**Курсовая работа на тему:**

**“Газлифтный способ добычи нефти”**

**Содержание**

Введение. Область применения газлифтного способа добычи нефти

1. Газлифтный способ добычи нефти

2. Ограничение притока пластовых вод

3. Предупреждение образования НОС

4. Методы удаления НОС

5. Снижение пускового давления

6. Техника безопасности при эксплуатации газлифтных скважин

7. Обслуживание газлифтных скважин

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**Ведение. Область применения газлифтного способа добычи нефти**

После прекращения фонтанирования из-за нехватки пластовой энергии переходят на механизированный способ эксплуатации скважин, при котором вводят дополнительную энергию извне (с поверхности). Одним из таких способов, при котором вводят энергию в виде сжатого газа, является газлифт.

Использование газлифтного способа эксплуатации скважин в общем виде определяется его преимуществами.

1. Возможность отбора больших объемов жидкости практически при всех диаметрах луатационных колонн и форсированного отбора сильнообводненных скважин.
2. Эксплуатация скважин с большим газовым фактором, т.е.использование энергии пластового газа, в том числе и скважин с забойным давлением ниже давления насыщения.
3. Малое влияние профиля ствола скважины на эффективность работы газлифта, что особенно важно для наклонно на правленных скважин, т.е. для условий морских месторождений и районов освоения Севера и Сибири.
4. Отсутствие влияния высоких давлений и температуры продукции скважин, а также наличия в ней мехпримесей (песка) на работу скважин.
5. Гибкость и сравнительная простота регулирования режима работы скважин по дебиту.
6. Простота обслуживания и ремонта газлифтных скважин и большой межремонтный период их работы при использовании современного оборудования.

7.Возможность применения одновременной раздельной эксплуатации, эффективной борьбы с коррозией, отложениями солей и парафина, а также простота исследования скважин.

Указанным преимуществам могут быть противопоставлены недостатки.

1. Большие начальные капитальные вложения в строительство компрессорных станций.
2. Сравнительно низкий коэффициент полезного действия (КПД) газлифтной системы.
3. Возможность образования стойких эмульсий в процессе подъема продукции скважин.

Исходя из указанного выше, газлифтный (компрессорный) способ ксплуатации скважин, в первую очередь, выгодно использовать на крупных месторождениях при наличии скважин с большими дебитами и высокими забойными давлениями после периода фонтанирования.

Далее он может быть применен в наклонно направленных скважинах и скважинах с большим содержанием мехпримесей в продукции, т.е. в условиях, когда за основу рациональной эксплуатации принимается межремонтный период (МРП) работы скважин.

При наличии вблизи газовых месторождений (или скважин) с достаточными запасами и необходимым давлением используют бескомпрессорный газлифт для добычи нефти.

Эта система может быть временной мерой — до окончания строительства компрессорной станции. В данном случае система газлифта остается практически одинаковой с компрессорным газлифтом и отличается только иным источником газа высокого давления.

Газлифтная эксплуатация может быть непрерывной или периодической. Периодический газлифт применяется на скважинах с дебитами до 40—60 т/сут или с низкими пластовыми давлениями.

Технико-экономический анализ, проведенный при выборе способа эксплуатации, может определить приоритет использования газлифта в различных регионах страны с учетом местных условий. Так, большой МРП работы газлифтных скважин, сравнительная простота ремонта и возможность автоматизации предопределили создание больших газлифтных комплексов на Самотлорском, Федоровском, Правдинском месторождениях в Западной Сибири. Это дало возможность снизить необходимые трудовые ресурсы региона и создать необходимые инфраструктуры (жилье и т.д.) для рационального их использования.

**1. Газлифтный способ добычи нефти**

При газлифтном способе эксплуатации недостающая энергия подается с поверхности в виде энергии сжатого газа по специальному каналу.

Газлифт подразделяется на два типа: компрессорный и бескомпрессорный. При компрессорном газлифте для сжатия попутного газа применяются компрессоры, а при бескомпрессорном газлифте используется газ газового месторождения, находящийся под давлением, или из других источников.

Газлифт относительно других механизированных способов эксплуатации скважин имеет ряд преимуществ:

возможность отбора значительных объемов жидкости с больших глубин на всех этапах разработки месторождения при высоких технико-экономических показателях;

простота скважинного оборудования и удобство его обслуживания;

эффективная эксплуатация скважин с большими искривлениями ствола;

эксплуатация скважин в высокотемпературных пластах и с большим газовым фактором без осложнений;

возможность осуществления всего комплекса исследовательских работ по контролю за работой скважины и разработкой месторождения;

полная автоматизация и телемеханизация процессов добычи нефти;

большие межремонтные периоды работы скважин на фоне высокой надежности оборудования и всей системы в целом;

возможность одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов и более при надежном контроле за процессом;

простота борьбы с отложением парафина, солей и коррозионными процессами;

простота работ по подземному текущему ремонту скважины, восстановлению работоспособности подземного оборудования для подъема продукции скважины.

Недостатками газлифта по традиции считаются высокие начальные капитальные вложения, фондоемкость и металлоемкость. Эти показатели, во многом зависящие от принятой схемы обустройства промысла, ненамного превышают показатели при насосной добыче.

Наибольшее число элементов в системе газлифта и более сложное оборудование используются в случае компрессорного газлифта. Современный газлифтный комплекс представляет собой замкнутую герметичную систему высокого давления (рис. 1).

Основными элементами этой схемы являются: скважины 1, компрессорные станции 3, газопроводы высокого давления, трубопроводы для сбора нефти и газа, сепараторы различного назначения 7, газораспределительная батарея 4, групповые замерные установки, системы очистки и осушки газа с регенерацией этиленгликоля 6, дожимные насосные станции, нефтесборный пункт,

**Рис. 1. Схема замкнутого цикла газлифтного комплекса**

В состав комплекса входит система АСУ ТП, которая включает выполнение следующих задач:

измерение и контроль рабочего давления на линиях подачи газа в скважины на магистральных коллекторах;

измерение и контроль перепада давления;

управление, оптимизация и стабилизация режима работы скважин;

расчет рабочего газа;

измерение суточного дебита скважины по нефти, воде и общему объему жидкости.

В результате решения задачи оптимального распределения компримируемого газа для каждой скважины назначают определенный режим закачки газа, который необходимо поддерживать до следующего изменения режима. Параметром для стабилизации принимается перепад давления на измерительной шайбе дифманометра, установленного на рабочей линии подачи газа в скважину.

Выбор типа газлифтной установки и оборудования, обеспечивающего наиболее активную эксплуатацию скважин, зависит от горно-геологических и технологических условий разработки эксплуатационных объектов, конструкции скважин и заданного режима их эксплуатации.

Строгой классификации газлифтных установок не существует, и они группируются на основе самых общих конструктивных и технологических особенностей.

В зависимости от количества рядов труб, спущенных в скважину, их взаимного расположения и направления движения рабочего агента и газожидкостной смеси имеются системы различных типов

однорядный подъемник кольцевой и центральной систем

двухрядный подъемник кольцевой и центральной систем

полуторарядный лифт обычно кольцевой системы

Перечисленные системы газлифтных подъемников имеют преимущества и недостатки. В связи с этим обоснование целесообразности их применения производится с учетом горно-геологических и технологических особенностей конкретного объекта разработки.

По степени связи трубного и кольцевого пространства с забоем скважины установки газлифта делятся на открытые, полузакрытые и закрытые.

Опыт разработки нефтяных месторождений Западной Сибири показал, что наиболее рациональна система, при которой сжатый газ отбирается из скважин, оборудованных для добычи газа и осуществления внутрискважи Внутрискважинный газлифт - наиболее эффективный способ подъема жидкости. Осуществляется он путем перепуска газа из вышележащего (возможно, и из нижележащего) газового пласта через специальный забойный регулятор.

Применение внутрискважинного газлифта позволяет исключить строительство наземных газопроводов для сбора и распределения газа и газораспределительных пунктов, установок по подготовке газа (осушка, удаление части жидких углеводородов, очистка от сероводорода). В связи с вводом в подъемник ближе к башмаку НКТ газа высокого давления обеспечивается высокая термодинамическая эффективность потока в подъемнике. Если при бескомпрессорном и компрессорном газлифтах при лучших режимах термодинамическая эффективность составляет 30—40 %, то при внутрискважинном бескомпрессорном газлифте значение ее достигает 85-90 %

**2. Ограничение притока пластовых вод**

Ограничение притока воды к забоям добывающих скважин является одной из важнейших проблем в системе мероприятий по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений и увеличению нефтеотдачи пластов. В скважинах, эксплуатирующих несколько продуктивных пластов одновременно, обводнение происходит неравномерно - вода продвигается по более проницаемым пропласткам и прослоям. Во многих случаях поступление воды по таким пропласткам происходит настолько интенсивно, что создается впечатление полного обводнения скважины. В таких условиях происходит неравномерная выработка отдельных пластов.

Не меньший вред нормальной эксплуатации залежи и скважин наносит подошвенная вода. Она конусообразно затягивается в призабойную зону и поступает в скважину через нижние отверстия интервала перфорации эксплуатационной колонны. Обводнение скважин при этом из года в год прогрессирует. Преждевременное обводнение скважин (не связанное с полной выработкой пласта) уменьшает конечную нефтеотдачу, приводит к большим затратам на добычу попутной воды и подготовку товарной нефти.

Большое разнообразие и сложность путей обводнения нефтяных скважин обусловливают трудность решения проблемы, которая еще больше усугубляется отсутствием надежных методов определения путей поступления воды в скважину. В условиях сложного геологического строения нефтяных залежей и пластов наблюдается все многообразие форм поступления воды:

за счет подтягивания подошвенной воды (образование конуса обводнения);

за счет опережающего продвижения воды по наиболее проницаемым пропласткам одного пласта (образование языков обводнения);

за счет первичного обводнения высокопродуктивных пластов при объединении двух и более продуктивных пластов в один объект разработки;

по некачественному цементному кольцу. При этом скважины обводняются как водами эксплуатационного пласта, так и водами выше- и нижележащих водоносных горизонтов.

В последние годы в нефтедобывающей промышленности изысканию методов ограничения водопритоков к забоям нефтяных скважин уделяется все больше внимания. Методы ограничения притока вод в скважины в зависимости от характера влияния закачиваемой водоизолирующей массы на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, делятся на селективные и неселективные.

Селективные методы изоляции - это такие методы, когда используют материалы, которые закачивают во всю перфорационную часть пласта. При этом образующийся осадок, гель или отверждающее вещество увеличивают фильтрационное сопротивление только в водонасыщенной части пласта, а закупорки нефтяной части пласта не происходит. При СМИ нет необходимости производить повторную перфорацию.

С учетом механизма образования водоизолирующих масс можно выделить пять селективных методов:

1. Методы селективной изоляции, основанные на образовании водоизолирующей массы, растворимой в нефти и нерастворимой в водной среде. Рекомендуется использовать такие материалы, как нафталин, парафин, растворенные в анилине, креозоле, ацетоне, спирте, или другие пересыщенные растворы твердых углеводородов в растворителях. Применяются вязкие нефти, эмульсии и другие нефтепродукты, нерастворимые соли и латексы типа СКД-1.

2. Методы селективной изоляции, основанные на образовании закачиваемыми в пласт реагентами осадков в водонасыщенных зонах. Предлагается закачивать неорганические соединения типа FeSO4, M2SiO3 (M - одновалентный щелочной металл), которые, реагируя между собой в водной среде, образуют гидрат закиси железа и силикагель. Более прочную массу образуют кремнеорганические олигомеры, оказывающие продолжительный эффект воздействия.

3. Методы, основанные на взаимодействии реагентов с солями пластовых вод. На осаждении и структурировании ионами поливалентных

металлов Са+2, Mg+2, Fe+2 и других основаны методы ограничения движения воды в пласте с применением таких высокомолекулярных соединений, как производные целлюлозы и акриловых кислот. В контакте с приведенными катионами высаживается из раствора ряд сополимеров полиакриловой и метакриловой кислот с высокой степенью гидролиза. В нефтяной среде они сохраняют свои первоначальные физические свойства, обеспечивая тем самым селективность воздействия на нефтеводонасыщенный пласт.

1. Методы, основанные на взаимодействии реагента с поверхностью породы, покрытой нефтью. К этой группе относятся способы ограничения притока воды с использованием частично гидролизованного полиакриламид а (ПАА), мономеровакриламида, гипано-формальдегидной смеси (ГФС) и др. Механизм методов заключается в том, что при адсорбционном и механическом удерживании полимера в пласте значение остаточного сопротивления зависит от минерализации воды, молекулярной массы полимера, степени гидролиза и проницаемости пористой среды. Значение остаточных сопротивлений в нефтенасыщенной части пород на порядок ниже, чем в водонасыщенных, что объясняется сродством частиц полиакриламида с органическими соединениями нефти. Кроме того, в нефтенасыщенной части пласта ухудшаются условия для адсорбционного и механического удерживания частиц полимера породой вследствие присутствия на поверхности раздела углеводородной жидкости.
2. Методы, основанные на гидрофобизации поверхности пород призабойной зоны с применением ПАВ, аэрированных жидкостей, полиорганосилоксанов и других химических продуктов. Общий механизм заключается в гидрофобизации пород, приводящей к снижению фазовой проницаемости пород для воды, а также в образовании пузырьков газа, которые легко разрушаются в присутствии нефти.

Неселективные методы изоляции - это методы, использующие материалы, которые независимо от насыщенности среды нефтью, водой или газом образуют экран, не разрушающийся со временем в пластовых условиях. Основные требования при НСМИ - точное выделение обрабатываемого обводненного интервала и исключение снижения проницаемости продуктивной нефтенасыщеннои части пласта.

Механизм изоляции вод заключается в следующем:

очистка ПЗП в результате диспергирования кольматирующих пласт глинистых веществ, парафина, асфальтосмолистых веществ и дальнейшее их удаление в процессе освоения скважин за счет солюбилизирующего действия (коллоидного растворения) образовавшихся мицелл в пенной системе. Главным результатом этого процесса является приобщение к разработке малопроницаемых пропластков;

блокирование путей продвижения воды в результате прилипания к поверхности водопроводящих каналов пузырьков газа и образования пленок из коллоидно-дисперсных соединений;

изоляция высокопроницаемых зон продуктивного пласта, являющихся главным источником обводнения.

Область эффективного применения пенных систем: низкое и среднее пластовое давление; неограниченная обводненность продукции скважины; четко выраженная неоднородность пропластков; наличие глинистой корки на стенках скважины; наличие в терригенных породах глинистого цемента.

В качестве пенных систем рекомендуют использовать двухфазные и многокомпонентные пенные системы.

**3. Предупреждение образования НОС**

нефть добыча газлифтный скважина

В отечественной и зарубежной практике известны различные методы борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти. В общем случае все они подразделяются на методы, предотвращающие отложение НОС, и методы борьбы с уже выпавшими осадками.

Многолетний опыт борьбы с отложениями неорганических солей показал, что наиболее эффективны методы, основанные на предупреждении отложения солей. При этом правильный выбор метода может быть сделан лишь на основе тщательного изучения гидрохимической и термодинамической обстановки по эксплуатационным объектам, с выявлением основных причин, вызывающих перенасыщение попутно добываемых вод солеобразующими ионами, поскольку выпадение и отложение неорганических солей зависят от условий, при которых нарушается химическое равновесие системы, т.е. при переходе попутных вод в состояние перенасыщения.

Перенасыщение попутно добываемых вод солеобразующими ионами может быть вызвано изменением температуры, давления, а также смешиванием растворов солей различного состава с образованием нового раствора, в котором содержание ионов слаборастворимых солей оказывается в избытке.

Формирование отложений НОС на поверхности оборудования зависит также от свойств подложки, электрокинетических и других физико-химических явлений, происходящих на поверхности раздела фаз.

В реальных технологических процессах добычи, сбора и подготовки нефти многие явления происходят одновременно, что усложняет исследование формирования отложений в целом.

Существенные затруднения в выявлении причин выпадения солей возникают из-за отсутствия систематической достоверной информации по гидрохимическим и гидрогеологическим изменениям на разрабатываемых объектах в течение длительного времени.

В настоящее время разрабатываемые и применяемые методы предупреждения отложения НОС можно разделить на две группы -безреагентные и химические.

К безреагентным методам предотвращения отложения солей относятся: обоснованный выбор источников водоснабжения систем поддержания пластового давления; воздействие на перенасыщенные солями растворы магнитными, силовыми и акустическими полями; использование защитных покрытий труб и другого оборудования. К этой же группе относятся и мероприятия, основанные на изменении технологических факторов добычи нефти: своевременное проведение необходимых водоизоляционных работ; ограничение движения воды в высокопроницаемых пропластках послойно-неоднородного продуктивного пласта; поддержание повышенных давлений на забоях добывающих скважин; использование хвостовиков, диспергаторов; различные конструктивные изменения в устройстве применяемого оборудования.

Важным технологическим методом предупреждения солеотложения является своевременное проведение водоизоляционных работ в скважинах. Практика показывает, что сравнительно резкое изменение состава попутно добываемой воды и, как следствие этого, интенсивное отложение НОС может происходить за счет прорыва вод из других водоносных горизонтов через нарушения целостности цементного кольца и обсадной колонны, возникающие в процессе эксплуатации скважины. При этом самое эффективное средство предотвращения отложения солей - ремонт скважины с ликвидацией обнаруженных нарушений.

Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей дает селективная изоляция обводнившихся пропластков послойно-неоднородного продуктивного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и отложение солей.

Перспективным является метод, основанный на выборе оптимального значения забойного давления, поскольку значение равновесной концентрации сульфата кальция зависит от давления в насыщенном гипсом растворе. Повышение давления на забоях добывающих скважин приводит к уменьшению их дебитов. Чтобы не допустить этого, необходимо предусматривать повышение давления нагнетания воды на линиях нагнетательных скважин или организацию очагового заводнения. В каждом конкретном случае целесообразность повышения давления нагнетания для уменьшения интенсивности солеотложения необходимо определять путем проведения технико-экономических расчетов.

К конструктивным изменениям относится применение различных устройств, способных изменять структуры и скорость движения газожидкостной смеси в скважине или условия кристаллизации солей. Скважинные штуцеры, диспергаторы, хвостовики, спускаемые до интервала перфорации, эмульгируют добываемую воду в нефти. Это уменьшает вероятность контакта воды со стенками насосно-компрессорных труб и другого промыслового оборудования.

Одним из безреагентных способов повышения работоспособности нефтепромыслового оборудования в условиях отложения НОС может быть применение защитных покрытий. Имеется положительный опыт применения НКТ с покрытием внутренней поверхности стеклом, эмалями и лаками. На Самотлорском месторождении испытывались ПЭЦН, центробежные колеса и направляющие, аппараты которых были покрыты пентапластом или были изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием. Промысловые данные показали увеличение надежности работы УЭЦН и межремонтного периода их работы. Покрытие из пентапласта не предотвращает полностью отложения солей, однако снижает интенсивность роста их образования. Поэтому оборудование с защитным покрытием следует применять в скважинах с умеренной скоростью солеотложения. В условиях же интенсивного отложения солей одновременно с использованием защитных покрытий целесообразно применять химические реагенты.

Химические методы. Из известных способов предупреждения отложения неорганических солей при добыче нефти, наиболее эффективным и технологичным является способ применения химических реагентов-ингибиторов. В результате лабораторных и промысловых исследований, посвященных проблеме борьбы с образованием НОС на нефтяных месторождениях, было предложено и испытано множество химических реагентов-ингибиторов, предотвращающих эти отложения.

Химические способы борьбы с солеотложением основаны на применении реагентов, препятствующих отложению солей на поверхности промыслового оборудования. В практике нефтедобычи за рубежом этот метод является основным. Как показал опыт зарубежной и отечественной нефтедобывающей промышленности, применение химических реагентов позволяет получить качественную и продолжительную защиту оборудования от солеотложения при сравнительно небольших затратах.

Все известные ингибиторы отложения минеральных солей можно подразделить на две большие группы:

однокомпонентные, представленные определенным типом химического соединения;

многокомпонентные, составленные из различных химических соединений.

Многокомпонентные ингибирующие композиции готовят из двух и более компонентов и условно подразделяют на две большие подгруппы:

составы, в которых один из компонентов не является ингибитором отложений солей. Кроме ингибитора такие составы содержат поверхностно-активное вещество неионогенного типа, которое или усиливает действие ингибирующей добавки, или имеет другое самостоятельное значение, но не ухудшает при этом действия ингибирующего компонента;

составы, в которых все компоненты являются ингибиторами отложений солей.

Большую группу ингибирующих препаратов составляют композиции, содержащие в качестве ингибитора отложений минеральных солей конденсированные полифосфаты, производные полиакриловой кислоты, фосфоновые кислоты, многоатомные спирты, эфиры фосфоновой кислоты, серосодержащие соединения.

В зависимости от механизма действия ингибиторы солеотложения делятся в основном на три типа.

Хелаты - вещества, способные связывать ионы кальция, бария или железа и препятствовать их реакции с ионами сульфата и карбоната. Высокая эффективность от применения этих веществ может быть получена при дозировке их в стехиометрических количествах. При больших значениях перенасыщения применение этих ингибиторов экономически не оправдывается.

Ингибиторы "порогового" действия - вещества, добавление которых в минимальных количествах в раствор препятствует зарождению и росту кристаллов солей и, следовательно, накоплению их на поверхности оборудования.

Кристаллоразрушающие ингибиторы не препятствуют кристаллизации солей, а лишь видоизменяют форму кристаллов.

В настоящее время установлены требования к физико-химическим характеристикам ингибиторов солеотложений. Важнейшее из них -высокая эффективность ингибирования процессов отложения солей, низкая температура замерзания (до минус 50 °С), низкая коррозионная агрессивность, малая токсичность, совместимость с пластовыми водами, отсутствие отрицательного влияния на процессы подготовки нефти, способность хорошо адсорбироваться и медленно десорбироваться с породы пласта.

Технология применения ингибиторов солеотложения

Эффективность предупреждения отложения солей зависит не только от ингибитора, но и от технологии его применения. Независимо от типа ингибитора и механизма его действия положительные результаты могут быть лишь при условии постоянного присутствия реагента в растворе в минимально необходимых количествах. При этом наилучшие результаты достигаются при вводе ингибитора в раствор до начала кристаллизации неорганических солей.

Ингибиторы отложения солей в зависимости от условий могут применяться по способу:

непрерывной дозировки в систему с помощью дозировочных насосов или специальных устройств;

периодической закачки раствора ингибитора в скважину с последующей задавкой его в призабойную зону пласта как с подъемом скважинного оборудования, так и без его подъема;

периодической подачи раствора ингибитора в затрубное пространство скважины.

На скважинах последовательно могут осуществляться различные способы подачи ингибитора: вначале периодическая закачка; затем через 2-6 мес. для предупреждения отложений солей в скважинном оборудовании непрерывная дозировка или периодическая подача раствора ингибитора в затрубное пространство скважины.

При подаче реагента необходимо контролировать дебит скважины по жидкости, обводненность добываемой продукции, а также вести наблюдения за режимом работы скважины и оборудования, систематически определять химический состав попутно добываемых вод и содержание в них ингибиторов солеобразования.

**4. Методы удаления НОС**

Удаление солей, отложившихся в скважинах и на поверхности нефтепромыслового оборудования, является серьезной проблемой и остается одной из наиболее трудоемких и малоэффективных работ. Эффективность действия удалителей и их выбор зависят от конкретных условий каждого месторождения, в частности от состава отложений неорганических солей. В настоящее время нет еще универсальных методов, которые могли бы обеспечить удаление или полное предупреждение отложений неорганических солей любого состава. Поэтому в каждом конкретном случае, в зависимости от состава солевых отложений, необходимо выбирать соответствующие методы и реагенты для их удаления с тем, чтобы обеспечить наибольшую эффективность проводимых обработок.

Удаление солеотложений требует больших затрат времени и средств. Методы удаления отложений солей из скважин можно подразделить на механические и химические.

Сущность механических методов удаления отложений заключается в проведении очисток скважин путем разбуривания мощных солевых пробок или путем проработки колонны расширителями, скребками с последующим шаблонированием. Положительный эффект достигается в том случае, если интервал перфорации не перекрыт солевыми осадками. Если фильтрационные каналы перекрыты отложениями солей, то необходимо проводить повторную перфорацию колонны. Механические очистки являются дорогостоящими мероприятиями, поэтому в настоящее время наибольшее распространение получили химические методы удаления отложений.

Сущность химических методов удаления отложений солей заключается в проведении обработок скважин реагентами, эффективно растворяющими неорганические соли.

**5. Снижение пускового давления**

Среди различных методов снижения пусковых давлений, основанных на удалении части жидкости из подъемной колонны, наиболее эффективно применение пусковых газлифтных клапанов, которые устанавливают в скважинных камерах ниже статического уровня жидкости. По способу управления газлифтные клапаны работают от давления в затрубном пространстве, давления столба жидкости в НКТ и перепада давления между ними.

Наибольшее распространение получили клапаны, управляемые затрубным давлением сильфонного типа серии Г и выпускаемые с условным наружным диаметром 20, 25, 38 мм с диапазоном давления зарядки 2-7 МПа.

Газлифтные клапаны Г состоят из устройства для зарядки, сильфонной камеры, пары шток - седло, обратного клапана и устройства для фиксации клапана в скважинной камере.

Сильфонная камера заряжается азотом через золотник. Давление в сильфонной камере клапана регулируют на специальном приспособлении стенда СИ-32. Сильфонная камера -герметичный сварной сосуд высокого давления, основным рабочим органом которого является металлический многослойный сильфон. Пара шток — седло является запорным устройством клапана, к которому газ поступает через окна кармана скважинной камеры.

Герметизация напора поступления газа обеспечивается двумя комплектами манжет. Обратный клапан предназначен для предотвращения перетока жидкости из подъемных труб в затрубное пространство скважины.

Газлифтные клапаны Г по назначению делятся на пусковые и рабочие.

Управляющим давлением для пусковых клапанов является давление газа затрубного пространства скважины. Воздействуя на эффективную площадь сильфона, газ сжимает его, в результате чего шток поднимается, и газ, открывая обратный клапан, поступает в подъемные трубы.

Число устанавливаемых клапанов зависит от давления газа в скважине и ее глубины. Закрываются они последовательно по мере снижения уровня в затрубном пространстве скважины.

Понижение уровня в затрубном пространстве скважины продолжается до глубины расположения нижнего (рабочего) клапана.

На заданном технологическом режиме скважина должна работать через рабочий клапан при закрытых верхних (пусковых) клапанах, которые используются только в период пуска скважины.

Другим типом используемых клапанов является дифференциальный тип (КУ-25 и КУ-38), т.е. работающие от перепада давления в НКТ и затрубном пространстве.

Применение газлифтных клапанов позволяет регулировать поступление газа, нагнетаемого из кольцевого пространства в колонну подъемных труб.

**6. Техника безопасности при эксплуатации газлифтных скважин**

Устье газлифтной скважины оборудуют стандартной фонтанной арматурой на рабочее давление, равное максимальному, ожидаемому на устье скважины. Арматуру до установки на скважину опрессовывают в собранном виде на паспортное пробное давление. После установки на устье скважины ее опрессовывают на давление для опрессовки эксплуатационной колонны; при этом, независимо от ожидаемого рабочего давления, арматуру монтируют с полным комплектом шпилек и уплотнений. Ее выкидные и нагнетательные линии, расположенные на высоте, должны иметь надежные опоры, предотвращающие падение труб при ремонте, а также их вибрацию при работе скважин.

Обвязка скважины, аппаратуры и газопроводов под давлением в зимнее время должна отогреваться только паром или горячей водой.

В газораспределительных будках следует не допускать скопления газа, который при определенном соотношении с воздухом образует взрывоопасную смесь. Газ обычно скапливается вследствие пропуска его через фланцевые соединения или сальники вентилей. Во избежание поступления газа из скважины по трубопроводу в БГРА должен быть установлен обратный клапан.

Скопление взрывоопасной смеси особенно недопустимо в зимнее время, когда окна и двери газораспределительных будок закрыты. В зимнее время также могут образовываться гидратные пробки вследствие замерзания конденсата в батареях и газопроводах. Это приводит к повышению давления в трубопроводах и возможному их разрыву. Попадание газа в воздух может быть причиной взрыва. Основная мера, предотвращающая взрыв, - вентиляция помещения. Для устранения утечки газа на линии следует постоянно следить за исправностью сальниковых набивок вентилей, сосудов для конденсата (на газопроводных магистральных линиях в низких точках).

В зимнее время следует утеплить помещения для предотвращения от замерзания конденсата в батареях.

Для устранения источников воспламенения газа в будках необходимо:

использовать электрическое освещение будок, установленное вне будок;

выносить за будку электроприборы (рубильники, печи);

применять инструмент, не дающий искр, при ремонте внутри будок;

запретить применение открытого огня и курение в будке;

сооружать будку из огнестойкого материала.

**7. Обслуживание газлифтных скважин**

Обслуживание газлифтных скважин включает исследование газлифтных скважин, анализ их работы и устранение неисправностей газлифтнои установки.

Целью исследования является определение параметров пластов, пластовых жидкостей и призабойной зоны для оценки рационального расхода рабочего агента (газа) по критерию максимума добычи нефти или минимума удельного расхода газа.

Основной метод исследования газлифтных скважин — метод пробных откачек. Забойное давление при этом определяется глубинным манометром или расчетом по давлению нагнетаемого газа.

Осложняющие условия эксплуатации газлифтных скважин требуют проведения необходимых оргтехмероприятий.

Для борьбы с пескопроявлением используют:

фильтры для закрепления призабойной зоны;

ограничение депрессии для предотвращения разрушения скелета нефтесодержащих пород;

конструкции подъемных лифтов и режимы их работы, при которых обеспечивается полный вынос песка.

Для борьбы с парафином, гидратами, солеотложением, образованием эмульсии, несмотря на повышенную металлоемкость установки, иногда используют второй ряд НКТ, что позволяет закачивать в кольцевое пространство между ними растворители и химреагенты без остановки скважины.

Образование ледяных и гидратных пробок в скважинах и негерметичностях лифта устраняют следующими методами:

устранением негерметичности лифта и уменьшением перепада давления на клапане;

вводом ингибитора в нагнетаемый газ;

подогревом газа; снижением давления при прекращении подачи газа на скважину.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.**

1. Справочник по добыче нефти/В.В. Андреев, К.Р. Уразаков, В.У. Далимов и др.; Под ред. К.Р. Уразакова. 2000. - 374 с.: ил.

2. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях.

3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.

Заканчивание скважин 2000г.

4. Уразаков К.Р., Богомольный Е.И., Сейтпагамбетов Ж.С., Назаров А, Г.

Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин/Под ред. МД. Валеева. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003.

5. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин: Справочное пособие / Под ред. Р.С. Яремийчука. - М.: ООО "Недра-Бизнеспентр", 1999.

6. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999.

7. Лысенко В.Д., Грайфер В.И.

Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. 2001.

8. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: ОАО "Издательство "Недра", 1998.

9. Басарыгин Ю.М. , Будников В.Ф., Булатов А.И.

Теория и практика предупреждения осложнении и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: в 6 т. -

М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001.