

УДК 622.276.654

<https://orcid.org/0000-0002-6485-9477>

<https://orcid.org/0000-0002-5610-6774>

<https://orcid.org/0000-0003-2236-0333>

<https://orcid.org/0009-0008-5913-195X>

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ЧИНАРЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



Л.А. ЧУРИКОВА,
кандидат технических наук,
koaffl@mail.ru



С.З. АХМЕТЖАН,
кандидат технических наук,
samal.zakey@mail.ru



А.Н. МУКАМБЕТКАЛИЕВА,
магистр технических наук,
ainash_m_89@mail.ru



Г.Г. БЕРКАЛИЕВА,
магистр технических наук,
berkaliyeva-1986@mail.ru

ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКИЙ
ИННОВАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ,
Республика Казахстан, 090001, г. Уральск, пр. Н.Назарбаева, 208

Рассмотрена оценка эффективности применения методов защиты скважинного оборудования и промысловых трубопроводов на Чинаревском месторождении. Решение проблемы повышения эксплуатационной безопасности нефтепроводов в значительной степени зависит от эффективности мероприятий по антикоррозионной защите. Рост агрессивности добываемых жидких углеводородов только обостряет данную проблему, с каждым годом увеличиваясь. Такое положение обуславливается внедрением технологий, которые способствуют повышению отдачи нефтяной продукции и началом разработки глубоко залегающих газоконденсатных продуктивных пластов с температурами свыше 80°C, давлением до 35 МПа и содержанием CO₂ в газовой фазе до 5%.

Рассматривая тенденцию разработки Чинаревского месторождения, выяснено, что происходит в настоящее время влияние на скважинную систему достаточно высокого количества коррозионно-активного H₂S и CO₂. Влияние этих кислых компонентов на коррозию трубопроводной системы определяется условиями эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения. Опасность представляет также бактериальная коррозия, которая при добыче нефти приводит к преждевременному выходу из строя насосного оборудования, подземных и наземных коммуникаций в системе добычи нефти.

Основной причиной коррозии оборудования добывающих скважин на Чинаревском месторождении являются обводненность продукции скважин и значительная минерализация пластовой воды, добываемой попутно с нефтью (от 144,060 до 244,364 г/л).

Совершенствование существующих технологий применения биоцидных обработок объектов нефтяных месторождений с целью сокращения их числа имеют актуальный характер. Снижение количества обработок ингибиторами коррозии–бактерицидами экономически наиболее целесообразно, так как затрачиваются меньшие объемы реагентов.

Решение данной проблемы – совместная ингибиторная и магнитная обработка скважинной жидкости. Магнитная обработка скважинной продукции позволяет снизить дозировку бактерицидов в 2-3 раза и увеличить дальность действия обработки в 1,5 – 2 раза. Данный метод снижает использование ингибитора коррозии на 50%.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: коррозионная активность, месторождение Чинаревское, обводненность продукции, магнитное поле, напряженность, минерализация, пластовая воды.

ЧИНАРЕВ КЕН ОРНЫНДА КӘСІПШІЛІК ҚҰБЫРЛАРЫН ТОТТАНУДАН ҚОРҒАУ ТЕХНОЛОГИЯЛАРЫН ҚОЛДАНУ ТИІМДІЛІГІН ЗЕРТТЕУ

Л.А. ЧУРИКОВА, техника ғылымдарының кандидаты, koaffL@mail.ru

С.З. АХМЕТЖАН, техника ғылымдарының кандидаты, samal.zakey@mail.ru

А.Н. МУКАМБЕТКАЛИЕВА, техника ғылымдарының магистрі, ainash_m_89@mail.ru

Г.Г. БЕРКАЛИЕВА, техника ғылымдарының магистрі, berkaliyeva-1986@mail.ru

БАТЫС ҚАЗАҚСТАН ИННОВАЦИЯЛЫҚ-ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ,

Қазақстан Республикасы, 090001, Орал қ., Н.Назарбаев даңғылы, 208

Чинарев кен орнында ұңғыма жабдықтары мен кеніш құбырларын қорғау әдістерін қолдану тиімділігін бағалау қарастырылады. Мұнай құбырларының пайдалану қауіпсіздігін арттыру мәселесін шешу көбінесе тоттанудан қорғау шараларының тиімділігіне байланысты. Өндірілетін сұйық көмірсутектердің өсіп келе жатқан агрессивтілігі бұл мәселені тек шиеленістіріп, жыл сайын артып келеді. Бұл жағдай мұнай өнімдерінің өнімділігін арт-

тыруға көмектесетін технологиялардың енгізілуіне және температурасы 80°C-ден жоғары, қысымы 35 МПа-ға дейінгі және газ фазасындағы CO₂ мөлшерімен терең жатқан газ конденсатының өнімді қабаттарының дамуының басталуымен байланысты. 5%.

Чинарев кен орнының даму тенденциясын ескере отырып, ұңғыма жүйесіне қазіргі уақытта тоттанудың H₂S және CO₂ жеткілікті жоғары мөлшерде әсер ететіні анықталды. Бұл қышқыл компоненттердің құбыр жүйесінің тоттануына әсері мұнай-газ конденсаты кен орнының жұмыс жағдайларымен анықталады. Бактериялық тоттану да қауіпті болып табылады, ол мұнай өндіру кезінде мұнай өндіру жүйесіндегі сорап қондырғыларының, жер асты және жер үсті коммуникацияларының мерзімінен бұрын істен шығуына әкеледі.

Чинарев кен орнындағы өндірістік ұңғыма жабдықтарының тоттануына негізгі себебі ұңғымаларды өндірудегі судың қысқаруы және мұнаймен бірге өндірілетін қабат суының айтарлықтай минералдануы (144,060-тан 244,364 г/л дейін) болып табылады.

Мұнай кәсіпшілігі нысандарының санын азайту мақсатында олардың биоцидтік өңдеулерін қолданудың қолданыстағы технологияларын жетілдіру өзекті болып табылады. Тоттану ингибиторлары-бактерицидтермен өңдеулер санын азайту экономикалық тұрғыдан ең тиімді болып табылады, өйткені реагенттер көлемі азырақ тұтынылады.

Бұл мәселені шешу ұңғыма сұйықтығын біріктірілген ингибиторлық және магниттік өңдеу болып табылады. Ұңғыма өнімдерін магнитті өңдеу бактерицидтердің дозасын 2-3 есе азайтуға және өңдеу диапазонын 1,5-2 есеге арттыруға мүмкіндік береді. Бұл әдіс тоттану ингибиторын пайдалануды 50%-ға азайтады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: тоттану белсенділігі, Чинарев кен орны, өнімдердегі су мөлшері, магнит өрісі, кернеу, тұздылық, қабат суы.

RESEARCH ON THE EFFICIENCY OF TECHNOLOGY APPLICATION PROTECTION AGAINST CORROSION OF FIELD PIPELINES AT THE CHINAREVSKOYE FIELD

L. CHURIKOVA, Candidate of Technical Sciences, koaffl@mail.ru

S. AKHMETZHAN, Candidate of Technical Sciences, samal.zakey@mail.ru

A. MUKAMBETKALIEVA, master of technical sciences, ainash_m_89@mail.ru

G. BERKALIYEVA, master of technical sciences, berkaliyeva-1986@mail.ru

WEST KAZAKHSTAN UNIVERSITY OF INNOVATION AND TECHNOLOGY

Republic of Kazakhstan, 090000, Uralsk, N.Nazarbayev Ave., 208

An assessment of the effectiveness of using methods for protecting well equipment and field pipelines at the Chinarevskoye field is considered. The solution to the problem of increasing the operational safety of oil pipelines largely depends on the effectiveness of anti-corrosion protection measures. The growing aggressiveness of produced liquid hydrocarbons only exacerbates this problem, increasing every year. This situation is due to the introduction of technologies that help increase the productivity of oil products and the beginning of the development of deep-lying gas condensate productive formations with temperatures above 80°C, pressure up to 35 MPa and CO₂ content in the gas phase up to 5%.

Considering the development trend of the Chinarevskoye field, it was found that the well system is currently being affected by a fairly high amount of corrosive H₂S and CO₂. The influence of these acidic components on the corrosion of the pipeline system is determined by the operating conditions of the oil and gas condensate field. Bacterial corrosion is also a danger, which during oil production leads to premature failure of pumping equipment, underground and surface communications in the oil production system.

The main reason for corrosion of production well equipment at the Chinarevskoye field is the water cut of well production and the significant mineralization of formation water produced along with oil (from 144.060 to 244.364 g/l).

Improving existing technologies for the use of biocidal treatments of oil field facilities in order to reduce their number is relevant. Reducing the number of treatments with corrosion inhibitors-bactericides is the most economically feasible, since smaller volumes of reagents are consumed.

The solution to this problem is the combined inhibitory and magnetic treatment of well fluid. Magnetic treatment of downhole products makes it possible to reduce the dosage of bactericides by 2-3 times and increase the treatment range by 1.5-2 times. This method reduces the use of corrosion inhibitor by 50%.

KEY WORDS: *corrosion activity, Chinarevskoye field, water content of products, magnetic field, tension, salinity, formation water.*

Введение. Аварии трубопроводов на нефтяных месторождениях связаны с выбросами значительных количеств вредных веществ в окружающую среду, которые негативно влияют на экологическую безопасность местности, сопровождаются значительными потерями добываемой нефти, с выходом из строя различного оборудования. Согласно статистическим данным, в Казахстане растет обводненность добываемой нефтяной продукции, а в связи с этим и увеличивается применение методов интенсификации. Как следствие этого, увеличивается коррозионная агрессивность перекачиваемой нефтяной продукции по промышленным трубопроводным сетям, что в свою очередь приводит к значительному росту их аварийного состояния. Поэтому решение задачи повышения безопасности трубопроводов на нефтяных месторождениях в значительной степени зависит от эффективности проведения мероприятий по антикоррозионной защите. Наиболее эффективный и технологичный метод антикоррозионной защиты – ингибиторная защита. Все же, несмотря на значительный прогресс в использовании этого вида защиты от разрушения технологических трубопроводов, их аварийность остается достаточно высокой, что делает актуальным вопрос повышения эффективности технологии ингибиторной защиты.

Агрессивность добываемой среды в первую очередь зависит от состава пластовых вод, содержащих углекислый газ, сероводород биогенного происхождения и сточных вод, содержащих также растворенный кислород.

В настоящее время многие месторождения, на которых для заводнения нефтяных пластов используют пресные воды, заражены сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ). В результате жизнедеятельности СВБ нефтепромысловая жидкость быстро насыщается сероводородом, в ней образуются осадки сульфида железа, что приводит к интенсивной локальной коррозии железа и стали, выводящей из строя оборудование и трубопроводы, мало поврежденные в других местах.

С увеличением коррозионной активности промышленных жидкостей возрастает актуальность проблемы высокоэффективной противокоррозионной защиты. Существуют различные методы противокоррозионной защиты, которые можно разделить на два основных вида: технические мероприятия и специальные методы (рисунки 1).

Углекислотная коррозия нефтяного оборудования существует достаточно давно уже более 60 лет и является большой проблемой при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения.

Рост агрессивности добываемых жидких углеводородов только обостряет данную проблему, с каждым годом увеличиваясь. Такое положение обуславливается

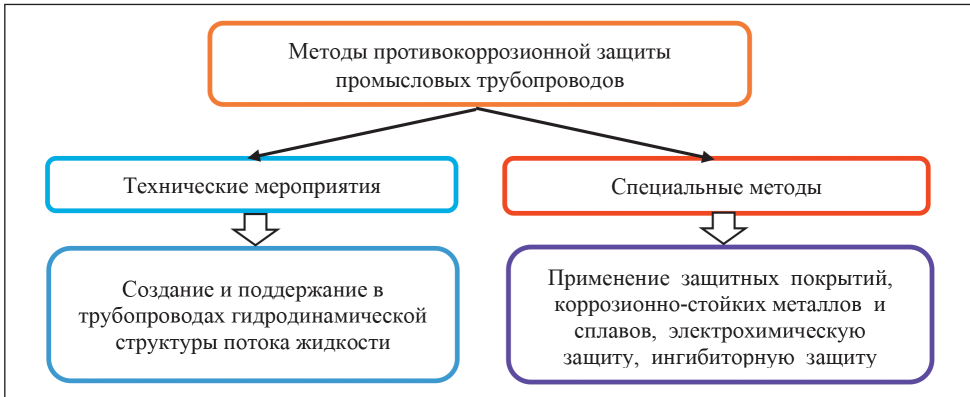


Рисунок 1 – Методы защиты промышленных трубопроводов от коррозионного проявления

внедрением технологий, которые способствуют повышению отдачи нефтяной продукции и началом разработки глубоко залегающих газоконденсатных продуктивных пластов с температурами свыше 80°C , давлением до 35 МПа и содержанием CO_2 в газовой фазе до 5% [1].

В продукции месторождения Чинаревское, эксплуатируемое в настоящее время содержится достаточно высокое количество коррозионно-активного H_2S и CO_2 . Влияние этих кислых компонентов на коррозию трубопроводной системы определяется условиями эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения. В результате исследований, проведенных на Чинаревском месторождении, коррозионная агрессивность добываемых флюидов на углеродистые стали (УС) и др. определяется именно высоким содержанием кислых газов, в среднем: H_2S - 1,70%; CO_2 – 1,47%, высокая температура до 96°C , давление в пластовой системе до 48,9 МПа, а также наличие большого количества механических примесей, хлоридов, сульфатов и высокой обводненности [2].

При введении системы ППД на месторождении наблюдается активная деятельность СВБ уже через один год после начала закачки воды в пласты. Наличие в пластовой воде и воде водозаборных скважин питания в виде сульфатов также является одним из факторов, обеспечивающих их развитие.

Нефтяные горизонты обычно характеризуются бескислородными условиями с преобладанием анаэробных микроорганизмов. Однако аэробные микроорганизмы обитают и в нефтяных пластах, в эту среду они попадают с закачиваемой водой, буровым раствором при разработке месторождений и в связи с естественной гидродинамикой подземных вод.

Микрофлора нефтяных пластов и нефтепромысловых сред характеризуется значительным разнообразием, однако с практической точки зрения интерес представляет идентификация тех групп бактериальной микрофлоры, в результате жизнедеятельности которых в нефтяных пластах может наблюдаться ряд нежелательных явлений – увеличивается вязкость пластовой нефти в результате потребления легких фракций, снижается проницаемость вмещающих пород, коррозия металлического оборудования. К ним относятся сульфатвосстанавливающие (СВВ), углеводородо-

кисляющие (УОБ) и тионовые (ТБ) бактерии. Наибольшую опасность для продукции нефтяных пластов представляют СВБ, т.к. результатом их жизнедеятельности является биогенный сероводород.

При введении системы ППД активная деятельность СВБ отмечается уже через один год после начала закачки воды в пласты. Наличие в пластовой воде и воде водозаборных скважин питания в виде сульфатов также является одним из факторов, обеспечивающих их развитие.

Опасность представляет также бактериальная коррозия, которая при добыче нефти приводит к преждевременному выходу из строя насосного оборудования, подземных и наземных коммуникаций в системе добычи нефти [3,4].

Авторами работ [5, 6], отмечено, что высоконадежным и эффективным методом снижения функционирования микроорганизмов при добыче нефтяной продукции является использование бактерицидной среды, однако борьба с СВБ не должна ограничиваться только обработкой зараженного объекта. Необходимо вести борьбу с первопричиной всех осложнений путем стерилизации всей воды, направляемой на заводнение пластовой системы.

Для защиты от коррозии существует метод магнитной активации жидкости [5]. Учитывая опыт применения данной технологии, скорость коррозии на конечном участке промыслового трубопровода можно снизить в среднем на 30 %.

Наиболее распространен метод ингибиторной защиты от коррозии, положительный результат которого может иметь более 80 % [6]. Применение реагентов на месторождении с каждым годом возрастает, причем в количественном соотношении, что приводит к увеличению эксплуатационных затрат на проведение ингибиторной защиты. Обеспечение эффективной защиты промыслового оборудования при использовании технологии закачки ингибиторов коррозии не всегда удается выполнить, так как не учитывается присутствие микробиологической коррозии.

Применение водорастворимых ингибиторов дает положительный эффект, но данный способ имеет существенные недостатки: высокая стоимость ингибиторов, ограниченная дальность действия и слабая адгезия пленки ингибитора к поверхности трубы.

Разработаны методы защиты от бактериальной коррозии с применением ингибиторов-бактерицидов: СНПХ-1004, НАПОР-1007, Катасол 28-5, ДОН-52, АНП-2М, ВСД-12.01.

Использование такого типа ингибиторов коррозии-бактерицидов в промышленных условиях дает лучший технологический эффект. Используя комплексную защиту нефтепромыслового оборудования от электрохимической и от микробиологической коррозии, можно обеспечить стабильную эксплуатацию этого оборудования в течение длительного времени.

Таким образом, вопросы совершенствования существующих технологий применения биоцидных обработок объектов нефтяных месторождений с целью сокращения их числа имеют актуальный характер. Снижение количества обработок ингибиторами коррозии-бактерицидами экономически наиболее целесообразно, так как затрачиваются меньшие объемы реагентов.

Целью данной работы является применение комплексного подхода к решению вопросов борьбы с коррозией, а именно применение эффективной технологии, ос-

нованной на использовании ингибиторной защиты нефтепромысловых трубопроводов, путем уменьшения ввода дозы ингибиторов, сохраняя защитный эффект от введенного их количества.

Материалы и методы исследования. При выполнении исследований промышленные жидкости обрабатывались постоянным и переменным магнитным полем для воздействия на физико-механические свойства жидкостей с целью снижения коррозионной активности перекачиваемой среды, предотвращения отложения солей и парафинов, разрушения водонефтяных эмульсий. Для каждого конкретного условия оптимальными являлись определенные параметры магнитного поля (напряженность, амплитудно-частотная характеристика, форма сигнала)

Переменное магнитное поле индуцировалось соленоидом от источника питания напряжением 220 В с частотой 6 Гц.

На низконапорном водоводе диаметром труб 325 мм, толщина стенки трубы 16 мм, протяженностью 9 км на начальном участке и в средней его части смонтированы по одной установке УМЖ-325-005.

Для определения защитного эффекта применялся гравиметрический метод определения скорости коррозии.

Результаты и обсуждение. Коррозионная активность добываемой продукции на Чинаревском месторождении находится на высоком уровне по отношению к углеродистым сталям (УС), в связи с значительным содержанием CO_2 и H_2S в газе, высокой обводненности продукции скважин (до 30 %). По промышленным данным, на месторождении проводятся периодический замер обводненности нефти добывающих скважин. Из результатов замеров обводненности продукции скважин за октябрь 2018 г. (рапорт по добыче нефти и газа), следует, что из всего действующего фонда добывающих скважин, только на 9-ти скважинах обводненность продукции превышает 20 %. В будущем, в условиях роста обводненности нефти и расслоенного режима транспорта по нефтепроводам, а также в условиях присутствия в среде значительного количества механических примесей возможно возникновение локальной ручейковой коррозии промышленных нефтепроводов вдоль нижней образующей трубопровода [7].

Основной фактор, влияющий на коррозионную агрессивность добываемого флюида – обводненность продукции скважин. Без присутствия воды, смачивающей или конденсирующейся из газа на поверхности оборудования и трубопроводов, электрохимические процессы коррозии металлов не происходят.

Ключевым фактором протекания электрохимических процессов коррозии является присутствие воды в добываемой газожидкостной смеси (ГЖС). Кислые газы становятся коррозионно-активными, в условиях растворения и диссоциации в водной фазе и могут вызвать коррозию УС при условии смачивания внутренней поверхности металлических труб и оборудования водяной средой.

В *таблице 1* представлены результаты замеров показателей добычи и обводненности продукции добывающих скважин.

Из результатов замеров обводненности продукции скважин декабрь 2018 г., следует, что из всего действующего фонда добывающих скважин, только на 9-и скважинах обводненность продукции превышает 20 %.

Таблица 1 – Результаты измерений продукции нефтяных скважин на декабрь 2018 г

Скважина, №	Время работы, час	Диаметр штуцера, мм	Q дебит жид., м ³ /сут	Q дебит сыр. нефти, м ³ /сут	Q дебит нефти, м ³ /сут	Q дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Объем воды, м ³
Промышленная эксплуатация Северо-Восточной турнейской залежи								
22	739	38,4	30,2	29,7	27,0	27,0	1,6	15,3
246	744	16,3	44,7	43,4	40,2	40,2	3,0	41,1
30	725	25,0	16,0	14,4	13,6	13,6	9,7	48,3
54	744	38,1	183,3	173,4	170,3	170,3	5,4	307,1
56	741	38,1	26,3	12,9	12,0	12,0	51,1	415,4
59	740	25,1	40,2	31,6	30,6	30,6	21,4	266,7
60	743	25,4	53,1	38,6	37,5	37,5	27,2	447,1
62	720	25,4	19,2	14,3	13,1	13,1	25,6	152,0
65	720	35,0	24,9	20,2	18,9	18,9	18,7	144,3
67	398	25,4	21,4	9,4	6,7	6,7	32,8	373,0
70	744	19,0	34,7	34,5	28,7	28,7	0,6	6,2
111	744	16,0	33,2	32,9	30,9	30,9	0,9	9,3
1156	744	38,1	65,2	47,3	42,1	42,1	27,4	553,3
117	741	38,1	44,3	25,0	24,0	24,0	43,6	598,2
124	736	15,5	9,5	8,3	8,1	8,1	12,3	36,7
Западная турнейская залежь								
33	421	9,1	12,3	11,6	10,2	10,2	3,3	20,0
Западная башкирская залежь								
45	744	25,4	107,4	47,3	38,7	38,7	55,3	1860,7
Пробная эксплуатация Северо-Восточный участок башкирская залежь								
123	744	12,7	134,2	67,8	65,1	65,1	49,5	2059,4
51	657	38,1	5,1	2,9	2,6	2,6	39,5	69,2

Из таблицы 1 следует, что на текущий период максимальная обводненность продукции на месторождении Чинаревское отмечается по 9-и скважинам: 60, 62, 1156, 56, 67, 117, 45, 123 и 51 от 25,6 % до 55,3 %. Основная причина обводненности III-объекта на месторождении является воздействие закачиваемой воды на эксплуатационные скважины в случае ее прорыва.

Средние показатели распределения вероятности и коэффициента смачивания водой поверхности стали, в зависимости от обводнённости продукции скважин, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Зависимость коэффициента смачивания поверхности металла водой от обводнённости нефти

Обводнённость	Вероятность смачиваемости	Коэффициент смачиваемости
< 5%	Вероятность ничтожна мала	0,03
5% - 10 %	Не ожидается	0,05-0,1
10% - 20%	Не ожидается	0,2
20% - 40%	Есть вероятность	0,2-0,4
> 40%	Ожидается	0,95

Из *таблицы 2* следует, что до 20 % обводнённости продукции скважин вероятность смачивания поверхности стали оборудования водой и, следовательно, коррозия УС не ожидается.

По полученным результатам воды со скважин, воду можно отнести к попутно-добываемым водам, которые представляют собой высокую минерализацию от 144,060 до 244,364 г/л, тип воды по Сулину – хлоркальциевый, рН воды от 6,02-6,48 единиц, воды нейтральной среды. Пластовые воды имеют в составе значительное содержание гидрокарбонатов от 19,52 до 25,62 мг/л, большое количество ионов хлора от 68574,48 до 96225,48 мг/л, ионы железа общее до 2,64 мг/л, что предполагает присутствие в воде кислорода, что может быть связано с качеством отбора проб воды и другое. Содержание сульфат-ионов значительного количества, колеблется от 1990,63 до 2788,32 мг/л.

По состоянию на 01.01.2019 г. на II объекте месторождения в работе находится скважина 45. С 2017 года скважина 45 перешла на механизированный способ добычи (ЭЦН). В 2018 году добыча нефти составила 9,0 тыс.т. Обводненность продукции – 69,6 %. Накопленная добыча нефти на 01.01.2019 г. – 83,2 тыс.т. Коэффициент извлечения нефти составляет 0,378 (*рисунок 2*).

Исходя из выше изложенного можно заключить, что флюиды, добываемые на месторождении Чинаревское, – коррозионно-агрессивные, которые при наличии воды могут вызывать: межкристаллитное коррозионное растрескивание аустенитных сталей, сульфидное коррозионное растрескивание сталей под напряжением (СКРН), водородное индуцированное растрескивание (ВИР), щелевую коррозию под слоями осадков механических примесей в наземном оборудовании, углеродистую коррозию под воздействием CO₂, коррозионную эрозию, коррозию в застойных зонах оборудования и трубопроводов (фланцевые соединения, арматура и т.п.).

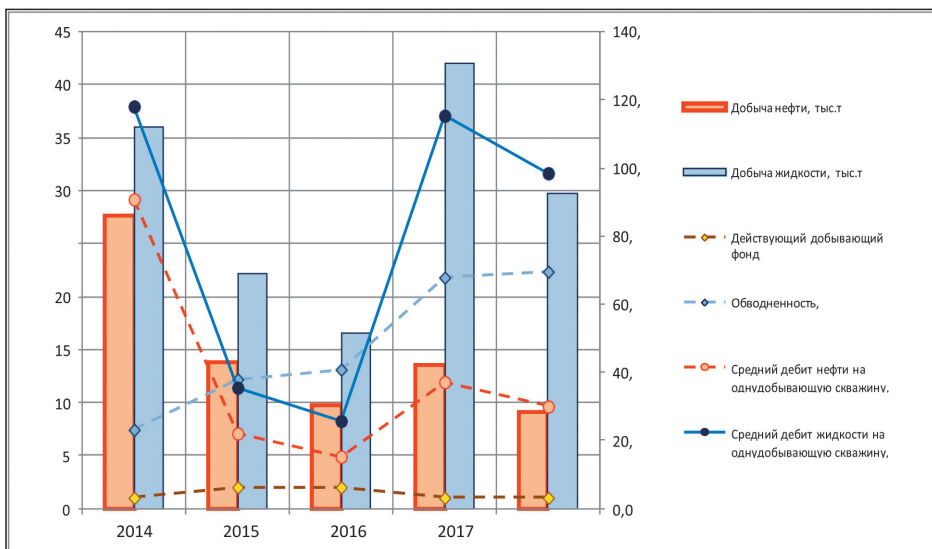


Рисунок 2 – Динамика основных технологических показателей разработки по II объекту месторождения Чинаревское

Контроль технического состояния и качества цементированной эксплуатационной колонны и промежуточных колонн был проведен комплекс ГИС в колонне, позволяющий выявить интервалы коррозии, герметичности пакера с помощью прибора ультразвукового сканирования (USIT), интервалы перфорации, определить толщины колонн и НКТ с целью прогнозирования последующей безопасной эксплуатации.

Таким образом, по степени коррозии в скважине № 40 максимальные значения потери металла колеблются от 4,3 % до 9,8 %, а значения минимального давления разрыва колеблются между 7759-8231 psi или 535-567 Бар.

Значения максимального внутреннего радиуса показывает, что колонна находится в умеренном состоянии. Значения максимального внутреннего радиуса колеблются от 3,158 дюймов до 3,236 дюймов. Зоны 5051,2-5051,6 м и 5057-5058,2 м механически деформированы (овализация), то есть обсадная колонна имеет борозды на внутренней стенке трубы.

В скважине № 52 по степени коррозии наиболее слабая точка в колонне при рассмотрении потери металла находится на глубине 1376,2 м, где максимальное значение потери металла достигает 12,5 % и толщина стенки скважины уменьшилась от номинальной толщины 0,408 дюймов до 0,357 дюймов. Давление разрыва в этой точке равняется 7140 psi или 492 бар.

К негативным последствиям коррозии относятся:

- 1) разгерметизация НКТ, что приводит к бесполезной циркуляции смеси жидкости, добываемой в результате добычи, а в особо серьезных случаях - к аварийной ситуации, то есть, к обрыву колонны НКТ;
- 2) разгерметизация обсадной колонны, приводящая к ненужным перетокам между первоначально разобщенными пластовыми системами;
- 3) разрывы нефтепромысловых трубопроводов, которые приводят к возникновению утечек нефтяных флюидов и ухудшению состояния окружающей среды.

Необходимо отметить, что при выполнении текущего и капитального ремонтов скважин, когда происходит многократные спускоподъемные операции (СПО) насосно-компрессорных труб, происходит постепенный износ резьбовых соединений, а следовательно, возможная потеря герметичности в местах соединений НКТ.

При разработке месторождения могут возникнуть осложнения, связанные с отложениями неорганических солей. Нарушить стабильный режим добычи нефти может образование отложений неорганических солей. Технологические участки трех основных систем наиболее подвержены осложнениям: Основными участками являются система добычи, промысловая система сбора и транспорт нефти, система подготовки нефти и утилизации сточных вод. Таким образом, наиболее уязвимы внутрискважинная зона пласта, трубопроводная система, скважинные насосы, устьевое оборудование, измерительные приборы, запорная арматура, выкидные линии, печи нагрева водонефтяных эмульсий, перекачивающие насосы и водопроводы. В пластовых условиях могут возникнуть пересыщенные растворы труднорастворимых солей, которые выпадают в осадок при соответствующем изменении термобарических и гидрохимических условий. Таким образом, в нефтепромысловом оборудовании возникают отложения неорганических солей, обусловленных возникновением рассолов.

Исследования применения обработки воды с помощью магнитов на ее коррозионную агрессивность показали, что магнитное поле изменяет многие свойства воды, такие как pH, растворимость солей, изменение концентрации газов и т. д. Воздействие магнитного поля на воду приводит к ее защелачиванию, и повышение pH среды снижает ее коррозионное действие [5].

Однако, дальнейшее изучение вопроса показало, что корреляции между изменением pH и коррозионной активностью (защитным действием) намагниченной воды нет, даже легкое перемешивание повышает pH воды. Это показывает, что pH воды неадекватно отражает коррозионные условия системы.

Количество агрессивного газа, растворенного в этой жидкости, точнее отражает реальную коррозионную активность среды. Присутствие в водной среде кислорода, сероводорода и главным образом их смесей, делает такую водную среду агрессивной. К изменению концентрации растворенного в ней газа приводит обработка жидкости магнитным полем. Так, в работе [8] показано, что обработка раствором NaCl ($[Cl^-] = 150$ мг/л) способствовала уменьшению концентрации растворённого в этом растворе кислорода и повышению степени защиты стали марки 40ХН, а именно к кажущемуся уменьшению коррозионной активности жидкости. Антикоррозионные свойства, которые приобрела жидкость, сохранялись более суток с постепенным понижением результата, а именно, через 24 часа он составил 45 % от первоначального. На *рисунке 3* показано, что диапазоны значений напряженности магнитного поля, приводящие к снижению концентрации газа и повышению степени защиты, совпали. Но, значения напряженности магнитного поля, соответствующие максимуму снижения концентрации и повышения степени защиты, сдвинуты друг относительно друга.

Опытные исследования электродных потенциалов стационарного типа [8] показали, что в растворе, который был обработан магнитным полем, электроды из стали

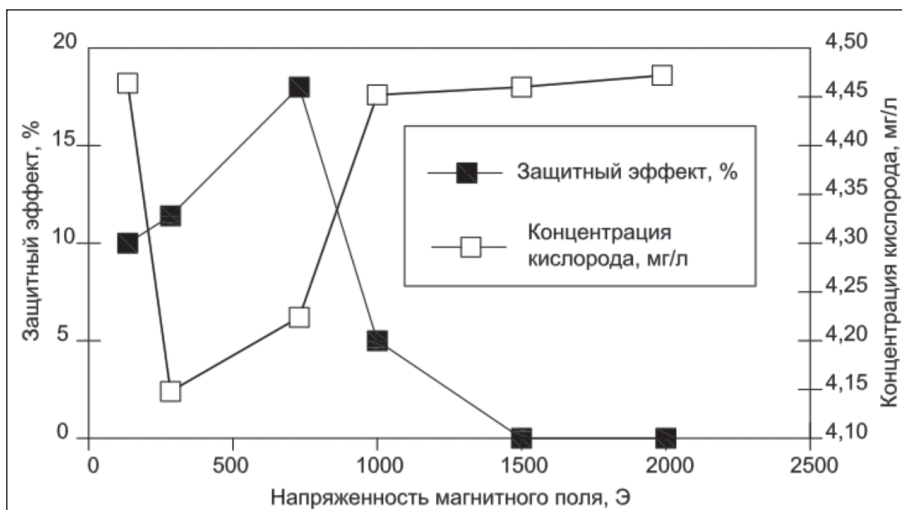


Рисунок 3 – Влияние магнитного поля на степень защиты и концентрации кислорода в растворе NaCl ($[Cl^-] = 150$ мг/л)

марки 40ХН имели более отрицательные показатели при напряжении 170 - 500 Э (что соответствует 13,5 - 40 кА/м в единицах СИ) и более электроположительное значение при 1000 – 2000 Э (соответствует 79,6 – 160 кА/м). Смещение потенциала стали в электроотрицательную сторону для растворов, обработанных магнитным полем, наряду со снижением скорости коррозии можно объяснить торможением катодного процесса, происходящего при деполяризации кислорода, что хорошо согласуется с результатами газового анализа, свидетельствующие об уменьшении содержания кислорода в агрессивной среде при обработке магнитным полем.

Аналогичные результаты получены и по сероводород содержащим средам. На *рисунке 4* показан график изменения концентрации сероводорода от величины напряжённости магнитного поля.

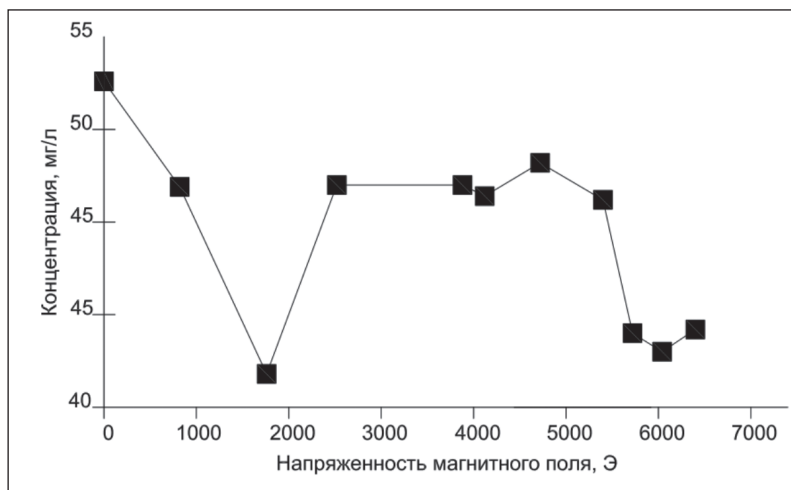


Рисунок 4 – Изменения концентрации сероводорода в сточной воде, обработанной магнитами

Опытная установка, предназначенная для магнитной обработки промышленных жидкостей включает в свой состав трубу диаметром промышленного трубопровода длина, которого порядка метра, на его внутренней поверхности расположены постоянные магниты. В центре установки на опорных пластинах закреплен магнитопровод, к которому также присоединены постоянные магниты. Внутренняя часть устройства покрыта антикоррозийным составом.

Рабочие параметры водопровода низкого давления: наружный диаметр трубы 219x16 мм, длина составляет 200 м, объем перекачиваемой водяной среды 200 м³/час. Длина установки 0,9 м; магниты располагались по всей длине установки с равными полюсами (постоянное магнитное поле); на магнитопроводе магниты направлены противоположными полюсами, а силовые линии магнитного поля направлены перпендикулярно обрабатываемому потоку (*рисунк 5*).

Напряженность магнитного поля в центре зазора составлял 27 кА/м (*рисунк 6*).

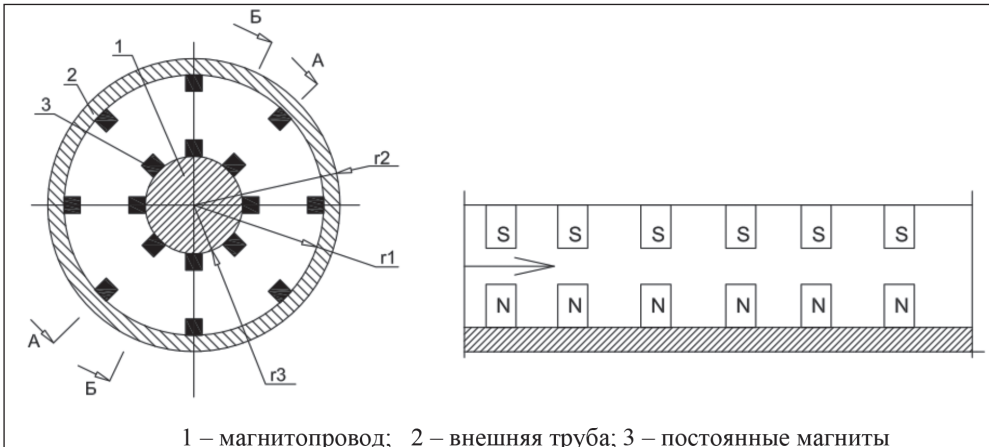


Рисунок 5 – Схема магнитной установки УМЖ-219

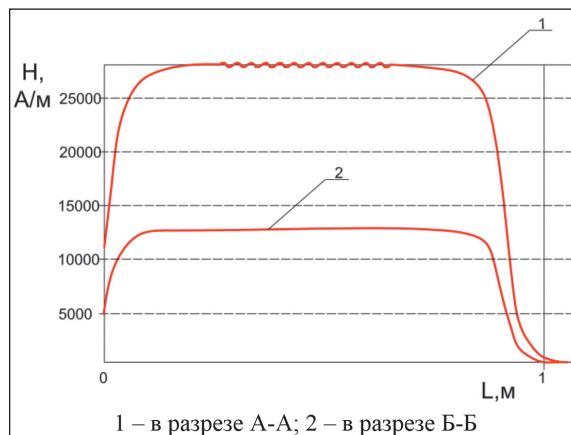


Рисунок 6 – Изменение величины напряженности магнитного поля

Магнитная обработка может осуществляться магнитным полем различной частоты. Установки УМЖ позволяют создавать магнитное поле частотой до 50 Гц, так как его можно создать постоянными магнитами:

$$f \leq \frac{Q}{1800 \cdot \pi \cdot d^2 \cdot S}, \quad (1)$$

где Q - расход перекачиваемой жидкости, м³/час;

d - внутренний диаметр трубопровода, м;

S - минимальное расстояние между центрами магнитов $S=4d_m$, м;

d_m - диаметр магнита, м.

При создании переменного магнитного поля частотой более 50 Гц возникают сложности, требуются высокие скорости потока либо снижение напряженности магнитного поля из-за необходимости применения магнитов малого размера. Если отдельно взятый объем жидкости перемещать вдоль расположенных определенным


образом постоянных магнитов, то поток жидкости будет находиться под воздействием магнитного поля, параметры которого зависят от скорости движения потока, параметров магнитов, их формы и расположения в пространстве. При этом можно создать условия, когда поток будет обрабатываться постоянным или переменным магнитным полем с заданными параметрами.

Магнитная обработка скважинной жидкости позволит:

- образоваться на стенках трубопровода пленки на основе магнетита (до 72 %);
- уничтожить сульфатовосстанавливающие бактерии;
- уменьшить дозировку бактерицидов в 2-3 раза;
- увеличить дальность действия обработки в 1,5-2 раза.

Выводы. Таким образом промышленной практикой установлено, что коррозия подземного оборудования добывающих скважин на Чинаревском месторождении проявляется в первую очередь на насосно-компрессорных трубах (НКТ) и обсадных колоннах (ОК). Главными причинами коррозии оборудования добывающих скважин на месторождении является следующие:

- 1) высокая минерализация пластовой воды, добываемой вместе с нефтью (от 144,060 до 244,364 г/л);
- 2) наличие механических примесей (в виде песчинок);
- 3) высокая температура добываемой пластовой жидкости (около 105 °С).

Для сокращения применения дорогостоящего ингибитора коррозии на месторождении Чинаревское, можно предложить решение данной проблемы за счет применения совместной ингибиторной и магнитной обработок скважинной жидкости, учитывая, что данный метод может сэкономить более 50% ингибитора. Этот факт является достаточным доказательством его эффективности. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Маркин, А.Н. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования / А. Н. Маркин, Р. Э. Низамов – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ» 2003. – 188 С. [Markin, A.N. CO₂ corrosion of oilfield equipment / A. N. Markin, R. E. Nizamov - M.: OJSC "VNIIOENG" 2003. - 188 С]
- 2 Чурикова Л.А., Ахметжан С.З., Осипова Н.Н. Исследование методов эксплуатации скважин на месторождении Чинарево // Нефтегазовое дело. Т. 20. № 4. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2022. - С.55-64. ISSN 2073-0128. DOI: 10.17122/ngdelo-2022-4-55-64. [Churikova L.A., Akhmetzhan S.Z., Osipova N.N. Study of well operation methods at the Chinarevo field // Oil and Gas Business. Т. 20. No. 4. - Ufa: Publishing House USNTU, 2022. - P.55-64. ISSN 2073-0128. DOI: 10.17122/ngdelo-2022-4-55-64]
- 3 Гамидова Н.С. Защита нефтепромыслового оборудования от микробиологической коррозии реагентами серии «Нефтегаз» / Н.С. Гамидова, Н.А. Азимов, А.В. Ахмедова // Научные труды НИПИ НЕФТЕГАЗ ГНКАР. 2013. № 02. С. 71–75. [Gamidova N.S. Protection of oilfield equipment from microbiological corrosion using reagents of the Neftegaz series / N.S. Gamidova, N.A. Azimov, A.V. Akhmedova // Scientific works of NIPi NEFTEGAZ SOCAR. 2013. No. 02. pp. 71–75.]
- 4 Макаренко А.В. Технические требования к насосно компрессорные трубам и повышение эффективности работы и срока их службы // Нефтяное хозяйство. 2006. № 4. С. 120. [Makarenko A.V. Technical requirements for pump-compressor pipes and increasing the efficiency of operation and their service life // Oil industry. 2006. No. 4. P. 120.]

- 5 Инюшин, Н.В. Аппараты для магнитной обработки жидкостей / Н.В. Инюшин, Е. И. Ишемгузин, Л.Е. Каштанова, А.Б. Лаптев, В.И. Максимочкин, Ф.Р. Хайдаров, В.В. Шайдаков. – Уфа: Государственное издательство научно-технической литературы «Реактив», 2000. – 147 с.[Inyushin, N.V. Devices for magnetic processing of liquids / N.V. Inyushin, E.I. Ishemguzhin, L.E. Kashtanova, A.B. Laptev, V.I. Maksimochkin, F.R. Khaidarov, V.V. Shaidakov. – Ufa: State Publishing House of Scientific and Technical Literature “Reaktiv”, 2000. – 147 p.]
- 6 Кузнецов Ю.Н. Возможности защиты ингибиторами коррозии оборудования и трубопроводов в нефтегазовой промышленности / Ю.Н. Кузнецов, Р.К. Вагапов, Р.В. Игошин // Коррозия «Территория НЕФТЕГАЗ». – 2010. - № 1. – С. 38-41. [Inyushin, N.V. Devices for magnetic processing of liquids / N.V. Inyushin, E.I. Ishemguzhin, L.E. Kashtanova, A.B. Laptev, V.I. Maksimochkin, F.R. Khaidarov, V.V. Shaidakov. – Ufa: State Publishing House of Scientific and Technical Literature “Reaktiv”, 2000. – 147 p.]
- 7 Ивановский В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от неё / В.Н. Ивановский // Коррозия «Территория НЕФТЕГАЗ». – 2011. - №1. – С. 18-25. [Ivanovsky V.N. Corrosion of well equipment and methods of protection against it / V.N. Ivanovsky // Corrosion “Territory NEFTEGAZ”. – 2011. - No. 1. – P. 18-25.]
- 8 Тебеняхин Е.Ф., Пронина З.Ф., Рыбальченко В.С. Влияние магнитного поля на коррозию стали в агрессивной среде // Теплоэнергетика. - 1972. - № 10. - С. 69-71. [Tebenikhin E.F., Pronina Z.F., Rybalchenko V.S. The influence of a magnetic field on the corrosion of steel in an aggressive environment // Thermal power engineering. - 1972. - No. 10. - P. 69-71.]