

СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ ПО УСТРАНЕНИЮ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУЗОВНА-МАШТАГА

Фариз Ахмед¹, Ш.Г. Алиев², Э.Х. Искендеров³

¹ SOCAR, НИПИ "Нефть и газ";
Baku, AZ1012, H. Zardabi, 88a, e-mail: office.ogpi@socar.az

² SOCAR, НГДУ им. Г.З. Тагиева;
Baku, AZ1053, Suraxani M. Safarov, 31, e-mail: socar.pox@socar.az

³ НИИ ГПНГХ;
Baku, AZ1010, Azadlig, 20, e-mail: e.iskenderov62@mail.ru

Вказана низька ефективність застосування тампонажних розчинів при усуненні дефектів експлуатаційної колони, а також представлена можливість застосування металевих "пластирів" для усунення негерметичності експлуатаційної колони у свердловинах родовища "Бузовна-Маштага" за наявності двох або більше дефектів.

Ключові слова: негерметичність експлуатаційної колони, тампонажні склади, кількість негерметичностей, протяжність інтервалу негерметичності, інтервали порушень, металеві пластири.

Указана низкая эффективность применения тампонажных растворов при устранении дефектов эксплуатационной колонны, а также представлена возможность применения металлических "пластырей" для устранения негерметичности эксплуатационной колонны в скважинах месторождения "Бузовна-Маштага" при наличии двух или более дефектов.

Ключевые слова: негерметичность эксплуатационной колонны, тампонажные составы, количество негерметичностей, протяжённость интервала негерметичности, интервалы нарушений, металлические пластиры.

The article shows the low efficiency of utilization of cement slurries when eliminating the production string defects and recommends application of metal "patches" to repair production string leak in the well of the Buzovna-Mashtaha field when there are two or more defects.

Keywords: production string leak, cement slurries, leak interval, the amount of leaks, violation intervals, metal patches.

Введение. Большинство месторождений Азербайджанской Республики находятся на поздней стадии разработки и характеризуются массовым обводнением и интенсивным пескопроявлением скважин. Решение этих проблем приобретает особую значимость. По большинству месторождений Абшеронского п-ва наблюдается увеличение бездействующего фонда скважин, требующих проведения ремонтных работ. К наиболее сложному и трудоёмкому виду ремонтных работ относятся работы по устранению негерметичности (нарушения) эксплуатационных колонн (НЭК). Основной причиной этого является отсутствие достаточной и надёжной информации о характере нарушений эксплуатационной колонны (ЭК), наличии и состоянии цементного камня за колонной и поглощающем тампонажный состав пласте.

В большинстве случаев для достижения эффекта изоляции и предотвращения пескопроявления на месторождении Бузовна-Маштага проводятся многочисленные работы по закачиванию тампонажных составов за ЭК в интервал негерметичности. В среднем в каждую скважину в процессе проведения мероприятия закачивается более 4 тон тампонажного раствора. Ус-

пешность этих работ не превышает 40-50%. Однако при наличии нескольких негерметичностей (2 и более) в протяжённом интервале ЭК (более 10 м) проведение ремонтных работ с применением стандартных технологий становится безуспешным. Технологии герметизации ЭК с применением тампонажных материалов имеют низкую успешность, а технологии с использованием цементируемых "летучек" приводят к значительному уменьшению внутреннего диаметра колонны.

Анализ технического состояния эксплуатационных колонн и методов возникновения их негерметичности. На месторождении "Бузовна-Маштага" из существующих способов устранения НЭК в наибольшем количестве представлены методы тампонирувания под давлением с использованием различных тампонажных составов и технологии перекрытия интервала нарушения эксплуатационной колонны техническими средствами.

Из анализа отечественного и зарубежного опыта осуществления работ по устранению НЭК следует, что основным методом продолжает оставаться тампонирувание. Многолетний

опыт применения тампонажных растворов на основе цемента для проведения изоляционных работ и мероприятий по креплению призабойной зоны пескопроявляющих скважин показывает, что их применение недостаточно эффективно и положительный результат нередко достигается только за счёт многократного повторения работ по тампонированию.

Исходными параметрами выбора технологии устранения НЭК являются число нарушений и их протяжённость. При установлении одного нарушения или нескольких в интервале до 20 м рекомендуется проводить работы методом тампониования. При наличии нескольких нарушений на большом интервале (более 30 м) выполнение даже нескольких и неоднократных операций тампониования не обеспечивает достижения поставленной цели. В этом случае рекомендуется применение технических средств. К последним относятся пакеры, пластыри, колонны-летучки, профильные перекрыватели, двухпакерные компоновки [1, 2, 3, 4].

Применяется технология установки пакера ниже интервала нарушения ЭК, что позволяет разъединить продуктивный пласт и участок негерметичности. Для подъёма жидкости из продуктивного пласта используется установка скважинного штангового насоса (УСШН). Опыт эксплуатации УСШН с пакерами в скважинах месторождения "Бузовна-Маштага" показал, что данный способ имеет свою область применения, преимущества и недостатки. Преимущества по сравнению с другими способами устранения НЭК это низкая трудоёмкость и затратность, возможность смены отказавшего насоса без подъёма пакера и насосно-компрессорных труб (НКТ). Недостатки данной технологии - это необходимая надёжная герметичность пакера и НКТ, отсутствие возможности определения динамического уровня.

Известна технология устранения НЭК путём спуска металлической колонны-"летучки". Колонна-"летучка" представляет собой 102-мм, либо 114-мм безмуфтовые нефтепроводные трубы с толщиной стенок 9 мм. Колонна-"летучка" со специальной компоновкой спускается в скважину на 73-мм бурильных трубах. Специальная компоновка обеспечивает оставление цементного стакана минимальной высоты в колонне-"летучке", что облегчает его разбуривание [5]. Недостатком технологии являются трудоёмкость работ по подготовке нефтепроводных труб и значительное уменьшение внутреннего диаметра основной НЭК.

Начиная с 1980 г., в основном для восстановления герметичности ЭК в бывшем Союзе использовались профильные перекрыватели [6, 7, 8], которые также могли использоваться и для отключения верхнего пласта. Технологию их применения несколько проще по сравнению с установкой пластыря. Профильные перекрыватели с разборными чугунными башмаками производятся из профильных труб. Толщина стенок перекрывателя 5 мм (для сравнения: толщина стенок пластыря 3-6 мм). Известен случай установки перекрывателя максимальной

длиной 29 м на глубине 2550 м при угле наклона скважины 30° для восстановления герметичности ЭК, нарушенной фрезером в процессе аварийных работ. Герметизация контакта перекрывателя с колонной достигается за счёт герметика и увеличения диаметров перекрывателя и пакеров, устанавливаемых на верхнем и нижнем его концах в процессе развальцовки.

Известна технология устранения НЭК горизонтальных скважин и скважин со вскрытыми высокопроницаемыми объектами эксплуатации. Особенностью предложенной технологии является установка в интервале изоляции промежуточной колонны без предварительной установки отсекающего (опорного) цементного моста. Для этого в спускаемой компоновке предусмотрен комплект технологического оборудования для крепления скважин.

Несмотря на многообразие технологий по устранению НЭК техническими средствами, необходимо совершенствование имеющихся, либо разработка новых технических средств, позволяющих надёжно изолировать протяжённые участки, в т.ч. и с возможностью последующего извлечения из скважины при необходимости. Изложенный материал свидетельствует, что в этих условиях разработка надёжных методов восстановления герметичности ЭК и отключения пластов с сохранением полезного сечения скважины является актуальной задачей.

Изложение основного материала. В последние годы значительно возросла потребность в ремонтных работах по устранению НЭК в скважинах [9, 10]. На основании проведенного анализа сведения о наиболее распространённых технологиях устранения НЭК с применением технических средств с указанием их области применения, преимуществ и недостатков представлены в таблице 1.

Причинами возникновения НЭК являются частичное или некачественное её цементирование во время строительства, использование сточных вод для заводнения и агрессивных реагентов при интенсификации добычи нефти, высокие давления нагнетания, низкое качество металла и закрепления резьбовых соединений, длительное время эксплуатации скважин, а также старение и износ крепи скважин в связи с процессами коррозии обсадных труб и цементного камня, коррозионное разрушение колонн под действием химически агрессивных высокосернистых нефтей [11]. На рисунке 1 показаны интервалы нарушений ЭК по ряду скважин месторождения Бузовна-Маштага на протяжении пяти лет.

Как видно из рисунка в проанализированных 13 скважинах 8% нарушений приходится на участок до 100 м; 15% нарушений находится в интервале 100-700 м; 46% нарушений в интервале 1000-1200 м; 31% нарушений в интервале ниже 1200 м.

Как правило, негерметичность обнаруживается уже в процессе строительства скважины или в первые годы её эксплуатации. При подаче

Таблица 1 – Наиболее распространённых технологиях устранения НЭК

Техническое средство	Особенности технологии	Преимущества	Недостатки	Область применения
Металлический пластырь	раскатывание трубы круглого сечения по внутренней стенке ЭК	незначительное сужение ЭК, длина изолируемого участка до 300 м, глубина установки до 3000 м (для двухслойных)	1. При глубине установки свыше 1500 м используются несъёмные пластыри. 2. Допустимая депрессия до 20 МПа. 3. Сужение колонны в интервале изоляции.	многочисленные нарушения на глубине до 3000 м, выше установки ЭЦН
Двухпакерная компоновка	спуск двухпакерной системы, НКТ между пакерами 60-114 мм	установка на глубине до 2500-2800 м. Возможность промывки ниже глубины установки компоновки	1. Сужение колонны до 34-95 мм	многочисленные нарушения на глубине до 1000 м, ниже установки ЭЦН
Дополнительная колонна-летучка	спуск и цементирование трубы круглого сечения	допустимая депрессия до 20 МПа, невысокая стоимость	1. Сужение колонны до 100 мм 2. Невозможность последующего извлечения.	Многочисленные нарушения на глубине до 500 м, ниже установки ЭЦН
ГНО+пакер	интервал негерметичности разобщается пакером	малая трудоёмкость, относительная простота конструкции	1. Необходимость герметичности пакера. 2. Низкая продолжительность эффекта. 3. Эффективное применение в скважинах с газовым фактором не более 100 м ³ /м ³	многочисленные нарушения по всей длине ЭК
Профильный перекрыватель	раскатывание гофрированной трубы по внутренней стенке	возможность установки в необсаженных участках скважины	1. Повышенные требования к подготовке ЭК 2. Продолжительный процесс установки	нарушения ЭК на глубине до 3000 м, выше установки ЭЦН

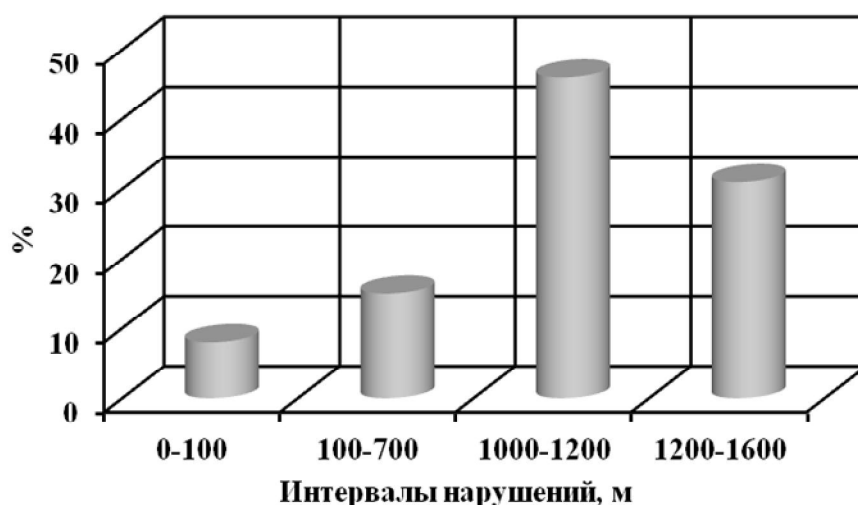


Рисунок 1 – Интервалы нарушений ЭК по скважинам месторождения Бузовна-Маштага за последние 5 лет

пресной воды-это низкое качество спускаемых обсадных труб и нарушение технологии спуска обсадной колонны; при подаче сточных вод-дополнительная коррозия металла обсадных труб. Анализ извлечённых из скважин нарушенных обсадных труб, показывают, что в большинстве случаев первопричиной нарушения обсадных колонн являются негерметичность резьбовых соединений и низкое качество металла обсадных труб. В первом случае фиксируют коррозию резьбовых соединений, во втором-механическое нарушение труб в виде трещин вдоль образующей трубы. Отмечают и случаи местной питтинговой коррозии внутренней поверхности труб. Повсеместной равномерной коррозии подвержена в основном также внутренняя поверхность обсадных труб. Коррозии наружной поверхности обсадной колонны, как правило, не наблюдается. В качестве причины появления НЭК в скважинах отмечается также образование солевых налётов и парафинисто-асфальтено-смолистых отложений на стенках ЭК. Для их устранения используют различные механические средства-скреперы, шаблоны, долота и тд.. Частые спуско-подъёмные операции в таких скважинах истирают поверхность ЭК, что в конечном итоге приводит к нарушению герметичности ЭК.

Для решения задач по восстановлению герметичности ЭК скважины наиболее перспективным является направление по разработке и применению технических средств, позволяющих перекрывать интервалы нарушений колонн при помощи металлических "пластырей".

Известно применение металлических пластырей для устранения НЭК и отключения верхних пластов [12]. Используются модернизированные устройства и технологии для установки двухслойных пластырей с толщиной стенок 6 мм, рассчитанных для применения в скважинах глубиной до 2000 м и при депрессии до 20 МПа [13]. Недостатком ее является уменьшение внутреннего диаметра колонны на 12 мм, то есть в 2 раза больше по сравнению с обычным (однослойным) пластырем.

Известен металлический расширяемый пластырь ПМР для устранения протяжённых участков НЭК. Принцип действия ПМР основан на расширении металлических гладких труб круглого сечения по всей длине. Пластырь позволяет герметизировать участки ЭК длиной от нескольких десятков до сотен метров с сужением прохода не более 10 мм и допустимым перепадом давления до 20 МПа. При необходимости существует возможность извлечения ПМР из скважины с помощью специального оборудования.

В настоящее время разработаны и совершенствуются ряд технологий, позволяющих решать вопросы ликвидации НЭК в конкретных геолого-технических условиях без значительного уменьшения ее внутреннего диаметра. В этом плане безусловный интерес представляют технологии ремонта ЭК расширением металлических гладких труб круглого сечения, разработанные фирмами "Baker Hughes" [14] и

"Weatherford" [15]. Принцип данных технологий аналогичен технологии ПМР.

Поиск и разработка принципиально новых эффективных способов восстановления герметичности ЭК в ПО "Азнефть" продолжает оставаться актуальной задачей. Известны результаты широкого внедрения метода ремонта обсадных колонн гофрированными стальными пластырями, в том числе многочисленные примеры успешного применения способа для решения таких сложных задач, как отключение промежуточных пластов на глубинах до 2500 м и др. Массовое внедрение пластырей характеризовалось высокими технико-экономическими показателями: коэффициент успешности возрос до 0,9-0,95, по сравнению с цементными заливками; снизилась стоимость и длительность операций в 2-2,5 раза, резко увеличилась продолжительность эффекта. За двадцатилетний период с помощью пластырей отремонтировано несколько тысяч скважин.

В ПО "Азнефть" основными причинами не применения металлических "пластырей" предположительно, являются снижение пластовых давлений на большинстве месторождений, где почти 90% скважин эксплуатируются с применением глубинных насосов, в связи с этим в процессе освоения и эксплуатации пластыри подвержены воздействию высоких депрессий, что приводит к потере их герметичности. На всех месторождениях для ремонта ЭК пользуются традиционным и низкоэффективным способом-цементными заливками и использованием "летучек", приводящими к значительному уменьшению внутреннего диаметра колонны.

Принцип работы "пластыря" отличается от всех известных устройств по восстановлению герметичности обсадной колонны. Он изготовлен из прочного высоковязкого металла, который при нагреве принимает форму внутренней поверхности обсадной колонны и давит на стенки скважины. За счет этого усилия он не сползает со стенок скважины.

По сравнению со способами восстановления герметичности обсадных колонн цементованием под давлением, заключающимся в закачке тампонирующей смеси в колонну обсадных труб, заполненную промывочной жидкостью, и последующей задавке этой смеси в зону негерметичности, технико-экономическая эффективность применения технологии обеспечивается за счёт экономии цемента, обсадных труб и других материалов; увеличения межремонтного периода работы скважины; исключения затрат на работу бригады КРС. Установка "пластырей" в скважине может осуществляться на каротажном кабеле, а не на трубах, что значительно сокращает время проведения капитального ремонта и его стоимость. Кроме того, нет необходимости проводить работы по прижатию "пластыря" к стенкам скважины. Эти работы требуют высокой квалификации специалистов. При проведении работ исключается некачественная герметизация обсадной колонны, требующая повторения процесса герметизации.

Выводы

Анализом опыта проведения РИР по устраниению НЭК в скважинах месторождения "Бузовна-Маштага" установлено, что успешность их в условиях интенсивности пескопроявления не превышает 50%.

Установлено, что технические средства, к которым относятся пакеры, профильные перекрыватели и стальные колонны-"летучки" находят ограниченное применение по следующим причинам:

- пакеры - непродолжительный период сохранения герметичности;

- профильные перекрыватели - повышенные требования к подготовке скважины, продолжительный процесс установки;

- колонны-"летучки"- сложность технологии, невозможность возврата прежнего диаметра эксплуатационной колонны.

Не смотря на то, что тампонирующее является основным методом устранения НЭК на скважинах месторождения "Бузовна-Маштага" далеко не все тампонажные растворы обладают достаточными фильтрационными и прочностными свойствами. При устранении двух и более нарушений ЭК имеет место большая продолжительность и стоимость ремонта, в ряде случаев устранить многочисленные нарушения не удаётся вообще.

Литература

1 Гудков-Кученков С.Ю. Изоляция негерметичностей эксплуатационных колонн скважин со вскрытыми высокопроницаемыми объектами эксплуатации / С.Ю. Гудков-Кученков, П.Н. Кучумов // Бурение и нефть. – 2010. – № 5. – С. 28-29.

2 Сарваров А.Р. Разобшение негерметичных участков эксплуатационной колонны и продуктивного пласта установкой пакера 4ПМС / А.Р. Сарваров, А.В. Локтев, И.Д. Болтов, М.В. Мурзяков. // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 9. – С. 93-95.

3 Светашов В.Н. Технические средства для ремонтно-изоляционных работ / В.Н. Светашов // Инженерная практика. – 2010. – № 5. – С. 24-30.

4 Уметбаев В.Г. Капитальный ремонт скважин. Изоляционные работы / В.Г. Уметбаев, В.Ф. Мерзляков, Н.С. Волочков. – Уфа: РИЦ АНК "Башнефть", 2000. – 424 с.

5 Чесноков Е.Н. Инновационные технические решения РИР со спуском дополнительных эксплуатационных колонн / Е.Н. Чесноков // Инженерная практика. – 2010. – № 5. – С. 50-53.

6 Никитченко В.Г. Применение металлических тонкостенных мостов при перекрытии интервалов перфорации / В.Г. Никитченко, Е.Н.Штахов, К.В. Буйко и др. // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 3. – С. 55-56.

7 Мелинг К.В. Восстановление герметичности эксплуатационных колонн профильными перекрывателями / К.В. Мелинг, А.А. Мухаметшин, А.Л. Насыров, Р.Я. Хабибуллин. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 72-75.

8 Штахов Е.Н. Опыт проведения сервисных работ по ремонту обсадных колонн металлическими пластырями / Е.Н. Штахов, В.Г. Никитченко, А.В.Величко и др. // Сб. научн. тр. ОАО НПО "Бурение". – Краснодар. – 2004. – Вып. 11. – С. 195-199.

9 Назметдинов Р.М. Состояние и проблемы РИР по устраниению негерметичности эксплуатационных колонн в скважинах Западной Сибири / Р.М. Назметдинов, К.В. Стрижнев // Тр. Башнипинефть. – 2000. – Вып. 100. – С. 143-147.

10 Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика. – СПб.: Недра, 2010. – 560 с.

11 Стрижнев К.В. Тампонажные составы для восстановления герметичности эксплуатационной колонны / К.В. Стрижнев // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 12. – С. 49-52.

12 Штахов Е.Н. Особенности отечественной и зарубежной технологий ремонта обсадных колонн стальными пластырями / Е.Н. Штахов, О.А. Ледашов, В.Г. Никитченко и др. // Сб. научн. тр. ОАО НПО "Бурение". – Краснодар. – 2004. – Вып. 12. – С. 217-227.

13 Штахов Е.Н. Современное состояние работ по ремонту обсадных колонн металлическими пластырями / Е.Н. Штахов, О.А. Ледашов, И.Н. Копылов и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 3. – С. 44-46.

14 <http://www.bakerhughes.ru>. Нефтепромысловое оборудование и услуги.

15 <http://www.weatherford.ru>. Нефтепромысловое оборудование и услуги.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
02.09.15*

*Рекомендована до друку
професором **Тарком Я.Б.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Мамедовим Н.**
(НІПІ нафтогаз, м. Баку, Азербайджан)*