

На правах рукописи

Шарипов Эдуард Хабибович

**СТОЙКОСТЬ БЕТОНА И ЖЕЛЕЗОБЕТОНА
В РЕЗЕРВУАРАХ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ**

Специальность 05.23.05 – Строительные материалы и изделия

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа 2002

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете

Научный руководитель: **доктор технических наук,
доцент Латыпов В. М.**

Научный консультант: **кандидат технических наук,
доцент Вагапов Р. Ф.**

Официальные оппоненты: **доктор технических наук,
профессор Коренькова С. Ф.**

**кандидат технических наук,
Далецкий А.П.**

Ведущая организация: **ОАО «Уралтранснефтепродукт» (г. Уфа)**

Защита состоится 26 июня 2002 г. в 11 часов 30 мин. на заседании диссертационного совета Д 212.289.02 в Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке университета.

Автореферат разослан ____ мая 2002 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук

Денисов О.Л.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Резервуарные парки объектов сбора, хранения и транспорта нефти наряду с металлическими надземными резервуарами включают значительную долю (более 5%) полузаглубленных железобетонных резервуаров в сборном и сборно-монолитном исполнении. В настоящее время на территории бывшего СССР эксплуатируется более 500 железобетонных резервуаров для нефти объемом от 5000 до 30000 м³.

Одной из особенностей эксплуатации этих ответственных в экологическом отношении объектов является трудность своевременного освидетельствования их технического состояния, что обусловлено необходимостью проведения обследований изнутри резервуара. Для этого требуется приостановка эксплуатации резервуаров и полная очистка их внутреннего пространства от парафино-асфальто-смолистых отложений (ПАСО), а также последующая дегазация. В связи с этим, при нормативной периодичности обследования не более 10 лет, подавляющее большинство железобетонных резервуаров не подвергалось необходимому освидетельствованию с момента пуска их в эксплуатацию. Ситуация осложняется тем, что основная часть железобетонных резервуаров для нефти была возведена около 40 лет назад и к настоящему времени нормативный срок эксплуатации этих объектов превышен почти в два раза. В связи с длительной эксплуатацией парк железобетонных резервуаров в России устарел как морально, так и физически, и нуждается не только в капитальном ремонте, но и в реконструкции.

Наряду с этим можно констатировать, что по данным натурных обследований, выполненных различными специализированными организациями, техническое состояние основной части резервуаров в целом работоспособное, что позволяет рассчитывать на технико-экономическую целесообразность выполнения работ по продлению их ресурса по сравнению со строительством новых резервуаров. Другой особенностью является тот факт, что в системе нефтедобычи России наметилась устойчивая тенденция к переходу на коррозионно-активные высокосернистые нефти, поэтому в современных условиях к прочности и долговечности железобетонных резервуаров предъявляются повышенные требования.

В связи с этим актуальным является вопрос оценки ресурса эксплуатирующихся железобетонных резервуаров для хранения нефти и разработке мероприятий по повышению их долговечности.

Цель работы состоит в исследовании механизма и кинетики деструктивных процессов в бетоне и железобетоне при воздействии эксплуатационной среды резервуаров для хранения нефти и разработке мероприятий по повышению долговечности конструкций как существующих резервуаров, так и вновь возводимых.

Для реализации поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

- исследовать механизм коррозионного воздействия эксплуатационной среды на бетонные и железобетонные конструкции резервуаров;
- провести анализ дефектов и повреждений, характерных для конструкций железобетонных резервуаров;
- разработать методику прогнозирования коррозионного износа конструктивных элементов резервуара;
- разработать мероприятия по повышению долговечности эксплуатируемых резервуаров;
- разработать предложения к нормативным документам в части уточнения степени агрессивного воздействия эксплуатационной среды резервуаров на бетон и железобетон и конструктивных решений резервуаров.

Научная новизна работы характеризуется следующими результатами:

- получены данные о механизме и кинетике деструктивных процессов, протекающих в бетоне и железобетоне при воздействии газовой и жидкой эксплуатационных сред резервуаров;
- на основе натурных исследований получены данные о техническом состоянии конструкций резервуаров трех поколений после длительного срока их эксплуатации без применения средств вторичной защиты;
- разработан комплекс мероприятий, обеспечивающих повышение долговечности резервуаров, эксплуатирующихся с превышением нормативного срока в 1.5...2 раза, на период не менее 20 лет.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

- по результатам исследований разработаны предложения по уточнению действующих нормативов по защите конструкций от коррозии;
- полученные данные позволяют объективно оценивать степень агрессивного воздействия эксплуатационной среды по отношению к бетонным и железобетонным конструкциям резервуаров для хранения сырой нефти, а также разрабатывать и применять в проектах новых резервуаров и при реконструкции эксплуатирующихся резервуаров средства первичной и вторичной защиты конструкций.

Результаты исследований были использованы:

- при разработке проекта реконструкции двух цилиндрических резервуаров №19 и №20 на территории Ромашкинского районного нефтепроводного управления (РРНУ) и оценке технического состояния прямоугольных резервуаров №5 и №6, расположенных на территории Альметьевского районного нефтепроводного управления (АРНУ);

- в учебном процессе УГНТУ при чтении спецкурса «Долговечность конструкций» на V курсе специальности 290300 – «Промышленное и гражданское строительство».

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на:

- научно-технической конференции общества железобетонщиков Сибири и Урала (*г.Новосибирск, 2000 г.*);
- международной научно-технической конференции «Надежность и долговечность строительных конструкций и изделий» (*г.Волгоград, 2000 г.*);
- научно-техническом семинаре при международной специализированной выставке «Строительство, архитектура, коммунальное хозяйство» (*г.Уфа, 2000 и 2001 гг.*);
- первой Всероссийской конференции по проблемам бетона и железобетона (*г.Москва, 2001 г.*);

По результатам исследований опубликовано 7 научных работ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, семи глав, выводов по работе, списка использованных источников, приложений. Работа изложена на 132 страницах машинописного текста и содержит 31 иллюстрацию, 42 таблицы и 4 приложения. Список использованных источников включает 126 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы, ее цель и научное значение, существующие трудности в разрешении проблемы и состояние вопроса.

В первой главе приведен краткий обзор истории применения железобетонных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов; изложены основные этапы развития железобетонных резервуаров как в нашей стране, так и зарубежом. Дается техническая характеристика эксплуатируемых железобетонных резервуаров, агрессивность эксплуатационной среды и результаты исследований в области изучения влияния нефтепродуктов на физико-механические свойства бетона и железобетона.

В последние годы в целях повышения надежности, пожарной и экологической безопасности железобетонных резервуаров (резервуарных парков) рядом специализированных организаций, в частности, ВНИИПКспецстройконструкция (г. Москва), ОАО «МН «Дружба», институтом проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР, г.Уфа), Самарской государственной архитектурно-строительной академией и другими выполнены комплексные обследования технического состояния резервуаров для хранения нефти, выводимых в

капитальный ремонт. В результате этих исследований было установлено, что все обследованные резервуары эксплуатировались более 30 лет без какого-либо ремонта и находятся в целом в удовлетворительном техническом состоянии.

В настоящее время круг вопросов, связанных с изучением стойкости бетона и железобетона в различных условиях и разработкой способов их защиты от агрессивного воздействия эксплуатационной среды достаточно широко освещен. В фундаментальных работах Алексеева С.Н., Москвина В.М., Бабушкина В.И., Батракова В.Г., Гузеева Е.А., Иванова Ф.М., Полака А.Ф., Комохова П.Г., Ратинова В.Б., Соломатова В.И., Шестоперова С.В., а также Jambor J., Kalousek G., Modry S., Scott G., Schiessl P. и других ученых заложены теоретические основы этих исследований. Анализ результатов этих исследований позволил выявить особенности механизма коррозионных процессов в бетоне и железобетоне в природных и производственных агрессивных средах.

Однако, вопросы о стойкости бетона и железобетона в условиях воздействия на них нефти и нефтепродуктов, а также методы прогноза долговечности конструкций в этих условиях недостаточно освещены в литературе.

В соответствии со СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии» сырая нефть является средой неагрессивной – к бетону марки по водопроницаемости W8, слабоагрессивной – к бетону марки W6 и среднеагрессивной – к бетону марки W4, а газовоздушная среда является средой средне- и сильноагрессивной – к бетону марки W6 и сильноагрессивной – к металлическим конструкциям. При проектировании защиты железобетонных конструкций резервуаров согласно СНиП 2.03.11-85 целесообразно ограничиваться средствами первичной защиты, главным образом, повышением плотности бетона.

Нефть представляет собой природную смесь углеводородов с включением сернистых, азотных и кислородных соединений. Наиболее агрессивным компонентом в нефти является сера. Поэтому при исследовании агрессивности нефтей к конструкциям резервуаров в первую очередь определяют общее содержание сернистых соединений в перерасчете на серу и, в зависимости от этого, нефть подразделяют на высокосернистую ($S > 1.8\%$) и сернистую ($S < 1.8\%$). Больше всего серы содержится в ряде нефтей Узбекистана (до 7%) и в Поволжье (до 4%), а меньше всего в азербайджанской – 0,01...0,4%.

Степень влияния нефтепродуктов на прочность бетона, а также на его сцепление с арматурой, изучалась в работах Арского Г.М., Рындина Н.И., Дуранова Е.Ф., Северова А.Ф., Трусова А.И., Елисеева Е.И., Прокоповича А.А. Наиболее полно эти вопросы освещены в работах Васильева Н.М. и Саввиной Ю.А. В результате этих исследований установлено, что прочность бетона различных строительных конструкций, пропитанных нефтепродуктами, снижается: при эксплуатации более 30 лет это снижение достигает 40-50%, причем максимальное снижение прочности происходит в плитах покрытия, а наименьшее – в балках и ригелях. Прочность сцепления арматуры с

промасленным бетоном снижается более, чем на 50% – для арматуры гладкого профиля и на 30...40% – при использовании арматуры периодического профиля.

Агрессивность газовой среды внутри резервуара определяется видом газа и его концентрацией, а также влажностью воздуха. Литературные данные о влиянии на бетонные и железобетонные конструкции газовой среды резервуаров, а также подтоварной воды отсутствуют.

Во **второй главе** приведен анализ литературы по обследованию технического состояния железобетонных конструкций, эксплуатирующихся в агрессивных средах, в том числе железобетонных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. В результате установлено, что до настоящего времени не существует общепринятой методики проведения обследований, хотя литература по этому вопросу достаточно обширна. Наиболее подробно методика обследования железобетонных конструкций изложена в «Инструкции по техническому обследованию железобетонных резервуаров для нефти и нефтепродуктов», разработанной Научно-производственным косцорциумом «ИЗОТЕРМИК» (Москва, 1997 г.) с учетом РД 39-0147103-378-87 «Инструкция по ремонту железобетонных предварительно напряженных цилиндрических резервуаров для нефти» ВНИИСПТнефть, Уфа, 1987 г.). Помимо методики обследования, в ней приводятся особенности работы конструктивных элементов резервуаров, степень агрессивности различных нефтепродуктов к бетону, а также метод оценки остаточного ресурса железобетонных резервуаров с учетом опыта и результатов обследований указанных хранилищ, проведенных НПК «ИЗОТЕРМИК» и другими организациями.

В работе приводятся разработанные автором уточнения данной методики в части выбора визуальных критериев оценки технического состояния конструкций железобетонных резервуаров для нефти, порядка обследования кольцевой арматуры навивки стенок резервуаров, определения прочности пропитанного нефтью бетона, количества конструкций для обследования в выборке из генеральной совокупности и другие вопросы, связанные с особенностями проведения обследовательских работ в полузаглубленных железобетонных резервуарах.

В **третьей главе** приведены результаты физико-химических исследований, посвященных изучению фазовых и структурных изменений в цементном камне бетона вследствие воздействия эксплуатационной среды. Поскольку наибольшая глубина нейтрализации бетона была зафиксирована в конструкциях, расположенных выше уровня налива нефти (плитах и балках покрытия), то детальному анализу были подвергнуты образцы, отобранные из этих конструкций.

При петрографическом анализе сколов бетона было зафиксировано три слоя, четко различаемых по цвету: внешний слой толщиной 0...1,5 мм серого цвета, переходной слой (1,5...2,0 мм) темно-серого цвета и внутренний слой

непораженного бетона серовато-голубого цвета. При комплексном анализе состава и структуры этих слоев было установлено следующее.

По данным рентгено-фазового анализа во внешнем слое обнаружено присутствие в значительном количестве кальцита CaCO_3 , фиксируемого на рентгенограммах по дифракционной максимумам с $d = 3.03; 2.49; 2.28; 2.09; 1.912; \dots$ и $1.874 (\times 10^4)$ мк, арагонита CaCO_3 ($d = 3.39; 3.27; 2.69; 2.478; 2.327$ и 1.971); сидерита $2(2\text{CaCO} \times \text{SiO}_2) \times \text{CaCO}_3$ с $d = 3.81; 3.019; 2.701; 2.863; 2.635$ и 2.17×10^4 мк, а также гипса $\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$ ($d = 7.56; 4.35; 3.07; 2.89; 2.69$ и 2.07); здесь практически отсутствует портландит $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и свободная известь CaO . В переходном слое и, особенно во внутреннем слое, отражения этих веществ уменьшаются наряду с появлением и возрастанием интенсивности пиков гидросиликата вида CSH (B) с $d = 3.04; 2.80; 1.816; 1.87$ и 1.40×10^4 мк.

По данным дифференциально-термического анализа во всех трех пробах зафиксировано присутствие арагонита по эндоэффекту при температуре $800 \dots 825^\circ\text{C}$, причем в наружном слое этот эффект выражен значительно сильнее. В наружном слое имеется также слабо выраженный эндоэффект при температуре около 130°C , соответствующий гипсу.

По данным химического анализа установлено повышение рН водных вытяжек в ряду: внешний слой – переходной слой – внутренний слой как $7.8 - 8.0 - 9.6$, соответственно.

По результатам эмиссионного спектрального анализа установлено практически постоянное по глубине содержание железа, кальция и кремния, наряду с некоторым снижением в поверхностных слоях содержания магния и резким повышением содержания серы (рис.1).

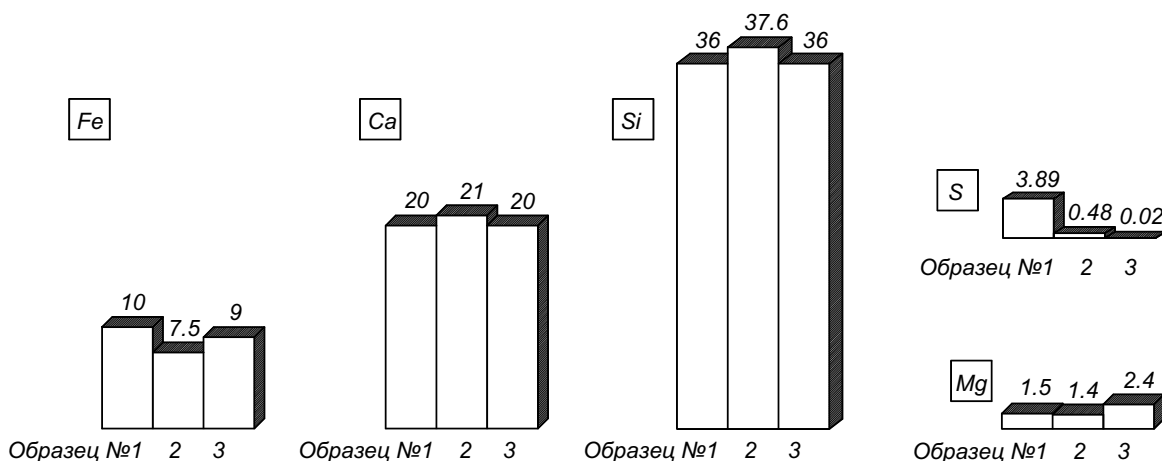


Рис. 1. Содержание химических элементов по глубине бетона, %

Исследования структурной пористости бетона по методу малоуглового рассеивания рентгеновских лучей свидетельствуют о значительном перераспределении количества микропор по глубине образца, что происходит за счет уплотнения структуры в наружном и переходном слое за счет карбонатных и, частично, гипсовых отложений (табл.1).

Таблица 1. Структурная пористость бетона

Образец	Тип пор по размеру									
	I		II		III		IV		V	
	R, Å	V, %	R, Å	V, %	R, Å	V, %	R, Å	V, %	R, Å	V, %
Наружный слой	13.5	30.2	58	2.4	129	2.1	286	65.3	–	–
Переходной слой	13	69	68	4.4	128	4.7	254	22	–	–
Внутренний слой	14	37	57	2.9	100	2.8	163	10	516	47.2

Здесь: R – условный радиус пор; V – относительный объем пор данного типа.

В связи с повышенным содержанием серы как в нефти, так и в газовой фазе, представляло интерес исследовать состав кристаллических отложений, обнаруженных на поверхности конструкций внутри резервуара. По результатам атомно-эмиссионного спектрального анализа проб, взятых из разных типов резервуаров, установлено наличие в этих отложениях мелкодисперсной кристаллической серы в количестве от 29.2 до 52.6 % (табл.2). Наряду с этим установлено, что помимо кристаллической формы часть серы образует сульфиды железа (в пробах, взятых на поверхности оголенной арматуры и металлоконструкций), при этом солей вида $FeSO_4$ или $FeSO_3$ не обнаружено. Все исследованные пробы являются рентгеноаморфными.

Таблица 2. Содержание химических элементов в кристаллических отложениях на поверхности конструкций

№ образца	Характеристика	Содержание химических элементов				
		S	Fe	Si	Cu	Cr
1.	Внешняя часть «корки», мелкие кристаллы светло-желтого цвета	52.6	20.0	5.0	0.06	0.09
2.	То же, темно-желтого цвета	48.8	20.0	2.4	0.07	0.12
3.	Внутренняя часть «корки», уплотненная масса темно-бурого цвета	29.2	30.0	2.0	0.005	0.12

Таким образом, внутри резервуаров для хранения нефти практически не происходит окисления серы с образованием в дальнейшем агрессивной к бетону и железобетону серной кислоты, а образуется преимущественно элементарная сера, которая выделяется за счет возгонки из нефти.

Анализ результатов проведенных комплексных физико-химических исследований позволяет сделать вывод о незначительном в целом изменении фазового состава цементной составляющей бетона под воздействием эксплуатационной среды, проявляющемся в образовании преимущественно карбонатных соединений и, частично, сульфатных, что сопровождается уплотнением структуры поверхностного слоя бетона и некоторым повышением его прочности. Наблюдаемая при этом нейтрализация бетона от $pH = 9.6$ до $pH = 7.8$ достаточна для депассивации стальной арматуры. Сера находится преимущественно в элементарной мелкокристаллической форме и ее отло-

жения на поверхности конструкций обеспечивают коррозию только незащищенных металлоконструкций (балок покрытия и оборудования), а также оголенной арматуры в местах сколов защитного слоя бетона и закладных деталей сборных железобетонных конструкций.

В четвертой главе приведены результаты комплексного обследования конструкций железобетонных резервуаров с целью изучения негативного влияния эксплуатационной среды на их техническое состояние. Эти данные фактически представляют собой материалы длительного натурального эксперимента, наиболее полно учитывающего все особенности эксплуатации конструкций. Основанием для такой оценки являются установленные по архивным данным достаточно стабильные параметры эксплуатационной среды как по химическому составу нефти, так и по температурно-влажностному режиму внутри резервуаров. В качестве объектов-представителей были выбраны три типа резервуаров первого, второго и третьего поколений, принципиально отличающихся по конструктивному решению и разработанные разными организациями. Резервуары эксплуатировались с 1961...1963 гг. для хранения сырой нефти в составе двух крупных резервуарных парков. Несущий остов резервуаров всех типов образован сборными наружными стенками с замкнутыми стыками, внутренними колоннами и монолитным днищем. Помимо формы в плане, значительные отличия имеются в конструктивном решении покрытий резервуаров. Так, покрытие прямоугольного резервуара I типа представлено ребристыми плитами размером 1×5 м, уложенными на ригели в ячейках 5×5 м во взаимно-перпендикулярном направлении. Покрытие цилиндрического резервуара II типа выполнено из ребристых П-образных секторных плит пролетом от 5.8 до 7.0 м, опирающихся на два ряда кольцевых балок, центральную колонну с капителью и наружную стенку. Покрытие цилиндрического резервуара III типа образовано ребристыми Т-образными секторными плитами пролетом 18 м, опирающимися в центре на железобетонный контур в виде шестигранника. Принципиальные отличия имеются как в схеме работы, так и в армировании конструкций резервуаров. Прямоугольные резервуары выполнены без предварительного напряжения как отдельных конструкций, так и стыков между ними. Цилиндрические резервуары выполнены с предварительным напряжением отдельных сборных элементов – плит покрытия, а также напряжением стены в кольцевом направлении.

По условиям эксплуатации железобетонные и металлические конструкции резервуаров могут быть разделены на две группы – в зависимости от характера агрессивного воздействия эксплуатационной среды:

- **1 группа:** конструкции, находящиеся ниже уровня нефти (фундаменты, днище, а также расположенные ниже уровня нефти части стен и колонн);
- **2 группа:** конструкции, находящиеся выше уровня нефти (верхняя часть колонн и стен, а также балки и плиты покрытия).

Таблица 3. Признаки агрессивности эксплуатационной среды по отношению к конструкциям резервуара

Группа конструкций	Тип конструкций	Вид конструкций	Вид агрессивной среды	Характер деструктивного воздействия
Первая	Железобетонные	Днище, а также расположенные ниже уровня нефти части стен и колонн	Слабоминерализованная или подкисленная вода («подтоварная вода» в нижней части резервуара)	Кислотная коррозия (коррозия бетона второго вида)
			Сырая нефть	Снижение прочности сцепления арматуры с бетоном из-за адсорбционного понижения прочности бетона
Вторая	Железобетонные	Балки и ребристые плиты покрытия, а также расположенные выше уровня нефти части колонн и стен	Газовоздушная среда с высокой влажностью воздуха и повышенной концентрацией углекислого газа и сероводорода; кристаллизация элементарной серы за счет ее возгонки из нефти.	Газовая коррозия железобетона (газовая коррозия первого вида)
	Металлические	Балки в центральной части свода, закладные детали сборных ж/б конструкций		Сплошная коррозия стали в среде агрессивных газов

Таблица 4. Усредненные данные по содержанию в нефти агрессивных компонентов

№ п/п	Вид нефти	Тип нефти	Содержание S, %	Содержание хлоридов, мг/л	Содержание сероводорода H ₂ S, мг/л	Температура нефти, °С	
						зимой (min)	летом (max)
1.	Пермская	Сернистая (S < 1.8%)	0.7	40	–	3	20
2.	Тюменская		0.4...1.3	–	–	5	16
3.	Татарская (девонская)		1.4...1.9	30...100	–	8	25
4.	Удмуртская	Высокосернистая (S > 1.8%)	2.2...3.0	–	50	8	20
5.	Башкирская		2.6...3.0	–	–	8	20
6.	Татарская (угленосная)		2.8...3.8	–	30	8	25

Наиболее характерные признаки агрессивности внешней среды для конструкций 1 и 2 групп приведены в табл.3. При выявлении механизма коррозионного воздействия на бетон и железобетон следует учитывать, что сырая нефть наряду с углеводородной частью содержит соединения, включаю-

щие кислород, серу, азот, металлы, а также воду, хлориды и сероводород. Кроме того, в последние годы наметилась тенденция к добыче высокосернистой нефти, для которой характерно также повышенное содержание хлоридов (от 100 до 1800 мг/л), что является весьма агрессивным фактором для предварительно напряженных железобетонных конструкций. По архивным данным химических лабораторий АРНУ и РРНУ, железобетонные резервуары в нефтепарках этих управлений использовались для хранения в основном, шести видов нефти, содержание в которых агрессивных к бетону и железобетону компонентов приведено в табл.4.

Агрессивность газовой среды внутри резервуара согласно норм определяется видом газа и его концентрацией, а также влажностью воздуха. В обследованных резервуарах обнаружено повышенное содержание углекислого газа и сероводорода в концентрациях, позволяющих отнести эти газы к группам С и D. Кроме того, в связи с наличием в нефти диспергированной воды и лишь периодической сменой воздуха при заполнении и опорожнении резервуара, влажность воздуха в прикрышной зоне может достигать 90...100%, т.е. режим эксплуатации конструкций крыши следует классифицировать как «влажный» или «мокрый» с периодическим образованием конденсата на поверхности конструкций.

В результате комплексного обследования установлено, что железобетонные конструкции резервуаров имеют физический износ в пределах 25...28% вследствие воздействия коррозионной среды и отрицательных температур. Ни в одной из несущих конструкций железобетонного каркаса и покрытия не зафиксировано состояния, соответствующего терминам «недопустимое» или «аварийное».

Техническое состояние конструкций зависит в основном от места их расположения относительно уровня нефти: ниже уровня налива нефти железобетон практически не имеет следов коррозионного воздействия среды, тогда как в вышерасположенных конструкциях обнаружена коррозия арматуры и локальные повреждения защитного слоя бетона. Причинами хорошей сохранности конструкций первой группы являются следующие обстоятельства: «слабая» агрессивность нефти к бетону высокой плотности; ограничение доступа кислорода; заметное экранирующее действие слоя ПАСО, фактически образующих защитное покрытие барьерного типа. Так, толщина слоя парафино-асфальто-смолистых отложений на днище цилиндрического резервуара до его очистки перед обследованием превышала 2 м, а на стенах – 5...10 см. Обнаруженные повреждения конструкций второй группы обусловлены, главным образом, проявлением коррозии карбонизации. Однако, степень повреждения наиболее ответственных конструкций – ребристых плит покрытия – и в этом случае незначительна: глубина карбонизации в среднем в 1.5...2 раза меньше толщины защитного слоя бетона для рабочей арматуры, конструктивная же арматура и арматура полок плит, имеющая малую толщину защитного слоя, повреждена коррозией на площади до 20% от общей площади покрытия (табл.5 и табл.6).

Таблица 5. Техническое состояние плит покрытия

Количество плит, %	Категория состояния конструкций	Критерии оценки технического состояния	
		Оценка (балл)	Описание технического состояния
0	Исправное	5	Коррозионные и механические повреждения отсутствуют
23	Работоспособное	4	Локальные нарушения защитного слоя в полках и поперечных ребрах
49	Ограниченно работоспособное	3	Многочисленные нарушения защитного слоя в полках и поперечных ребрах. Локальные трещины (с шириной раскрытия менее 0.3 мм) в продольных ребрах.
28		2	То же, с локальными механическими нарушениями защитного слоя продольных ребер. Наличие коррозионных процессов в арматуре продольных ребер.
0	Недопустимое	1	Сверхнормативные трещины (с шириной раскрытия более 0.3 мм) в продольных ребрах
0	Аварийное	0	Массовое (более 30%) обнажение арматуры с нарушением ее анкеровки; коррозия арматуры продольных ребер.

Таблица 6. Результаты физико-химических и физико-механических испытаний бетона

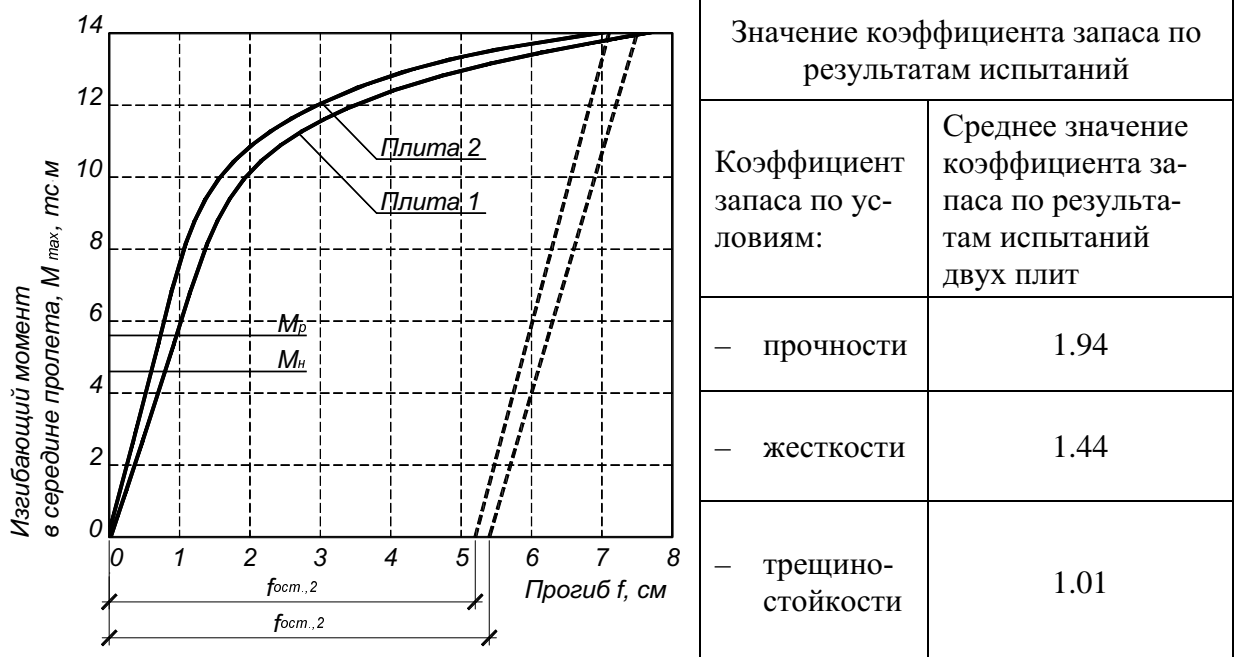
Наименование объекта	Наименование конструктивного элемента	Прочность бетона (МПа)		Толщина защитного слоя, мм		Глубина карбонизации защитного слоя бетона, мм	Влажность бетона по массе, %	Водопоглощение бетона по массе, %
		проектная	фактическая	проектная	фактическая			
Прямоугольный резервуар (тип I)	Плита	20	22.6	20 (15)	8...24 (5...21)	3	0.48	4.25
	Балка	20	18.9	20	16...22	–	0.48	3.07
Цилиндрический резервуар (тип II)	Плита	30	36.2	15 (18)	8...16 (6...22)	6	0.24	4.06
	Балка	30	24.7	24	18...28	7	0.59	3.99
	Колонна	30	28.4	32	24...47	5	0.38	2.47
Цилиндрический резервуар (тип III)	Плита	30	39.6	22 (15)	4...36 (1...23)	1.5...10.0	1.49	3.67
	Балка	30	40.2	–	3...67	1.0... 2.3	1.48	3.79
	Колонна	20	31.7	40	21...59	0.5...2.0	0.90	1.03

Примечание. В скобках указана толщина защитного слоя в полках ребристых плит.

Относительно малая глубина карбонизации за длительный период эксплуатации обусловлена высокой влажностью воздуха внутри резервуара и высоким качеством бетона. Обнаруженные на поверхности отдельных плит проявления коррозии бетона первого вида в местах фильтрации атмосферных вод через трещины в полках плит практически не повлияли на снижение прочности бетона.

Помимо коррозионного воздействия среды, снижение эксплуатационных показателей плит покрытия происходит по причине размораживания бетона этих конструкций, находящихся в условиях почти 100%-ной влажности. Необходимо отметить, что конструкции плит постоянно увлажняются также и сверху, поскольку проектами резервуаров предусмотрено создание на их кровле зеркала воды за счет устройства бортика по периметру с тем, чтобы за счет постоянного водонасыщения бетона обеспечить лучшую газонепроницаемость покрытия.

Металлические конструкции резервуаров, не имеющие защитных покрытий, получили значительные повреждения, глубина коррозии конструкций составляет от 0.5 до 1.5 мм. Таким образом, нормы в целом достаточно объективно оценивают степень агрессивного воздействия среды по отношению к металлическим конструкциям резервуаров (балки, закладные детали, оборудование и т.п.), имеющим сильный коррозионный износ.



M_p – изгибающий момент от расчетной нагрузки; M_n – изгибающий момент от нормативной нагрузки; $f_{ост.}$ – остаточный прогиб после снятия нагрузки.

Рис. 2. Результаты испытаний плит покрытия

Одним из главных условий работоспособного состояния цилиндрических резервуаров является сохранение необходимого уровня предварительного напряжения в стенках за счет их обжатия кольцевой арматурой навивки.

В результате обследования установлено отсутствие каких-либо механических или коррозионных повреждений в этой арматуре и хорошая сохранность слоя торкрет-раствора.

В связи с выводом прямоугольного резервуара из эксплуатации представилась возможность проведения испытаний двух ребристых плит покрытия (рис.2). В результате испытания до стадии развития пластических деформаций в рабочей арматуре ребер было установлено, что обе плиты имеют значительный запас по сравнению с проектной расчетной нагрузкой, определенный по СНиП 2.03.01-84 «Бетонные и железобетонные конструкции», как по прочности, так и по жесткости.

В **пятой главе** приведены результаты расчетов по прогнозу долговечности плит покрытия железобетонных резервуаров, как наиболее ответственных и уязвимых с точки зрения коррозионной стойкости конструкций.

По результатам обследования трех видов резервуаров установлено, что резерв защитной способности бетона по отношению к *конструктивной* арматуре примерно у 80% плит покрытия к настоящему времени практически исчерпан. Поэтому единственным условием для продления срока службы этих конструкций является создание эффективного диффузионного барьера по отношению к кислороду и углекислому газу воздуха, наличие которых в газовой фазе при повышенной влажности создает условия для коррозии арматуры.

Диффузионный барьер может быть создан одним из следующих способов:

- нанесением лакокрасочных покрытий;
- нанесением слоя торкрет-бетона.

Выбор наиболее рационального типа покрытия был осуществлен на основе следующего критерия: покрытие должно обеспечивать эффективную защиту плит на период не менее 20 лет – т.е. срока, в течение которого остальные конструкции резервуара достигнут критической степени физического износа в 45...50%, при котором ресурс резервуара в целом будет исчерпан.

Для практической оценки срока защитного действия покрытий были выполнены расчеты по математическим моделям, разработанным на основе моделирования процесса массопереноса агрессивного вещества через покрытие и защитный слой бетона. При построении моделей были рассмотрены два возможных случая:

- покрытие является однослойным цементным, где на поверхность оголенной арматуры в местах скола защитного слоя бетона (или закладных деталей) при ремонте наносится защитный слой из торкрет-бетона;
- покрытие является двухслойным, где на защитный слой бетона (в т.ч. и на восстановленный при ремонте плит) наносят слой торкрет-бетона либо лакокрасочное покрытие (лкп).

При этом срок T_d – продолжительность диффузии и накопления агрессивного вещества у поверхности стальной арматуры – рассчитывался по формулам:

– для однослойных покрытий:

$$T_d = \frac{H^2}{4 D_{2H}^*} \cdot \frac{C_{20}}{C_{20} - C_{кр}}, \quad (1)$$

– для двухслойных покрытий:

$$T_d = \left(\frac{B}{2 \sqrt{D_{2B}^*}} + \frac{H}{2 \sqrt{D_{2H}^*}} \right)^2 \cdot \frac{C_{20}}{C_{20} - C_{кр}}, \quad (2)$$

где D_{2H}^* и D_{2B}^* – эффективные коэффициенты диффузии агрессивного вещества в покрытии, $\text{см}^2/\text{с}$; C_{20} – концентрация агрессивного вещества во внешней среде, $\text{г}/\text{м}^3$; H – толщина лакокрасочного покрытия или торкрет-бетона; B – толщина защитного слоя бетона; $C_{кр}$ – критическая концентрация агрессивного вещества у поверхности металла, вызывающая его коррозию.

Из формул (1) и (2) следует, что срок защитного действия покрытий T_d зависит как от параметров агрессивной среды (концентрации C_{20} и $C_{кр}$), так и от свойств самого покрытия (эффективные коэффициенты диффузии D_{2H}^* и D_{2B}^*).

Результаты расчетов по оценке срока защитного действия двух типов покрытий по формулам (1) и (2) приведены на рис.3.

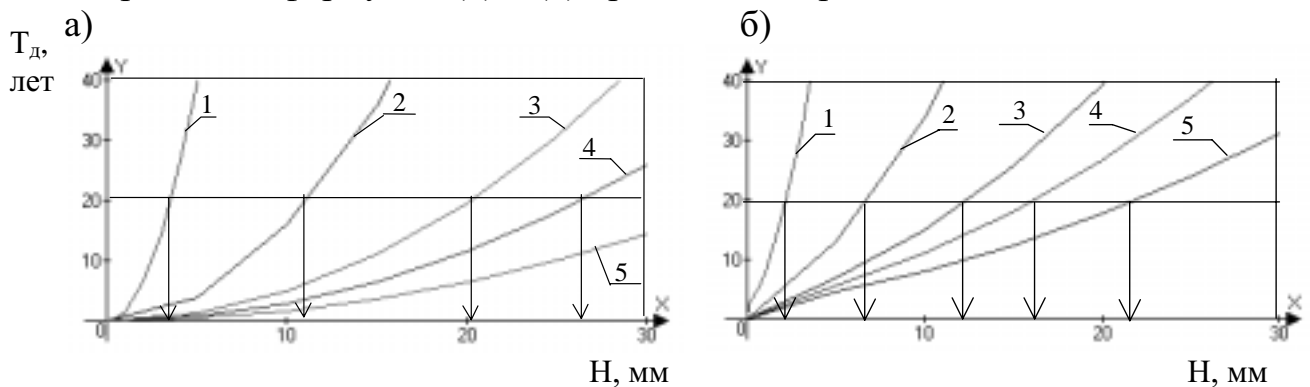


Рис. 3. Срок защитного действия покрытия: однослойного (а) и двухслойного (б)

1 – лакокрасочное покрытие с коэффициентом диффузии $D_{2H}^* = 10^{-10} \text{ см}^2/\text{с}$; 2, 3, 4, 5 – торкрет-бетон с коэффициентом диффузии $D_{2H}^* = 10^{-9}$, $3.25 \cdot 10^{-9}$, $5.5 \cdot 10^{-9} \text{ см}^2/\text{с}$ и $10^{-8} \text{ см}^2/\text{с}$ соответственно.

Анализ результатов этих расчетов позволяет сделать следующие выводы. В случае однослойных покрытий срок их защитного действия для лакокрасочных покрытий относительно мал даже при толщине 500 мкм – максимально возможной из технологических соображений и недопущения растрескивания покрытия. Кроме того, собственная долговечность этих покрытий (не более 7...9 лет) недостаточна для обеспечения межремонтного срока службы резервуаров, равного 10 годам согласно требованиям действующих нормативов. С другой стороны, при использовании торкрет-бетона со значе-

нием эффективного коэффициента диффузии, равного $D_{2H}^* = 10^{-9}$ см²/с, срок защитного действия в 20 лет обеспечивается при толщине покрытия $H = 11$ мм, а при $D_{2H}^* = 10^{-8}$ см²/с – $H = 35$ мм. В случае двухслойных покрытий срок их защитного действия значительно возрастает. Необходимо отметить, что в течение этого срока будет отсутствовать необходимость в возобновлении или ремонте торкрета, что является одним из главных его преимуществ по сравнению с ЛК-покрытиями.

Таким образом, сопоставление двух видов антикоррозионной защиты выявляет преимущества торкретных покрытий перед лакокрасочными по целому ряду показателей, в том числе главному – сроку службы защитного действия покрытия без его ремонта, поскольку при эксплуатации резервуара технически сложно осуществить возобновление покрытия. Необходимо отметить и такой существенный недостаток лакокрасочных покрытий, как необходимость тщательного осушения внутренней поверхности конструкций резервуара перед нанесением на них защитных покрытий, что также является технически сложным и трудно контролируемым процессом.

Шестая глава посвящена разработке мероприятий по обеспечению нормативной долговечности конструкций железобетонных резервуаров для нефти по двум направлениям: как находящихся в эксплуатации резервуаров, так и вновь проектируемых.

В настоящее время порядок проектирования новых резервуаров регламентируются тремя нормативными документами: СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии» [1]; «Пособием по проектированию защиты от коррозии бетонных и железобетонных строительных конструкций» [2] и «Инструкцией по техническому обследованию железобетонных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» [3]. С учетом положительных результатов обследования технического состояния резервуаров после длительного срока их службы, нами были разработаны предложения по уточнению этих нормативов в части назначения степени агрессивного воздействия сырой нефти и газовой фазы резервуаров на бетон и железобетон, способа установки и размещения опорных конструкций внутри этих сооружений (табл.7), а также нормативного срока службы железобетонных резервуаров.

Первое предложение связано с изменением подхода к оценке степени агрессивного воздействия среды к конструкциям днища, стен и покрытия резервуаров, поскольку при исследованиях установлена обратная по сравнению с нормами зависимость. Второе и третье предложения фактически являются смягчением действующих норм. Завышенные требования действующих нормативов к конструкциям железобетонных резервуаров были вызваны, по всей видимости, недостаточным развитием теоретической базы и малым объемом экспериментальных исследований о воздействии нефтепродуктов на железобетонные конструкции в период массового строительства в СССР резервуарных парков для нефти.

Мероприятия по повышению долговечности конструкций эксплуатируемых железобетонных резервуаров включают выполнение работ по двум направлениям:

- антикоррозионная защита конструкций, находящихся выше уровня налива нефти (изнутри резервуара);
- реконструкция крыши резервуара.

Таблица 7. Предложения по уточнению действующих нормативов по проектированию железобетонных резервуаров для хранения сырой нефти

Редакция	Показатель			
	Степень агрессивного воздействия сырой нефти на конструкции (для бетона марки W8)		Устройство опор и колонн внутри железобетонных сооружений, находящихся в контакте со средне- и сильноагрессивной средой	Нормативный срок службы железобетонных резервуаров с момента ввода в эксплуатацию
Требования норм	Внутренняя поверхность днищ и стенок резервуара – <i>среднеагрессивная</i> [1, п.2.57]	Внутренняя поверхность покрытия резервуара – <i>слабоагрессивная</i> [1, п.2.57]	Не допускается [2, п. 5.1]	20 лет [3, п. 2.1]
Предложения по уточнению норм	1 группа – конструкции, находящиеся ниже уровня налива нефти (фундаменты, днище, а также части стен и колонн) – <i>слабоагрессивная</i>	2 группа – конструкции, находящиеся выше уровня налива нефти (верхняя часть колонн и стен, а также балки и плиты) – <i>среднеагрессивная</i>	Допускается	30 лет

Для антикоррозионной защиты железобетонных конструкций по комплексу технико-экономических показателей оптимальным является применение торкрет-бетона после предварительной очистки поверхности конструкций. Этот метод имеет следующие основные преимущества: защита конструкций обеспечивается на весь их межремонтный период, поскольку срок защитного действия покрытия идентичен долговечности самого покрытия; торкрет может быть нанесен на влажную и плохо подготовленную поверхность; сырьевая смесь не содержит растворителей. Подбор состава смеси должен осуществляться по критерию наименьшей проницаемости покрытия.

Необходимость в реконструкции крыши резервуаров постройки 50...60 гг. вызвана тем, то в них с целью снижения газопроницаемости покрытия использовались водяные экраны на плоской крыше (за счет устройства бортика по периметру), а утепление осуществлялось засыпкой грунта толщиной 400...500 мм. Данное проектное решение негативно сказывается

на долговечности конструкций покрытия, в особенности тонкостенных полок ребристых плит. Помимо снижения прочности бетона вследствие фильтрации влаги через трещины и монтажные проломы в полках плит (что вызывает коррозию бетона I вида), постоянное водонасыщение бетона на отдельных участках в зоне микротрещин способствует ускорению коррозионных процессов в арматуре (коррозия карбонизации), а при низких зимних температурах – также и размораживанию бетона. В связи с этим, для дальнейшей надежной эксплуатации железобетонных резервуаров необходимо выполнить комплекс работ по реконструкции их покрытия, заключающегося в устройстве инверсионной кровли после удаления грунта и демонтажа бортиков по периметру крыши.

В **седьмой главе** приведены данные о внедрении результатов исследований и их экономической эффективности.

Результаты исследований были применены при разработке проекта реконструкции цилиндрических резервуаров типа III (№19) и типа II (№20) Ромашкинского районного нефтедобывающего управления (РРНУ), а также при оценке технического состояния прямоугольных резервуаров типа I (№5 и №6) Альметьевского районного нефтедобывающего управления (АРНУ) расположенных на территории резервуарного парка ОАО «Северо-западные магистральные нефтепроводы» в 1999 – 2001 гг. Реализация разработанных мероприятий позволит повысить долговечность этих резервуаров на срок не менее 20 лет.

Экономическая эффективность от внедрения результатов исследований заключается в продлении ресурса эксплуатирующихся резервуаров.

Сравнение стоимости антикоррозионной защиты внутренней поверхности эксплуатирующихся резервуаров со строительством нового резервуара аналогичной емкости в масштабе цен 2001 г. приведено в табл.8.

Таблица 8. Выбор оптимального варианта антикоррозионной защиты и сравнение его стоимости со стоимостью строительства нового резервуара

в ценах 2001 г.

Покрытие	Стоимость антикоррозионной защиты конструкций покрытия, руб.	Срок службы защиты, лет	Затраты за 20 лет эксплуатации, руб.
Лакокрасочное покрытие	205411	9	410822
Торкрет	269015	20	269015
Строительство нового резервуара	–	–	2272368

Как видно, удельные единичные затраты на устройство торкрет-бетона больше, чем на лакокрасочное покрытие. Однако, с учетом необходимости возобновления лакокрасочного покрытия через каждые девять лет примене-

ние защитного покрытия из торкрет-бетона экономичнее в 1.5 раза. В случае принятия и утверждения предложения об увеличении нормативного срока эксплуатации резервуаров с 20 до 30 лет экономическая эффективность от повышения долговечности сохраняемых резервуаров методом торкретирования по сравнению с лакокрасочным покрытием с учетом необходимости его возобновления возрастет до 2.3 раз. Кроме того, затраты на повышение долговечности эксплуатируемых резервуаров за счет проведения ремонтно-восстановительных работ методом торкретирования составляет лишь 12% от стоимости строительства нового резервуара. Необходимо отметить, что при этих расчетах не были учтены затраты по разборке демонтируемого резервуара.

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ

1. Анализ результатов обследования технического состояния конструкций резервуаров разных типов свидетельствует о том, что за период эксплуатации, почти в два раза превышающий нормативный срок, железобетонные конструкции резервуаров имеют физический износ в пределах 25-28%, а металлические – 30...35%. По условиям эксплуатации конструкции могут быть разделены на две группы в зависимости от характера агрессивного воздействия эксплуатационной среды: первая группа – конструкции, находящиеся ниже уровня налива нефти (фундаменты, днище, а также расположенные ниже уровня нефти части стен и колонн); вторая группа – конструкции, находящиеся выше уровня налива нефти (верхняя часть колонн и стен, а также балки и плиты покрытия).
2. Причинами хорошей сохранности конструкций первой группы (находящиеся ниже уровня налива нефти) являются слабая агрессивность нефти к бетону высокой плотности, ограничение доступа кислорода, а также заметное экранирующее действие слоя парафино-асфальто-смолистых отложений, образующих защитное покрытие барьерного типа. Имеющиеся повреждения конструкций второй группы (находящихся выше уровня налива нефти) обусловлены главным образом проявлением коррозии карбонизации, скорость которой невелика ввиду высокой плотности бетона и его постоянного водонасыщения.
3. Развита представления о механизме и кинетике деструктивных процессов, протекающих в бетоне и железобетоне при воздействии газовоздушной и жидкой эксплуатационных сред резервуаров для хранения нефти. Физико-химическими исследованиями установлено, что изменение фазового состава бетона за период эксплуатации произошло на глубину 1...2 мм – в конструкциях первой группы и на 3...7 мм – в конструкциях второй группы, с образованием четко выраженного наружного и переходного слоев. В продуктах коррозии бетона обнаружены преимущественно карбонатсодержащие соединения, а отложение новообразований приводит к повышению поверхностной прочности и плотности бетона на 15...20%.

4. Установлено, что преобладающей формой отложений на поверхности конструкций является элементарная сера в мелкодисперсном рентгено-аморфном виде, которая выделяется за счет возгонки нефти и практически не оказывает деструктивного воздействия на бетон. Кристаллизация серы на закладных деталях железобетонных конструкций, на металлических конструкциях и технологическом оборудовании приводит к их сильному коррозионному повреждению вследствие образования сульфидов железа.
5. Результаты испытаний до разрушения двух ребристых плит, демонтированных из покрытия одного из резервуаров, показали их абсолютную полноценность по несущей способности, жесткости, трещиностойкости и эксплуатационной пригодности относительно проектных показателей после 38 лет эксплуатации в условиях контакта с низко- и среднесернистой нефтью.
6. На основании математических моделей процессов коррозии бетона и железобетона оценена долговечность конструкций эксплуатирующихся резервуаров. В результате этих расчетов установлено, что продление срока службы данных конструкций может быть достигнуто только при использовании средств антикоррозионной защиты, оптимальным среди которых является торкретирование конструкций со стороны внутренней поверхности резервуара.
7. С учетом положительных в целом результатов обследований, на современном этапе технико-экономически целесообразно сохранение существующих резервуаров (по сравнению со строительством новых), несмотря на превышение этими объектами нормативных сроков службы (за исключением емкостей, получивших физический износ в 50% и более), с выполнением комплекса работ по капитальному ремонту конструкций, находящихся выше уровня налива нефти. Остаточный ресурс железобетонных конструкций покрытия в этом случае может составлять 20 лет и более и соответствовать, таким образом, резерву по долговечности для остальных конструкций резервуаров.
8. По результатам исследований разработаны предложения по уточнению действующих нормативов в части оценки агрессивности среды и совершенствования конструкций резервуаров.
9. Результаты проведенных исследований применены при разработке проекта реконструкции резервуарного нефтепарка ОАО «Северо-западные магистральные нефтепроводы» в 1999 – 2001 гг. Затраты на продление ресурса эксплуатирующихся резервуаров на период до 20 лет не превышают 12% стоимости строительства новых резервуаров той же емкости.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1. Состояние конструкций железобетонных резервуаров для хранения нефти после 38 лет эксплуатации / В.М. Латыпов, В.В. Бабков, Р.Ф. Вагапов, Э.Х. Шарипов, В.Г. Архипов // Труды общества железобетонщиков Сибири и Урала. - Новосибирск: НовГАСА, 2000. - С.60...63.
2. Конструктивные решения полузаглубленных железобетонных резервуаров для хранения нефти / В.В. Бабков, В.М. Латыпов, Р.Ф. Вагапов, Э.Х. Шарипов // Труды IV Международной научно-технической конференции при IV Международной специализированной выставке «Строительство, архитектура, коммунальное хозяйство – 2000». - Уфа: УГНТУ, 2000. - С. 25.
3. Результаты испытаний двух ребристых плит покрытия резервуара для хранения нефти / В.В. Бабков, Р.Ф. Вагапов, Э.Х. Шарипов, В.Г. Архипов // Труды IV Международной научно-технической конференции при IV Международной специализированной выставке «Строительство, архитектура, коммунальное хозяйство – 2000». - Уфа: УГНТУ, 2000. - С. 28.
4. Оценка технического состояния конструкций железобетонных резервуаров для хранения нефти и прогнозирование их ресурсов / В.М. Латыпов, В.В. Бабков, Р.Ф. Вагапов, Э.Х. Шарипов, В.Г. Архипов // Труды Международной научно-технической конференции «Надежность и долговечность строительных конструкций и изделий». - Волгоград: ВолГАСА, 2000. - Ч.1. - С.119...121.
5. Агрессивность газовой среды железобетонных резервуаров для хранения сырой нефти / Э.Х. Шарипов, Т.В. Латыпова, В.М. Латыпов // Труды V Международной научно-технической конференции при V Международной специализированной выставке «Строительство, архитектура, коммунальное хозяйство – 2001». - Уфа: УГНТУ, 2000. - С. 55.
6. Долговечность конструкций железобетонных резервуаров для хранения сырой нефти / В.Г. Батраков, В.М. Латыпов, В.В. Бабков, Р.Ф. Вагапов, Э.Х. Шарипов, В.Г. Архипов // I Всероссийская конференция по проблемам бетона и железобетона «Бетон на рубеже третьего тысячелетия». - Москва, 2001 г. - Т.3 - С. 1540...1549.
7. Долговечность конструкций железобетонных резервуаров для хранения сырой нефти / В.М. Латыпов, В.В. Бабков, Р.Ф. Вагапов, Э.Х. Шарипов, В.Г. Архипов // Бетон и железобетон. - 2001. - №6. – С. 21...24.