – БУ14 сохраняются все элементы, выделяемые на структурной карте по отражающему горизонту В2 и кровле пласта БУ80.

**1.4 Нефтегазоносность**

Под 400-метровым слоем вечной мерзлоты располагаются три этажа нефтегазоносности:

Первый – сеноманский газовый горизонт, который является наиболее крупным и играет более важную роль в экономике России. Так, из всего фонда 2400 скважин УНГКМ 1400 пробурены на сеноман для добычи газа.

По контуру охватывает три структуры: Уренгойский вал, Песцовое и Ен-Яхинское поднятия. Эту залежь отделяет от поверхности Земли немногим более тысячи метров. Начальное пластовое давление газа 122 атмосферы, а температура +31 °С. В составе пластового газа преобладает метан (почти 98%). Здесь нет опасного сероводорода, крайне малы примеси азота, аргона, гелия, углекислого газа. Отложения характеризуются исключительно благоприятными условиями для накопления и сохранения крупных залежей газа. Песчано-алевролитовые коллекторы сеномана отличаются высокими емкостными свойствами: открытая пористость их 26–34%, проницаемость нередко достигает 3000–6000 мД, составляя в среднем 1000–1500 мД. Это и обусловливает очень высокие дебиты газа из сеноманских отложений.

Второй – нефтегазоконденсатные залежи нижнего мела, залегают на Уренгойской, Ен-Яхинской, Песцовой, Северо-Уренгойской площадях на глубинах 1700–3340 метров. В нем выделяют до 17 нефтегазоконденсатных пластов. Газа тут уже не так много, как в верхнем ярусе, зато очень много жидких углеводородов – нефти и конденсата. B нижнемеловых отложениях выявлено свыше 25 залежей газового конденсата, в том числе 7 c нефтяными оторочками. Продуктивные пласты представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов c резкой литологической изменчивостью.

При этом на долю коллекторов приходится 50–70%, на долю глин – 25–50%. Глинистые прослои не выдержаны по площади, поэтому все пласты песчано-алевролитовых коллекторов являются гидродинамически взаимосвязанными. Они отличаются высокими емкостными свойствами.

Давление не в пример «первому» этажу достаточно высокое – около 300 атмосфер, да и температура до +97 °С. На одной из скважин в этих отложениях получен необычный результат: суточный дебит составил около полумиллиона кубометров газа и более 200 тонн конденсата. Он содержит этан, пропан, бутан. Эффективная мощность коллекторов 1,6–69,2 м, мощность глинистых прослоев 2–45 м. Высота залежей до 160 м.

Перспективы третьего этажа (нефтегазоконденсатные залежи ачимовской толщи и юры) растут по мере его дальнейшего изучения. Кроме того, возможен выход к еще более глубоко залегающему, четвертому, этажу газоносности – триас-полеозойскому.

**1.5 Физико-химические свойства флюидов, насыщающих продуктивные горизонты**

Газы сеноманских залежей всех известных месторождений однотипного состава. Они почти нацело состоят из метана (98–99,6%) и отличаются ничтожным содержанием тяжелых углеводородов (0,1–0,3%). Из неуглеводородных компонентов отмечены углекислота (0,5–1,2%) и азот (0,1–0,4%). По большинству месторождений конденсат практически отсутствует.

Газы валанжинской залежи характеризуются, наоборот, значительным количеством тяжелых углеводородов (до 9,5%) и содержанием метана до 88,5%. Нефть месторождения легкая, ее плотность 766–799 кг/м3. Содержание серы до 0,06%, парафина 2,87%, смол 0,88%.

**1.6 Конструкция скважины**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Колонна | Диаметр колонны, мм | Интервал спуска колонны, м | Подъём цемента за колонной, м |
| Направление | 426 | 0 – 105 | до устья |
| Кондуктор | 324 | 0 – 570 | до устья |
| Э/колонна | 219 | 0 – 1248 | до устья |

**2. Расчетно-техническая часть**

**2.1 Техника для проведения подземного ремонта скважин с применением гибких труб**

К настоящему времени сформировалось несколько определенных и отличающихся друг от друга направлений в проектировании и изготовлении комплексов оборудования для работы с использованием колонны гибких труб. Под термином «комплекс» в дальнейшем будем подразумевать набор оборудования, позволяющий выполнять все технологические операции при подземном ремонте скважин с применением КГТ. К ним относятся:

транспортные операции по доставке оборудования на место проведения работ;

спуск и подъем колонны гибких труб;

подготовка технологической жидкости, применяемой при ремонте скважины, – доставка жидкости, ее подогрев и т.д.;

собственно подземный ремонт – промывка пробок, сбивка клапана. К этой же группе операций относится и закачка жидкости в скважину;

операции по восстановлению свойств технологической жидкости, использованной в процессе подземного ремонта, – дегазация, очистка и подогрев. При определенной организации работ эта группа операций может не выполняться.

В строгом смысле слова термину «комплекс» удовлетворяет не все оборудование. Например, машины, поставленные фирмами «Hydra Rig», «Dreco», «Stewart & Stevenson», а также в достаточной степени, отечественная установка «Скорпион» представляют собой комплексы, поскольку они обеспечивают проведение операций и с гибкой трубой, и с технологической жидкостью. А установки, выпускаемые заводом «Рудгормаш», фирмой «Коннас», и другие позволяют осуществлять работу только с колонной гибких труб. Поэтому при использовании их во время подземного ремонта скважин необходимо дополнительно иметь насосный агрегат для технологической жидкости, передвижные парогенераторные установки для подачи тепла в емкость для хранения, нагрева и дегазации жидкости.

Несмотря на сложность и значительные габариты оборудования для обеспечения подачи технологической жидкости, его основные компоненты не являются принципиально новыми, и поэтому не требуется поиска иных конструктивных решений. Основные проблемы при создании комплекса агрегатов связаны с разработкой оборудования для использования колонны гибких труб.

Все элементы, входящие в комплекс рассматриваемого оборудования, выполняются мобильными. Отличаются они лишь количеством единиц, входящих в комплекс, типами транспортных средств, используемых для их перемещения, и компоновками основных узлов на последних. Столь пристальное внимание к средствам транспортирования обусловлено тем, что именно они в значительной степени определяют общую компоновку машин и их основные показатели.

Рассмотрим наиболее характерные и достаточно хорошо отработанные в настоящее время конструктивные решения.

**2.2 Агрегаты капитального и подземного ремонта скважин с применением гибких труб**

**2.2.1 Комплекс оборудования, размещенный на двух специализированных транспортных средствах**

Наиболее типичным из описываемых комплексов является оборудование фирмы «Dreco». Оно представляет собой два агрегата, один из которых осуществляет операции с трубой, второй обеспечивает подачу технологической жидкости.

Агрегат, обеспечивающий работу с КГТ (рис. 1), смонтирован на специализированном шасси с формулой «10 × 10». Оно включает два передних и три задних моста, которые все являются ведущими. В конструкции используют серийно изготавливаемые мосты, установленные на раму, специально спроектированную для данного агрегата. Для перемещения последнего и привода его механизмов во время работы служит дизельный двигатель, расположенный за кабиной водителя. Крутящий момент от двигателя передается карданным валом к раздаточной коробке, находящейся в средней части рамы, а от нее – к группе передних и задних мостов. Над двигателем смонтирована кабина управления агрегатом, которая может перемещаться вертикально по специальным направляющим на высоту около 1 м.

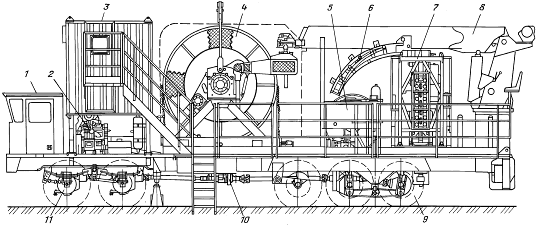


Рис. 1. Агрегат для работы с колонной гибких труб фирмы «Dreco»: 1 – кабина водителя; 2 – силовой агрегат; 3 – кабина оператора; 4 – барабан с КГТ; 5 – катушки с гибкими шлангами; 6 – направляющая дуга; 7 – транспортер; 8 – монтажное устройство; 9 – задняя тележка шасси; 10 – раздаточная коробка шасси; 11 – передняя тележка шасси

В средней части рамы агрегата находится барабан с колонной гибких труб, на нем смонтирован укладчик трубы. В кормовой части агрегата установлен гидроприводной манипулятор, предусмотрено место для перевозки транспортера, превентора и инструментов. Рядом с ними располагается катушка с гибкими трубопроводами, служащими для соединения транспортера с агрегатом. Последний в рабочем положении на скважине опирается на четыре гидравлических домкрата. Для обслуживания оборудования агрегат имеет удобные лестницы и трапы, позволяющие безопасно перемещаться и работать на нем.

Агрегат, обеспечивающий нагрев и закачивание технологической жидкости, показан на рис. 2. Его оборудование смонтировано на специализированном автошасси с формулой «6 × 4», конструкция кабины управления которого аналогична применяемой в агрегате для работы с колонной гибких труб. И так же за кабиной водителя расположен двигатель. Кабина для обслуживающего персонала здесь отсутствует, а управление узлами агрегата осуществляется со специального пульта, расположенного в средней части установки. На агрегате имеется печь для нагрева технологической жидкости, насос для закачивания ее в колонну гибких труб, емкость для хранения, топливные баки и контрольно-измерительная аппаратура.

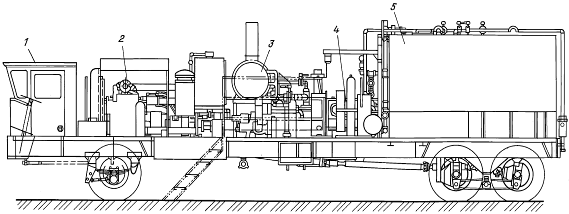


Рис. 2. Агрегат для подготовки и закачки технологической жидкости фирмы «Dreco»:1 – кабина водителя; 2 – силовой агрегат; 3 – нагреватель; 4 – плунжерный насос для нагнетания технологической жидкости; 5 – емкость для технологической жидкости

Нагретая жидкость подается от насоса к агрегату с КГТ по металлическому трубопроводу, снабженному быстроразъемными соединениями.

Необходимо отметить, что кабины управления транспортными базами не только описанного оборудования, но и всех других импортных агрегатов хорошо спроектированы. Они удобны при управлении машинами в дорожных условиях и обеспечивают достаточный обзор в рабочем положении при установке их на скважинах. Основным недостатком рассматриваемого комплекса является ограниченная проходимость, обусловленная, прежде всего малым диаметром колес шасси. Для полноты обзора конструкций агрегатов следует отметить, что существуют различные варианты размещения комплекса оборудования на транспортном средстве и его прицепе, один из которых представлен на рис. 3.

Они интересны тем, что кабина оператора располагается в кормовой части за барабаном. При этом оператор имеет хороший обзор устьевого оборудования, однако наблюдение за процессом намотки трубы на барабан затруднено.

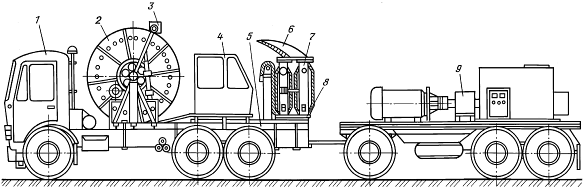


Рис. 3. Размещение комплекса оборудования на автомобильном шасси и прицепе:1 – кабина водителя; 2 – барабан с колонной гибких труб; 3 – укладчик КГТ; 4 – кабина оператора; 5 – рама агрегата; 6 – направляющая дуга; 7 – транспортер; 8 – механизм установки транспортера в рабочее положение; 9 – насос для нагнетания технологической жидкости

**2.2.2 Агрегаты, смонтированные на серийных автомобильных шасси**

Использование оригинальных либо изготавливаемых малыми сериями шасси приводит к существенному удорожанию агрегата и оправдано лишь в тех случаях, когда стандартное серийное шасси не обеспечивает заданных требований по грузоподъемности или габаритам. В то же время применение серийных образцов, хотя и приводит к удешевлению транспортной базы в 5 – 7 раз по сравнению с оригинальными конструкциями, создает ряд трудностей при проектировании агрегата. В первую очередь к ним относится обеспечение необходимых транспортных габаритов установки и распределения нагрузки на колеса. Кроме того, приходится планировать мощности, потребляемые отдельными узлами, и режимы их работы в соответствии с мощностью, которую можно отбирать от ходового двигателя.

Как правило, для описываемых агрегатов используют автомобильные шасси «КамАЗ» и «УралАЗ», обладающие грузоподъемностью не менее 12 т и имеющие достаточно длинную раму. Достаточно широко для монтажа нефтепромыслового оборудования применяются автошасси «КрАЗ». Однако к их отдельным недостаткам в настоящее время прибавилась и сложность поставки машин и запасных частей к ним, поскольку завод-изготовитель находится в ближнем зарубежье.

Наиболее характерными конструкциями с использованием различных решений являются следующие агрегаты: КПРС, изготавливаемый заводом «Рудгормаш», и «Скорпион», выпускаемый заводом «Брянский Арсенал».

Агрегат КПРС имеет традиционную компоновку. Кабина оператора расположена за кабиной водителя, барабан с колонной гибких труб – в средней части шасси, а в кормовой его части – транспортер и устройство для монтажа-демонтажа.

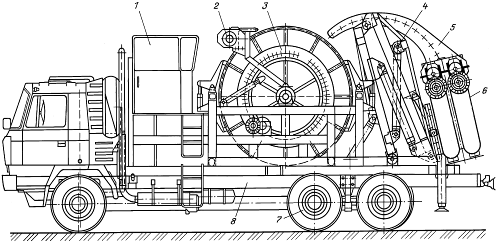


Рис. 4. Агрегат КПРС, изготавливаемый заводом «Рудгормаш», в транспортном положении:1 – кабина оператора; 2 – укладчик гибкой трубы; 3 – барабан с КГТ; 4 – механизм установки транспортера в рабочее положение; 5 – направляющая дуга; 6 – транспортер; 7 – автомобильное шасси; 8 – рама агрегата

В этой конструкции манипулятор для проведения монтажных работ выполнен в виде рычажного механизма, несущего транспортер.

Кабина управления агрегатом жестко закреплена на раме шасси. Ниже нее располагаются коробка отбора мощности от ходового двигателя и гидропривод.

В рабочем положении агрегата на скважине рессоры задней тележки автошасси разгружаются посредством двух гидравлических домкратов.

Компоновка агрегата «Скорпион» отличается от традиционной. В этой конструкции ось барабана для колонны гибких труб расположена вдоль оси автомобильного шасси, кабина оператора в транспортном положении размещена за кабиной водителя, но в рабочем положении она поворачивается на кронштейне относительно вертикальной оси. При этом справа от оператора находится устье.

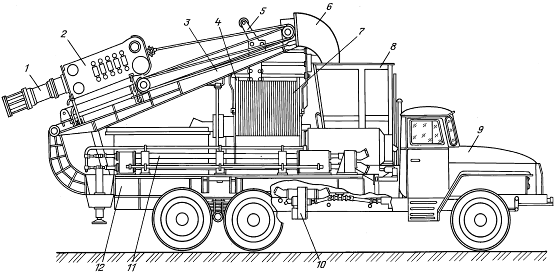


Рис. 5. Агрегат «Скорпион» в транспортном положении:1 – герметизатор устья; 2 – транспортер; 3 – монтажное устройство; 4 – барабан; 5 – укладчик КГТ; 6 – направляющая дуга; 7 – колонна гибких труб; 8 – кабина оператора в транспортном положении; 9 – автомобильное шасси; 10 – раздаточный редуктор насосов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

Для монтажа транспортера на устье скважины используют мачту, в верхней части которой расположена направляющая для гибкой трубы. Транспортер с герметизатором устья в транспортном положении располагается на мачте.

В кормовой части агрегата имеется емкость для хранения технологической жидкости с теплообменником для подачи пара, а вдоль левого борта (по ходу автомобиля) размещены два винтовых насоса для нагнетания жидкости. Два последних узла позволяют говорить о данном агрегате как о комплексе, обеспечивающем не только перемещение колонны гибких труб, но и закачивание технологической жидкости. В обоих рассмотренных агрегатах ходовой двигатель используют в качестве приводного при работе на скважине. Для более полного представления на рис. 6 показаны возможные компоновки агрегатов, смонтированных на автомобильных шасси.

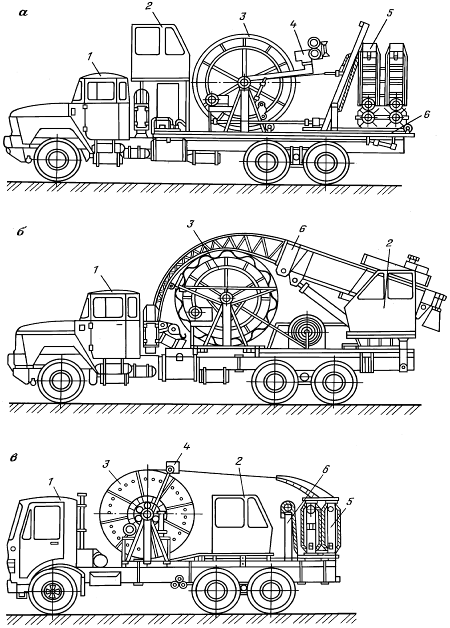


Рис. 6. Компоновки агрегатов на автомобильном шасси:Местоположение кабины оператора: а – за кабиной водителя, б – на корме агрегата, в-между барабаном для КГТ и транспортером; 1 – кабина водителя; 2 – кабина оператора; 3 – барабан с КГТ; 4 – укладчик трубы; 5 – транспортер; 6 – механизм установки транспортера в рабочее положение

Следует сказать и о колтюбинговой установке подземного и капитального ремонта скважин УРАН-20.1. Тяговое усилие инжектора установки 15 т, емкость барабана для БДТ 38,1 мм – до 2600 м, допустимое давление в скважине до 35 МПа.

Техника заслужила высокие оценки специалистов, зарекомендовав себя как надежный высокотехнологичный комплекс оборудования. Установки «УРАН» могут работать на скважинах всех типов: условно-вертикальных, наклоннонаправленных, горизонтальных.

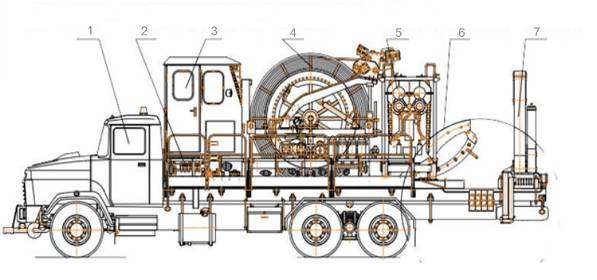


Рис. 7. Агрегат «Уран 20.1» в транспортном положении:1 – кабина водителя; 2 – блок гидросистемы; 3 – кабина оператора; 4 – барабан с КГТ; 5 – транспортер КГТ; 6 – дуга направляющая; 7 – гидроманипулятор

Хорошие эксплуатационные показатели и технические характеристики позволили заводу ОАО «Первомайскхиммаш» стать официальным поставщиком колтюбинговых установок для ОАО «Роснефть», ОАО «Газпром».

В настоящее время разработаны колтюбинговые установки нового поколения «УРАН-20.2», «УРАН-20.21» с тяговым усилием инжектора до 30 т, и емкостью барабана для ДБТ 38,1 мм – до 5 000 м. Данные установки рассчитаны для работы на скважине с давлением до 70 МПа.

Монтаж с установкой ПВО и механизма подачи, или демонтаж установки занимают не более двух часов. Рациональная компоновка оборудования позволяет проводить спускоподъемные операции без непосредственного контакта с фонтанной арматурой. Разгрузка устья скважин от веса монтируемого оборудования на четыре опорные стойки, регулируемые по высоте.

Применена импортная гидроаппаратура. Применение высокомоментных импортных гидромоторов «Danfos» упрощает конструкцию редукторов, приводов. Разводка гидросистемы выполнена в виде стальных трубопроводов, что повышает ее надежность. Большой объем гидробака (700 л) обеспечивает стабильную температуру масла в системе. Применено раздельное питание гидролиний, основных систем установки, каждой от своего насоса насосной станции.

Конструкция герметизатора позволяет вести присоединение различного инструмента (насадки, наконечники), обратных клапанов без разборки герметизатора; производить замену сальника, не вынимая БДТ из инжектора (разъемный сальник), и вести визуальное наблюдение за БДТ между инжектором и фонтанной арматурой.

Комплектуется вспомогательным оборудованием: насадками размывочными, втулками для ремонта трубы, приспособлениями для ремонта и фиксации БДТ.

Большой запас по производительности насосов насосной установки, применены аксиально-поршневые насосы отечественного производства. Применена электронная система контроля параметров техпроцесса с возможностью фиксации параметров в запоминающем устройстве и наличие дублирующего механического счетчика метража трубы. Мощная система освещения обеспечивает возможность выполнения работ в ночное время суток и позволяет освещать установку, устье скважины и дополнительное оборудование.

Наличие лестниц и площадок с ограждениями позволяет безопасно проводить работы по монтажу и демонтажу оборудования при высоте фонтанной арматуры до 5 м.

**2.2.3 Агрегаты, смонтированные на прицепах (полуприцепах)**

Монтаж оборудования агрегата на прицепе (типа трейлера) позволяет значительно сократить долю стоимости транспортной базы в общем балансе стоимости агрегата, значительно упростить компоновку последнего, обеспечить реализацию необходимых параметров при меньших весовых и габаритных ограничениях. Такие фирмы, как «Dowell», «Newco Well Service Ltd.», применяют подобные решения. В этом случае привод агрегата осуществляют от палубного двигателя.

**2.3 Оборудование устья скважины**

Оборудование устья скважины при проведении работ с использованием колонны гибких труб содержит (рис. 9) эксплуатационную арматуру, используемую на данной скважине. Это может быть фонтанная арматура, эксплуатационная арматура установки электроцентробежного насоса, арматура нагнетательной скважины, штанговая скважинная установка с эксцентричной шайбой.

В первых трех случаях на фланце верхней стволовой задвижки монтируют четырехсекционный превентор, входящий в состав комплекса оборудования. Превентор должен обеспечивать свободный пропуск колонны гибких труб в скважину. При возникновении аварийной ситуации он либо герметизирует полость колон-

В рассматриваемых комплексах оборудования используют плашечные превенторы с механическим или гидравлическим приводом. При этом конструкции исполнительной части превенторов – корпуса и плашки – практически идентичны. Предпочтительнее применять превенторы с гидравлическим приводом, поскольку ручное управление штурвалами бывает затруднено при высокой эксплуатационной устьевой верхний фланец последней арматуре. Нередки случаи, когда для нефтяной скважины находится на высоте 1,5–2 м, а газовой – на высоте 3–4 м. Однако использование комбинированных приводов – ручного и гидравлического – повышает комфортность управления агрегатом.

На верхнем фланце превентора монтируют герметизатор. Основное назначение герметизатора – это изоляция внутренней полости скважины и колонны лифтовых труб от внешней среды, исключение утечек в зазоре между его корпусом и поверхностью гибких труб. Он должен обеспечивать герметичность, как в штатном режиме работы агрегата, так и при отказе или остановки каких-либо систем.

Герметизатор выполняют в виде контактного уплотнения с использованием в качестве уплотнительного элемента 6 втулки из эластомера. Материалом для создания герметизатора служит маслобензоизносостойкая резина или полиуретан. Уплотнение осуществляют с принудительным поджимом к уплотняемой поверхности, для чего используют гидравлический привод, которым управляют из кабины оператора агрегата. В процессе работы в зависимости от положения штока цилиндра гидропривода уплотнительный элемент может обеспечивать гарантированный зазор или плотное прижатие к поверхности гибкой трубы. Уплотнительный элемент является специфическим узлом, применяемым только для агрегатов ПРС. Поэтому расчет его основных элементов в технической литературе практически не освещен.

Над герметизатором устанавливают устройство, обеспечивающее принудительное перемещение колонны гибких труб вверх или вниз. В отечественной технической литературе это устройство называют транспортером, а в англоязычной – инжектором или инжекционной головкой.

Он должен обеспечивать надежное перемещение колонны гибких труб в заданном диапазоне без проскальзывания рабочих элементов и повреждений наружной поверхности трубы и ее геометрии.

К настоящему времени сложились два направления в конструировании транспортеров – с одной и двумя тяговыми цепями, снабженными плашками, взаимодействующими с колонной гибких труб. Плашки прижимаются к гибкой трубе с помощью гидравлических цилиндров. Кроме того, из патентной и технической литературы известны и другие конструкции транспортеров, однако они представляют интерес только как образцы развития технической мысли конструкторов.

При наличии каких-либо дефектов гибкой трубы (например, местное смятие, вспучивание, нарушение правильной геометрии) отклоняется от своего нормального положения плашка, контактирующая с поверхностью трубы в этой зоне.

Необходимый закон изменения тягового усилия по длине контакта плашек с трубой устанавливается регуляторами давления 6 и изменениями диаметров цилиндров 10.

В агрегатах для работы с колонной гибких труб реализуют обычно два направления оформления узлов крепления транспортера в рабочем положении.

Как правило, эту опору снабжают растяжками, которые крепят к установленным в грунте якорям. В ряде конструкций агрегатов транспортер дополнительно удерживается в верхней части посредством монтажного устройства, обеспечивающего его установку. И дополнительное крепление в верхней части, и растяжки служат для восприятия горизонтальных составляющих усилий при перемещении трубы в периоды спуска или подъема.

Опора транспортера должна иметь достаточную высоту, чтобы обеспечить установку этого узла над фонтанной арматурой, превентором и уплотнительным элементом устья.

Преимущество подобной системы заключается в практически полной разгрузке устья скважины от поперечных усилий, возникающих при операциях монтажа-демонтажа оборудования и действии агрегата. Это особенно важно при работе с «высокими» устьями, на которых даже незначительные поперечные усилия приводят к появлению больших изгибающих моментов, воздействующих на элементы устьевого оборудования.

Использование опоры транспортера позволяет разгрузить устье от вертикальных сил, обусловленных собственным весом оборудования, и нагрузки от веса колонны гибких труб, спущенных в скважину.

Второе решение предусматривает монтаж транспортера непосредственно на герметизатор устья (рис. 13).Использование опоры транспортера позволяет разгрузить устье от вертикальных сил, обусловленных собственным весом оборудования, и нагрузки от веса колонны гибких труб, спущенных в скважину.

К недостаткам следует отнести необходимость хотя и в простом, но дополнительном узле – опоре, которую нужно собирать и устанавливать на устье скважины перед монтажом транспортера. В данной конструкции агрегата монтаж-демонтаж осуществляют с помощью манипулятора, к которому жестко присоединен транспортер. При работе агрегата штоки гидроцилиндров, перемещающих манипулятора, фиксируются, что обеспечивает жесткую связь транспортера с установкой.

Преимуществом данного технического решения является комплексное использование манипулятора, а недостатком – неизбежность возникновения поперечных сил, воздействующих на устье как при монтаже-демонтаже, так и при работе агрегата. Последнее обусловлено неизбежной просадкой домкратов, на которые опирается рама агрегата, и низкой жесткостью самого манипулятора. Кроме того, на устье скважины передаются усилия веса транспортера и колонны гибких труб. На газовых скважинах работа с подобным оборудованием из-за возможности разрушения фонтанной арматуры запрещена Росгостехнадзором.

Колонна гибких труб или ее часть, не находящаяся в скважине, располагается на барабане, конструкция которого имеет вид цилиндрической бочки, как правило, подкрепленной изнутри ребрами и снабженной по бокам ребордами или радиально расположенными стержнями. Барабан вращается на валу, установленном на подшипниках качения. Для фиксации «мертвого» конца гибкой трубы, намотанной на барабан, его бочка имеет зажимы. Диаметр последней в зависимости от диаметра гибкой трубы изменяется от 1,6 до 2 м, а ширина составляет в среднем 1,8 – 2,5 м. «Мертвый» конец гибкой трубы соединяется через задвижку, а в ряде случаев и через обратный клапан с каналом, просверленным в валу барабана. У выхода из отверстия на торце вала размещают вертлюг, обеспечивающий подачу технологической жидкости от насосов в полость вала и далее в колонну гибких труб.

Необходимость установки задвижки обусловлена требованиями безопасности – в случае потери герметичности вертлюга или трубопроводов манифольда она обеспечивает герметичность внутренней полости колонны гибких труб, находящихся в скважине, и исключает неконтролируемое истечение жидкости в окружающее пространство. Наиболее предпочтительной является конструкция узла с задвижкой, а не с обратным клапаном, поскольку с ее помощью при возникновении аварийной ситуации можно оперативно управлять процессом и уменьшать гидравлические потери при течении технологической жидкости.

Узел крепления «мертвого» конца трубы, соединительные элементы и задвижку располагают во внутренней полости бочки барабана. В некоторых конструкциях там же размещают и привод барабана – гидромотор и редуктор.

В комплект барабана для гибкой трубы входит и ее укладчик – устройство для обеспечения ровной укладки витков трубы при ее разматывании и наматывании. В настоящее время общепринято монтировать укладчик в виде двухзаходного винта, перемещающего каретку по направляющим. Через нее пропускается гибкая труба, наматываемая на барабан. Винт приводится в действие от вала барабана посредством цепной передачи. Ролики каретки, направляющие гибкую трубу, соединяются гибким тросом со счетчиком, регистрирующим глубину ее спуска. Специалисты некоторых фирм считают необходимым дублирование счетчиков, устанавливая один непосредственно на каретке, а второй – в кабине оператора.

Узел, в который входит барабан, может быть неподвижно закреплен на раме агрегата или иметь вертикальную ось, позволяющую ему поворачиваться с небольшими отклонениями (15–20°), что приводит к снижению нагрузки на элементы агрегата при разматывании или наматывании витков трубы, находящихся на краях барабана. Однако в этом случае усложняются конструкции и рамы, и узла барабана.

Для обеспечения смазки поверхности трубы, направляемой в скважину, и защиты ее от коррозии после извлечения на поверхность проводят орошение (смачивание) трубы, намотанной на барабан. Для этого вдоль нижней части барабана устанавливают распылители, а под ним самим – сборник. В некоторых случаях смазка трубы осуществляется вручную.

Осуществление управления агрегатом производится из кабины оператора, в которой располагаются пульты управления основным и вспомогательным оборудованием, а также весь комплекс контрольно-измерительных приборов. Также кабина оператора должна отвечать требованиям конструктивной гармоничности агрегата, быть удобным и комфортным рабочим местом, допускать хороший обзор рабочей зоны.

**2.4 Гидравлический расчет промывки песчаной пробки**

Появление песка на забое скважины может быть обусловлено оседанием частиц пласта, выносимых через перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне во внутреннюю полость скважины. Этот процесс происходит практически во всех нефтяных и газовых скважинах, и его интенсивность определяется механическими свойствами продуктивного пласта.

Песок может оказаться на забое скважины после проведения операций подземного ремонта скважины, связанных с использованием гидропескоструйных перфораторов, и после выполнения гидравлического разрыва пласта. Наконец, определенное количество песка может быть намыто при создании искусственного забоя. Независимо от причин появления песка для обеспечения нормальной эксплуатации скважины его следует удалять. При этом отрицательное воздействие на пласт должно быть минимальным.

При выборе оборудования для выполнения подобных работ нужно иметь в виду, что длина колонны гибких труб, содержащихся на катушке барабана агрегата, должна быть не меньше глубины забоя скважины.

Очистку эксплуатационной колонны (или забоя) от песка осуществляют с помощью внутрискважинного оборудования, схема которого для выполнения данной операции показана на рис. 16. У устья скважины располагают агрегат с колонной гибких труб, насосный агрегат, буферную емкость для приема поднимающейся из скважины промывочной жидкости.

Основным требованием к последней является способность ее выносить твердые частицы из скважины, что необходимо и при бурении, и при подземном ремонте скважин. Во время работы с колоннами гибких труб выполнение этого требования приобретает особую важность, поскольку их использование накладывает определенные ограничения на эффективность данного процесса.

В качестве промывочных используют два типа жидкостей – ньютоновские и неньютоновские. К первой группе относятся вода, соляные растворы на воде, углеводородные жидкости (дизельное топливо, очищенная нефть). Все они имеют постоянную вязкость.

Вторую группу составляют буровые растворы и гели. Для них характерно наличие зависимости вязкости от условий течения, они обладают ярко выраженными релаксационными свойствами, а зависимость между скоростью и напряжением сдвига у них нелинейна. Помимо описанных используют сжимаемые жидкости, содержащие газ. К ним же, правда, с определенной условностью могут быть отнесены и пены, поскольку они представляют собой газожидкостную эмульсию. В качестве жидкости для образования пен используют воду или нефть, в качестве газа – азот. Для образования устойчивой пены добавляют небольшое количество ПАВ (до 5 – 6%). Использование пен в качестве промывочных жидкостей обусловлено стремлением снизить гидростатическое давление на пласт при выполнении технологических операций.

Важным свойством пены является ее способность удерживать во взвешенном состоянии крупные твердые частицы, что не удается другим типам промывочных жидкостей. При промывке скважин, имеющих угол наклона более 30°, применение пен нежелательно, так как при их распаде в процессе подъема по колонне лифтовых труб происходит образование застойных зон в местах, где колонна гибких труб соприкасается с внутренней поверхностью лифтовых труб. В ряде случаев может образовываться поток жидкости, направленный сверху вниз, который переносит частицы песка обратно на забой. Предотвратить это явление можно, если обеспечить турбулентный режим течения промывочной жидкости по всему поперечному сечению лифтовой колонны. Этому способствует подача в промывочную жидкость азота.

Жидкости, содержащие газ и пены, требуют более сложных режимов работы оборудования. При их использовании, как правило, необходимо обеспечивать дросселирование поднимающегося потока на выходе из устьевой арматуры. В качестве промывочного агента используют также и газ, в подавляющем большинстве случаев – это азот. К положительным его свойствам следует отнести нетоксичность, инертность, плохое растворение в воде и углеводородных жидкостях.

Использование газа позволяет резко снизить величину гидростатического давления на забой скважины.

Основными показателями процесса промывки скважины являются величины скоростей в колонне гибких труб *v*г и затрубном пространстве *v*з.

Скорость восходящего потока при работе с КГТ, как и при любой промывке, должна превосходить скорость оседания в ней твердых частиц. Это условие справедливо для вертикальных скважин и наклонных участков в последних с отклонением от вертикали до 45°. Для более пологих и тем более горизонтальных участков скважины процесс выноса твердых частиц гораздо сложнее. В таких случаях происходит образование застойных зон в местах контакта гибкой трубы со стенкой скважины или эксплуатационной колонной. В этой зоне частицы песка оседают, несмотря на достаточную среднюю скорость течения. Для предотвращения этого явления или сведения его отрицательного эффекта к минимуму необходимо обеспечивать достаточную турбулентность потока восходящей жидкости.

Для оценки возможности выноса твердых частиц потоком жидкости используют понятие установившейся скорости оседания частиц.

Установившаяся скорость оседания *v*у сферических твердых частиц малого размера может быть определена из эмпирического уравнения

*v*у = Re (0,001μ)/*D*чρч,

где Re – число Рейнольдса для сферических песчинок (для условий промывки песка в скважинах оно может принимать значения до 500); μ – вязкость жидкости; *D*ч – диаметр частиц; ρч – плотность твердых частиц.

Анализ показывает, что установившаяся скорость оседания для частиц песка размером 0,84 мм составляет 0,128 м/с, а для 2 мм – 0,274 м/с. Поскольку гранулометрический состав песка в пробке достаточно разнообразен, то расчеты следует проводить с учетом максимальных размеров песчинок, выносимых на поверхность. Считается, что для обеспечения подъема песка в вертикальной скважине скорость восходящего потока жидкости должна превышать установившуюся скорость оседания в 1,5 – 2 раза, а в горизонтальных участках – в 10 раз.

Если ньютоновская жидкость не обеспечивает выноса песка, необходимо использовать пену или газ.

Основным фактором, ограничивающим скорость движения промывочной жидкости в восходящем потоке, являются гидродинамические потери на трение в КГТ. Для их преодоления нужно развивать такое давление на входе в колонну, которое ограничено лишь прочностью труб.

В большинстве случаев основная доля гидродинамических потерь во внутрискважинном оборудовании приходится на колонну гибких труб. Гидравлическое сопротивление кольцевого пространства примерно на порядок меньше этих потерь. Следует иметь в виду, что при концентрации твердых частиц в жидкости до 360 кг/м3 вязкость последней практически не изменяется и при расчетах ее можно рассматривать как чистую жидкость. Свыше указанного предела необходимо учитывать изменяющиеся свойства жидкости.

Наличие твердых частиц в промывочной жидкости, поднимающейся по кольцевому пространству, приводит к повышению гидростатического давления на забой. Их присутствие обусловливает увеличение давления насоса, подающего технологическую жидкость в КГТ. При использовании для контроля за давлением стрелочных манометров со шкалой, рассчитанной на максимальные величины, этот прирост может быть и незаметен оператору. Однако если плотность жидкости подбиралась недостаточно точно и имеется опасность поглощения ее пластом, то может возникнуть следующая ситуация. При увеличении гидростатического давления технологическая жидкость будет уходить в пласт. При этом ее расход в восходящем потоке уменьшится, а плотность последнего будет все время возрастать, что повлечет за собой дальнейшее увеличение гидростатического давления. Этот процесс будет идти до тех пор, пока не произойдет полная потеря циркуляции, песок опустится по кольцевому пространству вниз и произойдет прихват колонны гибких труб. Подобная ситуация и ее развитие имеют прямые аналоги при проведении буровых работ.

Поэтому при планировании операций по удалению песчаных пробок необходимо предусматривать возможность утечки пластовой жидкости в пласт и иметь ее запас. Концентрация твердых частиц, слагающих пробку, в технологической жидкости, поднимающейся по кольцевому пространству, определяется скоростью перемещения КГТ в пробке.

При удалении одиночной рыхлой пробки концентрация твердых компонентов в поднимающейся жидкости мала и практически не оказывает влияния на гидростатическое давление. При очистке колонны достаточно большой длины с несколькими пробками следует контролировать расход технологической жидкости из кольцевого пространства. В том случае, если расход жидкости уменьшается или прекращается вообще, необходимо поднять колонну, продолжая закачку жидкости до возобновления циркуляции.

Специалисты американских и канадских фирм, выполняющих подобные работы, рекомендуют ограничивать скорость спуска КГТ до 9 – 12 м/мин, если положение пробки неизвестно. Если оно установлено, скорость может быть увеличена до 18 м/мин. В процессе спуска КГТ должна поддерживаться непрерывная циркуляция жидкости. Нежелательно также оставлять КГТ неподвижной в течение длительного времени.

После размыва пробки или ее участка нужно продолжать промывку без изменения глубины подвески КГТ до тех пор, пока из кольцевого пространства не будет вынесен весь объем песка. При дальнейшем спуске колонны следует контролировать нагрузку на транспортер – она должна монотонно увеличиваться пропорционально глубине спуска. Периодически через 300 м целесообразно проверять усилие, необходимое для подъема колонны.

При разрушении плотной пробки может возникнуть ситуация, когда пробка воспримет вес КГТ и ее перемещение прекратится. Такое положение однозначно отражается на показаниях индикатора веса колонны и манометра, регистрирующего давление, развиваемое насосом, – показания первого прибора уменьшаются, а второго увеличиваются. После определения верхней границы пробки колонну гибких труб приподнимают на 3–5 м и увеличивают подачу промывочного насоса до расчетной величины. Скорость перемещения колонны при разрушении подобной пробки составляет 1–3 см/с.

Если этот интервал достаточен для образования объема, в котором песок находится во взвешенном состоянии за счет турбулизации жидкости истекающим из КГТ потоком, то при входе в колонну лифтовых труб скорость подъема резко возрастает и процесс выноса песчаных частиц идет нормально. Если это условие не соблюдается, то верхняя граница расположения взвешенных частиц находится ниже башмака лифтовой колонны. В этом случае песок не будет выноситься на поверхность.

Для обеспечения эффективного выноса песка используют пены или полимерные гели, приготавливаемые на водяной основе и имеющие повышенные сопротивления сдвигу и низкую вязкость.

При достижении башмака лифтовой колонны и подходе к вероятной точке нахождения песка скорость спуска уменьшают до среднего значения. Момент соприкосновения наконечника гибкой трубы с песчаной пробкой определяют по индикатору нагрузки – величина усилия в точке подвеса трубы резко уменьшается, а давление, развиваемое промывочным насосом, возрастает.

Для повышения эффективности процесса разрушения пробки используют насадки на КГТ различной конструкции. Все они основаны на гидромониторном эффекте, а отличаются числом отверстий и направлением. Потери давления на подобных насадках могут достигать 17 МПа.

Для уменьшения гидростатического давления на пласт при удалении песчаных пробок существуют способы, основанные на применении струйного насоса, спускаемого на двух коаксиально расположенных колоннах гибких труб. При этом проблемы с выносом песка не возникает, так как скорости и нисходящего, и восходящего потоков промывочной жидкости достаточно велики. Положительным свойством данного способа является и то, что гидростатическое давление жидкости, находящейся в скважине и воздействующей на пласт, может быть сведено к минимуму.

Использование данного способа промывки может быть реализовано только при достаточном внутреннем диаметре труб, в которых происходит перемещение коаксиальных колонн гибких труб.

Все описанные выше проблемы возникают и решаются при прямом способе промывки, когда технологическая жидкость направляется к пробке через колонну гибких труб. Несмотря на советы не допускать попадания во внутреннюю полость песка и других компонентов пробки, есть мнение о целесообразности использования обратной промывки. Все вопросы о преимуществах и недостатках прямой и обратной схем промывок при удалении пробок достаточно хорошо разработаны для традиционных способов ПРС. В данном случае они остаются справедливыми.

Основным опасением и аргументом против использования схемы обратной промывки является возможность закупорки КГТ продуктами, слагающими пробку. Кроме того, при подаче жидкости в кольцевое пространство может произойти потеря устойчивости колонны гибких труб в верхней части и смятие. Практические эксперименты и предварительные расчеты режимов выполнения обратной промывки показывают, что в качестве технологических жидкостей в данном случае можно использовать только несжимаемые. Естественно, что обратные клапаны на КГТ и какие-либо другие устройства, пропускающие жидкость в одном направлении по колонне и всему тракту ее течения, устанавливаться не должны.

Произведем гидравлический расчет прямой промывки скважины для удаления песчаной пробки.

Исходные данные:

Глубина скважины Н = 1248 м,

Наружный диаметр НКТ Dн = 114,3 мм (для расчетов принимаем целые значения, Dн = 114 мм),

Внутренний диаметр НКТ Dв= 100,3 мм (100 мм);

Наружный диаметр промывочных труб dн = 33,5 мм (33 мм);

Внутренний диаметр промывочных труб dв = 27,5 мм (27 мм);

Максимальный размер песчинок, составляющих пробку дч = до 8 мм;

Толщина стенки промывочных труб дс = 3,0 мм;

Для промывки используется насосная установка ЦА-320М:

поршня = 100 мм; производительность агрегата: 1 скорость – 1,4 л/с;

2 скорость – 2,55 л/с; 3 скорость – 4,8 л/с; 4 скорость – 8,65 л/с.

Рекомендуемый расход жидкости (воды) при циркуляции, согласно технологическому регламенту по ремонту скважин с помощью колтюбинговых установок, для выноса частиц размером до 8 мм и плотностью 2600 кг/м3 составляет 2,8 – 4,9 л/с, при соотношении диаметров НКТ и БДТ 114 Ч 33, для условно-вертикальных скважин с максимальным углом наклона не более 25 градусов. Скорость выноса частиц от 0,4 – 0,7 м/с.

Оптимальный расход промывочной жидкости через БДТ диаметром 33 мм должен составлять 10,8 – 14,4 м3/ч (3–4 л/с), давление при закачивании – от 8,0 до 15,0 МПа. Данным условиям удовлетворяет работа агрегата ЦА – 320М на ЙЙЙ скорости при диаметре поршня 100 мм (расход до 4,8 л/с, давление до 160 атмосфер).

1. Основные показатели процесса промывки скважины – скорости восходящего и нисходящего потока. Их рассчитываем из следующих формул.

*v*г = 1,274*Q*/*d*2тр.в м/с (1);

*v*з = 1,274*Q*/(*D*в2 – *d*2тр.н) м/с (2),

где *d*тр.н, *d*тр.в, *D*в – наружный и внутренний диаметры гибкой трубы, внутренний диаметр труб в которые спущена КГТ, *Q* – подача технологической жидкости, в м3/с.

Скорость нисходящего потока при работе на ЙЙЙ скорости:

*v*г = 1,274 · 0,0048/0,0272 = 8,4 м/с

Скорость восходящего потока при работе на ЙЙЙ скорости:

*v*з = 1,274 · 0,0048/(0,1002 – 0,0332) = 0,69 м/с

2. Определяем потери напора на гидравлические сопротивления при движении жидкости в промывочных трубах.

 м (3);

где л – коэффициент трения при движении воды в трубах, для диаметра 33 мм, берем примерное значение 0,041; vн – скорость нисходящего потока жидкости, м/с,

Потери напора при работе на ЙЙЙ скорости:

*h1* = 0,041 · (1248/0,027) · [8,42 / (2 · 9,81)] = 6815,05 м

3. Определяем потери напора на гидравлические сопротивления при движении смеси жидкости с песком в затрубном пространстве скважины:

 м (4);

ц – коэффициент, учитывающий повышение гидравлических потерь напора в результате содержания песка в жидкости (колеблется в пределах 1,1 – 1,2); vв – скорость восходящего потока жидкости в затрубном пространстве, м/с.

Потери напора в кольцевом пространстве при работе на ЙЙЙ скорости:

*h2*= 1,2 · 0,041 · [1248/(0,1 – 0,033)] · [0,692 / (2 · 9,81)] = 21,99 м

4. Определяем потери напора на уравновешивание столбов жидкости разной плотности в промывочных трубах и в затрубном пространстве:

 м (5);

где m – пористость песчаной пробки (принимаем равной 0,3); F – площадь проходного сечения НКТ; Lп – высота пробки промытой за один прием (принимаем 14 м), f – площадь поперечного сечения кольцевого пространства между НКТ и БДТ; сп – плотность зерен песка (сп=2600 кг/м3); сж – плотность промывочной жидкости (сж= 1000 кг/м3); vу – установившаяся скорость оседания песчинок в воде (принимаем vу=0,274 м/с).

Потери напора на уравновешивание столбов жидкости при работе на ЙЙЙ скорости:

*h3* = [((1 – 0,3) · 0,00785 · 14))/0,000854] · [(2600/1000) · (1 – 0,274/0,69) – 1] = 55,13 м

5. Определяем потери напора на гидравлические сопротивления в вертлюге при движении воды.

На четырех скоростях h4 = 25,7 м

6. Находим потери напора на гидравлические сопротивления в 73-мм нагнетательной линии (dв=0,062 м) от насоса агрегата до вертлюга. Принимаем длину этой линии Lн=30 м.

 м, (6);

где л1=0,035

Потери давления в нагнетательной линии при работе на ЙЙЙ скорости:

*h5* = 0,035 · (30/0,062) · (0,692 / (2 · 9,81)) = 8,062 м

7. Определяем давления на выкиде насоса:

Рн = сж∙g∙(h1 + h2 + h3 +h4 + h5)∙10-6 МПа (7);

где сж=1000 кг/м3

Давление на выкиде насоса при работе на ЙЙЙ скорости:

Рн = 1000 · 9,81 · (6815,05 + 21,99 + 55,13 + 25,7 + 8,062) · 10-6 = 67,9 МПа

8. Определяем давление на забое скважины при работе установки:

Рзаб = сж∙g∙(Н + h2 +h3)∙10-6 МПа (8);

Давление на забое при работе на ЙЙЙ скорости:

Рзаб = 1000 · 9,81 · (1248 + 21,99 + 55,13) · 10-6 = 13 МПа

9. Определяем мощность, необходимую для промывки скважины от песчаной пробки:

 кВт (9);

где за – общий механический к.п.д. агрегата (принимаем за = 0,65), Q – подача агрегата. Рн подставляем в Па.

Мощность при работе на ЙЙЙ скорости:

*N* = (67900000 · 0,0048)/(103 · 0,65) = 501 кВт

10. Определим коэффициент использования максимальной мощности насосной установки, насосная установка ЦА – 320М имеет номинальную полезную мощность Nmax = 108 кВт.

 % (10);

Коэффициент использования максимальной мощности при работе на ЙЙЙ скорости: *K* = (501· 108)/100 = 541%.

11. Определим скорость подъема размытого песка:

vп = vв – vу м/с (11);

Скорость подъема песка при работе на ЙЙЙ скорости:

vп = 0,69 – 0,274 = 0,416 м/с

12. Определяем продолжительность подъема размытой пробки после промывки скважины до появления чистой воды, переводя в минуты:

t = H / vп с, (12),

Продолжительность подъема пробки при работе на ЙЙЙ скорости:

t = 1248/0,416 = 3000 с или 50 мин.

**2.5 Общий обзор колтюбинговых технологий**

месторождение подземный ремонт скважина

В настоящее время существует достаточное множество внутрискважинных операций, которое может быть выполнено посредством колтюбинговой установки. Практическое применение гибких труб постоянно усовершенствуется и дорабатывается, расширяется новыми технологиями и стремительно движется вперед. В нефтегазовой промышленности России имеет место развитие колтюбинговых технологий, однако, оно не такое прогрессивное как, например, в США или Канаде.

На сегодняшний день довольно хорошо изучены и опробованы около трех-четырех десятков технологий с применением гибких труб. В число этих технологий входят как достаточно простые, так и очень сложные технологические операции, например, бурение скважин.

Диапазон колтюбинговых технологий включает в себя: освоение скважин, очистку скважин от АСПО и песчаных пробок, растепление гидратных пробок, установку цементных мостов, установку гравийных фильтров, различные ремонтно-изоляционные работы, кислотную обработку ПЗП, гидравлический разрыв пласта, ловильные работы, каротажные работы, визуальное обследование ствола скважин и, наконец, бурение боковых стволов и горизонтальных участков скважин, а также бурение новых стволов. Названные технологии являются лишь частью из полного списка возможных для выполнения их колтюбинговыми установками.

В нашей стране зачастую применяются не очень сложные технологии, как правило, это различного рода промывки, водоизоляция, освоение, а приоритет по выполнению сложных технологий остается, всё-таки, за иностранными компаниями, работающими на территории нашей страны, но со временем увеличивается количество непростых технологических операций, выполняемых российскими специалистами.

Сравнительная характеристика традиционного метода ремонта и с применением КГТ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование работ | Продолжительность работ, (бригадо-часы) | |
| Без применения колтюбинга | С применением колтюбинга |
| Переезд на скважину | 11,0 | 1,9 |
| Глушение скважины | 2,9 | - |
| Подготовительные работы | 6 | 2,1 |
| Монтаж установки | 6,4 | 3,1 |
| Подъём глубинонасосного оборудования | 12,0 | - |
| Спуск и опрессовка НКТ | 11 | 4,5 |
| Промывка забоя, определение приемистости | 4,2 | 5,7 |
| Закачка растворителя или кислотного раствора | 2,7 | 3,7 |
| Реагирование | 8 | 8 |
| Вымыв продуктов реакции | 2,3 | 4,0 |
| Подъем НКТ | 8,4 | 2,0 |
| Спуск глубинонасосного оборудования | 11,6 | - |
| Заключительные работы | 9,6 | 2,0 |
| Итого: Продолжительность | 143 | 36 |
| Стоимость тыс. р | 272,2 | 92,8 |

Проведение тех или иных операций при помощи колтюбинга позволяет сэкономить не только время, но и получить большие технико-экономические показатели. В начале 2001 года экспертно-аналитическим отделом ОАО «Татнефть» был проведен анализ экономического эффекта от использования гибких труб. Он показал, что продолжительность ремонта скважин в этом случае сокращается в 3–4 раза по сравнению с традиционным подходом КРС, а время пребывания в ремонте в 5–7 раз.

За время использования установок с колонной гибкой трубы были выявлены следующие преимущества:

– ускорение спускоподъемных операций;

– в нагнетательных скважинах исключается подъем колонны НКТ;

– при ОПЗ добывающих скважин по межтрубному пространству исключается подъем ПО;

– возможность проведения неограниченного количества ОПЗ за 1 СПО;

– проведение полного комплекса работ при ремонте горизонтальных скважин;

– возможность проведения работ КРС на депрессии;

– возможность проведения работ КРС без глушения;

– экологическая безопасность при проведении работ;

– высокая культура производства.

Колтюбинговые технологии это специфический и крайне интересный для изучения вектор в нефтегазовой промышленности, за которым стоит её будущее. Каждая технология имеет свои особенности, плюсы и минусы. Для того чтобы рассказать и описать каждую из них даже не внедряясь в технологические расчеты, потребуется создание отдельной большой главы, что ограничено рамками данной работы. Поэтому целесообразнее будет описать преимущества некоторых технологий и указать перспективу развития этого направления. Говоря о некоторых колтюбинговых технологиях, стоит отметить, что некоторые из них аналогичны традиционным, но за счет технических особенностей имеет ряд преимуществ. Например, очистка скважин от парафиновых пробок. Основные преимущества при использовании КГТ обусловлены герметичностью полости скважины и возможностью непрерывного ведения процесса без остановки для наращивания промывочной колонны. Процесс удаления парафиновой пробки в определенном смысле аналогичен промывке песчаной пробки до верхней кромки спуск колонны ведут с повышенной скоростью, затем резко снижают. В процессе удаления парафиновой пробки контролируется температура технологической жидкости, закачиваемой в скважину и поднимающейся из скважины. Также происходит с растеплением гидратных пробок.

Особенно эффективно применение колтюбинговой технологии при аномально низких пластовых давлениях, так как работы могут производится без глушения скважины. Также гибкую трубу целесообразно применять при намыве гравийного фильтра при условиях, когда буровая установка уже демонтирована, дебит скважины мал, использовать агрегаты подземного ремонта стандартного типа экономически нецелесообразно, а глушение пласта нежелательно.

При применении колтюбинга при кислотной обработке призабойной зоны исключается негативное воздействие химреагентов на внутреннюю поверхность НКТ. Практика использования колтюбингового оборудования показывает, что расход реагентов при обработке скважины в этом случае сокращается по сравнению с традиционными технологиями на 25–30%, кроме того сокращается общее время обработки скважины.

Многообразие колтюбинговых технологий включает использование гидродинамических генераторов, создающих низкочастотные колебания достаточно высокой амплитуды при сравнительно малом расходе прокачиваемой через них жидкости. Эти технологии, называемые колтюбинговыми волновыми технологиями, применяются для очистки забоя и НКТ от отложений, свабирования, для обработки ПЗП, обработки горизонтальных скважин и боковых стволов, а также для ограничения водопоглощения и выравнивания профилей приемистости. Для осуществления виброволнового воздействия применяются гидродинамические генераторы колебаний с оригинальным принципом работы. При относительно малых диаметре и массе они обладают высоким гидравлико-акустическим КПД и способны генерировать низкочастотные колебания достаточно высокой амплитуды при сравнительно малом расходе прокачиваемой через них жидкости. Их параметры настраиваются на рациональный частотно-амплитудный диапазон функционирования в соответствии с конкретными геолого-техническими характеристиками скважин.

Использование гибких труб открывает новые возможности для выполнения каротажных исследований. Спуск приборов в сильно искривленные скважины на кабеле-тросе затруднен, а в горизонтальную скважину и вообще невозможен. Гибкая труба представляет собой идеальное средство доставки оборудования в нужную точку скважины. Использование КГТ существенно повышает качество выполнения работ и достоверность получаемой информации, поскольку отсутствуют продольные колебания инструмента и его прерывистое движение. Это обусловлено более высокой продольной жесткостью гибких труб по сравнению с геофизическим кабелем. Одновременно в процессе проведения исследований через колонну гибких труб можно подавать технологическую жидкость или азот для уменьшения гидростатического давления на исследуемые пласты. Сейчас применяются приборы, не требующие применение кабеля, они заряжаются на определенное время работы, устанавливается таймер на начало работ, монтируются на низ колонны и проводится исследование.

Аналогично каротажным работам проводится визуальное исследование ствола скважины, где вместо геофизического оборудования применяется камера. Применение гибкой трубы позволяет вывести эти работы на более высокий технологический уровень. Так как обеспечивается точность позиционирования камеры, возможность выполнения непрерывной промывки скважины, а также снятие ограничений на профиль скважины, в которой выполняются работы.

Применение гибкой трубы при ловильных работах имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными методами ремонта скважин.

Например, некоторых из них:

– работа при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины;

– ускорение СПО по сравнению с традиционными технологиями;

– более быстрое развертывание и свертывание техники;

– сокращение расхода трубы, потребляемых материалов и трудовых ресурсов;

– значительное сокращение затрат.

По сравнению с канатными операциями здесь есть плюсы: возможность промывки скважины, возможность вращения инструмента с помощью винтового забойного двигателя и возможность проведения работ в наклонных и горизонтальных скважинах.

Для ловильных работ гибкими трубами (рис. 18) требуется соответствующий специфический набор инструмента. При проведении ловильных работ сначала тщательно контролируют состояние всех элементов компоновки и герметичность соединений. Такие устройства, как гидравлически освобождающиеся овершоты и двигатели, должны быть испытаны с целью получения фактических значений давлений и расходов, при которых они срабатывают.

К недостаткам технологии с использованием гибкой трубы по сравнению с технологией, реализуемой установками капитального ремонта скважин, относятся невозможность вращения колонны, а также не всегда достаточные развиваемые усилия по сравнению с традиционными конструкциями.

Говоря о перспективе применения колтюбинга, следует отметить следующие направления. Во-первых, это бурение: различных плотных пробок из песка, парафина, кристаллогидратов, а также цемента; боковых стволов и горизонтальных участков скважин и, наконец, бурение новых скважин. Преимущества бурения с помощью КГТ заключаются: в исключении операций, связанных с наращиванием колонны, в возможности ведения бурения на депрессии. В результате становится возможным: увеличение скорости проводки скважины; сокращение времени развертывания и свертывания комплекса оборудования для бурения; сократить трудоемкость буровых работ и численность персонала; повысить безопасность ведения работ; существенно улучшить экологические показатели процесса бурения, полностью исключив разлив нефти, химических реагентов и другие виды загрязнения окружающей среды; сократить площадь поверхности, занимаемой буровой установкой; сократить общее время обустройства скважины и ускорить ее введение в эксплуатацию.

Во-вторых, гибкая труба используется при эксплуатации скважин в тех случаях, когда необходимо увеличить скорость восходящего потока пластовой жидкости или газа. Подобные задачи возникают при уменьшении пластового давления и соответственного снижения дебита газовых скважин, приводящего к образованию жидкостных или песочных пробок на забое газовой скважины. При эксплуатации фонтанирующих нефтяных скважин с достаточным газовым фактором переход на колонну лифтовых труб меньшего диаметра обеспечивает возникновение естественного газлифта и переход в режим фонтанирования.

Наиболее предпочтительным является первый вариант, который исключает установку пакера посредством гибкой трубы. Первая предусматривает оснащение нижнего конца посадочным ниппелем, который должен взаимодействовать с ответной деталью, установленной на пакере, предварительно размещенном в скважине. Вариант, предусматривающий спуск пакера на гибкой трубе, требует выполнения традиционного набора операций. Обязательным условием при этом является использование разъединителя, который срабатывал бы без вращения трубы с поверхности.

В-третьих, гибкая труба используется в трубопроводном транспорте, в качестве выкидных линий скважин, трубопроводов для воды. Есть опыт прокладки такого гибкого трубопровода по дну моря со специального трубоукладочного судна.

В-четвертых, наматываемые трубы применяют для обслуживания наземных трубопроводов, водоводов системы поддержания пластового давления.

И, в-пятых, можно сказать о перспективности применения колтюбинговых установок при скважинной добыче твердых полезных ископаемых.

**Заключение**

Подводя итоги всему вышеобозначенному, можно сказать следующее: в настоящее время во всем мире при бурении, заканчивании, эксплуатации и ремонте скважин все большую популярность приобретает использование непрерывных колонн гибких труб. Благодаря своим высоким эксплуатационным качествам, легкой приспосабливаемости к работе и преимуществам экологического характера, гибкие трубы из обычного инструмента для очистки скважин в прошлом становятся в последние годы эффективным средством решения множества задач при выполнении нефтегазопромысловых операций. Эти достоинства гибкой трубы в свою очередь сказываются на экономических показателях, обеспечивая существенную экономию затрат.

Промысловый опыт показывает, что установки с гибкой трубой во многих случаях способны заменить установки для ремонта скважин и, нередко, буровые установки.

Гибкие трубы, использовавшиеся для выполнения промысловых операций только на суше, уже применяют и в морских промысловых операциях, где экономические факторы имеют первостепенное значение.

Отмечают следующие преимущества использования гибких труб:

– сокращается время проведения операций;

– отпадает необходимость в использовании установок для ремонта скважин;

– отпадает необходимость в глушении скважин;

– отсутствуют соединения, через которые возможны утечки;

– более успешное выполнение различных операций в горизонтальных скважинах;

– не повреждается продуктивный пласт;

– увеличена безопасность проведения операций;

– обеспечивается экономия пространства при монтаже поверхностного оборудования;

– в большей степени обеспечивается охрана окружающей среды.

Недостатками в работе с гибкой трубой считают:

– тенденцию колонн гибких труб к скручиванию;

– ограниченную длину гибких труб, размещаемых на барабане; при проведении операций на большой глубине отдельные плети приходится сваривать;

– трудности с осуществлением ремонта гибких труб в промысловых условиях;

– высокую стоимость аренды;

– недостаточную осведомленность компаний о возможностях гибких труб.

Итак, технологии, базирующиеся на применении гибких труб, несут за собой будущее нефтегазовой промышленности всех добывающих стран и решают важную задачу поддержания объемов добычи углеводородного сырья, охраны недр и окружающей среды путем повышения эффективности работ по ремонту скважин для отрасли и экономики нашего государства.

**Литература**

1. Молчанов А.Г., Вайншток С.М., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. – 224 с, 2000.

2. Трахтман Г.И. Применение колонн гибких труб при ремонте и бурении скважин (ГАНГ им. И.М. Губкина).

3. Габриэлянц Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1978.

4. Технологический регламент по ремонту скважин с помощью колтюбинговых установок на месторождениях ООО «Ямбурггаздобыча», 2006.