

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Жумагазина А.

Дипломная работа «Анализ сбора и подготовки скважинной продукции

месторождения Жетыбай»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломной работе

специальность 5В070800-Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

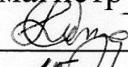
Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турсырова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой НИ
магистр _____

 М.К.Сыздыков
« 15 » мая 2019г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломной работе

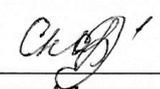
На тему: «Анализ сбора и подготовки скважинной продукции месторождения
Жетыбай»

по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело

Выполнил: Жумагазина А.



Научный руководитель

 Б.С. Ахымбаева
« 13 » мая 2019г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

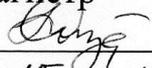
Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5B070800-Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой НИ
магистр

 М.К.СЫЗДЫКОВ
«15» мая 2019г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающейся Жумагазиной А.

Тема: Анализ сбора и подготовки скважинной продукции месторождения
Жетыбай

Утверждена приказом ректора университета

Жумагазина А. от 28.01.2019 №1627-б

Срок сдачи законченного проекта: 16.05.2019

Исходные данные к дипломному проекту: Отстойник блочный
нефтяной антикоррозионный ОН-200 предназначен для предварительного
обезвоживания продукции нефтяных скважин с содержанием H_2S и CO_2 до

ГРАФИК
подготовки дипломной работы (проекта)

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Общие сведения. Геология	07.01.2019-15.03.2019	<i>нет</i>
Технико-технологическая часть	20.01.2019-10.03.2019	<i>нет</i>
Специальная часть	12.03.2019-27.04.2019	<i>нет</i>
Экономическая часть	17.04.2019-30.04.2019	<i>нет</i>

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу (проект) с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Общие сведения. Геология	Б.С Ахымбаева Ассистент-профессор, Доктор PhD	15.03.2019	<i>Б.С. Ахымбаева</i>
Технико-технологическая часть	Б.С Ахымбаева	10.03.2019	<i>Б.С. Ахымбаева</i>
Специальная часть	Б.С Ахымбаева	27.04.2019	<i>Б.С. Ахымбаева</i>
Экономическая часть	Б.С Ахымбаева	30.04.2019	<i>Б.С. Ахымбаева</i>
Нормоконтролер	Б.С Ахымбаева	30.04.2019	<i>Б.С. Ахымбаева</i>

Научный руководитель *Б.С. Ахымбаева* Б.С. Ахымбаева

Задание принял к исполнению обучающийся: Жумагазина А.

Дата " 13 " мая 2019 г.

ВВЕДЕНИЕ

Основными задачами данной работы являются: уточнение характеристики геологического строения; уточнение состояния фонда скважин; уточнение основных параметров пластов эксплуатационных объектов; уточнение физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей и газов; состояния выработанности запасов нефти из пластов; оценка эффективности применяемой системы сбора и подготовки скважинной продукции: система учета и замера продукции и автоматизация и телемеханизация системы сбора.

На текущей стадии разработки для месторождения Жетыбай на первый план по своей важности выходят вопросы регулирования и управления существующей системы сбора и подготовки нефти, а также немаловажным является внедрение нового технологического оборудования направленного на достижение проектных показателей. Для эффективности внедрения определенных технологических установок следует целенаправленно изучить текущее состояние эксплуатационных объектов, установления характера и направленности процессов, протекающие в продуктивных пластах, и изменение структуры его запасов на ближайшие годы.

1. Геологическая часть

1.1 Общие сведения по месторождению

Месторождение Жетыбай приурочено к крупной антиклинальной складке субширотного простирания. На месторождении Жетыбай бурением вскрыты мезокайнозойские отложения толщиной около 3000 м, от неогеновых до триасовых. Максимальная толщина вскрытия триасовых отложений 300 м. Отложения этой системы представлены терригенными породами верхнего отдела. Юрская система представлена тремя отделами: нижним, средним и верхним. Отложения юры характеризуются чередованием прослоев песчаников, алевролитов, глин и аргиллитов общей толщиной 1300 м. Толщина отложений нижней юры 100-120 метров. Среднеюрский отдел состоит из отложений ааленского, байосского и батского ярусов. Среднеюрские отложения представлены ааленским, байосским и батским ярусами, общей толщиной порядка 730-800 м.

В разделе ааленского яруса выделены XIII и XII горизонты. Общая толщина отложений 165-200 метров.

В байосском ярусе выделены XI, X, IX, VIII, VII горизонты. Общая толщина отложений 335-365 метров.

В батском ярусе выделены VI, V, IV, III продуктивные горизонты. Общая толщина яруса 225 метров.

Верхнемеловые отложения толщиной порядка 260 м в нижней части сложены терригенными породами, а в верхней - карбонатными.

Палеогеновые и неогеновые образования общей толщиной от 250 м до 300 м сложены в нижней части преимущественно карбонатными породами, в средней части – терригенными и заканчивается разрез толщей сарматского известняка-ракушечника.

В тектоническом отношении месторождение Жетыбай представляет собой крупную пологую асимметричную брахиантиклинальную структуру, вытянутую в субширотном направлении.

На Жетыбай-Узеньской тектонической ступени все выявленные структуры являются асимметричными брахиантиклинальными складками с пологими северными и крутыми южными крыльями зауженными западными и более широкими восточными переклиналями. На всех изученных структурах отмечается ундуляция осей. Все структуры являются унаследованными, так как фиксируется почти полное совпадение их структурных планов по отдельным горизонтам.

1.2 Коллекторские свойства горных пород

На основании установленных закономерностей изменения глинистости и песчаности выделяются две пачки коллекторов: верхняя келловей-байосская (Ю-I - Ю-XI горизонты) и нижняя ааленская (Ю-XII, Ю-XIII горизонты).

Пористость пород-коллекторов закономерно убывает от верхних горизонтов к нижним. Самое высокое среднее значение открытой пористости, определенное по результатам анализов кернов для коллекторов I горизонта (0,218); самое низкое (0,173-0,175) для XII и XIII горизонтов.

Проницаемость изменяется от 0,001 мкм² до нескольких десятых долей мкм². В среднем значение параметра для большинства горизонтов не превышает 0,1 мкм² изменяется без какой-либо закономерности. Нижний предел проницаемости для нефтеносных пластов-коллекторов - 0,003 мкм², для газовых - 0,001 мкм².

Таблица 1.2.1 - Характеристика параметров горизонтов

№ Пп	Горизонт	Тип коллектора	Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	Пористость, доли ед	Начальная нефтегазонасыщенность, доли ед
1	Ю-II	Поровый	116.3	0.201	0.583
2	Ю-III	Поровый	150.2	0.204	0.560
3	Ю-IV	Поровый	133.5	0.193	0.528
4	Ю-V	Поровый	132.4	0.189	0.582
5	Ю-VI	Поровый	131.8	0.182	0.567
6	Ю-VII	Поровый	89.4	0.181	0.549
7	Ю-VIII	Поровый	81.2	0.173	0.581
8	Ю-IX	Поровый	117.6	0.170	0.607
9	Ю-X	Поровый	104.7	0.166	0.614
10	Ю-XI	Поровый	123.2	0.164	0.577
11	Ю-XII	Поровый	200.8	0.160	0.649
12	Ю-XIII	Поровый	285.7	0.165	0.672

1.3 Вывод по геологии.

Нефти всех горизонтов месторождения Жетыбай близки по своим физико-химическим свойствам и относятся по всему типу к легким, малосернистым с высоким содержанием парафинов и смол.

Отличается закономерный характер изменения физико-химических свойств нефти направленный в сторону утяжеления нефтей вверх по разрезу с одновременным увеличением их вязкости и уменьшения газосодержания. В

составе нефти вверх по разрезу увеличивается содержание смол, парафинов и кокса.

На основании комплексного изучения геолого-промысловой характеристики эксплуатационных объектов месторождения и результатов проектирования его разработки можно сделать следующие выводы:

В разделе продуктивной толщи вскрыты газовые, нефтегазовые и нефтяные залежи. В верхней части разреза в основном сосредоточены нефтегазовые залежи, а в нижней части нефтяные.

На месторождении предполагается наличие одного продольного и двух поперечных малоамплитудных дизъюнктивных нарушений, характеризуется, видимо в вертикальном положении плоскости сбрасывателя. В целях установления возможно тектонических экранов следует провести гидропрослушивание скважин расположенных на соседних блоках.

По степени изученности наилучшим образом охарактеризованы залежи X, XII, XIII горизонтов, находящиеся уже длительное время в эксплуатации. Верхние продуктивные горизонты изучены слабо, эксплуатируются единичными скважинами.

Характерной особенностью всех продуктивных горизонтов является их низкая проницаемость.

В нефтегазовых залежах запасы нефти в основном сосредоточены в двух зонах, газонефтяной и водонефтяной - это осложняет условия их извлечения.

2. Технико-технологическая часть

2.1 Добыча нефти, попутного газа и воды

По состоянию ПУ "ЖетыбайМунайГаз" на 01.01.2016г из месторождений отобрано 17032,8 тыс.т. нефти, 1831622,7 тонн жидкости и 8902,5 млн.м³ газа. Отобрано от утвержденных извлекаемых запасов нефти месторождения 46,4 %, достигнутая нефтеотдача – 17,97 %. Закачано в пласт воды – 172527,8 тыс.м³ воды, в том числе: холодной – 168644,5 тыс.м³ и горячей – 3883,3 тыс.м³.

Среднесуточная добыча по управлению за 2015 г. составила 3879,8 тонн, в 2016 году она была значительно ниже – 3372,5 тонн.

За 2016 год с газлифта и фонтанного способа на механизированный способ (ШГН) перевели 10 скважин, добыча за счет перевода составила 11650 тн.

Также на месторождениях управления произвели следующие мероприятия:

Гидроразрыв пласта произвели на 75 скважинах, Жетыбай - 65 скважинах.

По результатам мероприятий дополнительная добыча нефти составила 254654 тн., в т.ч., за счет проведения ГРП – 118184 тн. нефти, перфорации - 28641 тн., ТГХВ - 1106 тн., ЭКВ – 9323 тн., из бездействия прошлых лет – 97400 тн.

С начала применения методики гидроразрыва дополнительная добыча за счет применения этой технологии составила – 1420161 тн. нефти. На месторождении Жетыбай в прошлом году возвращена на вышележащий горизонт 1 скважина №1106 за счет чего получено 123 тонн нефти.

За 2016 год силами бригад КРС ТОО "OSC" проделано работ в 313/323 скважина/операций, продолжительность всех ремонтов – 158648,7 бр/час.

За 2016 год произведено перфорации – 103 скважинах, ГИС в добывающих скважинах – 157/276 скв/опер., ГИС в нагнетательных скважинах – 97/128 скв/опер.

В 20 скважинах установили замеряющие приборы "Халлибёртон". В 15 скважинах произведен гидроразрыв пласта (ГРП) для увеличения приемистости скважин.

Построены подземные дренажные емкости на БКНС-1, 2, 3, 4, 5, всего 5 шт.

Таблица 2.1.1 - Оценка эффективного объема закачки воды в пласт

Горизонт	Ртек /Рнач	Qж млн.м ³	Vзак млн.м ³	Vэфф к млн.м ³	Vпот млн.м ³	К пот %	Необходимо закачать при Кпот=1,3	Непроектируемая закачка млн м ³	Комп отбор %
с начала разработки									
Vаб	0.942	16.159	31.258	15.228	16.030	51.3	19.797	11.461	193.4
Vв+VI	0.939	6.658	15.193	6.257	8.936	58.8	8.133	7.059	228.2
VIII	0.930	14.351	33.649	13.349	20.300	60.3	17.354	16.295	234.5
IX	0.955	4.489	6.911	4.285	2.626	38.0	5.570	1.340	154.0
X	0.930	21.752	33.788	20.232	13.556	40.1	26.302	7.487	155.3
XI	0.928	2.257	76.090	2.094	-1.333	-175.2	2.722	-1.960	33.7
XII	0.926	56.88	49.964	52.666	-2.703	-5.4	68.467	-18.503	87.8
за 2016год									
Vаб	1.000	0.375	1.052	0.375	0.677	64.3	0.488	0.564	280.5
Vв+VI	0.995	0.392	1.092	0.390	0.702	64.3	0.507	0.585	278.5
VIII	1.010	0.611	1.122	0.617	0.504	45.0	0.802	0.319	183.6
IX	1.010	0.199	0.393	0.201	0.192	48.9	0.261	0.132	197.5
X	1.000	0.462	0.742	0.462	0.280	37.7	0.601	0.141	160.6
XI	0.991	0.096	0.087	0.095	-0.008	-8.8	0.124	-0.036	91.1
XII	0.987	0.138	0.213	0.136	0.077	36.1	0.177	0.036	154.5

2.2 Эксплуатация скважин

Месторождение Жетыбай обусловлено большим запасом пластовой энергии и достаточно большими давлениями на забое, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на трение, связанное с движением этой жидкости.

После прекращения фонтанирования высокопродуктивные скважины эксплуатируются газлифтным способом или с помощью погружных центробежных электронасосов, а низкопродуктивные - штанговых скважинных насосов.

Средняя обводненность продукции скважин составляет 71,3%, т. е. на 1 т нефти приходится 2 т пластовой воды. Минерализованную пластовую воду закачивают обратно в пласты для поддержания давления и предотвращения загрязнения окружающей среды.

Дебиты фонтанных скважин изменяются в широких пределах как по количеству жидкости, так и по количеству попутного газа. На месторождении Жетыбай на 01.04.16, зафиксирован максимальный дебит у скважины Т-102, он составляет 2200 т/сут. Минимальный дебит на скважине Т-107 – 60 т/сут.

Дебит фонтанной скважины определяется совместной работой пласта и фонтанного подъемника. Причем, законы, управляющие процессом движения газожидкостной смеси в фонтанных трубах, одни, а законы, управляющие

работой пласта, - другие. Совершенно очевидно, что увеличение давления на забое P_z снижает приток жидкости из пласта. С другой стороны то же увеличение P_z увеличивает подачу фонтанного подъемника. Поэтому если пропускная способность фонтанного подъемника меньше притока, избыточная жидкость будет накапливаться в скважине. В результате P_z будет расти. Это повлечет за собой увеличение подачи подъемника, с одной стороны, и снижение притока – с другой. Установившаяся работа этой системы пласт – скважина наступает тогда, когда приток сравняется с отбором. Для выбора оптимальных режимов совместной работы пласта и фонтанного подъемника на месторождении были рассчитаны давления на забое, определяющие такой приток жидкости, который фонтанные трубы будут в состоянии пропустить при данной глубине скважины, противодавлении на устье и диаметре труб.

Для обеспечения фонтанирования все скважины оборудуются фонтанными трубами (НКТ), которые спускаются в скважину обычно до забоя и с помощью которых осваиваются фонтанные скважины и вызывают приток в них. При наличии в скважине труб возможны различные промывки, воздействие на забой (соляно-кислотные обработки, гидроразрыв пласта), замена одной жидкости другой, продавка скважины газом, задавка скважины путем закачки тяжелой жидкости и другие операции, необходимость в которых возникает на разных этапах эксплуатации данной скважины и месторождения в целом. Диаметр НКТ принимается почти всегда без расчета, но вопрос о пропускной способности НКТ или подаче фонтанного подъемника при тех или иных условиях на забое и на устье скважины остается интересным и требует своего ответа.

2.3 Применяемая система учета и замера продукции

Эффективность системы учета нефти играет немаловажную роль в процессе ее пути от скважины к потребителю. И здесь возникает проблема потерь как количественных, так и качественных. В настоящее время допустимая ГОСТом погрешность измерений массы нетто нефти и нефтепродуктов составляет 0,35-0,5%. Однако при многократном учете одних и тех же партий нефти в системе трубопроводов от промысла до реализации суммарная погрешность может достигать 2-3%. Решением этой проблемы может стать внедрение на узлах учета автоматизированной системы измерения количества и качества нефти.

Таблица 2.3.1 - Параметры установок типа «Спутник»

<i>Параметры</i>	<i>А- 16-14-400</i>	<i>А М-25-10- 1500</i>	<i>А М-40-14- 400</i>	<i>Б- 40-14-500</i>	<i>ВР М-40-14- 400</i>
<i>1. Число подключаемых скважин</i>	14 1,6	10 2,5	14 4	14 4	14 4
<i>2. Рабочее давление, МПа</i>	10-	10-	10-	5-	25-
<i>3. Пределы измерения по жидкости, м³/сут</i>	400	1500	400	400	400
<i>4. Пропускная способность, м³/сут</i>	0	000	0	0	0
<i>5. Содержани е воды не более, %</i>	95	95	95	70	-
<i>6. Погрешнос ть изме-рения по жидкости, %</i>	2,5				

На месторождении Жетыбай на данный момент применяется установка «Спутник А».

Спутник - А предназначен для автоматического переключения скважин на замер, а также для автоматического измерения дебита скважин, подключенных к Спутнику, контроля за работой скважин по наличию подачи жидкости и автоматической блокировки скважин при аварийном состоянии.

Спутник-А состоит из двух блоков: замерно- переключаяющего и блока местной автоматики (БМА), в котором автоматически регистрируется замеренный дебит скважины и переключение скважин на замер. Спутник-А работает по заданной программе, обеспечивающей поочередное переключение скважин на замер на строго определенное время. Продолжительность замера скважин определяется при помощи реле времени, установленного в БМА.

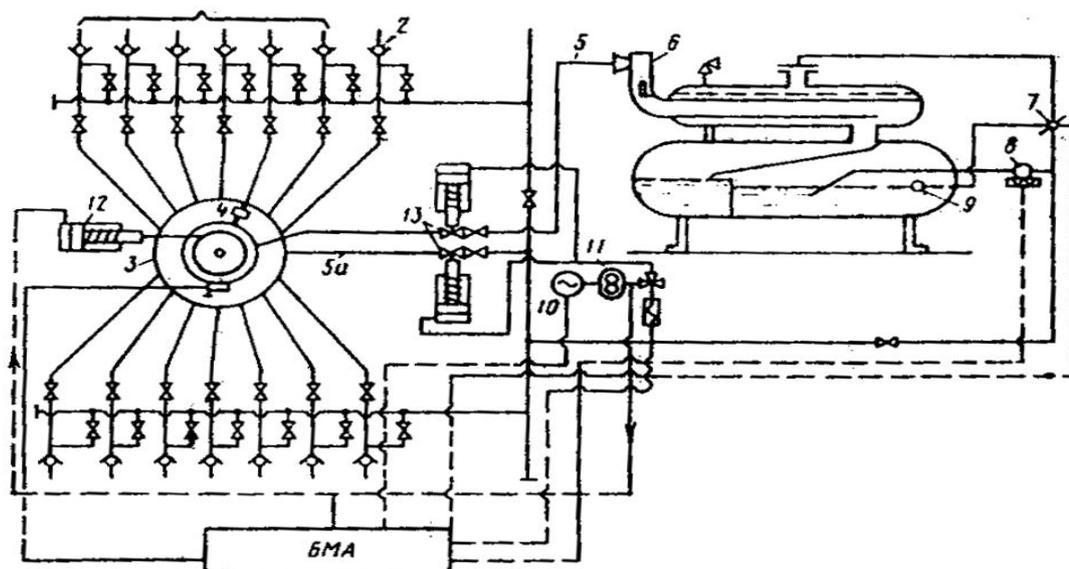


Рис. 2.3.1 Принципиальная схема Спутника-А.

1 - выкидные линии от скважин; 2 - обратные клапаны; 3 - многоходовой переключатель скважин (ПСМ); 4 - каретка роторного переключателя скважин; 5 - замерный патрубок от одиночной скважины; 5а - сборный коллектор; 6 - гидроциклонный сепаратор; 7 - заслонка; 8 - турбинный счетчик; 9 - поплавковый регулятор уровня; 10 - электродвигатель; 11 - гидропривод; 12 - силовой цилиндр; 13 – отсекатели.

Продукция всех скважин по выкидным линиям 1 поступает на многоходовой переключатель 3. Каждый секторный поворот роторной каретки переключателя 4 обеспечивает поступление продукции одной из подключенных скважин через замерный патрубок 5 в гидроциклонный сепаратор 6. Продукция остальных скважин в это время проходит в сборный коллектор 5а. В гидроциклонном сепараторе газ отделяется от жидкости.

Объем жидкости скважины, подключенной на замер, измеряется путем кратковременных пропусков жидкости, накопленной в сепараторе через турбинный счетчик 8, установленный выше уровня жидкости в технологической емкости гидроциклонного сепаратора.

Накопление жидкости в нижней части сепаратора до заданного верхнего уровня и выпуск ее до нижнего уровня осуществляется при помощи поплавкового регулятора уровня 9 и заслонки 7 на газовой линии. Всплывание поплавка до верхнего уровня вызывает закрытие газовой линии и, следовательно, повышение давления в сепараторе, в результате чего жидкость из сепаратора продавливается через турбинный счетчик 8.

При достижении поплавком нижнего заданного уровня заслонка 7 открывается, давление в сепараторе и коллекторе выравнивается и продавливание жидкости прекращается. Время накопления и число пропусков жидкости через счетчик зависит от дебита измеряемой скважины.

Дебит скважины определяют путем регистрации накапливаемых объемов жидкости в м³, прошедших через турбинный счетчик, на индивидуальном счетчике импульсов в блоке БМА.

Следующая скважина переключается на замер по команде с БМА при помощи электродвигателя 19, гидропривода 11 и силового цилиндра 12, который поворачивает каретку переключателя 4 в очередное положение.

Турбинный счетчик 8 служит одновременно сигнализатором периодического контроля за подачей скважины. Если контролируемая скважина не подает жидкость, то БМА подает аварийный сигнал в систему телемеханики. Аварийная блокировка всех скважин в случае повышения давления в коллекторе или его повреждении автоматически осуществляется при помощи отсекаелей 13.

Недостаток Спутника - А - невысокая точность измерения расхода нефти турбинным счетчиком вследствие попадания в счетчик вместе с жидкостью пузырьков газа, из-за плохой сепарации газа от нефти в гидроциклонном сепараторе.

3. Специальная часть

3.1 Сбор и подготовка скважинной продукции

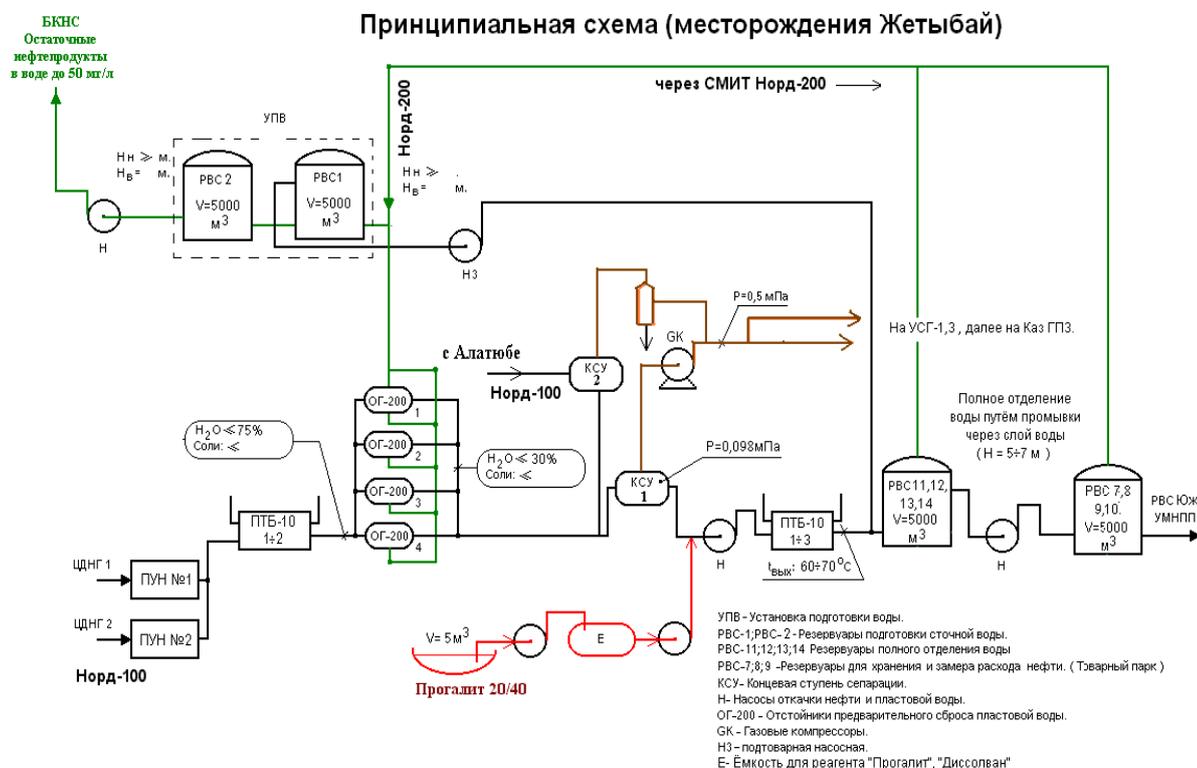


Рис. 3.1.1 – Принципиальная схема

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) представляет собой сложный технологический процесс, который включает в себя ПУН (пункт учета нефти),

- печи предварительного подогрева эмульсии ПТБ-10/64 – 2ед.,
- отстойники предварительного сброса пластовой воды ОГ-200 – 3ед.,
- концевую сепарационную установку КСУ – 1ед.,
- печи подогрева нефти ПТБ-10/64 – 4 ед., технологические резервуары №11,12,13,14, товарные резервуары №7,8,9,10, водяные резервуары №1,2,3, технологическую насосную по перекачке нефти и воды, подтоварную насосную и хим.реагентное хозяйство для подачи деэмульгаторов.

За 2016 год цехом было подготовлено и сдано 1401641 тн. нефти, при плане 1326950тн, (+74691тн.105,6%). В последнем квартале отчетном периоде значительно рост качества сдаваемой нефти. А также со сравнением прошлым годом реализовано 189972 тн. нефти больше. Такой положительный результат был достигнут.

В результате:

- дополнительной установки печи ПТ-16/100 №1;

- распылителя волжской воды для промывки сырой нефти перед печей ПТБ-10/64 №1-4;
- зачисткой и ремонта горизонтальных отстойников ОГ-200 №1-3;
- заменой маточника ОГ-200 №1-3;
- заменой сливной линии сточной воды от отстойников ОГ-200 №1-3 до РВС 1-3;
- заменой откачной линии товарных резервуаров РВС №7-10;
- заменой линии газотвода от КСУ до узла сепарации газа Ала-тюбе.

Израсходовано дезэмульгатора Диссолван 4908 - 244,3 тн., Диссолван 3144 - 7,56 тн., Диссолван 5023 - 13,75тн.

3.2 Внедряемый модернизированный отстойник нефти ОН-200

Переход к отстойникам емкостного типа predetermined необходимость в упрощении внутренних устройств без ухудшения показателей функционального назначения аппаратов.

На основе анализа определения производительности горизонтальных аппаратов цилиндрической формы установлено, что для улучшения работы отстойников необходимо:

- осуществлять предварительное укрупнение капель эмульсии до их введения в зону отстоя или расслоение эмульсии;
- обеспечивать торцевой равномерный ввод жидкости по сечению аппарата, а также равномерный отбор жидкости;
- поддерживать низкий уровень водяной подушки или практически исключать ее;
- исключать из отстойной зоны аппарата сепарацию промывки эмульсии через слой дренажной воды.

С учетом этих требований выполнены конструктивные изменения внутренних устройств горизонтального отстойника нефти ОН – основного в технологической схеме подготовки нефти.

Обычно на практике используются серийные отстойники типа ОГ, ОБН, т.е. отстойники с горизонтальным движением потока и распределителями внутри отстойника в виде перфорированных труб. Внутренняя начинка их сложная, громоздкая, в процессе эксплуатации вследствие коррозии, зарастания кристаллами солей, засорения механическими примесями быстро приходят в негодность, нарушаются гидродинамические характеристики аппаратов.

Сущность модернизации заключалась в изменении конструктивного исполнения входных и выходных устройств и упрощении внутренней начинки аппарата.

Ранее существующие внутренние распределительные устройства удалены без ухудшения показателей назначения и надежности отстойника. Оставлена внутри усовершенствованная система размыва осадка мех. примесей.

Особую новизну представляет то, что отстойник снабжен входными и

выходными распределительными коллекторами оригинальной конструкции, обеспечивающие эффективное использование объема аппарата за счет выравнивания эпюры скоростей и по сечению и длине отстойника.

Входной коллектор отстойника выполнен в виде отражателя, имеющего форму сферического сегмента, установленного напротив входного патрубка отстойника. Входной патрубок размещен на торце по горизонтальной оси отстойника (рис. 3.2.1). Такая конструкция входного коллектора позволяет распределить входящий в отстойник поток жидкости по поперечному сечению отстойника. При этом уже за отражателем резко падает скорость потока за счет распределения потока жидкости по всему сечению отстойника, сводятся к минимуму возмущения отстоявшейся эмульсии в отстойнике. Размерные параметры входного отражателя рассчитаны по теории использования энергии свободной затопленной струи.

При этом диаметр отражателя должен быть не менее диаметра входного патрубка. Но с учетом искривления входящей струи принимаем диаметр отражателя в два раза больше, чем диаметр входного патрубка.

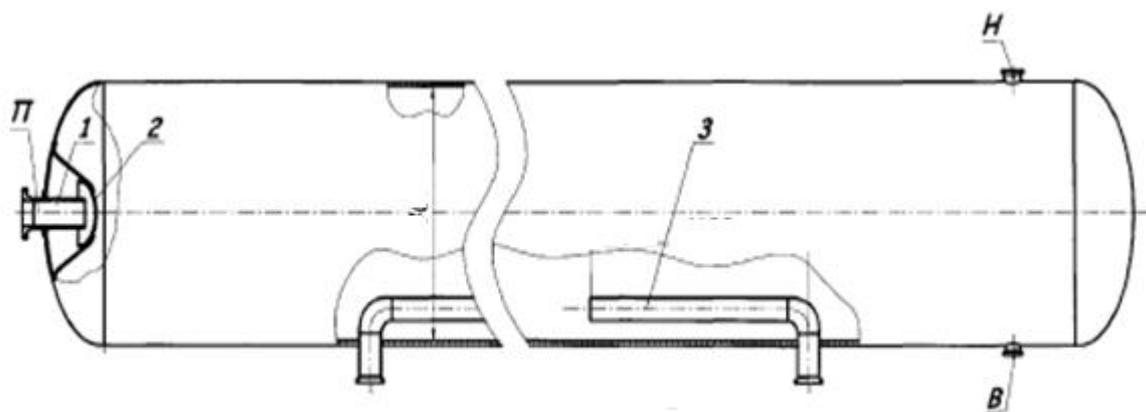


Рис 3.2.1 Модернизированный отстойник нефти

$\text{Ø}3400\text{мм}, V = 2000\text{м}^3, P_{\text{заб}} = 1,0\text{Мпа}$

П-вход продукта

Н-выход нефти

И-выход воды

1-входной патрубок

2-отражатель

3-устройство для рамыва остатков мехпримесей

Выходные коллекторы для отвода нефти и воды выполнены так, чтобы нефть поступала в коллектор только с горизонтального слоя на уровне размещения коллектора для отвода нефти, а коллектор для отвода воды обеспечивает забор и отвод воды с нижнего горизонтального слоя без вовлечения воды с других слоев с целью сохранения заданных условий забора воды.

Теоретически подтвержденные размерные параметры входного отражателя и выходных коллекторов позволили следующее:

- резко снизить скорость внутри отстойника (более чем в 300 раз);
- сократить протяженность возмущенного потока после отражателя;
- совместная работа входных и выходных коллекторов, отсутствие внутренних перегородок обеспечивают горизонтальное движение потока в ламинарном режиме, что позволяет эффективно использовать объем аппарата за счет выравнивания эпюры скоростей по сечению и длине емкостной части аппарата.

Отстойник ОН работает в режиме полного заполнения без выделения газа, для чего в нем поддерживается давление выше давления насыщенных паров, при котором начинается разгазирование нефти.

3.3 Расчет отстойника ОН– 200

Отстойник блочный нефтяной антикоррозионный ОН-200 предназначен для предварительного обезвоживания продукции нефтяных скважин с содержанием $H_2 S$ и CO_2 до 6% мол., в герметических системах сбора и подготовки нефти, газа, воды.

Технологический расчет.

Данные для расчета:

Обрабатываемая среда – водонефтяная эмульсия.

Производительность

$$Q_{\max \text{ ож}} = 2338 \text{ т/сут} = \frac{2338 \times 1000}{86400} = 27,06 \text{ кг/с.}$$

Обводненность: - среды на входе, %	- 1
- нефти на входе, %	- 1
Рабочее давление, МПа	- 0,3
Рабочая температура, К(С)	- 293(20)
Плотность среды q , кг/м ³ (т/м ³)	- 822,5(0,82)
Плотность нефти дегазированной, (кг/м ³)	- 820 (0,82)

Определение длины отстойной секции.

Скорость движения потока жидкой среды определяет по формуле:

$$V_n = \frac{Q}{q} \times \frac{\pi D^2}{4} = \frac{27,06 \times 4}{822,5 \times 3,14 \times 3,42} = 0,00363 \text{ м/с.}$$

Принятое время пребывания среды в отстойнике $\tau = 20 \text{ мин} = 1200 \text{ с}$

Длина отстойного отсека

$$L = V_n \times \tau = 0,00363 \times 1200 = 4,356 \text{ м}$$

Конструктивно принято $L = 22,6 \text{ м}$

1. Расчет производительности отстойника ОН-200 по нефти и газу.

Расчет производительности по газу производится по эмпирической формуле (“Добыча, сбор и подготовка нефти и газа” под ред. К.С. Каспарьянц-1979г.);

$$V_{\Gamma} = \frac{8,64 \times 10 \times W \times S_{\Gamma} \times P \times T_0 \times Z_0 \times K}{P_0 \times T \times Z}$$

Где W -допустимая скорость газа в сепараторе, м/с

$$W = V_{\Gamma} \frac{\sqrt{(P_H - P_{\Gamma})}}{P_{\Gamma}} = 0,075 \times \frac{\sqrt{(822,5 - 0,9159)}}{0,9159} = 2,24 \text{ м/с}$$

Где V_{Γ} -коэффициент при четкой сепарации в горизонтальном газосепараторе-равен 0,075 («Добыча, сбор и подготовка нефти и газа» под ред. К.С.Каспарьянц-1979г.)

P_H, P_{Γ} - плотность нефти и газа 822,5; 0,9159 кг/м³

T_0, T – температура 273, 293 К

Z_0, Z – коэффициенты сжимаемости 1; 0,95

S_{Γ} – сечение сепаратора занятое газом принимаем

$$S_{\Gamma} = \frac{0,785 \times D_B}{3} = \frac{0,785 \times 3,4}{3} = 3,02 \text{ м}^2$$

где $D_B = 3,4 \text{ м}$.

K -коэффициент,учитывающий склонность продукции к пенообразованию, равен 0,2

P_0, P - давления 0,13; 0,1 атм

$$V_{\Gamma} = \frac{8,64 \times 10 \times 2,24 \times 3,02 \times 0,13}{0,1} \times \frac{273}{293} \times \frac{1}{0,95} \times 0,2 = 149043,648 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Фактический объем газа III ступени сепарации 44193,87 м³/сут.

Производительность по нефти определяем согласно удельной нагрузки по нефти g_n , м³/сут/м³. Емкость отстойника 2000м³. Удельная нагрузка по нефти- 25м³/сут/м³ для пенящихся нефтей и пульсирующем характере газонефтяной смеси и с учетом что нефть после отстойника

поступает на прием насосов. («Добыча, сбор и подготовка нефти и газа» под ред. К.С.Каспарьянц-1979г.).

Производительность по нефти отстойника равна не менее

$$200 \times 25 = 5000 \text{ м}^3$$

Фактическое поступление нефти 2842,9 м³/сут

Расчет показывает, что отстойник имеет запас (резерв) производительности по нефти в 1,76 раза, по газу в 3,37 раза.

Заключение

1. Произведен технологический расчет отстойника ОН-200 с максимальной производительностью среды $Q=27,06$ кг/с= 2338 т/сут;

При рабочем давлении в отстойнике $P=0,3$ МПа.

В результате технологического расчета получены следующие данные:

длина отстойника L, м	- 22,6
диаметры трубопроводов: подводящего D1, мм(м)	-255(0,255)
для выхода жидкости D2, мм(м)	-255(0,255)

2. Расчет параметров исполнительных устройств выполнен в соответствии с ГОСТ 16443-70 с учетом требований технического задания.

При соответствии полученных расчетных параметров отстойника ОН – 200 с фактическими данными, данный отстойник можно применить в рабочей схеме на Жетыбай.

4. Экономическая часть

4.1 Организационная характеристика предприятия

В основе организационного построения ПУ лежат особенности технологического и определяемого им производственного процессов добычи нефти и газа.

Нефтегазодобывающее управление «ЖетыбайМунайГаз» состоит из четырех групп организационных подразделений:

- аппарата управления
- инженерно-технологическая служба
- базы производственного обслуживания
- цеховые предприятия

Инженерно-технологическая служба обеспечивает выполнение текущего плана по добыче нефти и газа, собирает всю технологическую и производственную информацию о процессе, координирует деятельность всех производственных подразделений на территории предприятия,

В состав инженерно-технологической службы входят: центральная инженерно-технологическая служба ЦИТС и районные инженерно-технологические службы ГИТС. Списочная численность работающих в основном производстве составляет 355 человек.

К вспомогательному производству относятся базы производственного обслуживания, цехи и предприятия непосредственно подчиненные руководству ПУ «ЖетыбайМунайГаз».

Списочная численность работающих во вспомогательном производстве составляет 669 человек.

Всего по ПУ «ЖетыбайМунайГаз» списочная численность работающих на 1.1.2016 г. составляет 2078 человек.

4.2 Организация заработной платы

Группа оплаты труда ПУ «ЖетыбайМунайГаз» на 2016 год генеральным директором производственного объединения утвержден штат в количестве 269,5 единицы с месячным фондом заработной платы 3220250 тенге и остальные инженерно-технические работники. Штаты в пределах лимита численности работников аппарата управления утверждены в 2016 году в количестве 157,5 единиц с месячным фондом зарплаты 2095500 тенге.

Прежде чем составить штатное расписание инженерно-технических работников отделом организации труда и заработной платы составляется: объемные показатели управления и отдельных структурных подразделений для расчета численности инженерно-технических работников и служащих, определяется группа оплаты труда управления и структурных подразделений, справка о средних

должностных окладах и фонда заработной платы установленных по штатному расписанию.

Схема должностных окладов состоит из минимального и максимального должностного оклада.

Например: должностной оклад начальника ПУ 1 группы предприятия составляет 80000 тенге, начальника ПТО, начальника ПЭО и т.п. А штатное расписание утверждается в пределах среднего по схеме должностных окладов всех работников включенных в штат.

В ПУ «ЖетыбайМунайГаз» мастером и другим инженерно-техническим работникам устанавливаются надбавки к должностным окладам до 30% за высокую квалификацию. Такая надбавка установлена 25 инженерно-техническим работникам.

Также утверждены часовые тарифные ставки для рабочих предприятий и организации нефтяной и газовой промышленности .

Ниже приводятся часовые тарифные ставки применяемые для операторов по добыче нефти и газа.

Таблица 4.2.1 - Часовые тарифные ставки

Разряды	I	II	III	IV	V	VI
для рабочих занятых по добыче нефти и газа.						
для сдельщиков (тенге)	47900	53000	58000	65000	74000	89300
для повременщиков (тенге)	44700	49000	54000	61000	70000	83500

Рабочие бригады по добыче нефти и газа оплачиваются по сдельно-премиальной системе оплаты труда. В ПУ «ЖМГ» отдельным рабочим устанавливается надбавка от 4 до 12% за профессиональное мастерство. На сегодня эту надбавку имеют 68 рабочих из них 32,4%, 28,8% и 28 человек.

В ПУ проводится работа по совершенствованию бригадной формы организации труда охвачено более 80% рабочих при задании до конца пятилетки 78%, из них 62% рабочим приработок и премия начисляются с применением коэффициента трудового участия КТУ, при задании пятилетки 28,9%.

Таблица 4.2.2 - Тарифные ставки

Часовые тарифные Ставки	Разряд	Оператор ПРС	Оператор ЦППН	Операторы по добыче нефти	Операторы по ППД	Оператор по исследованию скважин
повременна	I	4870	44700	4470	4470	4470
	II	5390	49500	4950	4950	4950
	III	5960	59800	5480	5480	5480
	IV	6700	61600	6160	6160	6160
	V	7670	70500	7050	7050	7050
	VI	9080	83500	8350	8350	8350
		0		0	0	0
сдельная	I	5210	47900	4790	4790	4790
	II	5760	53000	5300	5300	5300
	III	6370	58700	5860	5860	5860
	IV	7170	65900	6590	6590	6590
	V	9110	89000	8900	8900	8900
	VI	9700	99000	9900	9900	9900
		0		0	0	0

4.3 Анализ технико-экономических показателей

В ближайшее время нефтяники акционерного общества "МангистауМунайГаз" намерены довести ежесуточный объем добываемой нефти до 13 тыс. тонн. С этой целью дочернее предприятие "ОйлСервисКомпани" принимает меры по дальнейшему улучшению использования фонда скважин.

В настоящее время производственное управление "ЖетыбайМунайГаз" ежесуточно добывает " до 3 200 тонн нефти. В прошлом году ежесуточная добыча ПУ "ЖетыбайМунайГаз" была 2433 тонны нефти.

По итогам апреля ОАО "МангистауМунайГаз" сверх намеченного плана добыло 17 тыс. 100 тонн нефти. С начала года сверх плана добыто 75 тыс. 500 тонн.

К объективным причинам, отрицательно сказавшимся на невыполнение плана относятся:

Интенсивное обводнение скважин и снижение среднесуточных дебитов. Если по фонтанным скважинам среднесуточные дебиты по сравнению с 2015 годом, за счет ввода новых месторождений Ракушечного и Восточного Жетыбая выросли с 31,0 тонны/сутки до 38,9 тонны/сутки или на 7,9 тонны/сутки (среднесуточный дебит по фонтанному фонду снизился против плана на 13,2 тонны.) По газлифтным скважинам среднесуточные дебиты против 2013 года снизились на 5,5 тонны/сутки, но насосным скважинам на 1,5 тонны/сутки. Самоотложение на наземном и подземном оборудовании приводят к частым остановкам скважин и потерям добычи нефти. Недостаток квалифицированных рабочих и низкокомплектность бригад ПРС, в результате чего простой скважин в ожидании бригад ПРС составил 300,4 тысяч часов. Недостаток морской воды для закачки в пласт приводит к падению пластовых давлений и сокращению отбором жидкости из пласта.

Наряду с объективными причинами в ПУ имеются и субъективные причины, к ним относятся:

Низкая трудовая дисциплина и организация труда, в результате чего намечаемые организационно-технические мероприятия по увеличению добычи нефти не всегда выполняются.

Низкая квалификация рабочих, особенно операторов по добыче нефти и операторов подземного ремонта скважин, что приводит к неправильному обслуживанию скважин и низкому качеству подземного ремонта скважин.

Большая текучесть рабочих кадров за 2016 год из 669 человек 244 рабочих уволились по собственному желанию. Невыполнение плана по добыче нефти и газа привело к невыполнению плана по валовой продукции и снижению производительности труда. План по валовой продукции выполнен только на 91%. На снижение производительности труда повлияло два фактора: невыполнение плана по валовой продукции и передержка численности промышленно-производственного персонала против плана на 5 человек.

Выполнение плана добычи нефти по способам эксплуатации характеризуется следующим образом. План по фонтанной добыче нефти перевыполнен на 21,4 тысяч тонн за счет перевыполнения плана по скважинам-месяцам числившимся, т.е. большего количества скважин против плана пребывания в фонтанном фонде.

По газлифтным и насосным способом добычи план по добыче нефти не выполнен на 23,8 тысяч тонн и на 36,2 тысяч тонн соответственно. Основной причиной невыполнения плана по газлифтному и насосному способу является низкий коэффициент эксплуатации скважин и наличие большого фонда скважин.

По плану предусматривалось получить 21,1 т/сутки на каждую скважину, фактически получено 20 т/сутки.

Таблица 4.3.1- Калькуляция себестоимости добычи нефти по ПУ «ЖетыбайМунайГаз» за 2015 год

Показатели	План (тыс.тенге)	Факт (тыс.тенге)	% выполн.
1 .Расход на энергию по нефти.	9923	6925	75
2. Расходы по искусственному воздействию на пласт	12496	12784	10
3 . Основная заработная плата производственных рабочих	93	666	11
4. Дополнительная заработная плата рабочих.	66	114	17
5. Амортизация скважин	15056	14343	95
6. Расходы по сбору и транспортировке нефти	6668	6450	96
7.Производственная			
а) валовой продукции;	68705	66997	97
б) товарной продукции.	63126	66584	10
8. Внутренний оборот:			
а. Валовая добыча, т	2360	2242,3	10
б. товарная добыча тыс.т	2340	2427,2	10
9. Добыча нефти, тыс.т	129,7	11,3	
10. Численность ППП	830	825	
11.Себестоимость 1 валовой продукции	29,11	27,43	94

Таблица 4.3.2 - Доходы АО"ММГ" за 2013, 2014 год

Доходы	2014 тыс.тенге	2013 тыс.тенге
Доходы от реализации сырой нефти	158,629,686	124,084,439
Доходы от реализации нефтепродуктов	72,277,876	39,429,965
Доходы от переработки сырой нефти	37,620	615,594
Доходы от железнодорожных услуг	2,020,834	1,684,125

Прочие доходы	2,436,106	2,256,958
Итого	235,402,122	168,071,081

Таблица 4.3.3 - Расходы АО "ММГ" за 2013, 2014 год.

Расход по реализации	2014 тыс.тенге	2013 тыс.тенге
Транспортировка нефти	28,745,312	28,926,303
Расходы по сбыту	1,375,665	2,200,776
Портовый фрахт и таможенные сборы	311,699	459,472
Железнодорожные и экспедиторские услуги	229,002	94,917
Заработная плата и социальный налог	213,521	217,642
Комиссионное вознаграждение	178,373	135,279
Хранение	107,974	20,466
Начисленный взнос	31,793	32,188
Прочие расходы	295,678	275,963
Итого	31,488,987	32,362,986

4.4 Расчет экономической эффективности внедрения блочных автоматизированных групповых замерных установок

Внедрение блочной автоматизированной групповой установки (БАГЗУ) типа «Спутник» обеспечивает автоматическое переключение скважин на замер, автоматическое измерение дебитов скважин, контроль за работой скважин и автоматическую блокировку скважин при аварийном состоянии.

Внедрение БАРЗУ «Спутник» вместо автоматизированной групповой установки обеспечивает высвобождение на каждой групповой установке (ГУ) буферной емкости и насосной станции, снижение стоимости установки и сокращение численности обслуживающего персонала. Исходные данные для расчета годового экономического эффекта внедрения «Спутник Б-40» сведены в таблицу 4.1.1

Таблица 4.4.1 - Исходные данные для расчета годового экономического эффекта внедрения «Спутник Б-40»

Показатели	Заменяемая установка	Внедряемая установка
1. Количество внедряемых установок, уст.	-	10
2. Капитальные вложения на содержание одной установки равной производительности тыс. тенге	94,7	26,5
3. Численность обслуж. персонала на 1 установку, чел.	6	4
4. Средняя зарплата одного работника обслуживающего персонала, тыс. тенге в год.	30000	35000
5. Норма амортизационных Отчислений(E_n), %	15	15
6. Норма расходов на текущий ремонт (от суммы Амортизационных отчислений), %	20	20

\mathcal{E} - годовой экономический эффект;

C_2 –изменяющиеся эксплуатационные затраты заменяемой установки;

C_1 –изменяющиеся эксплуатационные затраты внедряемой установки;

A_2 – количество внедряемых установок;

E_n -норма амортизационных отчислений;

K_1, K_2 -капитальные вложения на содержание одной установки равной производительности от заменяемой (внедряемой) установки;

$\Delta\Pi$ -прирост прибыли;

\mathcal{E}_x - сводный хозрасчетный эффект производства от внедрения установок;

K_3 - экономия капитальных вложений;

ΔC - себестоимость добычи 1 т. нефти от внедрения «Спутника»;

Годовой экономический эффект от внедрения одной установки, рассчитываем по формуле:

$$\mathcal{E} = (C_2 - C_1) \cdot A_2 - E_n \cdot K_2 \quad (1)$$

Он тогда составит:

$$\mathcal{E} = (24,33 - 11,48) \cdot 10 - 0,15 \cdot 26,5 = 124,525 \text{ тыс. тенге}$$

Годовой экономический эффект от внедрения 10 установок составит:

$$124,525 \cdot 10 = 1245,25 \text{ тыс. тенге}$$

Количество внедряемых установок 10, тогда экономия капитальных вложений составит:

$$K_3 = (K_1 \cdot A_2 - K_2 \cdot A_2) \quad (2)$$

$$K_3 = (94,7 \cdot 10 - 26,5 \cdot 10) = 682 \text{ тыс. тенге}$$

Прирост прибыли исчисляется по формуле:

$$\Delta\Pi = (C_2 - C_1) \cdot A_2 - (K_2 - C_2) \cdot A_1 \quad (3)$$

Прирост прибыли будет равен:

$$\Delta\Pi = (24,33 - 11,48) \cdot 10 - (26,5 - 24,33) \cdot 10 = 108,83 \text{ тыс. тенге}$$

Снижение себестоимости добычи 1 т. нефти от внедрения «Спутника» исчисляется по формуле:

$$\Delta C = (C_2 - C_1) \cdot A_2 \quad (4)$$

Итого:

$$\Delta C = (24,33 - 11,48) \cdot 10 = 128,5 \text{ тыс. тенге}$$

Сводный хозрасчетный эффект производства от внедрения установок «Спутник» исчисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_x = \Delta\Pi - E_n \cdot K_3 \quad (5)$$

Он составит тогда

$$\mathcal{E}_x = 108,3 - 0,15 \cdot 682 = 116,07 \text{ тыс. тенге}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 4.4.2

Таблица 4.4.2 - Расчет годового эффекта от внедрения установки «Спутник Б-40»

Показатели	Заменяемая установка	Внедряемая установка
1. Количество внедряемых установок, уст.	10	10
2. Капитальные вложения на сооружение одной установки, тыс. тенге	94,7	26,5
3. Расходы на амортизацию установки, тыс. тенге	11,36	3,18
4. Расходы на текущий ремонт установки, тыс. тенге	2,27	0,64
5. Зарплата обслуживающего персонала	35000	30000
и отчисления на соцстрах: в т.ч		
а. основная, тыс. тенге	9,0	6,4
б. дополн. тыс. тенге (10%)	0,9	0,64
в. отчисления на соцстрах, тыс. тенге.	0,8	0,62
6. Итого изменяющиеся эксплуатационные затраты , тыс. тенге	24,33	11,48
7. Годовой экономический эффект, тыс. тенге.	~	1245,85

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ применяемой системы контроля за процессом разработки месторождения Жетыбай показал, что виды и объемы исследований по добывающим, нагнетательным и контрольным скважинам в целом соответствуют плановым, периодичность исследований, в основном, соответствует «Единым правилам разработки месторождений Республики Казахстан». Однако необходимо улучшить контроль за физико-химическими свойствами нефти и нефтяного газа. Регулярно проводить исследования по определению текущего положения ГНК и ВНК.

На текущей стадии разработки для месторождения Жетыбай на первый план по своей важности выходят вопросы регулирования и управления существующей системы сбора и подготовки нефти. Немаловажным является внедрение нового технологического оборудования направленного на достижение проектных показателей, а также внедрить модернизированный нефтяной отстойник. Для эффективности внедрения определенных технологических установок следует целенаправленно и детально изучить текущее состояния эксплуатационных объектов, установления характера и направленности процессов, протекающие в продуктивных пластах, и изменение структуры его запасов на ближайшие годы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иванова М.М. и другие «Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа.» М. Недра, 1985 г.;
2. Желтое Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М. Недра, 1985г.;
3. Айткулов А.У. «Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений.» М ОАО ВНИИОЭНГ. 2000г.;
4. БренцА.Д.«Организация, планирование и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности.» М Недра, 1984г.;
5. Тайкулакова Г.С. «Экономическая эффективность внедрения новой техники и технологических процессов» КазНТУ им. К.И.Сатпаева, 2000;
6. Сулейманов М.М.«Охрана труда в нефтяной промышленности» М.Недра, 1980г.;
7. Брылов С.А. и другие «Охрана окружающей среды».Высшая школа 1986г.;
8. Джимбаева К.И., Лалазарян Н.В. «Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях».
9. Панов Г.Е. Охрана труда при разработке нефтяных и газовых месторождений,1982;
- 10.www.Neftegaz.ru;
- 11.www.nature.kz
- 12.www.Asutp.h1.ru

**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломный проект

Жумагазина А.К.

5B070800 – Нефтегазовое дело

Тема: «Анализ сбора и подготовки скважинной продукции месторождения Жетыбай».

Перед студентом стояла задача выполнения анализа применяемой системы контроля за процессом разработки месторождения Жетыбай. Основная часть посвящена исследованиям по добывающим, нагнетательным и контрольным скважинам. На текущей стадии разработки для месторождения Жетыбай на первый план по своей важности выходят вопросы регулирования и управления существующей системы сбора и подготовки нефти. В процессе выполнения дипломной работы студент продемонстрировал высокую теоретическую подготовку, собрали большое количество специальных материалов, использовали необходимую литературу. К выполнению задания студент подошел с полной серьезностью и ответственностью. Результатом работы студента является внедрение нового технологического оборудования направленного на достижение проектных показателей, а также внедрить модернизированный нефтяной отстойник. Содержание пояснительной записки и графической части полностью соответствует установленным нормам и требованиям, вследствие чего дипломный проект может быть допущен к защите. Недостатков дипломного проекта не наблюдается.

Научный руководитель

Ассистент-профессор, Доктор PhD

(должность, уч. степень, звание)

 Ахымбаева Б.С.

(подпись)

«10» мая 2019 г.

