УДК 622

ПРИЧИНЫ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ИХ СОЕДИНЕНИЙ, И МЕТОДА ИХ УСТРАНЕНИЯ

CAUSES OF LEAKAGE OF CASING STRINGS AND THEIR CONNECTIONS, AND METHODS OF THEIR ELIMINATION

Мозговой Георгий Сергеевич
старший преподаватель
кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный технический университет
gsmozgovoi@mail.ru

Милькова Светлана Юрьевна
старший преподаватель
кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный технический университет
milkova2109@yandex.ru

Индерейкин Максим Андреевич
студент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный технический университет
maks.indereykin@mail.ru

Аннотация. В статье разбираются нарушение герметичности обсадных колонн как наиболее распространенные аварии среди других видов нарушений. Они встречаются в процессе эксплуатации и освоения скважины, так же при спуске и крепления колонны. Аварии с обсадными колоннами, в особенности при больших глубинах скважин, вызывают серьезные осложнения, снижают производственные показатели буровых предприятий и отрицательно сказываются на себестоимости буровых работ. В последние годы все более широкое развитие получает метод бурения наклонно-направленных скважин кустовым способом, при котором значительно возрастает количество спуско-подъемных операций в условиях повышенных значений контактных прижимающих усилий. Это, в свою очередь, вызывает более интенсивный износ обсадных колонн при поступательном движении бурильной колонны. Большое число спуско-подъемных операций, особенно на участке интенсивного искривления ствола скважины, приводит к механическому истиранию стенок обсадной колонны. Максимальный износ обычно происходит из-за касания замков бурильных труб, скользящих по стенкам обсадных труб.

Ключевые слова: нарушение герметичности, трение, обсадные колонны, устранение негерметичности, причины износа.

Mozgovoi Georgii Sergeevich
Senior Lecturer
of Department «Drilling oil and gas wells»,
Samara State Technical University
gsmozgovoi@mail.ru

Milkova Svetlana Yurevna
Senior Lecturer
of Department «Drilling oil and gas wells»,
Samara State Technical University
milkova2109@yandex.ru

Indereykin Maksim Andreevich
Student of the Department
«Drilling of Oil and Gas Wells»,
Samara State Technical University
maks.indereykin@mail.ru

Annotation. The article examines the violation of the tightness of casing strings as the most common accidents among other types of violations. They occur during the operation and development of the well, as well as during the descent and fastening of the column. Accidents with casing strings, especially at large depths of wells, cause serious complications, reduce the production performance of drilling enterprises and negatively affect the cost of drilling operations. In recent years, the method of drilling directional wells by the cluster method has been increasingly developed, in which the number of descent and lifting operations significantly increases in conditions of increased values of contact clamping forces. This, in turn, causes more intensive wear of the casing strings during the forward movement of the drill string. A large number of descent and lifting operations, especially in the area of intense curvature of the borehole, leads to mechanical abrasion of the casing walls. Maximum wear usually occurs due to the touch of the drill pipe locks sliding along the casing walls.

Keywords: breach of tightness, friction, casing strings, elimination of leaks, causes of wear.

Обсадная колонна – это свинченные друг с другом и опущенные в ствол обсадные трубы с целью изоляции стен скважин от рабочего пространства ствола в процессе бурения и эксплуатации и обеспечивают требуемую прочность и герметичность при воздействии на них внутренних и наружных давлений. Для создания нужной изоляции кольцевого пространства, оно заливается жидким цементным раствором, твердеющим через некоторое время.

Наиболее частые авария приведены в таблице 1, среди других разновидностей аварий нарушение герметичности является одним из самых распространенных. Оно встречается в процессе эксплуатации и освоения скважины, а также при спуске и крепления колонны. Аварии с обсадными колоннами, в особенности при больших глубинах скважин, снижают производственные показатели буровых предприятий, вызывают серьезные осложнения, и отрицательно сказываются на себестоимости буровых работ.

Таблица 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 колонн
1. Неправильный расчет колонн на прочность	1. Не учтено аномально высокое давление нефти, воды или газа в пластах, вскрытых скважиной 2. Не учтено горное давление соленосных пород 3. Не учтено горное давление пластичных пород 4. Не учтено давление, возникающее при набухании пород 5. Использованы не по назначению формулы для определения прочностных характеристик 6. Не учтено снижение прочности труб при действии осевых усилий от собственного веса колонны	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. 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
2. Нарушение технологии	1. Спуск обсадных труб с завдским 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»	1. Спуск обсадных труб с заводским дефектом 2. Гидравлический удар при цементировании 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	1. Спуск труб с дефектами резьбовых соединений 2. Резьба и смазочный материал не соответствуют 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, имеющие большие каверны
3. Стихийные явления	1. Землетрясения 2. Тектонические смещения пластов 3. Оползни и осыпи пород	1. Землетрясения 2. Тектонические смещения пластов 3. Оползни и осыпи пород	1. Землетрясения 2. Тектонические смещения пластов 3. Оползни и осыпи пород

Виды и причины нарушения герметичности обсадных колонн

Факторами нарушения герметичности являются: нарушения под воздействием внутренних давлений, изъяны металлургического происхождения – трещины, плены, закаты металла, резкое изменение температуры скважины, коррозия, физико-механические характеристики трубных сталей, режимы хода бурильных труб в обсадной колонне, абразивные свойства промывочных буровых растворов, угол искривления и азимут ствола скважины и многие другие [1, с. 215].

На сегодняшние, дни данные виды нарушения герметичности обсадных колонн остаются важной «головной болью» для любых предприятий. Условно причины потери герметичности колонн разделяют на 4 группы факторов:

1. **Геологические.** Характеризуется частыми обвалами стенок скважины, выбросом нефти, газа, воды и бурового раствора, смятием промежуточных и эксплуатационных колонн аномально высокими пластовыми давлениями.

2. **Технико-экономические.** Это не отвечающие горно-геологическим условиям конструкция скважины, качество и компоновка применяемых обсадных труб, выбранный способ бурения, скорость и способ спуска, способ цементирования обсадных колонн.

3. **Физико-механические.** К основным параметрам относятся: проницаемость, прочность, пластичность тампонажного камня, коэффициент линейного расширения, прочность, коррозийная и абразивная стойкость материала труб и т.д.

4. **Субъективные.** Это факторы зависящие от организации производства, опыта и квалификации исполнителей. К ним относятся: нарушения в организации процесса спуска обсадных колон, ошибки или неточности в расчетах обсадной колонны, подача на буровую некачественных труб, несвоевременный долив промывочной жидкости [4, с. 168].

Причины износа и метода защиты обсадных колонн

1) Нарушения обсадных колонн под воздействием внутренних давлений – является одним из наиболее популярный видов аварий на месторождениях. В основном они происходят при процессах, связанных с действием повышенных давлений: при продавливании раствора перед промывкой скважины, при креплении скважины, после спуска обсадной или потайной колонны, выдавливании цементного раствора за колонну, при твердении цементного раствора, росте внутренних давлений в колонне в результате экзотермической реакции, и иных ремонтных работах. Преимущественно частым повреждениям от внутренних давлений подвержены обсадные эксплуатационные колонны, в некоторых случаях – промежуточные колонны и реже подвержены – кондукторы и направления. Зачастую давления, зафиксированные при разрыве труб в процессе гидро-опрессовки, оказываются существенно ниже расчетных показателей. В таких случаях лабораторные испытания разрушенных труб обычно обнаруживают у них дефекты металлургического возникновения – трещины, закаты металла, плены или не снятые термообработкой большие внутренние напряжения. Иногда лабораторное исследование материала труб колонны, разрушившиеся от внутреннего давления, не обнаруживает у них изъянов заводского характера. Причиной этому является, не выявленные дополнительные нагрузки, повлекшие за собой нарушения прочности обсадных колонн. Резкое изменение температуры скважины является важным фактором, отрицательно действующий на прочность обсадных колонн [2, с. 147].

2) Чрезмерное повышение внутреннего давления, вызванное нагревом колонны в период затвердевания цемента, а также в начальный период эксплуатации фонтанирующих скважин, приводит к деформации колонны и нарушению ее герметичности и целостности. С целью предотвращения данного явления, для постепенного снижения давления, развиваемого внутри обсадных колонн при затвердевании цементного раствора, необходимо установить на цементировочную головку автоматический предохранительный клапан. Также цементировочные головки необходимо оборудовать регистрирующими манометрами для контроля изменений давлений в колоннах. А также место установки обратных клапанов тарельчатого типа крайне не рекомендуется переносить в верхнюю часть спускаемой колонны, по причине того, что при этом исключается возможность стравливания излишнего давления, которое накапливается в нижней части колонны, расположенной ниже обратного клапана [2, с. 148].

3) Достаточно частые нарушения обсадных колонн происходят в виде смятия под действием наружных давлений. Данный вид нарушения происходит в основном с промежуточными колоннами больших диаметров в процессе их спуска в скважину и в процессе бурения. Данный вид нарушений в виде смятия обсадных колонн происходит по причине превышения суммарных гидродинамических и гидростатических давлений в скважине до критических для колонны значений. На изменение гидродинамических давлений влияет: скорость спуска колонны, разница диаметров ствола скважины и спускаемых труб, а также зависит от параметров применяемого бурового раствора, качества подготовленности ствола скважины и ряда других факторов. Для успешного доведения обсадных колонн до проектной глубины необходимо добиться соответствующей чистоты и подготовки ствола скважины, подбора отвечающей всем параметрам скорости спуска колонны и параметров промывочной жидкости. На изменения гидростатических давлений влияет установка обратного клапана тарельчатого типа в нижней части спускаемой обсадной колонны. При наличии данного клапана по мере спуска обсадной колонны из скважины выдавливается промывочная жидкость, а давление за колонной возрастает во избежание роста колонной излишних гидростатических давлений, необходимо в процессе спуска колонны внимательно следить за уровнем жидкости в ней при использовании – обратного клапана, и при необходимости заполнять в соответствии с планом спуска [2, стр. 149].

4) Страгивание и вырыв труб из резьбового соединения происходящие под действием растягивающих нагрузок, а также это может стать причиной обрыва трубы по телу. Под действием растягивающих нагрузок разрушение обсадной колонны происходит по причине выхода трубы из муфты, причиной этому является различие низкой прочности нарезных концов, чем прочности тела трубы. Из-за этого происходит малая деформация резьбы трубы и муфты. Линия конуса резьбы трубы принимает форму изогнутой линии, шаг резьбы изрядно растягивается, а профиль витков приобретает наклонную форму. Достижение надежной прочности и плотности резьбового соединения происходит при помощи применением смазки соответствующего качества и свинчиванием крутящим моментом оптимальной величины. Для этого геометрические параметры резьб муфты и труб, должны соответствовать всем требованиям ГОСТ 632-80. Помимо этого, прочность и надежность резьбового соединения можно обеспечить только при соответствующей соосности резьб свинчиваемых концов – трубы

и муфты. Из-за перекоса осей свинчиваемых концов происходит неверное сопряжение резьбы, с последующей деформацией отдельных их витки, а также образуются глубокие риски и иные изъяны, свойственные для заедания резьбы. Неплотное сопряжение резьб может быть обнаружено посильному нагреву муфты и недовинчиванию соединения. Из-за данных неплотных соединений, которые оказались при натяжении колонны под нагрузкой, разрушаются, и труба выходит из сопряжения с муфтой. Однако, даже правильно свинченные резьбовые соединения, проделанные в абсолютном соответствии со всеми требованиями стандарта качества, могут быть разрушены, если к колонне труб будут приложены растягивающие нагрузки, превышающие величины, на которые не рассчитаны резьбовые соединения и прочность труб [2, с. 151].

Причины износа истиранием и методы защиты

Повреждения промежуточных обсадных колонн из-за износа и нарушения их внутренней поверхности возникает довольно часто. Причиной этого нарушений связано с большим объемом работ сил трения, производимые инструментом и бурильной колонной вовремя вращения и СПО, до момента спуска по последующей колонны (рис. 1). Данный вид нарушений обсадных колонн в основном свойственен для роторного способа бурения [5, с. 315].

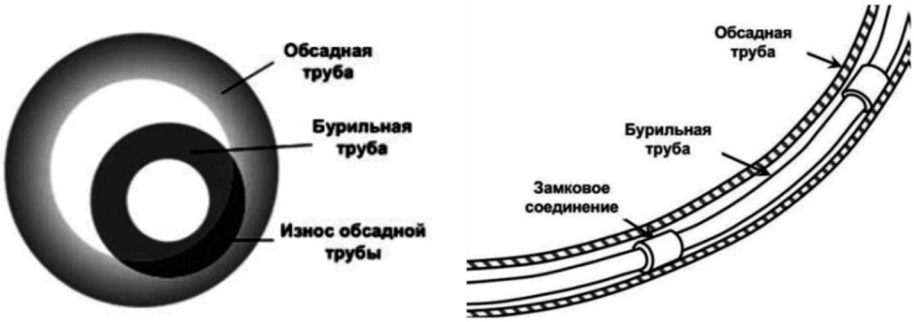

Рисунок 1 – Истирание стенок обсадной колонны при спуско-подъемных операциях

Износ промежуточных колонн значительно увеличивается с повышением глубины бурения, и исключить его полностью абсолютно невозможно. С целью снижения износа надлежит снабдить все бурильные трубы, которые работают внутри промежуточных колонн, протекторными кольцами. При бурении глубоких скважин, в частности роторным способом, протираются верхние обсадные трубы промежуточных колонн, в основном – первая труба от устья. Характер трения между стенками труб и бурильными замками изменяется и вместо жидкостного трения возникает сухое, происходит это в случаях понижения степени промывочной жидкости в верхней части колонны, что в свою очередь вызывает значительное увеличение температуры и интенсивный износ.

Для избегания интенсивного износа верхних обсадных труб промежуточной колонны необходимо следить за своевременным наполнением скважины промывочной жидкостью, а также за соосностью ротора и скважины. Как показывает опыт проводки скважин, продолжительные работы в колонне способствуют нарушению обсадных промежуточных колонн. Кроме работ по бурению скважин, к ним относятся: работы по ликвидации сложных аварий, по борьбе с осложнениями и забуриванию новых стволов. На значительную интенсивность истирания труб влияют: разгрузка обсадной колонны на полный вес при устье, резкие перегибы ствола скважины и др. Исходя из этого, для предохранения колонн от интенсивного износа следует достигнуть предельной вертикальности ствола скважины при бурении [5, с. 264].

При проводке наклонно-направленных скважин, для снижения износа в нижней части обсадных колонн, набор интервала кривизны необходимо начинать как можно дальше от башмака колонны, но не меньше чем на расстоянии 100 м. Осуществлять переход от вертикального ствола в наклонный рекомендуется размеренно, не допуская резких перегибов оси ствола. Верхние две трубы колонны, в частности при роторном способе бурении скважин, необходимо подбирать с наиболее толстой стенкой или использовать трубы большего диаметра. Для снижения интенсивного истирания верхних труб обсадной колонны, необходимо установить резиновые протекторные кольца на нижний переводник ведущей трубы, предварительно проточив на переводнике шейку. Следует не допускать продолжительные работы УБТ напрямую в обсадной колонне. Скважину необходимо заполнять промывочной жидкостью сразу в процессе подъема бурильной колонны из скважины. При спуске обсадных колонн необходимо доводить ее до забоя или до места перехода скважины на меньший диаметр. В нижней части колонны на длине 50–100 м следует установить самые толстостенные трубы. Одним из методов увеличения надежности конструкции скважин – это использование сменных обсадных колонн, что

особенно эффективно отражается при проводке сверхглубоких скважин. Оно позволит сохранять диаметр скважины постоянными, повысить выходы из колонны, заменять колонны при их коррозии, повреждениях и изнашивании, и будет способствовать эффективной борьбе с авариями при бурении путем их частичного подъема. Еще одним из преимуществ использования сменных обсадных колонн является возможность проворачивания их при одностороннем износе [5, с. 266].

Проверка герметичности обсадных колонн

Испытание обсадных колонн на герметичность осуществляется опрессовкой их жидкостью, газом и снижением уровня жидкости.

Давление опрессовки обсадной колонны должно минимум на 10 % превышать рабочее давление при эксплуатации скважины. Минимальные значения опрессовочных давлений регламентированы и зависят от диаметра обсадной колонны.

Для предупреждения растрескивания цементного камня при опрессовке прирост давления в обсадных трубах должен быть меньше критического, при котором происходит разрушение цементного кольца (Р*):

$$РУ + ρОПgH < P0 + ρ0\ gH + P*$$

При концентричном расположении обсадной колонны:

$$P* = 4{,}13 + 0{,}147\ σИ,$$

При эксцентричном расположении обсадной колонны:

$$P*Э = 0{,}58\ P*,$$

где РУ, ρОП – устьевое давление и плотность жидкости при опрессовке обсадной колонны;
Р0, ρ0 – устьевое давление и плотность жидкости при ОЗЦ;
g – ускорение свободного падения;
Н – высота столба жидкости в колонне в рассматриваемом сечении;
σИ – прочность цементного камня на изгиб, МПа.

Если это условие нельзя выполнить при опрессовке колонны в один прием, то опрессовку рекомендуется провести в два приема с установкой в колонне пакера или разделяющего цементного моста. Опрессовка обсадной колонны сразу после ее цементирования также исключает растрескивание цементного кольца.

Данные по предельным давлениям в обсадных трубах, при которых нарушается прочность цементного кольца Р* приведены в таблице 2.

Следует отметить, что расчетные значения Р* на 10 % меньше критических давлений, полученных экспериментальным путем [3, с. 287].

Эксплуатационная колонна опрессовывается после установления высоты цементного стакана (при необходимости производится его разбуривание до проектной высоты), после замены продавочного раствора на воду.

Кондукторы и технические колонны опрессовываются до разбуривания цементного стакана. Допускается заполнение этих колонн буровым раствором.

Таблица 2 – Предельные давления в обсадных трубах, при которых нарушается прочность цементного кольца

Диаметр труб, мм	Р*, Мпа при толщине стенок труб, мм							
	6	7	8	9	10	11	12	14
114	9,1	11,1	13,0	15,1	–	–	–	–
140	7,4	8,7	10,2	12,4	13,1	14,9	–	–
146	–	8,3	9,6	11,1	12,6	14,2	–	–
168	–	7,0	8,2	9,4	10,6	11,9	13,3	16,3
219	–	5,1	5,9	6,9	7,8	8,6	9,6	11,1
245	–	4,6	5,4	6,0	6,9	7,3	8,6	10,1
299	–	–	4,4	4,9	5,4	6,1	6,6	–
324	–	–	–	4,5	5,0	5,4	6,1	–

Цементное кольцо за кондуктором и технической колонной опрессовывается после разбуривания цементного стакана и углубления из-под башмака колонны на глубину 1–3 м. Перед опрессовкой в зону башмака и выше на 10–20 м закачивают порцию воды. Опрессовка ведется через бурильную колонну с пакером в нижней части.

Если на испытуемой колонне устанавливается ПВО, то опрессовка цементного кольца осуществляется совместно (цементного стакана и ПВО) без бурильной колонны и пакера.

При всех видах гидравлической опрессовки с использованием ЦА закачивается вода до получения величины опрессовочного давления, выкидные линии перекрываются и ведется наблюдение за изменением (падением) давления в течение 30 мин.

Обсадная колонна или цементное кольцо считаются герметичными, если за 30 минут падение давления составит не более 0,3 МПа при давлении опрессовки менее 7 МПа и не более 0,5 МПа при давлении опрессовки более 7 МПа.

Снижение уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность должно превышать минимум на 50 м снижение уровня при освоении.

Снижение уровня жидкости в обсадной колонне осуществляется свабированием, поршневанием, вытеснением и другими способами.

Наблюдение за восстановлением уровня жидкости в обсадной колонне проводится в течение 8 часов с помощью аппарата Яковлева (эхолота) через каждые 2 часа (первый замер – через 3 часа). Допускается восстановление уровня только за счет стекания жидкости со стенок колонны на величину 0,5–2,0 м в зависимости от диаметра колонны.

При спуске обсадных колонн секциями испытывается на герметичность сначала верхняя секция до разбуривания цементного стакана и пробок. Затем последовательно испытываются нижние секции [4, с. 169].

Устранение негерметичности обсадных колонн

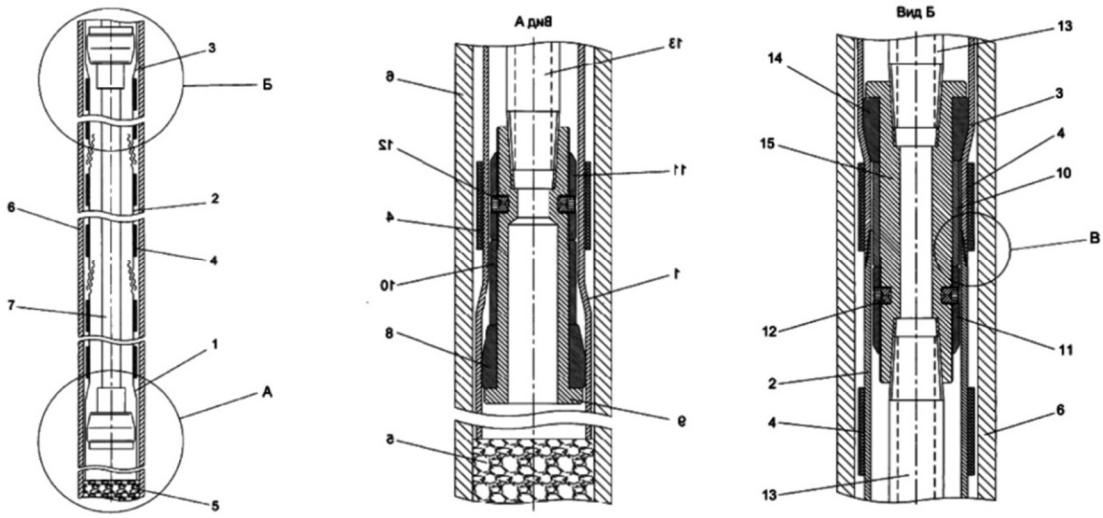

Рисунок 2 – Система ликвидации негерметичности обсадных колонн.
Общий вид системы: а) продольный разрез нижнего пластыря, б) продольный разрез верхнего пластыря;
1 – нижний пластырь; 2 – промежуточный пластырь; 3 – верхний пластырь;
4 – эластичное уплотнительное кольцо; 5 – искусственный забой; 6 – обсадная колонна; 7 – узел расширения;
8 – нижняя оправка; 9 – мандрель нижней оправки; 10 – распорная втулка; 11 – резьбовая втулка;
12 – стопор; 13 – тяга; 14 – верхняя оправка; 15 – мандрель верхней оправки

Работы по устранению негерметичности обсадных колонн заключаются в изоляции сквозных дефектов обсадных труб и повторной герметизации их соединительных узлов (резьбовых соединений, стыковочных устройств, муфт ступенчатого цементирования МСЦ).

Повторная герметизация соединительных узлов обсадных колонн ликвидирует каналы негерметичности в этих узлах тампонированием под давлением.

Также применяют метод довинчивания обсадных труб с устья скважины.

Тампонирование негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн производят для ликвидации утечки жидких или газообразных флюидов из колонны через резьбовые соединения во время эксплуатации скважины.

В качестве материалов используют фильтрующиеся полимерные составы или гель.

Применение раствора в данном случае запрещается.

Докрепление негерметичных резьбовых соединений эксплуатационной колонны методом доворота обсадных труб с устья в вертикальных и наклонных скважинах с незацементированной и неприхваченной части обсадной колонны.

Для изоляции сквозных дефектов в обсадных трубах используют способы замены поврежденной части колонны, тампонирования под давлением или установку труб меньшего диаметра против дефекта.

Дополнительную колонну спускают внутрь основной колонны, устанавливая башмак ее ниже дефекта и выше продуктивного горизонта или на забое.

Иногда спускают «летучку», которая перекрывает только интервал дефектов, при этом нижняя и верхняя части экс. колонны остаются прежними.

Дополнительную колонну спускают в скважину с последующим цементированием или же с установкой пакера.

Длину этой колонны выбирают из расчета создания цементного кольца в затрубе на 30–50 м выше верхнего дефекта в колонне.

Также дополнительную колонну спускают с пакером различных конструкций.

Наиболее целесообразно применение пакеров механического и гидравлического действия [5, с. 123].

Литература:

1. Мильштейн В.М. Цементирование буровых скважин. – Краснодар, 2003. – С. 215–217. Текст: непосредственный.

2. Булатов А.И., Аветисов А.Г.Справочник инженера по бурению. В 2 т. – М. : Недра, 1985. – Т. 1. – С. 147–152. Текст: непосредственный.

3. Трубы нефтяного сортамента: справочник / Под общ. ред. А.Е. Сарояна. – М. : Недра. – С. 287–289. Текст: непосредственный.

4. Кагарманов И.И., Дмитриев А.Ю. Ремонт нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. – Томск : Изд-во ТПУ, 2007. – С. 168–169. Текст: непосредственный.

5. Проблемы негерметичности эксплуатационных колонн скважин и предложения по их решению / Т.К. Апасов [и др.] // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 1. – С. 123–315. Текст: непосредственный.

References:

1. Milstein V.M. Cementation of Drilling Wells. – Krasnodar, 2003. – P. 215–217. Text: direct.

2. Bulatov A.I., Avetisov A.G. Reference Book of Drilling Engineer. In 2 vols. – M. : Nedra, 1985. – Vol. 1. – P. 147–152. Text: direct.

3. Oil pipes: handbook / Ed. by A.E. Saroyan. – M. : Nedra. – P. 287–289. Text: direct.

4. Kagarmanov I.I., Dmitriev A.Yu. Repair of oil and gas wells: a training manual. – Tomsk : Publishing house of TPU, 2007. – P. 168–169. Text: direct.

5. Problems of untightness of production well columns and proposals for their solution / T.K. Apasov [et al.] // Advances of modern natural science. – 2017. – № 1. – P. 123–315. Text: direct.