

**Технологический проект
«Мобильный комплекс для интеллектуального
глушения скважин»**

Автор проекта: ООО «Инновационные технологии»



Инновационные
Технологии

Содержание презентации

Содержание	Слайд
Чек-лист ключевых пунктов проекта	3
Этапы согласования проекта	4
Общие сведения о компании	5
Резюме проекта	6-10
Преимущества новой технологии	11
Уровень технологической готовности. Результаты ОПИ	12-17
Перспективы развития технологии	18-26
Схема реализации проекта	27
Дорожная карта проекта	28-29
Технико-экономические показатели	30-33
Вклад в решение тех. вызова. КПЭ технологии для Потребителей продукции	34
Анализ рисков	35
Охраноспособность РИД	36
Потенциальные потребители технологии	37
Применяемое оборудование	38-40
Контактные данные	41

Чек-лист оценки проекта

Критерии	Подтверждающий документ	Да/Нет	Обяз. / рекоменд.
1. Определен потребитель (перечень потенциальных ДО)	Слайд 36	Да	обяз.
2. Определены потенциальные системы и компоненты технологии	Слайды 19-26	Да	обяз.
3. Обзор литературы подтверждает, что применение технологии возможно	Слайд 8	Да	рекоменд.
4. Теоретический или эмпирический дизайн решения. Эскизная проработка оборудования либо архитектура программных компонентов	Слайды 23-26	Да	обяз.
5. Компоненты технологии частично описаны (верхнеуровневое описание компонентов технологии)	Слайды 10, 19-22	Да	обяз.
6. Оценка производительности сделана для каждой системы или компонента	Слайды 37-39	Да	обяз.
7. Первичный анализ показывает какой главный функционал должен быть сделан – приоритезация компонентов технологии	Слайды 19-26	Да	обяз.
8. Моделирование и симуляция использованы для верификации физических принципов	Не применимо	нет	рекоменд.
9. Определена схема взаимодействия систем или компонентов между собой, исходя из главного функционала	Слайды 23-25	Да	обяз.
10. Определены ключевые показатели эффективности технологии, требования и пределы отклонений от них	Слайд 34	Да	обяз.
11. Аналитические исследования опубликованы в журналах/конференциях производственных/технических отчетах, при наличии таковых и необходимости публикации научных достижений	Слайд 8	Нет	рекоменд.
12. Индивидуальные части технологии работают по отдельности (т.е. отдельные части технологии/оборудования/установки могут представлять индивидуальную ценность)	Слайды 37-39	Да	рекоменд.
13. Известно какие выходные параметры/интерфейсы доступны	Слайд 10, 33	Да	обяз.
14. Логика последующего развития технологии до уровня промышленного внедрения, включая область работ, график, затраты	Слайд 27,28,29	Да	обяз.
15. Верхнеуровневые риски приведены и оценены. Разработаны мероприятия по снижению рисков	Слайд 34	Да	обяз.
16. Определено какие исследования и эксперименты необходимо провести (исследовательский)	Слайд 29	Да	обяз.
17. Посчитан ожидаемый экономический эффект применения технологии	Слайд 33	Да	обяз.
18. Разработаны схемы вариантов распределения прав интеллектуальной собственности	Слайд 35.	Да	обяз.

Этапы согласования проекта

Мероприятие	Согласующий	Решение
Согласование паспорта и презентации технологического проекта	Центр кластерного развития	Заключение ЦКР в формате ПР4
	Департамент инвестиционной политики и государственной поддержки предпринимательства Тюменской области	Протокол заседания комиссии по форме ПР5
	Экспертная группа	Протокол заседания комиссии по форме ПР6
	Наблюдательный совет	Протокол заседания комиссии по форме ПР7

Общие сведения о компании

Мы предоставляем высокотехнологичные решения компаниям нефтегазового комплекса по строительству и ремонту скважин.



Знания и опыт работ, комплексный подход к решению сложных задач, основанный на высокой квалификации персонала и мировых стандартов качества работы и промышленной безопасности обеспечивает **наиболее качественный результат** для Заказчика.



Грамотное планирование, четкое исполнение, профессиональное отношение к делу и достоверная отчетность являются **основными принципами работы компании.**



Основная ценность, которую получает Заказчик – это **качественное инженерное решение своих операционных задач при наиболее прозрачном и предсказуемом исполнении работ.**

Инжиниринг строительства и ремонта скважин:

- Супервайзинг;
- Технический аудит;
- Проведение обучений супервайзеров по строительству и ремонту скважин. Имеется лицензия на право ведения обучения с выдачей удостоверений государственного образца – «Супервайзер контроля качества строительства, ремонта и испытания скважин»;
- Проведение технических конференций по строительству и ремонту скважин.

Резюме проекта. Проблематика

**Глушение скважин
осложненных
геологически
и технологически:**

- *Сегодня на рынке нефтегазосервисных услуг отсутствует предоставление выделенного, высокотехнологичного сервиса по глушению скважин. Глушения проводится подрядными организациями по Текущему и Капитальному Ремонту Скважин или силами недропользователя,*
 - *Результат такого подхода неэффективен, влечёт за собой потерю ФЕС пласта, а зачастую является причиной возникновения ГНВП.*
-
- **При первичных и повторных глушениях в осложненных условиях;**
 - **Горизонтальные скважины;**
 - **Скважины с АВПД;**
 - **Скважины с АНПД;**
 - **Скважины с высоким газовым фактором;**
 - **Скважины с двумя и более вскрытыми пластами;**
 - **Газовые скважины;**
 - **Скважины с нарушением Э.К;**
 - **Скважины с нарушением лифта НКТ ВСО;**
 - **Скважины с коротким лифтом ВСО.**

Резюме проекта. Цели и Задачи



Информация об исполнителе:

ООО «Инновационные Технологии», Российская нефтесервисная компания, предоставляющая спектр инженеринговых услуг в области строительства, ремонта и эксплуатации скважин, повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи углеводородов. Ведёт свою деятельность с 2008 года, на территории ЯНАО, ХМАО-Югры, Юга Тюменской области, Оренбуржья и Восточной Сибири.

Решение технологического вызова:

Преимущество данной технологии заключается в том, что, Расчётно-Методический Модуль (РММ) позволяет производить расчёт параметров глушения с учётом влияния жидкости глушения скважин (ЖГС) на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), призабойной зоны пласта (ПЗП). Модуль позволяет по заданному постоянному и переменному расходу ЖГС, определить давление ЖГС на забое скважин, скорость её фильтрации и глубину проникновения в ПЗП, за время закачки - δ (t). Скорость фильтрации ЖГС определяется законом Дарси, а объём ЖГС проникшей в ПЗП определяется по формуле: $dV = v_{\text{ф}} \pi D^2 dt = \pi H m [(D/2 + \delta + d\delta)^2 - (D/2 + \delta)^2] = \pi H m (D + 2\delta) d\delta$. Интегрируя данное уравнение можно получить значения функции $\delta(t)$, для постоянного и переменного значений Ризб., на забое скважины. Используя данную функцию расчётно-методического модуля, можно рассчитать наиболее приемлемые технологические параметры для глушения скважины, с целью минимизации воздействия на ПЗП. В других комплексах данная функция отсутствует, а определяются лишь гидравлические показатели для выполнения операции глушения. Также услуга интеллектуального глушения предоставляемая ООО "ИнТех", имеет более низкую стоимость по сравнению с зарубежными аналогичными услугами.



Цель проекта:

Технология интеллектуального глушения скважин предназначена для обеспечения максимально эффективного и предсказуемого процесса глушения за счет применения специального комплекса оборудования и программного обеспечения. При этом производится моделирование, прогнозирование и автоматизация процесса глушения скважины. Технология проходит стадию опытно-промышленных испытаний в компаниях нефтяной индустрии. Проект включён в список инновационных проектов центра Сколково.

Цель проекта:

Внедрение передовых инновационных технологий в области глушения скважин.

Эффекты внедрения проекта:

1. Глушение скважин с первого раза
2. Сохранение Фильтрационно-Емкостных Свойств Призабойной Зоны пласта (ФУС ПЗП).
3. Безопасное ведение работ, минимизация рисков возникновения ГНВП.
4. Снижение стоимости работ по глушению скважин, за счёт исключения повторных глушений и дополнительного количества химреагентов.
5. Глушение скважины «Под ключ»!
6. Импортозамещение зарубежных технологий.

Резюме проекта. Обзор литературы.



Рябокоть, Сергей Александрович.
Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин [Текст] / С. А. Рябокоть. - Изд. 2-е, доп. и перераб. - Краснодар : [б. и.], 2009. - 338 с. : ил.; 21 см.; ISBN 5-902187-01-1



Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов. - М.: ООО "Недра - Бизнесцентр", 2001. - 543с.: ил.



Кунакова А.М., Дурягин В.Н. (Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»))
Журнал «PROнефть» Повышение экономической эффективности глушения скважин с использованием новых технологических жидкостей.



Шишкин А.В. Отечественные решения для глушения скважин с аномально высокими пластовыми давлениями // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. №11.

Ю. М. Басарыгин Теория и практика решения основных технологических проблем нефтегазового комплекса. Автор Юрий Басарыгин.

Бондаренко А.В., Исламов Ш.Р., Мардашов Д.В. Комплексная методика исследований по разработке эмульсионных блокирующих составов для глушения добывающих скважин // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. №10

Вахрушев С.А., Михайлов А.Г., Костин Д.С., Диндарьянов А.Р., Галеев Р.М. Глушение скважин, эксплуатирующих высокотемпературные кавернозно-трещиноватые карбонатные пласты месторождения имени Р. Требса // Нефтяное хозяйство. 2017. №10.

Демахин С.А., Меркулов А.П., Касьянов Д.Н., Мокрушин А.В. Щадящее глушение скважин как основа сохранения коллекторских свойств пласта // Нефтегазовая вертикаль. 2016. №6.

Кошелев В.Н., Маслов В.В., Ченикова Н.А. Технологические особенности разработки жидкостей глушения для различных горно-геологических условий и пример разработки жидкости глушения с плотностью 2,07 г/см3 // Булатовские чтения. 2017. Т. 3.

Овчаренко Ю.В., Гумеров Р.Р., Базыров И.Ш. и др. Особенности глушения скважин в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов восточного участка

Резюме проекта. Визуализация и цифровизация метода интеллектуального глушения скважин

Оборудование в составе комплекса ИГС



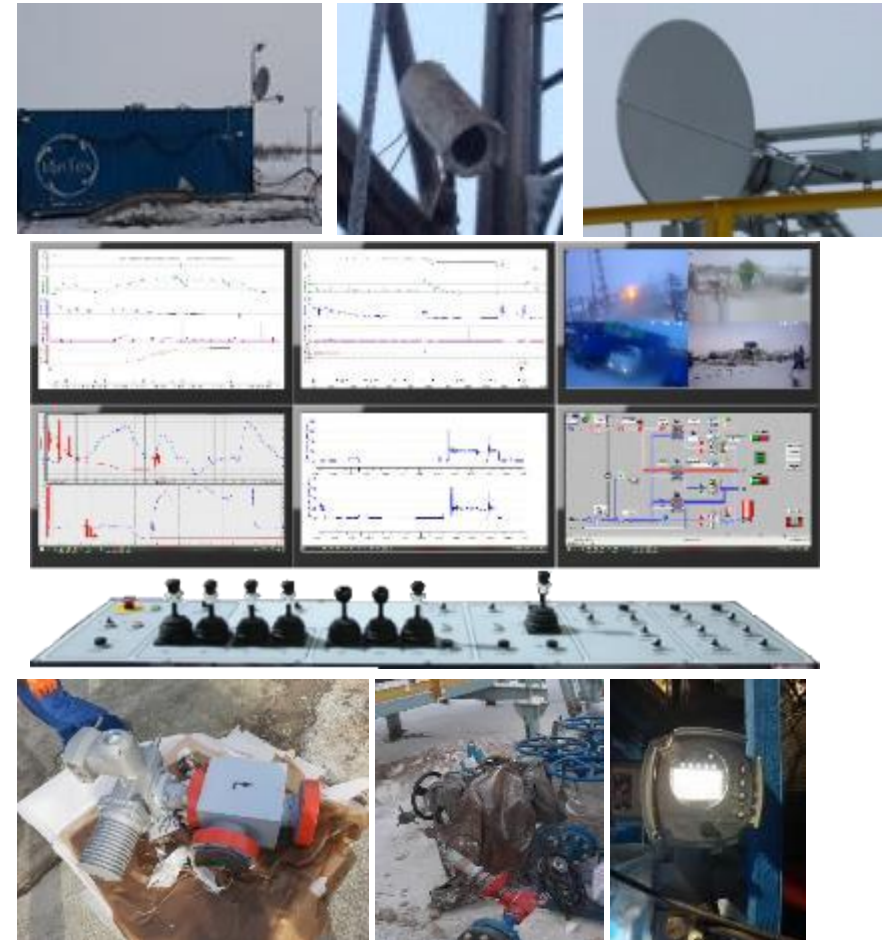
Визуализация – цифровизация процесса.

Передача технологических параметров и видеоинформации в on-line режиме.

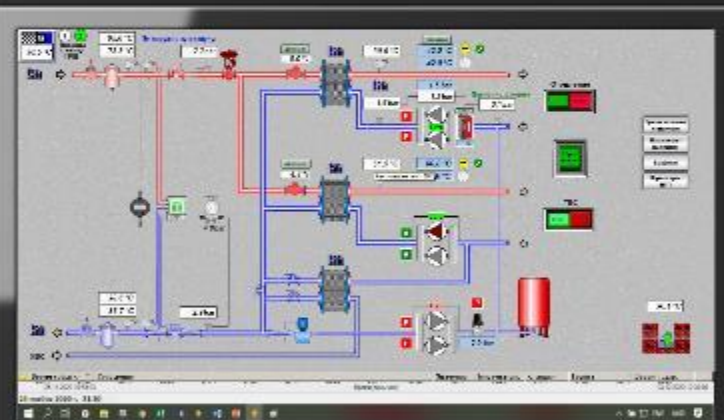
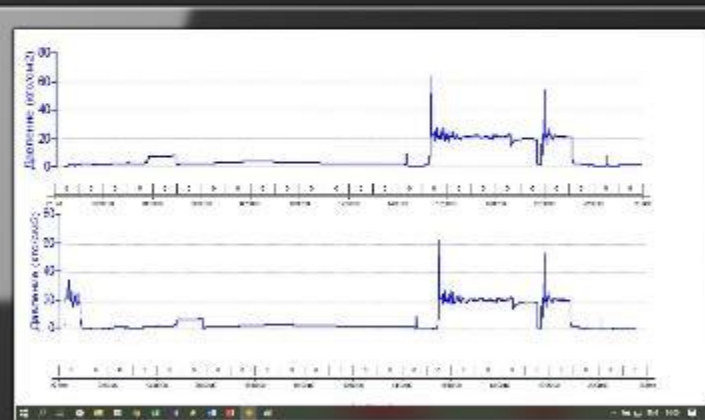
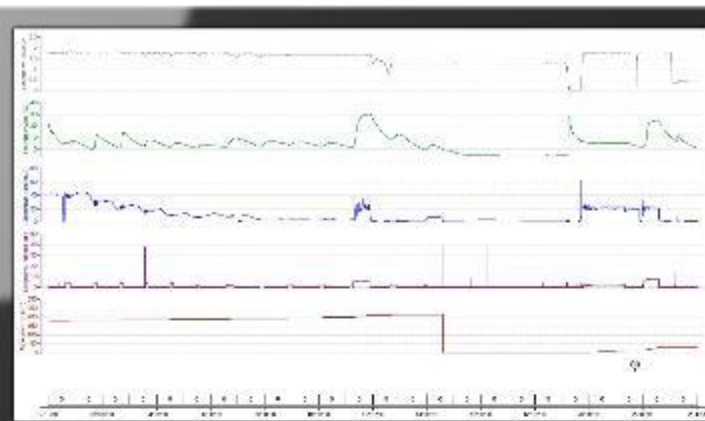
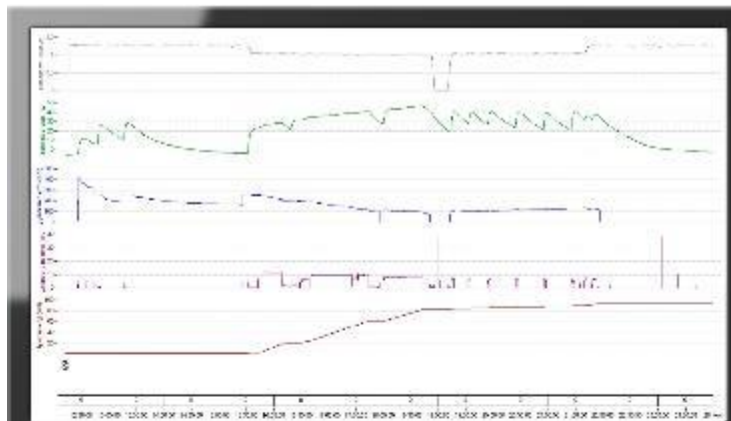


Управление – автоматизация всех узлов и агрегатов.

Дистанционное управление запорной и дросселирующей арматурой с электроприводом.



Резюме проекта. Визуализация и цифровизация метода интеллектуального глушения скважин



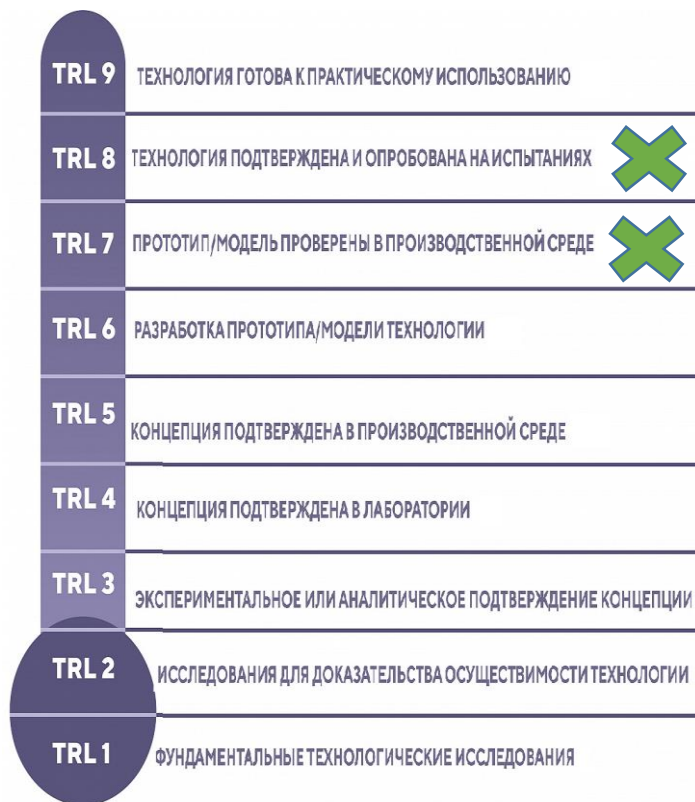
Преимущества новой технологии

Полное технико-технологическое, инструментально-инженерное сопровождение и управление процессом глушения скважин:

- Детальная проработка плана работ квалифицированными инженерами, использование специального ПО;
- Точный расчет необходимого оборудования, техники и материалов;
- Использование блоков глушения и электро-дроссели для удаленного оперативного перенаправления потоков насосный агрегат-ёмкость-НКТ-затруб-факел;
- Внедрение системы параллельных работ и регенерации раствора;
- Использование аппаратуры для контроля параметров глушения (объем, давление, моментальный и накопительный расход, плотность, температура);
- Используются спец. ёмкости (мини РСУ – 2шт. с дегазаторами, с подогревом, перемешивателями, ГШН, гидромониторными воронками);
- Применение высокопроизводительных насосных агрегатов;
- Настроена передача всех фиксируемых параметров глушения в онлайн режиме на базу БПО в г. Новый-Уренгой и центральную инженерно-диспетчерскую службу (ЦДС), г. Тюмень, что позволяет проводить трехступенчатый контроль за проведением работ.

Уровень развития технологии.

К настоящему времени определена базовая технология интеллектуального глушения, включая комплектацию базового оборудования. Разработана общая математическая модель технологии. На различных месторождениях при глушении скважин осуществляется контроль параметров закачиваемой жидкости при помощи автоматизированного комплекса АМК (есть действующие договоры на контроль параметров). Функционирует Учебный центр, обучающий всем аспектам при выполнении операций глушения скважин. Функционирует собственная сертифицированная аналитическая лаборатория по жидкостям глушения. В штате компании работает 174 человека, из них 150 это производственный персонал, сосредоточенный в пяти Обособленных Производственных Подразделениях в городах, Оренбург, Нижневартовск, Нефтеюганск, Муравленко, Новый Уренгой. Все производственные участки имеют свои производственные базы и специальную технику.



№ п/п Наименование оборудования

- 1 ДРУ 65x70 ХЛ - 1 шт.
- 2 ЗИП к ДРУ 65x70 ХЛ - 5шт.
- 3 Труба манифольда с БРС 2" КШ.50.03.00 - 26шт. (80м)
- 4 Соединение шарнирное СШ.50.70.20.00 - 12шт.
- 5 Тройник с БРС ТР.50.70.00.00 - 1 шт.
- 6 Кран шаровой с БРС 50x70 - 3 шт.
- 7 Клапан обратный Ду50 КО.50.70.01.00 - 1 шт.
- 8 Тройник с БРС ИПК ТР.50.70.00.00 - 2 шт.
- 9 Посадочное место ПМ-ИД - 2 шт.
- 10 Измерительное устройство ИД-150 - 2 шт.
- 11 Установка фильтровальная ФУ 01-05 - 1 шт.
- 12 Ареометр АБР - 1М - 1 шт.
- 13 Эхолот Микон-101 - 1 шт.
- 14 Ключ Ridgid - 2 шт.
- 15 Манометры (25, 40, 100 МПа) - 18 шт.
- 16 Насосный Агрегат СИН35 - 1 шт.

Уровень развития технологии. Результат проведенных ОПИ:

Скважина U1005 U10 УНГКМ	Скважина U0703 U07 УНГКМ	Скважина P51 U51 УНГКМ	Скважина U1002 U10 УНГКМ
С 12.03.2019 по 18.03.2019г.	С 07.03.2020 по 12.03.2020	С 07.04.2020 по 12.04.2020г	С 24.11.2020 по 29.11.2020г.
Плотность раствора – 1420 кг/м ³	Плотность раствора – 1380 кг/см ³	Плотность раствора глушения - 1490 кг/см ³	Плотность раствора глушения - 1630 кг/см ³
Объём закачки- 87м ³	Объём закачки- 184м ³	Объём жидкости глушения составил - 102м ³	Объём жидкости глушения составил – 96,9м ³
Глушение с поддержанием постоянного забойного давления	Глушение с поддержанием постоянного забойного давления	Глушение с поддержанием постоянного забойного давления	Комбинированный метод глушения скважины. По трубному, затрубному пространству на замещение газа и тех. воды.

Уровень развития технологии. Результат проведенных ОПИ:

Объект	Вопросы требующие внимания	Решение	Осложнения в процессе работ	Решение
Скважина U1005 U10 УНГКМ	Обновление технологических и организационных регламентов глушения скважин;	Методическая работа по подготовке корректных регламентов	Не был обеспечен полный объем жидкости глушения к моменту начала работ: мертвые зоны, грязный емкостной парк;	Применение для выдачи раствора собственные емкости
	Доработать схему обвязки устья скважины для м/ж уровнемера:	Выполнено уровнемерами оснащены рабочая и приемная емкости	Допускаются тех. отстои по 12 часов;	Учтены недоработки, планом работ устанавливаются четки рамки технических отстоев
	Недостаточные знания специалистов по технологии глушения скважины и дросселирования;	Проведено дополнительное обучение специалистов	По расчетам подрядчика по ТКРС - Блок-пачка переподавливается в пласт на 12м3. Такая технология снижает эффективность работ.	Произведен перерасчет начальных параметров глушения
	Доработать схему установки комплекса дросселей	Выполнено		
Скважина U0703 U07 УНГКМ	Отработать исправность выносных манометров на дросселе и манифольде глушения	Выполнено	Не был обеспечен полный объем жидкости глушения к моменту начала работ: мертвые зоны, грязный емкостной парк;	Применение для выдачи раствора собственные емкости
	Разработать механизм быстрой промывки ВМР в зимних условиях	выполнено, используется отдельная ёмкость и агрегат Ца-320, прорабатывается вопрос применения компрессоров;	Организация работ нацелена только на последовательное исполнение, сложность организации параллельных работ	Проводится работа между звеном глушения подрядчиком по ТКРС
	Доработать узел дегазации раствора	выполнено, у подрядчика недостаточно специальных емкостей, используются дополнительные специальные емкости (в конструкцию встроены дегазаторы, ГШН, подогрев, воронки).	Необходимо более четко определить разграничение ответственности	Предусмотрено в плане работ

Уровень развития технологии. Результат проведенных ОПИ:

Объект	Вопросы требующие внимания	Решение	Осложнения в процессе работ	Решение
Скважин а P51 U51 УНГКМ	Разработать схему взаимодействий по регенерации раствора: «бригада КРС – сервис по растворам – подрядчик по глушению»	Предусмотрено в плане работ	Не был обеспечен полный объем жидкости глушения к моменту начала работ: мертвые зоны, грязный емкостной парк	Применение для выдачи раствора собственные емкости
	Предусмотреть дополнительную станцию (третью) СКПЖ на факельной линии	выполнено	Отсутствие достаточного запаса реагентов и воды для проведения АГМ	Предусмотрена собственная емкость для приготовления растворов для АГМ
	Отработать исправность выносных манометров на дросселе и манифольде глушения	Выполнено (приобретены электронные устьевые термоманометры)		
	Для глушения скважин необходимо использовать более надежные насосные агрегаты с большой производительностью	Выполнено. Приобретены свои новые агрегаты СИН-35 и СИН-700		
Скважин а U1002 U10 УНГКМ	Разработать схему взаимодействий по регенерации раствора: «бригада КРС – сервис по растворам – подрядчик по глушению»	Предусмотрено в плане работ	Недостаточная информация по состоянию ВСО на момент проведения глушения	Координация работ по получению информации между заказчиком и подрядчиком, а так-же промышленными службами
	Предусмотреть дополнительную станцию (третью) СКПЖ на факельной линии	выполнено		
	Провести тестирование удаленно передачи параметров глушения	Выполнено. Передача данных настроена на БПО г. Новый Уренгой и Офис компании г. Тюмень		
	Провести тестирование системы автоматизации процесса глушения	Выполнено смонтирован и оттестирован на режимах дроссель с электроприводом и дистанционным управлением		

Уровень развития технологии. Результат проведенных ОПИ:

Исходя из результатов проведенного ОПИ метод интеллектуального глушения скважин рекомендован к использованию на объектах ПАО «НОВАТЭК» при глушении скважин с:

- АВПД, АНПД;
- с высоким газовым фактором;
- с двумя и более вскрытыми пластами;
- газовых скважин;
- скважин с высоким газовым фактором;
- горизонтальных скважин;
- с скважин с нарушением Э.К.;
- с нарушением лифта НКТ ВСО.;
- с коротким лифтом ВСО;
- и другими геологическими и техническими осложнениями.



Технологический эффект

В результате применения технологии полностью исключается:

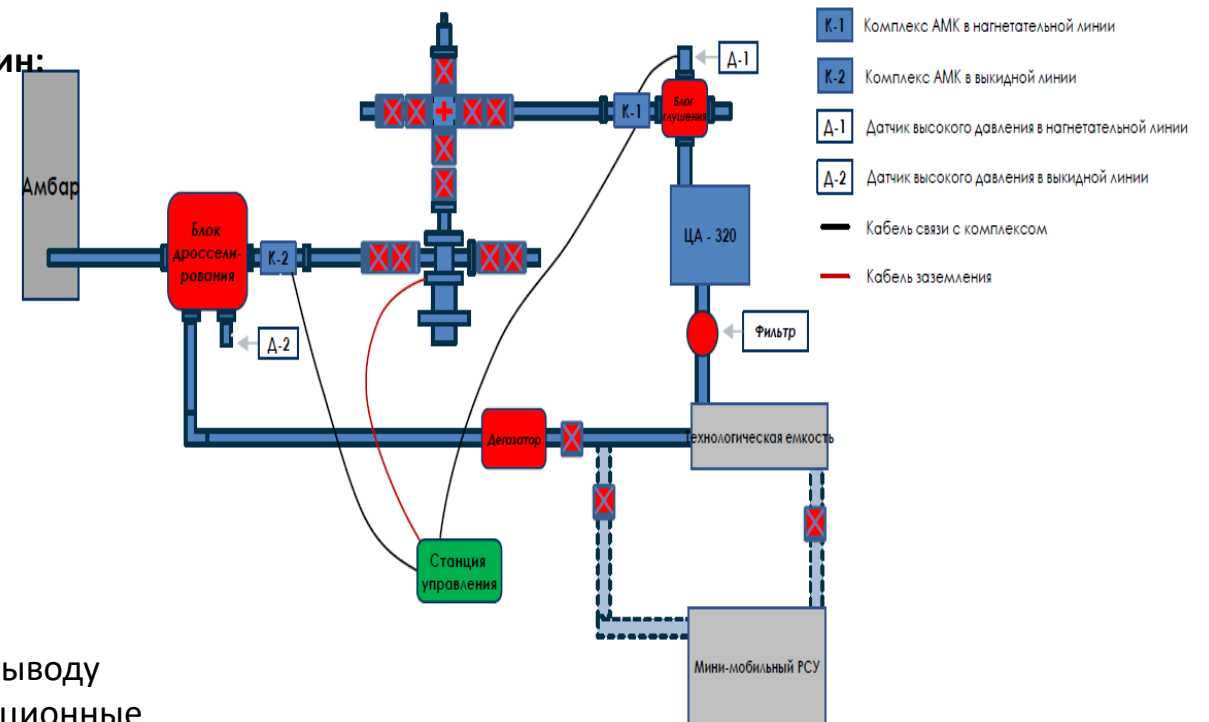
- Повторные глушения скважин;
- Снижение ФЕС и дебита скважин после глушения и ТКРС;
- Риск возникновения и возникновения ГНВП;

Технология позволяет качественно выполнять глушение сложных скважин:

- Горизонтальные скважины;
- Скважины с АВПД;
- Скважины с АНПД;
- Скважины с высоким газовым фактором (200 м3 и более);
- Скважины с двумя и более вскрытыми пластами;
- Газовые скважины;
- Скважины с нарушением Эксплуатационной Колонны;
- Скважины с нарушением лифта НКТ и ВСО;
- Скважины с коротким лифтом ВСО.

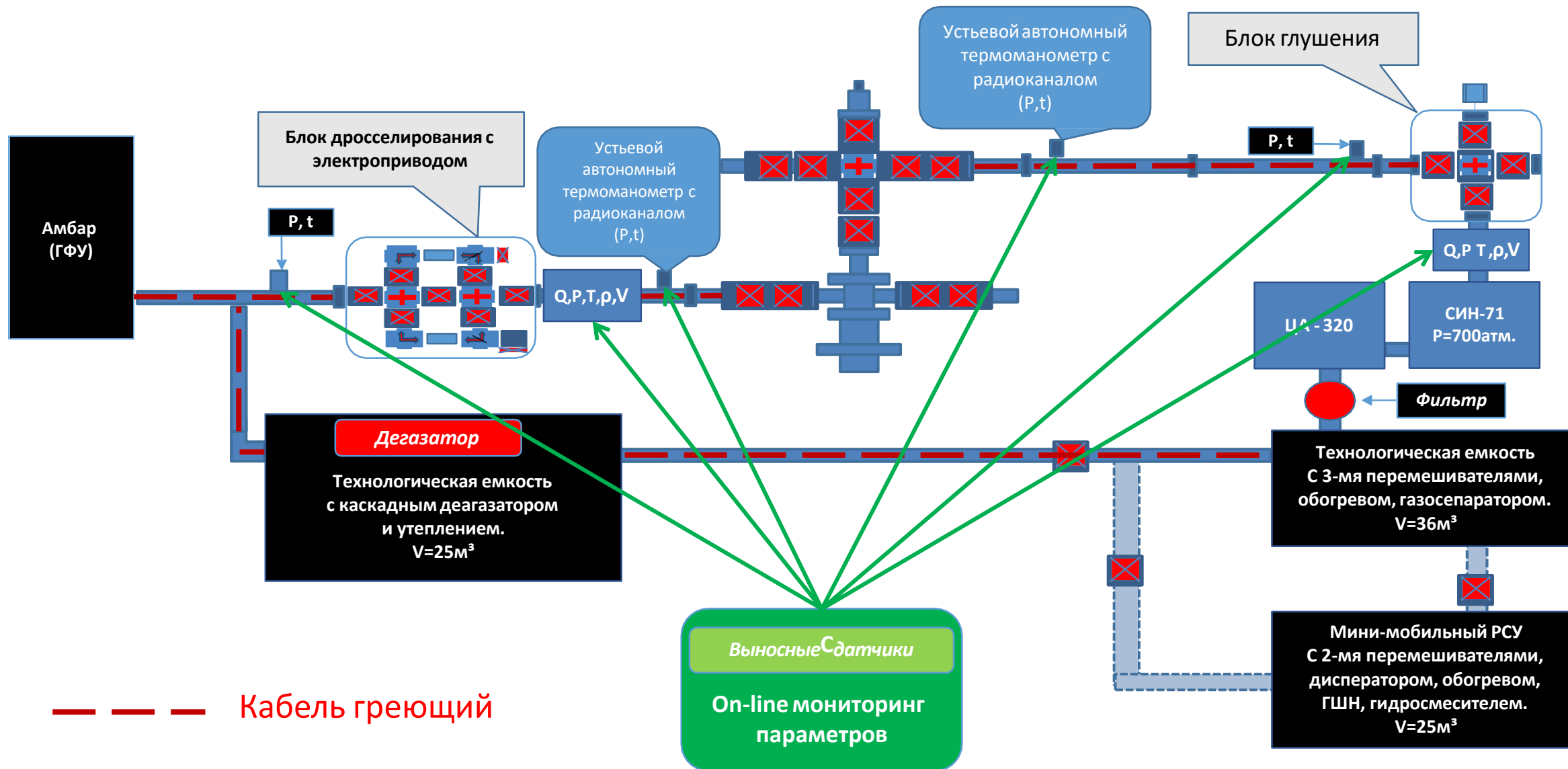
Как результат:

- Снижается время на подготовительные работы, работы по глушению и выводу скважин на режим после ТКРС, а следовательно трудозатраты и эксплуатационные затраты;
- Процесс глушения полностью визуализирован в форме графиков и номограмм, для последующего анализа и выработки новых технологических решений;
- Единое ответственное лицо за выполнение всех технологических операций;
- Глушение скважины выполняется под ключ.



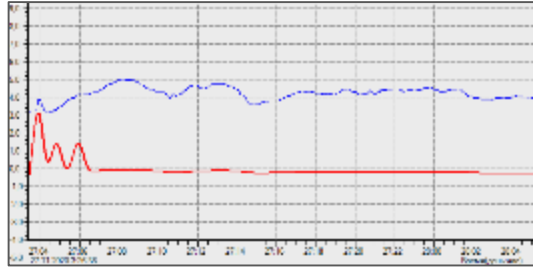
Перспективное развитие в сфере интеллектуальног о глушения скважин

Перспективы развития проекта. Цифровизация - принципиальная схема монтажа датчиков контроля

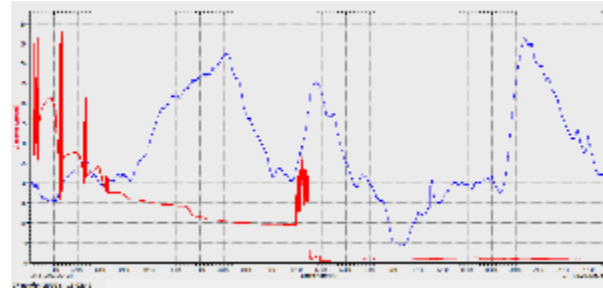


Перспективы развития проекта. Пример монтажа датчиков системы контроля параметров основных узлов управления глушением.

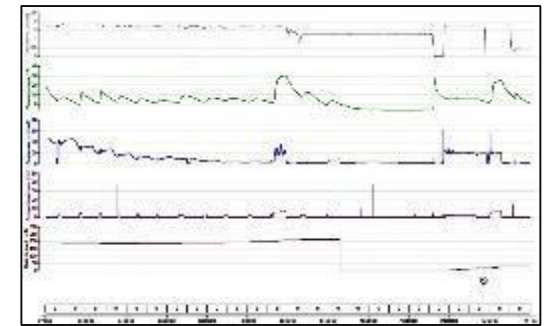
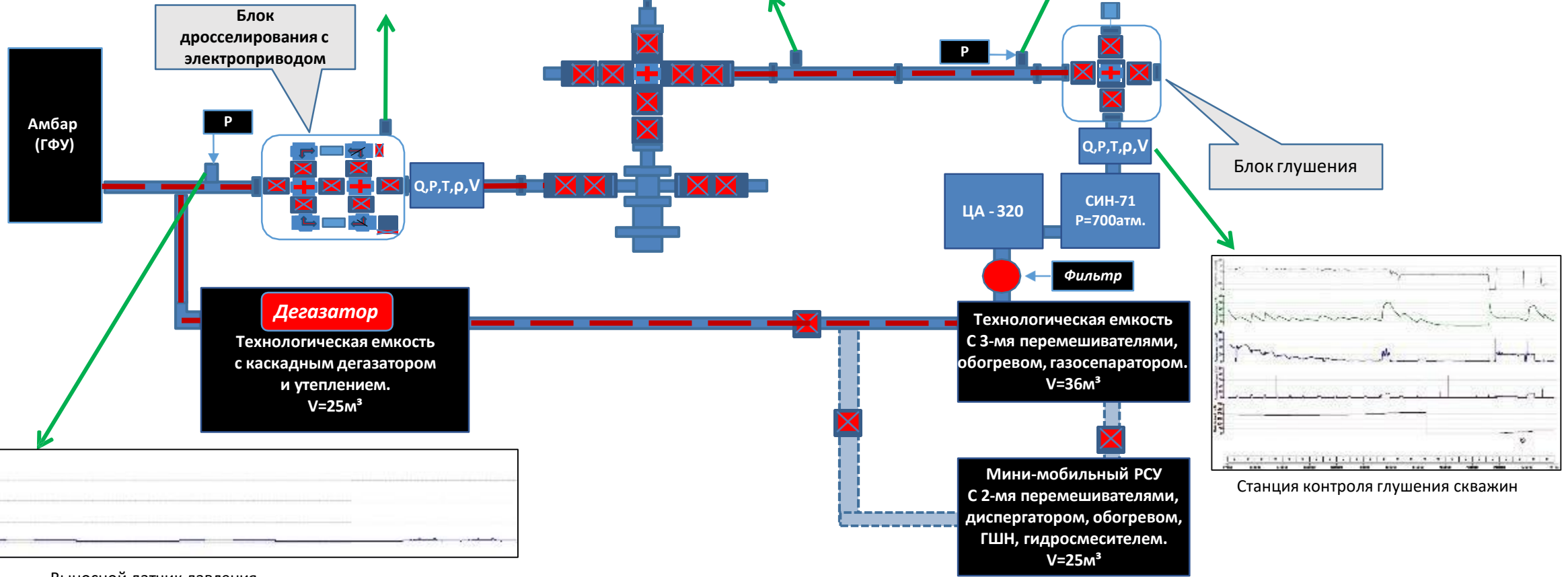
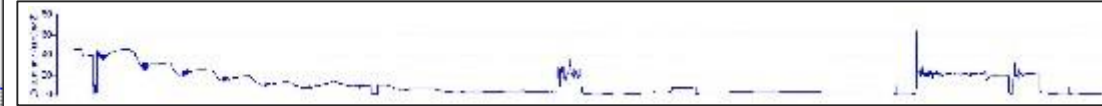
Устьевой автономный термоманометр



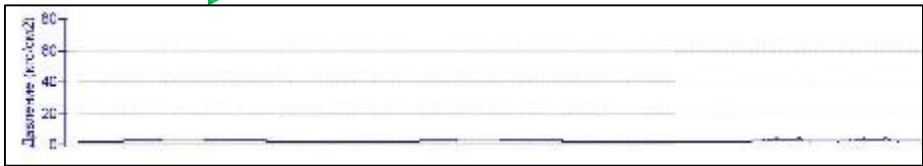
Устьевой автономный термоманометр



Выносной датчик давления

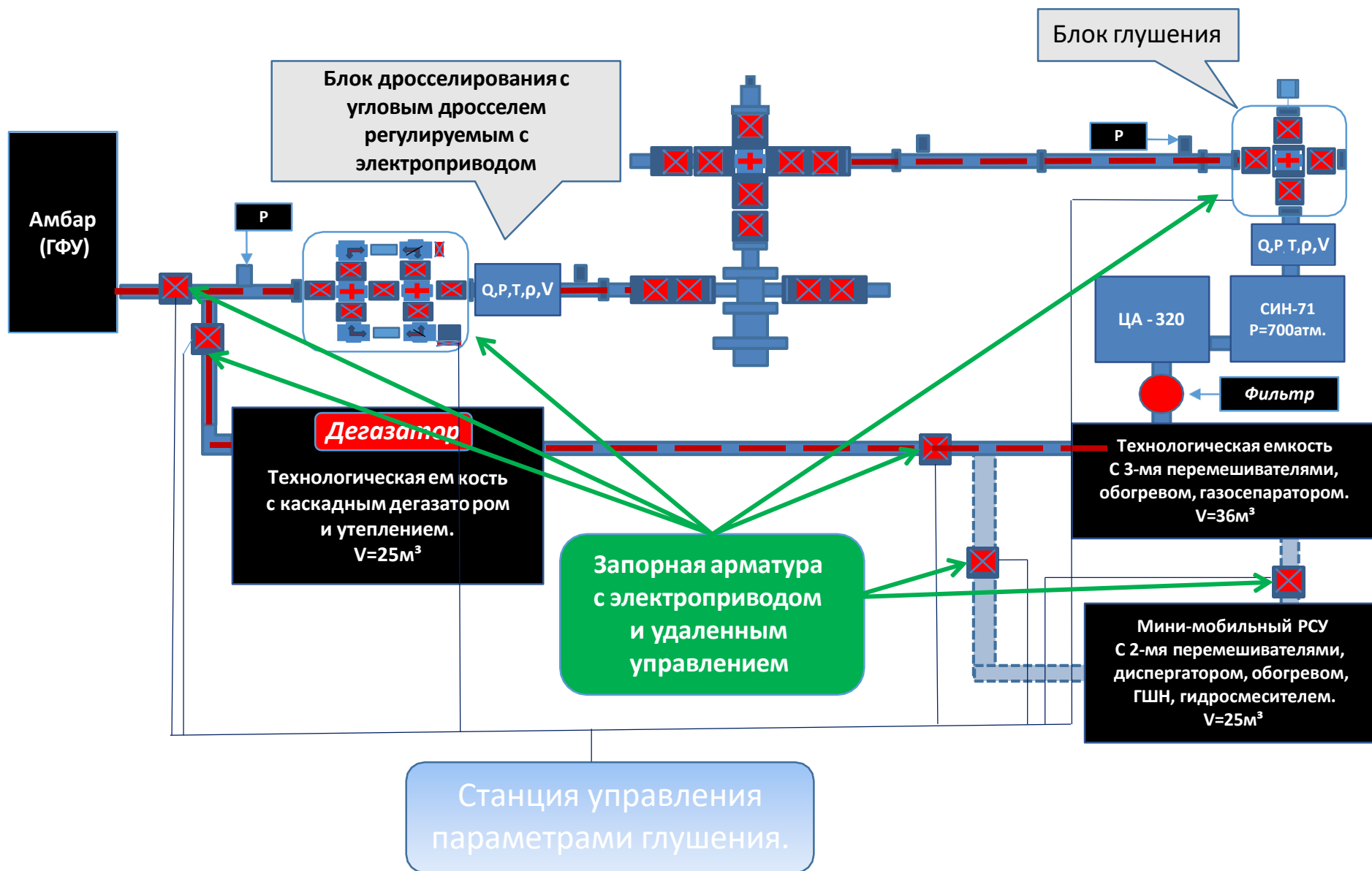


Станция контроля глушения скважин

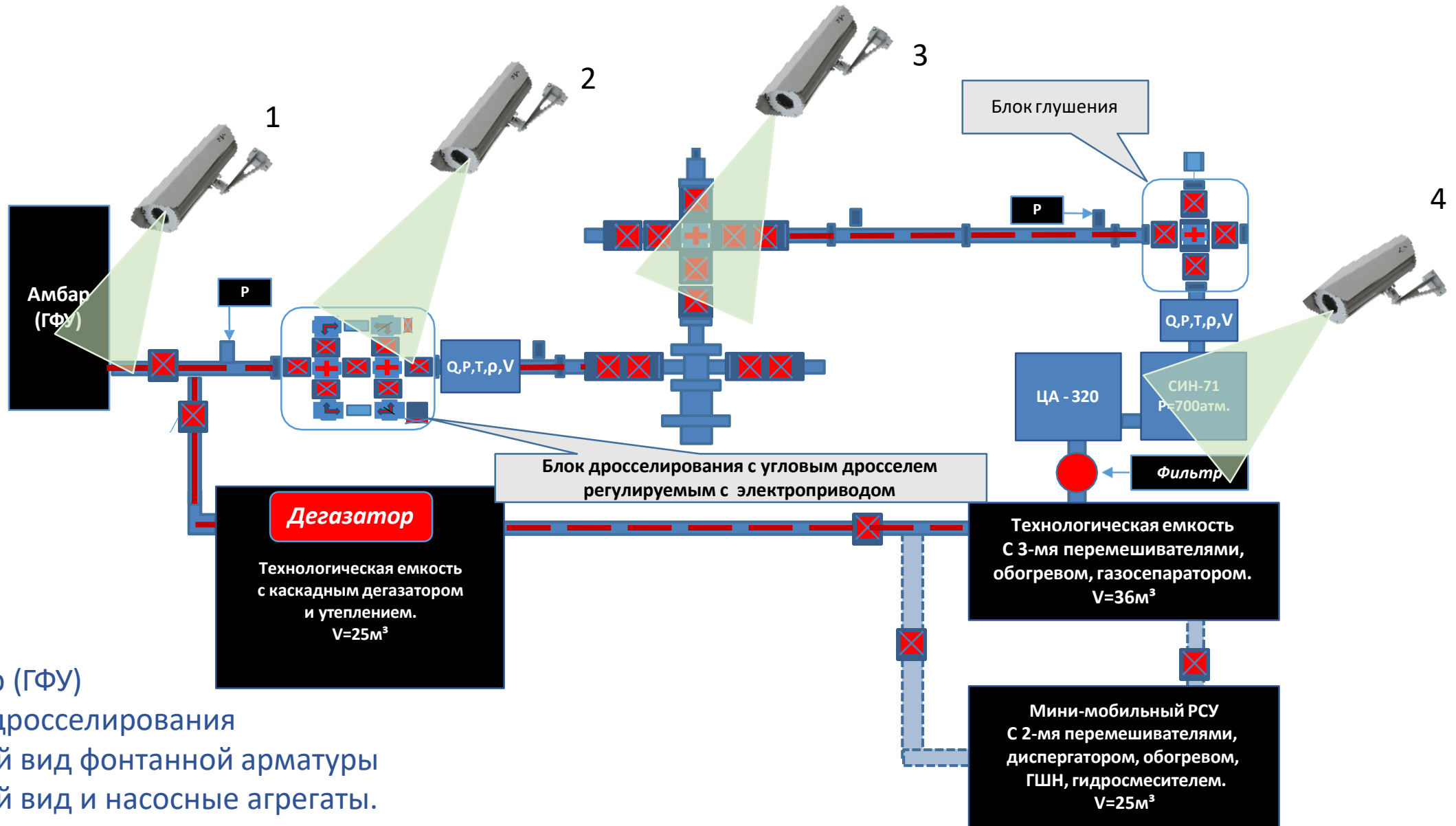


Выносной датчик давления

Перспективы развития проекта. Автоматизация - схема монтажа и управление запорной арматуры

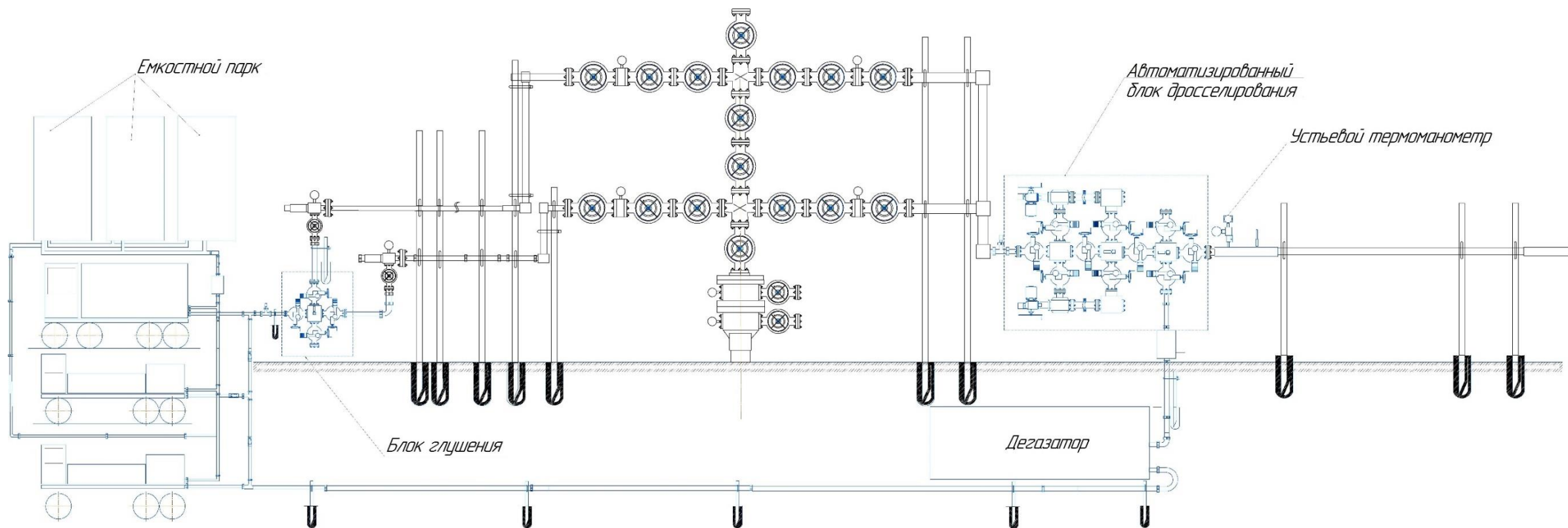


Перспективы развития проекта. Визуализация - пример расположения камер наблюдения.



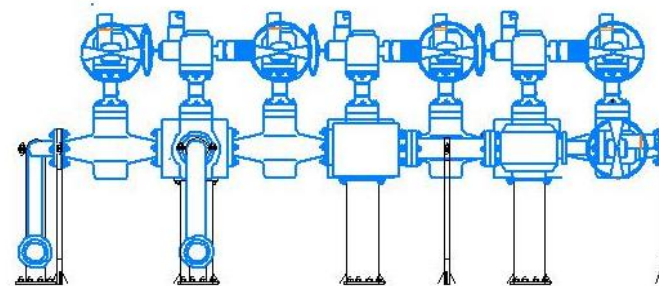
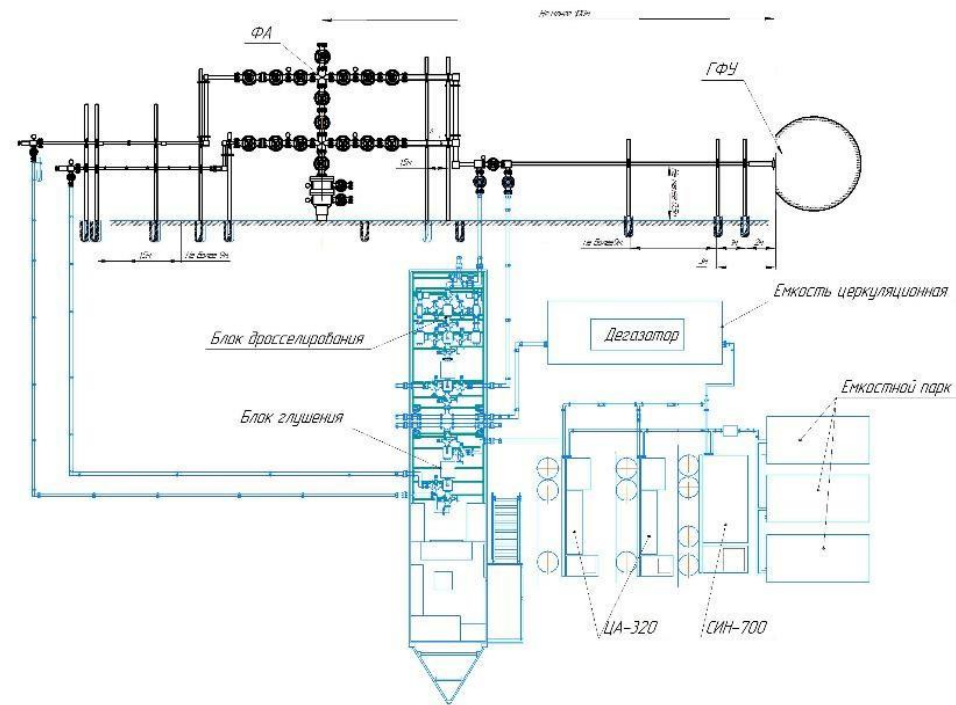
1. Амбар (ГФУ)
2. Блок дросселирования
3. Общий вид фонтанной арматуры
4. Общий вид и насосные агрегаты.

Перспективы развития проекта. Принципиальная схема монтажа автоматизированной системы глушения скважин

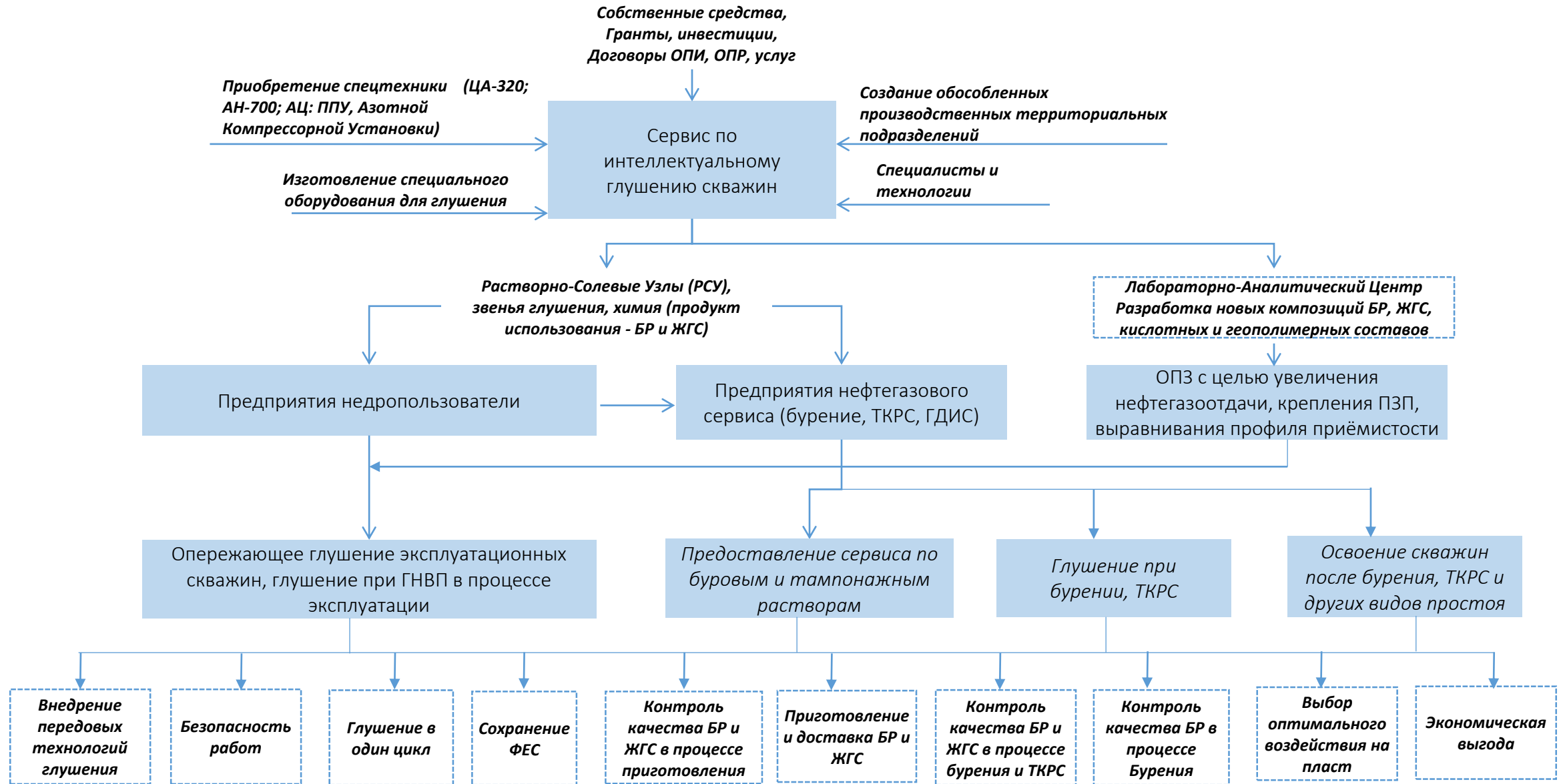


Применимость технологии интеллектуального глушения скважин:

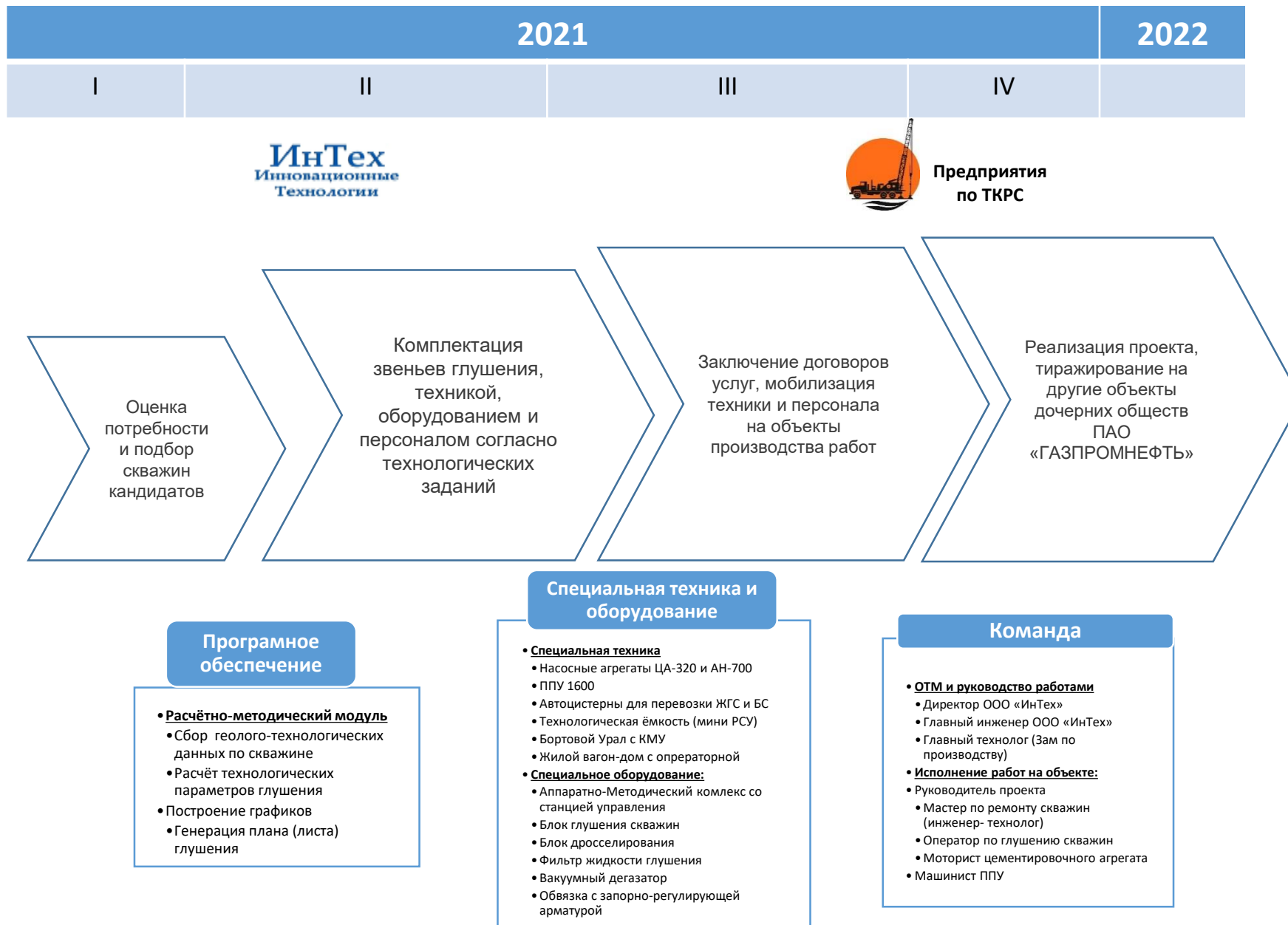
Технология интеллектуального глушения скважин включает в себя как полный комплекс глушения скважин с осложнёнными техническими и геологическими условиями с применением собственного мобильного автоматизированного комплекса глушения, высокопроизводительных насосных агрегатов, специализированного емкостного оборудования и собственного растворного сервиса, так и применимость отдельных автоматизированных систем глушения, контроля и визуализации.



Блок схема реализации проекта «Интеллектуальное глушение».



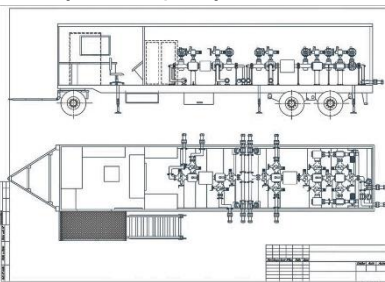
Дорожная карта проекта



План реализации проекта интеллектуального глушения скважин с применением мобильного комплекса глушения скважин, на 2021 год.

Направления развития

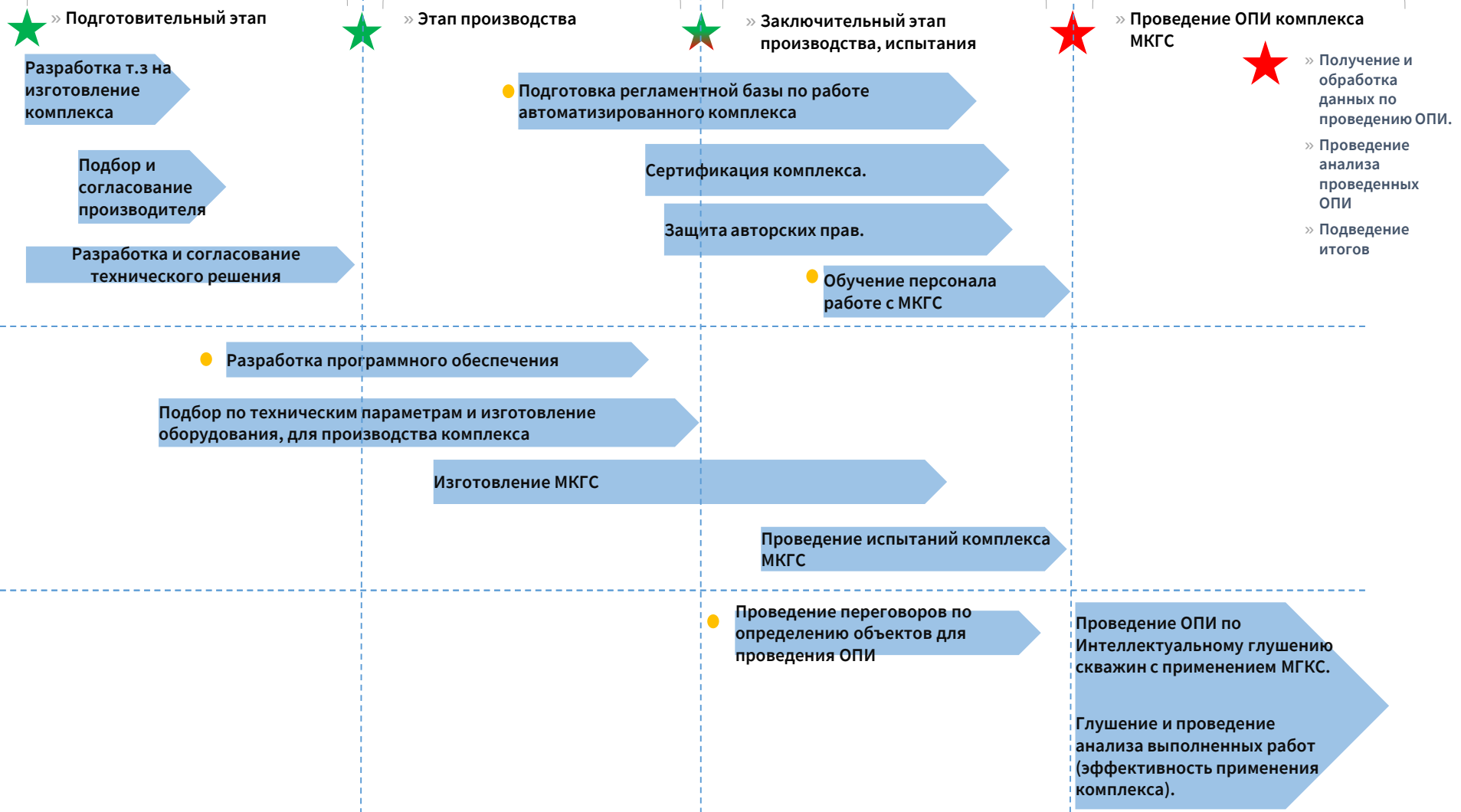
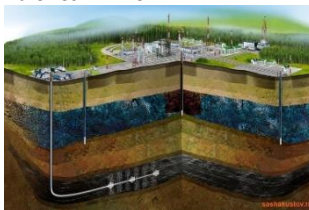
» Теоретическая и методическая часть реализации проекта



» Производственная часть



» Практическая часть, ОПИ комплекса МКГС



Капитальные вложения для развития сервиса интеллектуального глушения

- Общие затраты на создание одного звена интеллектуального глушения составляют 82 968 тыс. руб.
- Структура затрат :
 - Офисное оборудование и оргтехника – 0,25%
 - Транспортные средства – 10%
 - Специальное оборудование – 88,75%
 - Прочие – 1%
- Оборудование максимальной заводской готовности модульной поставки в габарите для перевозки автотранспортом
- Всё оборудования отечественного производства
- Количество создаваемых звеньев – 3 шт., размещение на базах Региональных Производственных Подразделений (г. Новый Уренгой, Новопортовское НГКМ ООО «ГПН-Ямал, Тартасинское НГМ ООО «РН-Соровскнефть»)
- Общий объём капитальных вложений на 3 звена = 248 907 тыс. руб.

Показатель	Ед. изм.	сумма	количество	цена
Офисное оборудование, оргтехника	тыс. руб.	200	2	100
Транспортные средства	тыс. руб.	7 948		
Бортовой Урал с КМУ	тыс. руб.	5 406	1	5 406
Автоцистерна нефтепромысловая	тыс. руб.	2 542	1	2 542
Специальное оборудование:				
Мобильный комплекс глушения скважин	тыс. руб.	61 500 000	1	61 500 000
Специализированный блок приготовления растворов, оснащенный датчиками	тыс. руб.	4 700	1	4 700
Вакуумный дегазатор	тыс. руб.	600	1	600
Технологическая емкость	тыс. руб.	2 800	1	2 800
Насосный агрегат ЦА-320, оснащенный измерительными датчиками	тыс. руб.	5 195	1	5 085
Агрегат насосный АН 700	тыс. руб.	25 860	1	25 860
Всего		82 968 860		

Себестоимость услуги

➤ Себестоимость включает следующие основные группы затрат:

- Расходы на ГСМ
- Расходы на аренду спецтехники
- Мобилизационные расходы
- Накладные расходы
- Ремонт оборудования
- Расходы на охрану труда и промышленную безопасность
- Фонд оплаты сотрудников

➤ Принятые допущения:

- Затраты на ОТ и ПБ составляют 1% от Фонда оплаты труда
- Расходы на ремонт составляют 5% от стоимости оборудования

➤ Себестоимость имеет существенные факторы для уменьшения:

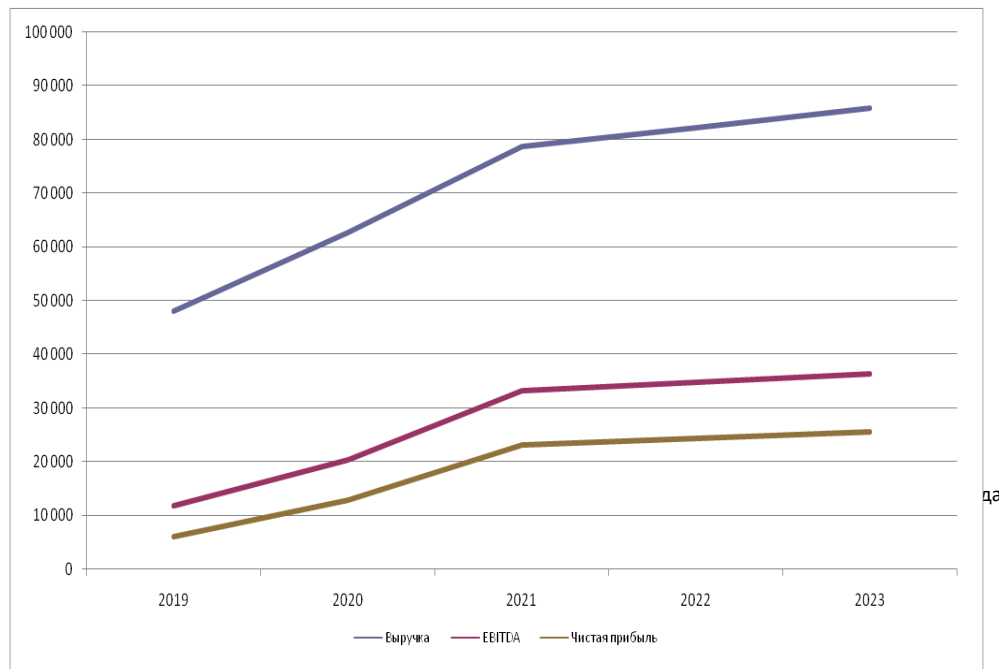
- Приобретение собственной спецтехники,
- Перевод техники на Газ

Производственная денежная себестоимость услуг 1-го звена, на период 5 лет

Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	ИТОГО
Оказание услуг		13 545	17 025	17 840	18579	19 414	86 403
Расходы на ГСМ	тыс. руб.	1 720	2 400	2 508	2 621	2 739	12 648
Расходы на аренду спецтехники	тыс. руб.	2 700	5 016	5 242	5 478	5 724	25 359
аренда второго АН-700	тыс.руб.	1 350	2 508	2 621	2 739	2 862	
аренда ППУ (передвижная паровая установка)	тыс.руб.	1 350	2508	2 621	2 739	2 862	
Мобилизационные расходы	тыс.руб.	2 500	2 685	2 798	2 918	3 049	
на месторождение и обратно	тыс.руб.	2 450	2 631	2 742	2 860	2 988	
мобилизация на кустовых месторождениях	тыс.руб.	50	54	56	58	61	
Накладные расходы	тыс. руб.	4 288	4 481	4 683	4 894	5 114	24 889
% от стоимости оборудования	%	15%	15%	15%	15%	15%	
Расходы на ремонт специального оборудования	тыс. руб.	1 429	1 494	1 561	1 631	1 705	8 296
% от стоимости оборудования	%	5%	5%	5%	5%	5%	
Расходы на охрану труда и промышленную безопасность на объекте	тыс. руб.	908	949	992	1 037	1 083	5 196
% от ФОТ - охрана труда		1%	1%	1%	1%	1%	
% от стоимости транспорта и оборудования		2%	2%	2%	2%	2%	

Сводные технико-экономические показатели по услуге при работе одного звена

- IRR с учётом терминальной стоимости- 89%
- IRR без учёта терминальной стоимости – 77%
- NPV с учётом терминальной стоимости – 139 990 тыс. руб.
- Окупаемость – 3 года
- PI с учётом терминальной стоимости – 3,5
- **PI без учёта терминальной стоимости – 3,86**
- **ROI – 3,85**



Показатель	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	ИТОГО
Выручка	тыс. руб.	62 700	78 626	82 164	85 861	396 351
Себестоимость	тыс. руб.	29 125	30 392	31 728	33 156	164 583
Расходы на ГСМ	тыс. руб.	2 400	2 508	2 621	2 739	13 308
Расходы на аренду спецтехники	тыс. руб.	5 016	5 242	5 478	5 724	26 159
Затраты на производственный персонал	тыс. руб.	12 100	12 608	13 151	13 742	68 502
Мобилизационные расходы	тыс. руб.	2 685	2 798	2 918	3 049	16 100
Накладные расходы	тыс. руб.	5 430	5 675	5 930	6 197	31 742
Расходы на ремонт техники и оборудования	тыс. руб.	1 494	1 561	1 631	1 705	8 773
Валовая прибыль	тыс. руб.	33 575	48 234	50 435	52 705	231 768
Валовая рентабельность	%	54%	61%	61%	61%	
Административные расходы	тыс. руб.	13 316	15 070	15 731	16 435	77 781
Зарботная плата	тыс. руб.	6 971	7 264	7 576	7 917	39 464
Расходы на оргтехнику	тыс. руб.	627	655	685	716	3 582
Командировочные расходы	тыс. руб.	627	786	822	859	3 814
Связь	тыс. руб.	627	786	822	859	3 814
Коммерческие расходы	тыс. руб.	1 881	2 359	2 465	2 576	11 441
Коммунальные услуги	тыс. руб.	627	786	822	859	3 814
Транспортные расходы	тыс. руб.	627	786	822	859	3 814
транспортный налог	тыс. руб.	75	75	75	75	413
Прочие расходы	тыс. руб.	1 254	1 573	1 643	1 717	7 627
ЕВИТДА	тыс. руб.	20 259	33 164	34 705	36 270	153 987
ЕВИТДА рентабельность	%	32%	42%	42%	42%	
Амортизация	тыс. руб.	4 250	4 250	4 250	4 250	23 375
ЕВИТ	тыс. руб.	16 009	28 914	30 455	32 020	130 612
ЕВИТ рентабельность	%	26%	37%	37%	37%	
Проценты к уплате	тыс. руб.	0	0	0	0	0
Прибыль до налогообложения	тыс. руб.	16 009	28 914	30 455	32 020	130 612
Налог на прибыль	тыс. руб.	3 202	5 783	6 091	6 404	24 460
Чистая прибыль	тыс. руб.	12 807	23 131	24 364	25 616	106 152
Рентабельность по чистой прибыли	%	20%	29%	30%	30%	
Дивиденды	тыс. руб.	0	0	0	0	
Чистая прибыль после дивидендов	тыс. руб.	12 807	23 131	24 364	25 616	

Конкурентный анализ

Станция WellWatcher* FLUX Schlumberger:

Интеллектуальные системы заканчивания компании «Шлюмберже» (Schlumberger) Станция WellWatcher* FLUX позволяет осуществлять оперативный мониторинг характеристик в месте контакта с пластом в нижней заканчивания или в нескольких интервалах заканчивания. Цифровой датчик WellWatcher Flux компании Schlumberger является инструментом для проведения каротажа в процессе бурения (Logging While Producing) последнего поколения, может также применяться для контроля гидравлических характеристик при глушении скважин.

В РФ используются Циркуляционные методы: - Метод бурильщика или метод двойной циркуляции, - Метод утяжеления и ожидания, - Метод постоянного давления насоса, - Метод обратной циркуляции.

Не циркуляционные методы: - Метод глушения скважины с вытеснением пластового флюида в пласт, - Метод постоянного давления в трубах, - Объёмный метод или контролируемая миграция флюидной пачки к устью скважины, - Комбинированный метод. Но программного обеспечения для выполнения полного комплекса расчётов нет и такие работы не ведутся.

Также можно отметить, успех в глушении скважины и последующем её освоении зависит от двух факторов:

1. Правильного подбора жидкости глушения (ФХХ ЖГС, реологические свойства, плотность, КВЧ и т.д.).
2. Технологии глушения.

Так в РФ в основном получил развитие фактор №1, а фактором два в основном пренебрегают! Зачастую при глушении скважин основным технологическим параметром контроля, является наличие либо отсутствие циркуляции, гидравлические параметры на забое контролируются очень редко, глушения проводятся в основном на репрессии, что влечёт за собой как снижение ФЕС ПЗП, так и необходимость проведения повторных глушений, а иногда такой подход является причиной возникновения ГНВП.

Технология ООО «ИнТех», объединяет оба параметра в единое целое и позволяет осуществлять полный контроль процесса глушения, с соблюдением условия равновесия между $R_{пл}$ и $R_{заб}$.

Вклад в решение тех. вызова. КПЭ технологии для Потребителей продукции

Расходы нефтегазодобывающих предприятий на глушение скважины стандартным методом (существующая схема) составляют :

Технологическая жидкость 1,8 г/см ³	Затраты
Расход жидкости глушения, 100 м ³	3 000 000
Монтаж оборудования (1 сутки)	2 300 000
Замещение на тех. воду	383 328
Прокачка и доведение до пласта блокирующей пачки	143 748
Глушение скважины	1 437 480
Технологический отстой	191 664
Выход на циркуляцию.	574 992
Технологический отстой	191 664
Промывка скважины 2-3 цикла	1 437 480
Демонтаж оборудования	2 300 000
ИТОГО:	11 960 356
Повторное глушение	11 960 356
ИТОГО, руб./1 скв.	24 000 000

Расходы нефтегазодобывающих предприятий на глушение скважины с применением интеллектуального глушения (предлагаемая схема ООО «ИнТех») составят:

Технологическая жидкость 1,8 г/см ³	Затраты
Расход жидкости глушения, 85 м ³	2 550 000
Монтаж оборудования	1 344 000
Замещение на тех. воду	448 000
Прокачка и доведение до пласта блокирующей пачки	144 000
Глушение скважины	670 000
Выход на циркуляцию.	654 000
Технологический отстой	224 000
Промывка скважины 1 цикл	672 000
Демонтаж оборудования	1 344 000
ИТОГО:	8 050 000
Повторное глушение	0
ИТОГО, руб./1 скв.	8 050 000

Показатель	Обоснование
Сокращение объемов потребления технологических жидкостей на 30–40%	Точный расчет требуемого объема жидкости глушения.
Отсутствие осложнений на скважине	Исключение повторных глушении.
Сокращение времени проведения работ	Сокращение времени проведения работ. (стандартный метод 7-9 суток) с применением МКГС 5-6 суток.
Сокращение затрат на глушение скважин	Применение системы визуализации, автоматизации, цифровизации и собственного растворного сервиса исключает привлечение сторонних организаций контроля производства работ.
Сохранение ФЭС	Обеспечение сохранения ФЭС за счет глушения на равновесии и отсутствии депрессии и репрессии на пласт.

Анализ рисков

Первая группа рисков (реализованные):

ОТСУТСТВУЮТ

Вторая группа рисков (приоритетные для решения):

1. Отсутствие достаточного объёма денежных средств для реализации проектов
2. Отсутствие инвесторов
3. Отсутствие необходимого количества оборудования
4. Отсутствие достаточного количества квалифицированного персонала

Третья группа рисков (вероятность реализации 20-50%)

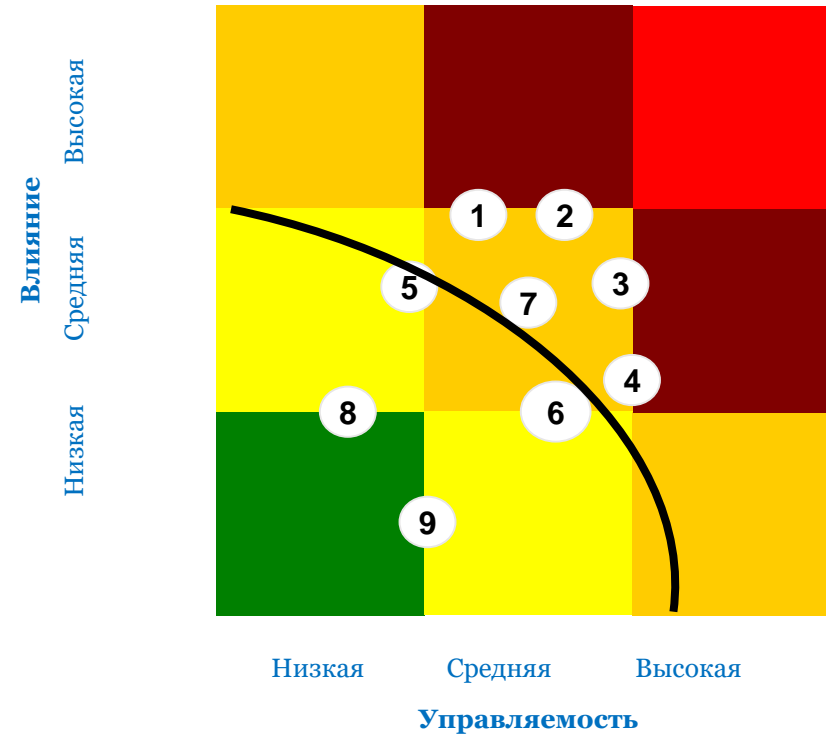
5. Возможное увеличение стоимости реализации проектов
6. Не достаточный спрос на потребление услуги, снижение выручки
7. Изменение конъюнктуры рынка нефтегазосервисных услуг из-за влияния внутренних и внешних факторов и как следствие снижение стоимости услуг

Четвёртая группа рисков (менее 20%)

8. Развитие конкуренции и создание аналогичных сервисных предприятий
9. Выполнение работ заложенных в проекты, собственными силами ВИНКов.

Матрица Рисков

Оценка значимости и управляемости.




Главная цель оценки рисков заключается в ранжировании рисков по параметрам (вероятность возникновения и величина влияния). Это позволит определить наиболее существенные риски и обоснованно сосредоточить ресурсы на их минимизации. Как видно из матрицы рисков все риски связанные с реализацией проектов имеют влияние от среднего до низкого и хорошо прогнозируемы и управляемы.

Охраноспособность интеллектуальной собственности. Предполагаемая схема коммерциализации проекта

Выработана стратегия правовой охраны и защиты интеллектуальной собственности. Оформлена заявка на изготовление патента. Планируется регистрация патента «Полезная модель»

Предполагаемая схема коммерциализации РИД проекта

- 
- Определение рыночной стоимости
 - Проведение технических совещаний с потенциальными заказчиками с подписанием протокола о намерениях
 - Участие в тендерах, заключение коммерческих договоров



Потенциальные потребители технологии

Нефтяные компании

Нефтесервисные компании

Потребители технологии внутри ПАО «Газпром нефть»

Дочернее общество ПАО «Газпром нефть»
ООО «Газпромнефть-Заполярье»
ООО «Газпромнефть-Хантос»
АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
Филиал «Газпромнефть-Муравленко»
ООО «Газпромнефть-Оренбург»
ООО «Газпромнефть-Восток»
ООО «Газпромнефть-Ямал»
ООО «Газпромнефть-Ангара»
АО «Мессояханефтегаз»
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
ООО «Газпромнефть-Сахалин»
ООО «Газпром нефть-шельф»

Добыча и переработка Компании



- РЕГИОНЫ ДОБЫЧИ
- 24 Красноярский край
- 55 Омская область
- 56 Оренбургская область
- 70 Тюменская область
- 72 Тюменская область
- 86 Ханты-Мансийский АО – Югра
- 89 Ямало-Ненецкий АО
- Сербия
- Ангара
- РЕГИОНЫ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ
- 38 Иркутская область
- 23 Краснодарский край
- 24 Красноярский край
- 83 Ненецкий АО
- 55 Омская область
- 70 Тюменская область
- 72 Тюменская область
- 86 Ханты-Мансийский АО – Югра
- 89 Ямало-Ненецкий АО
- НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА
- 77,50 Москва и Московская область
- 55 Омская область
- 76 Ярославская область
- Сербия
- Республика Беларусь
- ПРЕЗИДЕНТСТВО СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ
- 55 Омская область
- 76 Ярославская область
- Сербия
- Италия



Применяемое оборудование:



Инновационные
Технологии

№	Наименование	Кол-во	Характеристики
1	Блок дросселирования БД 65x70 ХЛ	1	Дроссель автоматизированный с дистанционным управлением ДРУЭ 65*70 ХЛ с ЭП АУМА. Рабочее давление Р-70МПа, Условный проход D-65мм, задвижки шиберные типа ЗМС. Дроссель регулируемый с ручным управлением.
2	Блок глушения БГ 65x70 ХЛ	1	Рабочее давление Р-70МПа, Условный проход D-65мм, задвижки шиберные типа ЗМС
3	Дегазатор VD-240	1	Производительность - 240м3/ч, объем удаляемого воздуха - 28м3/ч, сфера удельного веса бурового р-ра $\leq 2\text{г/см}^3$, эффективность дегазации - $\geq 95\%$
4	Дегазатор MI SWACO cd-1400	1	Высокая производительность, при низком коэф-е циркуляции пропускная способность до 4921л/мин.
5	Вагон городок	3	Полный комплект вагон домов, для автономной работы партии
6	ДЭС-200	1	Дизельная электростанция контейнерного типа в арктическом исполнении, номинальной мощностью 200КВт.
7	ДЭС-60	1	Дизельная электростанция контейнерного типа в арктическом исполнении, номинальной мощностью 60КВт (резервная)
8	Комплект технологической обвязки	1	Полный комплект обвязки скважины и оборудования, для проведения глушения Р=70МПа
9	Уровенмер	2	Диапазон измерения давления УПАС-22П - 50-3000м,
10	Фильтровальная установка ФУ 01-05	1	Номинальное (рабочее) давление Р-1МПа, фильтруемая среда - различной степени загрязненности, соляные растворы для закачки в скважину, температура проводимой среды не выше $t=+60\text{C}$, производительность - 50м3/ч, степень фильтрации сменного фильтрующего элемента (уст. по согл.) до 50мкм-ф50, до 25мкм-ф25, до 5мкм-ф0,5, температура хранения от -50 до +40С, площадь



Применяемое оборудование:

Насосный агрегат СИН –31.71.00.000ПС



Установка не имеет аналогов в России :
 $P_{\max} = 70\text{МПа}$;
 Q при $70\text{МПа} \leq 10.7\text{л/с}$
Работа установки обеспечивается
отдельным силовым агрегатом на
платформе ДВС Cummins на 1400л.с.

Насосная установка универсальная СИН – 31.71.00.000ПС

Предназначена для нагнетания жидких сред в скважину при:

- Глушении скважин с АВПД;
- Глушении газовых скважин и нефтяных скважин с высоким газовым фактором;
- Цементировании скважин, промывке песчаных пробок;
- Других промывочно-продавочных работах.

Применяемое оборудование:

Универсальное емкостное оборудование



- Емкость буровая БЕ36.Ш.ГНКТ-01 «УНИКОМ»
- Емкость утепленная буровая;
- Мешалка лопастная с электроприводом – 3шт.
- Насос перекачивающий;
- Газосепаратор;
- Гидроваронка;
- Поплавковый уровнемер;
- Обогрев греющим кабелем, электронагревателями и паровыми регистрами.

- Автономный узел приготовления растворов
- АУПС-25.08 «УНИКОМ»
- Емкость утепленная для приготовления растворов;
- Мешалка лопастная с электроприводом – 2шт.
- Насос центробежный с гидросмесителем
- Поплавковый уровнемер;
- Обогрев греющим кабелем, электронагревателями и паровыми регистрами.





**Инновационные
Технологии**

ООО «ИнТех»
625 000 г. Тюмень
ул. Советская 65, корпус 2, 10 этаж
тел/факс (3452) 534 009 сот: (922)0408087
e-mail: dir@intechinol.com
www.intechinol.com