

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ СБОРА ГАЗА И НЕФТИ НА СУТОРМИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

*Тудвасев А.А.
студент магистрант кафедры «Разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений» Тюменского Индустриального
Университета
Aleksandtudvasev757@gmail.com*

АННОТАЦИЯ

**«СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ СБОРА ГАЗА И НЕФТИ НА
СУТОРМИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ»**

**Ключевые слова: БЕЗЛЮДНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, МЕТОДЫ
УМЕНЬШЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ПОДГОТОВКИ
ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФИ ,ИСПОЛЬЗУЯ ДЕЙСТВУЮЩЕЮ
ИНФРАСТРУКТУРУ, ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.**

Объектом исследования являются система сбора газа и нефти на
Суторминском месторождении

Проведено исследование по оптимизации и модернизации
действующей системы сбора газа и нефти на Суторминском месторождении
с учетом падения добычи и увеличением обводнённости скважин.

В результате выполнения работы произведена оценка запасов
углеводородов детальный анализ применяемых технологий на
Суторминском месторождении. Проанализированы отечественные и
мировые практики методов оптимизации системы сбора подготовки и
транспортировки углеводородов нефтеотдачи на месторождения
находящихся на 3-4 стадии разработки.

ANNOTATION

**"IMPROVEMENT OF THE GAS AND OIL COLLECTION SYSTEM AT
THE SUTORMINSKOYE FIELD".**

**Keywords: UNPOPULATED TECHNOLOGIES, METHODS OF REDUCING
THE COST OF PREPARING TRANSPORTATION OF NEPHI, USING THE
EXISTING INFRASTRUCTURE, DIGITAL TECHNOLOGIES.**

The object of the study is the gas and oil collection system at the Sutorminskoye
field

A study was conducted to optimize and modernize the existing gas and oil collection system at the Sutorminskoye field, taking into account the decline in production and increases in well water content.

As a result of the work, an assessment of hydrocarbon reserves was made and a detailed analysis of the technologies used at the Sutorminskoye field was carried out. Domestic and world practices of methods of optimization of the system of collection preparation and transportation of oil recovery hydrocarbons to fields at the 3-4 stage of development are analyzed.

Ключевые слова: БЕЗЛЮДНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, МЕТОДЫ УМЕНЬШЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ПОДГОТОВКИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФИ ,ИСПОЛЬЗУЯ ДЕЙСТВУЮЩЕЮ ИНФРАСТРУКТУРУ, ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.

Keywords: UNPOPULATED TECHNOLOGIES, METHODS OF REDUCING THE COST OF PREPARING TRANSPORTATION OF NEPHI, USING THE EXISTING INFRASTRUCTURE, DIGITAL TECHNOLOGIES.

Введение

Сегодня во всём мире учёные пытаются разработать экологически чистое топливо, которое бы не уступало ни в чём нефтяному топливу. Но, пока, этого у них не получается, а уже созданные виды топлива на растениях и сельскохозяйственных отходах, на водороде, а также электродвигатели во многом уступают в эффективности топливу и нефти. Такие разработки идут полным ходом, но пока технологии остаются слишком дорогостоящими для повсеместного распространения. Так что, черное золото не утрачивает позиций в индустрии, которая когда-то послужила причиной нефтяного бума. А на фоне ожидаемого увеличения энергопотребления, средние темпы прироста которого оцениваются на уровне 1,6%, спрос на нефть (без учета газового конденсата) в абсолютном выражении может вырасти с нынешних 88 млн. баррелей в сутки до более чем 100 млн. баррелей в сутки в 2030г.

Эпоха легко извлекаемой нефти заканчивается. В настоящее время большинство крупнейших в мире разрабатываемых месторождений выходят на поздние стадии разработки, а их остаточные запасы классифицируются как трудно извлекаемые. Задача поиска эффективного метода разработки и подготовки нефти и газа с минимальными затратами выходит на приоритетное место, с целью дальнейшего рентабельного использования этих месторождений.

Практически все ведущие мировые вертикально интегрированные компании заинтересованы в совершенствовании действующей инфраструктуры месторождения и поиске инновационных решений по их дальнейшие разработки.

В настоящее время в российской нефтедобыче базовой схемой подготовке нефти используется на ранних стадиях ДНС, после заводнения месторождения ДНС (УПСВ), используя схему действующей ДНС.

В международной практике после заводнения месторождения. Происходит увеличения добычи скважиной жидкости и процент воды с течением времени неуклонно растет. Что вызывает необходимость отделение нефти от воды еще на ДНС и транспортировать на ЦПС нефть с содержанием воды не более 10%, а на КНС подготовленную воду с содержанием нефти продуктов 50мг/м3.

На последней стадии эксплуатации месторождения стандартная исполнение ДНС(УПСВ). Становится низко эффективным методом подготовки.

Основная часть – Обзор литературных источников

1 ОБЗОР ИНФОРМАЦИИ ПО ОБЪЕКТУ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОПИСАНИЕ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ

1.1 Общие сведения о месторождении

Суторминское нефтегазовое месторождение расположено в Западной Сибири на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) в Пуровском районе южной части Губкинского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области.

Нефть Суторминского месторождения (пласты БС) характеризуется сравнительно невысоким удельным весом — 0,78-0,868 г/см³, малосернистая — 0,2-0,7 %, смолистая (смола силикагелевых) — 2,1-6,8 %, асфальтенов — 0,53,7 %. Содержание парафина составляет 1,6-4,3 %. Выход легких фракций — 44-62.%. Залежи нефтяные, нефтегазокоиденсатные, пластовые. Размеры — 1,6-25,0 х 1,6-54 км, высота — 10-60 м.

Месторождение названо Суторминским в честь первого управляющего Ханты-Мансийским геофизическим трестом Евгения Васильевича Сутормина.

В 51 км от Суторминского месторождения проходит трасса газопровода Уренгой - Челябинск - Новополюцк. Ближайшим нефтепроводом является ветка [Холмогорское](#) - [Федоровское](#) - Сургут - Омск.

Месторождение находится на 4 стадии разработки. Дата окончания срока действия лицензии 2100 г.

Суторминское нефтегазовое месторождение разрабатывается компанией ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»

Одной из наиболее часто встречающихся проблем при разработке давно эксплуатирующего нефтяного месторождения является неравномерный охват фонда скважин ДНС и неполная их загруженность, энергопотребление. Происходит это по причине устаревшего регламента и плана разработки. Так как расчеты и регламент разработки месторождения были разработаны в 1978г. Объем и обводненность добываемой жидкости значительно уменьшилось.

Необходимо перераспределить потоки добываемой жидкости, газа с применением современных технологий с низкой себестоимостью для быстрой отдачи вложенных затрат. Так как данное месторождение находится на последней стадии разработки.

Достигнуть данного результата возможно применяя блочно-модульные технологии и безлюдных технологии на мало дебитных фондах скважин ДНС.

Произвести объединение фонда скважин ДНС, так как погружные насосы ЭЦН установленные в свежине имеют возможность без потерь в объёме прокачки и незначительных расходов на электроэнергию, производить подачу жидкости на большие расстояния.

1.2 Обзор объектов для технического перевооружения.

Объект	Объем доб.м3 (t)	Масса т. Неф.	Объем газа м3	Рас до ближ. ДНС км	Примечания
ДНС-2а	6600 (18)	600	30000	8 ЦППС	Работа в сыром реж. Низ. Тем. Жид.
ДНС-4	8400 (23)	840	31000	7 ДНС-2	Работа в сыром реж. Низ. Тем. Жид.
ДНС-7	6800 (21)	500	96000	1 ЦПС	Работа в сыр. Реж. Без НВО. Низ. Тем. Жид.
ДНС(УПСВ)- 11	10700 (31)	500	360000	5 ЦПС	Выс газ фактор. Выс. Давл. На входе.
ДНС-12	5890 (33)	250	24000	3 ДНС-13	Малая Загр. Обьек. Высокий рас. Электроэнер.
ДНС(УПСВ)- 13	12000 (35)	720	240000	2 ДНС-14	Высока обвод. Фонда. Высокий рас. Электроэнер.

ДНС(УПСВ)- 14	4960 (32)	290	18000	2 ДНС-13	Малая Загр. Объек. Высокий рас. Электроэнер.
ДНС (УПСВ)-15	6180 (29)	200	28000	20 ДНС-14	Низкая рентабельность. Высокий рас. Электроэнер.

2. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ И УСТАНОВОК ДЛЯ ПРОЦЕССА ПЕРЕВОРУЖЕНИЯ ДНС И ПОВЫШЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ПРИ РАБОТЫ СУТОРМИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Современное исполнение ДНС

УПСВ строятся обычно в местах устройства дожимных насосных станций [ДНС](#). Используются и дорабатываются имеющиеся узлы дожимной станции, перерабатывается [технологическая схема](#). Объект на месторождении нефти получает название ДНС с УПСВ.

На УПСВ жидкость проходит последовательно две или более ступени сепарации, одну ступень или более деэмульсации. На разных этапах подготовки ДНС с УПСВ в жидкость подаются реагенты — [деэмульгаторы](#), [ингибиторы гидратообразования](#), ингибиторы солеотложения, ингибиторы [коррозии](#). [Попутный газ](#) с обеих ступеней сепарации подается на узел [осушки газа](#), а затем [потребителю](#) (печи ПТБ, ПП, [котельные](#) и др.) или на газоперерабатывающий завод ГПЗ, под собственным давлением или с помощью газового компрессора. Разгазированная жидкость нагревается в печах подогрева нефти (ПТБ или ПП) до 70 [градусов по Цельсию](#), затем поступает в [деэмульсатор](#) (чаще отстойник ОГ), где происходит разрушение водонефтяной эмульсии,

гравитационный отстой нефти и отдельный вывод воды и нефти. Нефть поступает на конечную ступень сепарации.

Жидкость с конечной ступени сепарации поступает в резервуарный парк, где происходит дальнейшее отделение механических примесей и предварительный сброс воды с подачей её в систему поддержания пластового давления ППД. Для поддержания давления в пласту используют блочную [кустовую насосную станцию](#) БКНС или модульную кустовую насосную станцию МКНС для закачки рабочего агента в [пласт](#). В качестве рабочего агента может использоваться как отделённая пластовая вода на УПСВ, так и пресная из озёр и рек, сточная вода, отходы, специальные химические реагенты. На ДНС с УПСВ производится подготовка пластовой воды и учёт расхода воды, подающейся в систему ППД. Вода с насосных станций ППД поступает на водораспределительные батареи, а от туда подается в нагнетательные [скважины](#) под высоким давлением.

Далее нефть поступает на последующие стадии [подготовки и переработки нефти](#), такие как установка подготовки нефти УПН, затем на пункт сдачи нефти ПСН или [нефтеперерабатывающий завод](#) НПЗ. Узел сепарации может иметь несколько ступеней [сепарации](#) с применением различного типа оборудования (НГС, ГС, КСУ, ОБС, УБС, ОГ, РК, УСТН).

Резервуарный парк состоит из одного или нескольких резервуаров РВС или РГС, вместимостью от нескольких сотен до десятков тысяч кубических метров жидкости. В основном применяются вертикальные стальные резервуары [РВС](#). Для предотвращения разлива жидкости из РВС они должны быть обвалованы — иметь каре которое вместит в себя двойной объём жидкости резервуара в случае его разгерметизации.

Насосный блок может содержать насосы разных типов как однофазные так и мульти фазные (поршневые [НБ](#), центробежные ЦНС или КМ, вихревые и т. д.). Больше всего применяются центробежные насосы секционного типа [ЦНС](#). При сравнительно небольших габаритах они обеспечивают высокую производительность и напор жидкости, а при необходимости параметры работы регулируются за счет байпаса, уменьшения или увеличения площади сечения прохода жидкости, а также изменения количества рабочих колес насоса.

Минусы

1. Высокая металлоёмкость.
2. Большое количество персонала.
3. Высока цена содержания и постройки.
4. Отсутствие мобильности.
5. Высокий расход электроэнергии.

Плюсы

1. Высокая надежность.
2. Стабильность режима подготовки.
3. Долгий срок службы.



1. Насосная
2. Печи подогрева
3. Площадка сепараторов
4. Блок подачи реагентов
5. Административное здание
6. Силовая подстанция
7. КСУ
8. Технологические резервуары
9. Насосная внутренней перекачки
10. Резервуарный парк
11. Дренажные емкости
12. БИР
- 13.

13. Факельное хозяйство

2.2 Применение установки КДФТ

КДФТ-А (Концевые делители фаз трубные автоматизированные) Предназначены для предварительного обезвоживания нефти до содержания в ней воды не более 0,5÷5,0% и могут входить в состав УПСВ или поставляться отдельно в качестве входной ступени обезвоживания УПН.

Характеристика

Рабочая среда	газоводонефтяная эмульсия
Расчетная производительность, м ³ /сут:	
- по жидкости, м ³ /сут	500...30000
- по нефти, м ³ /сут	300...20000
- по газу, млн.нм ³ /сут	0,1...3,0
Расчетное давление, Мпа	1,0; 1,6; 2,5
Содержание воды в нефти, % масс.:	
- на входе	10-99
- на выходе	0,5?5,0
Содержание в подготовленной воде, мг/л:	
- нефтепродуктов	20-40
- механических примесей	20-40
Температура рабочей среды, 0С	+20 и выше (min +10)
Температура окружающей среды, 0С	от -60 до +50

В состав концевых делителей фаз трубных (КДФТ-А) входят следующие узлы и оборудование:

- узел предварительного отбора газа (УПОГ), предназначенный для отбора отделившегося свободного газа в подводящем коллекторе;

- наклонные трубные секции (1, 2 или 4) в зависимости от производительности, предназначенные для отделения воды от нефти и ее дегазации;
- внутренние полочные коалесцеры-осадители в нижней части секции, предназначенные для доочистки воды от механических примесей и нефти.
- Система автоматизации КДФТ-А состоит из двух уровней:
- нижний уровень – контрольно-измерительные приборы (КИП) и контроллеры, объединенные в распределенную сеть локального контроля и управления;
- верхний уровень – автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора (контроллер), расположенное в операторной.

Номенклатурный ряд выпускаемых КДФТ-А приведен в таблице 2.

Размеры КДФТ-А и их технологический объем определяются в зависимости от производительности по жидкости, физико-химических свойств нефти, пластовой воды, режима работы и требований к качеству конечной продукции на основании проведенных исследований агрегатированной устойчивости водо-нефтяной эмульсии.

Обозначение

Концевые делители фаз трубные автоматизированные изготавливаются по ТУ 3683-003-56562997-2003.

Пример записи при заказе изделия:

КДФТ-А 1400-50-2-П-ХЛ1 по

ТУ 3683-003-56562997-2003,

где 1400 – условный диаметр корпуса, мм;

50 – длина корпуса, м;

2 – количество секций;

П – внутреннее антикоррозионное покрытие;

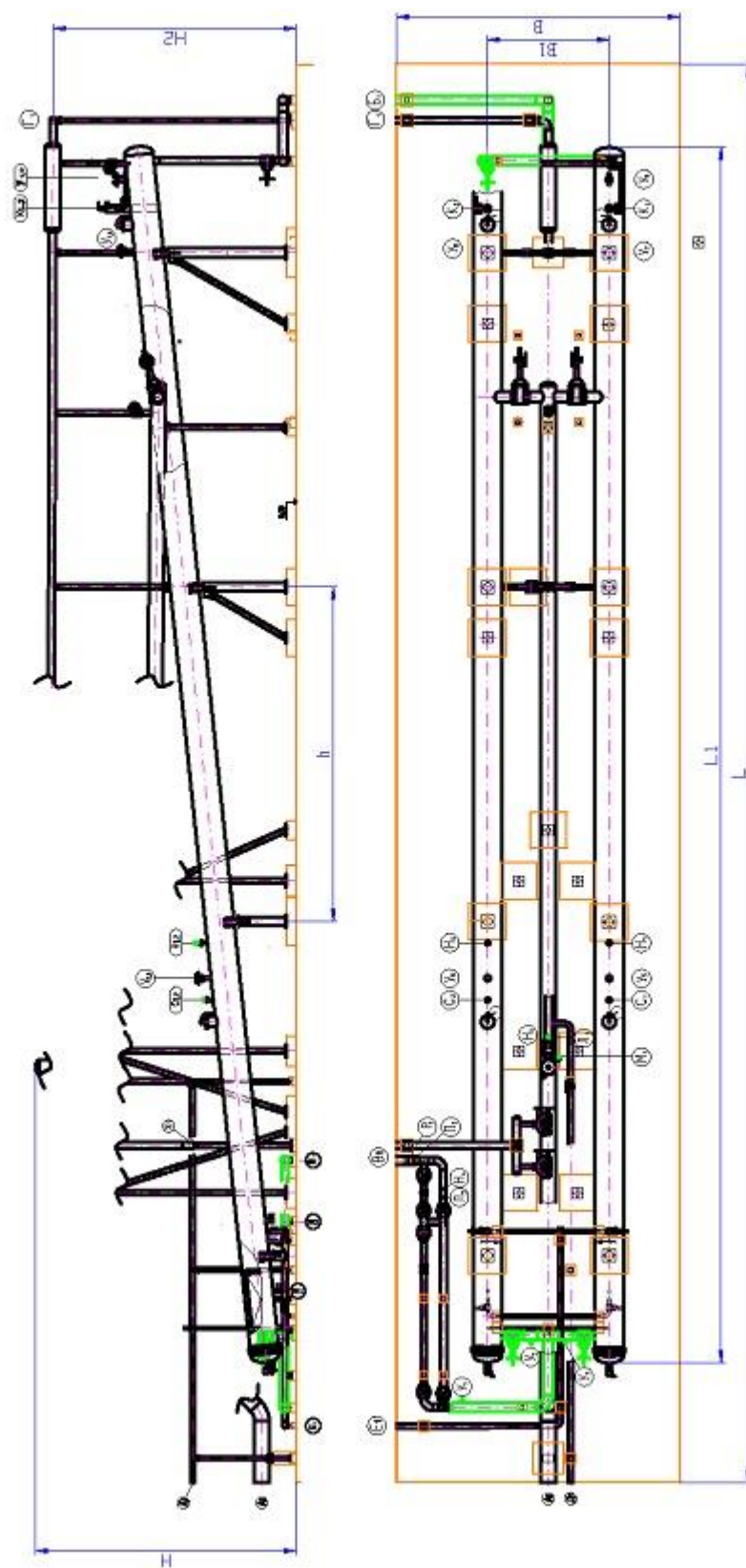
ХЛ1 – климатическое исполнение.

КДФТ-А по ТУ 3683-003-56562997-2003

Таблица 2

Параметры	Типоразмеры									
	КДФТ-А 1400-12,5-2	КДФТ-А 1400-20-2	КДФТ-А 1400-30-2	КДФТ-А 1400-30-4	КДФТ-А 1400-40-2	КДФТ-А 1400-40-4	КДФТ-А 1400-50-2	КДФТ-А 1400-50-4	КДФТ-А 1400-60-2	КДФТ-А 1400-60-4
Диаметр корпуса условный, D x S (мм x м)	1400х14	1400х15,7	1400х15,7		1400х15,7		1400х15,7		1400х15,7	
Длина корпуса L1, м	12,5	20	30		40		50		60	
Количество корпусов (секций), шт.	2	2	2	4	2	4	2	4	2	4
Расчётное давление, МПа	1,0; 1,6; 2,5									
Производительность по жидкости, м3/сут: расчетная максимальная	1500 1800	3000 3600	5000 6000	10000 12000	7500 9000	15000 18000	10000 12500	20000 25000	12500 15000	25000 30000

Температура рабочей среды, оС, не ниже	+15									
Длина площадки L, мм	20000 - 22000	24000	38000	38000	54000	54000	63000	63000	70000	70000
Высота Н, мм	9000	*	9500	9500	10500	10500	10300	10300	12800	12800
Высота Н2, мм	*	*	8750	8750	9850	9850	9300	9300	12000	12000
Ширина площадки В, мм	10000	12000	12000	26000	12000	21000	12000	21000	14000	26000
Расстояние между осями крайних корпусов В1, мм	5000	6000	6000	18000	6000	18000	6000	18000	6000	18000



Экспликация патрубков для КДФТ-А с 2-мя секциями

Таблица 3

Обозн.	Назначение	Кол.
А1	Вход ГЖС	1
Б1	Выход нефти	1
В1	Выход воды	1
Г1	Выход газа	1
Д1	Подвод газа от расширителя	1
Е1	Дренаж	1
Ж1	Сброс с СППК	1
И1-4	Подвод пара и воды на размыв	4
К1,2	Для КИП	2
Л1,2	Для КИП	2
М1	Для КИП	1
Н1..5	Для КИП	5
П1	Для КИП	1
С1,2	Для КИП	2
У1..11	Пробоотборники	11

Минусы

6. Отсутствие опыта использования в компании.
7. Отсутствие возможности накопления жидкости на объекте.
8. Высока цена строительства.

Плюсы

4. Высокая мобильность.
5. Возможность использования в безлюдном режиме.
6. Низкая металлоёмкость.
7. Быстрота строительства и запуска в работу

Библиографический список

1. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М. : Недра, 1979. – 320 с.
2. Храмов Р.А., Персиянцев М.Н. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений ОАО «Оренбургнефть». – М. : Недра, 1999. – 526 с.

Научный руководитель: Галикеев Р.М., к. т.н., доцент кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Тюменского Индустриального Университета