

6

ГЛАВА

РЕМОНТ СКВАЖИН

При строительстве скважин основным критерием качества является обеспечение герметичности скважины для транспортировки нефти, газа и (или) воды от продуктивного пласта до ее устья. Это достигается спуском в ствол скважины обсадной колонны и созданием сплошного равномерного затрубного цементного кольца.

Качество цементного кольца зависит от степени вытеснения и смешения цемента с буровым раствором, химической обработки цемента, геологических факторов месторождения, конструкции скважины, температуры, давления, коррозионной среды, наклона скважины, наличия установленных с определенным интервалом центраторов и турбулизаторов, а также оперативности и правильности проведения тампонажных работ, использования буферной жидкости при цементировании и др.

Некачественное цементирование скважины, износ обсадных колонн инструментом при бурении и эксплуатации, а также другие причины приводят к преждевременному выходу из строя скважин вследствие нарушения герметичности обсадных колонн, что требует проведения ремонтно-изоляционных работ. В комплекс этих работ входят технологические операции, направленные на ограничение гидравлической связи внутриколонного и заколонного пространства в регламентированных пределах.

Несмотря на возросший уровень техники и технологии строительства скважин, затраты на ремонтно-изоляционные работы в отрасли продолжают расти.

Рост общего фонда скважин с учетом их возраста приводит к значительному увеличению количественного и процентного соотношения скважин, нуждающихся в ремонте.

В общем комплексе ремонтно-изоляционных работ большая доля затрат приходится на операции, связанные с изоляцией перфорированных обсадных колонн.

Затраты времени и средств при строительстве нефтяных и газовых скважин, связанные с восстановлением герметичности обсадных колонн, остаются неоправданно большими.

Очевидно, что проблема ремонта скважин в процессе бурения и эксплуатации в будущем еще более обострится, если не будут приняты неотложные практические меры.

Виды и причины нарушения герметичности обсадных колонн

Все основные факторы, определяющие потерю герметичности обсадных колонн, можно разделить на четыре группы: геологические, технико-экономические, физико-механические и субъективные.

Первая группа факторов характеризуется обвалами стенок, выбросом бурового раствора, воды, нефти и газа, смятием промежуточных и эксплуатационных колонн аномально высокими пластовыми давлениями, наличием высоких пластовых температур, набуханием породы, пробкообразованием пород и продуктивных пластов, высокой сейсмической активностью.

Главнейший фактор второй группы — не соответствующие условиям конструкция скважин, способ бурения, качество и компоновка применяемых обсадных труб, скорость и способ спуска, технология цементирования обсадной колонны, продолжительность работы в обсадной колонне, технология оборудования устья скважин, освоение, эксплуатация, ремонтные работы, угол искривления и азимут ствола скважины.

К основным параметрам третьей группы факторов относятся: прочность, проницаемость, коэффициент линейного расширения, пластичность тампонажного камня; прочность, коррозионная и абразивная стойкость материала труб; коэффициент линейного расширения горных пород; технологические свойства фильтрационной корки.

Четвертая группа факторов в основном зависит от организации производства, опыта и квалификации исполнителей. Однако их роль в потере герметичности обсадных колонн велика. К ним относятся нарушение организации процесса спуска обсадной колонны, подача на буровую некачественных труб, неточный расчет обсадной колонны, несвоевре-

менный долив промывочной жидкости, недовинчивание труб и др.

По М.А. Кисельману, схема классификации повреждений обсадных колонн выглядит следующим образом:

1-я группа — дефекты металлургического производства (нарушения обсадных труб при изготовлении);

2-я группа — дефекты, возникающие при нарушениях правил погрузки, разгрузки, перевозки и хранения труб (нарушения обсадных труб при транспортировке и хранении);

3-я группа — дефекты, появляющиеся в процессе эксплуатации (нарушения обсадных труб при эксплуатации).

А.А. Федоров предложил классификацию повреждений обсадных колонн и их причин, приведенную в табл. 6.1.

Так как по мере накопления опыта и данных исследований виды и причины нарушения герметичности будут дополняться, то и классификация их будет изменяться.

Из анализа причин нарушения герметичности обсадных колонн следует, что некоторые факторы, приводящие к аварийному состоянию скважины, могут быть устранены в процессе ее бурения, цементирования и эксплуатации.

К типовым (часто встречающимся) видам нарушения герметичности обсадных колонн в скважинах можно отнести:

Таблица 6.1

Классификация повреждений обсадных колонн при бурении, креплении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин

А. Смятие обсадных колонн	Б. Разрыв колонн (продольный или поперечный)	В. Нарушение герметичности колонны
1. Неправильный расчет колонн на прочность 1. Не учтено аномально высокое давление нефти, воды или газа в пластах, вскрытых скважинами 2. Не учтено горное давление соленосных пород 3. Не учтено горное давление пластичных пород	1. Неправильный расчет колонн на прочность 1. Не учтено максимальное внутреннее давление, создаваемое при проведении различных работ в колонне 2. Не учтено увеличение осевых нагрузок при изменении температурного режима скважины, избыточного наружного и внутреннего давления 3. Применены неточные формулы для определения допустимых нагрузок	1. Неправильный расчет колонн на прочность 1. Не учтены дополнительные осевые усилия, возникающие при изменении температурного режима, наружного и внутреннего давления 2. Не учтено максимальное внутреннее давление, создаваемое при проведении различных работ в колонне 3. Не учтены максимальные осевые нагрузки

Продолжение табл. 6.1

А. Снятие обсадных колонн	Б. Разрыв колонн (продольный или поперечный)	В. Нарушение герметичности колонны
4. Не учтено давление, возникающее при набухании пород 5. Используются не по назначению источники формулы для определения прочностных характеристик 6. Не учтено снижение прочности труб при действии осевых усилий от собственного веса колонны 7. Не учтено снижение прочности труб при изменении температурного режима наружного и внутреннего давления 8. Не учтено снижение прочности труб при перфорации II. Нарушение технологии 1. Спуск обсадных труб с заводским дефектом 2. Неправильная маркировка труб 3. Гидравлическое давление при спуске колонны с большой скоростью 4. Недолив колонны при спуске с обратными клапанами 5. Некачественное цементирование обсадных колонн 6. Спуск на клиньях тяжелых обсадных колонн 7. Свинчивание при неконтролируемом крутящем моменте или "через нитку" III. Стихийные явления 1. Землетрясения 2. Тектонические смещения пластов 3. Оползни и осыпи пород	4. Не учтены максимальные осевые нагрузки II. Нарушение технологии 1. Спуск труб с заводским дефектом 2. Гидравлический удар при цементировании колонны 3. Некачественное соединение секций обсадных колонн 4. Разгрузка колонны на забой в скважинах 5. Внутреннее давление в колонне выше допустимого 6. Отсутствие контроля крутящего момента при свинчивании резьбовых соединений 7. Некачественное цементирование колонны III. Стихийные явления 1. Землетрясения 2. Тектонические смещения пластов 3. Оползни и осыпи пород	II. Нарушение технологии 1. Спуск труб с дефектами резьбовых соединений 2. Резьба смазочный материал не соответствует условиям скважины 3. Конструкция муфт для двухступенчатого цементирования несовершенна 4. Колонна некачественно зацементирована 5. Колонна спущена в скважину, имеющую резкие перегибы ствола 6. Колонна разгружается на забой в скважинах, имеющих большие каверны 7. Крутящий момент при свинчивании резьбовых соединений не контролируется III. Стихийные явления 1. Землетрясения 2. Тектонические смещения пластов 3. Оползни и осыпи пород

раковины коррозионного и эрозионного износа (отверстия); продольные, поперечные, полые порывы, порезы (трещины); некачественную геометрию и пр.

Количество и номенклатуру нарушений обсадных колонн можно значительно уменьшить, если строго соблюдать технологический процесс бурения скважин; применять обсадные трубы с антикоррозионным и термостойким покрытием; использовать предохранительные кольца, центраторы на бурильных и насосно-компрессорных трубах; применять защитные оболочки для долот при спуске их в забой; периодически проворачивать незацементированную часть колонны при ее одностороннем износе; с помощью специальных устройств уменьшить абразивность бурового раствора.

Определить местоположение и характер нарушения герметичности в обсадных колоннах можно при помощи дебитометров, резистивиметров, электротермометров и манжетных желонков; широкое распространение получили также геофизические и акустические методы.

В настоящее время применяются новые прогрессивные способы определения местоположения, а также характера и размеров нарушения герметичности колонн фотоаппаратами, телекамерами и гидравлической печатью.

6.1. СПОСОБЫ И СРЕДСТВА ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

В практике бурения и эксплуатации нефтяных и газовых скважин применяются различные способы восстановления герметичности обсадных колонн.

Существующие способы восстановления герметичности можно разделить на три основные группы:

- 1) не уменьшающие внутренний диаметр обсадной колонны;
- 2) незначительно уменьшающие внутренний диаметр колонны;
- 3) существенно уменьшающие внутренний диаметр.

К первой группе относятся:

герметизация резьбовых соединений колонны путем докрепления их в скважине;

цементирование межтрубного пространства через устье скважины;

замена поврежденной части колонны новой.

Во вторую группу входят:
цементирование через внутритрубное пространство;
установка металлических накладок;
установка гофрированных пластырей.

Третья группы включает:

спуск насосно-компрессорных труб с отсекающими пакерами;

установку колонн-летучек;

спуск дополнительной колонны.

Рассмотрим кратко физическую сущность и последовательность основных операций указанных способов восстановления герметичности.

Возможность применения способа довинчивания обсадных труб оценивают по результатам предварительного расчета параметров операции, а крутящий момент на устье скважины контролируют по углу упругого закручивания довинченной колонны. Однако широкое применение этого метода сдерживает отсутствие надежных технологических средств контроля за крутящим моментом.

Повторное цементирование включает в себя следующие операции: определение места нарушения герметичности; перфорацию обсадной трубы; установку цементного моста-пробки для отделения от продуктивного горизонта (пласта); закачивание тампонирующего материала в затрубное пространство; разбуhrивание тампонирующего материала и мостовой пробки; опрессовку.

Замена поврежденной части колонны новой производится по существующей технологии и не представляет трудностей.

Особый интерес представляют способы второй группы.

Цементирование внутритрубного пространства применяется в том случае, когда не получены положительные результаты после докрепления колонны обсадных труб.

При установке металлических накладок на поврежденный участок наружный диаметр накладки должен быть равен внутреннему диаметру обсадной трубы в интервале повреждения, края накладок имеют эластичное уплотнение. Спуск, ориентацию и установку накладок осуществляют на канате специальным устройством.

Сущность ремонта обсадных колонн стальными пластырями заключается в том, что продольно-гофрированный пластырь, изготовленный из тонкостенной стальной трубы и покрытый снаружи герметизирующим составом, спускают в скважину, в интервал ремонта, на специальном устройстве и расширяют дорнирующим узлом этого устройства до полного

контакта с обсадной колонной. Этот способ включает в себя следующие операции: определение признаков и ориентировочного места нарушения герметичности электротермометрами, резистивиметрами и др.; шаблонирование и ликвидацию смятий при их наличии с применением шаблонов, справок; определение более точного места и характера нарушения герметичности с помощью гидравлических боковых печатей; установку пластыря с использованием транспортных устройств, снабженных необходимыми узлами и элементами; опрессовку при помощи сдвоенных пакеров.

6.2. ПОВЫШЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Все типы резьбовых соединений обсадных труб в силу конструктивных особенностей имеют общий существенный недостаток. Независимо от профиля резьбы и типа соединения в резьбовом соединении после свинчивания остается винтовой канал между сопрягаемыми поверхностями нарезки. Наличие дополнительных конструктивных элементов в соединениях повышенной герметичности, таких как поясковые гладкие поверхности на ниппеле и муфте, упорные торцы, значительно повышают надежность резьбовых соединений, но не обеспечивают их достаточной герметичности для жидкостей и газов при реальных перепадах давлений на резьбовых соединениях. Кроме того, отрицательное влияние допусков на геометрические размеры резьб и дефектов изготовления лишь частично снижается при закреплении соединений за счет локальных упругих и упругопластических деформаций и притирания сопрягаемых поверхностей.

Герметичность резьбовых соединений обсадных труб зависит от размеров и формы винтового канала и от свойств смазки, заполняющей этот канал. На герметичность конического резьбового соединения влияют следующие факторы: точность выполнения нарезок резьб на муфте и трубе; длина рабочей части резьбы; значение натяга при свинчивании; нагружение резьбового соединения наружным или внутренним давлением, а также осевым растягивающим усилием; продолжительность действия нагрузок и давления; вязкость создающего давление агента (жидкость или газ) и степень его разрушающего действия на смазку и металл резьбы.

При наличии рассмотренных выше дефектов резьб и при отсутствии достаточно надежного критерия для определения оптимального значения крутящего момента осевое растяжение значительно влияет на герметичность соединений. Давление, при котором нарушается герметичность, в этом случае иногда снижается наполовину.

Герметичность резьбовых соединений обеспечивается за счет применения смазочно-уплотнительных составов и закрепления соединений с необходимым крутящим моментом как при навинчивании муфт на трубы, так и при свинчивании труб в процессе спуска колонны.

Значения крутящих моментов и указания по визуальному контролю за степенью закрепления резьбовых соединений каждого типоразмера (тип резьбы, диаметр и толщина стенок труб, марка стали труб) регламентируются техническими условиями на их изготовление.

Ряд передовых фирм-изготовителей поставляют трубы с заранее нанесенным уплотнителем на ниппели труб или предлагают постановку фирменного уплотнителя с партиями труб с указанием области применения.

Во всех остальных случаях для обсадных труб отечественного и импортного производства выбор и применение уплотнительных составов необходимо осуществлять в соответствии с табл. 6.2.

К примеру, из существующих способов уплотнения резьбовых соединений труб в газовых скважинах на Краснодарском ПХГ применяются: закачка герметизирующих составов (полимеров) как с наполнителями, так и без них, закачка СБС (соляро-бентонитовая смесь), КОФС (кубовый остаток фурфуролового спирта) с соляной кислотой, а также спуск пакеров на НКТ ниже места установки ПДМ и перевод скважин на пакерную эксплуатацию.

При закачке герметизирующих составов в качестве основного сырья применяется омыленный таловый пек (ОТП) в виде раствора концентрацией от 18 до 25 % (по массе) и водный раствор хлорида кальция или магния. Механизм обработки заключается в том, что при контакте герметизирующего состава с солевым раствором мгновенно протекает реакция высаливания ОТП с образованием герметика, который за счет сил адгезии покрывает поверхности пор и трещин (Ю.М. Басарыгин и др.).

Полученный продукт химически устойчив до температуры 280 °С. Реализация способа проводится следующим образом: открывают задвижку межколонного пространства и стравли-

Таблица 6.2

**Уплотнительные составы и материалы для резьбовых соединений
обсадных труб**

Наименование, шифр, ГОСТ, ТУ	Изготовитель (б. СССР)	Область применения, особенности*
УС-1 ТУ 38-101440—74	Казанский опытный завод синтетических смазок	При температуре до 120 °С: для всех типоразмеров труб в газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах При температуре воздуха ниже 10 °С смазку подогревать в водяной бане до 20—25 °С, при отрицательной температуре — дополнительно подогревается резьбовой конец трубы до 5—10 °С Крутящий момент на 40—60 % выше, чем при несоотверждающих смазках
Р-402 ТУ 38-101708—78	Ленинградский завод им. Шаумяна	При температуре до 200 °С: для труб с резьбами повышенной герметичности (ОТТГ, ОТТМ и др.) в газовых и газоконденсатных скважинах; для труб по ГОСТ 632—80 в нефтяных скважинах (как правило, при избыточных давлениях до 15,0 МПа) Не требуется подогрев резьбового конца при температуре до —30 °С
Р-2 МВП ТУ 38-101332—73	Ленинградский завод им. Шаумяна	При температуре до 100 °С: для труб с резьбами повышенной герметичности (ОТТГ; ОТТМ и др.) в газовых и газоконденсатных скважинах; для труб по ГОСТ 632—80 в нефтяных скважинах
Лента ФУМ (Фторопластовый уплотнительный материал) ТУ 6-05-1388—76	Завод им. "Комсомольской правды" (г. Ленинград) Охтинское НПО "Пластполимер" (г. Ленинград)	При температуре до 200 °С: для труб по ГОСТ 632—80 диаметром до 245 мм в газовых и газоконденсатных скважинах с избыточным внутренним давлением до 20,0 МПа; для труб по ГОСТ 632—80 всех диаметров в нефтяных скважинах Крутящий момент на 18—20 % ниже, чем при несоотверждающихся смазках
Графитная (УСсА) ГОСТ 3333—55	Ленинградский завод им. Шаумяна	В скважинах с избыточным внутренним давлением не более 13,0 МПа кроме: газовых и газоконденсатных скважин, морских скважин, любых скважин, на которых предусмотрена установка противовибросового оборудования и скважин с градиентом пластового давления 1,3 и более

Продолжение табл. 6.2

Наименование, шифр, ГОСТ, ТУ	Изготовитель (б. СССР)	Область применения, особенности*
Резьбовой отверждаемый герметик РОГ ТУ 51-00158623-39—97		При температуре до 300 °С и любых избыточных давлениях: для всех типов-размеров труб и переходников, спускаемых в газовые, газоконденсатные и нефтяные скважины, в том числе с наличием агрессивных сред В наклонно направленных скважинах, начиная с участка интенсивного набора искривления, применение обязательно
* Указана температура, большая из двух — динамическая или статическая.		

вают давление за сутки до обработки. Приготавливают водный раствор талового пека 25%-ной концентрации. После полного растворения в подогретой до 40—80 °С воде цементовочным агрегатом отбирают 300 л ОТП. После 3—4 мин ожидания продувают затрубное пространство и закачивают в него водный раствор хлористого кальция в количестве 500 л. Через каждые 15—20 мин продувают скважину через затрубное пространство до появления вязкоупругого продукта на устье. Закрывают задвижки на затрубном и межколонном пространстве и ведут наблюдение за межколонным давлением. Если же определено, что газ поступает в межколонное пространство в верхней части колонны и расход газа составляет 30 м³/сут и более, то готовят ОТП как и в первом случае, но в приготовленный раствор ОТП вводят наполнитель (мел) в количестве 1 % (по массе). Для образования вязкоупругого продукта в верхней части колонны закачку жидких компонентов ведут агрегатами одновременно. Через сутки на скважине производят продувку до появления на устье следов вязкоупругого продукта.

Тем не менее, как показали результаты экспериментальных исследований на натурных образцах труб и промышленный опыт, применение рекомендуемых уплотнительных составов и крутящих моментов при свинчивании резьбовых соединений является необходимым, но не всегда достаточным условием обеспечения их герметичности в скважинах, особенно газовых.

Снижение стойкости к утечкам и потеря герметичности обусловлены совместным действием осевых растягивающих и сжимающих нагрузок и изгибающих моментов. Особенно этому воздействию подвержены безупорные конические

резьбовые соединения с резьбой треугольного профиля. При этом наименее стойкими к утечкам оказываются соединения труб, спускаемых с применением элеваторов, когда коэффициенты запаса прочности на расстройство резьбовых соединений составляют 1,5 и менее.

При опоре торца муфты на элеватор муфта по всей высоте деформируется в поперечных и продольных сечениях, и уже после снятия с элеватора под действием обратных упругих деформаций резьбовое соединение оказывается ослабленным.

Экспериментальными исследованиями на образцах 146-мм обсадных труб установлено, что после свинчивания труб на элеваторе, снятия колонны и вторичной посадки ее на элеватор, резьбовые соединения начинают дополнительно довинчиваться при крутящем моменте значительно меньше, иногда на 25–30 %, максимального момента при первичном свинчивании. Для труб, свинчиваемых с подвешенной на клиновом захвате (спайдере) колонной, также имеет место уменьшение этого значения на 10–15 % и не более.

В связи с этим неременным условием повышения герметичности резьбовых соединений является применение для спуска обсадных колонн клиновых захватов или спайдеров на роторе и талевой системе, полностью исключающих применение элеваторов, особенно в процессе допуска верхних, наиболее нагруженных секций колонн.

В особо ответственных случаях оправдал себя опыт спуска обсадных труб с треугольными резьбами ГОСТ 632–80, когда верхняя часть колонны спускается с двухкратным закреплением резьбовых соединений: первое закрепление — по обычной технологии, повторное — после взятия колонны “на вес” и повторной посадки на захватное устройство.

Вынужденным, эффективным способом восстановления герметичности резьбовых соединений обсадной колонны на верхнем, незацементированном участке является довинчивание их в скважине на любой стадии после опробования или эксплуатации.

Расчет и порядок проведения операций по довинчиванию обсадной колонны следующий.

Если обсадная колонна перфорирована, устанавливается отсекающий цементный мост и демонтируется колонная головка. Одним из известных методов, например, с помощью магнитного локатора, определяется длина незацементированной цементным кольцом и неперехваченная верхняя часть обсадной колонны. Устанавливается ротор или, при его нали-

чий, верхний привод. К колонне присоединяется рабочая труба.

Довинчивание осуществляется путем передачи импульсов вращающего момента на резьбовые соединения. При прочих равных условиях довинчиваются в первую очередь резьбовые соединения, находящиеся под нулевой и минимальной осевой нагрузкой. С учетом этого, начиная с положения полностью разгруженной или натянутой на вес свободной части, колонна ступенями натягивается (разгружается) на значениях веса 100–150 м труб и путем вращения с устья с заданным вращающим моментом $\dot{a}$ довинчивается. Значение $\dot{a}$ принимается равным максимальному значению вращающего момента для первичного крепления резьбовых соединений данного типоразмера с учетом типа уплотнительного состава или на 10–15 % выше.

В случае наличия роторного моментомера или моментомера верхнего привода контроль за значением вращающего момента осуществляется по моментомеру. В этом случае при заданном значении $\dot{a}$ к верхней трубе колонны на каждой ступени довинчивания должен прикладываться вращающий момент $\dot{a}_k$, вычисляемый по формуле

$$M_k = M \left[1 + \frac{l_p}{100} (0,010 \div 0,015) \right]. \quad (6.1)$$

где l_p – длина растянутой части колонны на каждой ступени довинчивания.

Формула (6.1) справедлива для случаев условновертикальных или незначительно искривленных ($5-7^\circ$) скважин на верхнем участке, что имеет место в большинстве случаев.

В промысловой практике ввиду отсутствия или ненадежности моментомеров широкое распространение получил способ контроля за значением вращающего момента по углу упругого закручивания колонны. При этом учитывается, что при одном и том же вращающем моменте на устье угол упругого закручивания колонны тем меньше, чем больше длина разгруженной части колонны, а передаваемый вращающий момент постепенно затухает на сжатом участке ввиду изгиба труб и прижимания их к стенкам скважины.

Для определенного сочетания диаметров скважины и колонны и толщины стенок труб существует критическая длина разгруженной колонны $l_{кр}$, ниже которой вращающий момент не передается. Такой длиной является абсцисса, соот-

ветствующая точке пересечения двух кривых на совмещенном графике, изображающем функции

$$\left. \begin{aligned} f(l_c) &= \operatorname{th}(kl_c) \\ \Psi(l_c) &= k \left(l_c - \frac{M_k}{qr} \right) \end{aligned} \right\}, \quad (6.2)$$

где l_c — длина сжатого (разгруженного) участка колонны; q — масса единицы длины колонны на участке l_c ; r — наружный радиус труб.

Значение k вычисляется по формуле

$$k = \sqrt{\frac{\varphi \rho q}{4EI}}, \quad (6.3)$$

где φ — коэффициент трения труб о стенки скважины, принимаемый равным 0,25–0,30 (по М.М. Александрову); ρ — радиальный зазор между колонной и скважиной; EI — жесткость труб при изгибе.

Чем больше длина разгруженной части колонны l_c при общей длине L , тем меньше угол упругого закручивания всей колонны при одном и том же вращающем моменте, приложенном к верхней трубе.

Таким образом, чтобы обеспечить постоянство прикладываемого вращающего момента к резьбовым соединениям в переходной зоне от растянутой к сжатой части колонны, необходимо по мере загрузки колонны уменьшать угол ее упругого закручивания, а при натяжении от разгруженного положения соответственно увеличивать его.

Разбив обсадную колонну на условные участки длиной 100–150 м и приняв в качестве контролирующего параметра за значением передаваемого вращающего момента довинчиваемым резьбовым соединениям угол упругого закручивания труб α , выраженный в количестве поворотов верхней трубы, вычисляют значения α для исходного и всех промежуточных положений из выражения

$$\alpha = \frac{M_k L}{2\pi G I_p} - \frac{2EI_r}{\pi \varphi G I_p} \left[\frac{(kl_c)^2}{2} - \ln \operatorname{ch}(kl_c) \right], \quad (6.4)$$

где $G I_p$ — жесткость труб при кручении.

При вычислении α необходимо руководствоваться следующим. В случае $l_c \leq l_{кр}$ в (6.4) подставляются величины L и l_c . В случае $l_c > l_{кр}$ вместо L подставляется величина $L - (l_c - l_{кр})$, а вместо l_c величина $l_{кр}$.

Для руководства операциями по довинчиванию колонны выдаются дискретные величины α , соответствующие величинам l_c от величины L до 0.

Резьбовые соединения считаются довинченными, если при каждом положении колонны после нескольких попыток поворота верхней трубы на α оборотов и снятия вращающего момента реактивный возврат трубы составит α оборотов.

6.3. ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА ОБСАДНЫХ КОЛОНН СТАЛЬНЫМИ ПЛАСТЫРЯМИ

Анализ отечественного и зарубежного опыта ремонта обсадных колонн при восстановлении герметичности скважин показал, что из применяемых в отечественной практике методов установка тонкостенных продольно-гофрированных стальных труб (пластырей) в большинстве случаев является наиболее перспективной, экономичной и простой (В.А. Юрьев).

Суть этого метода заключается в том, что продольно-гофрированный пластырь, изготовленный из тонкостенной цилиндрической трубы и покрытый герметизирующим материалом, спускают в подготовленный участок скважины на специальном устройстве и расширяют дорнирующим элементом этого устройства до сопряжения с обсадной колонной в месте ее дефекта.

6.3.1. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ОПЕРАЦИЙ ПРИ РЕМОНТЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН СТАЛЬНЫМИ ПЛАСТЫРЯМИ

Основные требования к технологическому процессу.

1. Изоляция продуктивного пласта от ремонтируемого участка обсадной колонны.
2. Проверка ствола обсадной колонны на проходимость инструмента.
3. При наличии смятия обсадной колонны его ликвидация.
4. Определение местонахождения негерметичности (дефекта) обсадной колонны с точностью ± 500 мм.

5. Очистка внутренней поверхности обсадной колонны в интервале дефекта.

6. Определение характера, формы и размеров дефекта.

7. Установка на дефект пластыря.

8. Нанесение на наружную поверхность пластыря герметизирующего материала.

9. Устройство, предназначенное для установки пластыря и снабженное гидравлической дорнирующей головкой, должно обеспечивать ее заход в пластырь без давления, а прочность его элементов на разрыв должна удовлетворять условию

$$[N_y] \geq 1,6[N_p] \geq 400 \text{ кН},$$

где $[N_y]$ — допустимая прочность устройства на разрыв, кН; $[N_p]$ — допустимое рабочее усилие протяжки дорнирующего элемента при расширении пластыря, кН, $[N_p] = 250 \text{ кН}$.

10. При расширении пластыря в момент захода в него гидравлической дорнирующей головки для зацепления его с обсадной колонной при наличии упора создаваемое давление в головке должно быть в 1,3–1,5 раза выше, чем при последующей протяжке после снятия упора.

11. При использовании устройства с якорем как упора для пластыря создаваемое первоначальное избыточное давление на якорь для "сцепления" его с колонной должно быть в 1,5–1,7 раза выше, чем при протяжке дорнирующей головки для расширения пластыря.

12. При калибровке (повторной протяжке) пластыря давление в гидравлической дорнирующей головке должно создаваться в 1,3–1,5 раза выше, чем оно было при первой протяжке после снятия упора пластыря.

13. Определение качества установки пластыря опрессовкой скважины различным по значению и виду давлением согласно техническим данным паспорта, а также в зависимости от характера, формы и размеров дефекта обсадной колонны.

Последовательность операций ремонта обсадных колонн пластырями

Ремонт обсадных колонн при восстановлении герметичности методом установки стальных пластырей включает в себя три группы и 11 технологических операций (рис. 6.1).

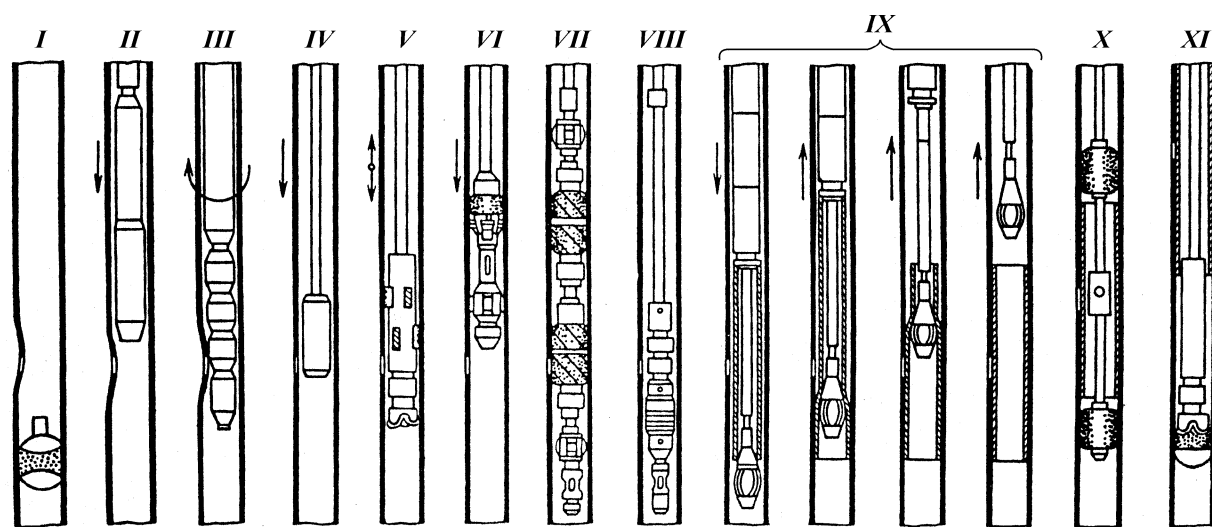


Рис. 6.1. Технологическая последовательность операций ремонта обсадных колонн пластырями

Первая группа — подготовительные работы

Операция I. Установка цементного моста для отсечения продуктивного пласта.

Операция II. Шаблонирование в целях проверки проходимости инструмента.

Операция III. Ликвидация смятия при его наличии (восстановление проходимости).

Операция IV. Определение местоположения дефекта (негерметичности).

Операция V. Подготовка (очистка) внутренней поверхности обсадной колонны в интервале дефекта.

Операция VI. Уточнение места дефекта.

Операция VII. Определение характера, формы и размера дефекта и более точного его местоположения.

Операция VIII. Определение (измерение) внутреннего периметра (диаметра) обсадной колонны в интервале дефекта.

Вторая группа — основные работы

Операция IX. Транспортировка и установка пластыря в зоне нарушения герметичности обсадной колонны.

Третья группа — завершающие работы

Операция X. Испытание (опрессовка) на герметичность и прочность отремонтированного участка.

Операция XI. Разбуривание пробки-моста.

В полном объеме выполнение всех операций требуется не всегда, это зависит от технологических и геологических условий работы скважины, ее технического состояния и других обстоятельств.

Операции I, II, IV, VI, X, XI являются традиционными для всех ранее применявшихся в отечественной практике методов ремонта скважин.

Операция II (шаблонирование) контрольная, выполняется в отдельных (при необходимости) случаях.

Операция III (ликвидацию смятия) проводят только при наличии смятия обсадной колонны.

Операции II и III можно совмещать при использовании универсального (комбинированного) устройства, позволяюще-

го производить шаблонирование и при наличии смятия — его ликвидацию.

Измерение внутреннего периметра ремонтируемого участка обсадной колонны (операция VIII) является контрольным процессом, осуществляемым в исключительных случаях. Это обусловлено тем, что, во-первых, конструкция скважины и диаметр (периметр) обсадной колонны известны и указаны в проектной и исполнительной документации. Во-вторых, при износе внутренних стенок обсадных колонн устройство, с помощью которого устанавливается пластырь при наличии гидравлической дорнирующей головки, позволяет увеличить его периметр по диаметру за счет пластичности материала пластыря до сопряжения с обсадной колонной при увеличении радиальных нагрузок в головке; осевые усилия при протяжке не изменяются.

Точное определение места дефекта геофизическим способом (операция IV) исключает применение операции VI. А если операция II выполняется методом фото- или телеметрии, то не имеет смысла выполнять как операции VI и VII.

Операция VII (определение характера и формы дефекта) может быть совмещена с VIII (измерение периметра) или V (очистка).

Операция X может быть совмещена с IX. В этом случае опрессовывают всю колонну после установки пластыря, не поднимая устройство на поверхность.

Операция VI (уточнение места дефекта) может быть совмещена с IX (установка пластыря).

Опыт показал, что в большинстве случаев при ремонте обсадных колонн стальными пластырями выполняются, как правило, операции IV, V, VII и IX.

В рассматриваемом методе ремонта обсадных колонн стальными пластырями новыми являются операции V, VII и IX, для выполнения которых предназначены следующие устройства:

для очистки внутренней поверхности обсадной колонны — скребок гидромеханический (СГМ);

для определения формы и размеров дефекта обсадной колонны — печать боковая гидравлическая (ПГ);

для транспортировки и установки стального пластыря на дефект ремонтируемого участка обсадной колонны в целях восстановления герметичности скважины — ДОРН.

ДОРН, скребок, печать и пластырь входят в комплект устройств и серийно изготавливаются для ремонта обсадных

колонн диаметром 146 и 168 мм, как наиболее часто применяемых в отрасли при строительстве скважин.

Технологический процесс восстановления герметичности обсадных колонн стальными пластырями осуществляется при наличии на скважине:

- спускоподъемного агрегата с высотой подъема инструмента над устьем не менее 15 м;

- насосно-цементирующего агрегата при максимальном давлении не менее 20 МПа и подаче до 10 л/с;

- комплекта устройств и пластыря согласно установленному плану работ (проводимых технологических операций);

- комплекта насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм, нагнетательной системы.

6.3.2. КОНСТРУКТИВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ, МАТЕРИАЛ ПЛАСТЫРЯ

Основным материалом для восстановления герметичности обсадных колонн методом установки заплат служит пластырь — тонкостенная продольно-гофрированная стальная труба.

С целью повышения качества герметизации пластырь покрывают пластичным герметизирующим материалом.

Для герметизирующего покрытия применяют следующие материалы:

- полимерный состав на основе эпоксидной смолы ЭД-5, ЭД-6;

- гуммировочный состав на основе наирита НТ (ТУ 38-10518—77).

Полимеры на основе эпоксидных смол более прочны и надежны для герметизации при заполнении раковин и пустот между пластырем и обсадной колонной, но менее удобны при приготовлении и нанесении на поверхность пластыря, так как быстро схватываются (твердеют).

Для качественного восстановления герметичности скважин при ремонте обсадных колонн важно правильно выбрать оптимальную форму, периметр поперечного сечения и материал пластыря. Он должен свободно проходить в обсадной колонне с зазором 6—10 мм с последующим плотным прижатием без механического нарушения к внутренней поверхности ремонтируемого участка трубы. Для этого поперечному сечению пластыря придают вид фигуры, состоящей из сопряженных участков выступов и впадин (рис. 6.2).

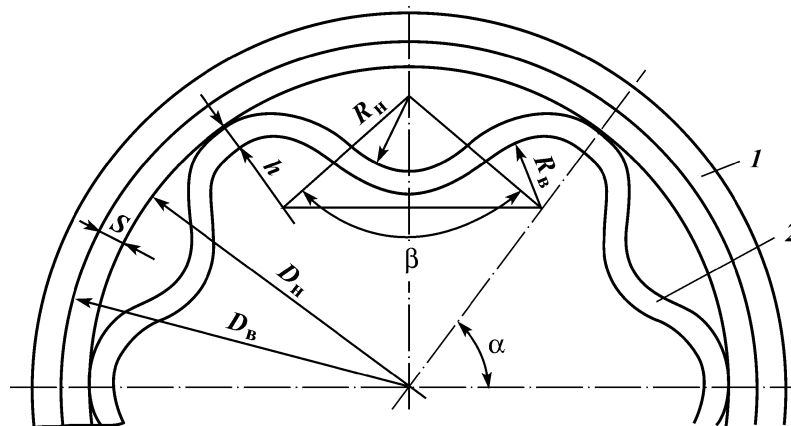


Рис. 6.2. Поперечный профиль пластыря:
1 – обсадная колонна; 2 – гофрированный пластырь

Периметр пластырей может быть рассчитан по методике, применяемой для звездообразных труб. Для пластырей с n гофрами длину периметра L_{Π} определяют по формуле

$$L_{\Pi} = \frac{\pi n}{180^\circ} (R + kh)(2\beta + \alpha),$$

где n – количество гофр; R – радиус выступов и впадин; k – коэффициент, учитывающий положение нейтрального слоя при изгибе; h – толщина стенки пластыря; α – угол между соседними выступами; β – угол, определяющий длину дуги впадины.

При расчете геометрии поперечного сечения пластыря, примененного для обсадных колонн диаметром 146 мм, количество гофр было принято равным 6. Для других размеров труб форма выступов и впадин принимается равной или близкой пластырю с шестью гофрами, их количество изменяется в соответствии с диаметром обсадной колонны и определяется по формуле

$$n = 0,049 D_v,$$

где n – расчетное число гофр пластыря; D_v – внутренний диаметр обсадной колонны.

Ниже приведены принятые количества гофр (лучей) для труб разного диаметра.

Наружный диаметр об- садной колонны, мм.....	140	146	168	178	194	219	245	273	299	325
Число гофр пластыря (выступов и впадин), не менее.....	6	6	8	8	8	10	12	12	14	14

Следовательно, для решения поставленной задачи необходимо продольно-гофрированные тонкостенные стальные трубы, обладающие требуемыми конфигурацией, размером поперечного сечения, механическими и прочностными свойствами.

Для изготовления таких труб в качестве заготовки можно использовать тонкостенные цилиндрические стальные трубы, выпускаемые промышленностью по ГОСТ 8734–75 и 8732–78.

Гофрированные пластыри изготавливаются на роликовых установках протягиванием труб (НПО "Бурение").

6.3.3. ПОИСК ДЕФЕКТА В ОБСАДНЫХ КОЛОННАХ

Эффективность ремонта негерметичных обсадных колонн методом установки металлического пластыря на дефект зависит от качества обследования скважины с целью выявления дефекта, его местонахождения, формы и размера.

В отечественной и зарубежной практике поиск негерметичности колонны осуществляется разнообразными методами и техническими средствами, имеющими свои преимущества и недостатки.

Эффективными техническими средствами для поиска дефекта являются пакеры и самоуплотняющиеся манжеты многоразового действия различных конструкций. К недостаткам этих устройств относится то, что они не позволяют определить характер (форму и размер) дефекта.

Такие приборы, как фото- и телекамеры, дают информацию не только о глубине расположения, но и о характере дефекта. Однако их широкое практическое применение — дело будущего.

Пакеры

Пакер типа ПШ (рис. 6.3), применяемый в основном при гидравлических разрывах пласта и изоляционных работах, состоит из штока 4, на который надеты конус 7, дюралюминевые кольца 2, 5, 6 и резиновые манжеты 3. На

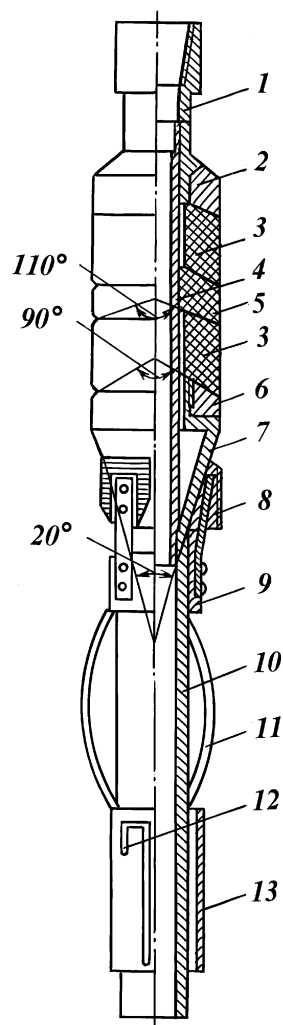


Рис. 6.3. Пакер ПШ168

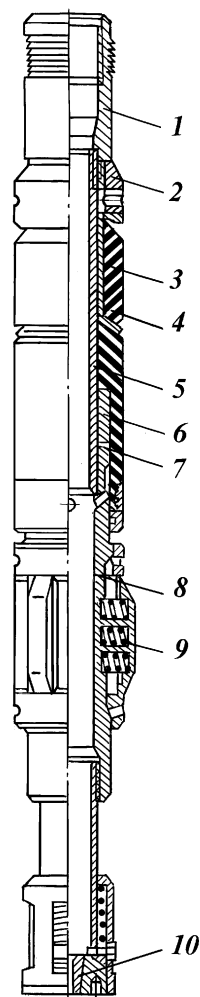


Рис. 6.4. Пакер гидравлический модернизированный ПГ500

верхний конец штока навинчена головка 1, на нижний — короткий хвостовик 10. На хвостовике укреплен фонарь 9, имеющий плашки 8, пружины 11 и замок 13. Положение фонаря на хвостовике фиксируется замком 13 при помощи штифта 12.

Пакер спускают в скважину на трубах. Для удержания его в колонне над ним устанавливают гидравлический якорь. Спустив пакер на необходимую глубину, проворачивают трубы вправо на один-два оборота. Вследствие этого штифт 12 попадает в длинную прорезь замка 13. Затем трубы спускают вниз. При этом фонарь 9 удерживается пружинами 11 в эксплуатационной колонне в верхнем положении.

Конус 7 распирает плашки 8, удерживает пакер в эксплуатационной колонне. При сжимающей нагрузке до 10 т, создаваемой массой колонны труб, резиновые манжеты 3 расширяются и герметизируют кольцевое пространство скважины. Резиновые манжеты пакера устроены так, что в сжатом виде они принимают грушеобразную форму. С повышением давления под пакером края манжет плотно прижимаются к стенке эксплуатационной колонны, создавая дополнительное уплотнение, что является основным преимуществом пакера типа ПШ.

Пакер извлекают на поверхность при подъеме труб, при этом конус пакера выходит из-под шлицов и контакт их со стенкой колонны нарушается, уплотнительные манжеты разгружаются и принимают размеры, близкие к первоначальным.

Промежуточный пакер ППГМ1 (табл. 6.3) с гидромеханическим управлением состоит из уплотняющего и заякоривающего узлов, устройства гидропривода и шарикового клапана.

Пакер без шарика спускают в скважину на колонну насосно-компрессорных труб на необходимую глубину. Затем

Таблица 6.3

Техническая характеристика пакеров ППГМ1

Показатель	ППГМ1-114-160	ППГМ1-122-160	ППГМ1-133-160	ППГМ1-142-160
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	146	168	168
Максимальный перепад давлений на пакера, МПа			16	
Максимальная температура рабочей среды, °С	50	150	150	150
Диаметр присоединительной резьбы гладких насосно-компрессорных труб, мм	73	73	89	89
Габаритные размеры, мм:				
наружный диаметр	114	122	133	142
диаметр канала	62	62	76	76
длина канала	1655	1655	1880	1880
Масса, кг	43	47	63	70

колонну труб приподнимают на определенную высоту, сбрасывают в нее шарик и подают давление. Под давлением цилиндр гидропривода перемещается вверх, плашки находят на конус, и пакер заякоривается в стволе скважины. Затем колонну насосно-компрессорных труб спускают, под действием массы труб уплотнительные элементы сжимаются и герметично разобщают два пространства в стволе скважины.

При дальнейшем увеличении давления срезаются винты клапана. Клапан с шариком падает на забой скважины.

Пакер извлекают из скважины при подъеме колонны насосно-компрессорных труб без проведения дополнительных работ.

Гидравлический модернизированный пакер ПГ500 (рис. 6.4) состоит из головки 1, к верхней части которой присоединены гидравлический якорь и колонна заливочных труб, а к нижней — шток 5 и опорное дюралюминиевое кольцо 2. На шток надеты ограничитель 4 с ограничительной манжетой 3, упор 6 и гидравлическая манжета 7.

К нижней части штока присоединен корпус фонаря 8 закрытого типа. Фонарь имеет три башмака, расположенные под углом 120° по окружности корпуса. Каждый башмак подпирается изнутри тремя цилиндрическими пружинами, находящимися в глухих отверстиях корпуса фонаря. Верхнее и нижнее упорные кольца предотвращают выпадение башмаков 9. К нижней части корпуса крепится клапан пакера с дроссельным штуцером 10.

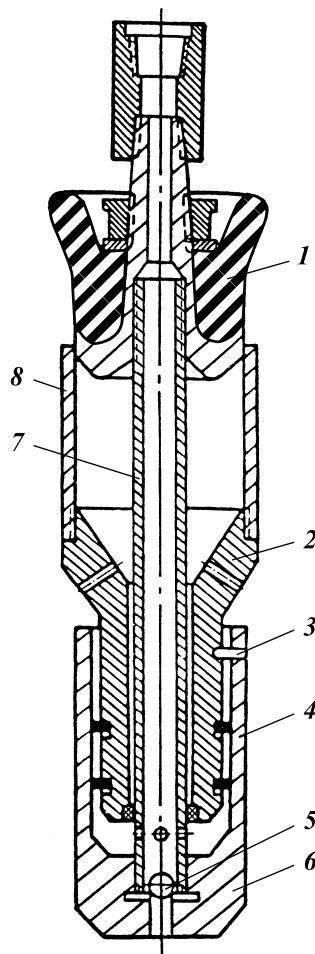
Для уплотнения пакера ПГ500 в колонну заливочных труб закачивают жидкость с расходом 2–2,5 л/с. При этом в штуцере возникает перепад давления 0,3–0,5 МПа. Через отверстия в корпусе фонаря жидкость проходит во внутреннюю полость гидравлической манжеты 7 и расширяет ее до соприкосновения со стенкой колонны. Под влиянием перепада давления сжимается пружина клапана, открываются его прямоугольные окна, и жидкость проходит в пространство под пакером. При дальнейшем повышении давления под пакером гидравлическая манжета расширяется и окончательно уплотняет затрубное пространство. В результате создания высокого давления под пакером он выталкивается вверх вместе с колонной заливочных труб, вследствие чего нарушается его уплотнение. Для удержания пакера на месте применяют гидравлический якорь, который устанавливают непосредственно над пакером. На промыслах нашей страны наибольшее распространение получили гидравлические якоря конструкции ОКБ по бесштанговым насосам.

Рис. 6.5. Самоуплотняющийся гидравлический пакер

Для определения места дефекта эксплуатационной колонны применяют также самоуплотняющийся гидравлический пакер (рис. 6.5). Пакер спускают в скважину с открытой манжетой 1 при крайнем нижнем положении корпуса 2 в цилиндре 4.

Поинтервальную опрессовку эксплуатационной колонны ведут сверху вниз, закачивая жидкость в кольцевое пространство между обсадными и насосно-компрессорными трубами. Под действием избыточного давления, создаваемого над пакером, резиновая манжета 1, расширяясь, изолирует кольцевое пространство в колонне. Место дефекта в эксплуатационной колонне обнаруживается по падению давления или уровня в кольцевом пространстве скважины. Для извлечения пакера из скважины в колонну насосно-компрессорных труб бросают шар 5 и закачивают жидкость. Шар садится на седло заглушки 6, а жидкость, протекая через отверстия в нижней части патрубка 7, давит на поршень снизу. Кожух и поршень поднимаются вверх. При этом кожух надевается на манжету 1, предохраняя ее от истирания при подъеме пакера. Ход поршня 8 вверх прекращается, когда нижняя уплотнительная манжета поднимается выше отверстий в верхней части цилиндра, и давление в трубах упадет. При полном подъеме поршня срабатывает стопорное устройство 3, благодаря чему предотвращается произвольное освобождение резиновой манжеты 1 при подъеме пакера.

Устройство для опрессовки обсадных колонн (рис. 6.6) состоит из корпуса 3 с верхним 4 и нижним 11 отверстиями. На наружной поверхности корпуса расположена самоуплот-



няющаяся манжета двустороннего действия 9; выше манжеты напротив отверстия 4 зафиксирована уплотняющая срезная втулка 5 с седлом под шар 2. Ниже втулки размещено с зазором гнездо 6 и шпильковая опора 7 с перфорацией. Устройство опускается в скважину на насосно-компрессорных трубах 1 для опрессовки обсадной колонны 10 и поиска ее дефектов 8.

После спуска устройства в скважину без шара 2 создается поочередно гидравлическое давление соответственно по колонне и НКТ.

В случае герметичности выше манжеты или ниже ее стрелка манометра стабильно показывает заданное опрессовочное давление, созданное насосным агрегатом.

Если давление падает, то, соответственно, выше манжеты или ниже ее колонна негерметична. В этом случае давление снимают, а устройство поднимают или, соответственно, опускают в заданный интервал. Процесс опрессовки повторяют.

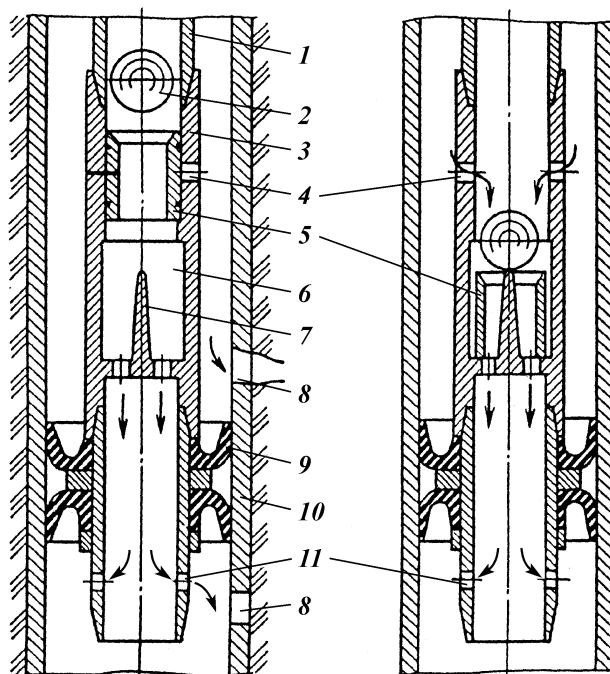


Рис. 6.6. Устройство для опрессовки обсадных колонн

Таким образом, при шаговом спуске или подъеме устройства опрессовывают колонну и определяют место ее дефекта.

По окончании процесса опрессовки колонны в НКТ спускают шар 2, создают избыточное давление. Втулка 5 с помощью шара 2, залегающего в ее седло, срезается и открывает отверстие 4. Шар 2, проталкивая втулку 5, остается на шпильковой опоре 7, а втулка падает в гнездо 6. Так при подъеме устройства обеспечивается переток жидкости в колонне через отверстие 4, перфорационное отверстие шпильковой опоры 7 и отверстие 11.

Для определения характера, формы и размеров дефекта обсадной колонны, а также уточнения места его нахождения применяют фото- и телекамеры, резиновые баллоны, прижимные рычажные плашки с оттискным слоем (печати).

Устройство для снятия оттисков с внутренней поверхности обсадных колонн

Устройство предназначено для снятия оттисков с внутренней поверхности негерметичных обсадных колонн. Его применяют при обследовании негерметичного интервала колонн. Спуск, подъем и управление работой устройства осуществляются с помощью каротажного кабеля.

Устройство (рис. 6.7) помещено в корпус 1, в верхней части которого расположены реверсивный электродвигатель 2 и редуктор 3, связанный с составным (из двух частей) валом 5, соосно установленным в нижней части корпуса. На обоих концах вала установлены раздвижные узлы, состоящие из ползунов 6, 10 с левой и правой резьбой, сочлененные с соответствующими резьбами вала 5. На ползунах имеются шарнирные рычаги 7, попарно связанные с опорами 8 прижимных лыж 9 через прорезные окна 12 корпуса. Прижимные лыжи покрыты пластичным материалом 11. Устройство в нижней и верхней части снабжено центрирующими элементами 4.

Работает устройство следующим образом. В транспортном положении его спускают в скважину на каротажном кабеле в обследуемый интервал колонны. Подают постоянное напряжение (по каротажному кабелю) к электродвигателю 2. При этом вращение через редуктор 3 передается валу 5. Вращение вала (благодаря наличию левой и правой резьбы) вызывает сближение ползунов 6, 10, которые с помощью шарнирных рычагов 7, раздвигая лыжи 9, приводят их в рабочее положение, т.е. прижимают к внутренней поверхности обсадной ко-

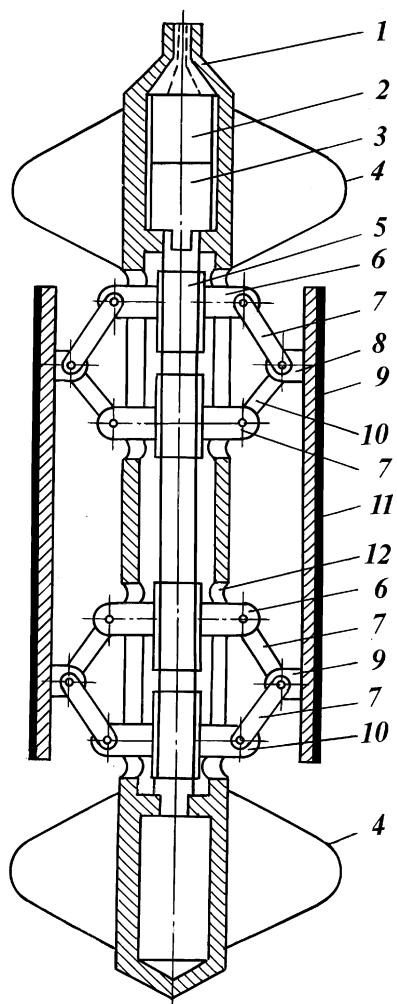


Рис. 6.7. Устройство для снятия оттисков с внутренней поверхности обсадных колонн

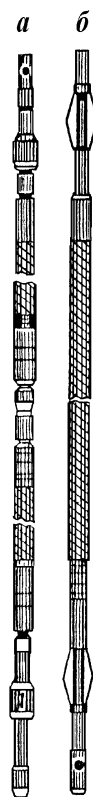


Рис. 6.8. Боковая гидравлическая печать:
а — типа ПГ-2; б — типа ПГ-3

лонны. В результате на пластичном материале 11 остается оттиск с внутренней поверхности обсадных колонн. После этого к электродвигателю подается постоянное напряжение другой полярности, что позволяет вернуть прижимные лыжи в первоначальное транспортное положение. После

подъема устройства по полученному оттиску на пластичном материале судят о характере негерметичности или повреждения обсадных колонн.

Техническая характеристика устройства для снятия оттисков

Диаметр эксплуатационной колонны, мм.....	140, 146, 168
Длина получаемого оттиска, мм.....	1000
Длина устройства, мм.....	2500
Диаметр устройства, мм:	
минимальный	115
максимальный.....	160
Масса устройства, кг.....	25

В б. ВНИИКРнефти разработана боковая гидравлическая многосекционная печать ПГ-2 по ТУ 39-1106—86 (рис. 6.8, а). Секция гидравлической печати ПГ состоит из перфорированной штанги, наконечников, резинового баллона с оттиском слоев. Печать снабжена заливным и сливным клапанами и центраторами. Длина резинового баллона ограничена техническими возможностями его изготовления.

Принцип работы печати. Для определения характера, формы, размеров и уточнения точного места нахождения дефекта гидравлическую печать опускают на НКТ или бурильных трубах в интервал нарушения герметичности обсадной колонны.

В печати создается избыточное гидравлическое давление, под действием которого резиновый баллон расширяется оттискным слоем и прижимается к стенке обсадной колонны. Затем после выдержки во времени увеличивают давление, которое обеспечивает срез штифтов и смещение втулки сливного клапана, для слива жидкости при подъеме инструмента. Давление снимают, печать поднимают на поверхность. При этом резиновый баллон возвращается по диаметру в исходное (транспортное) положение.

Дефект обсадной колонны отпечатывается на оттискном слое в виде четкой линии, повторяющей контуры негерметичности (отверстие, щель и т.п.).

Отпечатки негерметичности муфтового соединения имеют вид колец от торцов труб и резьбы между ними.

При необходимости печать может быть выполнена из двух и более секций с повторным расширением резиновых баллонов и смещением печати на 1 м для перекрытия "мертвой" зоны между секциями.

В настоящее время в гидравлической печати ПГ для оттискного слоя применяется на клею сырая резина марки 7-3826, изготавливаемая по ТУ 38-005-204—84. Недостатком такой

резины является быстрое естественное старение, в результате чего она теряет пластичность и неспособна проявлять (оставлять) отпечатки дефектов со стенки обсадной трубы.

Процесс старения (вулканизация) ускоряется при использовании резины в средах с температурой выше 30 °С.

Операция по определению характера, формы, размеров и более точного местонахождения негерметичности осуществляется гидравлической печатью ПГ.

Длина рабочей части печати

$$L = L_A + 2L_3,$$

где L_A — длина дефекта (ориентировочно находят геофизическим методом, см. рис. 6.1, операция IV); L_3 — длина запаса для перекрытия дефектов, $L_3 = 1 \div 1,5$ м.

Процесс получения отпечатка. Печать ПГ в сборе, соответствующую типоразмеру обсадной колонны, после профиллактики и зарядки клапанов спускают в скважину к месту дефекта на насосно-компрессорных трубах со скоростью до 6 м/с.

Колонна спущенных труб соединяется через нагнетательную систему с насосным агрегатом.

После спуска в скважину на заданную отметку в печати создается избыточное гидравлическое давление в пределах 4 МПа, при этом резиновый баллон расширяется и своей рабочей поверхностью, покрытой тонким эластичным слоем мягкой (сырой) резины, плотно прижимается к внутренним стенкам обсадной колонны.

Время выдержки печати под давлением составляет 10—15 мин, после чего его снимают. При этом края дефекта оставляют отпечатки на поверхности эластичного слоя резинового баллона.

Заполнение жидкостью полости инструмента при его спуске производится через отверстие заливного клапана печати. Слив происходит при подъеме инструмента на устье через отверстия сливного клапана, которые открываются при смещении втулки после среза штифтов расчетным давлением 3—9 МПа (после спуска шара в седло клапана).

После подъема на устье печать демонтируют, промывают и тщательно осматривают ее рабочую поверхность. Размер дефекта несколько меньше реального четко выделяется на эластичной поверхности оттискового слоя баллона.

Если дефект герметичности находится в резьбовом соединении муфты, то отпечаток выглядит как два кольца, между ними — резьбовые следы муфты.

В случае дефектов (длинных трещин, порывов, перфораций), отпечатки которых в полном объеме не могут быть получены на баллоне из-за его короткой длины, печать собирают из двух (или более) секций или производя дополнительный спуско-подъем другой печати для снятия отпечатка соответственно выше или ниже того места, откуда уже получен отпечаток дефекта.

В б. ВНИИКРнефти разработана гидравлическая печать типа ПГ-3 (рис. 6.8, б) с резиновыми баллонами длиной 2,4 и 6 м, что позволяет устранить недостатки, присущие печати типа ПГ-2.

Для оттискного слоя используется герметизирующая самоклеющаяся лента ГЕРЛЕН-Д, которая наносится на резиновый баллон без применения клея, дублированным нетканым синтетическим материалом наружу.

6.3.4. РАЗОБЩЕНИЕ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Как правило, при ремонтных или исследовательских работах, проводимых в скважинах, низ обсадной колонны (продуктивный пласт) изолируют.

Существует несколько способов изоляции низа обсадной колонны:

- установка цементного моста с цементирующими разбурываемыми пробками;

- закачка песка с последующим вымыванием;

- установка разбурываемых пакеров.

Разбурываемые пакеры делятся на гидравлические, гидромеханические и с использованием энергии взрыва.

В настоящее время ведутся работы по созданию извлекаемых пакеров многоразового действия.

Наиболее эффективный метод разобщения обсадной колонны — установка взрывных пакеров, разработанных Раменским отделением ВНИИгеофизики по ТУ 41-03-1164—83.

Пакеры ВП разработаны нескольких типоразмеров для установки в обсадных колоннах диаметром 114, 127, 140, 146 и 168 мм.

Взрывной пакер (рис. 6.9) состоит из полого металлического корпуса 1 с зарядом пороха 2. Корпус пакера закрыт пробкой 4 и накидной гайкой 5. Для облегчения спуска пакера в скважину корпус через переходник 6 с помощью двух шариков 7 соединен с корпусом перфоратора 10. При этом для корпусов взрывных пакеров типов ВП88, ВП92 и ВП102 применяют одну или две секции корпуса перфоратора типа

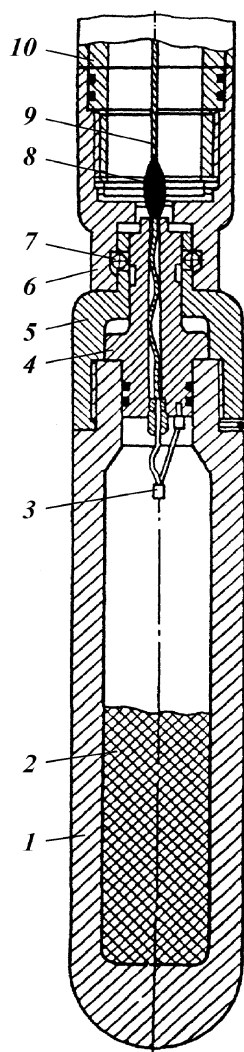
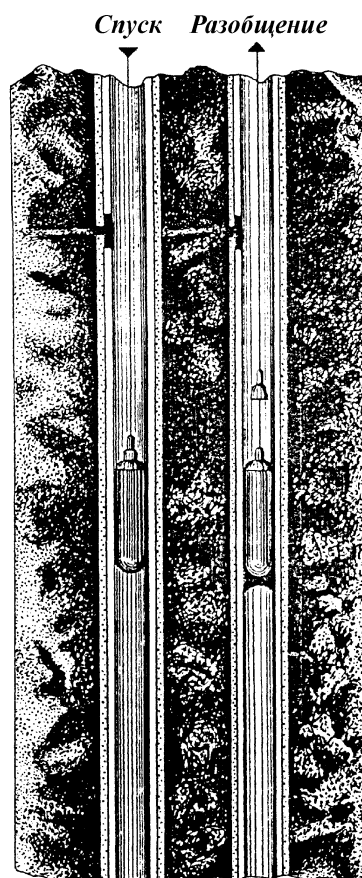


Рис. 6.9. Взрывной пакер

Рис. 6.10. Пробка-мост



ПК85, а для корпусов взрывных пакеров типов ВП100, ВП118 и ВП135 — одну или две секции корпуса перфоратора типов ПК105.

Корпус перфоратора соединен с кабельной головкой типа КГ60. Центральная жила кабеля при помощи изолированного электропровода 9 связана с электроводом 8 в пробке. Пробка снабжена двумя герметизирующими кольцами. К внутрен-

нему электровводу пробки подсоединен электровоспламенитель 3.

Работает пакер следующим образом.

На заданной глубине по кабелю подается электрический импульс, от которого срабатывает электровоспламенитель 3 и дает луч огня, воспламеняющий заряд пороха 2. Под действием давления образовавшихся газов корпус пакера 1 необратимо деформируется до прочного сцепления со стенками скважины. Одновременно начинает выдвигаться пробка 4, которая может перемещаться на 10 м до упора в торец накидной гайки 5. Выдвинувшись на 4 мм, пробка упрется в торец переходника, при этом кольцевая выточка в пробке встанет напротив шариков 7. Дальнейшее движение пробки еще на 6 мм происходит совместно с переходником. Имеющиеся в кольцевой выточке переходника скосы утапливают шарики в отверстия накидной гайки. В результате резкого удара, полученного при соприкосновении торцов пробки и переходника, после утапливания шариков груз с переходником отсоединяется от корпуса взрывного пакера. Груз с кабельной головкой и переходником извлекается на поверхность и используется повторно.

Все детали — корпус, пробка и накидная гайка — выполнены из алюминиевых сплавов, что позволяет в случае необходимости ликвидировать взрывной пакер в скважине разбуриванием.

Для более эффективного и безопасного ведения работ по разобшению обсадных колонн предложена пробка-мост (рис. 6.10). Принцип действия этой пробки основан на увеличении объема (набухание) материала, заполняющего полость пробки перед пуском в скважину. При этом через определенное время после спуска в пробке происходит тепловой эффект и возникают силы, обеспечивающие расширение ее корпуса до сопряжения с обсадной колонной.

6.3.5. ШАБЛОНИРОВАНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ СМЯТИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Для ликвидации смятия обсадных колонн существуют различные по конструкции приспособления.

Наибольшее распространение получило приспособление Н. Родненского (рис. 6.11). Оно состоит из полого стержня 7, на нижнем конце которого закреплена полая головка (цилиндр) 8 с цилиндрическим отверстием для поршня 3, плотно уложенного в головке и снабженного каналом 9. На

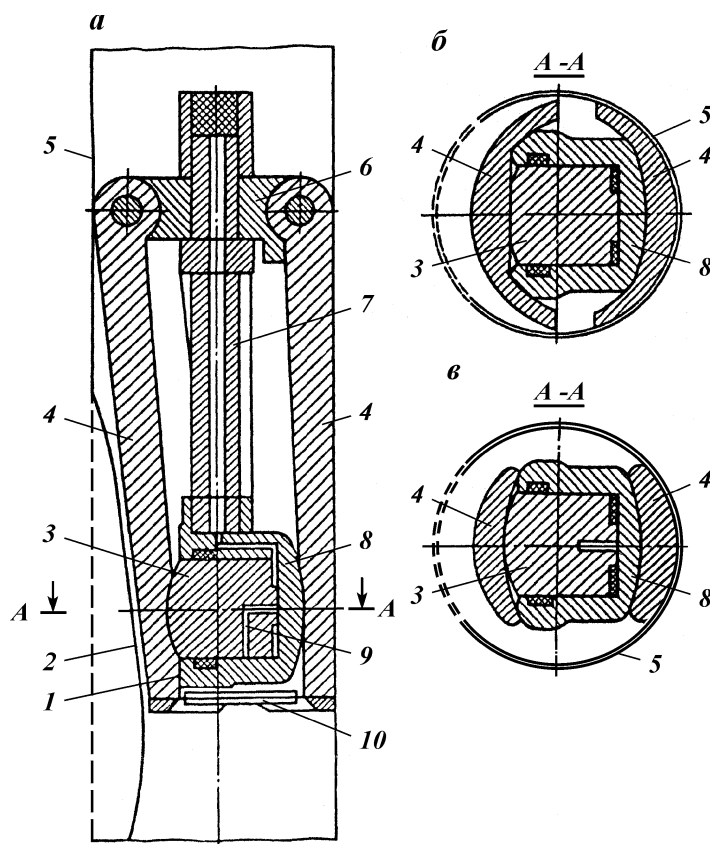


Рис. 6.11. Приспособление для выпрямления сжатых обсадных труб в скважине:

а — общий вид; *б* — с плашками прямой по длине формы; *в* — с плашками конусной книзу формы; 1 — край головки; 2 — обсадная колонна; 3 — поршень; 4 — плашки; 5 — сужение колонны; 6 — хомут; 7 — стержень; 8 — головка; 9 — канал; 10 — пружины

верхний конец стержня насажен хомут 6, с которым шарнирно связаны верхние концы плашек 4; нижние их концы находятся под действием пружины 10, постоянно стремящейся их сблизить, и прилегают к головке 8 и выступающему из нее концу поршня 3.

Приспособление на бурильных или насосно-компрессорных трубах спускают в скважину к месту сужения 5 обсадной колонны 2 и создают давление в его полости. Вследст-

вие этого поршень 3 выдвигается из головки до тех пор, пока направленное к низу отверстие канала 9 не выйдет из края 1 головки 8. После этого давление на поршень 3 сразу понижается, автоматически прекращая раздвигать плашки 4 за нормальный диаметр обсадной колонны, что фиксируется падением давления на манометре насосного агрегата и расширением колонны в этом месте до нормального диаметра. Таким образом, канал 9 является своего рода предохранителем, исключаям возможным расширение колонны сверх нормального диаметра, что могло бы повлечь за собой разрыв колонны. Затем приспособление спускают ниже на длину выровненного участка колонны, и операцию повторяют.

Если сечение трубы имеет сложную форму (в результате деформации), то целесообразно изготавливать плашки 4, суживающимися к низу.

С целью использования приспособления для ликвидации смятия колонн различных диаметров плашки 4 снабжают накладками, имеющими одинаковую толщину и перекрывающими всю рабочую поверхность плашек. Имея соответствующий набор накладок различной толщины, легко скрепляемых с плашками, можно применять приспособление для выпрямления труб, диаметры которых значительно отличаются друг от друга.

Оправка для выпрямления смятых обсадных колонн (рис. 6.12, а) содержит корпус 1, на котором эксцентрично установлены ролики 2, кулачковый механизм 4 с замком 5 и конусным наконечником эллипсной формы 6.

Оправку через переходник соединяют с УБТ и бурильными (насосно-компрессорными) трубами и спускают к месту смятия колонны 3. После фиксации инструмента бурильные трубы вращаются с частотой 30–80 об/мин. При этом конусный наконечник 6 вступает в контакт со смятым участком обсадной колонны. Благодаря эллипсной форме наконечник не вращается, что обеспечивает надежную работу кулачкового механизма без создания значительных осевых нагрузок. При вращении бурильных труб и постоянной осевой нагрузке кулачковый механизм 4 совершает удары по конусному наконечнику 6. Выпрямление смятой колонны достигается воздействием осевых ударных нагрузок на смятый участок конусного наконечника 6 и радиальных нагрузок эксцентриковых роликов 2 при интенсивной промывке скважины. После прохода смятого участка эксцентриковыми роликами, ликвидации посадок и затяжек инструмента процесс выпрямления заканчивается, и оправку извлекают на поверхность.

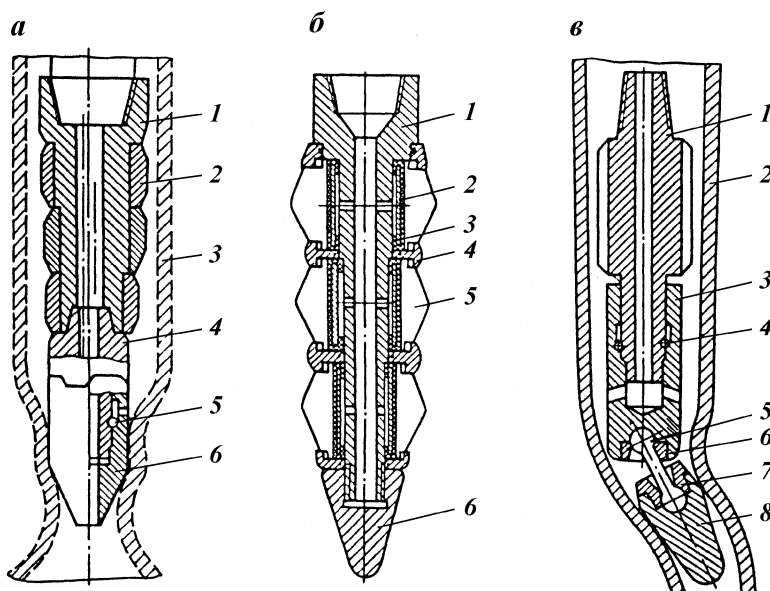


Рис. 6.12. Оправка для выпрямления смятых обсадных колонн:
а — эксцентриковая; *б* — гидравлическая с подвижными секторами; *в* — шарнирная

На рис. 6.12, *б* показана оправка, состоящая из полой перфорированной штанги 1, фигурных вкладышей 2, упругих цилиндрических диафрагм 3, ограничителей 4, радиальных подвижных секторов 5 и конусного пуансона 6.

Штанга 1 соединяется с колонной УБТ определенного веса для создания осевой нагрузки на смятый участок трубы. При этом подвижные секторы 5 сжимаются и опираются на упругие диафрагмы 3, а фигурные вкладыши 2 уменьшают удельное давление на диафрагмы 3 и предохраняют их торцовые уплотнения от разрушения при создании радиальных нагрузок. После создания соответствующей осевой нагрузки создают перепад давления, и жидкость через каналы штанги 1 направляется в полость упругой диафрагмы 3, раздвигая подвижные секторы 5, которые в свою очередь разжимают смятый участок колонны. Этот участок получает форму цилиндра, так как подвижные секторы имеют ограничители и, если один сектор радиально переместится до ограничителя 4 раньше других, то он будет находиться там до тех пор, пока остальные секторы не дойдут до своего ограничителя.

При выпрямлении смятой колонны оправку спускают вниз постепенно, воздействуя радиальными усилиями секторов сначала нижней ступени, а потом верхней, наружный диаметр которой соответствует номинальному внутреннему диаметру обсадной колонны. Когда оправка начнет двигаться вверх и вниз по колонне без затяжек и посадок, процесс выпрямления смятой колонны заканчивают. Давление в трубах снижают до нуля, и устройство извлекают на поверхность.

Оправка шарнирного типа (рис. 6.12, ,) содержит корпус 1, наконечники 3, 8, радиальную опору 4, шарнир 5 и резьбовые пробки 6, 7.

Оправку спускают на трубах в скважину до места смятия обсадной колонны 2. Наконечник 8 упирается в смятый участок и, поворачиваясь на шарнире, проходит свободно; поперечный изгибающий момент в теле устройства не возникает. В результате резко уменьшается опасность перегрузки и возникновения разрушающих напряжений, а следовательно, повышается надежность работы устройства.

Кроме того, происходит расклинивание наконечника 8 в смятой стенке колонны. Возникающие при этом распорные усилия в плоскости контакта наконечника со стенкой колонны не имеют тенденции к ее продавливанию или прорыву, так как наконечник перемещается почти параллельно стенке смятой колонны. Таким образом, исключается возможность самопроизвольного выхода наконечника 8 и всей оправки за колонну.

После того как обсадная колонна выправлена нижней частью наконечника, в нее свободно входит верхняя часть, имеющая сечение меньшее, чем внутреннее сечение выпрямленного участка колонны.

Оправку через смятый участок спускают неоднократно до тех пор, пока затяжки и посадки при движении оправки вверх или вниз не исчезнут. После этого устройство поднимают на поверхность.

В зарубежной практике применяются оправки для выпрямления труб аналогичной конструкции.

Для сокращения времени при обследовании скважин на проходимость инструмента целесообразно шаблонирование и выпрямление смятого участка обсадной колонны совмещать в одну спускоподъемную операцию. При этом необходимо вместо простой оправки использовать оправки (приспособления), применяемые для ликвидации смятия обсадных колонн.

6.3.6. ОЧИСТКА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Для качественного ремонта скважин методом установки пластырей технологический процесс предусматривает в интервале ремонта очистку внутренней поверхности обсадной колонны от глинистой и цементной корки, парафина, заусенцев, застрявших пуль перфоратора, ржавчины и других отложений.

К наиболее распространенным методам очистки можно отнести гидроструйный, пескоструйный, химический и механический.

При механическом методе очистки обсадных колонн применяют щетки, ерши, скребки различных конструкций.

Устройство типа "Скрепер" (рис. 6.13, а), обеспечивающее очистку внутренних стенок обсадных колонн диаметром от 2 7/8 до 11 3/4", разработано и серийно выпускается американскими фирмами "Бейкер", "Хомко", "Трай-Стейн", "Секьюрити", "Боуэн" и др., причем различных конструкций.

Компания "Пан-Америкен" очистку обсадных колонн производит набором стальных щеток, смонтированных на колонне труб (рис. 6.13, б).

Скребки типов 2ИК и СК для очистки внутренней поверхности стенок обсадных колонн диаметром 140, 146, 168, 178, 219 и 273 мм выпускаются бакинским заводом "Нефтебурмашремонт".

Такие скребки, как и устройства американских фирм, очищают колонну при контакте подпружиненных в окнах корпуса режущих плашек с ее поверхностью в процессе расхаживания инструмента сверху вниз или снизу вверх. Это обусловлено конструкцией устройства и направлением режущих элементов. Плашки расположены в два-три ряда и смещены относительно друг друга так, чтобы полностью охватить колонну по периметру.

Скребок спускают в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах.

Интервал очистки определяют по формуле

$$L = L_{\text{п}} + 2L_{\text{л}},$$

где L — длина очищаемого участка; $L_{\text{п}}$ — длина устанавливаемого пластыря; $L_{\text{л}} = 10 \div 20$ м.

Очистку обсадных колонн проводят также скребками гидромеханического действия типов СГМ-1 и СГМ-2 (рис. 6.14).

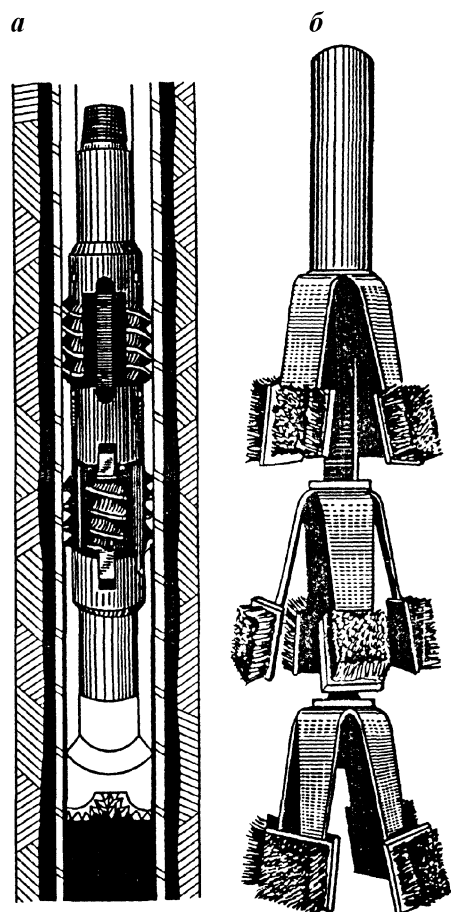


Рис. 6.13. Устройства для очистки внутренних стенок обсадных колонн:
а — устройство типа "Скрепер" фирмы "Бейкер"; *б* — устройство с набором стальных щеток компании "Пан-Америкен"

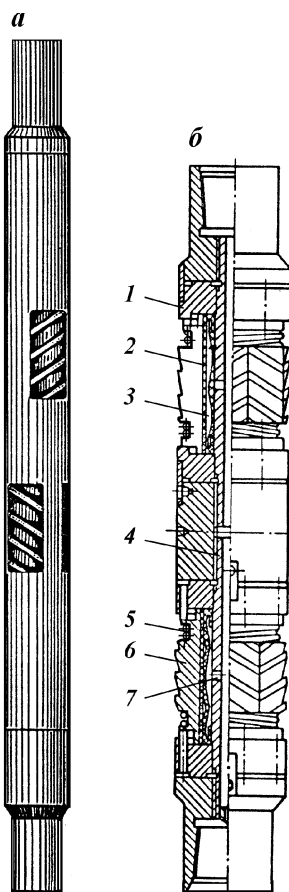


Рис. 6.14. Скребки гидромеханического действия типов СГМ-1 (*а*), СГМ-2 (*б*)

Отличие этих скребков от механических заключается в том, что режущие плашки, расположенные в окнах корпуса, в транспортном положении не выступают за пределы корпуса, а усилие при контакте их с очищаемой поверхностью в процессе очистки регулируется гидравлическим давлением с поверхности.

Скребок типа СГМ-1 (см. рис. 6.14, *а*), разработанный в

б. ВНИИКРнефти, изготавливается по ТУ 39-1105—86 в опытном производственном объединении "Карпатнефтемаш" и предназначен для очистки обсадных колонн диаметром 140, 146 и 168 мм.

Скребок типа СГМ-2 (см. рис. 6.14, б) состоит из корпуса 4 с перфорационными отверстиями 7, против которых между ограничительными обоймами 1 размещены самоуплотняющиеся манжеты 3 с кожухом 2 и режущими плашками 6 в кольцевых пружинах 5.

Лезвия плашек могут быть выполнены к оси скребка как наклонно, так и перпендикулярно, при этом плашки монтируются с наклоном лезвий по винтовой спирали в одном направлении одного яруса и в противоположном направлении другого яруса, а также в противоположном с периодическим чередованием в каждом ярусе.

Смещение плашек верхнего яруса по оси относительно нижнего на $1/2$ их ширины обеспечивает надежную и качественную очистку за два-три прохода.

По окончании операции очистки колонны давление в скребке снимают, плашки 6 под действием пружин 5 возвращаются в исходное (транспортное) положение и инструмент извлекают на поверхность.

6.3.7. КОНСТРУКЦИЯ И ПРИНЦИП РАБОТЫ СРЕДСТВ ДЛЯ СПУСКА И УСТАНОВКИ ПЛАСТЫРЕЙ В ОБСАДНЫХ КОЛОННАХ

Предложены различные устройства для расширения гофрированных труб в скважине, среди них: использующие энергию взрыва; включающие в конструкцию эластичный резиновый баллон, расширяющийся под воздействием внутреннего давления; основанные на протаскивании через трубы расширяющей металлической оправки.

Ряд устройств, используемых для расширения гофрированного патрубка, спускают в скважину на трубах, тросе или каротажном кабеле.

Для протаскивания металлической расширяющей оправки предложены устройства с использованием силы гидравлических цилиндров, талевой системы буровых установок, электроэнергии, энергии сжатого газа, образующегося непосредственно в них в результате химических реакций.

Для заполнения неровностей между стенками обсадной колонны и пластырем с целью герметизации, а также для

изоляции обсадных колонн от металла пластыря во избежание возникновения электролитической коррозии гофрированную трубу перед спуском в скважину обматывают снаружи стеклотканью, пропитанной эпоксидной смолой. Гофрированные патрубки изготавливают из труб с толщиной стенки 1,65 мм для НКТ диаметром 70 мм и с толщиной стенки 3,125 мм — для всех остальных размеров обсадных труб, при этом уменьшение внутреннего диаметра составляет соответственно 4,3 и 7,6 мм с учетом толщины стеклопластика. Степень восстановления прочности обсадных колонн зависит от размеров повреждения. При установке пластыря на перфорированный участок и изоляции отверстия диаметром до 25 мм прочность обсадной колонны при воздействии внутреннего и внешнего давления восстанавливается полностью. Этот способ успешно используют при ремонте обсадных колонн на глубине до 4000 м и с температурой в зоне установки пластыря до 115 °С.

Широкое промышленное применение на промыслах и при бурении скважин в США получили способ и устройство для ремонта обсадных колонн, разработанные специалистами фирмы "Пан-Америкен петролеум корпорейшн".

Основными частями устройства являются пружинная расширяющаяся головка и двойной силовой цилиндр с гидравлическим якорем, между которыми перемещается металлическая гофрированная труба. Устройство спускают в скважину на НКТ или бурильных трубах, внутри силовых цилиндров создают давление в пределах 15–20 МПа, и силовые цилиндры протаскивают расширяющуюся головку через гофрированную трубу. Ход цилиндров равен 1,5 м, поэтому расширение ведется ступенями.

После первого хода цилиндров дальнейшую протяжку расширяющейся головки можно выполнить с помощью талевой системы, когда усилия протяжки, равные в среднем 140–160 кН, но достигающие иногда 250 кН, будут действовать на обсадную колонну.

Ведущими американскими фирмами по производству устройств для спуска и установки стальных гофрированных пластырей в обсадных колоннах являются "Лайенс" и "Хомко".

К недостаткам устройств фирмы "Лайенс" (рис. 6.15) необходимо отнести возможность порыва трубчатого эластичного баллона 2 при его расширении, неплотное прилегание пластыря 3 до необходимого контакта с поверхностью ремонтируемого участка обсадной колонны 1, отсутствие технологической возможности изготовления трубчатого баллона

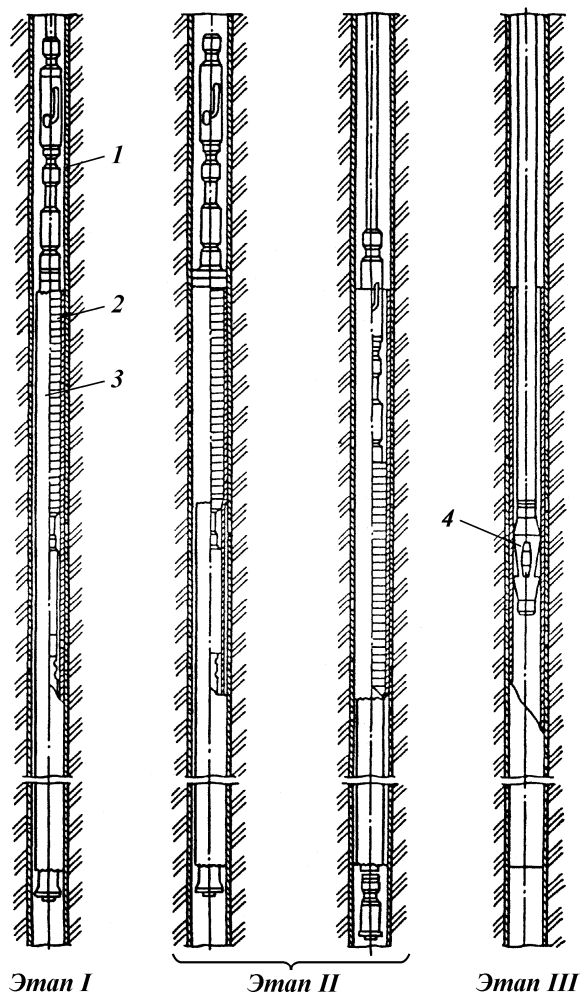


Рис. 6.15. Устройство для установки пластырей в обсадной колонне фирмы "Лайенс"

достаточной длины (5 м и более). Технология установки пластыря этим устройством включает калибровку пластыря роликовой или какой-либо другой оправкой 4 с дополнительной спускоподъемной операцией в скважине.

Устройства фирмы "Лайенс" можно использовать также как гидравлическую печать для определения характера, формы и размеров дефекта обсадной колонны. С этой целью на

наружную поверхность трубчатого эластичного баллона наклеивают оттискной слой (3–4 мм) из материала, обладающего деформацией и пластичностью (сырая резина).

К недостаткам устройств фирмы "Хомко" (рис. 6.16) относится то, что для каждой толщины стенки ремонтируемого участка обсадной колонны предусмотрены индивидуальный пластырь по периметру поперечного сечения и своя пружинная цанга с калибрующими (дожимными) плечиками. После выхода цанги из зацепления с конусным пуансоном не обеспечивается возврат калибрующих плечиков в исходное (транспортное) положение без подъема устройства на поверхность. В результате исключается возможность повторных проходов головкой в целях усиления контактного сопряжения пластыря с поверхностью обсадной колонны.

Недостатком применяемого фирмами "Лайенс" и "Хомко" пластыря является то, что используемая в качестве герметика стеклоткань с пропиткой на основе эпоксидной смолы не обеспечивает качественной прослойки между пластырем и обсадной колонной. Это обусловлено тем, что эпоксидная смола в готовом для нанесения на пластырь виде обладает "жизнеспособностью" в пределах 24 ч, а затем твердеет, становится хрупкой и не может заполнить раковины и поры в обсадной трубе. Кроме того, при спуске пластыря в скважину раствор эпоксидной смолы стекает с пластыря. Все это снижает качество ремонта скважин.

Стальные пластыри успешно применялись в тех случаях, когда все другие известные способы ремонта (цементаж под давлением и т.п.) не давали положительных результатов. По данным американской печати, из 83 случаев установки пластырей на 47 площадях США в 1962 г. 73 (или 89 %) были успешными. Средние затраты времени на один ремонт составили 26,2 ч, средняя стоимость одного ремонта — 1742 дол. Эффективность ремонта по 100 случаям применения способа в 1966 г. — 96 %.

Для ремонта обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм стальными пластырями разработаны, испытаны и серийно выпускаются Краснодарским опытным заводом "Нефтемашремонт" и заводом "Электрон" (г. Тюмень) по ТУ 39-01-08-466–79 устройства ДОРН-1 (Д-146-1 и Д-168-1), позволяющие транспортировать и устанавливать пластырь на участке дефекта обсадной колонны.

Устройства типа ДОРН являются основными элементами в комплексе устройств для ремонта обсадных колонн пластырями.

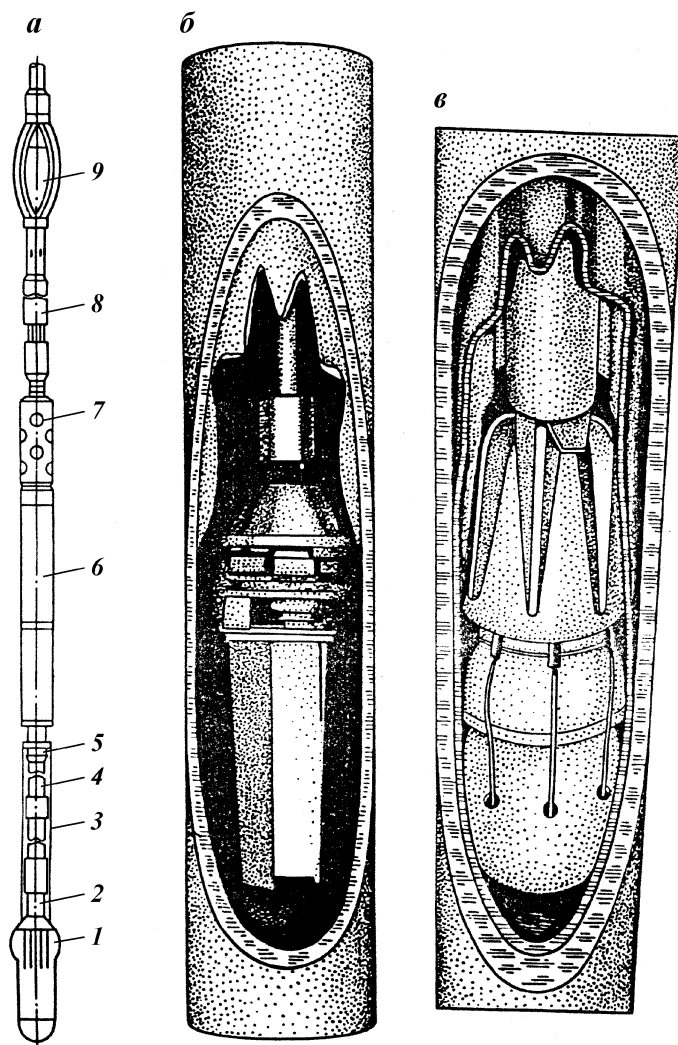


Рис. 6.16. Устройство для установки пластырей в обсадных колоннах фирмы "Хомко":

a — общий вид устройства; *б* — механическая цанговая дорнирующая головка с гладким конусом; *в* — механическая цанговая дорнирующая головка с профильным конусом; 1 — головка; 2 — аварийный отворот; 3 — пластырь; 4 — штанга; 5 — упор; 6 — силовой цилиндр; 7 — якорь; 8 — сливной клапан; 9 — пружинный управляющий орган сливного клапана

Устройство ДОРН-1 (рис. 6.17, а, б, â) состоит из гидравлической дорнирующей головки, полой связующей штанги, силовых гидравлических цилиндров и циркуляционных клапанов. Упор пластыря обеспечивается в устройстве типа ДОРН. Пластырь расширяют дорнирующей головкой снизу вверх с предварительной запрессовкой заданного отрезка силовыми цилиндрами.

Принцип работы устройства Д-146-1 (Д-168-1) заключается в следующем.

Устройство в сборе с пластырем, расположенным между дорнирующей головкой и упором, спускают в скважину с ориентацией середины пластыря против дефекта ремонтируемого участка обсадной колонны. Затем в системе создают избыточное гидравлическое давление, обеспечивающее необходимые радиальные усилия на подвижные калибрующие секторы дорнирующей головки и осевые усилия на поршни в силовых цилиндрах.

На первом этапе заданный отрезок пластыря запрессовывают в стенку обсадной колонны протягиванием дорнирующей головки за счет осевых усилий под действием гидравлического давления на поршни силовых цилиндров, с которыми посредством полых штанг соединена головка.

Предварительное выпрямление пластыря осуществляется конусным пуансоном, а окончательная запрессовка к стенке обсадной колонны до контакта, обеспечивающего удерживающую силу сцепления, — подвижными калибрующими секторами головки, причем радиальные усилия на секторы создаются в момент захода их в пластырь.

Второй этап запрессовки пластыря на всей оставшейся длине осуществляется подъемом устройства с помощью талевой системы при сохранении давления в дорнирующей головке, после прохода которой через пластырь снимают давление в системе и устройство поднимают на поверхность.

Заполнение жидкостью устройства и труб при спуске и слив ее при подъеме происходят через обратный и срезной клапаны циркуляционной системы. Отверстия сливного клапана открываются при смещении вниз втулки клапана от удара стержнем по крестовине. Стержень спускают по трубам перед подъемом устройства на поверхность.

К недостаткам ДОРН-1 относятся громоздкость, большая металлоемкость, высокая трудоемкость и сложность сборки и эксплуатации, зависимость между собой осевых и радиальных нагрузок при установке пластыря на первом этапе.

В устройстве ДОРН-2 (рис. 6.17, â) упор пластыря обеспе-

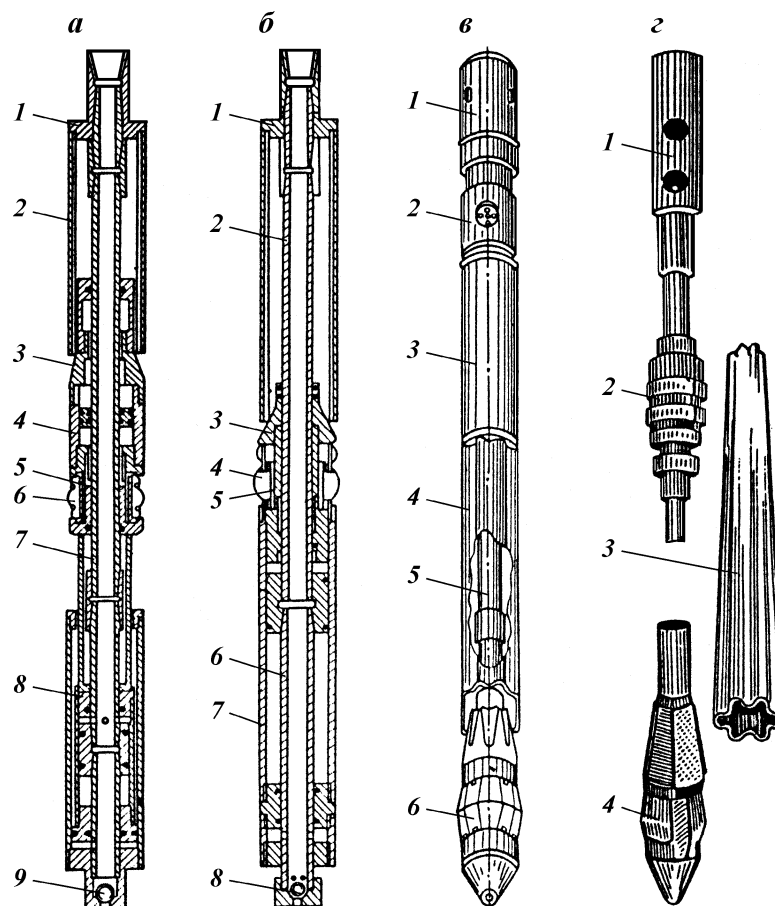


Рис. 6.17. Устройство для транспортировки и установки пластырей в обсадных колоннах типа ДОРН:

а — модификация Д-1 первого исполнения: 1 — упор, 2 — пластырь, 3 — конус, 4 — разделительная камера, 5 — манжета, 6 — калибрующие секторы, 7 — штанга, 8 — силовой телескопический гидравлический цилиндр, 9 — обратный клапан; *б* — модификация Д-1 второго исполнения: 1 — упор, 2 — пластырь, 3 — конус, 4 — калибрующие секторы, 5 — манжета, 6 — штанга, 7 — силовой гидравлический цилиндр, 8 — обратный клапан; *в* — модификация Д-1 третьего исполнения: 1 — сливной клапан, 2 — заливной клапан, 3 — силовой гидравлический цилиндр, 4 — пластырь, 5 — штанга, 6 — гидравлическая дорнирующая головка; *г* — модификация Д-2: 1 — циркуляционный клапан, 2 — гидравлический якорь, 3 — пластырь, 4 — гидравлическая дорнирующая головка

чивается на обсадную колонну через якорь устройства, а установку пластыря осуществляют протяжкой дорнирующей головки при подъеме инструмента снизу вверх без разрыва во времени между этапами предварительной и окончательной запрессовки.

Это устройство значительно меньше по длине и массе, менее трудоемко в изготовлении, несложно в эксплуатации и сборке, исключает взаимозависимость осевых и радиальных нагрузок при установке пластыря.

Принцип работы ДОРН-2 заключается в следующем.

После спуска пластыря в зону ремонтируемого участка обсадной колонны в устройстве создается избыточное гидравлическое давление, которое через самоуплотняющуюся эластичную диафрагму обеспечивает радиальные усилия на подвижные калибрующие секторы дорнирующей головки.

Одновременно через диафрагму якоря создается давление на плашки якоря, которые, радиально перемещаясь, контактируют со стенками обсадной колонны.

Первый этап установки пластыря в ремонтируемом участке обсадной колонны осуществляется подъемом инструмента при протягивании дорнирующей головки через пластырь. При этом якорь остается на месте, удерживая пластырь от осевого смещения при его запрессовке. Освобождается якорь от обсадной колонны снятием давления на плашки при перетоке жидкости из напорной камеры в разгрузочную (или за пределы устройства в отверстие) по пазам перемещающейся вверх полой штанги, изолируя каналы в ней от напорной камеры и сохраняя давление в дорнирующей головке.

Таким образом, в процессе подъема устройства после первого этапа запрессовки пластыря якорь автоматически отключается от стенок колонны и без разрыва во времени продолжается второй этап запрессовки пластыря по всей его длине. После прохода дорнирующей головки через пластырь снимают давление в системе, и устройство поднимают на поверхность.

Для повышения надежности предварительного сцепления пластыря с обсадной колонной в ДОРН-2 предусмотрено повторение первого (предварительного) этапа запрессовки пластыря без снятия его с упора. В таком случае подъем инструмента останавливают после протяжки дорнирующей головки на длине 1300 мм, т.е. на 200 мм меньше полного хода (1500 мм) предварительной запрессовки, что необходимо для сохранения давления на плашки якоря.

После остановки подъема инструмента давление в системе

снимают и инструмент опускают в исходное (первоначальное) положение. Затем создают давление и проводят протяжку дорнирующей головки по всей длине пластыря. Якорь в этом случае отключают (устанавливают в транспортное положение) после прохода головкой 1500 мм.

Недостатком ДОРН-2 является то, что под действием радиальных усилий в местах контакта плашек якоря не исключается возможность повреждения стенок обсадной колонны.

В целях повышения надежности работы, а следовательно, и качества ремонта скважин устройства для установки пластырей постоянно совершенствовались.

Так, компоновка узлов ДОРН-1 имеет три варианта. В первом варианте (см. рис. 6.17, а) силовые цилиндры с гидравлической дорнирующей головкой располагались под пластырем, а циркуляционные клапаны с упором — над ним. Гидравлическая головка имела свою разделительную камеру с поршнем, а силовые цилиндры были выполнены по телескопической схеме. Во втором варианте (см. рис. 6.17, б) была аннулирована разъединительная камера, а телескопическая схема силовых цилиндров заменена двумя последовательно расположенными и синхронно действующими силовыми цилиндрами. Недостатком такой компоновки является то, что в момент заклинивания головки с пластырем в обсадной колонне в скважине оставалось в основном все устройство, и как следствие, осложнялась ликвидация аварии. Кроме того, отсутствовала возможность спускать пластырь до забоя на длину силовых цилиндров. ДОРН-1 в первом и втором вариантах не обеспечивал достаточных осевых усилий для предварительного расширения и предварительного сцепления пластыря со стенками обсадной колонны на первом этапе запрессовки пластыря.

Эти недостатки были устранены в третьем варианте (см. рис. 6.16, в) введением приспособления для аварийного отворота ниже силовых цилиндров. Кроме того, силовые цилиндры с упором расположили над пластырем. Дорнирующую головку конструктивно оформили в самостоятельный узел и закрепили на полой связующей штанге под пластырем. Рабочий ход силовых цилиндров для предварительного протягивания дорнирующей головки через пластырь на первом этапе запрессовки составляет 1500 мм вместо 500 мм. Количество силовых цилиндров увеличено с двух до трех. Давление в дорнирующую головку поступает при заходе ее подвижных калибрующих секторов в пластырь, что значительно снижает осевые усилия.

В устройстве ДОРН-2 усовершенствована работа якоря (рис. 6.18), благодаря чему дорнирующую головку можно вводить в пластырь без давления, а также производить его повторную калибровку без подъема устройства на поверхность с сохранением давления в головке при транспортном (отключенном) положении якоря.

Определяющую роль в работе устройства выполняет дорнирующая головка, функции которой заключаются в предварительном расширении и окончательном сопряжении пластыря с обсадной колонной.

Проведены исследования и разработано несколько типов дорнирующих головок, которые по принципу действия разделяются на гидравлические, механические и гидромеханические (рис. 6.19). Механическая дорнирующая головка от разработки до внедрения в серийное производство претерпела ряд изменений. В первом (см. рис. 6.19, а) и втором (см. рис. 6.19, б) исполнениях была составной частью силовых цилиндров и имела ряд конструктивных и эксплуатационных недостатков; коэффициент успешности этих головок был низким.

После совершенствования и модернизации гидравлическая головка конструктивно оформилась в самостоятельный узел (см. рис. 6.19, в, г). Она состоит из корпуса, конусного пуансона, самоуплотняющейся упругой диафрагмы (манжеты) и подвижных калибрующих секторов.

Существенным преимуществом усовершенствованной гидравлической дорнирующей головки, в отличие от механических, в том числе и американского производства, является то, что она позволяет с помощью подвижных калибрующих секторов, не меняя их, устанавливать пластырь как с положительным, так и с отрицательным натягом в обсадной колонне для всех толщин стенок одного типоразмера, причем не только с цилиндрическим, но и с овальным поперечным сечением колонны. Кроме того, она дает возможность осуществлять многократную калибровку пластыря под давлением без подъема устройства на поверхность и регулировать с поверхности радиальные усилия на нее.

Конструктивным изменением и существенной доработке подвергалась манжета (рис. 6.20).

В настоящее время продолжается совершенствование и модернизация отдельных узлов и деталей в целях повышения надежности работы устройства типа ДОРН и улучшения качества ремонта скважин. Так, в конструкцию введен шламосборник для улавливания песка и других посторонних предметов в жидкости, поступающей в устройство. Ведется раз-

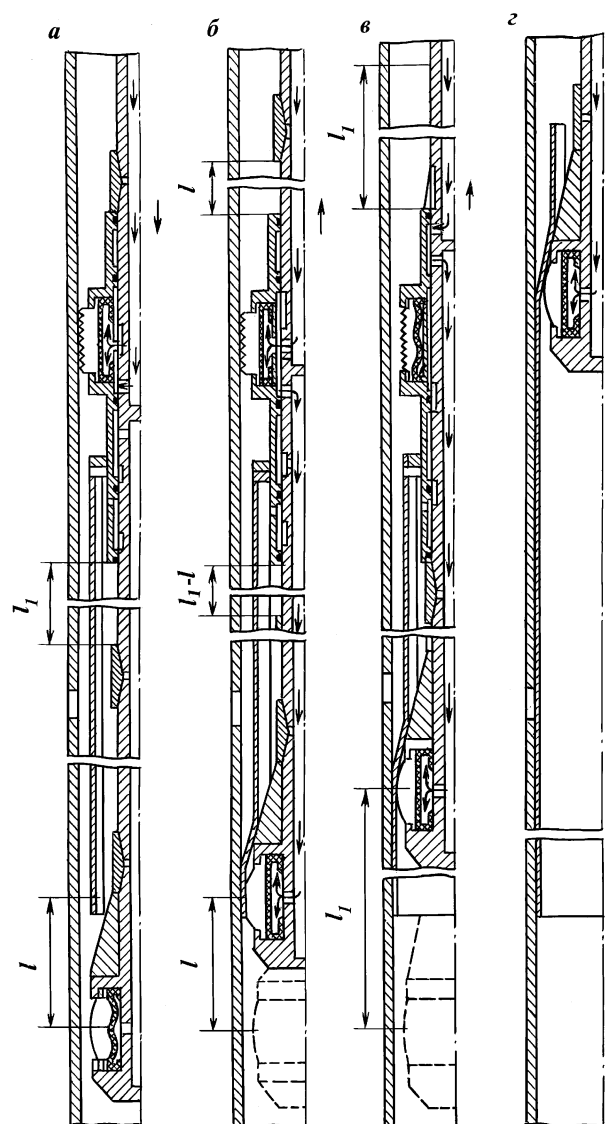


Рис. 6.18. Схема работы ДОРН-2:

‡ — этап I — спуск устройства к дефекту обсадной трубы в скважине и якорение; а — этап II — заход формирующей головки в пластырь без давления и автоматическая подача давления в головку; , — этап III — окончание рабочего хода головки для сцепления пластыря и отключения якоря; „ — этап IV — протяжка головки на выход из пластыря при его расширении; l — длина захода головки в пластырь без давления; l_1 — рабочий ход головки при наличии упора

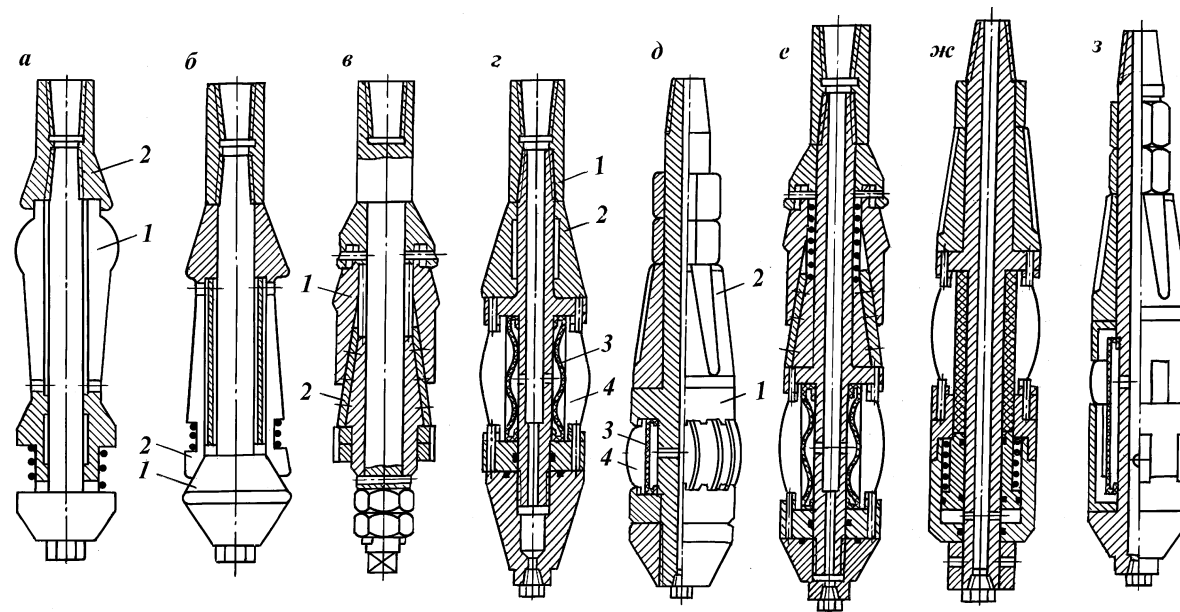


Рис. 6.19. Дорнирующие головки к устройствам типа ДОРН:

† — механическая: 1 — корпус, 2 — цанговые калибрующие плечики с упругими свойствами материала; ·á— механическая: 1 — комбинированный конус с цанговыми калибрующими плечиками, 2 — расширяющий конус; , — механическая: 1 — калибрующие плечики "ласточкин хвост", 2 — конус с направляющими "ласточкиного хвоста"; „ — гидравлическая с гладким конусом: 1 — корпус, 2 — гладкий конус, 3 — манжета, 4 — калибрующие секторы; % — гидравлическая с профильным конусом: 1 — профильный конус, 2 — корпус, 3 — манжета, 4 — калибрующие секторы; Å — гидромеханическая; Ê, Å — гидравлические

Таблица 6.4

Сравнительная характеристика технического уровня зарубежных (США) и отечественных (б. ВНИИКРнефть) устройств для установки пластырей в обсадной колонне

Показатель	Модель устройства			
	фирмы "Хомко"	ДОРН-1	ДОРН-2	фирмы "Лайенс"
Максимальные осевые усилия, развиваемые при давлении 15 МПа, кН	179 (334 при 28 МПа)	231	300	—
Максимальное избыточное давление в рабочей полости устройства, МПа	28	15	25	14–21
Число рабочих цилиндров	2	3	—	—
Рабочий ход дорнирующей головки, мм	1500	1500	1500	—
Радиальный рабочий ход дожимных элементов дорнирующей головки, мм	2,5	6,5	6,5	15,5
Число сменных комплектов (дожимных элементов) на один типоразмер обсадной трубы	5	1	1	1
Способность управлять радиальными нагрузками дожимных элементов дорнирующей головки	—	+	+	+
Способность захода дожимных элементов дорнирующей головки в пластырь без создания на них осевой (радиальной) нагрузки	—	+	+	+
Способность дорнирующей головки к повторным операциям при дожати пластыря увеличением радиальных нагрузок на дожимные элементы без подъема инструмента на поверхность	—	+	+	—
Количество спускоподъемных операций инструмента при установке пластыря	1 (при необходимости для калибровки производится вторая операция — роликовой оправкой)	1	1	2 (первая операция — эластичным баллоном, вторая — роликовой оправкой)
Масса, кг:				
без учета пластыря	570	513	350	192
с учетом пластыря длиной 12 м	690	633	370	312
Габаритные размеры:				
диаметр, мм	116,78	116	118	108
длина с учетом пластыря длиной 12 м, м	21,5	22,2	16	4,54

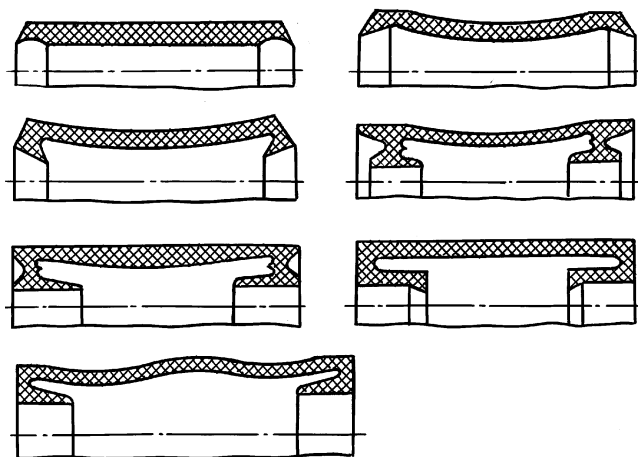


Рис. 6.20. Конструкции манжет

работка гальванического покрытия (хромирования) штоков, наносимого на внутреннюю поверхность силовых цилиндров, что значительно увеличит срок службы устройств.

Усовершенствована циркуляционная система. Разработан комбинированный клапан, который позволяет перекрывать сливное отверстие при создании давления в системе и открывать его после сброса избыточного давления. Клапан прост в изготовлении, меньше по габаритам и массе в сравнении с применяемым в ДОРН-1.

Сравнительная характеристика технического уровня зарубежных и отечественных устройств для установки пластырей в обсадной колонне приведена в табл. 6.4.

Транспортировку пластыря в скважину и установку его на дефект обсадной колонны производят устройством типа ДОРН.

Контроль качества установки пластыря осуществляют опрессовочной головкой без подъема устройства типа ДОРН на устье.

Выбор и подготовка пластыря

Пластырь, предназначенный для восстановления герметичности обсадной колонны, выбирают по длине и диаметру в зависимости от размера дефекта и внутреннего диаметра обсадной колонны.

Длина пластыря

$$L = l_{\text{д}} + 2l,$$

где $l_{\text{д}}$ — длина дефекта по образующей обсадной колонны;
 l — длина отрезка от торца пластыря до дефекта,

$$l \geq R \sqrt{3(1 - \mu^2)} \sqrt{\frac{R}{h}},$$

здесь R — радиус срединной поверхности пластыря после придания ему цилиндрической формы; μ — коэффициент Пуассона; h — толщина стенки пластыря.

С учетом накопленного опыта и технических возможностей при изготовлении трубных заготовок длину пластыря без сварки встык принимают от 3 до 9 м. Периметр пластыря в поперечном сечении берут равным внутреннему периметру обсадной колонны в месте ее негерметичности или несколько больше его, так как натяг не должен превышать +3,5 %. При этом осевые усилия запресовки будут не более 200 кН.

При установке пластыря с применением гидравлической дорнирующей головки натяг пластыря рекомендуется применять от –3,5 до +3,5 % по периметру поперечного сечения внутреннего диаметра ремонтируемого участка обсадной колонны. В случае применения пластыря с отрицательным натягом давление в головке повышается до 30–50 %.

Перед спуском в скважину наружную поверхность пластыря покрывают герметизирующим составом толщиной не более 1 мм. На нижний конец пластыря, надеваемый на конус дорнирующей головки на участке длиной 300 мм, покрытие не наносят. Этот участок обеспечивает достаточно надежное предварительное сцепление с обсадной колонной.

Выдержка перед нанесением герметизирующего покрытия до спуска пластыря в скважину определяется временем схватывания (затвердевания) герметизирующего материала.

Так, гуммировочный состав на основе наирита (НТ) по ТУ 30-10518–77 рекомендуется наносить за несколько суток и освежать последним слоем за 2–3 ч до спуска в скважину; применение полимерного состава на основе эпоксидных смол ЭД5, не должно превышать 2–4 ч.

Подготовка устройства типа ДОРН к работе

Перед спуском в скважину устройства типа ДОРН расконсервируют, укомплектовывают штангами с учетом длины пластыря, собирают и испытывают на герметичность и на рабочий ход поршней в ДОРН-1 и штанги в ДОРН-2.

После проверки, устранения неисправностей и испытания устройство разбирают на узлы для транспортировки, сборки и монтажа на скважине.

Узлы ДОРН-1: дорнирующая головка, набор штанг, силовые цилиндры, клапанная циркуляционная система.

Узлы ДОРН-2: дорнирующая головка, набор штанг, якорь, клапанная циркуляционная система.

Монтаж устройства перед спуском в скважину

Устройство ДОРН-1 (см. рис. 6.17, в) первоначально собирают на мостках двумя секциями.

Первую секцию комплектуют дорнирующей головкой, набором штанг, переводчиком, пластырем и технологическим хомутом, который вставляют между пластырем и переводником, а вторую — силовыми цилиндрами и циркуляционными клапанами.

Затем первую и вторую секции последовательно спускают в скважину, свинчивают между собой, убирают технологический хомут. При этом в каждую секцию заливают жидкость (воду).

После этого устройство в комплекте с пластырем готово к спуску в скважину.

Устройство ДОРН-2 (см. рис. 6.17, г) собирают на мостках в комплекте с пластырем в полном объеме, затем с помощью консольного крана или талевой системы поднимают и спускают в скважину. Допускается циркуляционные клапаны (комбинированный клапан) монтировать непосредственно над устьем.

В устройстве заливают воду, и оно готово к спуску в скважину.

Спуск пластыря в интервал нарушения

Устройство в сборе с пластырем спускают в скважину плавно, без рывков, со скоростью не более 6 м/с, на насосно-компрессорных трубах, опрессованных гидравлическим давлением на 20 МПа.

Пластырь спускают в скважину так, чтобы его середина была размещена против дефекта. Для предотвращения заклинивания спуск устройства контролируют индикатором массы.

Заполнение инструмента жидкостью при спуске осуществляется через заливной клапан.

Глубину спуска пластыря к месту его установки контролируют набором труб (свечей), длина которых заранее известна.

Индикатором массы фиксируются показания нагрузки веса инструмента после спуска к месту дефекта.

К колонне труб, спущенных в скважину с устройством, подсоединяют нагнетательную систему, напорный шланг которой позволяет поднимать инструмент на высоту $H = L + 2$ м, где L — длина пластыря, м.

Установка пластыря

При установке пластыря по первой схеме (рис. 6.21) в системе создается избыточное гидравлическое давление до 15–18 МПа. При достижении давления 3–9 МПа в устройстве срезаются транспортные штифты, а при 15–18 МПа начинается первый предварительный этап установки пластыря протягиванием дорнирующей головки через пластырь силовыми цилиндрами на длину хода 1500 мм.

При этом в дорнирующую головку давление поступает после захода ее секторов в пластырь. Длина захода 200 мм. Инструмент разгружается от собственного веса (стрелка индикатора веса становится на 0).

Первый предварительный этап запрессовки обеспечивает удерживающую силу сцепления пластыря с обсадной колонной, позволяет освободить упор пластыря. Об окончании первого предварительного этапа запрессовки пластыря свидетельствует быстрый рост давления на манометре насосно-цементировочного агрегата.

После выдержки под давлением 8–10 мин давление снимается. Первый этап протяжки дорнирующей головки окончен.

Второй этап запрессовки пластыря на всей оставшейся длине осуществляется подъемом устройства с сохранением давления 15–18 МПа в дорнирующей головке со скоростью не более 6 м/мин. После прохода дорнирующей головки через пластырь снимается давление в системе. Операция установки пластыря окончена.

При установке пластыря по второй схеме (рис. 6.22) в системе создается избыточное гидравлическое давление до 20–25 МПа для сцепления якоря. Через 5–10 мин оно снижается до 15–18 МПа и начинается плавный подъем (скорость не выше 6 м/мин) инструмента, который продолжается до момента выхода дорнирующей головки из пластыря.

В момент создания давления в системе якорь контактирует своими плашками со стенкой обсадной колонны, а в дорни-

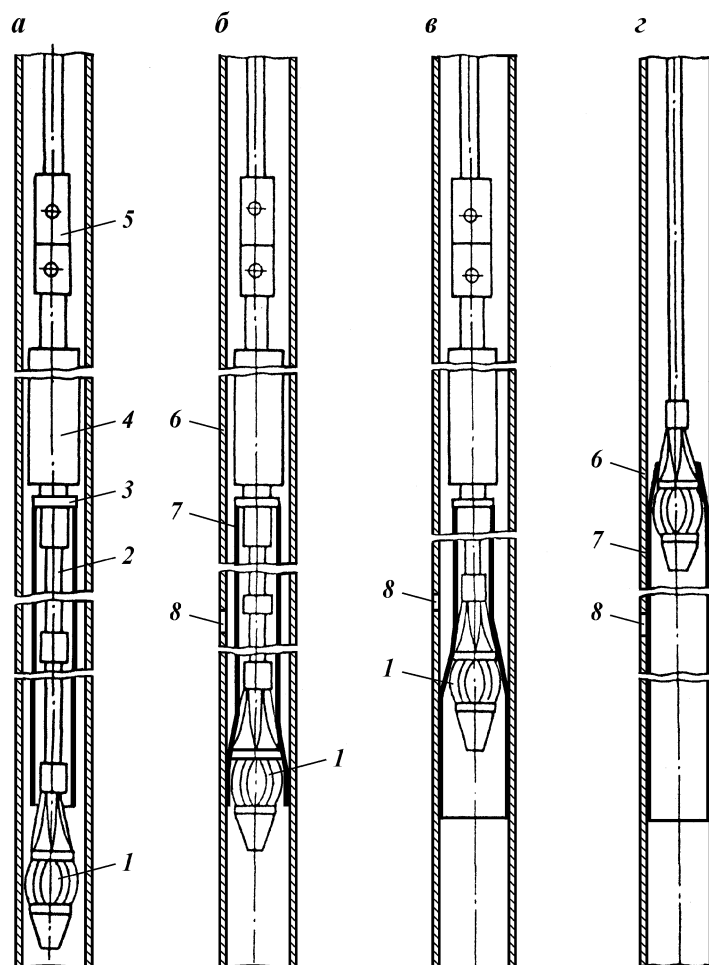


Рис. 6.21. Установки пластыря устройством ДОРН-1:

а — спуск устройства с пластырем к дефекту (этап I); *б* — заход головки в пластырь без давления на отрезке — протяжка силовыми цилиндрами (этап II); *в* — расширение пластыря головкой на отрезке — предварительное сцепление пластыря с обсадной колонной протяжки силовыми цилиндрами (этап III); *г* — расширение пластыря головкой при подъеме инструмента (этап IV); *1* — гидравлическая дорнирующая головка; *2* — штанга; *3* — упор пластыря; *4* — силовые цилиндры; *5* — циркуляционные клапаны; *6* — обсадная колонна; *7* — пластырь; *8* — обсадная труба

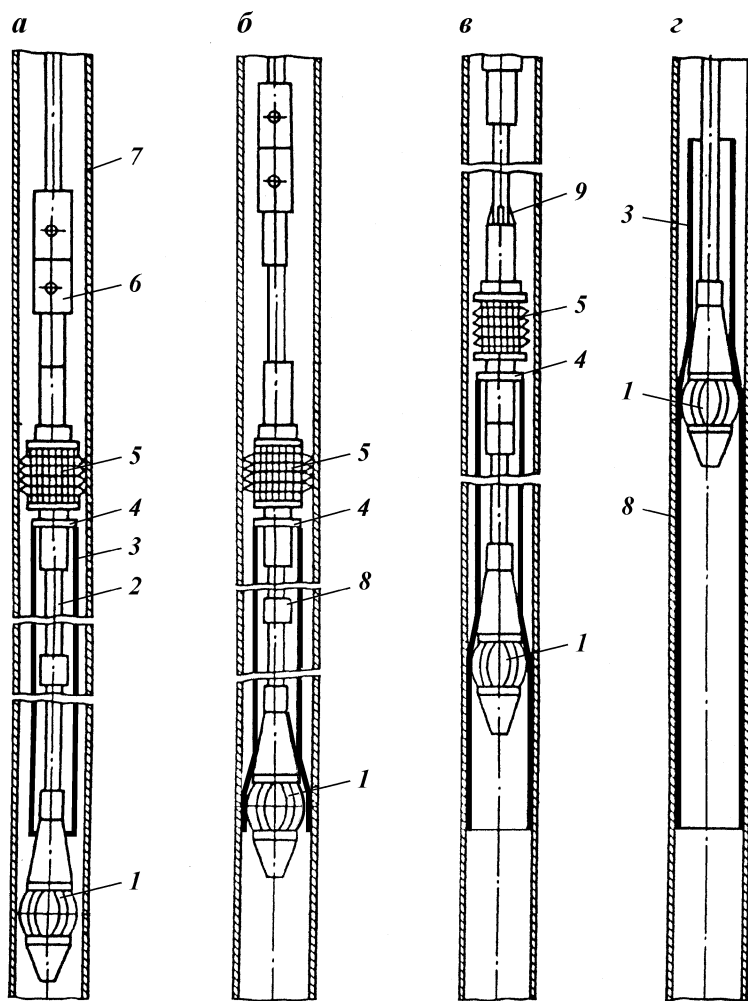


Рис. 6.22. Установка пластыря устройством ДОРН-2:

а — спуск устройства с пластырем к дефекту и якорение (этап I); *б* — заход головки в пластырь без давления на отрезке (этап II); *в* — расширение пластыря и отключение якоря — снятие упора (этап III); *г* — расширение пластыря на выход головки без упора (этап IV); 1 — гидравлическая дорнирующая головка; 2 — штанга; 3 — пластырь; 4 — упор; 5 — якорь; 6 — циркуляционные клапаны; 7 — обсадная труба; 8 — дефект; 9 — цанговые ограничители

рующую головку давление поступает после захода секторов в пластырь. Ход головки без давления равен 260 мм.

Момент якорения фиксируется на индикаторе веса увеличением нагрузки при подъеме инструмента (протяжки дорнирующей головки через пластырь), а момент создания давления в дорнирующей головке — колебаниями стрелки манометра. Якорь автоматически отключается от обсадной колонны после рабочего хода 1,5 м с сохранением давления в дорнирующей головке до полного выхода ее из пластыря. После этого давление снимается. Операция установки пластыря окончена.

В целях усиления контакта пластыря с обсадной колонной и повышения надежности герметизации ремонтируемого участка производят один-три раза калибровку пластыря дорнирующей головки под давлением. Для этого дорнирующую головку спускают без давления в системе до первоначальной отметки и протягивают под давлением до выхода ее из пластыря. При этом допускается увеличивать давление на дорнирующую головку до 50 % к первоначальному; осевое усилие при протяжке будет значительно ниже.

Подъем устройства на поверхность

Устройство поднимают на поверхность после калибровки пластыря в том случае, если испытание (опрессовка) отремонтированного участка обсадной колонны осуществляется двойным пакером.

Перед подъемом внутрь сливного клапана по колонне труб спускают стержень диаметром 25 мм и длиной 2 м, от удара которого по крестовине ниппель перемещается вниз и открывает отверстия клапана для слива жидкости. Об открытии отверстий свидетельствует подъем уровня жидкости в трубах и отсутствие жидкости в поднятой трубе (свече) при ее отвинчивании.

После открытия отверстий сливного клапана производят подъем инструмента со скоростью до 6 м/с.

Подъем и разборку устройства на секции по первой схеме осуществляют в последовательности, обратной сборке и спуску.

По второй схеме устройство поднимают полностью и укладывают на мостки.

После подъема устройство разбирают на узлы, промывают и отправляют в цех для профилактики и ремонта, затем консервируют.

6.3.8. ОПРЕССОВКА ОТРЕМОНТИРОВАННОЙ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Качество ремонта колонны определяют как наружным, так и внутренним давлением. Время выдержки 30 мин.

Наружная опрессовка обеспечивается снижением уровня в колонне (опорожнением) до расчетной по техническим условиям эксплуатации отметки.

Внутренняя опрессовка обеспечивается созданием избыточного расчетного давления как всей колонны, так и локально отремонтированного ее участка.

Опрессовка колонны без подъема устройства на поверхность через опрессовочную головку. Такой способ опрессовки сокращает одну спускоподъемную операцию, экономит время и снижает стоимость ремонта.

В случае негерметичности операцию "калибровка пластыря дорнирующей головкой" повторяют один-три раза, повышая в ней давление до 18–20 МПа. Опрессовку повторяют.

Опрессовка отремонтированного участка обсадной колонны двойным пакером (операции X). Двойной пакер спускают в скважину к месту опрессовки участка и устанавливают так, чтобы пластырь находился между резиновыми баллонами пакера. Длину штанг между ними принимают на 500 мм больше длины пластыря. Трубы заполняют жидкостью при спуске в скважину через обратный клапан пакера.

Через опрессовочную головку создается гидравлическое давление в трубах до 10(15) МПа. При этом осуществляется распаковка резиновых баллонов и параллельно создается давление через отверстия штанги между баллонами на стенки и торцы установленного пластыря.

В случае появления расхода жидкости и падения давления пакер поднимают и повторяют операцию калибровки пластыря, спуская в скважину дорнирующую головку с циркуляционными клапанами без силовых цилиндров (якоря) и повышая давление до 18(20) МПа.

При положительных результатах опрессовки ремонт скважины заканчивают и ее сдают в эксплуатацию, оформив соответствующий акт.

Для локальной опрессовки обсадной колонны можно использовать устройство, показанное на рис. 6.23.

Устройство состоит из корпуса 14 с переливными 1, 4 и напорными 12 отверстиями. Внутри корпуса размещены верхняя 9 и нижняя 16 подвижные втулки с уплотнительными

Рис. 6.23. Устройство для локальной опрессовки обсадной колонны

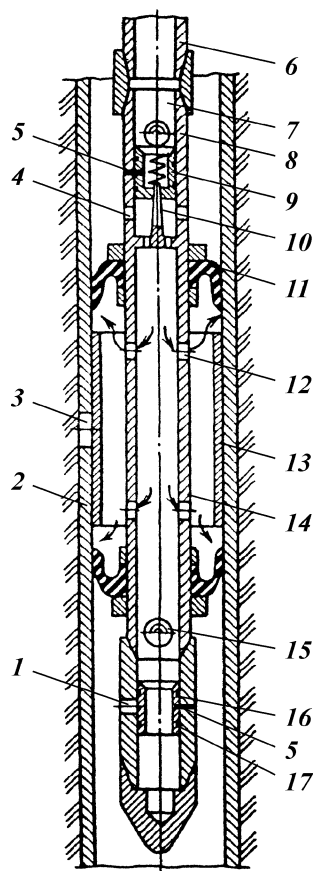
элементами 17 и срезными штифтами 5. Верхняя втулка снабжена пружиной 8, а ниже ее расположена шпильковая опора 10 под шар 7. На седле нижней втулки 16 размещен шар 15, а самоуплотняющиеся манжеты 11 закреплены на корпусе воронки друг к другу.

В скважину устройство спускают на насосно-компрессорных трубах 6 к установленному пластырю 13 на дефект 3 обсадной колонны.

При спуске устройства в скважину заполнение инструмента жидкостью и перелив ее, минуя верхнюю манжету, осуществляется через переливные 4 и напорные 12 отверстия.

После ориентации устройства для опрессовки заданного участка создается избыточное опрессовочное давление, при этом отверстие 4 перекрывается втулкой 9, сохраняя прямой канал связи на манжеты за счет наличия пружины 8 и шпильковой опоры 10.

После опрессовки заданного участка на шар 15 создается избыточное давление несколько выше опрессовочного, и втулка, перемещаясь вниз, открывает переливное отверстие 1. При этом происходит перелив жидкости в колонне, минуя нижнюю манжету, и слив ее при подъеме инструмента.



6.4. ЗАКОЛОННЫЕ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ

Газопроявления, возникающие за колоннами после крепления скважин, остаются серьезным видом осложнений на большом числе газовых и газоконденсатных площадей России и стран СНГ.

На ряде месторождений, особенно с аномально высокими пластовыми давлениями, отмечаются многочисленные случаи затрубных водогазопроявлений после цементирования обсадных колонн, на ликвидацию которых затрачивается много времени.

Большие затраты средств и времени на ликвидацию проявлений могли бы быть значительно снижены или сведены к нулю при правильном установлении природы газопроявлений, их причин, проведении ряда организационно-технических и профилактических мероприятий.

Отмечают следующие возможные пути продвижения газа и других флюидов в затрубном пространстве:

- по каналам, образованным вследствие негерметичности резьбовых соединений;

- по каналам, из-за негерметичности соединения частей колонной головки;

- по нарушениям целостности обсадных колонн;

- по каналам при негерметичном цементном камне.

Анализ многочисленных случаев по газопроявлениям показывает, что в процессе ОЗЦ и вскоре после него газ может поступать в заколонное пространство и далее к устью скважины независимо от ряда технологических факторов, которые считают способствующими этому процессу или его тормозящими.

1. Тип цемента. Газовые проявления были отмечены в различных геолого-технических условиях при использовании самых разнообразных цементов.

2. Конструкция скважин. При прочих равных условиях газопроявления прослеживались в скважинах разнообразных конструкций и с различными диаметрами колонн.

3. Искривление скважин. Газопроявления одинаково часто происходили как в практически вертикальных скважинах, так и в скважинах, имеющих значительные зенитные и азимутные углы ствола.

4. Высота подъема раствора. Можно привести немало примеров, когда газ прорывался при большой и малой высоте подъема цементного раствора в заколонном пространстве.

5. Плотность раствора. Безотносительно к плотности тампонажного раствора и даже разнице плотностей цементного бурового растворов газ появлялся на устье скважин через довольно короткое время после цементирования.

Еще более тривиальные выводы получаются, если ставить зависимость газопроявлений только от наличия центраторов

или только от скорости восходящего потока цементного раствора.

Тем не менее практика показывает, что газопроявления в процессе ОЗЦ или после него чаще наблюдаются там, где мало обращается внимания на вопросы технологии цементирования, применяют только чистый цемент, наряду с недостаточным вытеснением бурового раствора обеспечиваются большие высоты подъема цементного раствора и т.д.

Вместе с тем замечено, что газопроявления при прочих равных обстоятельствах значительно реже прослеживаются при использовании цементно-песчаных, цементно-бентонитовых и шлаковых растворов, расхаживании колонн в процессе цементирования и обеспечении проведения определенного комплекса цементировочных работ и т.д.

Изучение причин, способствующих возникновению газопроявлений в скважинах при цементировании обсадных колонн, и разработка условий, необходимых для их предотвращения по ряду различных нефтегазовых районов СНГ, позволили наметить классификацию факторов, приводящих к газопроявлениям (рис. 6.24). При составлении классификации учитывалось, что одни факторы, способствующие возникновению газопроявлений, в одинаковой мере относятся к двум классификационным группам, другие могут считаться весьма сомнительными, но они рассмотрены, так как некоторые из них, как отмечают исследователи и производственники, возможно, играют какую-то роль в газопроявлениях.

В основу классификации положено разделение всех факторов, способствующих газопроявлениям, на пять групп: геологические, технические, технологические, физико-химические и механические.

Данная градация обуславливается тем, что она охватывает весь процесс крепления скважин от начала прокачивания тампонажного раствора в скважину до окончания времени его затвердевания с последующим пребыванием в заколонном пространстве.

Вместе с тем следует учитывать, что для возникновения и развития газопроявления должны существовать два условия: наличие перепада давления и реальность образования канала, по которому возможно движение газа (или другого флюида).

Для оценки этих факторов необходимы анализ и оценка их значимости и удельного веса в каждом конкретном случае с учетом прогресса в решении указанной проблемы.

Газопроявления — проблема, бесспорно, сложная. Их природа во многих случаях пока еще не установлена. Объяс-

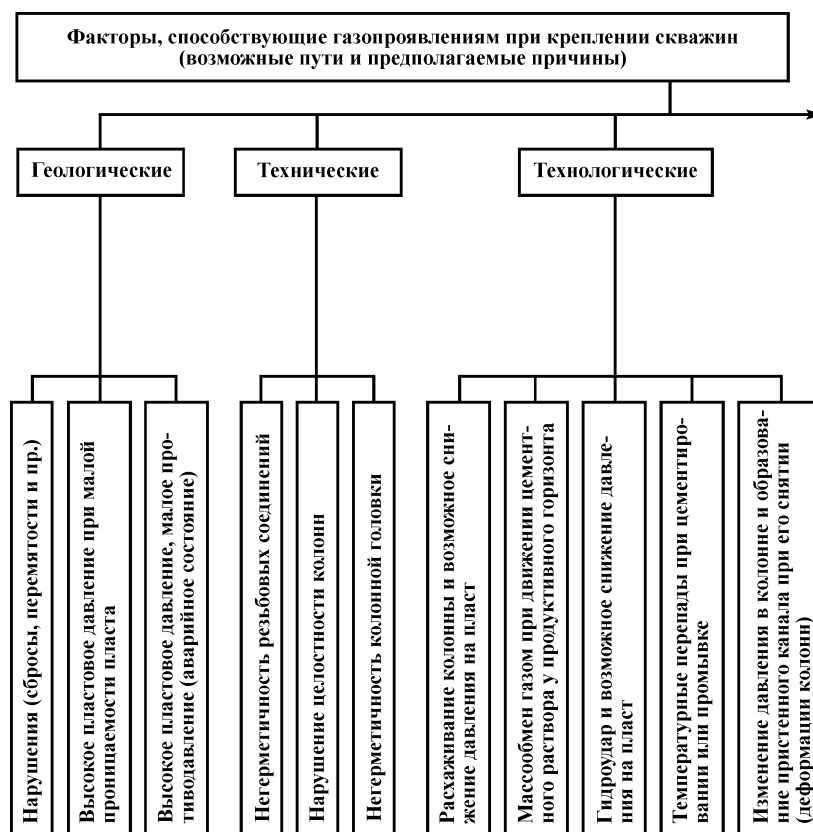
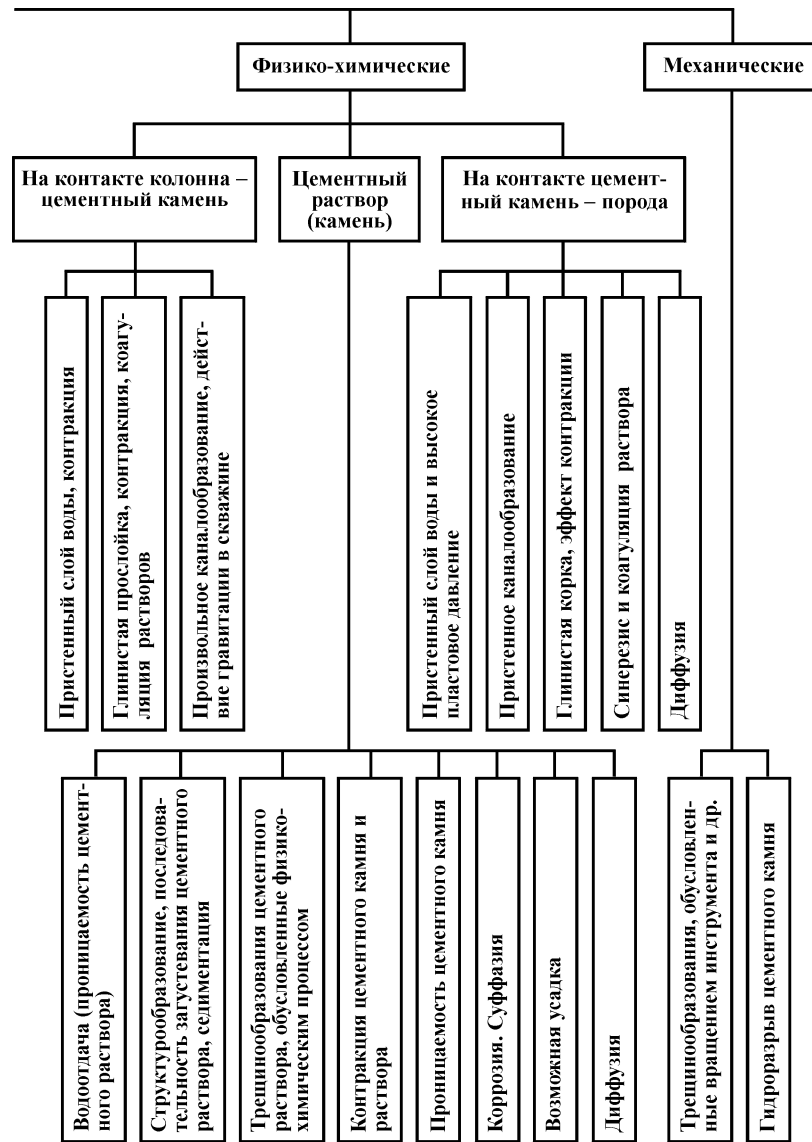


Рис. 6.24. Классификация газопроявлений при креплении скважин

нение причин их возникновения иногда неубедительно, а иногда ошибочно и основано на недостаточном понимании механизма процессов, протекающих в скважине. Немалую роль при этом играет использование ошибочных терминов.

Часто причиной газопроявлений считают "слабое сцепление" цементного камня с породой или обсадной колонной, недостаточный контакт, непрочное сцепление или непрочный контакт и т.д.

В скважине, как было доказано практикой и многочисленными экспериментальными работами, сила сцепления металла труб и пород стенок скважины с цементным камнем в большинстве случаев равна нулю. Причиной этому является



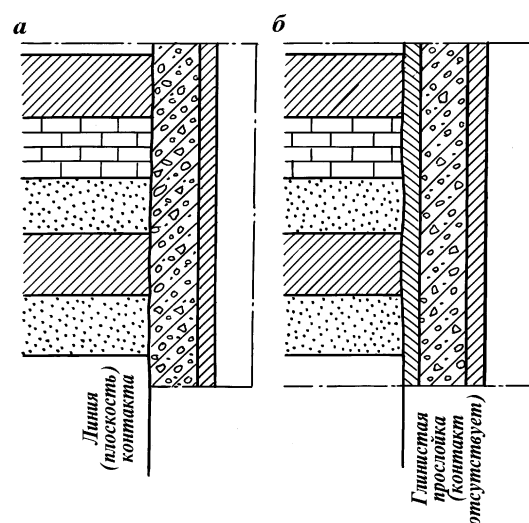


Рис. 6.25. К понятию о контакте цементного раствора со стенкой скважины:

а — контакт цемента с породой обеспечен;
б — контакт цемента с породой отсутствует

наличие глинистой корки или слоя бурового раствора между ними. Для сцепления, как известно, при прочих благоприятных условиях необходимо в первую очередь соприкосновение (контакт) этих тел.

То же следует сказать и по поводу контакта. Контакт между телами может быть, если между ними при отсутствии контакта будет зазор. Однако следует различать ненапряженный и напряженный контакт (рис. 6.25).

При определенном давлении (например, создаваемое водой или газом) две соприкасающиеся поверхности могут быть разъединены. В скважине глинистая корка или прослойка бурового раствора, как правило, является тем разделяющим телом (прослойкой), которое не обеспечивает контакта между стенкой скважины (или колонной) и цементным раствором.

Глинистая корка (прослойка) находится под действием избыточного давления, т.е. напряжена. Однако это не значит, что она способна пропускать флюиды. Для этого нужен канал.

Как показали экспериментальные работы, глинистая корка может быть нарушена под действием давления или физико-химических процессов, протекающих на контакте цементный раствор — корка или в цементном растворе — камне.

Если глинистая корка (прослойка) отсутствует, возникает напряженный контакт цементный раствор (камень) — стенка скважины.

Следовательно, речь может идти не о “плохом” контакте между цементным камнем, породой и колонной, а об его отсутствии в связи с наличием прослойки (корки) бурового раствора.

При наличии контакта между указанными поверхностями появляется возможность проявления сил сцепления между ними. Последние определяются сродством материалов, чистой поверхности, природой материалов, условиями твердения и т.д.

Приведенное указывает на то, что “слабое сцепление” или “недостаточный контакт” — понятия, несовместимые с объяснением природы газопоявлений.

Иногда при объяснении продвижения газа пытаются использовать термины, природа которых сомнительна (сверхмицеллярная структура, сверхдиффузия и др.) или к рассматриваемому вопросу не имеет прямого отношения.

6.4.1. НЕГЕРМЕТИЧНОСТЬ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ И УЗЛОВ КОЛОННОЙ ГОЛОВКИ

Анализ многочисленных случаев появления газа в межколонном пространстве показывает, что осложнения, возникшие из-за пропусков газа резьбовыми соединениями и узлами колонной головки, происходят чаще, чем вследствие действия других причин.

Однако, учитывая очевидность указанных путей движения газа по зазорам, более детально рассматривать данный фактор нецелесообразно.

6.4.2. РАДИАЛЬНАЯ ДЕФОРМАЦИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

При креплении газовых скважин вопросы контакта цементного камня с обсадной колонной приобретают весьма серьезное значение.

Предположим, что буровой раствор вытеснен из заколонного пространства и цементный камень контактирует непосредственно с наружной поверхностью обсадной колонны. Внешнее давление на колонну остается гидростатическим, соответствующим весу составного столба бурового и цементного растворов.

Цементный камень (особенно в первые сроки) формируется при неравновесном состоянии, что связано с необрати-

мыми деформациями и позволяет считать, что цементная оболочка неупруго деформируется. Тогда "свободную" радиальную упругую деформацию δ обсадной колонны рассчитывают следующим образом:

$$\delta = U_p + U_t, \quad (6.5)$$

где U_p — силовая деформация, определяемая решением известной задачи Лямэ для толстостенной трубы; U_t — деформация, определяемая температурными изменениями.

В большинстве районов (а совсем недавно во всех районах) после фиксации посадки на стоп-кольцо верхней цементировочной пробки на обсадную колонну создается некоторое избыточное давление.

Пусть p_0 — максимальное давление, создаваемое на устье, а p_1 — давление, до которого оно снижается (давление столба воды или глинистого раствора) (рис. 6.26).

В результате при изменении давления внутри колонны радиальное перемещение наружной поверхности трубы

$$U_p = -\frac{2}{E} \frac{a^3 b}{b^2 - a^2} \Delta p, \quad (6.6)$$

где a, b — соответственно внутренний и наружный диаметры обсадной колонны. Знак "минус" — указывает на то, что перемещение направлено к оси трубы.

После спуска обсадной эксплуатационной колонны, как правило, проводят не менее одного-двух циклов промывки скважины. Это приводит к охлаждению колонны и стенок нижней части скважины и нагреванию ее верхней части. При

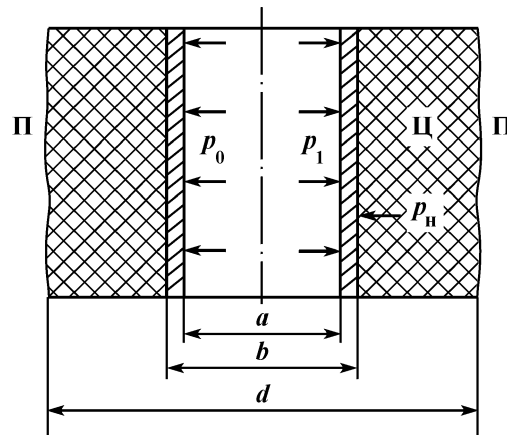


Рис. 6.26. К расчету радиальной деформации обсадной колонны:

П — порода; Ц — цемент; p_n — наружное давление на колонну; p_0 , p_1 — давления, создаваемые в колонне; a, b — соответственно внутренний и внешний диаметр колонны; d — диаметр деформируемой части породы

прокачке цементного раствора и продавочной жидкости температура ствола изменяется. Таким образом, после проведения указанных операций температура по стволу скважины претерпевает изменения. Причем с увеличением глубины скважины степень охлаждения призабойной зоны увеличивается.

Распределение температуры восходящего потока бурового раствора по стволу скважины можно определить по формуле

$$t_z = \frac{1}{1+k} t_{\text{пл}} + \frac{k}{1+k} t_0 + \frac{2\pi\lambda\Gamma}{Vc_p\gamma_p \ln \frac{16\beta\tau}{d^2}} \left[\frac{1}{1+k} L^2 - (L-z)^2 \right], \quad (6.7)$$

где t_z — текущая температура пород на глубине по геотермическому градиенту; k — коэффициент, зависящий от времени промывки скважины, при длительной промывке $k \rightarrow 1$; $t_{\text{пл}} = LG + t_0$ — первоначальная температура забоя по геотермическому градиенту; t_0 — среднегодовая температура пород на поверхности; λ — коэффициент теплопроводности; Γ — средний геотермический градиент пород по стволу скважины; V — подача насосов; c_p — теплоемкость раствора; γ_p — удельный вес раствора; β — коэффициент температуропроводности раствора; τ — продолжительность промывки; d, L — соответственно диаметр и глубина скважины; z — осевая координата, т.е. расстояние от устья до рассматриваемого сечения.

Во время циркуляции температура стенок скважины практически равна температуре омывающего бурового раствора. В результате значительного притока из массива горных пород и выделения теплоты от экзотермической реакции гидратации цемента повышается температура рассматриваемой системы, обсадных труб, цементной оболочки и окружающих горных пород в радиусе теплового влияния.

Поэтому в первом приближении считаем, что в период ОЗЦ наблюдается увеличение температуры не более чем на $15-20^\circ\text{C}$ от температуры окружающих горных пород на рассматриваемой глубине:

$$t_z = \Gamma z + t_0. \quad (6.8)$$

Тогда приращение температуры обсадных труб определится как разность (6.8) и (6.7), плюс $15-20^\circ\text{C}$:

$$\Delta t = t_z - t_{\Delta z}. \quad (6.9)$$

Радиальное перемещение наружной поверхности обсадной трубы от последующего снижения температуры на Δt

$$U_t = ba\Delta t. \quad (6.10)$$

Подставляя (6.6) и (6.10) в (6.5), определяем радикальную деформацию обсадной колонны. Заметим, что $U_t > 0$, а $U_p < 0$. Характерно, что при прочих равных условиях U_t зависит от глубины. Из формул (6.7) и (6.9) следует, что температурная деформация будет увеличиваться по мере уменьшения z , т.е. по мере приближения к устью скважины. Поэтому по мере удаления от устья U_p по абсолютному значению будет немного больше U_t . Зазор между цементным стаканом и обсадной колонной в призабойной зоне может достичь такого значения, что приведет к нарушению сплошности соединения (контакта).

Однако пока нет существенных оснований считать, что образовавшийся зазор может явиться каналом для движения флюида и даже газа.

Как показывают расчеты, даже без учета упругого перемещения цементного камня зазоры могут изменяться в зависимости от условий ($\Delta p = 5,0 \div 20,0$ МПа, $\Delta t = 10 \div 25$ °C) в пределах 0,01 – 0,1 мм.

Однако, несмотря на небольшие размеры зазора, следует считать необходимым после цементирования, когда цементный раствор еще не превратился в камень, снижать в колонне давление, т.е. стремиться к такому положению, когда $\Delta p = 0$.

6.4.3. ВЛИЯНИЕ ВОЗДУХА, ВОВЛЕЧЕННОГО ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН, НА ВОЗМОЖНОСТЬ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ

Недостаточно обоснованным следует считать мнение, что цементный камень имеет повышенную проницаемость вследствие захваченного им при затворении цемента воздуха. Практика показывает, что соединения труб и цементировочной головки герметичны. При затворении цемента захватывается ничтожное количество воздуха. Так, плотность (теоретическая) цементного раствора $\rho_{ц}$ с водоцементным отношением 0,5 составляет 1,83 – 1,85 г/см³. При затворении чистого цемента (при том же водоцементном отношении) плотность раствора ρ_p , как правило, не падает ниже 1,81 – 1,80 г/см³ (за счет воздуха). Объем воздуха в растворе, приведенный к атмосферным условиям

$$П = 100 \frac{\rho_{ц} - \rho_0}{\rho_{ц}} = 100 \left(1 - \frac{1,80}{1,85} \right) = 2,7 \, \%.$$

Уже при 10 МПа этот объем воздуха уменьшится в 100 раз

($pV = \text{const}$). Естественно, что такое количество не оказывает существенного влияния на плотность цементного камня. Вместе с тем наличие некоторого объема воздуха, попавшего в буровой раствор, находящийся выше цементного раствора, может при определенном объеме создать видимость начала движения газа в затрубном пространстве, а иногда способствовать и снижению давления на пласты.

Однако для обеспечения последнего условия необходима существенная аэрация глинистого раствора, чего на практике обычно не происходит.

6.4.4. О СНИЖЕНИИ ДАВЛЕНИЯ В ЗАКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПРИ ПОСАДКЕ ВЕРХНЕЙ ЦЕМЕНТИРОВОЧНОЙ ПРОБКИ НА СТОП-КОЛЬЦО

Применительно к цементированию скважины вопросы возможного понижения давления в заколонном пространстве при вхождении верхней цементировочной пробки в стоп-кольцо впервые были рассмотрены Р.И. Шищенко.

Согласно его расчетам, значения давления гидравлического удара в колонне при этом составляют 0,4–0,6 МПа. В заколонном пространстве в то же время возникает гидравлический удар. Давление падает; абсолютное его значение меньше, чем значение повышения давления в колонне вследствие меньшей скорости в затрубном пространстве, меньшей жесткости стенок скважины, изменения профиля ствола и т.д.

Позже А.А. Мовсумовым был рассмотрен случай схождения пробки со стоп-кольцом при большой скорости движения цементного раствора в колонне и высказано предположение о более существенном падении давления в заколонном пространстве.

В.К. Коморин полагает, что в результате посадки верхней цементировочной пробки на стоп-кольцо в заколонном пространстве скважины давление понижается. Указанное может быть одной из причин поступления газа в скважину и привести к газопроявлениям. Экспериментальные работы не проводились, так как моделирование процесса вызывает существенные трудности.

Попытаемся оценить значения снижения давления и время воздействия его в затрубном пространстве в процессе схождения верхней цементировочной пробки со стоп-кольцом.

В рассматриваемом случае для определения понижения давления в затрубном пространстве воспользуемся формулой Н.Е. Жуковского:

$$H = a(c_0 - c_1)/g,$$

где H — напор, возникающий в результате остановки потока жидкости, м; a — скорость распространения волны напора в жидкости, м/с; c_0, c_1 — соответственно начальная и конечная (составляющая) скорости течения, м/с; g — ускорение силы тяжести, м/с².

Для конкретных условий скважины уменьшение давления, возникающее при посадке пробки

$$p = a_{кп} Q \gamma_{цр} / 10g S_{кп}, \quad (6.11)$$

где $a_{кп}$ — скорость распространения волны давления в цементном растворе в затрубном пространстве, м/с; Q — производительность агрегатов в момент посадки пробки, м³/с; $\gamma_{цр}$ — плотность цементного раствора, г/см³; $S_{кп}$ — площадь поперечного сечения кольцевого пространства, м².

Если известна скорость движения цементного раствора в обсадных трубах $c_{от}$, то формулу (6.11) можно записать так (В.И. Бондарев):

$$p = a_{кп} \gamma_{цр} c_{от} / 10g \frac{1}{1 - (d^2/D^2)}. \quad (6.12)$$

Скорость распространения волны давления $a_{кп}$ в заколонном пространстве можно определить по формуле

$$a_{кп} = \sqrt{\frac{g}{\gamma_{цр} \frac{1}{E_{гп}} \frac{(1 + \mu_{гп})^2}{(d^2/D^2)} + \frac{1}{E_{цр}} + \frac{1}{E_{от}} A}}, \quad (6.13)$$

где $\mu_{гп}, E_{гп}$ — соответственно коэффициент Пуассона и модуль упругости горных пород, слагающих стенки скважины; $E_{цр}$ — модуль упругости цементного раствора; $E_{от}$ — модуль упругости материала обсадной трубы; d, D — соответственно наружный диаметр обсадных труб и диаметр скважины (долота); A — безразмерный коэффициент, учитывающий изменение размеров обсадной колонны при гидравлическом ударе,

$$A = \frac{2 \left[(1 - \mu_{от}) \frac{d^2}{d_0^2} + (1 + \mu_{от}) \right] \left(1 + Km \frac{D^2 - d^2}{d_0^2} \right)}{(d^2/d_0^2 - 1)(D^2/d^2 - 1)},$$

здесь $K = \gamma_{гп}/\gamma_{цр}$; $m = a_{от}/a_{кп}$; d_0 — внутренний диаметр обсадных труб.

Анализируя формулу (6.13), нетрудно установить, что $a_{кп}$ принимает максимальное значение, когда

$$\begin{cases} \gamma_{\text{цр}}, \mu_{\text{гп}}, d/D - \min; \\ E_{\text{гп}}, E_{\text{цр}}, E_{\text{от}}, d/D_0 - \max. \end{cases}$$

Если допустить, что обсадная колонна постоянного диаметра спущена в скважину, пробуренную долотами одного размера, то время действия первой фазы пониженного давления, подсчитанного по формулам (6.11) и (6.12),

$$\tau = 2L_{\text{скв}}/a_{\text{кп}}, \quad (6.14)$$

где $L_{\text{скв}}$ — глубина скважины или длина спущенной обсадной колонны.

Следует учитывать, что пользоваться этой формулой можно тогда, когда колонна спущена до забоя скважины. В противном случае в открытом стволе возникнут колебания давления, которые будут искажать картину; время действия пониженного давления при этом изменится.

То же произойдет и тогда, когда цементный раствор не будет поднят в затрубном пространстве до устья, если обсадная колонна составлена из труб различного диаметра, если ствол скважины ступенчатый или сложен из пород, значительно отличающихся своими упругими свойствами $E_{\text{гп}}$. Во всех этих случаях приведенный выше способ оценки ожидаемых давлений не даст точных результатов. При необходимости следует прибегнуть к более подробным расчетам, где будут учтены все перечисленные выше факторы.

Из формулы (6.13) можно определить время понижения давления в течение первой фазы гидравлического удара. Во второй, третьей и последующих фазах пониженное давление будет возникать вновь, чередуясь с повышенным давлением. Значения этих колебаний можно определить путем соответствующих расчетов.

Итак, наибольшее понижение давления наступает при максимальной скорости волны давления. Но при этом время действия этого давления снижается. Так, если глубина скважины $L = 1200$ м, то при $p_{\text{max}} = 4,8$ МПа время действия фазы $\tau = 2 \cdot 1200 / 1080 = 2,2$ с. При $p_{\text{min}} = 0,3$ МПа время действия фазы $\tau = 2 \cdot 1200 / 416 = 5,8$ с.

Поэтому эффект действия пониженного (повышенного) давления на пласт может быть следовало бы оценить значением $p\tau$.

Для реального случая при $L = 2000$ м время действия фазы пониженного давления (1,02 МПа) $\tau = 2 \cdot 2000 / 816 = 4,9$ с.

Бесспорно, за столь непродолжительное время понижение давления на 1,02 МПа в заколонном пространстве не сможет возбудить пласт и вызвать газопроявления.

6.4.5. РОЛЬ ДИФФУЗИИ В ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯХ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПОСЛЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Поступление газа в цементный раствор и камень иногда связывается с явлениями диффузии. Рассмотрим три случая диффузии газа.

1. Газ диффундирует из пласта в цементный раствор, контактирующий непосредственно с газовыми объектами.

2. Газ диффундирует в воду, находящуюся в цементном камне в результате ее избытка.

3. Газ диффундирует в глинистую корку (или буровой раствор), находящуюся между цементным раствором (или камнем) и породой. Этот случай рассматривался ранее.

Явление диффузии газа из пласта в скважину изучено недостаточно. Р.И. Шищенко показано, что скорости диффузии и количество диффундирующего газа в единицу времени в заглинизированной скважине весьма невелики и поэтому за короткое время процесса схватывания цементного раствора не могут быть причинами возникновения быстрых заколонных проявлений после цементирования. Кроме того, к концу цементирования пласт часто подвергается еще большему гидростатическому давлению за счет превышения удельного веса цементного раствора над глинистым (обратные случаи не рассматриваем).

С известными допущениями цементный раствор можно представить как пористую среду, заполненную водой. Однако если подходить строго к начальным условиям задачи, то следует отметить, что поры до известной степени заполнены водой, которая, являясь иммобилизованной, в большей степени абсорбирована поверхностью цементного камня. С течением времени твердения количество "свободной воды" несколько уменьшается.

С целью определения дальности и продолжительности диффузии газов в обводненные пески (скелет), взятые из района г. Люберцы, были поставлены специальные экспериментальные работы.

Такое решение задачи о проникновении газа в воду, находящуюся в пористой среде, весьма сложное.

Вычисления показывают, что из газового ("метанового") пласта с давлением метана 10,0 МПа через поверхность объемом 1 см^3 внутрь обводненного цементного камня (при $D = 3,3 \cdot 10^{-6} \text{ см}^2/\text{с}$ и $\beta = 9 \cdot 10^{-3}$) за год может продиффундировать всего несколько кубических сантиметров газа.

Весьма интересны расчеты по диффузии газа в законтурные обводненные песчаники, проведенные ВНИИГНИ.

Расчеты проводились по формуле

$$Q = 2C_k \sqrt{\frac{Dt}{\pi}}, \quad (6.15)$$

где Q — полное количество газа, продиффундировавшего из залежи в обводненную породу через сечение площадью 21 см^2 за время t ; C_k — приконтурная концентрация.

Из газовой залежи с давлением метана $10,0 \text{ МПа}$ через поверхность площадью 1 см^2 за 1 млн. лет внутрь обводненного пласта (с приведенными выше значениями D и β (в действительности β и D имеют меньшие значения) может продиффундировать 10 тыс. см^3 метана. При этом в обводненной породе на границе с залежью возникает концентрация этого газа, равная $0,9 \text{ см}^3$ на 1 см^3 породы.

При решении задачи принималось, что газоотводящая поверхность залежи плоская и вертикальная, а процесс горизонтального перемещения газов из залежи в обводненную зону — одномерная диффузия.

При этом предполагались однородность диффузионной среды и постоянство концентрации мигрирующего газа в залежи.

Диффузия более тяжелых газов будет проходить медленнее, так как коэффициент диффузии обратно пропорционален корням квадратным из плотностей газов.

Резюмируя сказанное, можно считать, что диффузия газа в содержащуюся в цементном камне воду чрезвычайно мала и не представляет никакой опасности с точки зрения газопроявлений.

6.4.6. СЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ

В литературе седиментационные процессы не связываются с возможностью образования каналов в цементном растворе при его твердении в заколонном пространстве. Однако этот вопрос является предметом полемики.

Седиментационные процессы в цементном растворе и их влияние на возможность газопроявлений должны рассматриваться исходя из следующих условий:

возможности происхождения седиментационных процессов как таковых в конкретных реальных условиях проводки скважин;

понижения давления на пласт в процессе формирования цементного камня до значений ниже пластового;

возникновения и формирования каналов в заколонном пространстве (в предположении, что оно полностью заполнено цементным раствором).

Если седиментационные процессы могут проходить по глубине скважины, то возможно понижение давления на пласт до гидростатического в результате того, что активным составляющим в системе цемент — вода останется вода, а раствор "проницаем".

Опыты показывают, что чистый цементный раствор с водоцементным отношением 0,5, залитый в длинные стеклянные трубки (длиной до 2 м) диаметром 20—130 мм, твердеет без ярко выраженных седиментационных процессов. В верхней части наблюдается водоотстой цементного раствора.

Водоотстой цементного раствора определяется рядом факторов, главными из которых являются водоцементное отношение, природа цемента, его водоудерживающая способность, удельная поверхность.

При водоцементном отношении, равном 0,5, осаждения цемента в цементном растворе, залитом в стеклянные трубки различных диаметров и длины, практически не наблюдалось (цемент Новороссийского завода). Однако отмечено немало случаев значительной фазовой неустойчивости цементных растворов.

Весьма часто цементирование скважин осуществляется цементно-песчаными растворами, седиментация частиц которых выше.

Проведенные работы показали, что газопроявления не могут объясняться седиментационными процессами, так как они в тампонажных растворах практически весьма слабо проявляются вследствие возникновения структуры раствора, не способствующей образованию каналов и не являющейся причиной понижения противодействия на пласты, если используются цементы с высокой удельной поверхностью (типа новороссийского цемента). Однако цементы относительно более грубого помола приводят к возникновению каналов, частью значительных, которые могут быть причиной газовых перетоков и движения газа даже до устья скважины.

После окончания затворения возникает ранняя структура цементного раствора, имеющая незначительную прочность, что и является первым фактором, обуславливающим начало процесса образования каналов.

6.4.7. ПРОНИЦАЕМОСТЬ КАМНЯ ИЗ ТАМПОНАЖНОГО ЦЕМЕНТА

При сплошном заполнении заколонного пространства с полным замещением бурового раствора цементным переток газа может происходить только через цементный камень, если проницаемость его высока и перепад давления достаточный.

Известно, что в результате действия различных температур и давлений при твердении цементного раствора проницаемость камня изменяется. Большое значение при этом имеют водоцементное отношение, количество и природа наполнителей и срок твердения камня (табл. 6.5).

На основании данных (см. табл. 6.5) построены зависимости проницаемости цементного камня от температуры, давления и срока твердения (рис. 6.27).

Из анализа данных следует, что с увеличением возраста наблюдается снижение проницаемости цементных образцов, твердевших при температуре 22 и 75 °С, причем темп снижения проницаемости у образцов, твердевших при 22 °С, больше, чем у образцов, твердевших при 75 °С.

С повышением температуры от 75 до 100 °С и с увеличением давления до 30,0 МПа проницаемость образцов несколько возрастает. К 4–7 сут проницаемость стабилизируется. Дальнейшее повышение температуры и давления приводит к интенсивному росту проницаемости. Так, при температуре 140 °С и давлении 40,0 МПа проницаемость цементного камня с увеличением срока твердения возрастала.

При температуре 200 °С и давлении 50,0 МПа проницаемость образцов из цементного камня оставалась приблизительно постоянной и равной 0,06–0,07 мкм² для конкретного цемента и различных сроков твердения.

Т а б л и ц а 6.5

Изменение проницаемости цементных образцов, твердевших при различных температурах t и давлениях p

Время твердения, ч	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²				
	$t = 22\text{ °С},$ $p = 0,1\text{ МПа}$	$t = 75\text{ °С},$ $p = 0,1\text{ МПа}$	$t = 110\text{ °С},$ $p = 30,0\text{ МПа}$	$t = 140\text{ °С},$ $p = 40,0\text{ МПа}$	$t = 200\text{ °С},$ $p = 50,0\text{ МПа}$
6			4,00	15,20	75,00
12	44,50	1,40	2,50	34,00	68,00
24	19,00	0,46	1,50	38,00	63,00
48	7,20	0,44	1,45	40,00	65,00
96	2,53	0,37	1,39	45,60	66,00
168	1,70	0,29	1,44	46,45	68,20

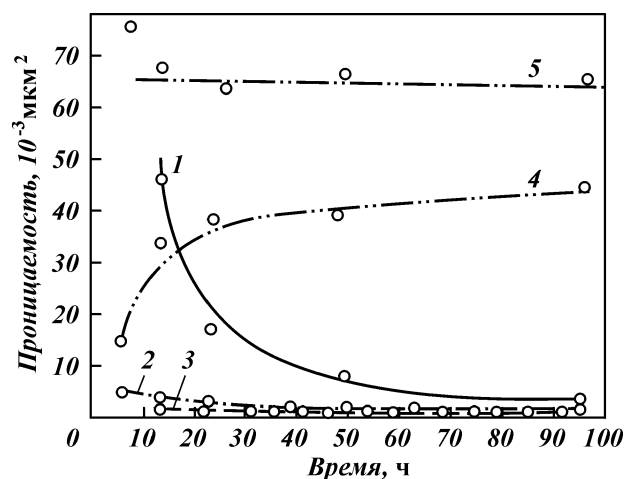


Рис. 6.27. Изменение проницаемости цементных образцов при различных сроках и условиях твердения:

Номер кривой....	1	2	3	4	5
t , °С.....	22	75	110	140	200
p , МПа.....	0,1	0,1	30	40	50

Таким образом, при температуре до 100–110 °С портландцементные растворы затвердевают в камень с низкой проницаемостью, что не может быть причиной перетока газа из одного объекта в другой.

При более высоких температурах (> 130 °С) и давлениях проницаемость портландцементного камня резко возрастает (0,03–0,08 мкм²). В последнем случае, если перепады давления достаточны, а расстояния между газовым объектом и горизонтами – резервуарами небольшие, вполне возможно начало развития движения газа. При установившемся движении размеры каналов увеличиваются.

На изменение проницаемости портландцементного камня существенное влияние оказывают водоцементное отношение, введение добавок и наполнителей.

В табл. 6.6 сведены данные о влиянии водоцементного отношения на проницаемость цементного камня, твердевшего при различных условиях.

Из данных следует, что через 2 сут твердения при температуре 130 °С и давлении 40,0 МПа проницаемость камня из новороссийского цемента (по воздуху) составляла всего 0,00225 мкм² (при водоцементном отношении 0,5); с увеличением температуры до 150 и 170 °С проницаемость увеличива-

Таблица 6.6

Влияние водоцементного отношения на проницаемость камня

Состав раствора, кг			Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²					
Цемент	Песок	Вода	T = 130 °C		T = 150 °C		T = 170 °C	
			Время твердения, сут					
			2	7	2	7	2	7
100	—	35	1,20	1,93	6,10	6,35	—	7,70
100	—	45	2,20	2,55	12,80	14,6	21,6	21,6
100	—	50	2,25	3,13	25,5	24,2	32,3	37,0
100	33	50	—	—	—	—	—	3,75
100	50	50	—	—	—	—	—	1,87
100	—	55	3,50	5,95	29,3	32,1	41,7	41,4
100	100	55	—	—	—	—	—	1,40
100	—	60	4,35	9,48	56,3	—	51,4	69,5
100	—	70	6,22	12,7	78,4	64,0	79,5	86,3
100	—	80	10,7	22,2	86,0	92,4	100,6	83,2
100	—	90	20,3	—	98,40	145,6	158,9	158,2
П р и м е ч а н и е. Давление составляет 40 МПа.								

Примечание. Давление составляет 40 МПа.

ется до $0,06 - 0,08$ мкм², что указывает на необходимость более тщательного контроля за удельным весом в случае использования чистых портландцементов для цементирования глубоких высокотемпературных скважин.

При более высокой температуре и содержании значительного количества воды в растворе (80—90 %) проницаемость камня достигала $0,10 - 0,15$ мкм². Бесспорно, цементный камень с указанной проницаемостью не может быть тампоном. Газ по нему, как по каналу, может перемещаться в соседние горизонты.

6.4.8. ВЛИЯНИЕ ПЛАСТОВЫХ ВОД НА ВОЗМОЖНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ (КОРРОЗИЯ, СУФФОЗИЯ)

Плотный непроницаемый цементный камень, качества которого не снижаются под действием различных факторов (температуры, давления и т.д.), очень устойчив к агрессивным водам вследствие необъемного (поверхностного) разрушения и отсутствия суффозии, выщелачивания и т.д. Обсадные трубы, обычно корродируемые пластовыми водами, в таких случаях лучше сохраняются.

При определенных условиях проницаемость цементного камня является причиной обводнения скважин, перетока нефти и газа из продуктивных горизонтов. При установлении через него фильтрации вод или газа разрушение камня интенсифицируется.

Фильтрация 5%-ного водного раствора сернокислого натрия при температуре несколько более 100 °С не вызывала закупорку пор цементного камня. С увеличением времени прокачивания проницаемость камня повышалась. При низких температурах (22 °С) после возобновления прокачивания 5%-ного водного раствора сернокислого натрия через 24 ч количество фильтровавшейся жидкости снизилось от 24 до 3 см²/см² (перепад 2,5 МПа), что указывало на увеличение плотности портландцементного камня.

Твердение цементно-бентонитовых смесей состава 3:1 при температуре 60 °С способствует уменьшению проницаемости образцов в коррозионной среде (близкой по составу к пластовым водам) в течение 3–6 мес. Проницаемость образцов состава 2:1 увеличилась, а из шлаковых смесей при этом уменьшилась. Известь за весь срок твердения выщелачивалась незначительно (около 10 %) по сравнению с исходными концентрациями СаО в смесях.

При температуре порядка 130 °С и давлении 20,0–30,0 МПа проницаемость возрастает и достигает сотых значений квадратного микрометра, что бесспорно, может способствовать прохождению газа при соответствующих перепадах давления и высоте столба цементного раствора между продуктивным горизонтом и коллектором.

Однако времени на образование таких каналов (если они могут являться каналами для движения газа) требуется значительно больше, чем срок ожидания затвердевания цементного раствора в затрубном пространстве.

Цементно-бентонитовые смеси составов 3:1 и 2:1 в условиях длительного твердения при температуре 100 °С в коррозионной среде имеют проницаемость в пределах (1,5–2,3)10⁻³ мкм², водопроницаемость при перепаде давления 0,2 МПа равна нулю.

Цементно-песчаные смеси после твердения в условиях коррозионной среды при высоких температурах и давлениях показывают проницаемость, близкую к нулевому значению.

Резюмируя сказанное, можно сделать вывод, что проницаемость тампонажного камня не может быть причиной газопроявлений в процессе цементирования, ОЗЦ или сразу после него даже при ее увеличении вследствие воздействия коррозионных вод.

6.4.9. КОНТРАКЦИОННЫЙ ЭФФЕКТ

Контракция является функцией минералогического состава испытуемого цемента и водоцементного отношения.

Разряжение, возникающее на поверхности цементного камня, способствует всасыванию воды, нефти и газа.

В.В. Некрасов считает, что при подсчетах и оценке наблюдаемой контракции для большинства обычных портландцементов можно с достаточной степенью точности принимать расчетное значение контракции равным 7–9 мл, в среднем 8 мл на 100 г цемента; графики нарастания контракции, построенные по данным, полученным в процессе твердения портландцементов, показывают, что для цементов высших марок контракция к 28 сут при водоцементном отношении 0,5 достигает 50–65 % предельного значения и в дальнейшем ее нарастание существенно замедляется.

Пример. Определим количество поглощаемой воды столбом цементного кольца, ограниченного 146- и 273-мм обсадными колоннами. Площадь кольцевого пространства составит

$$0,785[(0,273 - 2 \cdot 0,012)^2 - 0,146^2] = 0,032 \text{ м}^2.$$

Объем по длине 1 м равен $0,032 \text{ м}^3$. В этом объеме содержится $1220 \cdot 0,032 = 39 \text{ кг}$ цемента.

Для данного количества цемента в смеси контракция составит $39 \cdot 0,08 = 3,12 \text{ л}$. Соответственно для объема по длине 10 м она будет равна 31,2 л, для 100 м – 312 л и для 1000 м – 2120 л.

Подсчитанные значения контракции допускаются при полной гидратации цемента без учета скорости прохождения ее в зависимости от минералогического состава цемента и условий окружающей среды (температуры, давления, химического состава воды и пр.).

Проведенные исследования по определению количества поглощенной воды тампонажными смесями при значениях температуры от комнатной до 125°C позволяют определить количество поглощенной воды объемами цементных растворов, заключенных в кольцевое пространство между трубами, диаметры которых указаны ниже.

Диаметр труб, мм	114; 168	168; 219	219; 273	146; 245	168	146; 273
Количество поглощаемой воды, м ³ ...	0,007	0,008	0,011	0,022	0,027	0,032

Соотношение вяжущее: наполнитель принято 3:1 с целью возможности сопоставления влияния добавок-наполнителей на подсасывающую способность смесей.

Введение добавок-наполнителей в растворы (песок, бентонитовая глина) снижает контракционную (погложительную) способность цемента.

При введении песка контракционный эффект снижается меньше, чем при добавке бентонитовой глины (с некоторым повышением водоцементного отношения). В равных объемах растворов соотношения 3:1 содержится различное количество цемента, наполнителя и воды.

Результаты экспериментальных работ показывают, что контракция тем больше для смесей, чем выше содержание цемента в смеси.

Изучение промысловых данных и результатов лабораторных исследований дает возможность сделать вывод о наличии в скважине глинистой корки и "языков" бурового (глинистого) раствора после окончания цементирования.

В практике работ предприятий капитального ремонта скважин наблюдается подъем цементного раствора, закачиваемого под давлением в заколонное пространство, где ранее произошел прорыв верхних вод на высоту до 150–200 м и более. Это указывает на то, что в зацементированном стволе скважины остаются каналы, заполненные буровым раствором.

Эксперименты, проведенные в лабораторных условиях и на натуральных скважинах, дают представление о характере формирования и структуры цементного камня. В частности, характерным было состояние цементного кольца под муфтой трубы, где скапливались корка и остатки бурового раствора, из-за которых цементный раствор в интервале, равном примерно половине длины муфты, обтекал трубу; толщина корки равнялась высоте выступа муфты над телом трубы. На всей поверхности контакта колонна — цемент обнаружены пленки и тонкие прослойки начавшего загустевать бурового раствора. При эксцентричном расположении колонны в общей массе цементного кольца было обнаружено линзовидное включение рыхлой смеси цемента и бурового раствора. Поверхность стенок скважины была покрыта коркой раствора.

Наличие включений бурового раствора в заколонном пространстве после цементирования подтверждается теоретически и практически.

В условиях скважины наличие каверн и эксцентричное расположение колонны способствуют образованию застойных зон, заполненных буровым раствором.

В процессе бурения скважин в условиях газоводопроявле-

ний иногда необходимо утяжелять буровые растворы до весьма высоких плотностей.

При равных объемах фильтрата при использовании утяжеленных растворов образуется более толстая корка, чем при использовании растворов нормальной плотности. Если породы высокопроницаемые, могут образоваться весьма толстые корки.

Изучение изменения влажности корок в зависимости от характера обрабатывающих реагентов показывает, что наименьшую влажность с наиболее интенсивным снижением ее во времени от 45 до 34 % имеет корка, сформированная из натурального бурового раствора без добавок реагентов. Влажность корки бурового раствора, обработанного углещелочным реагентом, сохраняется на протяжении всего времени фильтрования наибольшей (72—61 %), а влажность корки бурового раствора, обработанного сульфитно-целлюлозным экстрактом, находится в пределах 47—41 %.

Проанализируем кратко приведенные здесь данные о состоянии глинистых корок и свойствах растворов, остающихся перед цементированием.

Глинистые корки и буровой раствор остаются: на стенках скважин, стенках колонн, в застойных зонах (кавернах), под замками и муфтами и в виде языков и включений собственно в цементном растворе во время цементирования.

Цементный раствор, обладая свойством контракции, развивается в процессе твердения на своей поверхности вакуум.

Твердеющий цементный раствор засасывает воду из контактирующих с ним глинистых корок, отлагающихся на стенках скважины после цементирования, "языков" и включений, зацементированных зон бурового раствора. Корка на контакте с цементным раствором обезвоживается, при этом образуется сеть каналов, по которым из пласта может двигаться газ. Обезвоживание корок и включений бурового раствора происходит во всех случаях, так как развитие контракционного эффекта — неперенное свойство вяжущих.

Вследствие обезвоживания "языков" бурового раствора и глинистой корки за счет процессов контракции возникают каналы, через которые после перфорации часто восстанавливается циркуляция бурового раствора.

На процесс гидратации цемента затрачивается больше времени, чем на образование каналов в глинистой корке, вследствие чего твердеющий цементный раствор будет продолжать поглощать воду. Эта вода (газ, нефть) поступает из

водяного пласта (если он имеется) через каналы в глинистой корке.

Размеры каналов при прочих равных условиях зависят от количества твердеющей фазы в буровом растворе: чем ее меньше, тем больше возможность образования трещин.

1. Интенсивность поглощения воды (газа, нефти) цементными растворами зависит от контракционной активности вяжущих веществ. Одновременно создаются благоприятные условия для прохождения газа по образующимся каналам в обезвоживающейся корке.

2. При отсутствии глинистой прослойки и наличии сплошного качественного цементного кольца каналы не образуются.

На основании результатов экспериментальных работ, анализа промыслового материала и теоретического изучения можно представить следующую схему возникновения каналов в заколонном пространстве скважин и продвижения газа. Если в скважине после цементирования остался буровой раствор или глинистая корка в отличие от случая полного вытеснения бурового раствора, то сразу же при установлении контакта начинается обезвоживание бурового раствора или корки. Однако интенсивность их дегидратации неодинакова по глубине скважины и зависит в первую очередь от температуры окружающей среды. Практически скважина на момент окончания цементирования может быть разбита на три температурных интервала, протяженность каждого из которых составляет примерно $\frac{1}{3}$ глубины. В нижней части скважины температура максимальная, в верхней — минимальная.

В нижней зоне вследствие более высоких температур твердение цементного раствора наступает быстрее, чем в верхних. При схватывании и твердении раствора на его поверхности развивается вакуум. Вода засасывается из бурового раствора (корки), контактирующего с цементным. Газ (или другой флюид), не встречая преграды, заполняет освободившийся объем с пониженным давлением и поднимается по образовавшейся щели вверх. Давление в канале может быть значительно ниже давления столба воды. При отсутствии водяных пластов оно всегда меньше гидростатического. К этому моменту начинается интенсивное обезвоживание глинистой корки (раствора) в верхних участках. Газ устремляется вверх. Давление газа равно или почти равно пластовому, однако он поднимается на значительную от пласта высоту. Если этого давления будет достаточно, чтобы начался перелив, то время обезвоживания верхних участков бурового раствора не играет никакой роли. Если давление ниже проти-

водавления, то процесс движения газа и жидкости, находящейся в верхней части скважины, не начнется, пока газ не поднимется выше и не достигнет уровня неустойчивого равновесия. Начинается перелив жидкости из скважины с последующим нарастанием интенсивности работы газом (или другим пластовым флюидом).

Значительно проще и быстрее устанавливается перемещение флюидов между пластами с различными давлениями, особенно если расстояние между пластами невелико. Естественно, чем выше пластовое давление, тем быстрее газ прорвется к устью, однако он проникает и при низком пластовом давлении. При этом времени потребуется несколько больше.

Действие различных факторов (технико-технологических, геологических и др.) может интенсифицировать возникновение каналов в заколонном пространстве или, наоборот, не допустить их проявления.

Так, глинистая корка и языки бурового раствора существуют в скважине практически всегда. Однако газопроявления возникают далеко не во всех скважинах (о пластовых перетоках нет существенных оснований говорить в столь категоричной форме).

Препятствием для газопроявлений на устье являются небольшие участки контактирующего с породами и колонной цементного раствора (следовательно, удаление глинистой корки хотя бы на некоторых участках скважины необходимо), обвалы породы в местах обезвоживания глинистой корки в результате снятия давления на пласты и др.

Некоторые из ранее рассмотренных факторов могут в известной степени также тормозить или ускорять движение газа вверх к устью скважины в различные периоды ее строительства и эксплуатации; водоотстой цементного раствора, растрескивание камня при различных работах, возможная усадка или расширение, неравномерность схватывания цементного раствора по глубине скважины и др.

Для предупреждения возникновения каналов в оставшемся буровом растворе и корке их необходимо вытеснять из заколонного пространства, обеспечивая контакт цементного раствора со стенками скважины и обсадной колонной. Следует понижать контракционный эффект цементов введением в них наполнителей.

6.5. ТРЕБОВАНИЯ К ТАМПОНАЖНЫМ СМЕСЯМ

Операции по изоляции зон негерметичности тампонажными смесями проводят через открытый конец бурильных труб или по стволу скважины. Если устье скважины оборудовано превентором или на бурильные трубы установлен пакер, то смесь задавливается в зону поглощения. Во всех случаях успех операции по изоляции в скважинах зависит как от свойств применяемой тампонажной смеси, так и от технологического процесса проведения операции.

Использование тампонажных смесей с высокими пластическими свойствами вызывает необходимость создания большого перепада давления на пласт. При этом смесь проникает в пласт в основном по каналам с большими эффективными сечениями, в то время как каналы с малыми сечениями оказываются не заполненными тампонажной смесью. Кроме того, в каналах с большими проходными сечениями предельное равновесие наступает при гораздо большей глубине проникновения, что приводит к образованию в пласте языков из затвердевшей смеси, т.е. неравномерному заполнению смесью пристволенной зоны.

Для успешного проведения изоляционных работ следует использовать такие жидкости, которые обладают дополнительными сопротивлениями при движении в пористой среде и вязкость которых сильно увеличивается при высоких скоростях сдвига.

При движении вязкоупругих жидкостей в каналах с большим эффективным сечением сопротивление резко возрастает по степенному закону, что приводит к уменьшению глубины проникновения в эти каналы и более равномерному заполнению пор в пристволенной зоне.

Повышение скорости закачки вязкоупругих жидкостей также дает положительные результаты, так как глубина их проникновения с ростом интенсивности закачки не может сильно увеличиваться вследствие роста вязкости по степенному закону. Последнее особенно важно, поскольку при движении структурированных вязкопластичных смесей, обладающих высокой тиксотропией, при больших скоростях продавливания разрушается их структура, что приводит к снижению вязкости.

Таким образом, одним из необходимых требований, предъявляемых к тампонажным смесям, используемым для

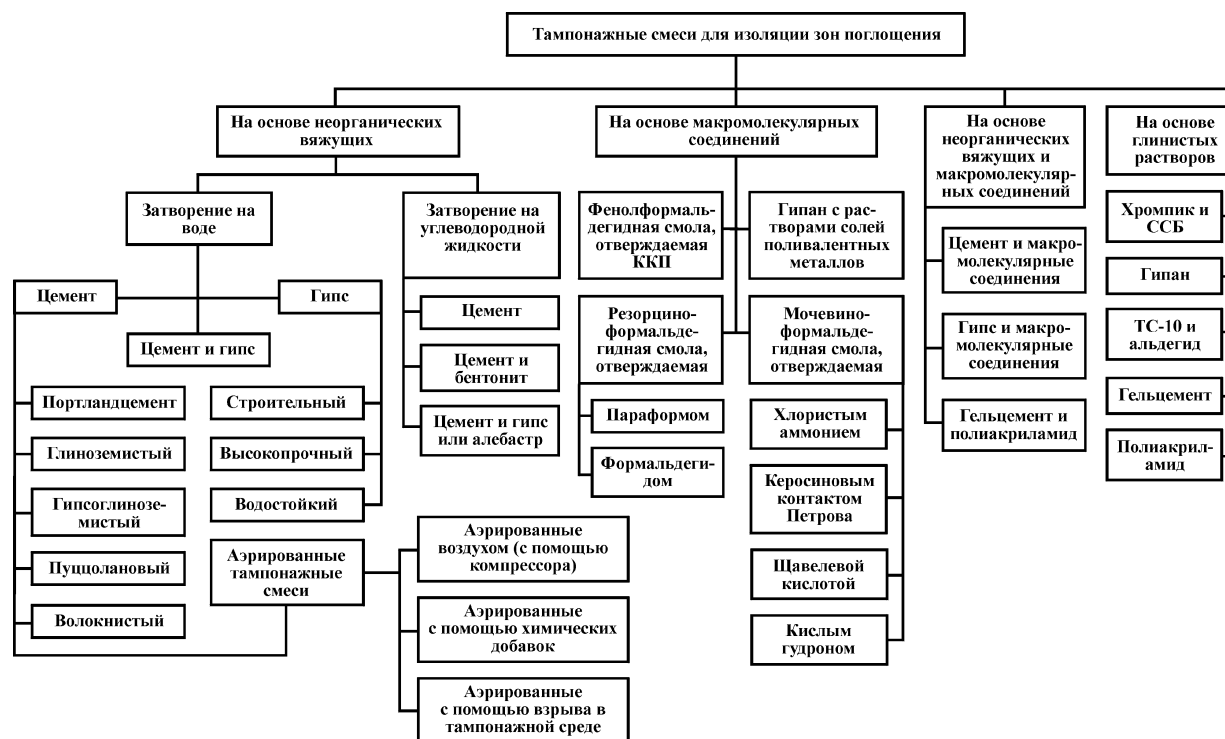


Рис. 6.28. Классификация тампонажных смесей для изоляции зон поглощения

изоляции зон поглощения, являются вязкоупругие и дилатантные свойства.

Вязкоупругие свойства тампонажным смесям можно придать не только путем ввода в них в небольших количествах некоторых макромолекулярных соединений. Обработка тампонажных смесей взрывом позволяет получить высокостойкие эмульсии, в которых "вмороженные" пузырьки газа продуктов взрыва обеспечивают вязкоупругие свойства обработанным смесям. При вводе в цемент алюминиевого порошка и при затворении смеси водой выделяется газ, при этом образуется цементогазовая смесь с высокими закупоривающими свойствами.

На рис. 6.28 приводится классификация тампонажных смесей, применяемых для изоляционных работ в скважинах.

Для выполнения технологических операций и обеспечения качественной изоляции зон поглощения промывочной жидкости к тампонажным смесям предъявляются следующие требования:

- смесь должна обладать хорошей текучестью и сохранять это свойство в течение времени, необходимого для закачки и продавливания ее в зону изоляции; к моменту достижения поглощающих каналов изолируемого участка ствола скважины и движения по ним смесь должна обладать максимальной прочностью;

- сроки схватывания, а также изменения загустевания и пластической прочности смеси должны легко регулироваться, начало схватывания и загустевания смесей должно превышать время, необходимое для проведения операции по закачке ее в пласт, на 20—25 %;

- смесь должна обеспечивать малые сопротивления при движении в затрубном пространстве и резкое увеличение сопротивлений при движении в поглощающем пласте;

- смесь должна быть устойчивой к разбавлению пластовыми водами, иметь высокие значения структурно-механических свойств и плотность, близкую к плотности промывочной жидкости, находящейся в скважине;

- смесь должна сохранять стабильность при температуре и давлении, существующих в скважине;

- смесь должна обеспечивать надежность и долговечность перекрытия поглощающих каналов; прочность затвердевшего камня из тампонажной смеси должна быть достаточной, чтобы обеспечивать выполнение различных операций в скважине при дальнейшем ее углублении;

- смесь должна быть нетоксичной и недефицитной.