

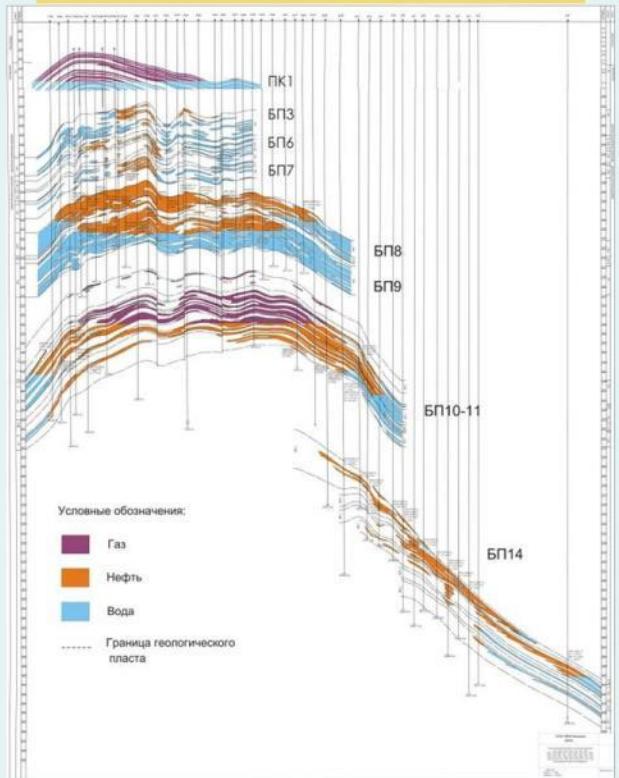
5 лет применения компоновок ОРЭ и их эволюция

ГЕОНИК



Докладчик: Советник по стратегическому развитию Николаев О.С.
Москва 15.12.2015

Большинство месторождений являются
многопластовыми



Одновременная не раздельная эксплуатация двух объектов

Минусы

Нет контроля за депрессией
(обводнение при больших перепадах
давлений)

Возникновение перетоков флюидов
из одного пласта в другой

Приводит к потере суммарного дебита
на 20-40 %

Нет раздельного учета добываемой
продукции (лицензионные риски)

Невозможность эксплуатации из-за
разности PVT свойств

ВЫВОД: Эксплуатация каждого из объектов должна быть раздельной

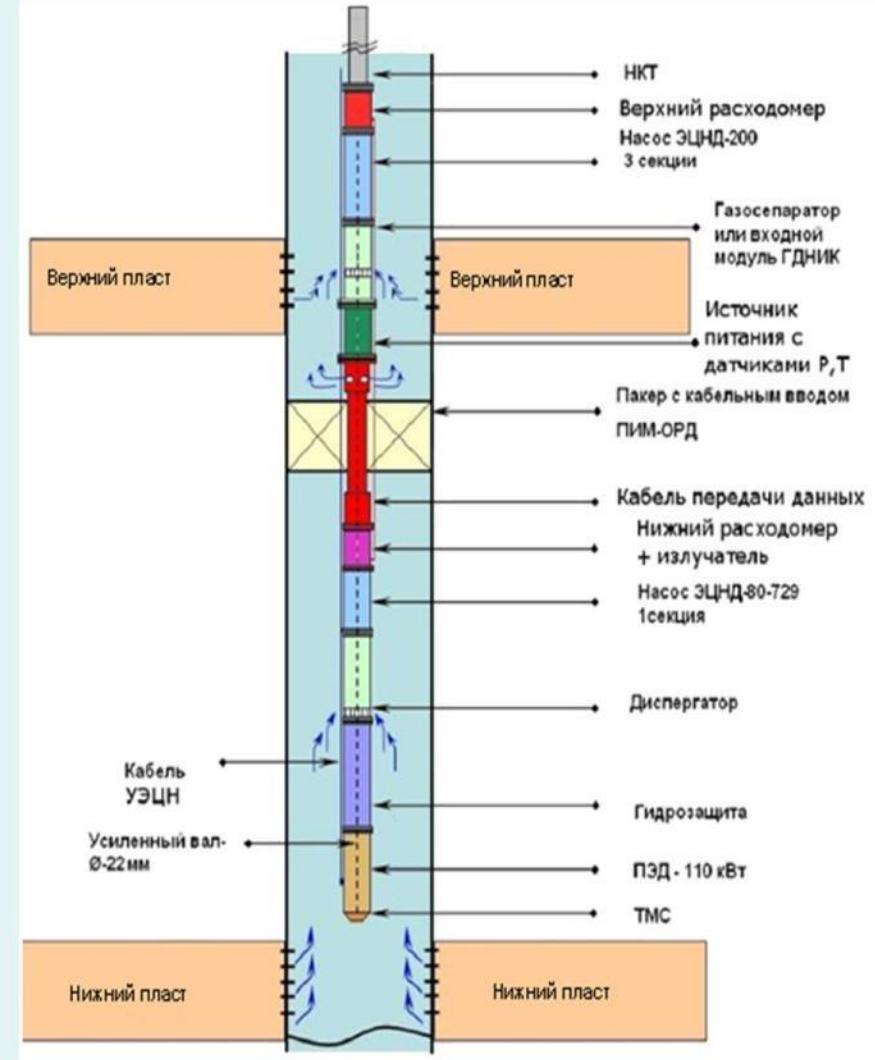
Данная технология испытана на
месторождении
ООО «РН-Пурнефтегаз», скв. № 7

Преимущества:

- ✓ Изолированная эксплуатация 2-х объектов разработки.
- ✓ Простота конструкции.
- ✓ Стандартное оборудование.
- ✓ Возможность создания различной депрессии на каждый объект разработки.
- ✓ Высокие дебиты.

Недостатки:

- ✗ Отсутствие прямого раздельного замера продукции



Акты по результатам опытно-промышленных испытаний компоновки ПИМВ-ОРД-Р с валом

АКТ №

на спуск УЭЦН- 45/80 - 2690 с пакером ПИМ-ОРД-122-21 № 0322
на скв. № [REDACTED], куст № 89, Комсомольское месторождение
Дата монтажа пакера « 26 » 05 2010 г.
Дата запуска УЭЦН+ПИМ-ОРД « 26 » 05 2010 г.

ООО «РН-Пурнефтегаз»

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт, о том, что на скважине № [REDACTED],
куст № [REDACTED] произведен спуск УЭЦН- 45/80 - 2690 с пакером ПИМ-ОРД для
одновременно-раздельной добычи из двух пластов

Параметры скважины:

Пласт [REDACTED], текущий газовый фактор = м3/м3, давление насыщения нефти
газом - атм, пластовая температура гр.

Пласт [REDACTED], текущий газовый фактор = м3/м3, давление насыщения нефти
газом - атм, пластовая температура гр.

Описание компоновки:

Посадка пакера произведена на гл. 2371,9 м., нагрузка на пакер при посадке
составила 4 тн.

Глубина спуска УЭЦН составила 2360,9 метров (из НКТ)

п/п	Наименование	
1	Балансир подвесной	L - 0,3 м
2	НКТ 3,5" 222 шт	L - 220,8 м
3	Опрессовочное устройство	L - 0,2 м
4	НКФ 2,5" 3 шт	L - 30,9 м
5	клапан сливной	L - 0,2 м
6	НКФ 2,5" 1 шт	L - 10,3 м
7	клапан обратный	L - 0,2 м
8	НКФ 2,5" 5 шт	L - 50,8 м
9	ЭЗИДСИ 30-2690 (116+5)	L - 13 м - 2,783,9
10	ГДН - 5,250	L - 1 м
11	ГИППСВ 199,95 из №0322	L - 1,6 м
12	ЭЗИДСИ 30-2690	L - 3 м - 2,379,5
13	Д.Н.Р 5 фланецнагор	L - 1,2 м
14	НВ 5 фланец	L - 0,5 м
	ИДД - 63-81-112	L - 0,7 м

от «ЗАКАЗЧИКА»

Представитель ООО«РН-Пурнефтегаз»

от «ИСПОЛНИТЕЛЯ»

Представитель ТКРС

ООО КРС Сервис" №30 Гидроудин РСР

ООО «КРС-Сервис»
Бригада КРС №30

Представитель ОООНПФ «Геоник»

Никишов РР
Шеряков ЕН
Ильинов АН

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО НПФ «Геоник»
О.С.Николаев
«04» 08. 2010

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник УДНГиК
ООО «РН-Пурнефтегаз»
И.В.Грехов
«03» 08. 2010

АКТ
подконтрольной эксплуатации пакера для одновременно-раздельной
эксплуатации «ПИМ-ОРД»

г. Губкинский

Комиссия в составе:

Начальника ОРМФ УДНГиК
Начальника ПТО УДНГиК
Начальника ОК

составили настоящий акт о том, что на Комсомольском месторождении ООО «РН-Пурнефтегаз» были проведены испытания пакера для одновременно-раздельной эксплуатации «ПИМ-ОРД», производства ООО НПФ «Геоник», в промысловых условиях, с целью оценки конструкции, показателей технического уровня, качества оборудования.

Скв. № [REDACTED] 25.05.2010 после приобщения пласта 0-3БП2 на скважине была смонтирована компоновка «двойного УЭЦН» (ЭЦН 80 с ЭЦН 45) с пакером ПИМ-ОРД. Скважина была запущена 27.05.2010 с запускными параметрами 61 м3/сут, 18 тонн при обводненности 64 %, эксплуатационные пласти 1БП6 и 0-3БП2 (приобщенный). Остановочные параметры 38м3/сут, 9,8 тонн при 70 % обводненности эксплуатировалась 1БП6 пластом. Прирост составил: 23 м3/сут, 8,2 тонны. На данный момент текущая наработка УЭЦН с пакером составляет 67 суток.

Выводы комиссии: Пакер для одновременно-раздельной эксплуатации «ПИМ-ОРД» отработал срок подконтрольной эксплуатации, составляющий согласно утвержденной программе 30 суток, данное оборудование соответствует заявленным характеристикам. Так же следует отметить, что внедрение данной компоновки позволило получить дополнительную добычу нефти 162 тонны за 67 суток.

Решение комиссии: Считать подконтрольную эксплуатацию пакера «ПИМ-ОРД» завершенной. ООО «РН-Пурнефтегаз» произвести оплату пакера «ПИМ-ОРД» производства ООО НПФ «Геоник». Признать испытания пакера для одновременно-раздельной эксплуатации «ПИМ-ОРД» успешными и рекомендовать к массовому внедрению на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз»

Зам. начальника ОРМФ УДНГиК

Сахнов Р.В.

Начальник ПТО УДНГиК

Семенченко А.Н.

Начальник ОК

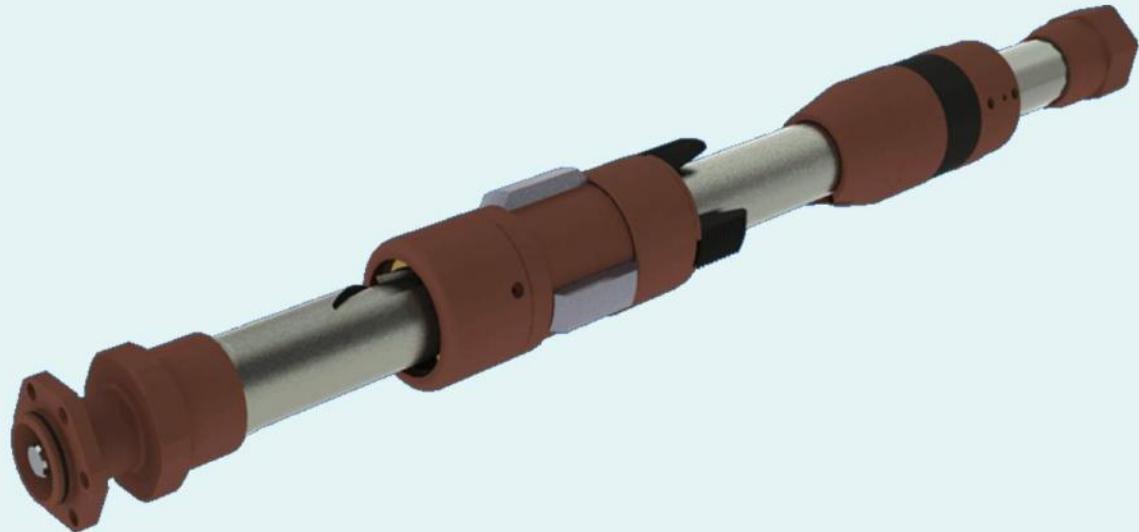
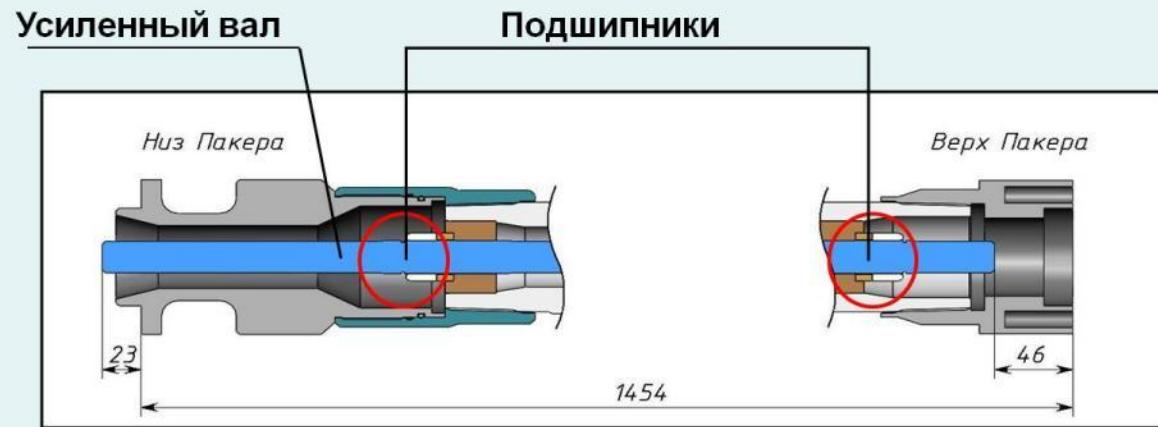
Юсупов Р.Р.

Существует возможность комплектации оборудования валами из коррозионностойких материалов **ka-monel** и **In-conel** для эксплуатации скважин с коррозионно-активной средой.

Особенностью данной конструкции является вал, проходящий через пакер и вращающийся на подшипниках.

Способность конструкции проводить кабельную линию к погружному двигателю, дает возможность создать компоновку состоящую из двух насосов.

Конструкция пакера ПИМВ-ОРД



Компоновка предназначена для одновременно-раздельной эксплуатации пластов с целью разобщения зон перфорации при ОРД из двух пластов с установкой пакера между модуль-секциями электроцентробежной насосной установки (УЭЦН)

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

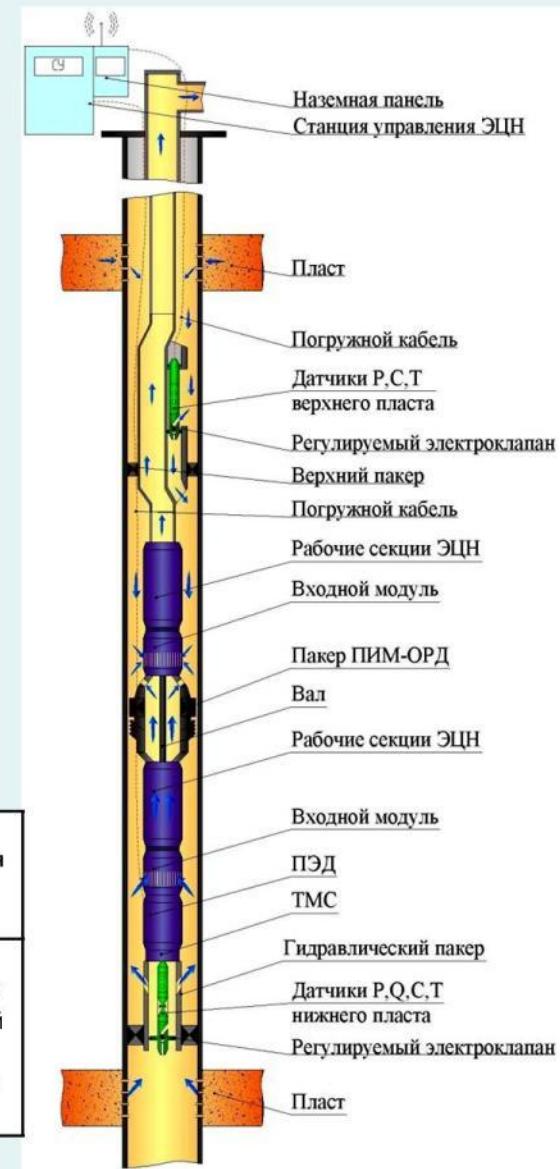
- скважины, имеющие во вскрытом разрезе значительные отличия коллекторских свойств пластов и характеристик нефти, большой разностью пластовых давлений и разностью глубин залегания пластов;
- скважины с ограничениями по депрессии одного из объектов (обводнение, давление насыщения).

ПРЕИМУЩЕСТВА

- возможность учета по пластам добываемого пластового флюида в режиме онлайн;
- простота и легкость монтажа оборудования;
- возможность создания различной депрессии на каждый объект разработки;
- регулирование степени открытия/закрытия электроклапанов со станции управления на устье скважины;
- не требует больших капитальных вложений;
- компоновка оснащена 3G модемом.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Шифр	Ø нар. э/к, мм	Толщина стенок э/к, мм	Ø внутр. РК, мм	Ø проточно й части РК, мм	Рабочее давле-ние перепада на клапан регули-руемый, МПа	Максималь-ная темпера-тура эксплуа-тации	Скважинная среда
ПИМВ-ОРД-2РЭК-2БТ-3G-120	146	6,5-10	32	0-12	30	105	Нефть Конденсат Природный газ Пластовая вода
ПИМВ-ОРД-2РЭК-2БТ-3G-140	168	8-11	32	0-12	30	105	
	178	13-15					

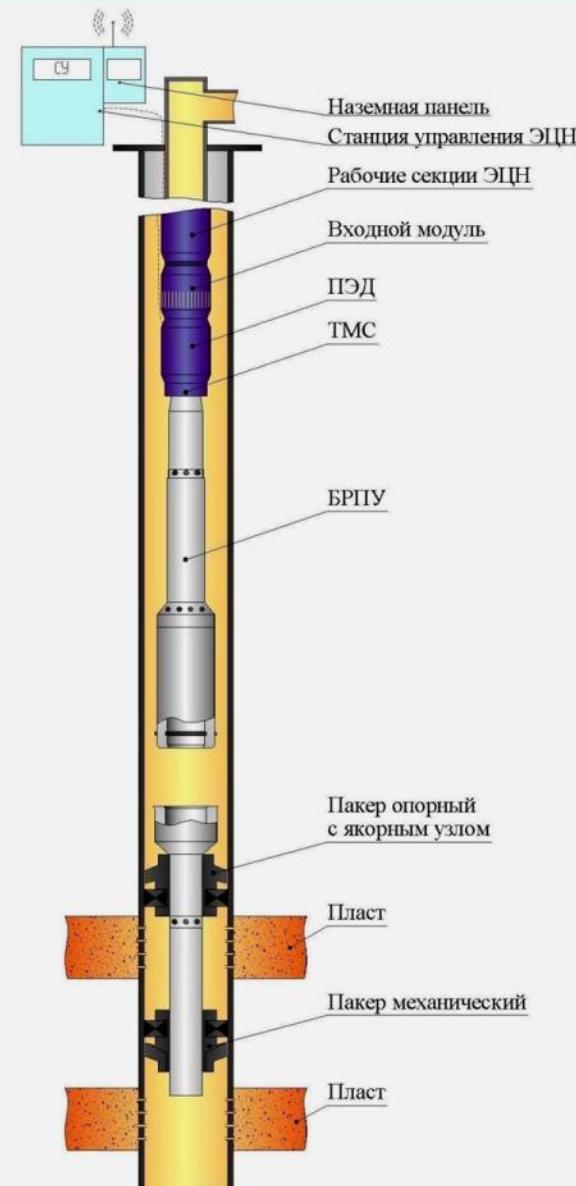


В конце мая 2012 года ООО НПФ «Геоник» совместно с коллегами из компании ТНК-ВР внедрили на месторождении НГДУ «Сорочинскнефть» компоновку ОРД-РЭК для одновременно-раздельной добычи скважинной продукции из двух пластов по однотрубной схеме ПИМ-ОРД-2РЭК-2БТ-3G с двумя регулируемыми электроклапанами (РЭК) и двумя блоками телеметрии (БТ) на каждый пласт.

Цель проекта:

- выполнение обязательств проектных документов по наличию систем одновремено-раздельной эксплуатации скважин;
- соответствие требованиям минимального комплекса ГДИ, ПГИ по контролю за разработкой нефтяных месторождений (РД 153-39.0-109-01);
- оптимальная разработка двух и более разнородных объектов одной скважиной;
- обеспечение двух пластов добывающей скважины возможностью учета отборов добываемой жидкости и гидродинамических исследований каждого пласта (раздельный замер и соблюдение требований Постановления Ростехнадзора в области охраны недр №71 от 06.06.2003г., пункт 6.1.7*).

Безотказная работа компоновки составила 1 150 суток.

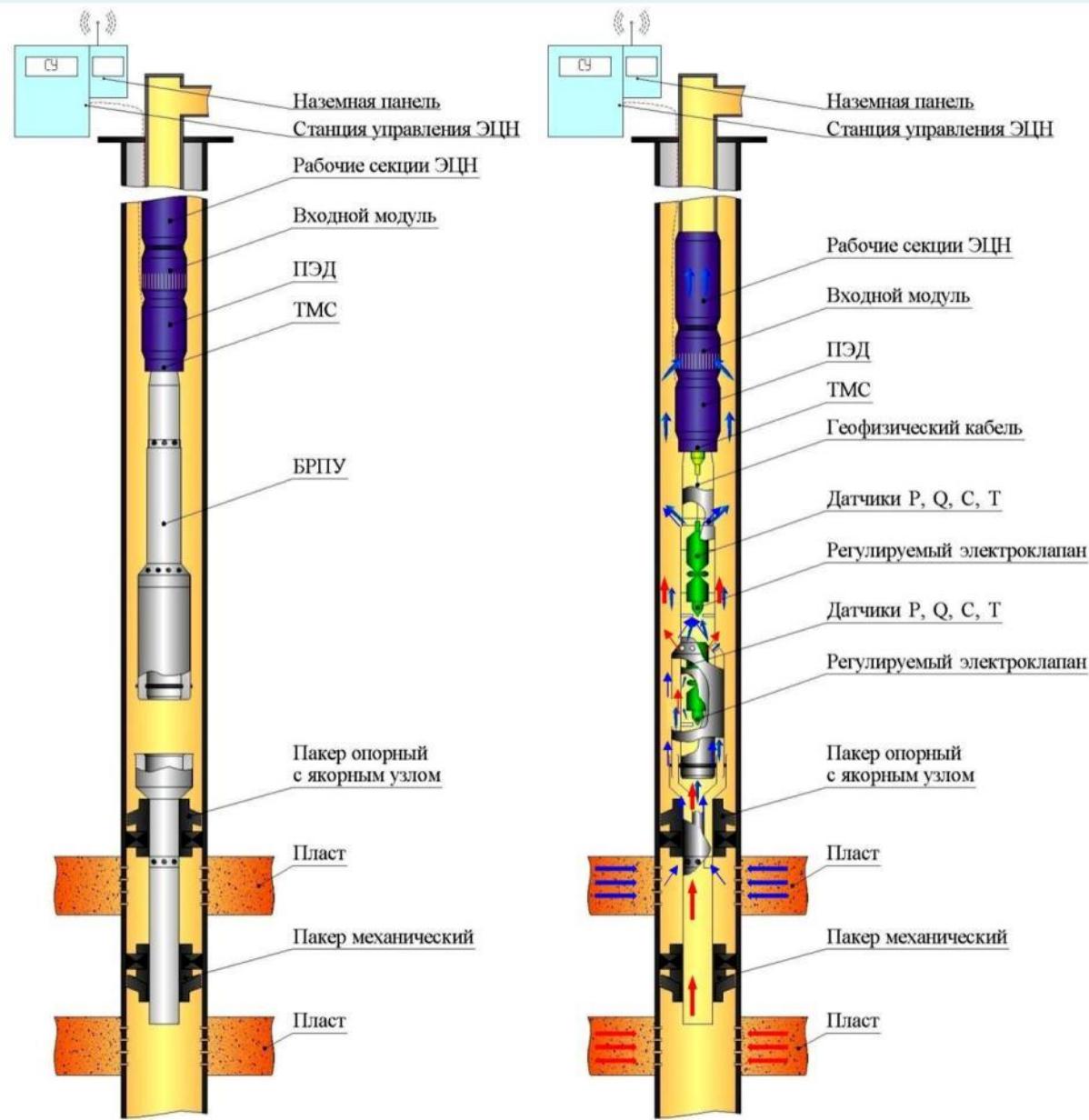


* п.6.1.7. «Одновременно-раздельная эксплуатация нескольких объектов одной скважиной осуществляется только ... при условии сменного оборудования, допускающего раздельный учет добываемой продукции, проведение промысловых исследований».

БРПУ через специальный хвостовик крепится к ТМС расположенного под ПЭД. Внутри хвостовика имеется разъем под геофизический кабель, по которому подается питание на датчики блоков телеметрии и управляющие сигналы на РЭК.

Также по нему в обратном направлении передается информация с БТ и информация о степени открытия РЭК.

Все датчики БТ и РЭК находятся в БРПУ жестко соединенном состоянии с ТМС и УЭЦН, таким образом передача данных в этом случае ведется через штатную систему ТМС и не требует прокладки дополнительных кабелей для получения данных и передачи управляющих сигналов.

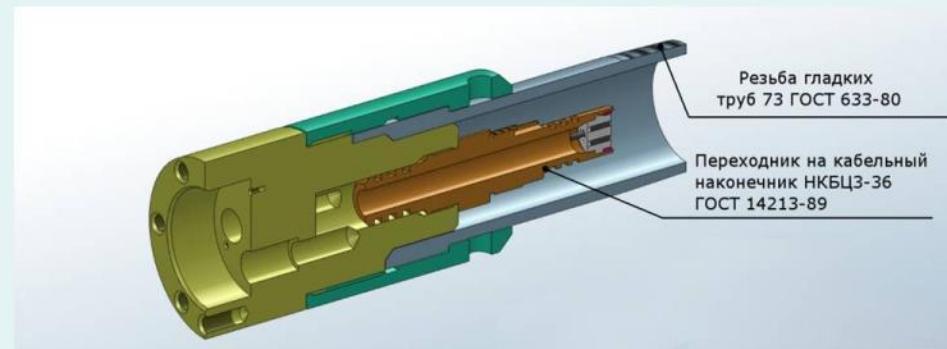


БРПУ через специальный хвостовик крепится к ТМС расположенного под ПЭД. Внутри хвостовика имеется разъем под геофизический кабель, по которому подается питание на датчики блоков телеметрии и управляющие сигналы на РЭК.

Также по нему в обратном направлении передается информация с БТ и информация о степени открытия РЭК.

Все датчики БТ и РЭК находятся в БРПУ жестко соединенном состоянии с ТМС и УЭЦН, таким образом передача данных в этом случае ведется через штатную систему ТМС и не требует прокладки дополнительных кабелей для получения данных и передачи управляющих сигналов.

Хвостовик ТМС



БРПУ



Наименование	Ед. изм.	Значение
диаметр проточной части РЭК	мм	0-12
рабочее давление перепада на РЭК	МПа	30
условный диаметр колонны	мм	140, 146, 168, 178
максимальная температура эксплуатации	°C	105
скважинная среда		нефть конденсат природный и попутный газ пластовая вода

Верхний пакер
с СГУ и
посадочным
устройством



Монтаж БРПУ



БРПУ общий вид



БРПУ и МПТ выхода
флюида с верхнего и
нижнего пластов



Наименование	Ед. изм.	Значение
Диаметр проточной части РЭК	мм	0-12
Рабочее давление перепада на РЭК	Мпа	30
Условный диаметр колонны	мм	140, 146, 168, 178
Максимальная температура эксплуатации	°C	105
Скважинная среда		нефть конденсат природный и попутный газ пластавая вода

ТМС перед монтажом



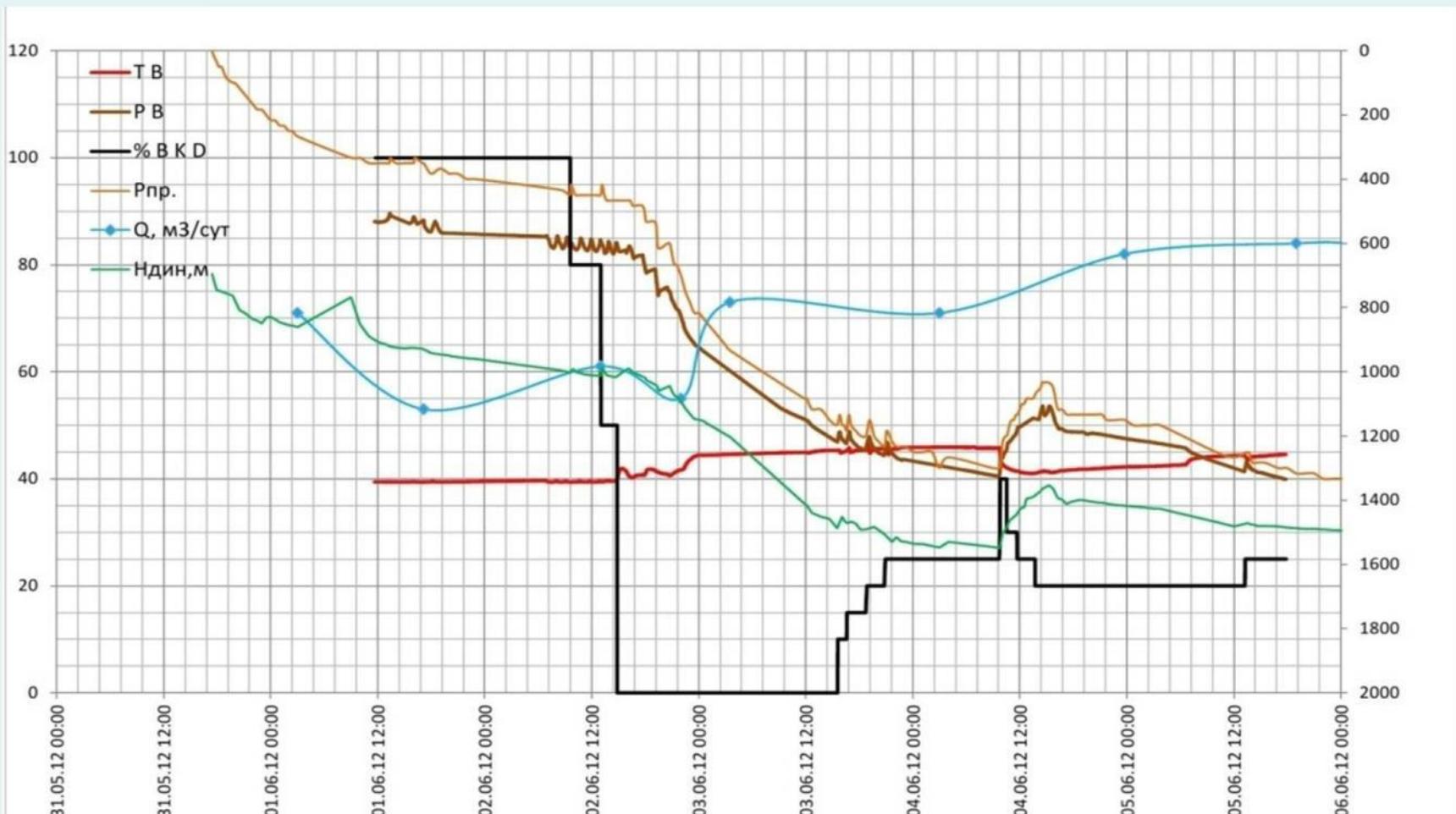
Хвостовик ТМС с переходом на кабель



Смонтированный ТМС



Мониторинг показаний блока датчиков по верхнему пласту в зависимости от
степени раскрытия верхнего клапана при полностью открытом нижнем



Определение герметичности клапанов РЭК

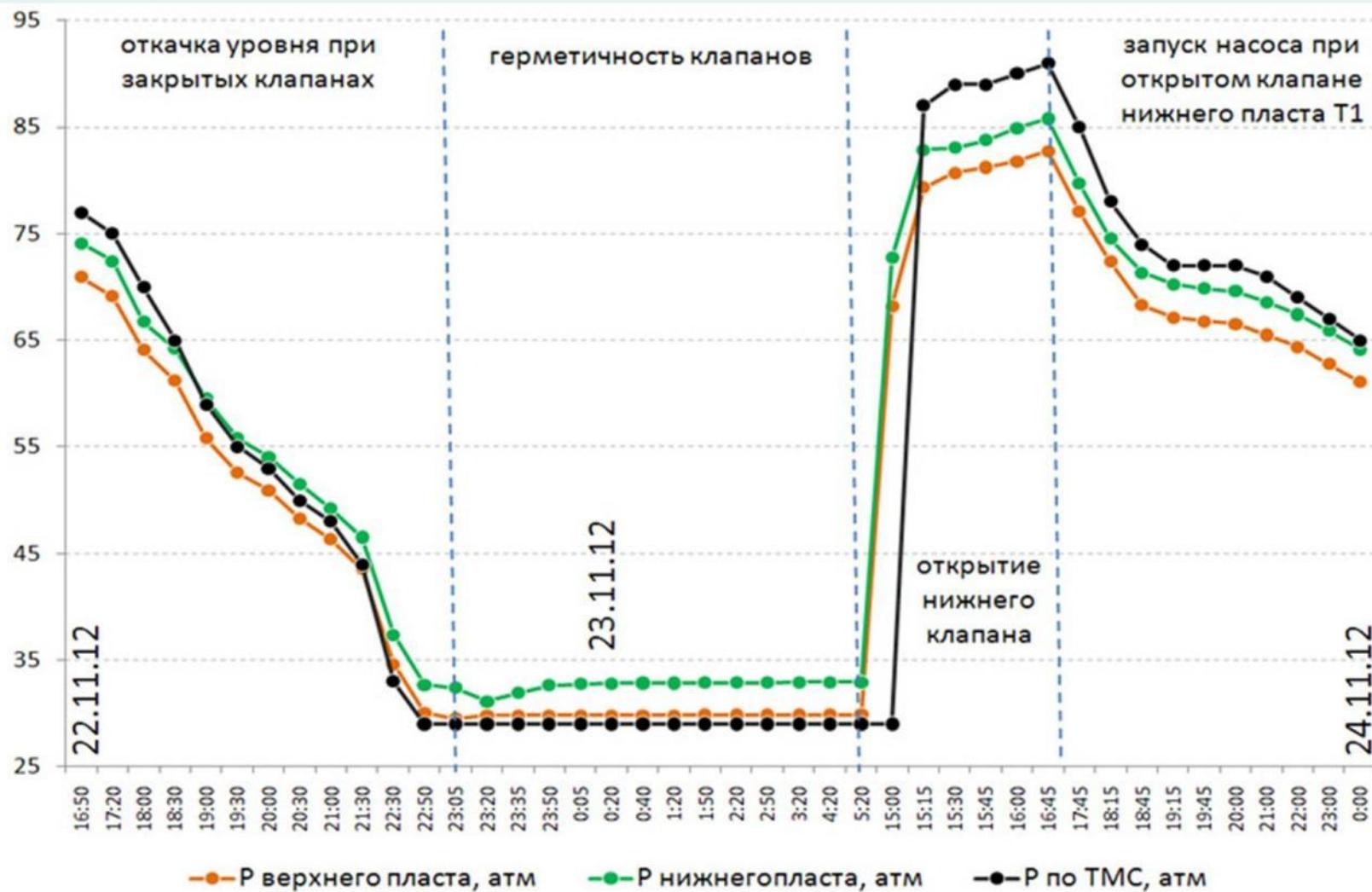


График КВД верхнего пласта по данным пластовых датчиков (пласт А4)

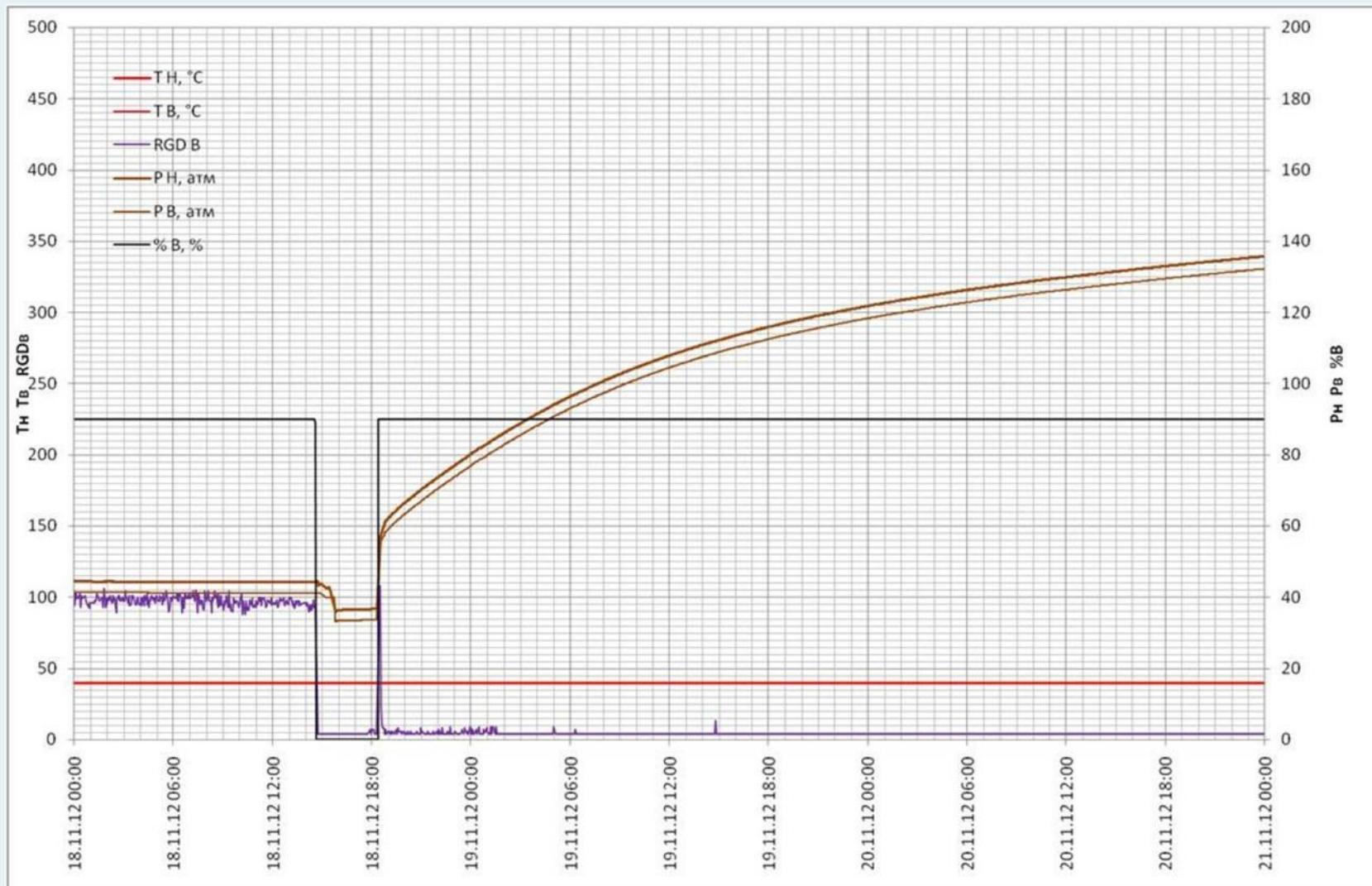
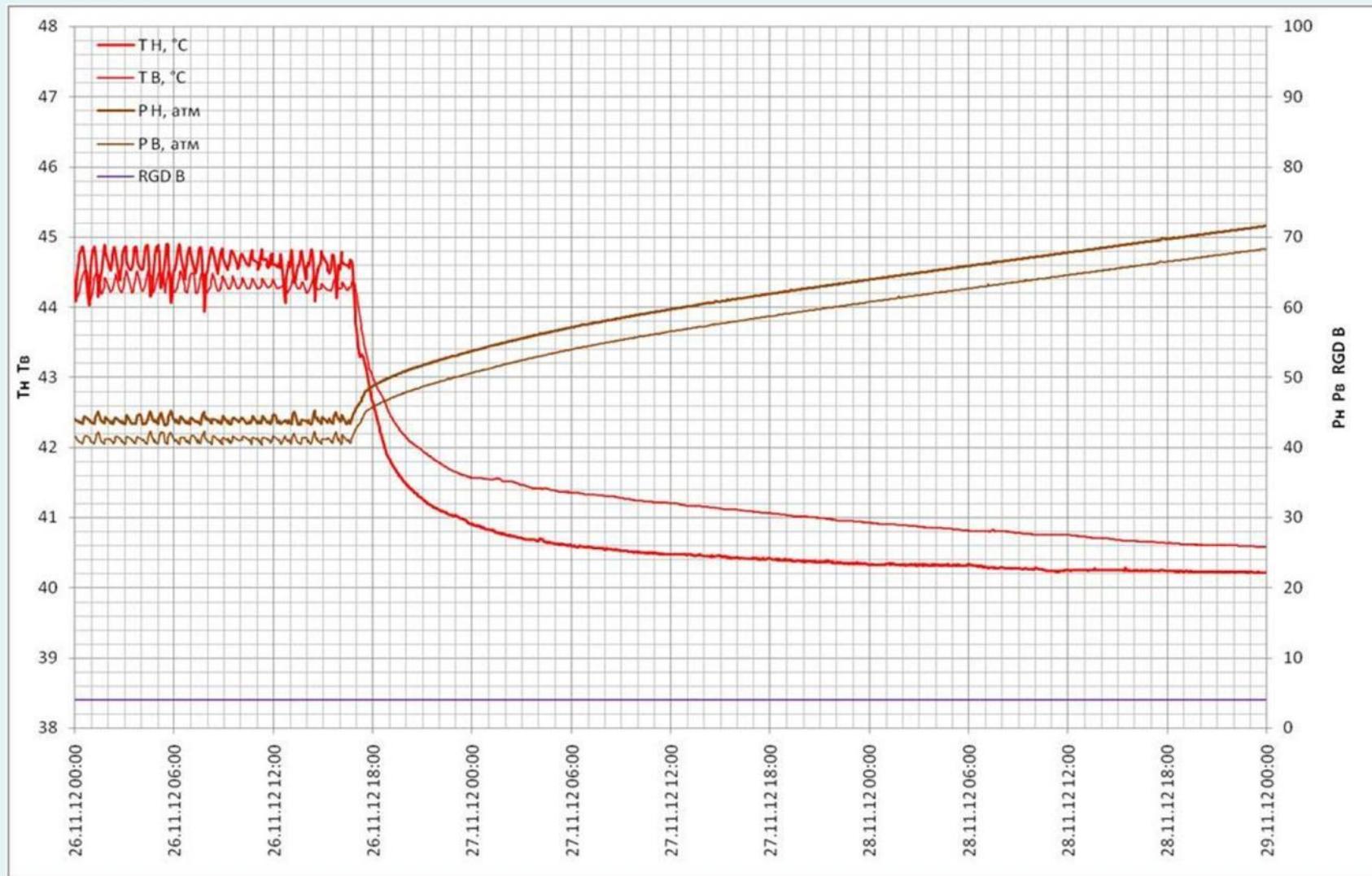


График КВД верхнего пласта по данным пластовых датчиков (пласт Т1)



Акты по результатам опытно-промышленных испытаний компоновки ПИМ-ОРД-2РЭК-2БТ-3Г

Акт №

на спуск двух пакерной компоновки ОРД-РЭК для одновременно-раздельной добычи с возможностью on-line регулирования притока жидкости и замера РQТ по пластам.

на скв. № **_____** Родинского месторождения
Дата монтажа двух пакерной компоновки ОРД-РЭК с УЭЦН «**28**» **Мар** 2012 г.
НГДУ «Сорочинскнефть» *Д. Г. Татаринцева* 31. 05. 12.

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт, о том, что на скважине № **_____**, произведен спуск двух пакерной компоновки ОРД-РЭК с УЭЦН **80/1850**

Параметры скважины

Пласт **A4**, текущий газовый фактор – **22,4** м³/м³, давление насыщения нефти газом **71,6** атм. Температура пласта **37 °C**.

Пласт **T1**, текущий газовый фактор – **51,1** м³/м³, давление насыщения нефти газом **77,7** атм. Температура пласта **49 °C**.

Описание компоновки

Посадка пакеров произведена ПИМ-КВ на гл. **1981,96** м., ПИМ-ОЗ-ЯМ на гл. **1816** м. нагрузка на пакер при посадке составила: **6,2** тн. **1,4** тн. Собств.вес: **15,7** тн.

Глубина спуска УЭЦН составила **1789,38** метров (ни НКТ)

п/п	Наименование
1	Погружное лагерь
2	Подвентиляторный пакер 3 шт
3	АКТ 75 ми
4	Седельный клапан
5	НКТ 75 ми 2 шт
6	Обратный клапан
7	НКТ 75 ми - 5 шт
8	УЭЦН 80/1850
9	Телескопический хомутовый ТМФ
10	Погружной фильтр 2 шт L 1,5 м
11	НКТ 75 ми 1 шт L 10,0 м
12	БРПЧ
13	ПИМ-ОЗ-ЯМ
14	НКТ 75 ми 15 шт L - 155,96 м
15	ПИМ-КВ -
16	НКТ 75 ми 3 шт L 30,58 м
17	Воронка L 0,15 м.

от «ЗАКАЗЧИКА»

Представитель – ЦДНГ № **11** «Сорочинскнефть»
НАЧАЛЬНИК ПО **Д. Г. Татаринцев**



от «ИСПОЛНИТЕЛЯ»

Представитель ТКРС Ер 814 000, УКР № **11** «Геоник»
Засл. инженер **Д. Г. Татаринцев**

Представитель ООО НПФ «Геоник»

Засл. инженер **Д. Г. Татаринцев**

Акт №

сдачи-приемки выполненных работ
по программе опытно-промышленных испытаний
оборудования для одновременно-раздельной добычи
по схеме «Двухпакерная компоновка с регулируемыми клапанами»
на скважинах НГДУ «Сорочинскнефть» ОАО «Оренбургнефть»

«**08**» **08** 2012 г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель Исполнителя – Генеральный директор ООО Научно-производственная фирма «Геоник» О. С. Николаев, и представитель Заказчика – директор НГДУ «Сорочинскнефть» С. Н. Трубавин, составили настоящий акт о том, что период с 31 мая 2012 г. по 31 июля 2012 г. на скважине № **_____** Родинского месторождения НГДУ «Сорочинскнефть» были выполнены работы по программе опытно-промышленных испытаний оборудования для одновременно-раздельной добычи по схеме «Двухпакерная компоновка с регулируемыми клапанами».

Работы выполнены в полном объеме и удовлетворяют заявленным характеристикам, по итогам выполненных работ подготовлен информационный отчет.

От Исполнителя:
Генеральный директор
ООО НПФ «Геоник»

О. С. Николаев



От Заказчика:
Директор НГДУ «Сорочинскнефть»

С. Н. Трубавин





Главни

ИНЖЕНЕРНЫЙ ОТЧЕТ О ПРОВЕДЕНИИ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ КОМПОНОВКИ ДЛЯ ОРД С УПРАВЛЯЕМЫМИ ЭЛЕКТРОКЛАПАНАМИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ НА СКВАЖИНЕ 421 В НГДУ СОРОЧИНСКИЙ МЕСТОРОДЖЕНИЕ

Менеджер проекта: Захарченко А.В.

Куратор проекта в ЦДО: Начальник производственного отдела НГДУ Татаринцев А.А. и Менеджер по новым технологиям в добыче служб подбору скважинного оборудования НГДУ «Сорочинскнефть» Захарченко А.В.

Технический эксперт: Менеджер ОИМ ДСР ЦЭПиТР Медведев П.В.

1. Название технологии.

«Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) с управляемыми электроклапанами в режиме реального времени на скважине № 421, Родинское месторождение»

2. Обзор проекта.

Проект предусматривает проведение опытно-промышленных испытаний управляемыми с поверхности электроклапанами в режиме реального времени скважине № 421 Родинского месторождения в 2012 году и

- 100% обеспечивать селективную изоляцию пластов гидродинамических исследований;
- Дистанционно управлять с поверхности перекрытием пластов при необходимости;
- Вести учет индивидуальной продукции пластов (по фазам: нефть АСМА, при перекрытии одного из пластов);
- Обеспечить селективное и дистанционное штуцерование пластов

2.2. Описание проблемы, на решение которой направлена технология
На сегодня в ТНК-ВР имеются в разработке ряд зрелых многопластовых скважин на каждом объекте экономически не целесообразно, ти малодебитного фонда с объектами разработки требующие довыработки способом затягивания освоение запасов. Зачастую применяемая технология одной скважиной не соответствует либо требованиям проектных документов постановления Ростехнадзора о разделном учете продукции. Для решения ОРЭ, которая позволит:

- Улучшить экономическую эффективность инвестиций с помощью счет эксплуатации нескольких объектов разработки одной скважиной;
- Обеспечить выработку по пластам с соблюдением оптимальных схем разработки;
- Минимизировать технологическое влияние на окружающую среду;
- Вести разделенный учет добываемой продукции по пластам;
- Обеспечить проведение минимального комплекса гидродинамических исследований.

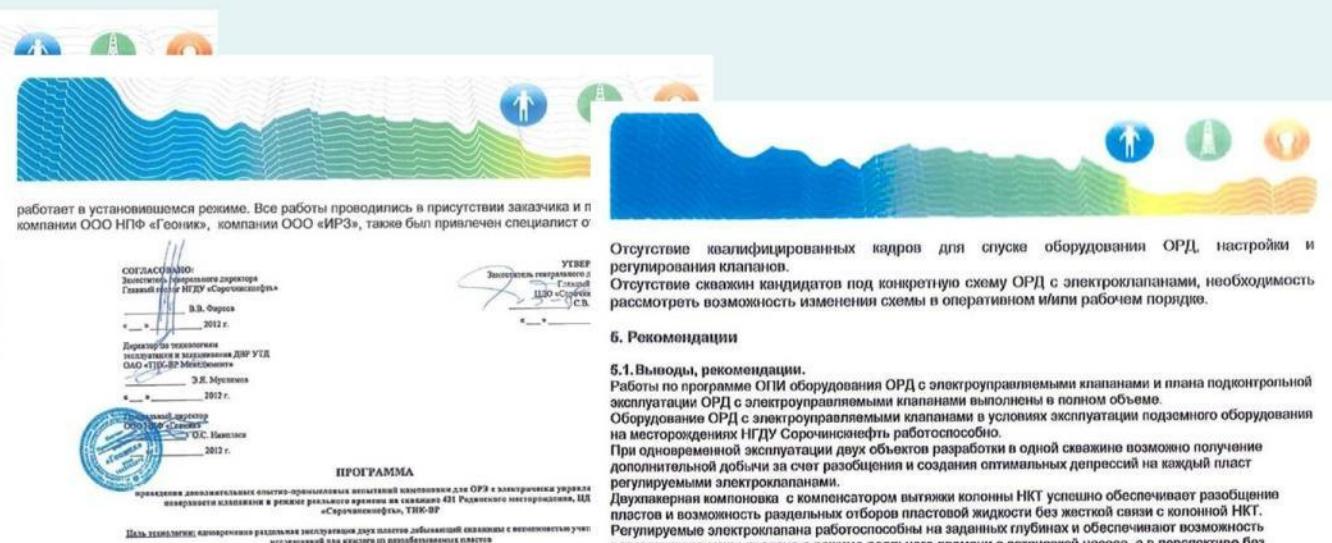


Рис.6 Программа ОПИ ОРД с электроклапанами

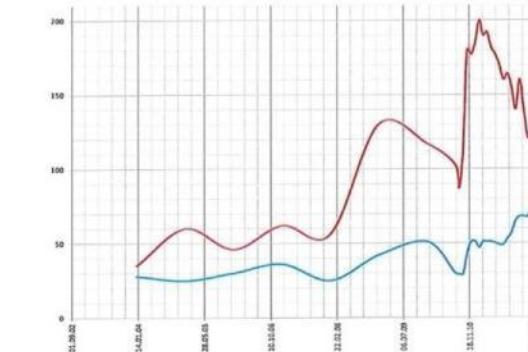


Рис.7 Данные по скважине до монтажа компоновки ОРД с электроклапанами

Согласно п.4 дополнительной программы работы была произведена остановка УЭЦН закрытие электроклапанов обоих пластов на 100%. При закрытых электроклапанах пласт 100% произведен откачка уровня с запуском УЭЦН для последующей остановки с герметичности электроклапанов. Зафиксировано время перекрытия запуска насоса, ос

Отсутствие квалифицированных кадров для спуска оборудования ОРД, настройки и регулирования клапанов.

Отсутствие скважин кандидатов под конкретную схему ОРД с электроклапанами, необходимость рассмотреть возможность изменения схемы в оперативном и/или рабочем порядке.

6. Рекомендации

6.1. Выводы, рекомендации.

Работы по программе ОПИ оборудования ОРД с электроуправляемыми клапанами и плана подконтрольной эксплуатации ОРД с электроуправляемыми клапанами выполнены в полном объеме. Оборудование ОРД с электроуправляемыми клапанами в условиях эксплуатации подземного оборудования на месторождениях НГДУ Сорочинскнефть работоспособно. При одновременной эксплуатации двух объектов разработки в одной скважине возможно получение дополнительной добчи за счет разобщения и создания оптимальных депрессий на каждый пласт регулируемыми электроклапанами.

Двухпакерная компоновка с компонентом вытеснения колонны НКТ успешно обеспечивает разобщение пластов и возможность разделенных отборов пластовой жидкости без жесткой связи с колонной НКТ. Регулируемые электроклапаны работоспособны на заданных глубинах и обеспечивают возможность перекрытия сечения клапана в режиме реального времени с остановкой насоса, а в перспективе без остановки насоса.

Схема оборудования ОРД с электроуправляемыми клапанами в текущей комплектации показала возможность надежного перекрытия объектов разработки при одновременной эксплуатации двух пластов в одной скважине, таким образом, решение о его использовании принимается положительным. Однако следует учесть, что в данной компоновке необходимо улучшить точность и стабильность показаний погружных датчиков и обеспечить устойчивую связь между погружным модулем и СУ на поверхности. Для этого необходимо перед использованием компоновок на активах ТНК-ВР согласовать схему в ЦЭПиТР. Также необходимо провести модернизацию/доработку погружных датчиков и программного обеспечения согласно технического задания. Рекомендуется завершить ОПИ как успешный с выходом на тираж. Разработчиком и производителем оборудования должна быть выполнена доработка схемы ОРД с электроклапанами с существенным снижением стоимости оборудования.

6.2. Возможности тиражирования/продолжение пилота, масштабы тиражирования.

Рекомендуется выйти на тиражирование доработанной компоновки ОРД-РК в 2013 или 2014 году. До этого необходимо:

1. Доработать схему и ПО ОРД-РК по ТЗ от ЦДО и ЦЭПиТР;
2. Согласовать схему с руководителем направления ОРЭ в ЦДО и ЦЭПиТР ТНК-ВР.

Подпись:

Руководитель проекта Татаринцев А.А.

Менеджер по новым технологиям в добыче
службы по учету и подбору скважинного оборудования
НГДУ «Сорочинскнефть» Захарченко А.В.

Начальник службы надежности и учета
скважинного оборудования ОАО «Оренбургнефть» Хариновский Ю.Н.

Эксперт УДД Медведев П.В.

ДОСТОИНСТВА ТЕХНОЛОГИИ:

1. Возможность создания различной депрессии на каждый объект разработки.
2. Не требуется прокладки капилляров и дополнительных кабелей от устья скважины до клапана с целью его управления передачи данных с глубинных датчиков и управляющих команд на клапана. Передача производится в цифровом формате по силовому кабелю.
3. Открытие/закрытие клапанов регулируется дискретно в интервале от полного закрытия до 12мм, имеется возможность увеличить максимальную степень раскрытия до 20мм. При этом в любой момент мы точно знаем степень раскрытия клапана, что очень важно для подобных компоновок.
4. При демонтаже УЭЦН извлекается также оба блока телеметрии и оба клапана, без извлечения пакерной системы разделяющей пластины, что дает возможность их ремонта без проблем которые могут возникнуть при демонтаже пакеров.
5. Работоспособность компоновки ПИМ-ОРД-РЭК с регулируемыми электроклапанами и блоком телеметрии на каждый пласт.
6. Технология позволяет проводить независимые ГДИ по каждому из двух пластов в виде записи КВД при отключении УЭЦН и перекрытии другого пласта.
7. Позволяет получать в режиме реального времени в виде индикаторной информации РQT по каждому пласту.

ДОСТОИНСТВА ТЕХНОЛОГИИ (продолжение):

8. Позволяет дистанционно управлять электроклапанами с поверхности или удаленно по существующей системе АСУ ТП, для селективного регулирования притока флюида из пластов в режиме реального времени.
9. Технология позволяет проводить раздельные инструментальные устьевые замеры дебита и обводненности каждого пласта необходимые для контроля за разработкой для подсчета запасов и что самое главное такие замеры принимаются службой Ростехнадзора в качестве достоверных. Устьевые замеры проводятся при отключении одного из пластов и создании с помощью частотного регулятора тех же условий эксплуатации(Рпр, Рна пласте), что были при совместной эксплуатации.
10. Главное отличие настоящей компоновки от прочих **в наличии процессора на каждый блок** состоящий из датчиков и электроклапана. Наличие процессора **позволяет реализовать в металле концепцию «интеллектуальная скважина»**. В процессор можно заложить программу позволяющую регулировать степень раскрытия клапана в зависимости от показаний датчиков, иными словами поддерживать оптимальный режим эксплуатации. Даже при потери связи с поверхностью **система может автоматически поддерживать заданные параметры** обеспечивая оптимальный режим эксплуатации скважины.

НЕДОСТАТКИ ТЕХНОЛОГИИ:

1. Последовательное расположение клапанов и БТ подвод флюида к которым для замера происходит по коаксиальным полостям ведет к температурному выравниванию и низкой информативности пластовых датчиков температуры.
2. Система подачи питания , управляющего сигнала и данных телеметрии с датчиков через ТМС имеет, ограничения по мощности питания и скорости передачи информации, что совершенно не приемлемо при записи КВД - где самая ценная информация содержится именно в начале записи когда давление быстро растет и замеры должны производится несколько раз в секунду.
3. Высокая цена системы передачи питания и телеметрии через ТМС. Что сильно ограничивает возможность применения, делая рентабельным использование дорогостоящих компоновок только на высокодебитных скважинах.
4. В случае выхода из строя ТМС, РЭКи и БТ перестают функционировать.

**ЛУЧШЕЙ
ПРОЕКТНОЙ КОМАНДЕ**

в области заканчивания скважин



**Проект
реализации технологий
одновременно-раздельной
эксплуатации с управляемым
с поверхности отсечением
пластов**

НГДУ «Сорочинскнефть»
ОАО «Варьеганнефтегаз»

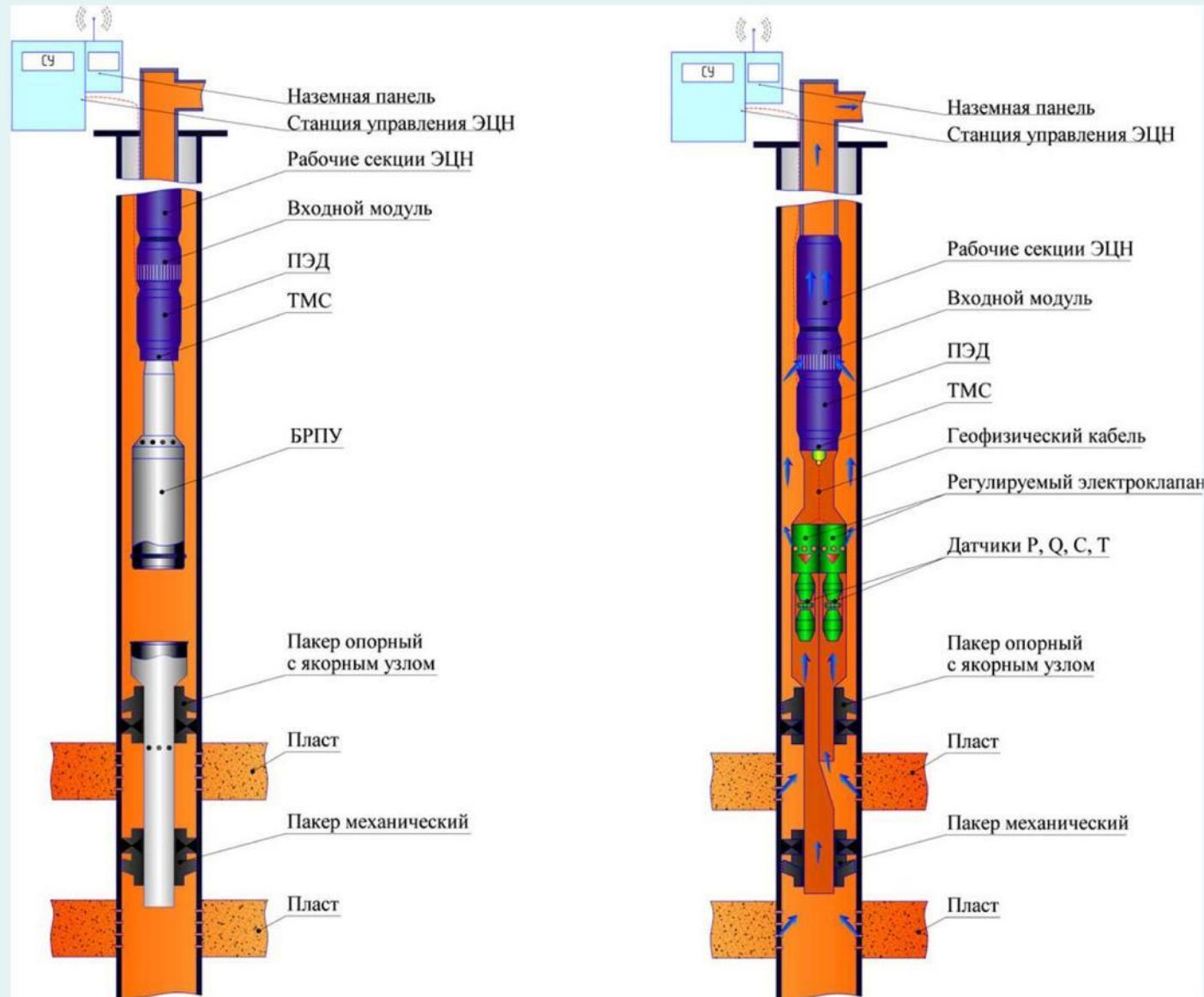
ООО НПФ «Геоник»
ЦЭПИТР ТНК-ВР

2012

С целью устранения выявленных недостатков, была разработана новая компоновка ОРД-2РЭК-2БТ-КГ-3G с параллельным расположением каналов для прохождения флюида в БРПУ и РЭК установленными выше БТ с датчиками.

Параллельное расположение каналов в БРПУ значительно повышает информативность температурных датчиков, уменьшает габариты БРПУ. А установка клапанов РЭК выше БТ с датчиками снимает проблему с записью КВД без остановки ЭЦН.

Для снижения стоимости компоновок и повышения скорости и стабильности прохождения потока данных с датчиков на наземную панель и обратно, а также повышения мощности и надежности энергоснабжения РЭКов и глубинных датчиков, был осуществлен переход на управление компоновкой **по геофизическому кабелю** вместо подключения к ТМС.



**БРПУ с параллельными каналами и раздельными
пластовыми датчиками РВТС**

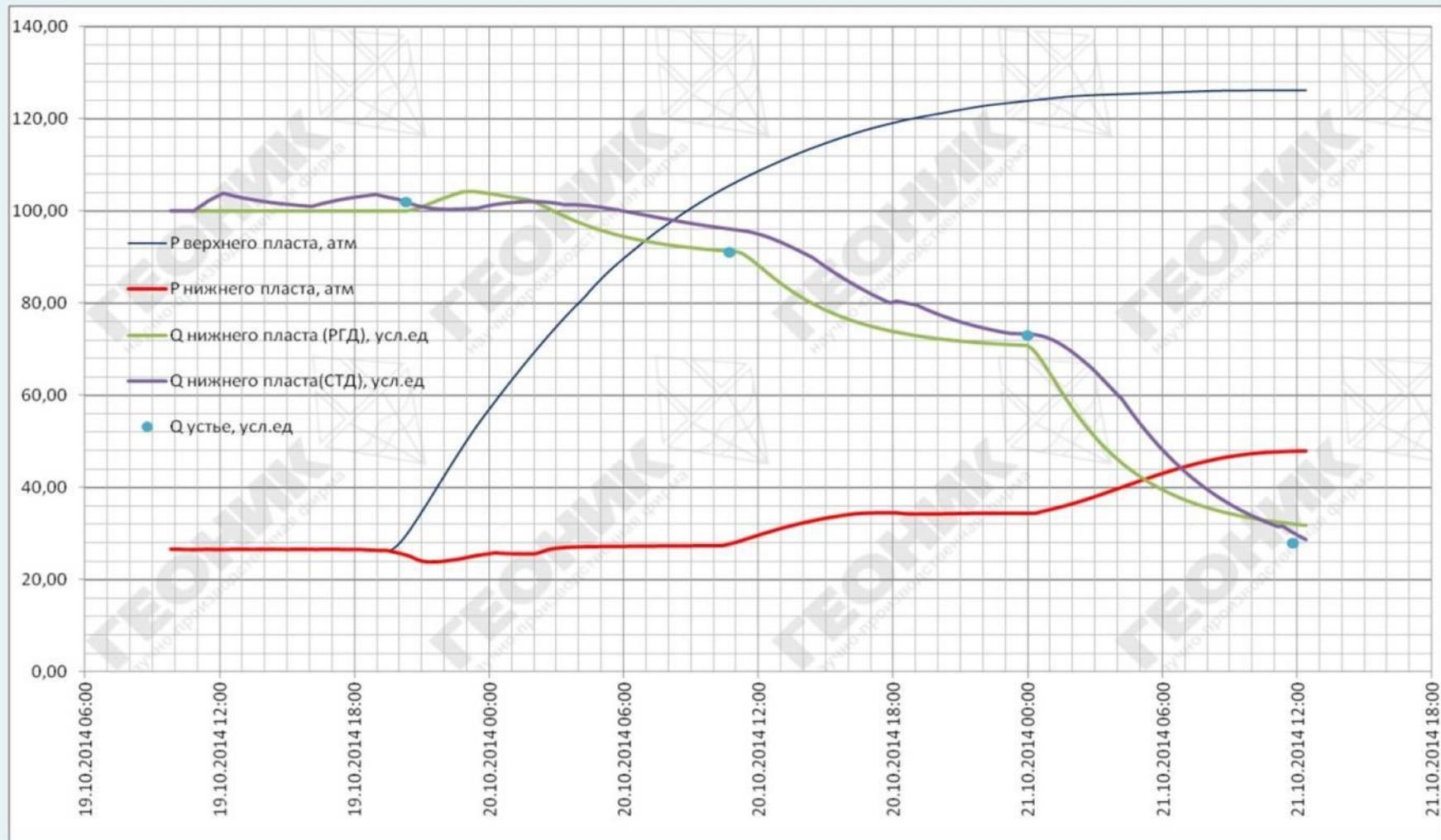


**Блок датчиков суммарного потока РТС с узлом для
подключения геофизического кабеля**



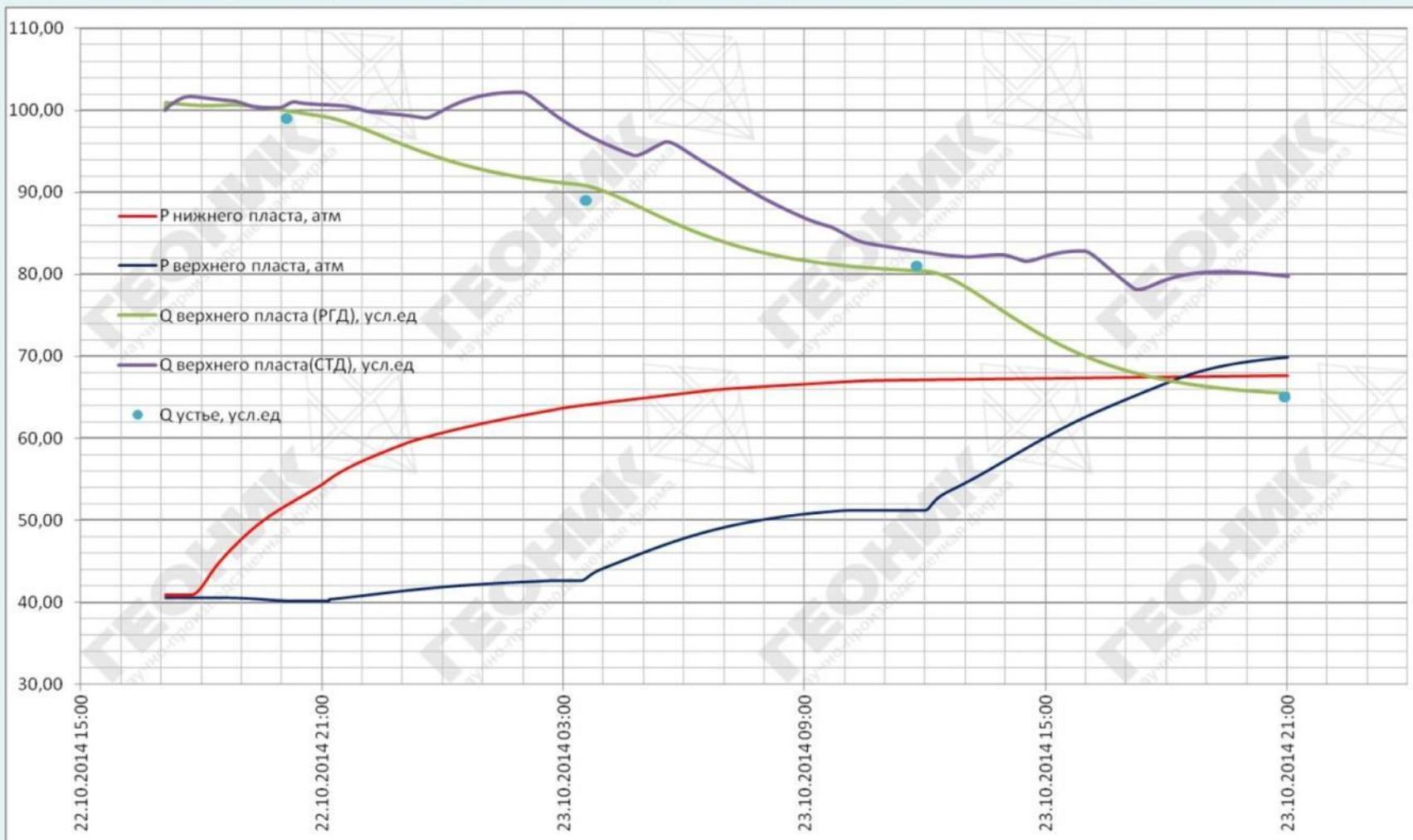
Калибровка нижних датчиков

в корреляции с показаниями устьевой установки МЕРА-М, с одновременным снятием
индикаторной кривой по нижнему пласту на трех режимах и записью КВД по верхнему пласту



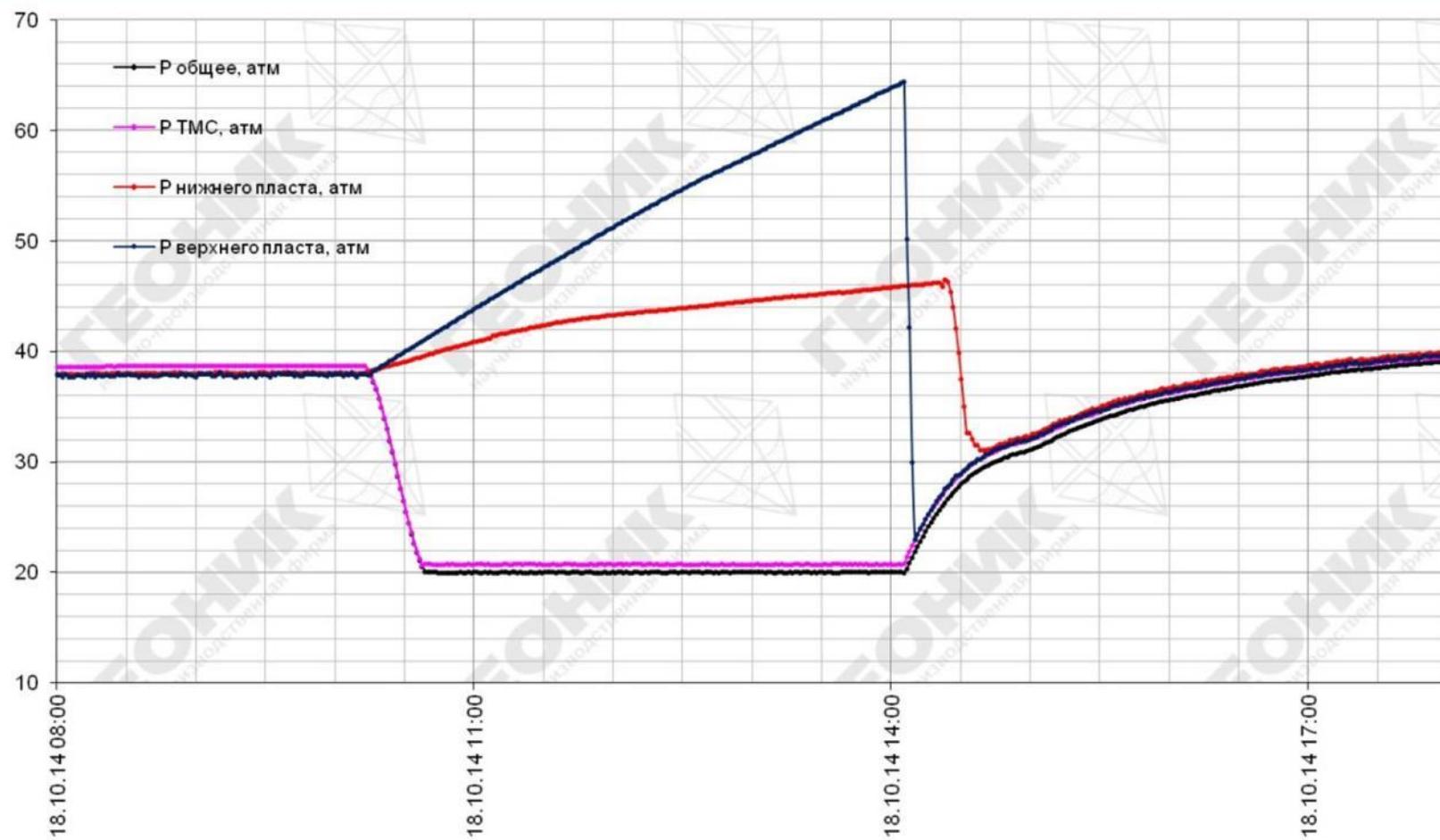
Калибровка верхних датчиков

в корреляции с показаниями устьевой установки МЕРА-М, с одновременным снятием индикаторной кривой по верхнему пласту на трех режимах и записью КВД по нижнему пласту



Проверка герметичности РЭК

после снижения забойного давления и отключения УЭЦН, с
одновременной записью КВД по верхнему и нижнему пластам



Акты по результатам опытно-промышленных испытаний
компоновки ПИМ-ОРД-2РЭК-2БТ-КГ-3Г

AKT-Nº

на спуск двух пакерной компоновки ОРД-2РЭК-2БТ-ГК для одновременно-раздельной добычи с возможностью on-line регулирования притока жидкости и замера РQТ по пластам.



на скв. № **██████** Покровского месторождения

**Дата монтажа двух пакерной компоновки ОРД-2РЭК-2БТ-ГК с
УЭЦН-125/1325 « 23 » июня 2014 года.**

Дата запуска скважины « 27 » июня 2014 года.

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт, о том, что на скважине № [] Покровского м-я произведен спуск двух пакерной компоновки ОРД-2РЭК-2БТ-ГК с УЭЦН

Параметры скважины: И.П.-О2-1352,7-1359,9 м., В3-1656-1664 м.
Пласт О2, текущий газовый фактор $20,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$, давление насыщения нефти газом 46,5 атм., пластовое давление 148 атм., температура 38°C

Пласт **В3**, текущий газовый фактор – $38,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$, давление насыщения нефти газом 58,9 атм., пластовое давление 132 атм., температура 45°C

Описание компоновки

Посадка пакеров произведена ПИМ- на гл. 1539,98м., ПИМ-ОЗ-ВП на гл. верх 1335,8м. нагрузка на пакер ПИМ-КВ - 6,4тн. ПИМ-ОЗ-ВП -8,3тн.
Собств. Вес: на ↑ 15,4 тн. на ↓ 14,7 тн.

Глубина спуска УЭЦН составила 1303,44 метров (нижний НКТ).

П/П	Наименование	
1	Подвесной патрубок 73 мм.	L – 0,30 м.
2	Подгоночные патрубки 73мм – 7 шт.	L – 8 м.
3	НКТ 73мм	139 шт L – 1242,76 м.
4	Сбивной клапан	L – 0,24 м.
5	НКТ 73мм – 1шт.	L – 7,53 м.
6	Обратный клапан	L – 0,20 м.
7	НКТ 73 мм – 5шт.	L – 44,41 м.
8	УЭЦН – 125/	L – 19,12 м.
9	Телескопическое соединение хвостовик ТМС	L – 0,3 м.
10	НКТ 73мм – 1 шт.	L – 8,24 м.
11	Патрубок 73мм – 1 шт.	L – 1,4м.
12	БРПУ с ответвительной частью для СГУ.	L – 3,30 м.
13	ПИМ-03-ВП-122 с СГУ	L – 2,83 м.
14	НКТ 73 мм	L – 201,35м.
15	ПИМ-122-35	L – 1,36 м.
16	НКТ 73 мм – 2шт.	L – 16,82 м.
17	Воронка представлена мультифит 73мм (0,15м), на гл. 1558,31 м.	

От Заказчика:

ЦДНГ № 6 Гаки-Текиногов Чучумов

Представитель ТКРС ООО „УРК-Самара“ БРН 42
св. опровергнута Луц Ломакин с. 21
Представитель ООО НПФ «Геоник» г. Челябинск
д. геодезии и картографии Дубровина И.В.

AKT N

На спуск компоновки ПИМ-ОРД-2РЭК-Н-БТ-ГК-3G для одновременно-раздельной добычи с возможностью оп-лайн регулирования притока жидкости и замера РОТ по пластам. На скважине № 2 Гашенесово месторождения ЗАО Феникс нефтегазодоб дата монтажа компоновки ОРД-2РЭК-БТ-ГК с УЭЦН-145/1150 «12 Октябрь» 2015 года. Дата запуска скважины «15 Октябрь» 2015 года.

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт, о том, что на

Параметры скважины: ИП Т 1415-1420/131-1503-1514, ЗА 1
скважине №9 Пим-орд. 2БРК-Н-2БТ-КГ-36-
компоновки УЗИН 451/150

Пласт T₁, текущий газовый фактор – 79, давление насыщения

нефти газом ____ атм., пластовое давление **69** атм температура ____ °С.
Пласт **31**, текущий газовый фактор **м³/т.** давление насыщенииз

нефти газом ____ атм., пластовое давление ____ , температура ____ °
Описание компоновки 190 1222

Установка пакера НИМ-120 на гл. 1459,53 СГУ на гл. 1399,14
ПЧМ-03-120 на гл. 1400,34 Нагрузка на пакер составила 14,5 т

Вес по ГВБ № 175 тн. на 19,5 тн.
Однако изначально НКТ от СГУ им. Р. Туруханова

Глубина спуска УЭЦН **45/1150** составила **1362,02** метров (ниж НГТ)

Наг шакером дополнительно установлен БРПЧ № 185.

	Наименование	
1	Бобесков патрубок	- 0,40 м
2	вилонка НЕТ (135шт)	- 1361,38 м
3	СК 73	- 0,16 м
4	ОС 73	- 0,15 м
5	УЭДЧ 45/1150	- 2,64 м
6	Телескопическое соедин.	- 0,26
7	НЕТ - 1 шт	- 10,74 м
8	БРЛУ	- 9,53 м
9	Воронка СРУ	- 1,20 м (73)
10	ШИМ-03 - 120 + 1747	- 1,30 м
11	НЕТ 5 шт	- 49,89 м
12	ШИМ - 120 + 1746	- 1,37 м
13	НЕТ - 1 шт	- 10,38 м
14	Воронка	- 0,13 м
15		
16		
17		

Представитель – ЦДНГ № Масир ЧДНГ: Э.

Представитель ТКРС

Представитель ООО НПФ «Геоник» Руководитель Г. Е. Чуркин К. В.
инженер-техник Михаилов АВ
техник Михаилов Р. А.

ВЫВОДЫ

1. По снятым при калибровке индикаторным кривым и КВД были получены пластовые характеристики позволяющие прогнать режимы совместной эксплуатации пластов скважины на математической модели. В результате чего был рассчитан оптимальный режим для каждого из пластов который был установлен с помощью дистанционного открытия РЭК на величину обеспечивающую расчетную депрессию на каждый из пластов.

2. Установка и поддержание максимально эффективного режима эксплуатации по данным геологического департамента ОАО «Самаранефтегаз» позволило дополнительно добить за период 27.06.14г – 02.04.15г (268 суток) **4 091тн** нефти, **средний прирост за период составил 15,3тн в сутки**, что равносильно вводу в эксплуатацию дополнительной средне-тоннажной скважины для этого региона.

3. В течении эксплуатации компоновки был выявлен плавающий дефект в управлении одного из клапанов, не влияющий на работоспособность компоновки в целом. Анализ дефекта и соответствующие мероприятия по его устранению будут проведены после демонтажа установки.

4. После продолжительного периода разработки и доводки была получена компоновка, не только **снимающая лицензионные риски за бесконтрольную эксплуатацию двух и более объектов**, но и способная за счет On-Line контроля за параметрами разработки пласта и самое главное обратной связи с пластом, посредством Регулируемого Электро Клапана (РЭК) устанавливать и длительное время поддерживать **наиболее оптимальный режим эксплуатации динамической системы из двух и более пластов**. Что позволяет получать на уже существующих эксплуатационных скважинах значительные приrostы в добыче нефти.

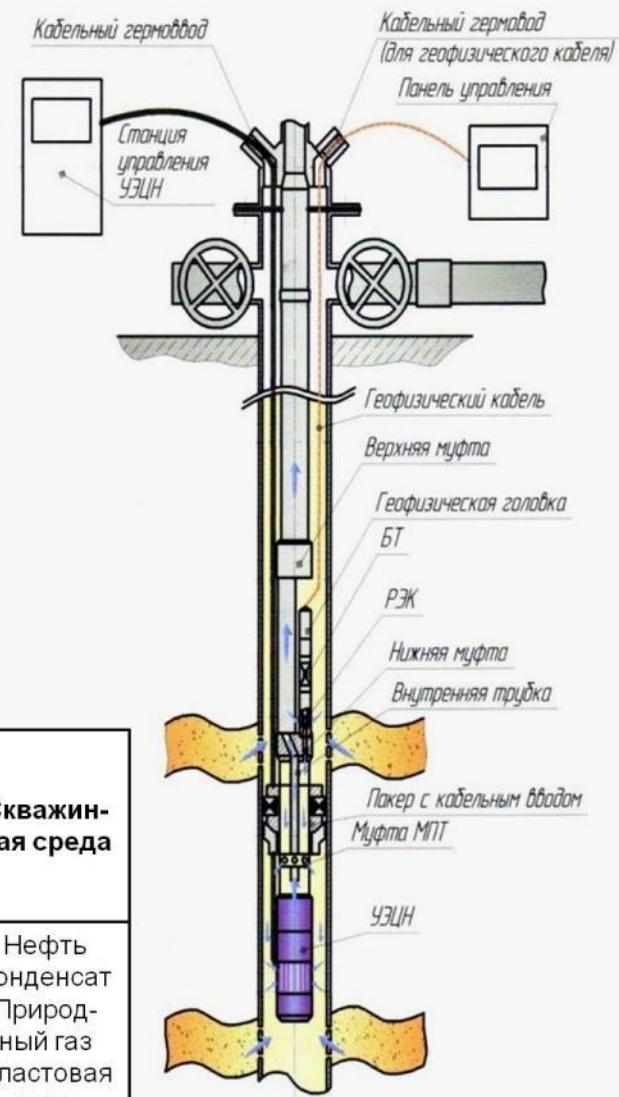
Компоновка предназначена для одновременно-раздельной эксплуатации пластов с целью разобщения зон перфорации при одновременно-раздельной добыче из двух пластов с установкой пакера между пластами

ПРЕИМУЩЕСТВА:

- возможность учета по пластам добываемого пластового флюида в режиме онлайн;
- простота и легкость монтажа оборудования;
- возможность создания различной депрессии на каждый объект разработки;
- регулирование степени открытия/ закрытия электроклапана со станции управления на устье скважины;
- не требует больших капитальных вложений;
- компоновка оснащена 3G модемом .

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Шифр	Ø нар. э/к, мм	Толщи- на стенок э/к, мм	Ø внутр. РК, мм	Ø proto- чной части РК, мм	Рабочее давление перепада на клапан ре- гулируемый, МПа	Максими- льная температу- ра эксплуата- ции, °C	Скважин- ная среда
ПИМ-ОРД-1РЭК- 1БТ-В-КГ-3G-120	146	6,5-10	32	0-12	30	105	Нефть Конденсат Природ- ный газ Пластовая вода
ПИМВ-ОРД-1РЭК- 1БТ-В-КГ-3G-140	168	8-11	32	0-12	30	105	
	178	13-15					



Акты по результатам опытно-промышленных испытаний компоновки ПИМ-ОРД-1РЭК-В-1БТ-КГ-3G

АКТ №

На спуск компоновки ПИМ-ОРД-1РЭК-В-1БТ-КГ-3G-120 для одновременно-раздельной добычи, с возможностью on-line регулирования притока жидкости и замера РQТ по пластам. На скважине № **■** Бобровского месторождения ПАО «Оренбургнефть»
Дата монтажа компоновки с УЭЦН-50/2200 « 25 » Октября 2015 года.
Дата запуска скважины « 29 » с Октября 2015 года.

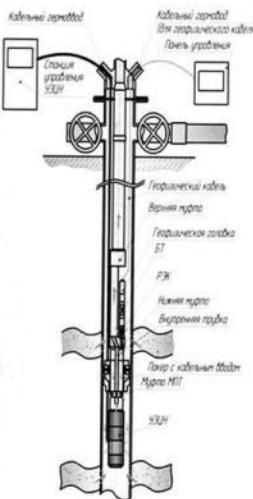
Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт, о том, что на скважине № **■** Бобровского месторождения произведен спуск компоновки ПИМ-ОРД-1РЭК-В-1БТ-КГ-3G-120 с УЭЦН.

Параметры скважины: ИЛ- А4-2100-2110 м., О2 - 2462-2466 м.
Пласт **A4**, текущий газовый фактор - 30,1 м³/т, давление насыщения нефти газом 56,4 атм., пластовое давление 217атм., температура 45 °C
Пласт **O2**, текущий газовый фактор - 28,8 м³/т, давление насыщения нефти газом 41,9 атм., пластовое давление 123 атм., температура 58 °C

Описание компоновки

Установка пакера ПИМ-КВ-120 на гл. **8121,26**, СГУ на гл. **_____**
Нагрузка на пакер составила **6,1T**
Вес по ИВЭ № **58/681** : на **↓ 265** тн. на **↑ 26,9** тн.
Отстыковка колонны НКТ от СГУ при Р - **_____** атм.
Глубина спуска УЭЦН **50/2200** составила **23 404** метров (ниж НКТ)
Над пакером дополнительно установлен **БРПЧ + 009**.

п/п	Наименование	
1	Подвесной патрубок	1 - 0,90 м
2	НКТ 235шт	1 - 0,93 м
3	Регулярический патрубок	1 - 0,05 м
4	НЕТ - 2 шт	1 - 15,81 м
5	КС 73 шт	1 - 0,00 м
6	НЕТ - 1 шт	1 - 0,20 м
7	БРПЧ + 009	1 - 0,10 м
8	Межплаточный патрубок	1 - 0,60 м
9	ЭЦН-КВ-120/50 + 1423	1 - 1,50 м
10	ОКПТ	1 - 0,10 м
11	Гидравлическое соединение	1 - 0,35 м
12	НЕТ - 2 шт	1 - 0,30,85
13	КД 73	1 - 0,20
14	НКТ - 2 шт	1 - 16,44
15	ЭЦН 50/2200	
16		
17		



АКТ №

На спуск компоновки ПИМ-ОРД-1РЭК-В-1БТ-КГ-3G-120 для одновременно-раздельной добычи, с возможностью on-line регулирования притока жидкости и замера РQТ по пластам. На скважине № **■** Родниковского месторождения ПАО «Оренбургнефть»
Дата монтажа компоновки с УЭЦН-100/2369 « 03 » сентября 2015 года.
Дата запуска скважины « 04 » сентября 2015 года.

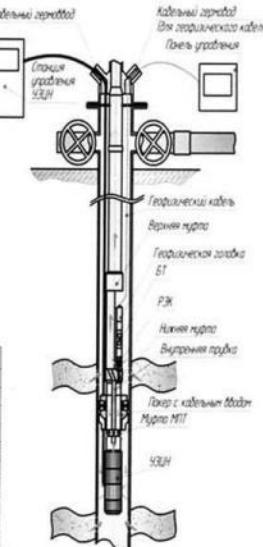
Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт, о том, что на скважине № **■** Родниковского месторождения произведен спуск компоновки ПИМ-ОРД-1РЭК-В-1БТ-КГ-3G-120 с УЭЦН.

Параметры скважины: ИЛ- А4-1836-1840 м., Т1- 2441-2478 м.
Пласт **A4**, текущий газовый фактор - 34,1 м³/т, давление насыщения нефти газом 66,4 атм., пластовое давление 217атм., температура 45 °C
Пласт **T1**, текущий газовый фактор - 26,8 м³/т, давление насыщения нефти газом 43,9 атм., пластовое давление 120 атм., температура 60 °C

Описание компоновки

Установка пакера ПИМ 1839,4744п. 9474-120СГУ на гл.
Нагрузка на пакер составила **4T**, своя **121,5** б.т.
Вес по ИВЭ № **3853** : на **↓ 24,5** тн. на **↑ 207** тн.
Отстыковка колонны НКТ от СГУ при Р - **_____** атм.
Глубина спуска УЭЦН **100/2369** составила **23 65,78** метров (ниж НКТ)
Над пакером дополнительно установлен **БРПЧ + 004**

п/п	Наименование	
1	Подвесной патрубок	0,34
2	Подвесорядка №73 и 89 шт	0,534
3	НКТ №73 шт	2,014
4	Подвесорядка №73 и 89 шт	0,514
5	Фруда ф НКТ	18,66, 53,4
6	Регулярический патрубок №73 шт	3,024
7	Фронт - 2 шт	13,874
8	БРПЧ (РЭК-В-РГ-ПУ-ГРР) + 004	2,10 м
9	Межплаточный патрубок №73 шт	0,504
10	Также ПИМ-В-120 + 1425	1,604
11	МЛТ	0,154
12	Гидравлическое соединение	0,304
13	Ф №73 шт	0,12, 0,20, 4,73, 944
14	ЭЦНФ 4 5A - 100 + 2369 (без выхух.)	23 65,78 м
15		1 - 24,74 м
16		
17		



От Заказчика:

ШДНГ № 1 Маслов ОД

Представитель ООО "Геоник" **Маслов ОД** подпись

MB3: 040326010

Затратный код:

Подпись ответственного лица

Представитель ООО НПФ «Геоник» **техникол саняев мансур Аб**

Маслов ОД Рязань ХН.

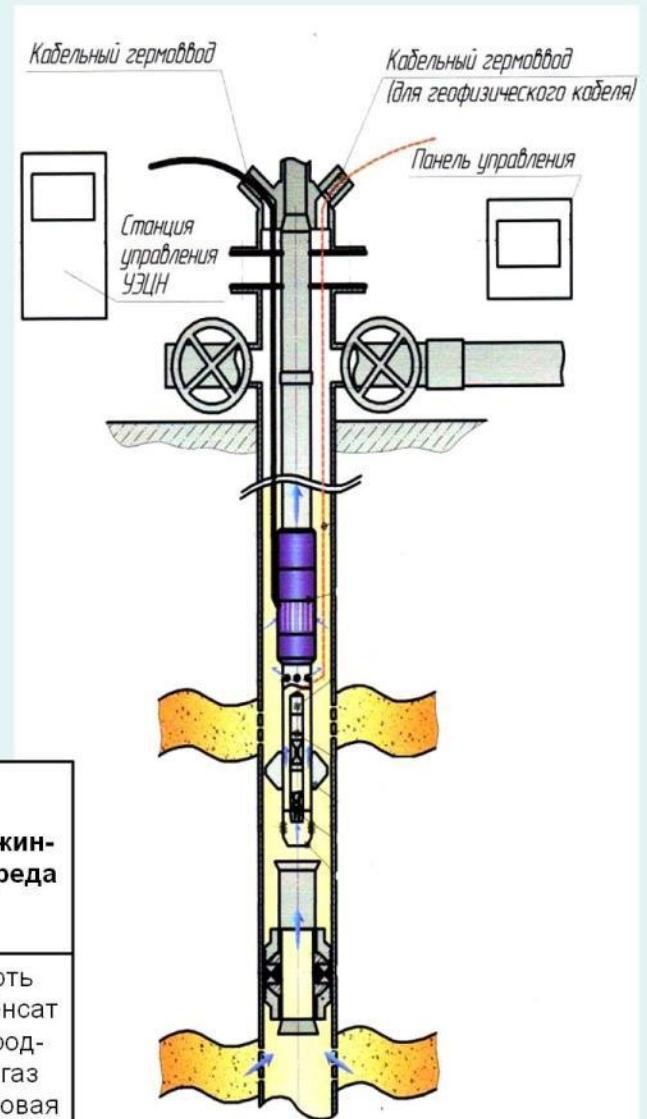
Компоновка предназначена для одновременно-раздельной эксплуатации пластов с целью разобщения зон перфорации при одновременно-раздельной добыче из двух пластов с установкой пакера между пластами

ПРЕИМУЩЕСТВА:

- возможность учета по пластам добываемого пластового флюида в режиме онлайн;
- простота и легкость монтажа оборудования;
- возможность создания различной депрессии на каждый объект разработки;
- регулирование степени открытия/ закрытия электроклапана со станции управления на устье скважины;
- не требует больших капитальных вложений;
- компоновка оснащена 3G модемом.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Шифр	Ø нар. э/к, мм	Толщи-на стенок э/к, мм	Ø внутр. РК, мм	Ø проточ-ной части РК, мм	Рабочее давление перепада на клапан регулиру-емый, МПа	Максима-льная тем-пература эксплуа-тации, °C	Скважин-ная среда	
ПИМ-ОРД-1РЭК-Н-1БТ-КГ-3G-120	146	6,5-10	32	0-12	30	120	Нефть Конденсат Природ-ный газ Пластовая вода	
ПИМВ-ОРД-1РЭК-Н-1БТ-КГ-3G-140	168	8-11	32	0-12	30	120		
	178	13-15						



Компоновка предназначена для внутристкважинного перетока на месторождениях с ограниченной инфраструктурой с целью организации системы ППД и создания требуемой депрессии на пласт.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

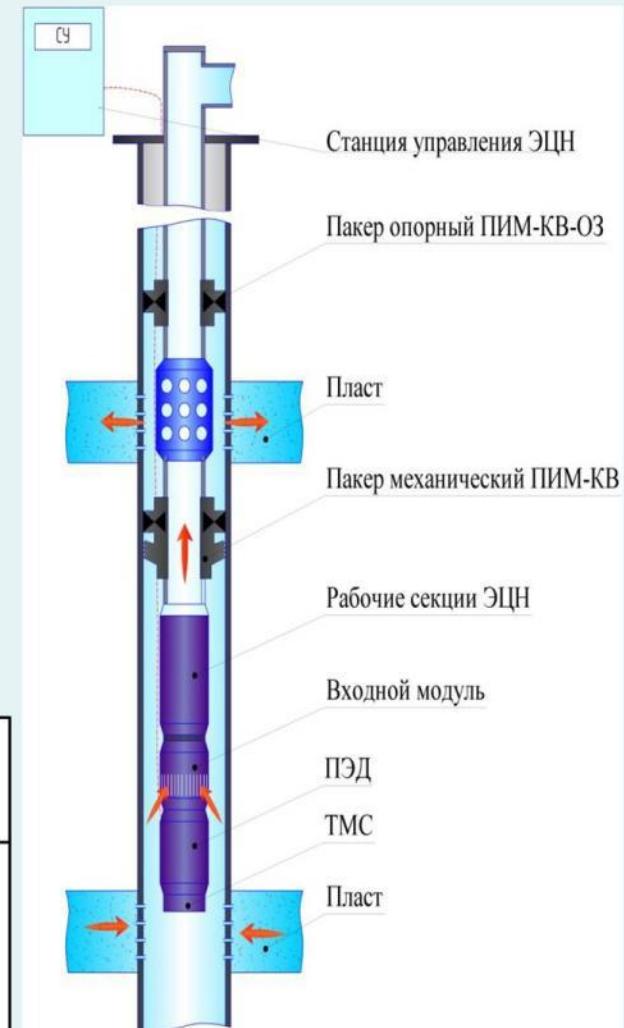
- отдаленные и краевые скважины с недостаточным давлением закачки на устье;
- скважины с низкопроницаемыми пластами на месторождениях с техническими ограничениями системы ППД;
- месторождения с дефицитом подтоварной воды для поддержания системы ППД;
- месторождения с развивающейся системой ППД.

ПРЕИМУЩЕСТВА:

- не требует больших капитальных вложений;
- возможность учета закачиваемого агента по пластам в режиме онлайн;
- изменение режимов закачки по команде оператора или в автоматическом режиме со станции управления на устье скважины.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Шифр	Ø нар. э/к, мм	Толщина стенок э/к, мм	Рабочее давление МПа	Максимальная температура эксплуатации	Скважинная среда	
ПИМ-ОРЗ-ВСП-2-118	140	6-8	30	120	Подтоварная вода	
	146	9-11				
ПИМ-ОРЗ-ВСП-2-120	146	6,5-9	30	120	Пластовая вода	
	168	8-11				
ПИМ-ОРЗ-ВСП-2-140	178	13-15	30	120		
	168	7,3-8				
ПИМ-ОРЗ-ВСП-2-145	178	11,5-12,7	30	120		



Компоновка предназначена для внутрискважинного перетока на месторождениях с ограниченной инфраструктурой с целью создания требуемой депрессии на пласт.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

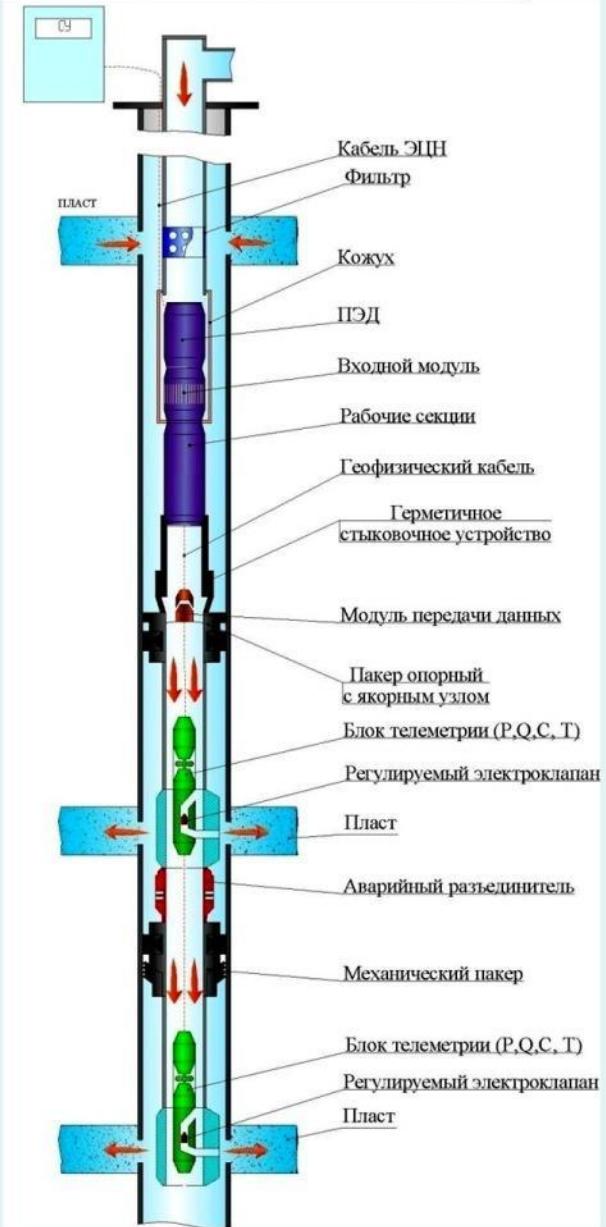
- отдаленные и краевые скважины с недостаточным давлением закачки на устье;
- скважины с низкопроницаемыми пластами на месторождениях с техническими ограничениями системы ППД;
- месторождения с дефицитом подтоварной воды для поддержания системы ППД;
- месторождения с развивающейся системой ППД.

ПРЕИМУЩЕСТВА

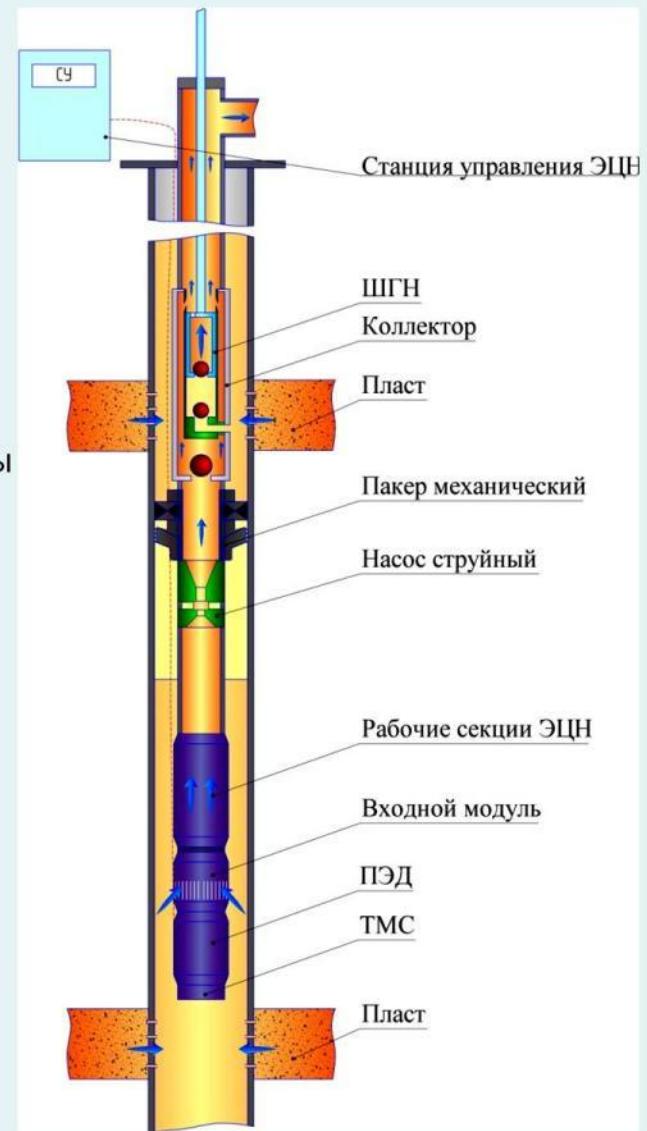
- не требует больших капитальных вложений;
- возможность учета закачиваемого агента по пластам в режиме онлайн;
- изменение режимов закачки по команде оператора или в автоматическом режиме со станции управления на устье скважины.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Шифр	Ø нар. э/к, мм	Толщина стенок э/к, мм	Рабочее давление МПа	Максимальная температура эксплуатации	Скважинная среда	
ПИМ-ОРЗ-2РЭК-2БТ-Г-3G-118	140	6-8	30	105	Подтоварная вода	
	146	9-11				
ПИМ-ОРЗ-2РЭК-2БТ-Г-3G-120	146	6,5-9	30	105	Пластовая вода	
	168	8-11				
ПИМ-ОРЗ-2РЭК-2БТ-Г-3G-140	178	13-15	30	105		
	168	7,3-8				
ПИМ-ОРЗ-2РЭК-2БТ-Г-3G-145	178	11,5-12,7	30	105		



- разработано и согласовано техническое задание;
- разработана конструкторская документация с учетом требований утвержденного технического задания;
- согласованы технические вопросы с представителями Заказчика;
- проведена корректировка принципиальной технологической схемы оборудования;
- дополнительно включены новые конструкторские, решения позволяющие расширить перечень ГТМ для данной технологии;
- получен и передан НК «Роснефть» патент на изобретение «скважинная насосная установка ОРЭ двух пластов» ОРД-ЭЦН-ШГН;
- изготовлен комплект опытного оборудования испытан на стендах;
- проведены полевые испытания и передана документации по ЦИП Заказчику.



СОГЛАСОВАНО
Зам. директора ДПТРиИ
ОАО "НПФ Техник"
Р.Ш. Файзулин
2013г.

Зам. директора ДПТРиИ
ОАО "НПФ Техник"
И.С. Закиров
2013г.

Генеральный директор
ООО "РН-УфаНИПИнефть"
Р.Р. Ябубутов
2013г.

Генеральный директор
ООО НПФ Техник
О.С. Низовская
2013г.

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель генерального директора -
главный инженер
ОАО "Самаранефтехолд" С.И. Струкин
36 / 59 2013г.

**Программа проведения опытно-промышленных испытаний
оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов на основе ЭЦН с пакетом и ШГН**

№	Мероприятие	Организатор	Срок	Примечания
1	Заключить договор между ОАО "Самаранефтехолд" и ООО "РН-УфаНИПИнефть"	ОАО "Самаранефтехолд" ООО "РН-УфаНИПИнефть"	До 15.08.2013г.	
2	Заключить договор между ООО "РН-УфаНИПИнефть" и Сопроводителем работ - ООО НПФ "Техник"	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник"	До 20.08.2013г.	
3	Согласовать с Заказчиком подбор три скважин-кандидата для проведения ОПР в соответствии с критериями: 1. Расстояние от скважин в геологическом разрезе объекта: 2 эксплуатационных объекта; 2. Внутренний диаметр эксплуатационного колонн – от 124 - 160 мм; 3. Расстояние между объектами (по ближайшим отверстиям перфорации) - не менее 30 метров; 4. Глубина края нижнего объекта от вертикали до 3500 м; 5. Глубина края верхнего объекта от вертикали до 2000 м; 6. Допустимое отклонение от вертикали 40°, максимальный избер кривизны: при отпуске 3 град/10м, в зоне подъема 3 град/10м; 7. Средняя глубина залегания между эксплуатируемыми пластами не более 100 атм; 8. Работа в условиях взрывчатых смесей (КВД) до 1000 м; 9. Дебет верхнего пласта – до 40 м³/сут; 10. Дебет нижнего пласта – от 25 м³/сут до 500 м³/сут; 11. Диапазон физико-химических свойств добываемой продукции: - давление насыщения – до 300 атм; - давление перегрузки – до 100 атм; - вязкость нефти – 1-й вариант – до 100°C; 2-й вариант – до 150°C - пластовое давление – не менее 100 атм; - вязкость нефти в пластовых условиях – 67-146 cПз; - вязкость воды в пластовых условиях – до 1.7 cПз; - объемный коэффициент нефти – 1.059-2.1 м³/m³; - плотность жидкости – 0.7-1.4 г/см³. Согласовать подобранные скважины-кандидаты с ДПТРиИ и ДНГД	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ОАО "Самаранефтехолд" (УПР и ГТМ, УРМ, УЛГ)	До 01.08.2013г.	
4	Определить и согласовать в рабочем порядке с ДПТРиИ, ДНГД критерии успешности испытаний опытного образца оборудования	ОАО "Самаранефтехолд" ООО "РН-УфаНИПИнефть"	10.08.2013г.	
5	Провести расчет погружного оборудования и подбор УЗПН на нижний объект разработки и подбор ШГН на верхний объект разработки для выбранной скважины. По возможностям учет влияния инженерной подготовленности земли при создании дополнительных депрессий на эксплуатируемые объекты.	ОАО "Самаранефтехолд" ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник"	До 15.08.2013г.	
6	Разработать и согласовать в рабочем порядке план работ КРС на скважину с ДПТРиИ и ДНГД с целью проведения испытаний пакетом оборудования	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ОАО "Самаранефтехолд" (УП)	07.09.2013г.	
7	Обеспечить корректную наименованием инфраструктуры (электроснабжение, ТП, СУ, АФК, СКО, трубопроводы т.п.)	ОАО "Самаранефтехолд" (ОГР, ОГМ, УЗПН, УЭД)	До начала проведения работ КРС.	
8	Предоставить Заказчику техническую и конструкторскую документацию для проведения входного контроля качества и монтажа узлов УЗПН и ШГН	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник"	10.08.2013г.	
9	Предоставить Заказчику инженерную недостающую частей компонентов гравитационного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов на основе ЭЦН с пакетом и ШГН для скважин описанное расчету глубинного насосного и насосного оборудования	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник"	10.08.2013г.	
10	Предоставить график проведения испытаний на выбранной скважине-кандидате (дата начала КРС и конкретные сроки проведения испытаний). Согласовать график с ДПТРиИ, ДНГД и ДНГДРиИ	ОАО "Самаранефтехолд"	В течение 5 рабочих дней после согласования плана ГИМ на скважину с ДПТРиИ и ДНГД	
11	Проведение КРС и ГИС на скважине для испытания опытного образца комплекса ОРД, использующий два пакета на основе ЭЦН с пакетом и ШГН	ОАО "Самаранефтехолд" ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник"	с 07.09.2013г. по 07.11.2013г.	
12	Транспортировка опытного образца комплекса ОРД эксплуатации двух пластов на основе ЭЦН с пакетом и ШГН на скважину месторождения заказчика	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник"	До проведения КРС.	После поступления письменного уведомления от ОАО "Самаранефтехолд" (согласно дате начала проведения ГИМ на скважине)

13	Провести входной контроль качества опытного образца комплекса ОРД двух пластов на основе ЭЦН с пакетом и ШГН на скважине в соответствии с инженерной поставкой, конструкторской и технологической документацией на оборудование	ОАО "Самаранефтехолд" ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник"	До проведения КРС.	После транспортировки опытного образца комплекса на скважину месторождения заказчика
14	Обеспечить документирование поставленного компонентами оборудования для опытных образцов установки ОРД недостающими частями компонентов новым оборудованием заводского исполнения (при отсутствии на момент проведения работ нового оборудования обеспечить выполнение аналогичного исправного ремонтного оборудования)	ОАО "Самаранефтехолд" (УДНГ)	За 10 сут. до начала проведения КРС	
15	Провести монтаж оборудования на скважине, в присутствии представителей ООО "РН-УфаНИПИнефть", организации - разработчика оборудования и супервизора Заказчика	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ОАО "Самаранефтехолд"	При проведении КРС в соответствии с графиком проведения испытаний	
16	Провести стык компонентов в скважине по расчетной глубине с присутствием представителей организации разработчика и супервизора Заказчика	ОАО "Самаранефтехолд" ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник"	При проведении КРС	
17	Организовать круглогодочный контроль на скважине за процессом проведения работ бригадой КРС	(УСТСМС) ООО "Самаранефтехолд" ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник"	При проведении КРС	
18	По окончании КРС обеспечить запуск оборудования скважины в работу	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник" ОАО "Самаранефтехолд"	В соответствии с графиком проведения испытаний	
19	Выдача скважины на режим	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник" ОАО "Самаранефтехолд"	В соответствии с графиком проведения испытаний	
20	Произвести замер дебета и отбор проб жидкости согласно регламентирующей документации ОАО "Самаранефтехолд" по выходу скважин на режим эксплуатации	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник" ОАО "Самаранефтехолд"	В соответствии с графиком проведения испытаний	
21	Произвести регулировку параметров работы насосов в заданном рабочем диапазоне (согласно паспорта на установку)	ОАО "Самаранефтехолд" ООО НПФ "Техник" ООО "РН-УфаНИПИнефть"	При выполнении скважины на режим и процесс дальнейшей ее эксплуатации	
22	С целью промывания отдельных зон горизонта и верхнему пластом премести пуск и установку насосов в эксплуатацию. ППН-ЭДН	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник" ОАО "Самаранефтехолд"	В процессе эксплуатации скважин после высадки на режим	
23	Обеспечить контроль и мониторинг работы используемой системы (настройка оборудования на учет скважин в процессе эксплуатации, получение и обработка данных)	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник" ОАО "Самаранефтехолд"	В процессе эксплуатации скважин	
24	Разработать план работ и обеспечить постановку бригады ТРС на скважину с целью проведения испытаний работы производственного оборудования	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник" ОАО "Самаранефтехолд"	При наработке оборудования 90 сут.	
25	Произвести резкино вставного штангового насоса при текущем ремонте без подъема колонны НКТ	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник" ОАО "Самаранефтехолд"	При проведении ТРС	
26	Провести промывку надзатворного оборудования	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник" ОАО "Самаранефтехолд"	При проведении ТРС	
27	Извлечь и решить струйного насоса избыточной техникой при ТРС	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник" ОАО "Самаранефтехолд"	При прокладке ТРС	
28	При отключении скважин с наработкой менее 180 сут провести комиссионный демонтаж установки на учете скважин и кронштейн разбора оборудования с учетом представителей эксплуатационного подразделения	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник" ОАО "Самаранефтехолд"	При отключке оборудования	
29	Предоставить подтверждение выполнения работ, анализ полученных результатов, подготовка актов приемки с указанием выполненных занятий и предложений в процессе эксплуатации	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник" ОАО "Самаранефтехолд"	При отключке оборудования	
30	Разработать и представить Заказчику методические указания по эксплуатации опытных установок прошедших испытаний для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов на основе ЭЦН с пакетом и ШГН. Разработать и включить в данные метод. указания по эксплуатации раздел по наследованию на скважине, оборудование разработанными установками, содержащий перечень необходимых испытаний и описание подтвержденных работ перед их проведением.	ООО "РН-УфаНИПИнефть" ООО НПФ "Техник"	До начала проведения ОПР	
31	Рассмотреть на НС. Заказчику результаты выполненных работ по испытанию оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов на основе ЭЦН с пакетом и ШГН	ОАО "Самаранефтехолд" ООО "РН-УфаНИПИнефть"	При окончании ОПР	
32	Согласно принятых критериям успешности испытаний принять решение о результате реализации ОПР по испытанию оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов на основе ЭЦН с пакетом и ШГН и выдать рекомендации к тиражированию оборудования	ДПТРиИ ОАО "ИК-Роснефть"	При окончании ОПР	

Лист 1 из 1
17.09.2013г.
Сергей А.Ч.
Кузнецов С.А. 17.09.2013г.
Сергей А.Ч.

Акты по результатам ЦИП ОРД-ЭЦН-ШГН

АКТ №

На монтаж компоновки ОРД ЭЦН+ШГН для одновременно-раздельной добычи двух пластов по схеме электроцентробежный насос – пакер – штанговый глубинный по одной лифтовой колонне добывающих скважин.

Скважина № **[REDACTED]** -Бариновско-Лебяжинское месторождение ОАО «Самаранефтегаз

Дата монтажа компоновки ОРД-УЭЦН+ШГН **« 28 » марта 2014 г.**

Дата запуска скважины **« 31 » марта 2014 г.**

Мы комиссия, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт, о том, что на скважине **Б-Лебяжинское м-е**, произведен спуск компоновки ОРД ЭЦН-5-45/2136, ШГН 25-175-R 4-2-2

Параметры скважины:

Пласт **C3-1A** (757 – 763м.), текущий газовый фактор – **29,1 м3/м3**. Рнас - **44 атм**
Пластика - **16°C** вязкость нефти - **5,64 cПз**.

Пласт **B6** (2146 – 2150м.), текущий газовый фактор – **39,7 м3/м3**. Рнас - **71 атм**.
Пластика - **-53°C** вязкость нефти - **3,03 cПз**.

Описание компоновки

Посадка пакера ПИМ-КВ с коллектором произведена на гл. **950,01 м.**, нагрузку при посадке составила: **7,6 тн.** Собств вес: **+14,7 тн.** На **18,8 тн.**

Глубина спуска ЭЦН составила **2072,21** метров (но НКТ)
Глубина спуска ШГН составила **949,3** метра.



от ЗАКАЗЧИКА

п/п	Наименование	
1	Подвесной патрубок 73мм.	L - 0,30
2	НКТ 73мм - 90 шт.	L - 925,94
3	Реперный патрубок 73мм - 1шт.	L - 2м.
4	НКТ 73мм - 2шт.	L - 20,04 м.
5	Монтажный патрубок 73мм - 1шт.	L - 1,02м.
6	Коллектор с башмаком замковой опоры	L - 0,71м
7	ПИМ-КВ-120	L - 1,66м.
8	НКТ 73мм - 3 шт.	L - 30,06
9	Клапан запорно-промывочный КП73-3	L - 0,56м.
10	НКТ 73мм - 107шт.	L - 1089,92
11	УЭЦН 5-45/2136	L - 19,76
12	Штанги 3/4 - 12шт. 7/8 – 103 шт. полустанга 7/8 - 3 шт. полированый шток - 1шт.	
13	ШГН -25-175-RHBM-14-4-2-2	
14		

Представитель ООО «РН-УфаНИПиНефть»

Баринова специалист ИС Геоник Б.В. Рев

Представитель ОАО «Самаранефтегаз»

Баринов А.И. Управляющий директор

от ИСПОЛНИТЕЛЯ

Представитель ООО «ТНС» *Баринов А.И. Управляющий директор*

Представитель ООО НПФ «Геоник»

д-р инженер Ильин А.Н.

ООО НПФ «Геоник»

от **12.06** 2014 г.
СКВ № 182 Б-Лебяжинского
месторождение

АКТ № 1
на проведение канатных работ
по извлечению ИСИ-25/400 № 950
и спуску промывочной вставки

АКТ №

от « 2 » *августа* 2014г

на проведение работ по удалению АСПО реагентом НРХиПАВ

в скважине № **[REDACTED]** месторождения *Б. Лебяжинское*

Мы, нижеподписавшиеся, комиссия в составе:

Представитель Подрядчика

ООО НПФ "Геоник" г. Уфа, Республика Башкортостан

Представитель Заказчика

Ильин Б.В. УФНПФ-5 Красильников

(Фамилия, имя, отчество)

Мы, нижеподписавшиеся, представитель Заказчика *д-р инженер Рев Б.В. Баринов* составили настоящий акт о том, что на СКВ № **[REDACTED]** были произведены следующие работы:

Дата проведения работ: « **12** » *июня* 2014 год.
Причина проведения ремонта скважины, *Капитальный*.

1. Прибытие на скважину « **12** » *июня* 2014г. в **18** ч.
2. Монтаж оборудования с **23** ч. **00** мин. До **0** ч.
3. Спуск цангового инструмента ООО НПФ «Геоник» до места посадки с гл. **948** м.
4. Ловильные работы с **1** ч. **00** м. до **1** ч. **20** м.
5. Срыв струйного насоса с **1** ч. **00** м до **1** ч. **40**,
6. Нагрузка при срыве струйного насоса составила **250 кг**.
7. Подъем струйного насоса с **1** ч. **40** м до **1** ч. **50**
8. Спуск промывочной вставки на цанговом инструменте до места посадки с **3** ч. **00** м. до **4** ч. **00** м.
9. Посадка промывочной вставки с **4** ч. **00** м до **4** ч. **20**
10. Подъем инструмента с **4** ч. **20** м до **5** ч. **10**,
11. Промывка скважины с **10** ч. **00** мин. До **18** ч. **00**
12. Пробный запуск УЭЦН « **12** » *июня* 2014 г. в **1** ч.

Примечание:

ООО НПФ "Геоник" месторождение Б-Лебяжинское

Баринов А.И. Управляющий директор

Представитель Заказчика

Баринова специалист ИС Геоник Б.В. Рев

Заключение о выполнении работ: 1) Выполнено, не выполнено. 2) Отклонения (да, нет) их причины (остановки по ЗСП, ЗП, Тпд, ожидание представителей СНГ, СЭС, замещение В/Л скв. солью водой и в каком объеме и т.д.), подробно по времени отклонения отражаются в описании работ.

- 1) *На работе был объем промывочной жидкости*
- 2) *использовалось НРХ-210 кг, МЛ-80-94 кг*
У - 1,00 куб. м, промывка производилась в
группах.

Подпись:

Представитель Подрядчика *д-р ГНП Геоник*

Представитель Заказчика *Баринов А.И. Управляющий директор*

Представитель Заказчика *Баринов А.И. Управляющий директор*

Спасибо за внимание!

По вопросам обращаться

на единый бесплатный номер: **8-800-700-34-34**

ГЕОНИК



г. Казань, а/я 161,
тел. (843) 210-03-33