

Негативные факторы, влияющие на целостность эксплуатационных колонн скважин, и методы предупреждения нарушения герметичности

Насыров А.М., Епифанов Ю.Г.

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева, Ижевск, Россия
amdakh-nasyrov@rambler.ru

Аннотация

Основной элемент конструкции скважины, определяющий продолжительность службы скважин, - это эксплуатационная колонна (ЭК). Преждевременный выход из строя эксплуатационной колонны требует значительных расходов на ее восстановление, а нерентабельность восстановления ее ремонтными методами приводит к неоправданным затратам на ликвидацию скважины и бурение дублирующей скважины. В статье кратко охарактеризованы влияние негативных факторов на целостность ЭК скважин и изложены возможности снижения их влияния. Предложены конкретные рекомендации.

Материалы и методы

Фактические данные исследования скважин геофизическими, гидродинамическими методами, аналитические методы обобщения промысловых данных, инженерные расчеты технологических процессов.

Ключевые слова

эксплуатационная колонна скважины, термобарическое воздействие, паронагнетательные скважины, воздействие коррозии, скважинный защитный состав, ремонтно-изоляционные работы, опрессовочное давление

Для цитирования

Насыров А.М., Епифанов Ю.Г. Негативные факторы, влияющие на целостность эксплуатационных колонн скважин, и методы предупреждения нарушения герметичности // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 2. С. 33–36. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-33-36

Поступила в редакцию: 06.11.2020

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Negative factors affecting the integrity of production strings and methods for preventing leakage

Nasyrov A.M., Epifanov Yu.G.

Institute of oil and gas named after M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia
amdakh-nasyrov@rambler.ru

Abstract

The main element of the well design, which determines the life of the wells, is the production strings (PS). Premature failure of the production strings requires significant expenses for its restoration, and the unprofitability of its restoration by repair methods leads to unjustified expenses for abandoning the well and drilling a duplicate well. The article briefly describes the impact of negative factors on the integrity of the PSs of the wells and outlines the possibilities to reduce their impact. Specific recommendations are offered.

Materials and methods

Actual data of well survey by geophysical, hydrodynamic methods, analytical methods of generalization of field data, engineering calculations of technological processes.

Keywords

production strings of a well, hermos-baric action, steam injection wells, corrosion effects, downhole protective composition, repair and insulation works, pressure testing

For citation

Nasyrov A.M., Epifanov Yu.G. Negative factors affecting the integrity of production strings and methods for preventing leakage. Exposition Oil Gas, 2021, issue 2, P. 33–36. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-33-36

Received: 06.11.2020

Объекты первостепенной важности нефтедобывающего предприятия — это эксплуатационные скважины. Увеличение срока службы скважин является в настоящее время актуальнейшей задачей для большинства нефтяных компаний страны. Данная задача имеет одновременно экономическую, техническую и экологическую важность.

Основной элемент конструкции скважины, определяющий продолжительность службы скважин, — это эксплуатационная колонна (ЭК). Преждевременный выход из строя ЭК требует значительных расходов на ее восстановление, а нерентабельность восстановления ее ремонтными методами приводит к неоправданным затратам на ликвидацию скважины и бурение дублирующей скважины.

Известно, что негерметичность ЭК является причиной загрязнения обширных зон грунтовых и пластовых вод питьевого качества или неконтролируемого выхода на рельеф огромного количества пластовых флюидов (газа, нефти, соленой воды), а иногда и причиной открытых нефтегазоводопроявлений (НГВП).

Эксплуатационная колонна нефтяных и нагнетательных скважин в период своего функционирования подвергается следующим воздействиям:

- горно-геологическому;
- коррозии внутренней и внешней поверхности;
- температурному;
- высокому давлению при технологических операциях;
- механическому;
- тектоническому;
- химическому (кислотные обработки);
- комплексному.

Рассмотрим воздействие некоторых из этих негативных факторов более подробно, поскольку на практике технический персонал при проведении технологических операций не учитывает весь комплекс факторов, воздействующих на ЭК, чем создает экстремальные условия работы колонны.

Тектоническое воздействие на повреждение ЭК скважин в Волго-Уральском районе маловероятно, однако полностью исключить возможность нарушения механической целостности колонн из-за небольших тектонических движений (до 3 баллов) пластов не следует. Более того, ряд специалистов утверждает [3], что на территории разрабатываемых месторождений происходит оседание пластов, которое может привести к деформации обсадных колонн скважин.

Горно-геологическое воздействие на ЭК возникает в зависимости от свойств горных пород по разрезу скважины, от стратиграфии и тектоники слагаемых горных пород, а также от интенсивности отбора флюидов из скважины. Например, при насыщении водой и набухании глинистых составляющих пластов могут возникнуть огромные сминающие и разрывающие эксплуатационную колонну усилия. Значительные разрушающие ЭК усилия создаются и при очень низких забойных давлениях, а также при различных методах воздействия на призабойную зону пластов (ПЗП). Во всех этих случаях необходимо выполнять оценочные расчеты для обеспечения целостности ЭК.

Термобарическое воздействие на ЭК при эксплуатации скважин и источники напряжения металла. Температурные колебания в скважине вызывают дефект колонны в большинстве случаев в виде разрывов и сколов,

причем значительная часть из них по телу муфты. Повреждения ЭК такого рода дефектами находятся, как правило, в интервале 0–350 м [4]. Данному факту мы даем следующее объяснение.

Эксплуатационная скважина заливается цементом при подвешенном состоянии, что создает значительные растягивающие напряжения в верхней части эксплуатационных колонн из-за собственного веса ЭК ($F_1 = 30 \div 35$ т в жидкости). В интервалах некачественного цементного, в основном в верхней части ЭК, это напряжение в металле сохраняется.

Кроме того, в паронагнетательных скважинах заливку колонны производят под предварительной натяжкой до 100 т с расчетом, что при нагревании эксплуатационной колонны это напряжение нейтрализуется.

При технологических обработках, промывках скважин за счет повышенного давления в эксплуатационной колонне создается напряжение в теле колонны вдоль оси скважины под действием возникающего усилия, рассчитываемого по формуле:

$$F = 0,785 \times D_{в}^2 \times P \times (H), \quad (1)$$

где F — растягивающее усилие, Н;
 $D_{в}$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;
 P — избыточное давление, Н/м².

При глушении, промывках скважин в зимнее время за счет охлаждения эксплуатационной колонны создаются значительные разрывные усилия, рассчитываемые по формуле:

$$P = \alpha \times E \times F \times \Delta t \times (H), \quad (2)$$

где α — коэффициент линейного расширения — $11,5 \times 10^{-6}$ град⁻¹;
 E — модуль упругости — $20,5 \times 10^{10}$ Н/м²;
 F — площадь сечения металла обсадных труб, м²;
 Δt — перепад температур, °C.

Например, в случае глушения скважины с ЭК диаметром 168×8 мм в зимнее время (температура соленой воды +2 °C) перепад температур $\Delta t = 20$ °C, а давление закачки жидкости глушения достигнет 10 МПа, то растягивающее усилие от избыточного давления составит 181 400 Н, или 18,1 т силы. Кроме того, за счет температурных напряжений растягивающее усилие составит:

$$P = 11,5 \times 10^{-6} \times 20,5 \times 10^{10} \times 0,0057 \times 20 = 268\,755 \text{ Н} = 26,9 \text{ т.}$$

Суммарное усилие на разрыв колонны с учетом предварительной натяжки ЭК составит:

$$\Sigma F = F_1 + F + P = 30 + 18,1 + 26,9 = 75 \text{ т.}$$

Для паронагнетательных скважин при переходе от длительной закачки пара на закачку холодной воды суммарное усилие на разрыв достигает 150 и более тонн. Поэтому при резком охлаждении скважины создаются условия для разрыва ЭК.

Анализ термобарического воздействия на ЭК позволил сделать вывод о необходимости расклинивания ЭК от кондуктора, т.е. снятия предварительного натяжения. Это выполнили на 70 скважинах, пробуренных под нагнетание пара на Гремехинском



Рис. 1. Упавшая плашка застряла на стыке обсадных труб

Fig. 1. The dropped spider die is stuck at the junction of the strings pipes

месторождении, после чего обрывы эксплуатационных колонн резко сократились.

Таким образом, все вышеперечисленные факторы создают в теле обсадных труб растягивающие усилия, зависящие от температуры и давления, создаваемых в скважине, сопоставимые с остаточной прочностью обсадных труб. Инженерно-технические работники, составляющие планы по обработке призабойных зон, ремонтно-изоляционным работам и другим видам капитального и текущего ремонта, а также при организации закачки холодной воды в нагнетательные скважины в зимнее время, обязаны учитывать все вышеуказанные факторы и выполнить предварительные оценочные расчеты нагрузок на колонну [2].

Механическое воздействие. Обсадные трубы в процессе эксплуатации подвергаются и значительному механическому воздействию при установке пакеров, якорей и спецоборудования, при скребковании, рабировании и проработке долотом от цементной корки, солевых отложений и выполнении других работ.

На рисунке 1 показана упавшая в скважину плашка от спайдера. С учетом ударной нагрузки при спуске печати конец плашки создает напряжение более 700 кг/см², что может быть причиной разгерметизации колонны. На фотографии видно также, что стенки эксплуатационной колонны подверглись сильной язвенной коррозии.

Во всех вышеуказанных случаях стенки ЭК получают серьезные повреждения, снижая прочность ЭК.

Химическое воздействие. В процессе выполнения кислотных обработок призабойных зон, при промывках скважин агрессивными жидкостями, термохимических обработках по различным причинам возникают возможности химического воздействия агрессивных жидкостей и газов на металл ЭК, снижая при этом прочностные свойства обсадных труб. Персонал нефтепромыслов обязан учитывать этот фактор и не допускать длительного контакта агрессивных сред с ЭК.

Воздействие коррозии на эксплуатационную колонну. Усиленному воздействию коррозии подвергаются ЭК добывающих скважин ниже интервала приема насоса, где содержится пластовая вода, а также ЭК нагнетательных скважин, закачивающих сточную воду.

В системе разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления нагнетательные скважины играют исключительную роль, поскольку через них идет



Рис. 2. Насосно-компрессорные трубы, поднятые из нагнетательной скважины сточной воды. Надпакерное затрубное пространство не было заполнено защитным составом
Fig. 2. Tubing lifted from a wastewater injection well. The above-packer annulus was not filled with a protective compound



Рис. 3. Питтинговая коррозия обсадных труб нагнетательной скважины сточной воды
Fig. 3. Pitting corrosion of casing pipes of a wastewater injection well

восполнение энергии пласта. В связи с этим к надежности и долговечности нагнетательных скважин предъявляются повышенные требования.

Обсадные колонны нагнетательных скважин работают в тяжелых условиях. Внутренняя поверхность ЭК и наружная часть насосно-компрессорных труб (НКТ) при заполнении скважин сточной водой подвергаются интенсивной электрохимической, химической и бактериальной коррозии (рис. 2, 3).

Для предотвращения внутренней коррозии эксплуатационных колонн в нагнетательных скважинах в ОАО «Удмуртнефть» используются скважинные защитные составы (патент № 2143055.3.99110836 «Скважинный защитный состав от коррозии»). Скважинные защитные составы предназначены для заполнения межтрубного пространства и должны обладать следующими качествами:

- бактерицидными свойствами;
- инертностью к металлу обсадных труб и НКТ или наличием ингибирующего эффекта;
- способностью поглощать сероводород;
- постоянством физико-химических

свойств в течение длительного времени;

- способностью не образовывать нерастворимых продуктов реакции в контакте с заколонными водами и не ухудшать состояние призабойной зоны при закачке в пласт;
- недефицитностью;
- технологичностью при использовании.

Скважинный защитный состав поддерживает его антикоррозионные свойства в затрубном пространстве нагнетательных скважин на значительный период работы скважины (до года и более) за счет содержащихся в жидкости компонентов, обеспечивающих связывание сероводорода, подавление жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий, появление которых возможно в межтрубном пространстве. Такие свойства защитных составов позволяют предохранять от интенсивной коррозии наружные стенки НКТ и внутренние стенки эксплуатационных колонн (рис. 4).

В эксплуатационных скважинах интенсивному коррозионному процессу подвергаются обсадные трубы ниже приема насоса, где находится преимущественно пластовая вода. Выше приема насоса в затрубе скважины находится чистейшая нефть и затрубный

газ, в связи с чем коррозия в этом интервале незначительная.

Поскольку требования высокой механической прочности обсадных труб не позволяют применять композитные материалы или футеровку труб органическими материалами, эмалью, — наиболее рациональным методом предупреждения коррозии является применение легированных сталей. Например, против сероводорода применяют устойчивые к коррозии сорта стали путем добавления в состав металла хрома от одного до тринадцати процентов.

По электрохимзащите эксплуатационных колонн скважин от коррозии значительных работ выполнено не было, поэтому этот вопрос в данной работе не рассматривается.

Очень важной и ответственной операцией является испытание на герметичность (опрессовка) эксплуатационных колонн после проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР). Для предупреждения растрескивания цементного кольца и нарушения герметичности заколонного пространства максимальные величины давления при проведении опрессовки ЭК и технологических операций предлагается принять согласно расчетам А.М. Руцкого («ВНИИКРнефть») [1].

Исходя из существующего опыта, предлагаются следующие ограничения:

- если РИР колонны проводился установкой металлических пластматерей, то давление опрессовки берется исходя из характера нарушения и механических свойств пластматерей и, как правило, не превышает 8–9 МПа;
- при опрессовке эксплуатационных колонн, имеющих нарушения в интервале спуска кондуктора, давление необходимо ограничить величиной опрессовочного давления для кондуктора;
- после производства РИР в нижних интервалах давление опрессовки ограничивается величиной опрессовочного давления вышележащих интервалов, где проводились изоляционные работы;
- в случае, когда РИР колонны выполнены выше продуктивных пластов и дефектное место колонны после ремонта не выдерживает необходимого давления, тогда этот интервал колонны защищают двухпакерным устройством.

Серьезным фактором предупреждения нарушения целостности эксплуатационных колонн является системный мониторинг их состояния. Для этого на предприятиях

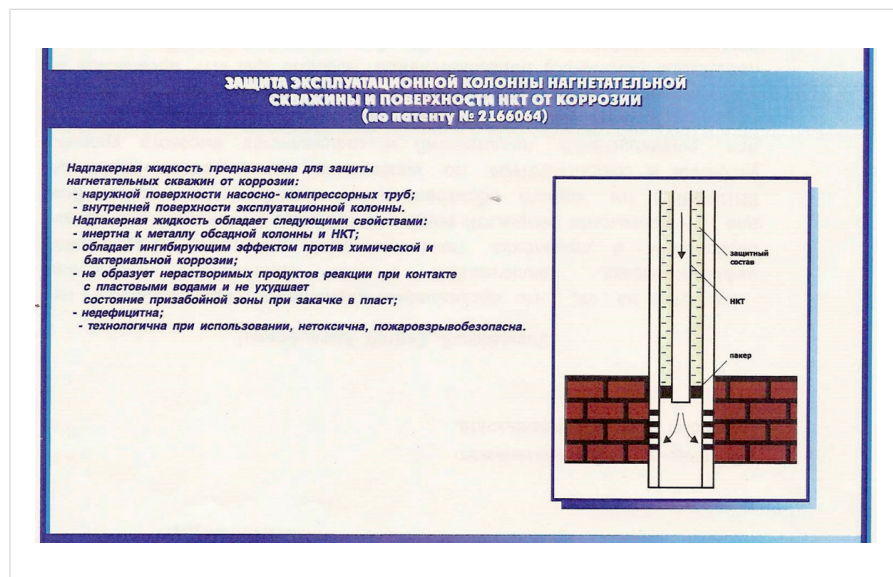


Рис. 4. Схема работы нагнетательных скважин сточной воды при заполнении затрубного пространства защитным антикоррозионным составом
Fig. 4. Scheme of operation of wastewater injection wells when filling the annular space with a protective anticorrosive compound

по добыче нефти составляется график комплексного исследования скважин геофизическими методами, так называемых ОТСЭК (оценка технического состояния эксплуатационных колонн). Результаты ОТСЭК в ряде случаев позволили предотвратить возможные НГВП на открытый рельеф в виде грифонов с большими экономическими затратами на их устранение.

Кроме целевых геофизических исследований предприятия также практикуют мониторинг целостности ЭК при выполнении других операций без значительных дополнительных затрат. Например, опрессовка ЭК при обработке призабойных зон, акустический каротаж при инклинометрии ствола скважины и т.д.

Надо отметить, что в нефтяной отрасли для гарантированной защиты целостности ЭК в настоящее время существует достаточный арсенал технических средств и технологий, при комплексном применении которых можно успешно нейтрализовать факторы, негативно действующие на целостность эксплуатационных колонн.

Итоги

Проанализировано влияние негативных факторов на целостность ЭК скважин и изложены возможности и методы предупреждения нарушения целостности обсадных труб. Предложены конкретные рекомендации.

Выводы

1. Температурные колебания в скважинах при проведении технологических операций являются источником значительных

напряжений в эксплуатационных колоннах, а также потенциальным источником повреждения ЭК.

2. При глушении скважин в зимнее время не допускать закачку жидкости глушения при температуре ниже плюс 8–10 градусов в сочетании с высокими давлениями закачки.
3. Наиболее актуальной проблемой на большинстве предприятий добычи нефти становится целостность эксплуатационных колонн в нагнетательных скважинах сточной воды. В данном случае эффективными мероприятиями на практике стали применение футерованных или стеклопластиковых НКТ, заполнение надпакерной зоны скважины защитными составами, жесткий контроль параметров работы скважины при обслуживании.
4. Интенсивная коррозия — один из основных факторов, снижающих продолжительность службы эксплуатационной колонны. Поскольку требования высокой механической прочности обсадных труб не позволяют применять композитные материалы и внутреннюю футеровку, предлагается применять устойчивые к коррозии сорта стали.
5. После проведения РИР колонны необходимо применять щадящие условия опрессовки и эксплуатации эксплуатационных колонн скважин.
6. Проведенные исследования показывают высокий уровень агрессивности в коррозионном отношении добываемой жидкости после соляно-кислотных обработок. Поэтому предлагается после обработки

призабойных зон соляной кислотой промыть скважину пресной водой до полной нейтрализации остатков кислоты.

7. Долговечность службы скважин и эксплуатационных колонн зависит от многих факторов, начиная от стадии проектирования, применяемых материалов, цементной заливки, кончая условиями эксплуатации. Поэтому на нефтедобывающих предприятиях необходимо разрабатывать и осуществлять комплекс организационных, технических и технологических мероприятий по обеспечению необходимой продолжительности службы ЭК и скважин.

Литература

1. Руцкий А.М. Расчет максимального давления в обсадных трубах, при котором не происходит растрескивание цементного кольца. Краснодар: ВНИИКРнефть, 1992.
2. Емельянов А.В., Шатило С.П. Технология чистого свинчивания обсадных труб или опыт внедрения отечественных разработок // Экспозиция Нефть Газ. 2011. № 6. С. 10–11.
3. Леонтьев М.В., Коваль М.Е., Воронин А.А., Корнев А.Ю., Ляпин И.Н., Вагнер А.В., Семушенков С.И., Федосеев Д.А., Старостин Д.В., Поляков С.П. Технологические решения по предотвращению деформации обсадных колонн в скважинах // Нефтяное хозяйство. 2019. № 5. С. 22–25.
4. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. М.: Инфра-Инженерия, 2019. 356 с.

ENGLISH

Results

The influence of negative factors on the integrity of the wells was analyzed and the possibilities and methods of preventing the violation of the integrity of strings pipes were outlined. Specific recommendations are offered.

Conclusions

1. Temperature fluctuations in wells during technological operations are a source of significant stresses in production strings, as well as a potential source of damage to the production strings.
2. When killing the well, prevent from injecting the killing fluid into the well at 8–10 degrees along with high pressure injection.
3. The topical issue for the most of the oil producing companies is the integrity of the flow strings in the waste injection wells. In this case using coated or fibreglass tubings has proven itself as the most efficient along with filling the above-packer zone with the protective fluids, and strict control over well operation parameters during the well service.

References

1. Rutskiy A.M. Calculation of the maximum pressure in the casing, at which no cracking of the cement ring occurs. Krasnodar: VNIKrneft, 1992. (In Russ).
2. Emelyanov A.V., Shatilo S.P. Technology of clean make-up of casing pipes

- or experience in introducing domestic developments. Exposition Oil Gas, 2011, issue 6, P. 10–11. (In Russ).
3. Leontiev M.V., Koval M.E., Voronin A.A., Kornev A.Yu., Lyapin I.N., Vagner A.V., Semushenkov S.I., Fedoseev D.A., Starostin D.V., Polyakov S.P. Technological solutions

- to prevent deformation of casing strings in wells. Oil Industry, 2019, issue 5, P. 22–25. (In Russ).
4. Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. Operation of oil fields in difficult conditions. Moscow: Infra-Engineering, 2020, 356 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Насыров Амдах Мустафаевич, к.т.н, профессор института нефти и газа им. М.С. Гущериева, Ижевск, Россия
Для контактов: amdakh-nasyrov@rambler.ru

Епифанов Юрий Геннадиевич, доцент института нефти и газа им. М.С. Гущериева, Ижевск, Россия

Nasyrov Amdakh Mustafaevich, ph.d., professor, Institute of oil and gas named after M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia
Corresponding author: amdakh-nasyrov@rambler.ru

Epifanov Yuriy Gennadievich, assistant professor, Institute of oil and gas named after M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia