УДК 624.01

КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

[1]Апасов Т.К., [2]Мухаметшин В.Г., [1]Апасов Г.Т.

[1]ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, e-mail: apasov-timur@mail.ru;
[2]ОАО «НижневартовскНИПИнефть», Нижневартовск

Проблема негерметичности эксплуатационных колонн (ЭК) в свете «стареющих» месторождений является крайне актуальной задачей для многих нефтегазоносных областей. Нарушения герметичности ведут к остановкам работы скважин, вследствие чего эксплуатация становится нерентабельной. На примере Самотлорского месторождения, проведены комплексные исследования причин и характера нарушения герметичности ЭК, разработана программа применения превентивных мер по продлению срока службы действующих скважин и технологии защиты ЭК новых скважин. Для решения проблем по ликвидации негерметичностей колонн в нефтяных скважинах предлагается технология и быстросхватывающийся тампонажный состав на основе карбамидоформальдегидной смолы для пластовых температур от 20 до 120°С вместо традиционного портландцемента. Предложенные технология и состав практически апробированы на скважинах № 36, 39 Южно-Охтеурского месторождения и рекомендованы для промышленного внедрения.

Ключевые слова: негерметичность эксплуатационной колонны, технологические и технические факторы, коррозионная среда, исследования причин, пробуренные скважины, карбамидоформальдегидная смола

INTEGRATED RESEARCH AND ACTION TO ADDRESS PROBLEMS LEAKAGE PRODUCTION CASING SAMOTLOR FIELD

[1]Apasov T.K., [2]Mukhametshin V.G., [1]Apasov G.T.

[1]Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Tyumen Industrial University», Tyumen, e-mail: apasov-timur@mail.ru;
[2]Nizhnevartovsk NIP Ineft, Nizhnevartovsk

The problem of leaking production tubing in mature fields is a very urgent task. tightness Leaks lead to shutdowns of wells, resulting in the exploitation becomes unprofitable.. For example, the Samotlor field, carried out comprehensive research into the causes and nature of the breach of integrity, has developed a program of preventive measures to extend the life of existing wells and new wells protection technology. To solve the problems on the Elimination of leaks columns in oil wells proposed technology and Rapid plugging compound based on urea-formaldehyde resin, in reservoir temperatures of 20 to 120°C, instead of the traditional Portland cement. The proposed technology and structure, practically tested in wells number 36, 39 South Ohteurskogo field and recommended for industrial implementation.

Keywords: production casing leaks, technological and technical factors, corrosive environment, research into the causes, drilled wells, urea-formaldehyde resin

Проблема негерметичности эксплуатационной колонны (ЭК) добывающих и нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях Западно-Сибирского региона и других месторождениях, с каждым годом приобретает все большую актуальность, поскольку нарушения герметичности колонн ведут к росту обводненности добываемой продукции, вследствие которого эксплуатация скважин оказывается нерентабельной. Коррозионная среда, стареющие материалы металлов и цементов, напряжения, вызванные разницей внутрискважинного и пластового давлений, наличие интервалов интенсивного набора кривизны и прочие геолого-технологические причины приводят к нарушению герметичности обсадных колонн (ОК) и укорачивают срок их службы. Основываясь на вышеперечисленных факторах [4, 5], авторы уверены, что работу по применению превентивных мер для любого месторождения необходимо разделить на три основных этапа:

I этап – анализ отказов скважин по причине негерметичности ЭК;

II этап – обследование и оценка коррозионного состояния ЭК;

III этап – разработка технологий и методов по защите и ликвидации негерметичностей ЭК.

По Самотлорскому месторождению в пределах деятельности ОАО «РН-Нижневартовск» на первом этапе работ был собран и проанализирован весь материал по скважинам, характеризующимся нарушениями герметичности ЭК. Всего было проанализировано 1203 заключения (файла) по определению технического состояния ЭК,

из которых 637 соответствовали поставленной задаче (по 467 скважинам), что и составило основу дальнейшей работы. На основе многофакторного анализа были выделены четыре основные группы факторов:

1. Геологические факторы, влияющие главным образом с внешней стороны ЭК: пласты с агрессивными гидрогеологическими условиями; литологический состав горных пород, наличие разломов и кавернозности; влияние температуры, давления горных пород.

2. Технологические и технические факторы: влияние зенитного и азимутального углов ствола скважины; несоответствие геологическим условиям конструкций скважин, компоновок применяемых обсадных труб, технологий цементирования обсадных колонн, качество металла; влияние подвески УЭЦН на образование негерметичности (электромагнитные поля, солеотложения и их удаление); история эксплуатации скважины (возраст, длительность эксплуатации при добыче в агрессивной среде (высокая обводненность), количество ПРС, КРС, ГТМ).

3. Геохимические факторы: физико-химический состав пластовых вод в пределах исследуемой площади; физико-химический состав вод для заводнения и агрессивных жидкостей для интенсификации добычи нефти, их коррозийная агрессивность.

4. Субъективные факторы: опыт и квалификация исполнителей: нарушение организации процесса спуска ЭК, применение некачественных труб, недовинчивание резьбовых соединений и другие.

По результатам анализа влияние геологических факторов на появление негерметичностей колонн не выявлено. Однако основной объем негерметичностей (75%) сконцентрирован в интервале 1300–1700 м, относящихся к пластам Покурской свиты.

Среди технологических и технических факторов по результатам анализа фонда скважин Самотлорского месторождения были выделены основные механизмы, приводящие к появлению негерметичностей в ЭК: влияние зенитного и азимутального углов наклона пробуренных скважин, а также влияние в районе глубин расположения УЭЦН. На рис. 1 представлено распределение основных факторов, влияющих на появление герметичностей в ЭК по массиву 180 скважин.

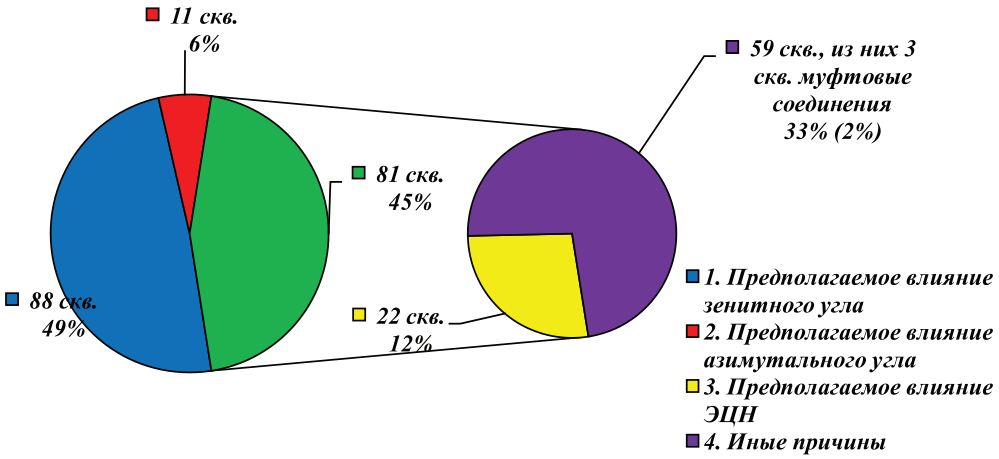

Рис. 1. Распределение причин негерметичности ЭК

На втором этапе дополнительно исследованы коррозионные механизмы и их направления развития по внешней и внутренней поверхности ЭК. Для определения направления развития коррозии были использованы скважинные приборы: гамма-дефектоскоп-толщиномер (СГДТ) и скважинный акустический телевизор (САТ). Первый прибор определяет потерю толщины стенки, второй – изменение внутреннего эллипса скважины (направление потерь). По результатам сканирования эксплуатационных колонн на двух скважинах было установлено существенное уменьшение толщины стенки в определенных интервалах, при этом прибор САТ показал, что на обеих скважинах имеет место эллипсность внутреннего диаметра эксплуатационных колонн. Это однозначно говорит о протекании процессов механического износа и коррозии на внутренней поверхности ЭК. Для подтверждения результатов сканирования скважин физическими методами, на одной из

них была произведена вырезка металла из тела эксплуатационной колонны с глубины 1700 м. Фрагменты внутренней поверхности (а) и наружной поверхности (б) металла эксплуатационной колонны после 17 лет работы представлены на рис. 2.

Из осмотра поверхности металла видно, что коррозионный процесс наиболее активно локализуется на внутренней поверхности колонны.

На третьем этапе для предотвращения нарушения герметичности ЭК для нового фонда скважин Самотлорского месторождения было предложено бурение скважин преимущественно с пологими траекториями, исключая пересечения прямолинейных траекторий и эксплуатационных колонн ниже глубин 1300 м (ниже интервалов динамических уровней работающих УЭЦН) (рис. 3).

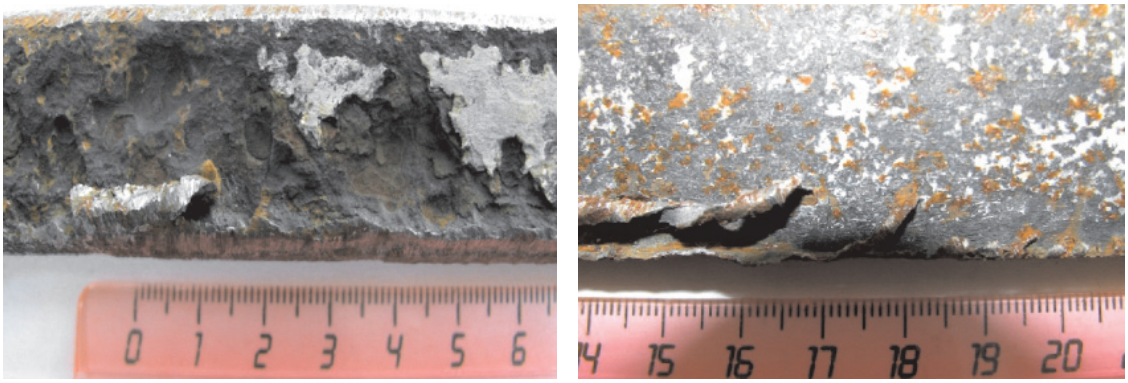

Рис. 2. Образцы внутренней поверхности и наружной поверхности ЭК

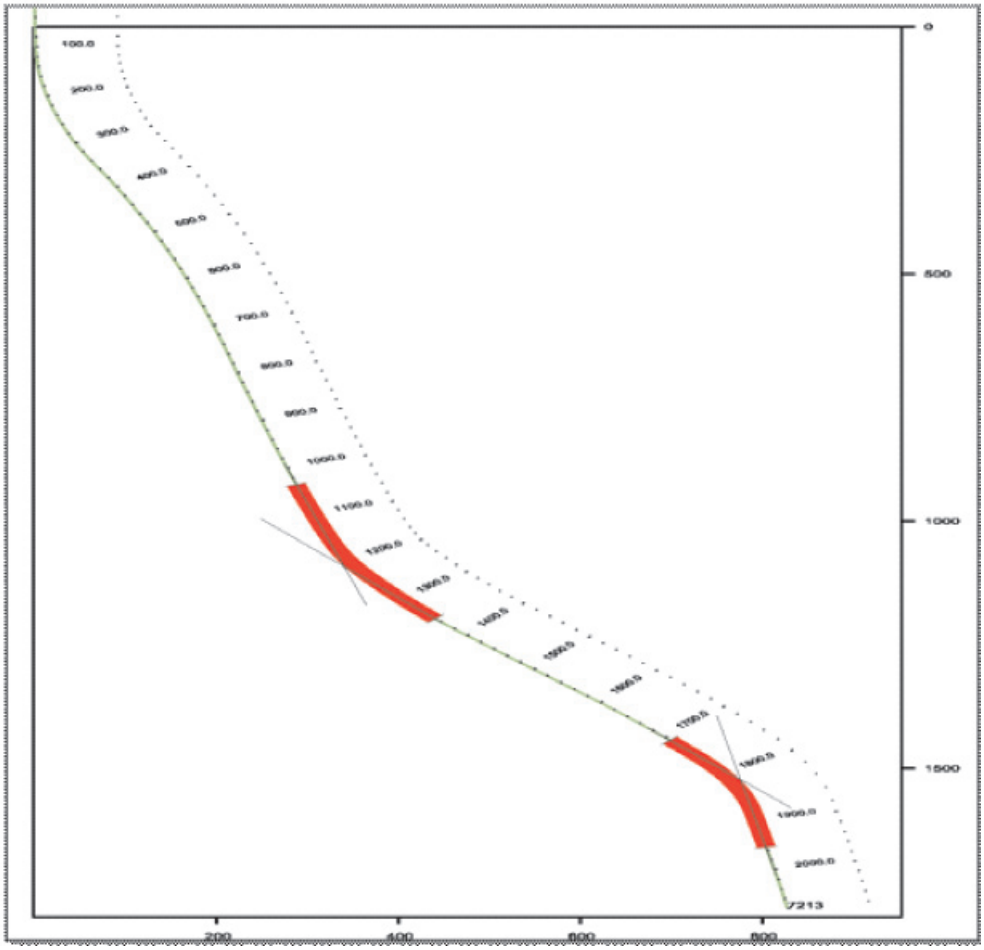

Рис. 3. Схема ствола скважин с ожидаемыми местами нарушений ЭК

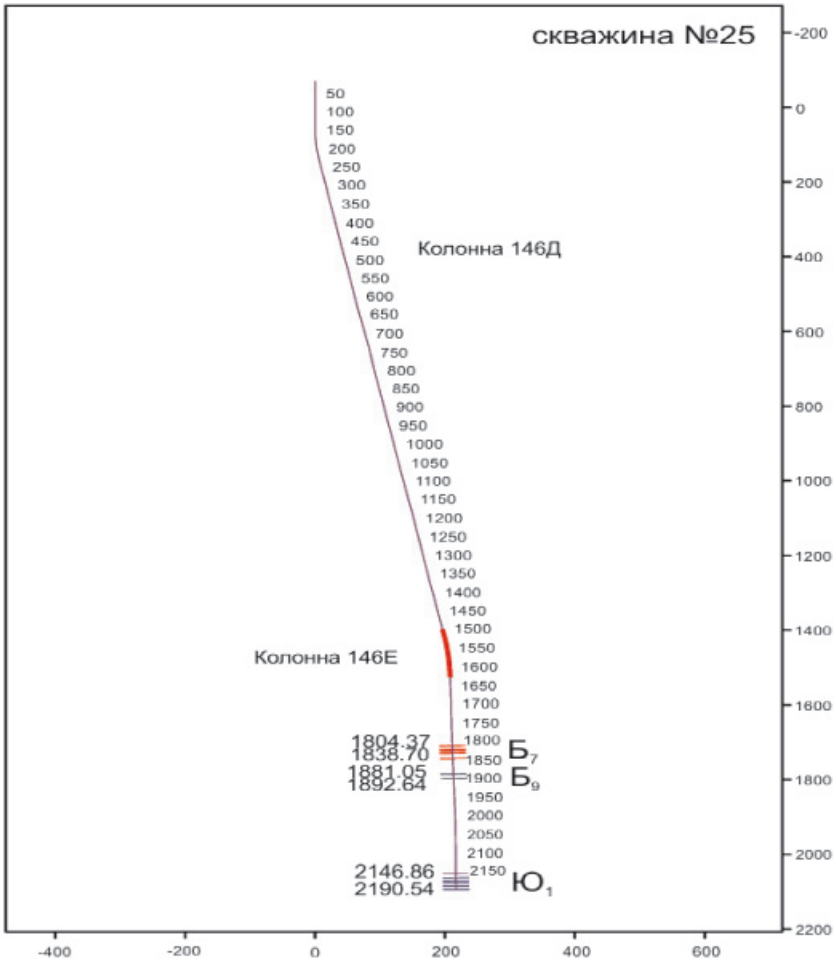

Рис. 4. Схема ствола эксплуатационной колонны скважины № 25

При невозможности выбора пологой траектории при бурении рекомендуется предусмотреть строительство колонн со «смешанной конструкцией», а в интервалах максимальной кривизны применять стали высокой прочности, марки «Е» или даже «К», что позволит снизить воздействие касания эксплуатационной колонны со спускаемым в скважину насосным оборудованием [2, 5]. Перечисленные мероприятия были реализованы при строительстве трех скважин № 25, 26, 48 Южно-Охтеурского месторождения в период с декабря 2013 года по март 2014 года. К примеру, по скважине № 25 для основной части была выбрана колонна с диаметром 146 мм марки «Д», а в местах возможного контакта колонны и спускаемого насосного оборудования выбрана колонна 146 мм марки «Д» (рис. 4).

Интервалы возможного контакта определены с помощью построения трехмерных траекторий ЭК в программном комплексе ROXAR.

Для ликвидации уже выявленных негерметичностей ЭК при разработке месторождений все чаще используются изоляционные составы с высокой фильтруемостью в пористые среды, низкой вязкостью, высокой механической прочностью и адгезией. Основное применение при проведении изоляционных работ находят композиции, состоящие из полимеров и синтетических смол, вместо традиционного портландцемента. Из синтетических смол самыми дешевыми и доступными являются карбамидоформальдегидные смолы [3]. Предлагаем использовать на Самотлорском месторождении разработанную технологию и быстросхватывающую тампонажную смесь (БСТС) на основе карбамидоформальдегидной смолы (КФС), для пластовых температур от 20 до 120 °С, с регулируемым сроком отверждения от 10 минут до 8 часов [1]. Отвердителем КФС является комплексный термостойкий кислотный состав. Для регулирования плотности, вязкости и кольматирующей способности БСТС используются различного типа наполнители (барит, асбест, древесная мука, опилки, фосфогипс и др.).

Рис. 5. Образец БСТС в лабораторных условиях

Технология по ликвидации негерметичностей и основные рецептуры БСТС защищены патентами (Патент РФ № 136485, № 2439119). Перед проведением промысловых испытаний тампонажная смесь БСТС прошла лабораторные исследования с определением основных реологических свойств. Получены образцы БСТС в лабораторных условиях (рис. 5).

Практически технология и тампонажный состав БСТС эффективно внедрены на скважинах № 36, 39, 37 Южно-Охтеурского месторождения. После изоляционных работ по скважинам получен средний прирост 5 т/сут по нефти.

Выводы

1. Анализом установлено, что максимальная концентрация 75,2% (479 интервалов) негерметичности ЭК на Самотлорском месторождении выявлена в интервале 1300–1700 м по пластам Покурской свиты.

2. Основным фактором, приводящим к негерметичности ЭК месторождения, явилось воздействие оборудования, спускаемого в скважину, которое на изгибах колонны контактирует друг с другом, нами это определено с помощью модуля IRP RMS (ROXAR).

3. Для предупреждения негерметичностей эксплуатационных колонн предложено бурение скважин преимущественно с пологими траекториями, исключая пересечения прямолинейных траекторий и эксплуатационных колонн ниже глубин 1300 м (ниже интервалов динамических уровней работающих УЭЦН), либо строительство колонн со «смешанной конструкцией».

4. Для решения проблем по водогазоизоляции в нефтяных скважинах предлагаются технология и составы на основе карбамидоформальдегидной смолы для пластовых температур от 20 до 120°С вместо традиционного портландцемента. Апробации проведены в скважинах № 36, 39 Южно-Охтеурского месторождения и рекомендованы для промышленного внедрения.

Список литературы

1. Абдурахимов Н.А., Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Патент 2439119 Российская Федерация, МПК С09К 8/44. Быстросхватывающая тампонажная смесь (БСТС) для изоляции водогазопритоков в нефтяных и газовых низкотемпературных скважинах / опубл. 10.01.2012 г. Бюл. № 1.

2. Апасов Т.К., Мухаметшин В.Г., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Исследования причин нарушения герметичности эксплуатационных колонн с применением модуля irp rms (roxar) по Самотлорскому месторождению // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2–2; URL: http://science-education.ru/ru/article/view?id=21993.

3. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Технология и составы для проведения в скважинах водоизоляционных работ на основе карбамидоформальдегидной смолы // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 6. – С. 277–291.

4. Завьялов В.В., Канзафаров Ф.Я., Мухаметшин В.Г., Компанченко В.Р., Козлов А.В. Исследование причин и характера нарушения герметичности эксплуатационных колонн добывающих скважин Самотлорского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 1.

5. Канзафаров Ф.Я., Завьялов В.В., Гамолин О.Е., Мухаметшин В.Г., Влияние солеотложения на процесс коррозии эксплуатационных колонн добывающих скважин // Вестник ЦКР Роснедра. – 2013. – № 1. – С. 12–17.