

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель генерального директора
- главный инженер ООО «Алмаз»

_____ Р.Н.Салихов

« ____ » _____ 2015г.

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «Варьеганнефтегаз»

_____ А.П. Сияков

« ____ » _____ 2015г.

**ИНЖЕНЕРНЫЙ ОТЧЕТ по результатам выполнения ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ
«Испытание Клапана Газового Перепускного производства ООО «Алмаз»**

(итоговый отчёт по состоянию на 01.12.2015 г.)

Руководитель проекта ОПИ: Фирсов А.П., Директор производственного департамента, 8 3466 670077
доб.5900, APFirsov@rosneft.ru

Куратор проекта от ДДО: Кокошев С.Н., Начальник аналитического отдела Производственного
департамента

Курирующий профильный Департамент ЦАУК: Управление механизированной добычи и ГТМ

Куратор от профильного Департамента ЦАУК: Якимов С.Б. главный специалист

1. Название технологии, испытываемой в рамках проекта ОПИ:

Клапан перепускного типа КП73-1,5

2. Обзор проекта ОПИ:

Проект предусматривает проведение опытно-промысловых испытаний клапана перепускного типа КП73-1,5 на Хохряковском месторождении.

2.1. Описание проблематики, на решение которой направлена рассматриваемая технология:

- Объекты нефтяной и газовой промышленности в зимний период подвергаются воздействию низких температур воздуха, ветра, осадков, что часто приводит к замерзанию обратного клапана на фонтанной арматуре и нарушению технологического процесса. Процесс замерзания следующий: в рабочем пространстве клапана и патрубка затрубной линии постоянно находится газовая смесь, в которой возможно содержание водяных паров при низких температурах происходит образование наледи, газогидратных отложений, препятствующих работе клапана и постепенно перекрывающих сечение патрубка затрубной линии. В случае остановки клапана, как правило, весь патрубок заполняется льдом или газогидратом. Данный процесс часто происходит на малодебитных скважинах, работающих в периодическом режиме. Замерзание обратных клапанов на фонтанной арматуре приводит к росту затрубного давления, приводящие к частым не планируемыми остановкам, что, в конечном счете, снижает ресурс электроцентробежной установки и потерям добычи нефти.
- На сегодняшний день один из распространенных методов борьбы с замерзанием обратных клапанов на фонтанной арматуре - это применения электрообогрева, но он имеет ряд недостатков:
 - Высокие затраты на электроэнергию.
 - Постоянные дополнительные капиталовложения: смонтированные кабель и теплоизоляционный материал при ревизии устьевого арматуры повреждается и для восстановления требуется повторная его установка.
 - Требуется дополнительного персонала для обслуживания систем электрообогрева.

2.2. Цель проекта ОПИ:

- Подбор эффективной технологии стравливания газа из затрубного пространства на скважинах ДО «Варьеганнефтегаз»
- Испытание технологии КП73-1,5 на месторождениях ДО «Варьеганнефтегаз»
- Заключение о целесообразности масштабного применения испытанных технологий на месторождениях ОАО «ВНГ».

2.3. Описание теоретических основ рассматриваемой технологии:

- Клапан перепускной типа КП73-1,5 производства ООО «Алмаз» предназначен для снижения избыточного давления, в затрубном пространстве сбрасывая его в колонну НКТ.
- Основные технические данные и характеристики
 - Максимальное давление - 25 МПа. Масса клапана – 3,6кг;
 - Клапан перепускной состоит из корпуса клапана спускного и клапана перепускного. Клапан перепускной устанавливается не глубже 10 метров от планшайбы. Все работы, связанные с эксплуатацией клапана перепускного должны производиться с соблюдением установленных правил безопасного ведения работ ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

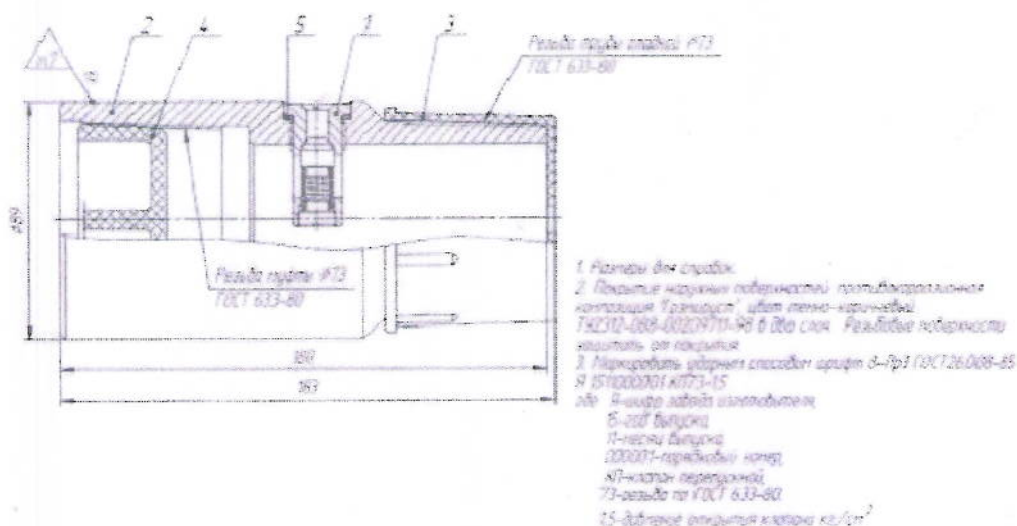


Рис. 1 - клапан перепускного типа КП73-1,5

2.4. Известные критерии применимости технологии, ограничения:

- Малодебитные скважины, работающие в периодическом режиме в периодическом режиме, на которых процессе эксплуатации замерзают обратные клапана.

2.5. Краткое описание подрядчика/поставщика технологии:

- ООО «Алмаз», Хаты-Мансийский АО-Югра г. Радужный, Южная пром. зона. Тел. 8 34668 41071, сайт: almaz@almaz-hmao.ru

2.6. Опыт применения технологии или ее аналога в ДДО:

- Данная технология не использовалась в других ДДО

2.7. Опыт применения технологии в других компаниях:

- Данная технология не использовалась в других компаниях
-

2.8. Схема оценки технико-экономического эффекта от применения технологии

- Технологический и экономический эффект рассчитывается как снижение потерь нефти в результате уменьшения простоя скважин, затрат на привлечение ППУ, трудозатрат.

2.9. Утвержденные критерии оценки эффективности применения технологии

- Снижение внутрисменных простоев на скважинах, на которых установлено испытываемое оборудование по причине замерзания обратных клапанов на фонтанной арматуре.

2.9. Типовая программа проведения испытаний:

- Монтаж клапана перепускного типа КП73-1,5 при проведении подземного ремонта скважины;
- Работа УЭЦН с закрытой затрубной задвижкой, предназначение которой – перераспределения затрубного давления, в линию сбора продукции со скважин на кустовой площадке;
- Мониторинг результатов.

2.10 Оценка рисков проекта:

- При отказе необходимо производить подземный ремонт скважины.

3. Реализация проекта

Клапана газовые перепускные типа КП73-1,5 были установлены на четырех скважинах УНП-1 ОАО «ННП».

- Кошильское месторождение куст №8 скважина № 463. Клапан проработал 246 суток, в работе. Критерии эффективности выполнены.
- Хохряковское месторождение куст №82 скважина №224Б. Клапан проработал 237 суток, в работе. Критерии эффективности выполнены.
- Кошильское месторождение куст №22 скважина №894ПГ. Клапан проработал 11 суток, в работе. Критерии эффективности выполнены.
- Хохряковское месторождение куст №83 скважина №2753Б. Клапан отказал через 90 дней, Затрубная задвижка открыта скважина в работе.

4. Оценка результатов

4.1. План-факт анализ достижения критериев оценки эффективности технологии (п.2.9)

- Отсутствие внутрисменных простоев на скважинах, на которых установлено испытываемое оборудование по причине замерзания обратных клапанов на фонтанной арматуре

4.2. Оценка технико-экономической эффективности

Таблица 1

Расчет экономической целесообразности

Год	2015	2016	2017	2018	2019
Фонд УЭЦН	2188	2240	2314	2359	2379
Среднестатистическое замерзание ОК в год	1794	1836	1897	1934	1950
Потери нефти, т. в год	1490	1526	1576	1607	1621
Стоимость нефти, руб.	4983	5194	5690	5690	5690
Потери нефти, тыс. руб.	7428	7926	8969	9143	9221
Работа ППУ, час	897	918	948	967	975
Стоимость работы ППУ, руб./час	1397	1466	1540	1617	1697
Затраты на работу ППУ, тыс. руб.	1252,3	1346,2	1460,2	1563,1	1655,1
Итого, тыс. руб.	8680,0	9272,5	10428,8	10706,1	10875,7

5. Выводы и рекомендации

5.1. Заключение по технико-экономической эффективности

- Технологическая и экономическая эффективность достигнута.
- Проработать вопрос тиражирования оборудования в рамках договора проката оборудования.

5.2. Извлеченные уроки

- Риск отказа оборудования, приведет к ремонту подземного оборудования.
- Риск нехватки квалифицированных кадров для монтажа и спуска оборудования при масштабировании технологии и оборудования.

5.3. Дальнейшие планы по внедрению/тиражированию технологии

- ДО «Варьеганнефтегаз»
- 2300 скважин
- 2015-2017 гг.

Подписи:

Руководитель проекта

Фирсов А.П. Директор ПД

Куратор проекта от ДДО

Кокошев С.Н. Начальник АО ПД

Представитель поставщика оборудования

Савельев И.А. Начальник ТО по УЭЦН