СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	3
1	Общие сведения о резервуарах	6
2	Геодезические наблюдения за деформациями резервуара РВС-700 с 16 использованием роботизированного тахеометра Topcon IS-2	
2.1	Общие сведения об объекте	16
2.2	Инженерно-геологические изыскания	17
2.3	Геодезические работы	18
2.3.1	Технические характеристики роботизированного электронного тахеометра Topcon Imaging Station-2	18
2.3.2	Создание планового обоснования	25
2.3.3	Обмер резервуара снаружи	29
2.3.4	Обмер резервуара изнутри	33
2.2	Обработка данных сканирования	35
	Заключение	38
	Список использованной литературы	40
	Приложение А. Допустимые и полученные средние квадратические погрешности в опорном ходе	41
	Добавление	38-50

Введение

Резервуарные парки являются одними из основных технологических сооружений нефтебаз, нефтеперекачивающих станций магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов, центральных товарных парков и кустовых сборных пунктов нефтяных промыслов, а также нефтеперерабатывающих заводов. Они призваны обеспечить надёжную оперативную работу и гибкую технологическую связь комплексов «промысел - нефтепровод нефтеперерабатывающий завод» или «нефтеперерабатывающий завод - нефтепродуктопровод - нефтебаза - потребитель».

Резервуары относятся к конструкциям, работающим в сложно-деформированном состоянии. Напряжённо-деформированное состояние конструктивных элементов стальных вертикальных резервуаров вызывается как действием гидростатической нагрузки, так и неравномерными осадками основания. Как известно, при длительной эксплуатации резервуаров появляется осадка основания, которая, как правило, бывает неравномерной по периметру и по площади днища. Это объясняется разной степенью уплотнённости искусственного основания или разной влажностью грунта и температурного режима оттаивания грунта с южной и северной сторон, неравномерностью нагрузки в средней части основания (гидростатическая нагрузка составляет 0,10-0,12 МПа) и по периметру резервуара (нагрузка от массы стенки и кровли достигает 0,9 - 1 МПа). Большая неравномерность осадки между периферийной и центральной частями днища, а также между отдельными участками периферии вызывает дополнительные деформации и соответствующие напряжения, которые в сочетании с рабочими напряжениями от эксплуатационных нагрузок могут достигать значений расчётного или даже временного сопротивления материала конструкции, что в свою очередь может привести к разрушению днища, стенки и узла сопряжения стенки с днищем. На сегодняшний день внедрение новейших технологий в геодезическую отрасль обеспечивает простоту, качество, минимальные погрешности при осуществлении строительства и поверок

резервуаров, а также значительно уменьшает время выполнения работ.

Тенденция развития технологии измерений при поверке резервуаров состоит во всё более широком применении современных геодезических приборов - электронных тахеометров, 3Б-сканеров и специальных координатно-измерительных машин и промышленных систем. Эти геодезические приборы, измеряющие горизонтальный, вертикальный угол, расстояние до объекта в безотражательном режиме и имеющие математический аппарат для оперативной обработки результатов измерений, позволяют значительно повысить производительность труда и точность определения геометрических параметров резервуаров и, как следствие, интервальных вместимостей в градуировочной таблице.

Многие организации уже сегодня успешно используют электронноoптические методы обмера (поверки) резервуаров различных форм и размеров. Использование электронных тахеометров позволяет значительно повысить точность, скорость и безопасность измерений при выполнении такого вида работ по сравнению с традиционными методами (использование каретки, рулетки, отвеса). Ведь наличие металлической обвески и трубопровод на современных конструкциях вертикальных резервуаров зачастую не позволяют произвести непосредственные измерения диаметра нижнего пояса с помощью рулетки и отклонений от вертикали боковых стенок при помощи каретки. Тем не менее, съёмка резервуаров простыми тахеометрами сегодня занимает достаточно много времени и не позволяет учесть все значительные локальные деформации металлоконструкций из-за большого расстояния между координируемыми точками.

Применение электронных тахеометров, методов электронной регистрации и обработки измерений позволили разработать, обосновать и провести производственные испытания принципиально новой методики поверки резервуаров, основанной на создании пространственной модели, формируемой по

определённым в условной системе координат опорным точкам на резервуаре. Применение этой методики в несколько раз повышает точность геометрической составляющей при градуировке резервуаров.

Цель работы - выполнение геодезических наблюдений за деформациями вертикального стального цилиндрического резервуара объёмом 700 м^3 после его капитального ремонта в резервуарном парке.

Поставленные задачи:

- производство геодезических работ при обмере резервуара РВС-700 для хранения нефтепродуктов с применением роботизированного электронного тахеометра Topcon IS-203;
- обработка данных в программе Topcon Image Master;
- подготовка технического отчёта о деформациях резервуара.

Для хранения нефти и нефтепродуктов в отечественной практике применяются резервуары металлические, железобетонные, из синтетических материалов, льдогрунтовые.

Наиболее распространены, как у нас в стране, так и за рубежом, стальные резервуары.

Стальные резервуары служат для хранения нефти и нефтепродуктов (бензина, дизельного топлива, керосина, мазута), технических спиртов, аммиачной воды, сахарных сиропов сжиженных газов и других жидкостей, в том числе как противопожарные резервуары и резервуары для топлива.

Появление вертикальных стальных резервуаров тесно связано с именем выдающегося русского инженера, впоследствии академика В.Г. Шухова, по расчётам и проектам которого с 1878 г. сооружались первые стальные резервуары для хранения нефти, керосина и бензина, а затем и первые нефтебазы для снабжения нефтепродуктами потребителей.

Применяются следующие типы стальных резервуаров:

- вертикальные цилиндрические резервуары (РВС) со стационарной конической или сферической крышей вместимостью до 20 000 м^3 (при хранении легко воспламеняющихся жидкостей) и до 50 000 м^2 (при хранении горючих жидкостей);

- резервуары вертикальные цилиндрические со стационарной крышей и плавающим понтоном (РВСП) вместимостью до 50 000 м^3;

- резервуары вертикальные цилиндрические с плавающей крышей (РВСПК) вместимостью до 120 000 м^3.

Геометрические характеристики основных типов стальных вертикальных резервуаров приведены в таблице 1.

Таблица 1

Геометрические характеристики резервуаров типа РВС

№ п/п	Тип резервуара	Высота резервуара, м	Диаметр резервуара, м	Площадь зеркала горючего, $м^2$	Периметр резервуара, м
1	РВС-700	9	12	120	39
2	РВС-1000	9	12	120	39
3	РВС-2000	12	15	181	48
4	РВС-3000	12	19	283	60
5	РВС-5000	12	23	408	72
6	РВС-5000	15	21	344	65
7	РВС-10000	12	34	918	107
8	РВС-10000	18	29	637	89
9	РВС-15000	12	40	1250	126
10	РВС-15000	18	34	918	107
11	РВС-20000	12	46	1632	143
12	РВС-20000	18	40	1250	125
13	РВС-30000	18	46	1632	143
14	РВС-50000	18	61	2892	190
15	РВС-100000	18	85,3	5715	268
16	РВС-120000	18	92,3	6691	290

Стенки вертикальных стальных резервуаров состоят из металлических листов, как правило, размером 1,5 х 3м или 1,5 х 6 м. Причём толщина нижнего пояса резервуара колеблется в пределах от 6 мм (РВС-700) до 25 мм (РВС-120 000) в зависимости от вместимости резервуара. Толщина верхнего пояса составляет от 4 до 10 мм. Верхний сварной шов с крышей резервуара выполняется ослабленным с целью предотвращения разрушения резервуара при взрыве паровоздушной смеси внутри замкнутого объёма резервуара. Для хранения относительно небольших

количеств нефтепродуктов применяются горизонтальные стальные резервуары ёмкостью до 1000 м. Кроме стальных резервуаров в ряде случаев применяются также железобетонные.

Кроме цилиндрических резервуаров в последнее время на предприятиях химической промышленности находят применение шаровые резервуары. Корпус шаровых резервуаров состоит из отдельных свальцованных по форме шара листов толщиной 25 - 30 мм.

Корпус резервуара укрепляют на металлическом опорном кольце, которое устанавливают на железобетонный фундамент. Вес одного шарового резервуара ёмкостью 600 $м^3$ составляет 60 т. Корпус резервуара состоит из отдельных элементов - лепестков, соединяемых при сварке.

Лепестки нижних поясов резервуара имеют разделку под сварку с внутренней стороны, а лепестки верхних поясов - с внешней стороны, что исключает необходимость производства потолочной электросварки.

Кроме шаровых резервуаров в химической промышленности применяют каплевидные резервуары, которые также собирают из лепестков, предварительно изготовляемых на заводе.

Для хранения большого количества нефти применяют траншейные резервуары. Они наиболее экономичны, т.к. снижают потери нефтепродуктов от испарения. В существующих резервуарах наземного типа, рассчитанных на незначительное давление, очень велики потери от испарения. Конструкция траншейного резервуара состоит из металлической оболочки, которая опирается на песчаное основание толщиной 20 см.

Резервуары относятся к листовым конструкциям и служат для хранения жидкостей. Поэтому как при изготовлении, так и при монтаже к ним предъявляют требования по непроницаемости.

Резервуары могут устанавливаться подземно или наземно. Подземными называют резервуары, заглубленные в грунт или обсыпанные грунтом, когда наивысший уровень хранимой в нём жидкости находится не менее чем на 0,2 м ниже

минимальной планировочной отметки прилегающей площадки, а также резервуары, имеющие обсыпку не менее чем на 0,2 м выше допустимого уровня нефтепродукта в резервуаре и шириной не менее 3 м. Наземными называют резервуары, у которых днище находится на одном уровне или выше минимальной планировочной отметки прилегающей площадки в пределах 3 м от стенки резервуара. В районах Крайнего Севера с вечной мерзлотой практикуется установка резервуаров на свайных основаниях.

Все резервуары оборудуются дыхательной арматурой для выравнивания давления внутри резервуара с окружающей средой при закачке или откачке нефти или нефтепродукта приёмно-отпускными устройствами, а при необходимости, особенно при хранении нефти и тёмных нефтепродуктов, системами размыва донных отложений. Вентиляционные патрубки на резервуарах для нефтепродуктов с температурой вспышки менее 120°С оборудуются огневыми преградителями.

Приёмно-отпускные устройства резервуаров для хранения светлых и тёмных нефтепродуктов могут отличаться по конструкции. В первом случае приёмно-отпускное устройство состоит из приёмно-отпускного патрубка, хлопуши, механизма управления хлопушей, который включает лебёдку и трос, перепускное устройство и подводящий трубопровод. Во втором случае вместо хлопуши имеется подъёмная труба, которая является продолжением приёмноотпускного патрубка и соединена с последним при помощи шарнира.

Хлопуша представляет собой металлическую заслонку, установленную на приёмно-отпускном патрубке. Заслонка крепится на шарнире и перекрывает патрубок под действием собственной массы. Открытие заслонки происходит либо под давлением закачиваемой жидкости, либо с помощью механизма управления. Механизм управления хлопушей состоит из троса и лебедки, которая может иметь ручной привод для трубопроводов малых диаметров (до 350 мм) или электрический во взрывобезопасном исполнении для трубопроводов диаметром свыше 350 мм. Давление открывания заслонки хлопуши определяется весом самой заслонки и гидростатическим давлением столба жидкости в резервуаре. Центр оси механизма

управления хлопуши располагается обычно на 900 мм выше оси приёмно-отпускного патрубка, на котором крепится хлопуша.

Резервуары, предназначенные для хранения вязких нефтепродуктов, часто оборудуются системами обогрева и покрываются теплоизоляционным негорючим материалом. В качестве теплоизоляционных материалов могут применяться кирпич, асбоцемент, шлаковата, пеностекло. Подогрев хранимой жидкости в резервуарах с помощью внутренних обогревателей производится насыщенным паром или горячей водой.

На крышах резервуаров кроме дыхательной арматуры размещаются также световые и технологические люки для проведения замеров и технического обслуживания, а на плавающих крышах, кроме того, устройства для удаления атмосферных осадков через гибкий шланг или шарнирную трубу и подвижную лестницу [1].

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические (рисунок 1) предназначены для приёма, хранения, выдачи нефтепродуктов и воды, а также других жидкостей, в различных климатических условиях.

РВС-700 $м^3$ используются для стационарного хранения при добыче, переработке и оптового отпуска нефти и нефтепродуктов.

Допускается максимальный налив продукта на полную высоту стенки.

В зависимости от назначений и климатических условий эксплуатации РВС-700 изготавливаются из различных марок сталей: малоуглеродистой, низколегированной, нержавеющей.

РВС-700 изготавливаются в рулонном и полистовом исполнении, со стационарными или плавающими крышами, с понтоном, с подогревом и утеплением, одностенного или двустенного исполнения.

Резервуар вертикальный стальной РВС-700 (рисунок 2) состоит из следующих конструктивных элементов:

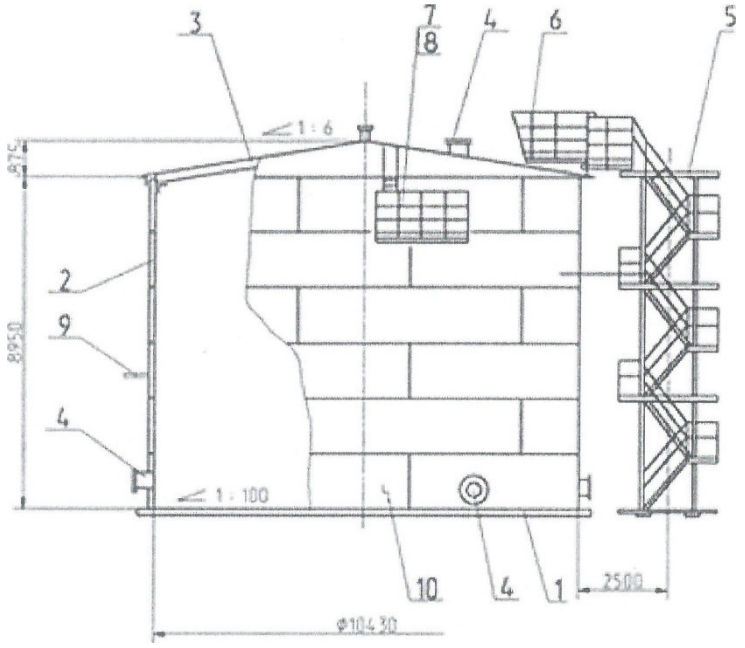
- плоского днища;
- цилиндрического корпуса;

- стационарной крыши (самонесущая коническая крыша, несущая способность которой обеспечивается конической оболочкой настила; каркасная коническая крыша, состоящая из элементов каркаса и настила);
- лестницы и площадки;
- технологического оборудования.



Рисунок 1. Резервуар вертикальный стальной цилиндрический

Также резервуары вертикальные стальные могут изготавливаться с плавающей крышей или понтоном. Плавающая крыша, находящаяся внутри резервуара РВС на поверхности жидкости, предназначена для сокращения потерь её от испарения и исключения возможности возникновения взрыва и пожара. Понтон может быть установлен по желанию заказчика. Резервуары вертикальные стальные РВС-700 с плавающей крышей должны эксплуатироваться без внутреннего давления и вакуума.



1 - днище, 2 - стенка, 3 - крыша, 4 - люки и патрубки в стенке и крыше, 5 - шахтная лестница, 6 - площадки и ограждения на крыше,

7 - площадки и стремянки пеногенераторов,

8 - патрубки пеногенератора ГПСС-600,

9 - кронштейны трубопроводов, 10 - крепление заземления

Рисунок 2. Общий вид резервуара РВС-700

Резервуар вертикальный цилиндрический РВС-700 имеет антикоррозионное покрытие. В качестве основы используется грунт в два слоя, по которому наносится эмаль.

Теплоизоляция резервуаров может выполняться только на стенке или на стенке и крыше.

Резервуары имеют стандартную комплектацию. Также по заявке заказчика имеется возможность оснащения резервуара дополнительным резервуарным оборудованием, включая приборы контроля уровня, дыхательную арматуру, устройства пожарной безопасности, устройство молниезащиты. Возможно оснащение резервуара дополнительным

антикоррозионным покрытием [2].

Технические характеристики РВС-700 представлены в таблице 2.

Возможно изготовление резервуара вертикального стального из:

- нержавеющей стали - резервуар вертикальный из нержавеющей стали (нержавейки);

малоуглеродистой стали - резервуар вертикальный из малоуглеродистой стали;

низколегированной стали - резервуар вертикальный из низколегированной стали.

Основными конструктивными элементами резервуара РВС-700 со стационарной кровлей являются: стенка, щитовая кровля, днище, лестница, площадки, ограждения, люки и патрубки.

Резервуар оснащается соответствующим резервуарным оборудованием.

Большое значение для обеспечения надёжной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных и других резервуарных ёмкостей, снижения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения, имеет использование исправного резервуарного оборудования, правильного его монтажа и эксплуатации.

Согласно п. 1.5 РД 153-39.4-078-01 "Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз" установлен перечень оборудования и конструктивных элементов, устанавливаемых на резервуарах.

Пример обозначения оборудования и конструктивных элементов, устанавливаемых на резервуары стальные вертикальные:

- дыхательный клапан (КДС-1500, КДС-3000);
- предохранительный клапан (КДС-1500, КДС-3000);

Таблица 2

Технические характеристики РВС-700

Наименование параметра	Величина параметра
Номинальный объем, м	700
Внутренний диаметр стенки, мм	10 430
Высота стенки, мм	9000
Расчётная высота налива, мм	9000
Стенка	
Количество поясов, шт.	6
Толщина верхнего пояса, мм	5
Толщина нижнего пояса, мм	5
Днище	
Толщина центральной части, мм	5
Крыша	
Толщина настила, мм	6
Масса конструкций, кг	
Стенка	11 754
Днище	3582
Крыша	5080
Лестница	996
Площадки на крыше	1794
Люки и патрубки	1061
Комплектующие конструкции	1694
Каркасы и упаковка	3200
Всего	29 161

- приёмо-раздаточные устройства (ПРУ);
- приёмо-раздаточные патрубки (ППР);
- пеногенераторы (ГПСС-600, ГПСС-2000);

- пробоотборники (ПСР);
- краны сифонные (КС-50, КС-80);
- люки и патрубки.

Выбор конкретного оснащения резервуаров РВС, расположения оборудования и конструктивных элементов определяется проектной документацией. Марка, тип оборудования и аппаратуры, размеры, комплектность должны соответствовать требованиям и указаниям проекта в зависимости от хранимого продукта и скорости наполнения и опорожнения резервуара.

Тип устанавливаемой дыхательной арматуры определяется в зависимости от конструкции крыши резервуара и давления насыщенных паров хранимого продукта.

Схема вертикального стального резервуара с конструктивными элементами представлена на рисунке 3 [5].

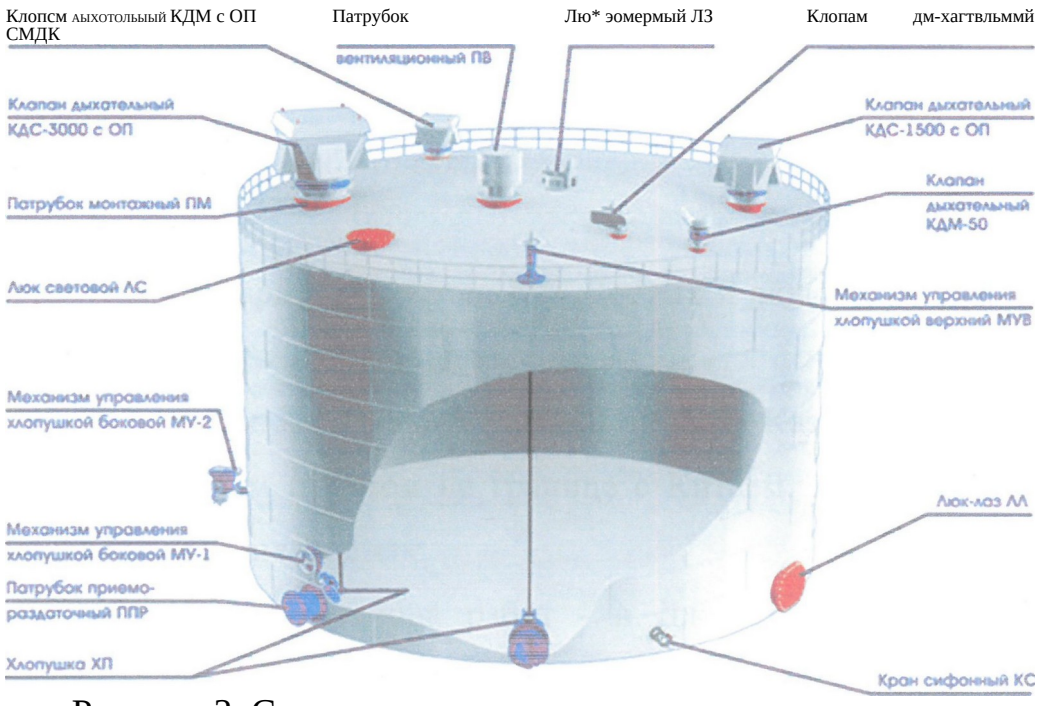


Рисунок 3. Схема вертикального стального резервуара с конструктивными элементами

2 Геодезические наблюдения за деформациями резервуара РВС-700 с использованием роботизированного тахеометра Topcon IS-2

Работа по геодезическим наблюдениям за деформациями вертикального стального цилиндрического резервуара объёмом 700 м после его капитального ремонта в резервуарном парке выполнялась в ходе прохождения учебной.

Одним из основных видов производственной деятельности АО «Имсталькон» является изготовление и монтаж вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти, нефтепродуктов, воды объёмом от 5 до 100 000 м^3.

В июне 2018 г. администрацией резервуарного парка было принято решение о капитальном ремонте РВС-700.

В июле 2018 г. АО «Имсталькон» было выдано задание по поверке РВС-700 для хранения нефтепродуктов после его капитального ремонта.

2.1 Общие сведения об объекте

Резервуарный парк расположен в п. Достык и включает 10 резервуаров объёмом 700 м^o для хранения нефтепродуктов.

Климат района резко-континентальный. Температура воздуха в течении года изменяется от - 50 до 50°С. На территории наблюдаются постоянные ветра достигающие 9 м/с. Атмосферное давление низкое - 739 - 740 мм рт. ст.

Количество осадков в зимний период превышает количество осадков летнего периода в 2,5 раза.

2.2 Инженерно-геологические изыскания

Перед началом выполнения геодезических работ по поверке резервуара объёмом 700 м^o для хранения нефтепродуктов были проведены

инженерногеологические изыскания на рабочей площадке.

В период работ средняя температура сухого воздуха была в пределах 20 - 30°С. Осадки выпадали в виде дождя, с малым количеством. Сильные и частые ветры способствуют проявлению эрозии почвы, что в свою очередь будет учитываться при исследовании влияния эрозии на фундамент. Подземные воды не были найдены, но после детальной обработки результатов новейшего оборудования было выяснено, что подземные воды залегают на средней глубине около 20 м. В связи с большой глубиной залегания и соответственно малой агрессивностью подземных вод их влияние на сооружение не учитывается.

По результатам инженерно-геологических изысканий выяснилось следующее:

1 Почвы на строительной площадке смешанного типа с преобладанием супеси, гальки и щебня не более 10% мощностью 0,4 - 0,6 м. Также частично присутствует солончаковый слой. В районе строительства щелочной уровень небольшой и влияние на фундамент конструкции кислотно-щелочной концентрации в почве минимальное.

2 Расчётное сопротивление грунтов:

- для супесей - 2,5 кгс/см (250 кПа);
- для дресвяно-щебнистых грунтов - 5 кгс/м (500 кПа).

3 Промачивание грунта с учётом количества осадков в летний период составляет 180 - мм. Глубина промерзания для супесей - 165 см, для крупнообломочных пород - 200 см.

4 Сейсмичность района составляет 9 баллов, сейсмичность площадки - 9 баллов при II категории грунтов по сейсмическим свойствам.

5 Угол внутреннего трения $ф_п = 28°$, удельное сцепление $С_п = 2$ кПа,

модуль деформации грунтов E = 14,7 МПа, плотность грунта р = 1,8 т/м .

2.3 Геодезические работы

Геодезические работы включали выполнение следующих видов работ:

- создание планового обоснования;
- обмер резервуара (снаружи и внутри);
- наблюдения за деформациями резервуара.

2.3.1 Технические характеристики роботизированного электронного тахеометра Topcon Imaging Station-2

Геодезические работы по обмеру резервуара РВС-700 производились роботизированным электронным тахеометром Торсоп Imaging Station (рисунок 4).

Imaging Station (IS-2) является одной из последних разработок компании Торсоп. Наличие двух встроенных цифровых фотокамер, улучшенная функция сканирования (до 20 точек в секунду на расстоянии до 120 м), различные способы задания области сканирования, безотражательный режим измерения расстояний до 2000 м, многофункциональное программное обеспечение и дистанционное управление через ноутбук по Wi-Fi соединению делают этот роботизированный тахеометр незаменимым помощником геодезиста и маркшейдера при выполнении различных инженерных задач.



Рисунок 4. Роботизированный электронный тахеометр Topcon IS-2

Технические характеристики роботизированного электронного тахеометра Topcon IS-2 представлены в таблице 3.

Оснащение данного прибора двумя фотокамерами и цветным сенсорным экраном позволяет производить наведение и измерения на съёмочные точки простым нажатием стилуса на экран (рисунок 5).

Таблица 3

Технические характеристики роботизированного электронного тахеометра Topcon IS-2

Характеристика	Значение
Измерение углов	
Метод определения отсчёта	Абсолютное считывание
Дискретность отсчётов	0,571”
Средняя квадратическая ошибка измерения угла одним приёмом	3”
Измерение расстояний	
Условия	Лёгкий туман, видимость около 20 км, умеренно солнечно, лёгкая рефракция
Диапазон измеряемых расстояний	
Дальность по одной призме	3000 м
Без отражателя	от 1,5 до 250 м от 5 до 2000 м (сверхдальний режим)
Точность измерения расстояний	
По одной призме	± (2 мм + 2 ppm)
Без отражателя	до 250 м ± 5 мм до 2000 м ± (10 мм +10 ppm) (сверхдальний режим)
Дискретность отсчётов при измерении расстояний	
Точный режим	1 мм/0,2 мм
Грубый режим	10 мм/1 мм
Режим слежения	10 мм
Отображение результата	10 цифр: ± 999999,9999 мм
Интервал измерения расстояний	
Точный режим (до 1 мм)	1,2 с (начально 3 с)
Точный режим (до 0,2 мм)	3,0 с (начально 4 с)

Продолжение таблицы 3

Характеристика	Значение
Грубый режим	2,5 с (начально 2,5 с)
Режим слежения	0,3 с (начально 2,5 с)
Ввод данных	
Поправка за атмосферу	от - 999,9 ppm до + 999,9 ppm (шаг 0,1 ppm)
Постоянная отражателя	от - 99,9 мм до + 99,9 мм (шаг 0,1 мм)
Сканирование	
Дальность	до 150 м
Скорость сканирования	до 20 точек в секунду
Другие характеристики	
Размеры прибора (В х Ш х Д)	338 х 220 х 185 мм
Лазерный отвес	Дополнительно
Створоуказатель	Есть
Целеуказатель	Есть
Характеристика	Значение
Класс лазера целеуказателя	Класс 2
Класс лазера для измерения расстояний	Класс 1
Зрительная труба	
Длина	165 мм
Диаметр объектива	45 мм
Увеличение	30х
Изображение	Прямое
Угол поля зрения	1°30'
Разрешающая способность	3 м
Наименьшее расстояние фокусирования	1,4 м

Продолжение таблицы 3

	Значение
	ра
	фотокамеры по 1,3 Mpixel
	до 15 кадров в секунду

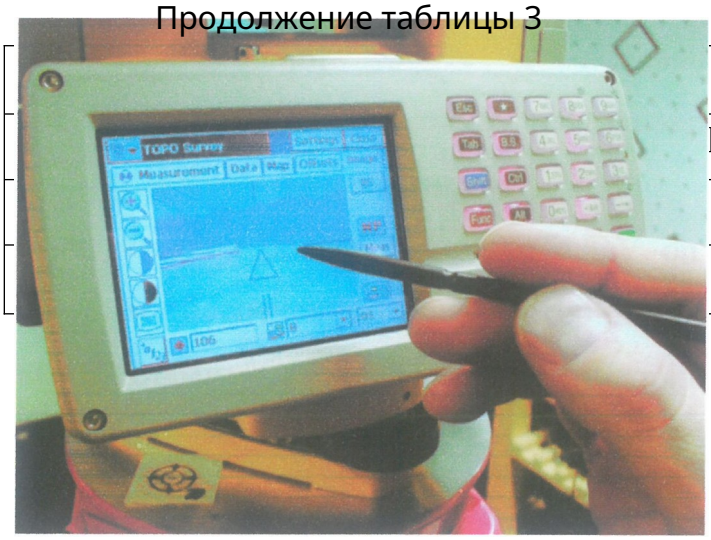


Рисунок 5. Цветной сенсорный экран Topcon IS-2

При помощи обзорной широкоформатной камеры, расположенной над объективом, производится поиск и примерное наведение на съёмочную точку. С помощью встроенной в зрительную трубу (коаксиальной) камеры выполняют более точное наведение на съёмочную точку. Точка, видимая на экране, является той же самой точкой, которую видно через зрительную трубу. Изображение с каждой из камер можно увеличить в 2, 4 и 8 раз, что особенно актуально при измерениях на сверхдальние расстояния. Наличие технологии автоматической фокусировки, позволяет получать качественное изображение цели на экране электронного тахеометра или ноутбука во время удалённого управления.

При измерении точки автоматически производится фотографирование изображения, видимого в зрительную трубу, и его сохранение в памяти

прибора. Наведение на точки, расположение которых близко к зениту, не вызывает у оператора никаких затруднений.

Во время проведения работ по выносу точек в натуру, они отображаются на экране специальными метками, что в свою очередь позволяет быстро повернуть прибор в нужном направлении. Разворот прибора и зрительной трубы на выносимую точку может осуществляться и автоматически при выборе соответствующей команды. А при работе с полевым контроллером, оснащённым модулем Wi-Fi, геодезист сам видит себя на экране контроллера в on-line режиме и выбирает места установки вешки.

Внутреннее программное обеспечение TopSURV on Board для IS по сравнению с программным обеспечением для электронных тахеометров серии GPT-7000i дополнено модулями: "Сканирование", Мониторинг", "Траектория".

При помощи модуля "Сканирование" данным прибором возможно производить сканирование объекта со скоростью до 20 точек в секунду. Выбор области сканирования производится по фотоизображению и может задаваться: прямоугольной областью, полигоном, верхней и нижней гранью при сканировании вокруг прибора, по трём точкам и прямой вертикальной линией для получения профилей. Сканирование может производиться как по заданной сетке (указанному расстоянию между точками), так и по характерным точкам, определение которых производится программным обеспечением автоматически по полученным фотографиям объекта.

С помощью модуля "Мониторинг" производится автоматическое измерение ранее указанных (измеренных) мишеней с определённой заданной периодичностью и записью данных в память прибора.

Модуль "Траектория" позволяет производить автоматическую запись данных во внутреннюю память прибора через указанный период времени или указанное расстояние.

В стандартный комплект IS помимо программного обеспечения TopSURV on Board для IS входит программное обеспечение Image Master for IS, с помощью которого можно:

1 Управлять тахеометром с портативного компьютера через Wi-Fi соединение. Находясь на удаление от прибора до 30 м, можно производить измерения без каких либо проводных соединений.

2 Сканировать объект по сетке с заданным шагом.

3 Наводиться на точку путём указания её на экране.

4 Получать фотоизображение объекта.

5 Объединять данные различных точек стояния прибора в единую систему координат.

6 Производить пересчёт координат.

7 Создавать полилинии.

8 Создавать TIN-модели по измеренным (отсканированным) точкам с наложением текстур (фотоизображений).

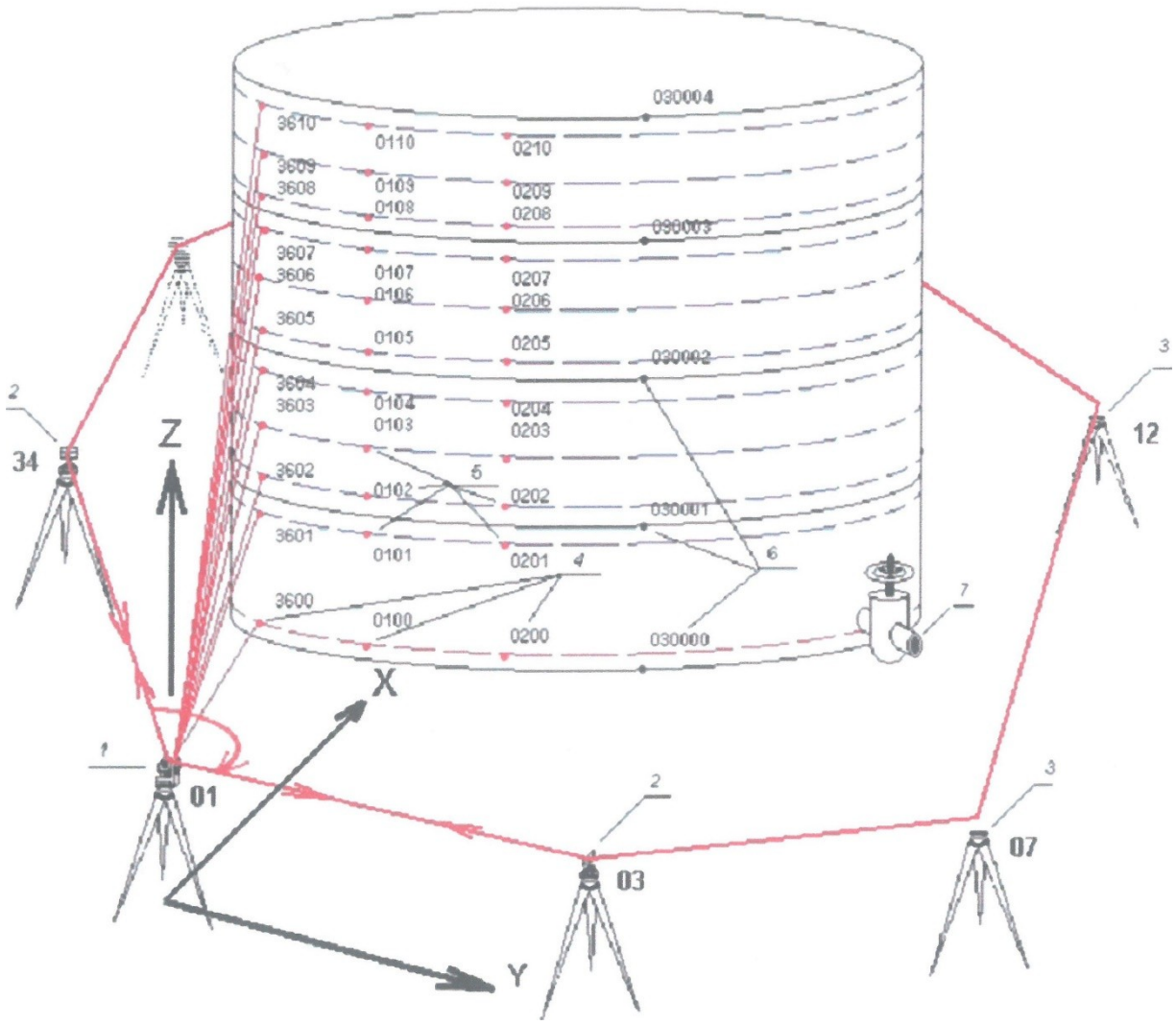
9 Измерять расстояния между точками, полилиниями, контурами.

10 Удалять и создавать дополнительные точки по модели.

11 Экспортировать данные в формат DXF, DWG и т.д.

Роботизированный электронный тахеометр Topcon Imaging Station может использоваться одним человеком при выполнении съёмки и выносе в натуру. Для этого прибор необходимо доукомплектовать круговой призмой A7R, системой быстрого поиска RC-3 (комплект) и полевым контроллером с креплением на веху.

В стандартный комплект роботизированного электронного тахеометра Topcon IS-2 входят: электронный тахеометр на трегере, аккумулятор BT-65Q (3 шт.), зарядное устройство BC-30D, кабель USB F-25 miniUSB, стилус (1 шт.), юстировочные инструменты, транспортировочный футляр, плечевые ремни, силиконовая салфетка, чехол для защиты от дождя, нитяной отвес, бленда на



1 - геодезическая станция и её номер;
2 - отражатели, установленные на геодезических станциях;
3 - штативы, установленные на геодезических станциях;
4 - точки разбивки и координирования исходного сечения;
5 - точки координирования горизонтальных сечений;
6 - точки координирования высот поясов;
7 - приёмо-раздаточный патрубок

Рисунок 6. Схема внешнего обмера резервуара

4 С помощью оптического центрира данная станция была закреплена на местности металлическим колом на долговременную сохранность (как пункт с известными координатами) для обеспечения в дальнейшем ориентирования, выноса точек, перепроверки результатов.

5 Ориентирование прибора проводилось на один из углов насосной

станции с введением его координат в память роботизированного электронного тахеометра.

Измерения велись по «пятиштативной» системе. Первые два штатива оставались на начальных точках хода для последующего замыкания, по остальным точкам измерения велись методом «трёх штативов».

Г оризонтальные, вертикальные углы и наклонные расстояния в полигоне измерялись с использованием поворотных высокоточных отражателей RT50. Измерения выполнялись одним полным приёмом с обязательным изменением положения вертикального круга между полуприёмами. Разность между измеренными значениями линий не превышала 2 мм в приёме и 1,6 мм в прямом и обратном направлении.

Поворотные отражатели тщательно ориентировались по линии визирования. Отклонение оптической оси призмы не превышало 3 - 5°.

Расхождения между значениями одного и того же угла, полученного из двух полу приёмов, не превышало 6".

Средняя квадратическая погрешность (СКГ1) измерения линий в ходе составила 1 мм, углов - 5".

Координирование точек резервуара на исходном и вышележащих горизонтальных сечениях выполнялось в безотражательном режиме полярным способом с определением высоты сечения методом слежения. Съёмка поверхности резервуара выполнялась с точек обоснования одновременно с созданием планового обоснования при одном положении вертикального круга. Число координируемых точек с одной станции в одном сечении не превышало трёх.

После завершения наблюдений точек резервуара на станции выполнялось контрольное наблюдение на точку ориентирования опорного
хода.

Предельная величина изменения ориентирования за период съёмки с данной точки планово-высотного обоснования не превышала 15".

Допустимые и полученные средние квадратические погрешности в

опорном ходе приведены в приложении А.

Высота периметра, соответствующая исходному горизонтальному сечению резервуара, определялась методом технического нивелирования. Далее все станции привязывались по высоте к точкам разбивки исходного сечения с $Н_{СЕЧ} = 0{,}000$ м.

Разбивка исходного сечения выполнялась путём деления периметра на точки числом, кратным шести. В зависимости от длины периметра резервуара их количество составило 18 шт. Точки разбивки были пронумерованы против часовой стрелки четырёхзначным числом, где первые два разряда означают номер точки, а 00 - относит точку к исходному сечению. Например, 0100; 0200; 0300; ...; 3600.

Координирование точек исходного и вышележащих горизонтальных сечений выполнялось в безотражательном режиме с определением высоты сечения методом слежения. Точки наблюдения сечений, лежащих выше исходного, были пронумерованы четырёхзначным числом, где первые два знака соответствовали точке разбивки, последующие - номеру сечения, например, 0101, 0102, 0103, ..., 0133.

В удобном для измерений на стенке резервуара месте (отсутствие деталей и элементов конструкций) проводилось измерение высоты поясов резервуара. Точки были пронумерованы шестизначным числом, где первые два знака соответствовали (приблизительно) номеру точки разбивки, далее 00, последние два знака соответствовали номеру измеряемого пояса, например, 250000, 250001, 250002, ..., 250012.

Измерений высот поясов производилось два раза. В этом случае данные по высотам усреднялись.

2.3.3 Обмер резервуара снаружи

Обмер резервуара снаружи производился с шести станций, связанных в одну систему координат.

На рисунке 7 изображена установка прибора на одной из станций.

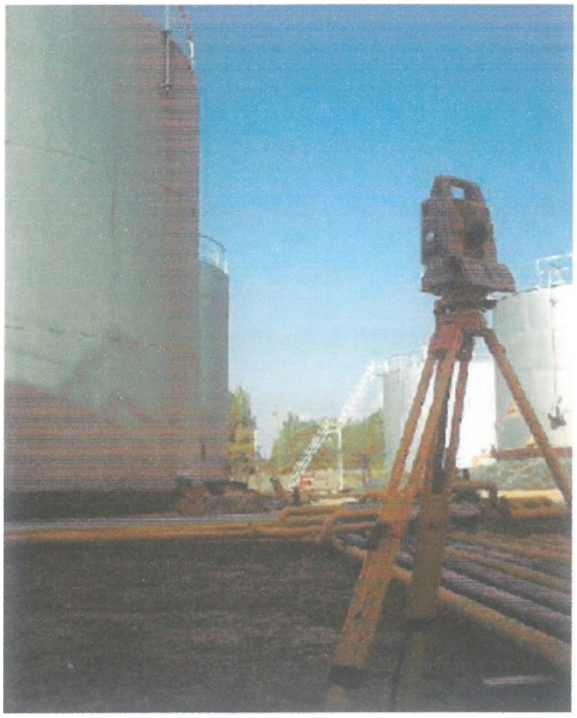


Рисунок 7. Роботизированный электронный тахеометр Topcon IS-2 на станции

Перед началом работ на удалении около 20 м от резервуара размещали штативы, с которых проводили сканирование вертикальных стенок. Область сканирования на каждой из стоянок задавалась по видеоизображению, которое передаётся на дисплей роботизированного электронного тахеометра из встроенных фотокамер (рисунок 8).



Рисунок 8. Задание области сканирования полигоном

В роботизированном электронном тахеометре Topcon Imaging Station существует пять вариантов задания области сканирования:

- прямоугольником (указывается левый верхний и правый нижний углы);

- полигоном (указываются вершины прямоугольника);

- вокруг тахеометра (указывается верхний и нижний вертикальные углы);

- по линии (указывается вертикальная линия для сканирования профиля);

- тремя точками (указываются три точки, а четвёртая достраивается автоматически).

При сканировании снаружи целесообразно задавать область сканирования полигоном. Этот способ позволяет выбрать только те участки, которые относятся к резервуару. Исключается попадание точек на внешнее оборудование и объекты (заглушки, вентили и т.д.), которые не являются поверхностью резервуара (рисунок 9).

После выбора области сканирования задавался шаг сканирования по горизонтали и вертикали, и запускался процесс сканирования.

Время, затраченное на сканирование поверхности резервуара РВС-700 с одной стоянки, составило около 4 мин. с шагом 0,02 м по горизонтали и 0,25 м по вертикали. За это время были определены координаты порядка 3500 точек, находящихся внутри выбранной области сканирования.

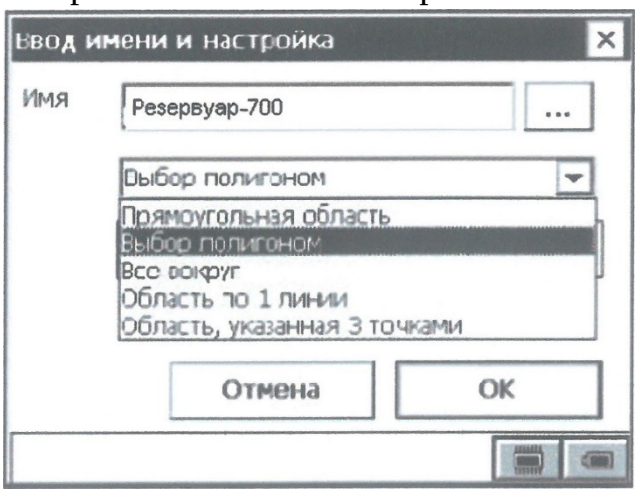


Рисунок 9. Меню задания метода сканирования

При увеличении плотности точек сканирования время на выполнение

данного вида работ увеличивается.

В случае необходимости с этой же стоянки роботизированного электронного тахеометра Topeon Imaging Station возможно определение высот ярусов и измерение дополнительных точек, как на поверхности стенки резервуара, так и в непосредственной близости от объекта. Для отдельных локальных участков можно произвести дополнительное сканирование (подсканирование) с очень высокой плотностью точек.

Результат сканирования с одной станции роботизированного электронного тахеометра Topeon Imaging Station представлен на рисунке 10.



Рисунок 10. Результат сканирования поверхности резервуара с одной станции

Во время полевых работ производилось фотографирование объекта и сохранение фотографий во внутреннюю память роботизированного электронного тахеометра Topcon Imaging Station. В дальнейшем, полученные фотографии значительно упрощали процесс редактирования сохранённых результатов.

По результатам проведения обмерных работ было получено облако точек резервуара, представленное на рисунке 11, достаточно точно характеризующее геометрию объекта.

На полевые работы по обмеру всего резервуара РВС-700 снаружи с

привязкой данных к высотным отметкам объекта и измерениями между стоянками прибора было затрачено около 35 мин. Сканирование производилось с шести стоянок прибора. Общее количество полученных точек 12 000.

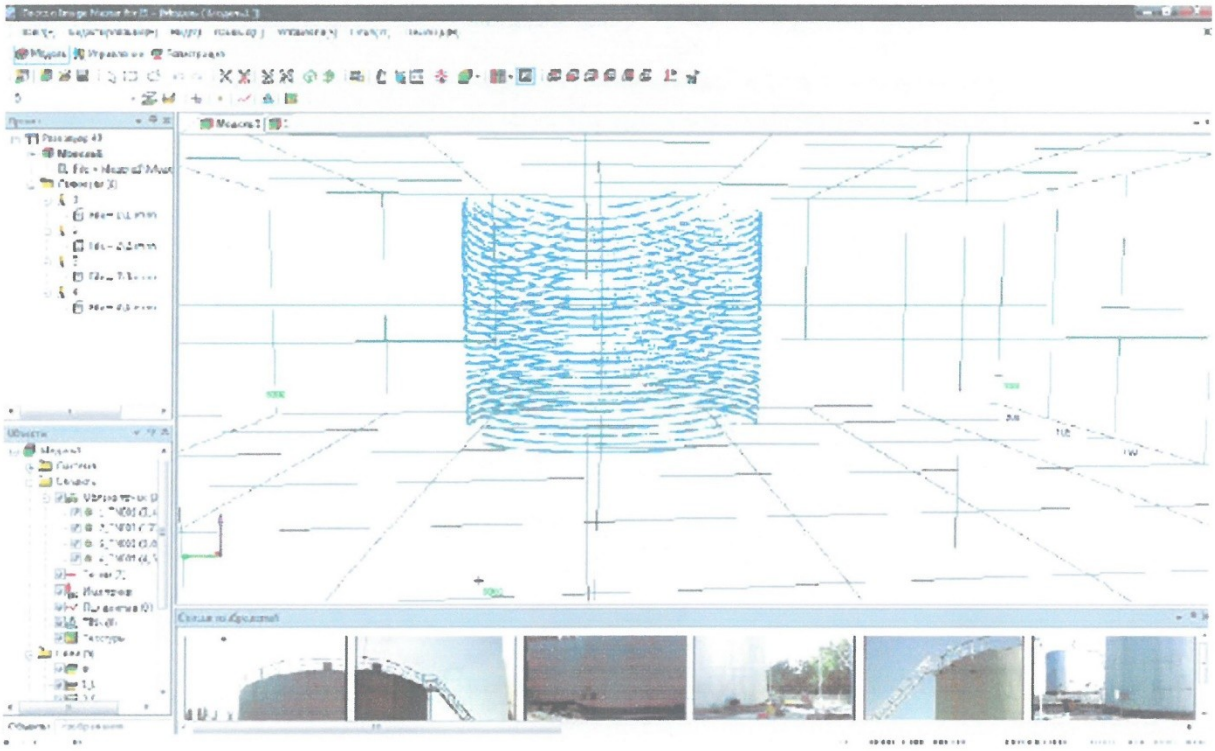


Рисунок 11. Облако точек резервуара

2.3.4 Обмер резервуара изнутри

После сканирования РВС-700 снаружи было произведено его сканирование изнутри.

Внутренние обмеры производились с одной стоянки роботизированного электронного тахеометра Topcon IS-2.

Выбор области сканирования производился, используя вариант «Всё вокруг». Работы проводились внутри резервуара при очень слабой освещённости (рисунок 12) с двух станций. Точное задание области сканирования (нижнего и верхнего вертикального угла) производилось с использованием целеуказателя (видимого луча).



Рисунок 12. Сканирование внутри резервуара

На резервуаре РВС-700 было произведено сканирование вертикальных стенок, дна и верхней части. Общее время сканирования изнутри составило порядка 35 мин. 18 мин. заняло непосредственно сканирование стенок резервуара. Остальное время было затрачено на установку прибора и привязку к системе высот резервуара. По результатам сканирования было получено облако из 24 000 точек.

Общее время работы на резервуаре РВС-700 составило порядка 1,5 час. из-за выбора максимально возможной области сканирования, включая дно и верхнюю часть. После основного сканирования производилось детальное сканирование (подсканирование) отдельных частей (опорные трубы и люки). Общее количество точек составило порядка 110 000 - 120 000 шт. Результат данной работы на представлен на рисунке 13.

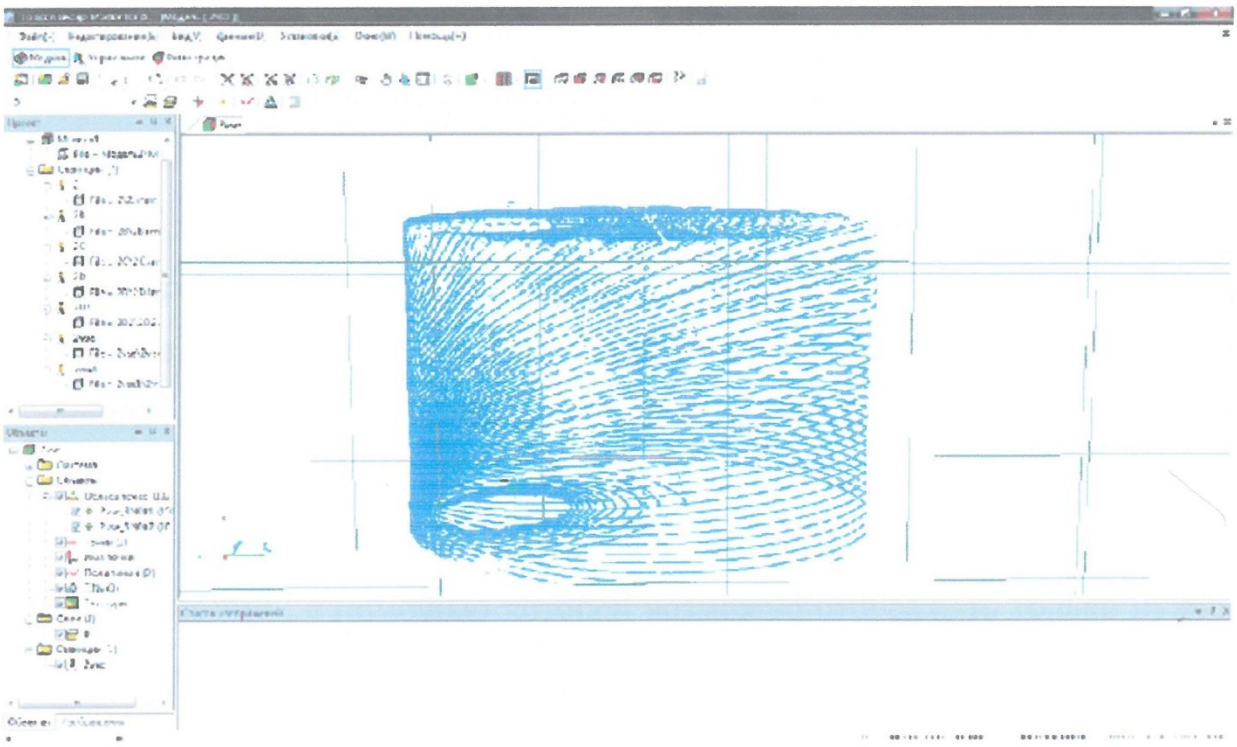


Рисунок 13. Облако точек резервуара при сканировании изнутри

2.2 Обработка данных сканирования

После проведения внешнего и внутреннего сканирования PBC-700 полученные результаты передавались в программное обеспечение Image Master для IS (IM), которое входит в стандартный комплект поставки роботизированного электронного тахеометра Topcon IS-2, для дальнейшей промежуточной обработки.

Программное обеспечение Image Master для Imaging Station, входящее в стандартный комплект поставки тахеометра, полностью русифицировано.

Необходимые результаты, всё облако точек или определённые ярусы, в дальнейшем могут передаваться в расчётные программные продукты в форматах *.csv; *.apa; *.sim; *.txt.

После производства тахеометрической съёмки осуществлялась обработка полученных данных в следующей последовательности:

1 Был произведён импорт данных из памяти роботизированного электронного тахеометра Topcon IS-2 в персональный компьютер с сохранением

данных в файле с расширением .txt.

2 С помощью Image Master было произведено сведение (пересчёт) данных с различных стоянок роботизированного электронного тахеометра Topcon Imaging Station в единую систему координат и редактирование полученных результатов: удаление точек, не принадлежащих стенкам резервуара.

Для получения данных по каждому из ярусов использовалась функция «Вырезать срезом», с помощью которой возможно отображать только нужный ярус определённой толщины.

Высокая плотность получаемых результатов позволяет не только определить общие параметры объекта, но и учесть практически все локальные деформации. На рисунке 14 (вид сверху) очень хорошо видна вогнутость стенки, которая плохо заметна визуально при полевых обмерах.

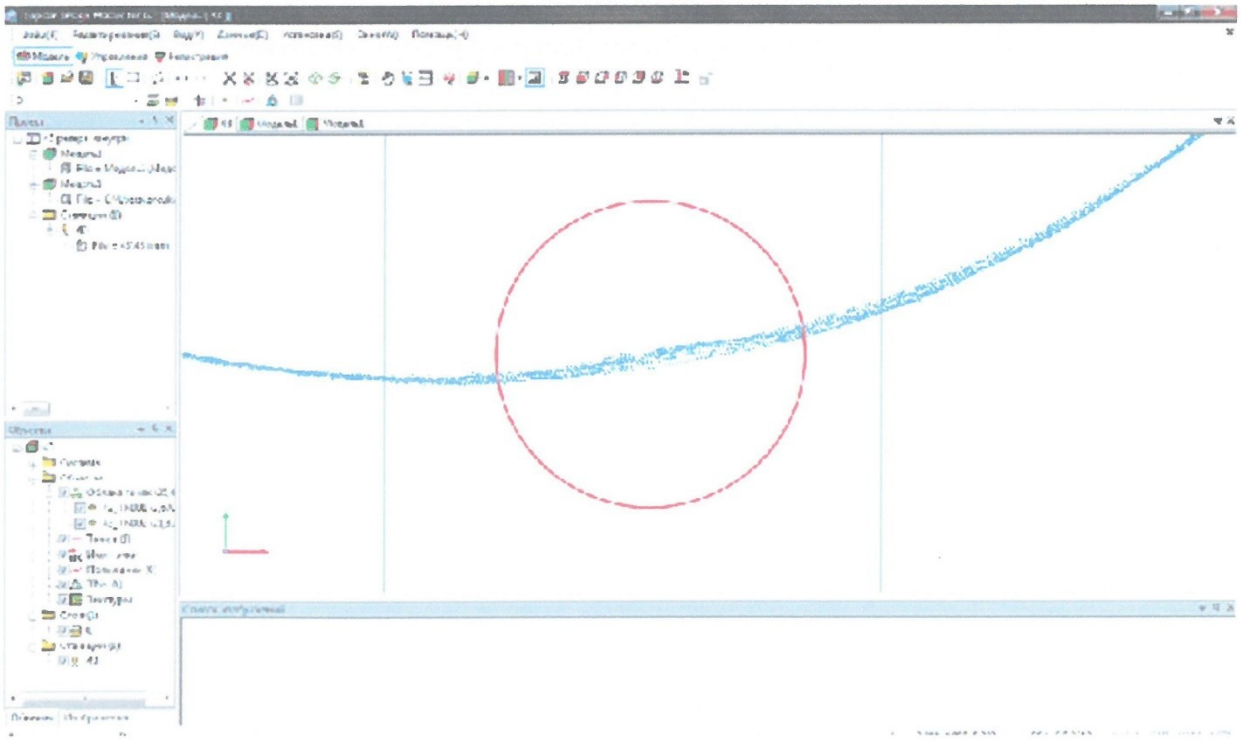


Рисунок 14. Локальная деформация стенки резервуара

Учесть все такие деформации во время выполнения работ стандартными методами или электронно-оптическим методом с использованием нероботизированных электронных тахеометров достаточно сложно.

По результатам сканирования резервуара и последующей обработки данных сделаны следующие выводы:

- погрешность определения вместимости резервуара находится в пределах ± 0,2%;

- состояние фундамента РВС-700 оценено как работоспособное;

- отклонения стенок резервуара от нормативных значений находятся в пределах допуска. При выполнении геодезических работ по наблюдению за деформациями РВС-700 после его капитального ремонта в резервуарном парке было выполнено следующее:

1 Создано плановое геодезическое обоснование.

2 Произведён обмер резервуара РВС-700 (снаружи и внутри) с применением роботизированного электронного тахеометра Topcon IS-2.

3 В программе Topcon Image Master осуществлена обработка данных, включающая расчёты по выявлению деформаций РВС-700.

По результатам выполненных работ сделаны следующие выводы:

- погрешность определения вместимости резервуара находится в пределах ± 0,2%;

- состояние фундамента РВС-700 оценено как работоспособное;

- отклонения стенок резервуара от нормативных значений находятся в пределах допуска.

Можно совершенно определённо говорить, что точность определения объёма резервуаров с применением роботизированного электронного тахеометра Topcon IS-2 повышается на порядок по сравнению с требованиями, установленными для геометрического метода действующим ГОСТ 8.570-2000 «Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки».

Таким образом, на основе внедрения новых технологий измерений при поверке резервуаров с применением роботизированного электронного тахеометра Topcon IS-2 достигнуты:

- значительное повышение производительности труда за счёт автоматизации измерений, а также сбора и передачи результатов измерений;

- минимизация возможности возникновения грубых ошибок за счёт применения безбумажной технологии при измерениях, а также сборе и передаче результатов измерений;

- уменьшение влияния случайной и систематической составляющей погрешностей на результаты измерений и оценки геометрических параметров резервуара;

- возможность выполнения измерений независимо от погодных условий (возможность работы в широком диапазоне температур и малочувствительность к ветру и атмосферным осадкам);

- обеспечение возможности оперативно выявлять деформации стенок резервуара и увеличение его крена, а также оседание его основы;

- возможность выполнения измерений при поверке резервуаров, имеющих карнизы, технологические проходы, лестницы и другие конструкции резервуара, усложняющие доступ к стенке резервуара;

- решение проблемы поверки резервуаров с теплоизоляцией или железобетонных резервуаров бесконтактными измерениями изнутри резервуара.

Использование роботизированного электронного тахеометра Imaging Station компании Торсоп позволило значительно сократить время полевых работ и получить более полную геометрическую информацию об объекте.

За счёт высокой скорости сканирования можно производить обмер сразу нескольких рядом расположенных резервуаров, тем самым значительно сокращая время проведения работ. По предварительным подсчётам, используя функцию сканирования Торсоп IS-2, в день при хороших погодных условиях можно обмерить снаружи порядка 8 - 1 0 резервуаров РВС-700.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Классификация резервуаров и резервуарных парков. - http://gazovik-neft.ru/directory/info/fire-fighting/p-01 .html

2 ПБ 03-605-03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. - М.: ПИО ОБТ, 2003

3 РД 23.020.00-КТН-279-07. Методика обследования фундаментов и оснований резервуаров вертикальных стальных. - М.: ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ», 2007

4 РД 16.01-60.30.00-КТН-063-1-05. Правила технической диагностики резервуаров. - М.: ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ», 2005

5 Резервуары РВС-700. - http://neft-rus.ru/rezervuary-vertikalnye-rvs-rvsp-rvss/rvs-1000-ш3 .html

6 ТД 23.115-96. Технология геодезического обследования стальных вертикальных резервуаров. -М.: Издательство стандартов, 1996

7 Topcon IS-2. Getting started guide. - Topcon, 2012

Приложение А

Допустимые и полученные средние квадратические погрешности в опорном ходе

Объём резервуара, $м^3$	Число опорных точек в сечении	Число точек в опорном ходе	Средняя квадратическая погрешность точки обоснования в середине хода, м	Средняя квадратическая погрешность координирования точки, м	Средняя квадратическая погрешность координат опорной точки на сечении, м	Предельно допустимая угловая невязка, с, fp <Ю"лЛ?	Предельно допустимая линейная невязка, м, $fs = 4fx + fy$
700	18	6	0,0015	0,0010	0,0018	24	0,006

1. Описание месторождения

Нефтяное месторождение Каражанбас является одним из крупных неглубокозалегающих (250-500 м) месторождений высоковязких нефтей Западного Казахстана. Сложное геологическое строение, высокая тектоническая нарушенность, стратиграфические несогласия, литолого-фациальная изменчивость среднеюрско-неокомских пород — все это определило необходимость их всестороннего геолого-геофизического изучения по материалам бурения новых скважин, сейсморазведки 3Д, материалов гидродинамических исследований в процессе разработки.

Основная деятельность АО «Каражанбасмунай» - разработка месторождения углеводородного сырья. Разработка осуществляется с применением теплового метода увеличения нефтеотдачи пластов, т.е. паротеплового воздействия на пласт и для этих целей используются парогенераторные установки (г. Таганрог) российского производства. В процессе добычи и подготовки нефти применяется также очень много зарубежной техники и технологии.

1.1 Добыча нефти

С 2008 года наблюдается ежегодный прирост добычи нефти. Если в 2008 году добывалось 1 млн. 829 тыс. тонн нефти, то в 2014 году АО «Каражанбасмунай» добыла - 2 млн. 132 тысячи тонн, перевыполнив план добычи на 57 тыс. тонн. В 2015 году компания добыла 2 млн. 138 тысячи тонн нефти, с перевыполнением плана на 38 тыс. тонн. План на 2017 год составляет 2 141 тыс.тонн. 2018 год объем добычи нефти за 5 месяцев составляет 893,701 тонн. *Балансовые запасы* – 238 535 тыс. тонн при коэффициенте извлечения 0,36; *извлекаемые* – 96 983 тыс. тонн.



1. 2 Геология

Газонефтяное месторождение **Каражанбас** расположено на полуострове **Бузачи в Мангистауской области**, приблизительно в 200 км севернее г. Актау. Открытие месторождения состоялось 22 января 1974 года, когда на малой глубине 303 метра были обнаружены залежи нефти. Нефтегазоносность месторождения связана с нижнемеловыми и среднеюрскими отложениями, залегающими до абсолютной отметки 500 метров в пределах Бузачинского поднятия. Нефть тяжелая, высокосмолистая, характерной особенностью является наличие ваннадия и никеля. Глубина залежей 228- 466м. Плотность нефти 939-944 кг/м^3. На месторождении Каражанбас имеется горный отвод для добычи углеводородов, площадью 16 001 га.

Климат района резко-континентальный, с жарким засушливым летом и морозной, малоснежной зимой, сопрождающейся сильными ветрами. Осадки незначительны и выпадают, в основном, в виде кратковременных дождей.

Климатические условия (показатели метеостанции Кызан, ближайшей к месторождению):

- абсолютный максимум температуры воздуха +44 °с;
- абсолютный минимум температуры воздуха -38 °с;
- среднегодовая температура воздуха +17,7 °с;
- среднегодовое количество осадков 140 мм;
- ветровая нагрузка:
  - скорость ветра 32 м/с;
  - ветровой напор кгс/м$^{2;}$
- макс. толщина снежного покрова 120мм;
- макс. толщина обледенения (1 раз в 10 лет) 20 мм;
- сезонная глубина промерзания грунта -1,11м;
- расчетная глубина промерзания для песка пылеватого -1,19 м;

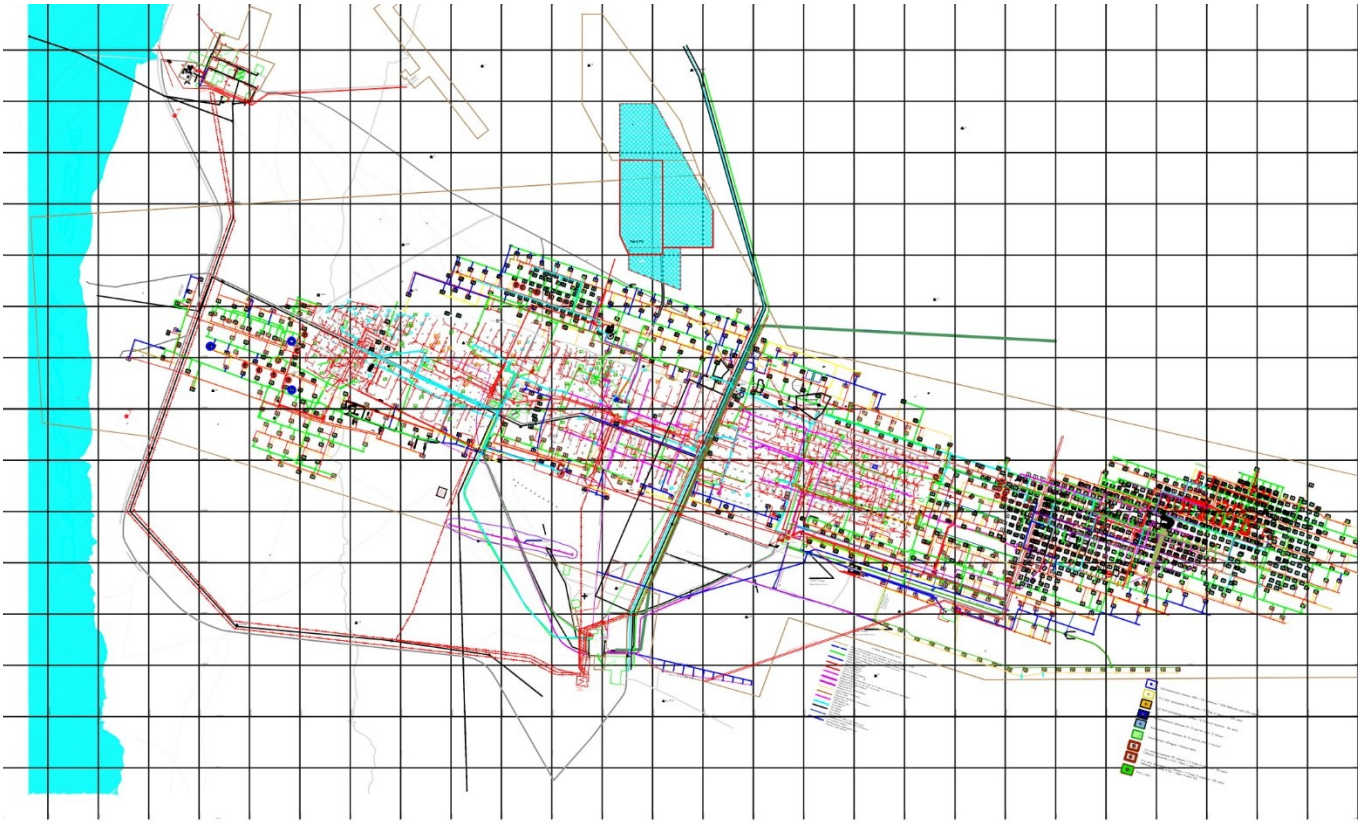


Рис.2 Геологическая карта месторождения “Каражанбас”

В настоящее время на месторождении Каражанбас факторами, осложняющими эксплуатацию действующего добывающего фонда скважин, кроме высокой вязкости нефти являются растущая обводнённость, большое содержание механических примесей (песка) в продукции скважин, накопление органических и неорганических отложений в скважинном оборудовании, износ и коррозия. Проблема с обводнённостью добываемой продукции возникла с начала разработки месторождения. В этот период ликвидация водопроявлений осуществлялась путём закачки в скважины вязкоупругих композиций различных составов.

Проблемы, связанные с разрушением структурного каркаса породы, миграцией и выносом дезагрегированного материала в добывающие скважины, осложняют разработку многих месторождений тяжёлых высоковязких нефтей с неглубоким залеганием пластов.

2. О технологии



ЛИНЕЙНЫЙ ПРИВОД ШГН (LRP) – новейшая технология, которая внедрена в производство. В современной разработке воплощены оригинальные технические решения, позволяющие на порядок снизить эксплуатационные затраты и одновременно повысить все параметры нефтедобычи по сравнению с применяемыми сейчас стандартными системами — станками качалками. Данная система позволяет полностью автоматизировать процесс добычи, уменьшить износ скважинного оборудования а также снизить затраты на обустройство скважины, значительно сокращать потребления электроэнергии и повысить уровень добычи. Высокая надежность работы LRP, экономичность, экологическая безопасность – являются большим преимуществом данной технологии.





Также призводственный процесс на месторождении осуществляется с помощью Интеллектуальной станции управления ШГН Unico 1105. Данная система, также не только позволяет повысить уровень добычи, но и значительно уменьшает потребление электроэнергии

Для механизированной добычи в настоящее время разработаны и применяются низкотемпературные технологии, не ограничивающие, а стимулирующие вынос песка в скважины. В мире широко известна технология «холодной» добычи тяжёлой нефти вместе с песком — CHOPS. Данная технология относится к нетрадиционным способам первичной добычи и отличается тем, что песок специально извлекают вместе с нефтью, водой и газом. Схема способа приведена на рис. 2.

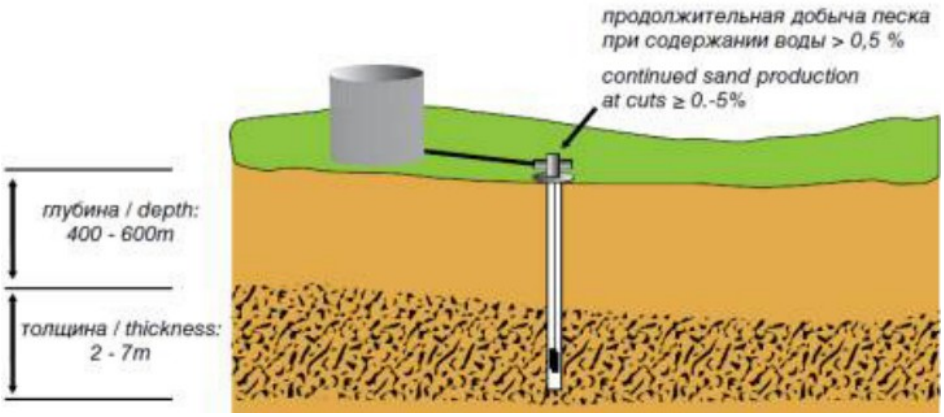


Рис. 2.Способ «холодной» добычи нефти

Способ реализуется в вертикальных, наклонных или наклонно-направленных скважинах, оборудованных винтовыми насосами кавитационного типа. Сообщается, что темп добычи не менее чем на порядок выше по сравнению с традиционными способами первичной разработки, а прирост коэффициентов отдачи говорит о возможности дополнительного извлечения нефти в диапазоне 8–15% от начальных геологических запасов. В качестве одного из условий эффективной добычи рассматривается довольно быстрое, от нескольких недель до нескольких месяцев, первоначальное снижение давления в пласте, а в дальнейшем — поддержание максимально низкого давления на забое скважины и в призабойном участке пласта. Специфика воздействия на пласт заключается в том, что при добыче песка в породе образуются протяжённые каналы с увеличенной проницаемостью («червоточины»). Эти каналы разрастаются вглубь нефтеносных отложений на расстояния свыше 200м от забоев и обеспечивают устойчивую гидродинамическую связь скважин с пластом

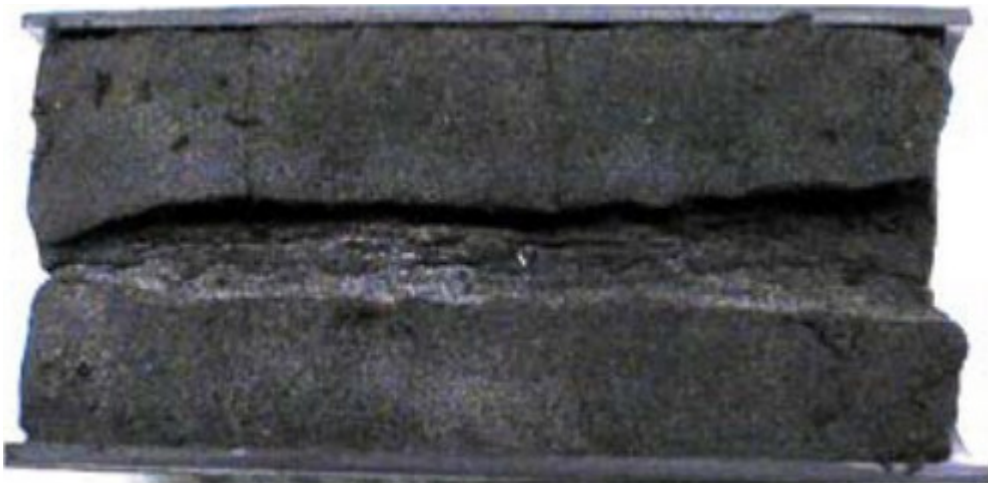


Рис. 3. Протяжённые каналы с увеличенной проницаемостью («червоточины»)

Для непрерывного извлечения газожидкостной смеси с песком и создания значительных депрессий требуется применение винтовых насосов. Данный способ эксплуатации обеспечивает стабильную продуктивность добывающих скважин при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом. Для месторождения Каражанбас это особенно актуально, поскольку разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения не превышает 2 МПа, уменьшаясь от периферии к своду структуры. Таким образом, область эффективного применения технологии «холодной» добычи тяжёлой высоковязкой нефти расширяется, хотя проблема износоустойчивости оборудования окончательно не решена.

2.1. Транспортировка нефти

Команда опытных менеджеров по транспортировке и маркетингу АО «Каражанбасмунай» успешно осуществляет реализацию 100% объема добываемой нефти. Месторождение связано с трубопроводной системой «Казтрансойл» и поставляет нефть на внутренний рынок – до 15 % добываемой нефти на Атырауский НПЗ; на экспорт через порт Актау, по трубопроводу Атырау–Самара.



Рис. 4. Транспортировка нефти

3. Основные виды работ Маркшейдерско - Геодезической Службы на м/р Каражанбас

1) построение и развитие опорной маркшейдерской сети планово высотного обоснования на территории месторождения;

2) выполнение совместно с геологической службой и контроль за производством работ, связанных с геометризацией месторождения;

3) мониторинг обводнённых и замазученных участков месторождения;

4) маркшейдерские обеспечение программ бурения, ликвидации, переликвидации скважин;

5) мониторинг уровня грунтовых вод и уровня Каспийского моря;

6) мониторинг защитных сооружений (морская дамба);

7) участие в разработке проектов реконструкции, консервации и ликвидации различных объектов, проектов и схем разработки месторождения;

8) участие в разработке проектов и оформлении материалов для получения участков земельных и горных отводов для нужд Компании, контроль за соблюдением границ и использованием их по назначению согласно земельному кодексу РК;

9) производство пополнительных съёмок и создание схем, планов и карт территорий и производственных объектов месторождения;

10) контроль за деформациями земной поверхности,

эксплуатируемых зданий и инженерных сооружений;

11) производство всех видов пространственно-линейных измерений по производственной необходимости подразделений Компании;

12) согласование планов и приёмка маркшейдерских работ, выполняемых подрядными организациями;

13) разбивочные и съёмочные работы при строительстве и реконструкции инженерных сооружений;

14) топографо-геодезические работы при размещении и проектировании объектов на территории месторождения;

15) геодезическое обеспечение строительно-монтажных работ выполняемых силами подразделений Компании;

16) приёмка и передача маркшейдерско-геодезической основы для производства строительно-монтажных работ выполняемых подрядными организациями.

3.1. Характеристика выполняемых работ

Исходными пунктами съемочного послужили реперы №22А, 24А, 26А, 32А, 33А, 34А, 2422А, RAVNINA, FM, FM 4254А, 6896А, 7732А, 7765А, 5430А.

Система координат: местная

Система высот: Балтийская

1.**Плановое съемочное обоснование** выполнено с применением инструментов (эл. Тахеометров) Leica TC805, TS-06 и системы теодолитных ходов точностью 1:2000.

2.**Высотное съемочное обоснование** выполнено с применением инструментов TC 805, TS-06 и техническим нивелированием по точкам теодолитного хода.

3.**Уравнивание съемочного обоснования** выполнено: на ПК при помощи программы “LeicaGeosystems”.

4. **Методы съемки:**

- Тахеометрическая съемка М 1:1000 с применением электронных тахеометров Leica TC 805, TS-06.
- Камеральная обработка произведена на ПК с помощью программ AutoCAD 2007, 2015.
- В результате камеральных работ получены планы территории.

3.2. В каких работах принимал участие**:**

✓ ***Топографическая съёмка***

Съёмка местности в масштабе 1:1000 выполнялась согласно “Инструкции по топографической съёмке в масштабах 1:5000, 1:2000, 1:1000, и 1:500”, в соответствии с требованиями технического задания с набором точек, обеспечивающих достоверное построение рельефа и топографической ситуации.



Рис. 5. Процесс топографической съемки

При съемке **Маркшейдер** ведет абрис. Абрисы оформляются с использованием условных знаков (с пояснительными подписями), выдерживая масштаб съемки. Абрис ведется на отдельных для каждой станции листах. При съемке реечные точки без пропусков и равномерно покрывают территорию съемки.



Рис.6. Абрис (скв.3426)

Реечники перемещаются по заранее намеченным маршрутам, фиксируя как при обычной тахеометрической съемке все характерные

точки местности (переломные точки рельефа, ситуационные и другие характерные точки местности). Координаты точек местности, появляющиеся на дисплее контроллера, записываются на магнитные носители информации простым нажатием кнопки.

Возникают *сложности при съемке* линейных коммуникаций: трубопроводов, опор линий электропередачи и т.д., поэтому необходимо обеспечить видимость между пунктами съемочной сети.

Все собранные данные обрабатываются в программе Autocad. После объединения данных, приведенных к одному формату, информация разбивается по слоям. Для объектов нефтяной и газовой промышленности используется классификатор, созданный на основании требований, предъявляемым к системам классификации объектов.

Соединение пикетов происходит от общего к частному, используя абрис. На первом этапе отображаются большие площадные объекты. После этого более мелкие, площадные и линейные. Затем точечным объектам присваиваются необходимые символы. Таким образом, создается конечный результат топографической съемки – **цифровая модель местности**.

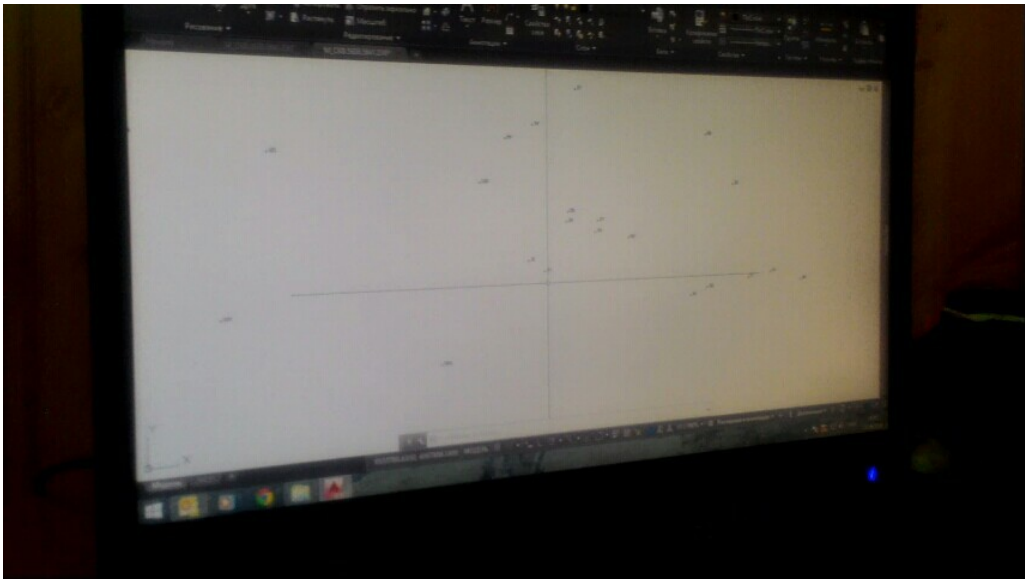


Рис.8.9. Обработка данных в Autocad

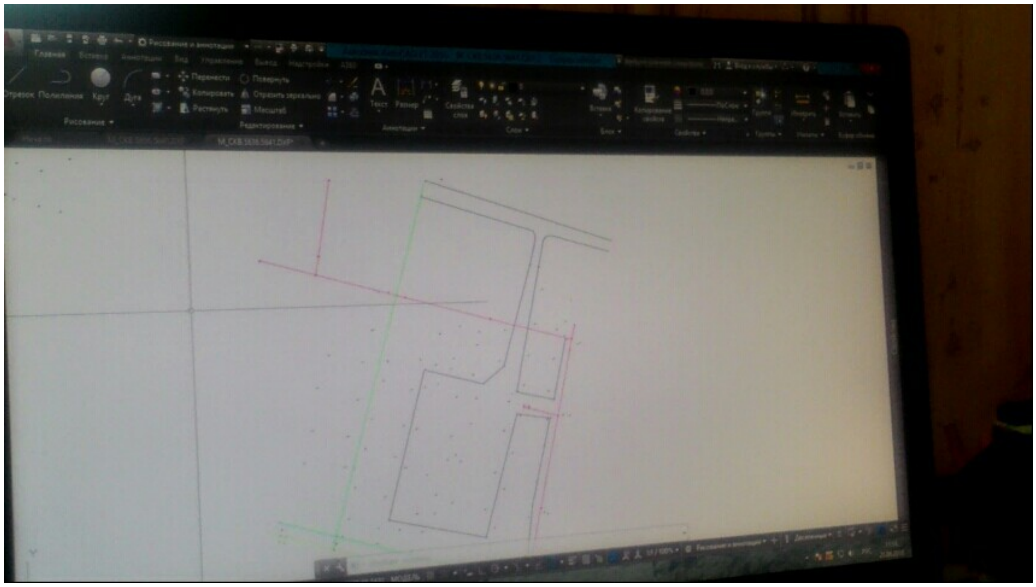


Рис.9.Обработка

Все данные полученные с съемки отправляются в геологический отдел, при расхождении данных составленная цифровая модель проверяется исполнителем на местности путем сравнения и проведением контрольных измерений.

✓ ***Вынос в натуру и разбивка углов трассы, площадок***

Вынос проекта в натуру — это работы, при которых происходит перенос точек какого-либо объекта с проекта на местность с последующим закреплением его высотного и планового расположения, а также выделение границ необходимого участка посредством специального геодезического оборудования.

Перед началом работ необходимо занести файл с координатами пикетов в прибор. При выезде на участок нужно установить тахеометр на точке стояния, сориентировать его на точку ориентирования. После этого указать координаты обеих точек в меню прибора и дальше прибор «подскажет» куда ее повернуть и на каком расстоянии в указанном направлении установить точку. «Подсказывать» инструмент может как звуковым сигналом, так и числовыми показателями на дисплее.

Процесс выноса точек земельного участка в натуру осуществляется по проектным чертежам. При этом расстояния и углы на местности откладываются без изменений и масштабирования. Происходит это следующим образом:

- по координатам ключевых точек производится расчёт проектных расстояний и углов;
- полученные углы и расстояния откладываются на местности.



Рис.10. Процесс работы

Точное место установки маркера (точки) определяется с помощью специального отражателя.





Рис.11,12. Отражатели (Leica)

Работы по выносу в натуру участков трубопроводов на территории *ГЗУ-33*, *ГЗУ-34ПТВ*, *ГЗУ-6*, *ГЗУ-12ВВГ* на месторождении Каражанбас, производились с использованием электронного тахеометра Leica TC805, TS-06 от ранее закреплённых тригопунктов *№22А*, *24А*,

26A, 32A, 33A, 34A, 2422 A, RAVNINA, FM, 4254A, 5430A и закреплены на местности деревянными кольями.

✓ ***Работа с программами PlainCalc097 и AutoCAD***

PlainCalc097 - *геодезический калькулятор, предназначенный для использования в сфере геодезии и картографии, для рассчёта геодезических (B, L) и плоских прямоугольных (x, y) координат.*

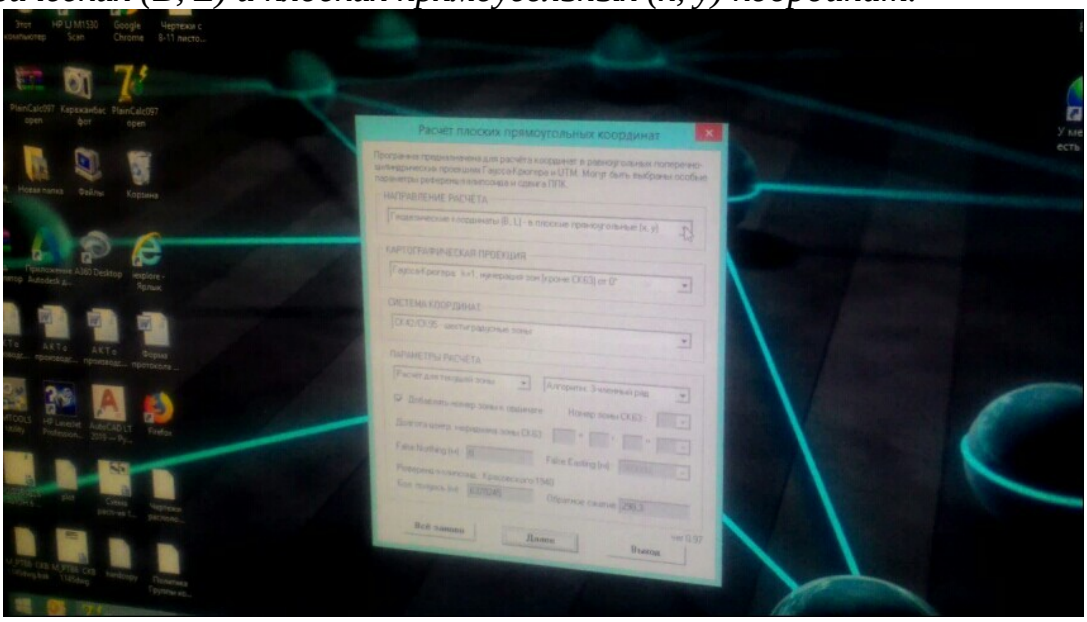
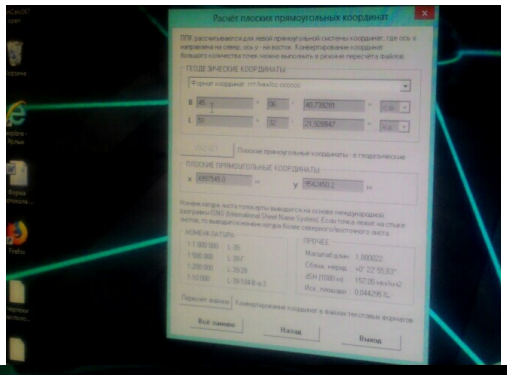


Рис.19а.Работа в Plaincalc097



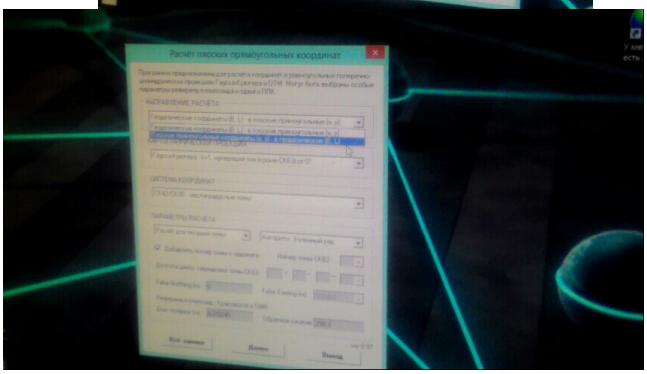


Рис.19(б,в). Работа в Plaincalc097

Данную программу используют для перевода плоских прямоугольных координат в геодезические.

Работа в AutoCAD

После производства тахеометрической съемки местности необходимо передать заснятые пикеты в компьютер для последующей их обработки. Передача данных осуществляется с помощью

специализированного программного обеспечения, которое прилагается к тахеометру - *Leica Survey Office*.

После открытия каталога координат и высотных отметок заснятых точек, был сохранен документ в расширении txt. под нужным именем в нужной папке.

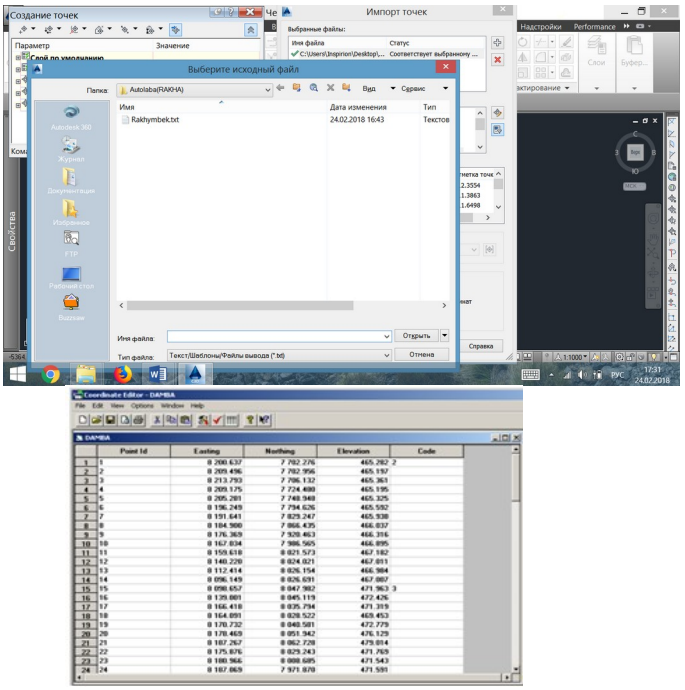


Рис.20(а,б). Передача данных в AutoCAD

На первом этапе отображаются большие площадные объекты. После этого более мелкие, площадные и линейные. Затем точечным объектам присваиваются необходимые символы.

Таким образом, создаётся первоначальная обработка плана участка. После составления топографического плана в программе AutoCad необходимо согласование нанесенных на планы коммуникаций (линий электропередач, линий связи, магистральных трубопроводов и т.д.) с организациями, которые ответственны за данные объекты. Если необходимо организация вносит поправки в топографический план.

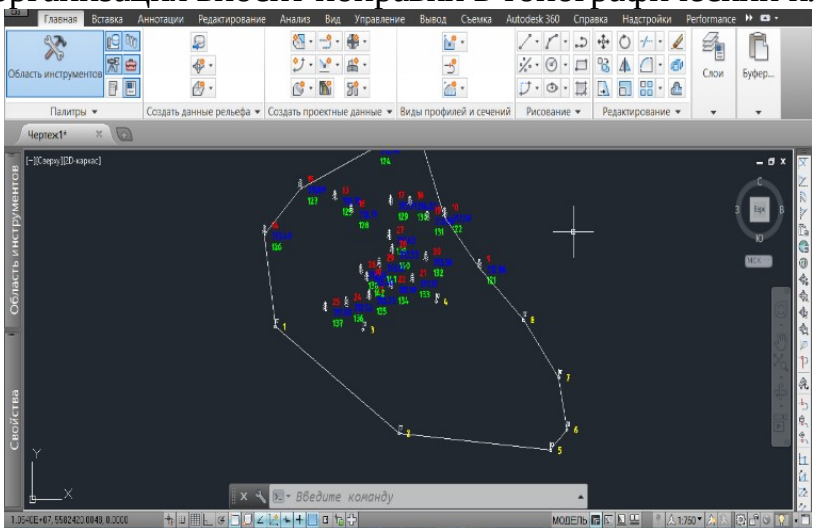


Рис.21(а,б). Процесс обработки результатов съемки