

Нефтеюганский индустриальный колледж (филиал) федерального государственного образовательного учреждения высшего образования «Югорский государственный университет»



Специальность: 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин

Повышение надежности контроля скважины путем использования систем диагностики и регулирования параметров на Мамонтовском месторождении

Руководитель: Ребенок Г.А
Выполнил: Панасенко Д.А.

Задачи выпускной квалификационной работы



- Рассмотреть геологическую характеристику Мамонтовского месторождения;
- Представить основные сведения об автоматическом контроле технологических параметров добычи нефти и газа;
- Рассмотреть методы диагностики и выявления причин аномалий в работе скважины, оборудование для вытеснения нефти водой;
- Произвести расчет затрат на проведение контроля скважины с использованием АГЗУ и замены ПСМ.

Геологический раздел



- Мамонтовское месторождение располагается в Нефтеюганском регионе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области;
- Месторождение разрабатывается с 1970 года;
- Мамонтовское месторождение обслуживает цех по добычи нефти и газа №5;
- Продуктивными пластами являются горизонт AC_4 , AC_{5-6} , BC_6 , BC_{10} , BC_{11} .

Свойства нефти продуктивных пластов



Наименование	АС ₄	АС ₅₋₆	БС ₆	БС ₁₀	БС ₁₁	Среднее значение
Плотность нефти, кг/м ³	836,0	836,0	885,0	807,0	823,0	837,4
Газосодержание нефти, м ³ /т	39,56	36,98	39,9	54,64	45,49	43,3
Давление насыщения, МПа	7,30	6,90	7,50	9,70	7,90	8
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	4,06	4,82	4,5	4,6	2,98	4,2

Продуктивные пласты Восточно-Сургутского месторождения



Наименование	АС ₄	АС ₅₋₆	БС ₆	БС ₁₀	БС ₁₁	Среднее значение
Общая толщина пласта, м	21,2	25,2	25,2	41,1	39,5	30,5
Проницаемость пласта, мкм ²	0,035	0,0145	0,0145	0,110	0,055	0,06
Коэффициент пористости, %	21	11,5	11,5	21	20	21,3
Коэффициент нефтенасыщенности, %	52	24,5	24,5	68	55	56

Основные сведения об автоматическом контроле технологических параметров



На районный диспетчерский пункт поступает информация со следующих объектов:

- с групповых замерных установок - о дебитах жидкости, нефти и газа по скважинам и о срабатывании защиты при повышении давления в измерительном сепараторе;
- с сепарационных установок - обобщённый аварийный сигнал и о суммарной производительности групповых установок, подключённых к сепарационной установке;
- с компрессорных станций - о расходе отпущенного газа и о нарушении работы станции;
- с установок подготовки нефти - обобщённый аварийный сигнал;
- с нефтяных станций - о расходе нефти и обобщённый аварийный сигнал;
- с кустовых насосных станций - о количестве воды, закачанной в пласт, и обобщённый аварийный сигнал при нарушениях работы станции;
- с установок сдачи товарной нефти - о расходе товарной нефти и аварийный сигнал о возврате некондиционной нефти на повторную обработку.

Промысловые сооружения и установки оснащаются следующими средствами местной автоматики, контроля и защиты:



- групповые замерные установки - с автоматическим переключением скважин на замер по местной программе, измерением количества жидкости, газа и чистой нефти, контролем за производительностью скважин, автоматической защитой от аварийных режимов;
- сепарационные установки первой ступени - местным регулированием давления и уровня;
- - водяные насосные станции - защиты насосов при аварийных режимах, автоматическим включением резервного насоса;
- - нефтяные насосные станции - защиты насосов при аварийных режимах;
- - компрессорные станции - регулированием и местным контролем за режимными параметрами, защитой при аварийных режимах.

Характеристика контрольных параметров в работе скважины и периодичности их контроля



Оператор ЦДНГ производит замеры следующих параметров работы установки:

- дебита скважины;
- буферного, затрубного и линейного давлений;
- рабочего тока;
- динамического уровня;
- сопротивления изоляции;
- через 1 сутки - после вывода на стабильный режим (контрольный замер).

Отбор проб на содержание КВЧ в продукции оператор ЦДНГ осуществляет:

- при выводе на режим (жидкость глушения);
- через двое суток после вывода на режим;
- один раз в полугодие в процессе дальнейшей эксплуатации.

Термоманометрическая система (ТМС-3)



С помощью ТМС можно осуществлять подбор оптимального времени накопления (простоя) и работы УЭЦН в периодическом режиме работы скважины без срыва подачи; определять время тепловой инерции УЭЦН, позволяющее рассчитать и обоснованно назначить задержку АПВ по срыву подачи и перегрузке ПЭД для заданной скважины; а также в автоматическом режиме строить карты изобар месторождений на основе полученных от погружного блока ТМС данных.

Перспективные направления развития ТМС-3



своевременное выявление резкого падения сопротивления изоляции, ниже регламентированной уставки позволяет предотвратить выход из строя электропогружного оборудования.

перепрограммирование наземного блока ТМС через КСУ, что, в свою очередь, исключает необходимость остановки работы скважины для демонтажа ТМСН.

разработка алгоритма автоматического отключения ТМСН при выходе его из строя по сопротивлению изоляции, который бы исключал необоснованную остановку работы и последующий демонтаж погружного электрооборудования.

Средства для измерения давления, температуры, расхода уровня нефти



Скважинные исследования чаще всего заключаются в замерах забойных давлений с помощью глубинных манометров.

Скважинные расходомеры применяются диаметром 110, 100, 51 мм и менее. В настоящее время исследования нефтяных и газовых скважин проводят с применением дистанционных приборов. Применяют дебитомеры с местной записью, спускаемые в скважину на стальной проволоке. Наиболее распространенными на промыслах России являются скважинные расходомеры и дебитомеры:

Средства для измерения давления, температуры, расхода уровня нефти



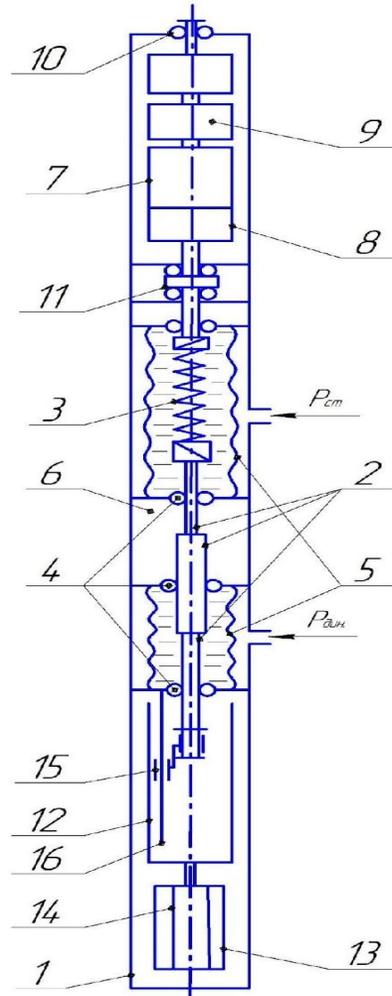
Для измерения дебита применяют сепарационно-замерные установки. В современных напорных герметизированных системах сбора и транспорта продукции скважины используют АГЗУ.

Автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) предназначены для автоматического измерения дебита жидкости добывающих скважин, осуществления контроля за работой скважин по наличию подачи жидкости и блокировки скважин при аварийном состоянии технологического процесса или по команде с диспетчерского пункта.

Схема глубинного манометра



НИК.ВКР.00.00.000.СХ



Поз.	Наименование	Кол.
1	Цилиндрический корпус	1
2	Измерительный поршень с тремя ступенями	3
3	Измерительная пружина	1
4	Уплотнительные кольца	3
5	Разделители	2
6	Камера атмосферного давления	1
7	Электродвигатель	1
8	Редуктор	1
9	Батарея питания	1
10	Выключатель	1
11	Опорный подшипник	1
12	Диаграммный барабан	1
13	Камера атмосферного давления	1
14	Часовой механизм	1
15	Перо	1
16	Диаграммный бланк	1

Лист 1 из 3
Стор. №
Лист 1 из 3

				НИК.ВКР.00.00.000.СХ			
Изм./Лист	№ докум.	Год	Дата	Схема глубинного манометра		Лист	Масштаб
Разработ.	Ганасенко Д.А.					1	1:1
Проб.	Реденко Г.А.					Листов	3
Т.контр.						21.02.01, гр. 1Р361	
Н.контр.							
Утв.	Реденко Г.А.						

Схема расходомера жидкостного TOP-1



НИК.КП.00.02.000.СХ

Лист	№ докум.	Подп.	Дата		Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Панасенко В.А.			Расходомер жидкостной TOP-1			
Проб.	Ребенок Г.А.				Лист	Листов 1	
Т.контр.				21.02.01, зр 1РЭ61			
Н.контр.				Копировал			
Чтб.				Формат А4			

Схема АГЗУ



НИК.ВКР.00.00.000.СХ

Перв. примен.

Справ. №

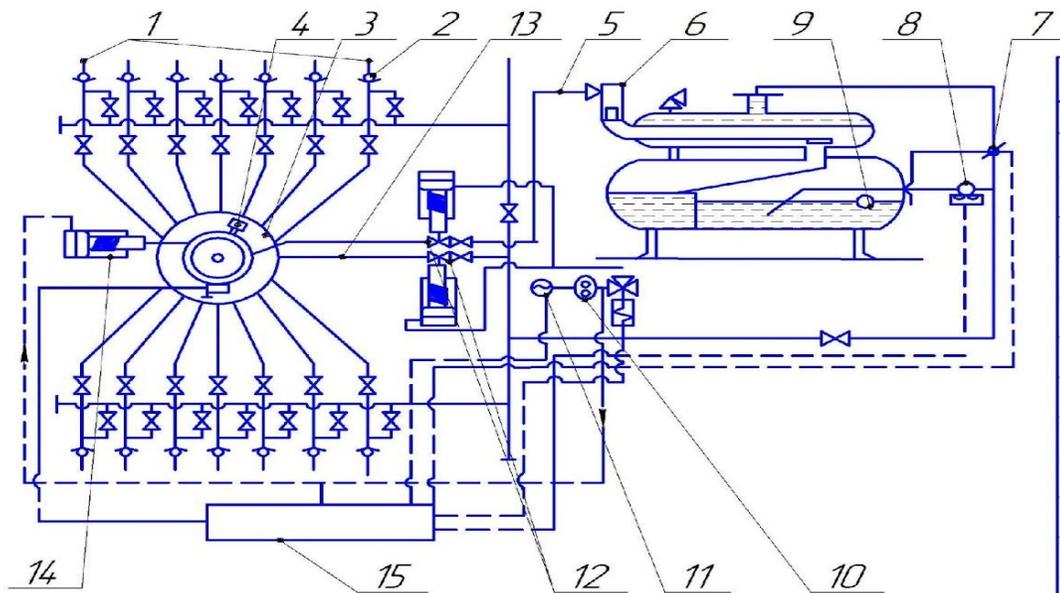
Полн. и дата

Изм. № 01/01

Взам. изд. №

Полн. и дата

Изм. № 01/01



Поз.	Наименование	Кол.
1	Выкидные линии	2
2	Специальные обратные клапаны	1
3	Многоходовый переключатель скважин (ПСМ)	1
4	Коретка роторного переключения скважин	1
5	Замерной патрубков	1
6	Гидроциклонный сепаратор	1
7	Заслонка	1
8	Турбинный счетчик	1
9	Поплавковый регулятор уровня	1
10	Гидропривод	1
11	Электродвигатель	1
12	Отсекатели	2
13	Сборный коллектор	1
14	Силовой цилиндр	1
15	Блок местной автоматизации (БМА)	1

				НИК.ВКР.00.00.000.СХ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лист	Масштаб
Разработ.		Павленко Д.А.				1:1
Пров.		Реденюк Г.А.			Лист 3	Листов 3
Т.контр.					21.02.01, гр. 1Р361	
Н.контр.					Формат А3	
Чтв.					Копировал	

Методы диагностики и выявления причин аномалий в работе скважины оборудование для вытеснения нефти водой



Общераспространенным осложнением для всех способов эксплуатации является асфальтосмолопарафино отложения (АСПО), что приводит к осложнениям при работе скважин и отказам насосов. Эффективное использование методов борьбы и профилактики АСПО возможно при условии планомерной, систематической работы по анализу режимов работы скважин, результатов ПРС и депарафинизационных работ. Обоснованный межочистной период (МОП), разбитый на категории, позволяет свести к минимуму неэффективное использование средств борьбы с АСПО.

Требования по безопасности труда и охране окружающей среды при определении параметров работы скважины



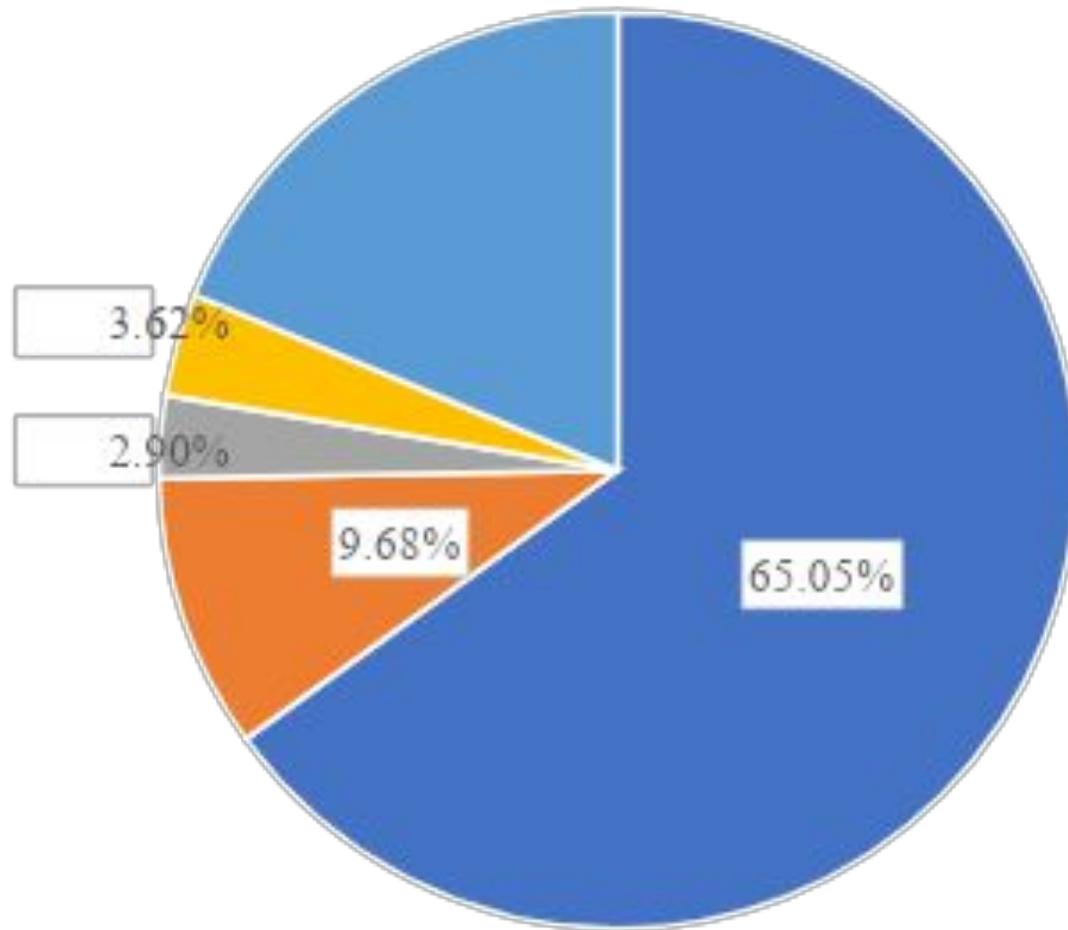
- Руководители промысла, участка и работ по исследованию скважин обязаны обеспечить безопасность труда всеми имеющимися в их распоряжении средствами. Среди организационных мер важнейшими является: обучение операторов правилам техники безопасности; проверка их знаний и навыков; обеспечение операторов средствами индивидуальной защиты; систематическая проверка рабочего места, состояния оборудования и инструмента.
- Определение параметров работы скважин должны осуществляться в полном соответствии с правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности, с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды.

Структура затрат



Наименование статей	Сумма, руб.	Уд.вес, %
1. Материалы	52650	65,05
2. Заработная плата	7833,4	9,68
3. Страховые начисления	2350,02	2,9
4. Амортизация	2931,48	3,62
5. Цеховые расходы	15171,96	18,75
Всего	80936,86	100

Диаграмма структуры затрат



- Материалы (52650 руб.)
- Зарплата (7833,4 руб.)
- Страховые начисления (2350,02 руб.)
- Амортизация (2931,48 руб.)
- Цеховые расходы (64 169,98 руб.)



Пути снижения затрат

- Автоматизировать ручной труд;
- подбор более квалифицированного персонала;
- применение прогрессивных форм заработной платы работников, т.е. правильное соотношение фонда оплаты труда и премиальных выплат и ЛЬГОТ.



Выводы

- для повышения надежности контроля работы скважины необходимо периодически проводить диагностику скважины на наличие неисправностей, во избежание серьезных технических поломок;
- необходимо проводить мероприятия для предотвращения загрязнения окружающей среды и сохранности природных недр.
- соблюдать условия надежности и безопасности эксплуатации скважин, предусмотренных проектным документом и нормами отборов.