

*Технологии по
повышению
нефтеотдачи пласта*

ООО «ПАКЕР»

РФ. РТ. г. Альметьевск



Виды работ осуществляемые ООО «ПАКЕР»

1	<p>Повышение нефтеотдачи пластов.</p> <p>1.1 Технология ПНП на основе двойного действия модифицированного реагента КС-6.</p> <p>1.2 Технология ПНП на основе применения мицелярной системы.</p>	<p>состав на основе оксиэтилированных жирных кислот</p> <p>отечественные материалы и реагенты</p>
2	<p>Обработка призабойной зоны скважин.</p> <p>2.1 Гидромеханическое воздействие.</p> <p>2.1.1 Гидромеханический способ освоения скважин устройством депрессионной очистки ПЗП (УДОЗ).</p> <p>2.1.2 Метод мгновенного многократного создания депрессии.</p> <p>2.1.3 Гидромеханическое воздействие на прискважинную зону пласта в виброимпульсном режиме (ЗГИВ).</p> <p>2.1.4 Гидромеханическое направленное воздействие генератором давления гидроударным (ГДГУ) – селективный минигидроразрыв пласта.</p> <p>2.1.5 Метод многократного гидромеханического воздействия серий гидроударов (МГМВ).</p>	<p>спец.оборудование</p> <p>спец.оборудование</p> <p>спец.оборудование</p> <p>спец.оборудование</p> <p>спец.оборудование</p> <p>спец.оборудование</p>

3	Термохимическое воздействие – индукционный прогрев призабойной, прискважинной зоны пласта.	спец.оборудование
4	ОПЗ скважины с целью водоограничения с применением тампонажного гидрофобизирующего состава.	состав на основе высокомолекулярного полимера
6	Гидромониторный перфоратор (ГМП)	Спец.оборудование
5	Водоизоляционные работы по ликвидации заколонных межпластовых перетоков, затрубной циркуляции.	составами на углеводородной основе (высокопрочным расширяющимся цементом)

1. Технология повышения нефтеотдачи пластов.

1.1. Технология ПНП на основе двойного действия модифицированного реагента КС-6.

Технология ПНП комплексного действия и предназначена как для загущения закачиваемой воды, так и отмыва оставшейся нефти. Водный раствор реагента КС-6(1-2%) повышает и регулирует вязкость закачиваемой воды и одновременно, являясь поверхностно-активной системой, снижает поверхностное натяжение в системе пласт-флюид.

Технология ПНП применяется на любой стадии разработки месторождений, как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах, при любой степени минерализации пластовых и закачиваемых вод.

Технология проведения работ заключается в дозировании реагента КС-6 в закачиваемую воду с КНС или в нагнетательную скважину насосным агрегатом через эжектор.

1.2. Технология ПНП с применением мицеллярной системы на основе отечественных материалов (реагентов) с использованием стандартного нефтепромыслового оборудования и технических средств.

Мицелляро-подобный раствор представляет собой водный раствор с содержанием до 15% углеводородной фазы и специально разработанного эмульгатора.

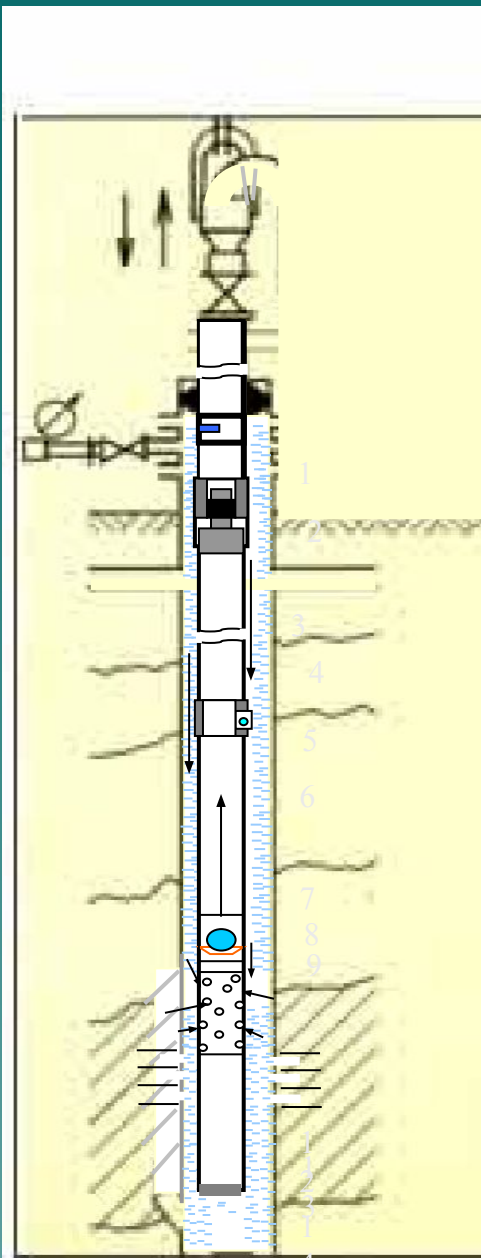
Проведены лабораторные испытания.

Технология ПНП применяется на поздней стадии разработки месторождений для извлечения оставшейся и доотмыва остаточной нефти за счёт снижения межфазного натяжения до минимальных значений.

Технология ПНП применяется как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах при любой степени минерализации пластовых и закачиваемых вод.

Технология приготовления мицеллярного раствора и его закачки может осуществляться непосредственно на объекте внедрения (нагнетательные скважины).

2.1.1 Депрессионная очистка забоя скважин (УДОЗ) (методом мгновенной депрессии на пласт)



Сущность метода заключается в следующем. В скважину, заполненную жидкостью спускают на насосно-компрессорных трубах компоновку низ которой оборудован фильтром (который устанавливается напротив дренируемого пласта), выше фильтра НКТ оснащено клапанным механизмом. Выше клапанного механизма устанавливают микроклапан для слива жидкости при подъеме НКТ. Исходя из требуемой депрессии на пласт устанавливают гидрожелонку, а НКТ после гидрожелонки спускают порожние (без жидкости), длина порожних труб будет предположительно равняться величине создаваемой депрессии на пласт

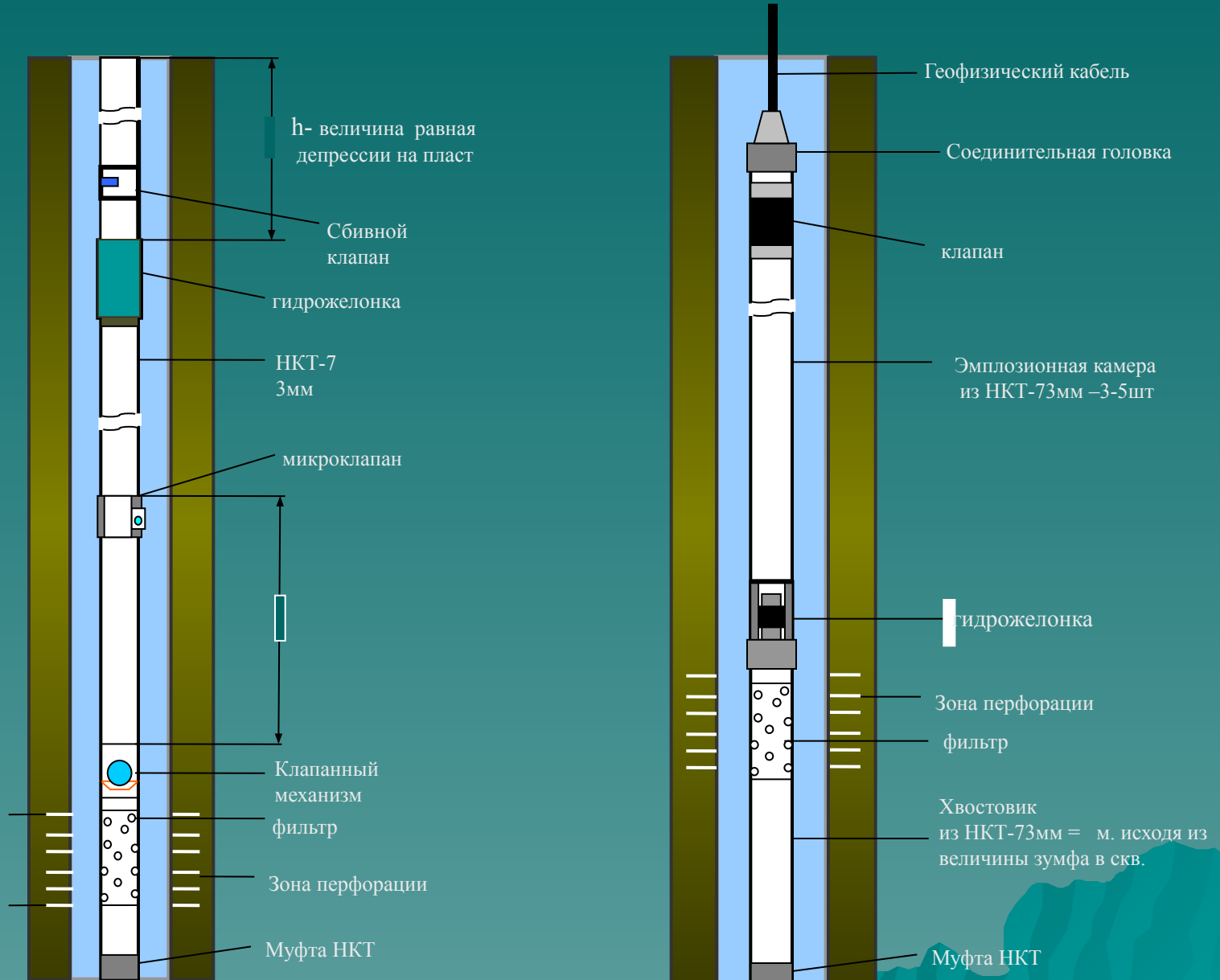
Далее с помощью подъёмного агрегата А-50; Аз-37; продолжают спускать НКТ до полной посадки на забой.

При посадке НКТ на забой, гидрожелонка открывается, пропуская через себя жидкость, а так как затрубное пространство заполнено до устья жидкостью, а НКТ выше гидрожелонки порожние то жидкость из затрубного пространства с большой скоростью устремляется в трубное, подхватывая из пласта коьматанты и флюиды (зффект инжектора) напротив пласта создаётся разряжение (мгновенная депрессия). С момента достижения жидкостью статического уровня процесс движения жидкости прекращается, но продукты коьматации пласта удерживаются в НКТ за счет клапанного механизма выше фильтра. После чего НКТ поднимают до гидрожелонки и скважину промывают обратной промывкой (при наличии циркуляции), при ее отсутствии НКТ поднимают полностью. Если при промывке вымываются продукты коьматации или продукты реакции от предыдущих КОС, цикл повторяется. Процесс очистки призабойной зоны от продуктов коьматации и закупоривающих агентов продолжается до получения желаемых результатов.

Предлагаемый способ обеспечивает возможность создания мгновенной депрессии на пласт за счет спуска глубинного оборудования, без применения специальной техники. Данный способ воздействия позволяет значительно улучшить фильтрационную характеристику пласта, повысить дебит или увеличить приёмистость. Конструктивное исполнение устройства обеспечивает возможность проведения предварительной и последующей промывки её без

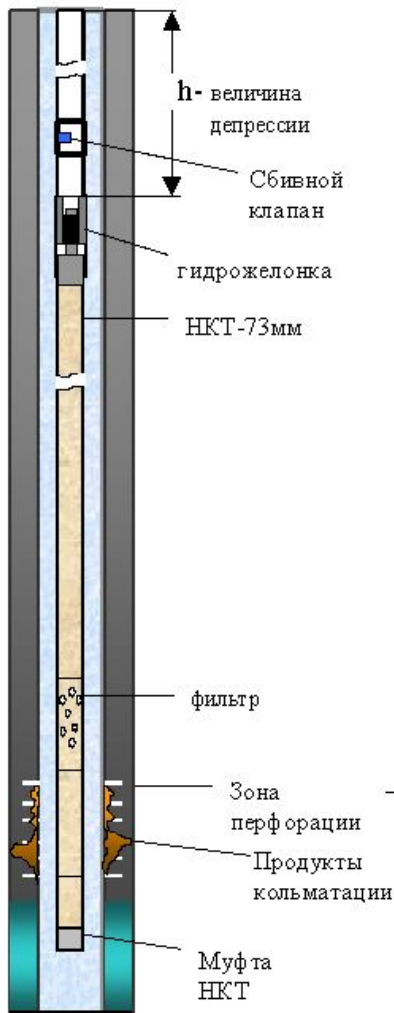
дополнительных операций по спуску и подъёму колонны труб, а также проводить работы по горизонтально направленным стволам и боковым зарезкам. Возможно работа по колоннам \varnothing :102",114 ",146 ",168

2.1.2 Компоновка при очистке призабойной зоны скважины устройством УДОЗ (на НКТ, на кабеле)

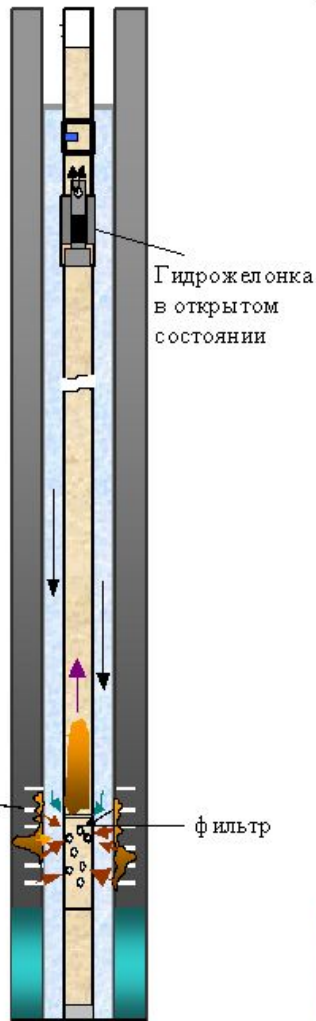


Очистка призабойной зоны скважины гидрожелонкой + СКО пласта

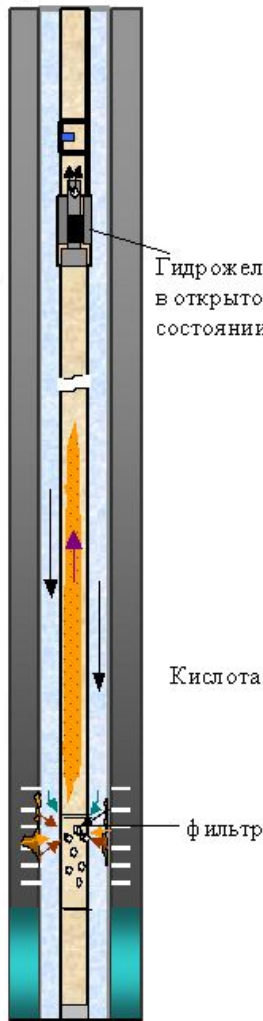
Наворот гидрожелонки, с последующим спуском



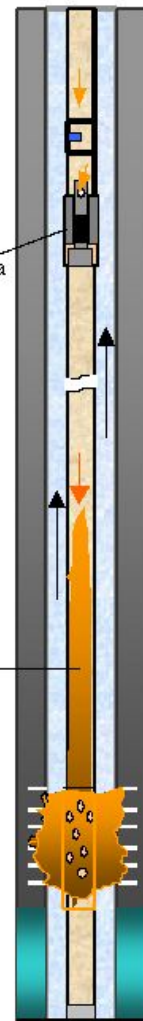
Создание депрессии на продуктивный пласт с извлечением различных коагулянтов, и продуктов реакции от СКО



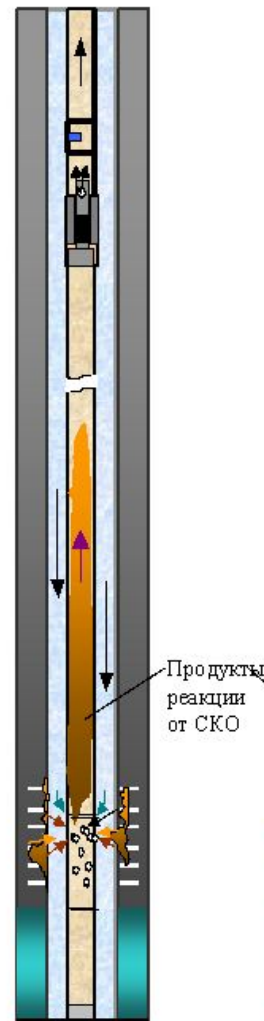
Вымыв продуктов коагуляции из НКТ после создания депрессии



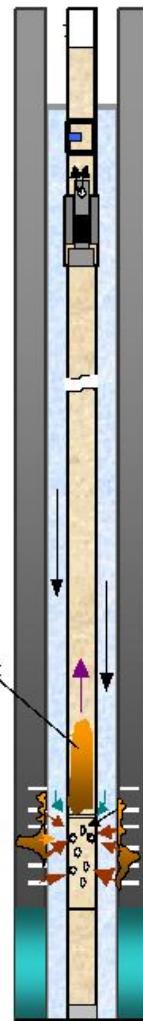
СКО: закачка кислоты, реакция



Вымыв продуктов реакции от СКО



Создание депрессии на продуктивный пласт с извлечением продуктов реакции от СКО



2.1.3 ОПЗ скважины с применением гидроимпульсного вибратора ЗГИВ.

Золотниковый гидроимпульсный вибратор является одним из средств повышающих продуктивность нефтяных скважин и приемистость нагнетательных.

Устройство ЗГИВ генерирует колебание давления в скважине различной частоты и амплитуды. Во время работы гидроимпульсного вибратора в призабойной зоне возникают большие перепады давления, которые воздействуют на пласт и вызывают разрывы горных пород с образованием сети микротрещин.

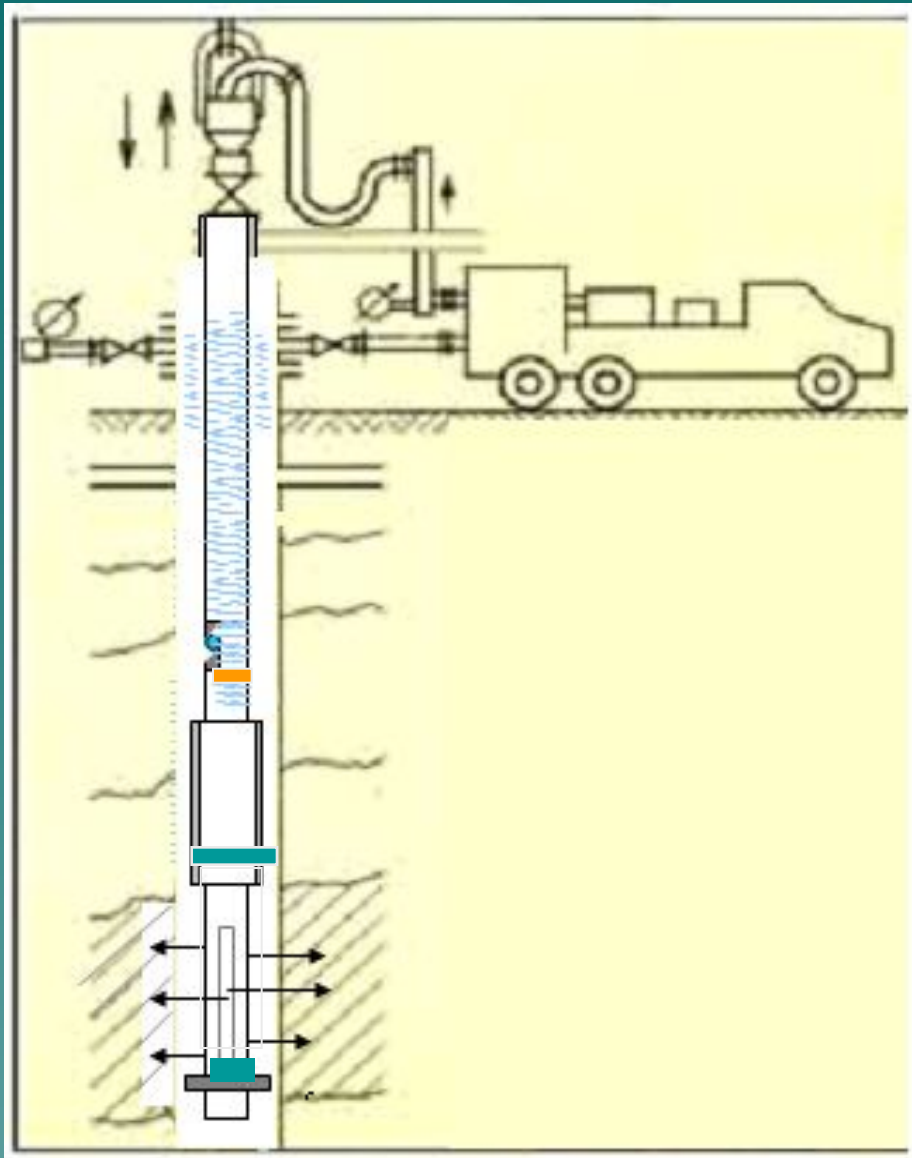
С целью улучшения фильтрационных свойств призабойной зоны пласта, производятся комплексное гидромеханохимическое (ГМХВ) воздействие, используя устройство ЗГИВ закачивают в пласт кислоты и различные хим. реагенты в виброволновом режиме.

Устройство ЗГИВ позволяет осваивать скважины методом свабирования в виброволновом режиме.

Устройство ЗГИВ рекомендуется использовать для обработки призабойной зоны ОПЗ скважин, пласт в которых сложен низкопроницаемыми породами и содержит глинистые минералы.

Вибровоздействие устройством ЗГИВ рекомендуется проводить в скважинах с ухудшенными коллекторскими свойствами призабойной зоны после бурения, во время проведения ремонтных работ, а также в скважинах, пласт которых поглотил в процессе строительства и ремонта глинистый и цементные растворы.

2.1.4 Гидромеханическое воздействие генератором давления гидроударным ГДГУ (селективный мини гидроразрыв пласта).



Работа устройства осуществляется следующим образом

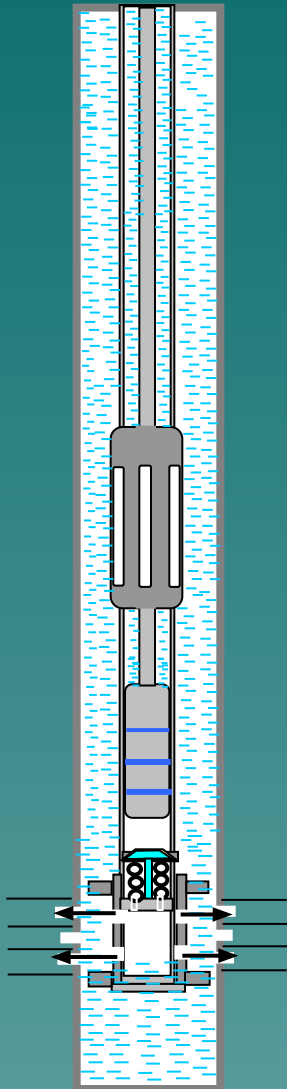
Устройство спускают с таким расчетом, чтобы нижняя часть клапана находилась напротив нижних отверстий фильтра. Затем проводят обратную промывку скважины, после чего устройство вместе с колонной НКТ приподнимают и устанавливают окнами патрубка на уровне средних отверстий фильтра. Путем повышения давления на устье до 20-25 МПа за счет закачки жидкости в полость насосно-компрессорных труб разрывают мембрану. При этом жидкость, которой заполнены трубное и затрубное пространства скважины с большой скоростью устремляется в имплозионную камеру к забою скважины в нижнюю часть патрубка, создавая в обрабатываемой зоне пласта (на уровне окон ловушки) гидравлический удар с давлением, превышающим горное давление выше лежащих пород, обеспечивающим необходимые условия для расширения существующих или образования новых трещин в ПЗП. Предлагаемое устройство обеспечивает возможность (при сохранении статического давления в затрубном пространстве) повышать давление на устье (в НКТ) до 20 – 30 МПа, что позволяет достигнуть значительную величину гидравлического удара в зоне пласта.

Наличие патрубка (ловушки) с окнами и направляющими элементами (концентраторами давления) в нижней части устройства также способствует увеличению силы гидравлического воздействия и позволяет строго избирательно действовать на определенный интервал пласта, равный расстоянию между концентраторами давления. Кроме того, ловушка предотвращает засорение забоя скважины металлическими предметами, например, мембраной и плунжером, которые задерживаются здесь после гидроудара.

Данное устройство позволяет осуществить комплексную обработку скважины (закачку в пласт углеводородных растворителей, кислотных растворов и иных интенсифицирующих агентов) за однократный спуск глубинного оборудования.

2.1.5 ОПЗ скважины

методом многократного гидромеханического воздействия на пласт (МГМВ)



Технология с использованием генератора давления (МГМВ) основана на гидромеханическом воздействии на пласт-коллектор серией гидравлических ударов, создаваемых мгновенным давлением жидкости затрубного пространства через переводник с окнами при возвратно-поступательном движении плунжера на канате или штангах.

Сущность метода заключается в следующем. В скважину заполненную жидкостью, спускают устройство (имплозионную камеру) с концентраторами давления на насосно-компрессорных трубах до пласта. С помощью подъёмника на канате или штангах спускают плунжер до упора в клапанное седло. Затем плунжер поднимают до верхней расширенной части имплозионной камеры. При подъёме плунжера клапан закрывается и в нижней части камеры создаётся разрежение. С момента достижения нижним концом плунжера расширенного участка имплозионной камеры скважинная жидкость, как из НКТ, так и из затрубного пространства с мгновенной скоростью устремляется в нижнюю часть камеры, создавая в призабойной зоне сначала импульс депрессии, а затем гидравлический удар с давлением. В момент возникновения гидравлического удара под давлением потока жидкости клапан отжимается, раскрывая имплозионную камеру. Давление через окно передаётся на пласт. Аналогичные операции (спуск-подъём плунжера) проводят до тех пор пока скважина не будет принимать жидкость или увеличит приёмистость. Конструкция оборудования (МГМВ) позволяет через него проводить промывку скважины, закачку в пласт растворов хим.реагентов и др.технологических растворов.

2.2. Комплексно – комбинированные технологии ОПЗ гидромеханохимического воздействия (ГМХВ).

Комплексно- комбинированные технологии ОПЗ, заключаются в совместном и одновременном гидромеханическом и химическом воздействии на призабойную зону пласта терригенных и карбонатных коллекторов добывающих и нагнетательных скважин.

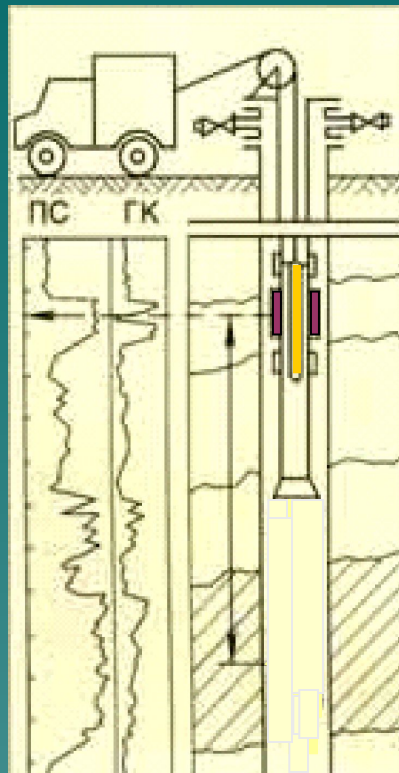
Проведены сервисные работы в ОАО «Татнефть», Роснефть, ТНК БП, КазМунайгаз, Башнефть, Русснефть и МНК на скважинах. Успешность составила 87%.

Гидромеханическое воздействие создается разработанными фирмой устройствами создающими давления различной степени силы, от виброимпульсного режима воздействия до создания мощных гидроударов.

В качестве химических реагентов и материалов применяются:

- минеральные кислоты в виде растворов (ингибированная соляная кислота 12-24% концентрации, глиноуксусная кислота);
- растворители АСПО на основе углеводородных растворителей с активизирующими присадками;
- рабочие технологические жидкости (растворы) на основе реагентов и продуктов разрешенных к применению в нефтедобыче.
- Комплексно- комбинированная технология гидромеханохимического воздействия включает в себя технологические операции:
- Депрессионную очистку забоя и призабойной зоны пласта с изучением состава извлеченного шлама УДОЗ;
- ГМХВ активным углеводородным растворителем с использованием скважинных гидромеханических устройств в зависимости от физико-химических свойств пласта-коллектора;
- Закачку растворов минеральных кислот или разглинизаторов в виброимпульсном режиме, причем терригенные коллектора обрабатываются двухрастворным кислотным составом;
- Предусматривается в ходе ГМХВ проведение работ по вибросвабированию скважин и, при необходимости, извлечение продуктов реакции УДОЗ.

3. Индукционный прогрев призабойной зоны



Данная технология предназначена для нагрева призабойной зоны скважин и прискважинной зоны пласта индукционным способом и для растопления АСПО в призабойной зоне продуктивного пласта, и снижения вязкостных характеристик нефти. Оборудование позволяет нагрев при закачке в пласт углеводородного растворителя (и других хим. реагентов) для повышения эффективности ОПЗ. Осуществляется одновременный направленный прогрев прискважинной зоны пласта в эксплуатационной колонне и прогрев реагента, закачки его в пласт при температуре не менее 60-70°C. Температура нагрева регулируется. Прибор индукционного прогрева спускается в скважину на коаксиальном кабеле и может совмещаться с геофизическими исследованиями на стандартном геофизическом оборудовании (ПКС-3,5, ПКС-5).

4. ОПЗ скважин с целью водоограничения с применением тампонажного гидрофобизирующего состава.

Технология ограничения водопритока на основе использования гидрофобизирующих растворов. Технология осуществляется путем предварительной закачки оторочки водоотталкивающего агента в пласт с последующей закачкой расчетного количества гидрофобизирующего раствора на углеводородной основе с последующей выдержкой скважины на реагирование в течении 3-х суток.

Достигается повышение фазовой проницаемости по нефти (в 3-5 раз) и, тем самым, происходит снижение обводненности добываемой продукции.

Технология водоограничения применяется на терригенных коллекторах при обводнении пластов закачиваемыми и пластовыми водами. Технология рекомендуется как для предупреждения активного обводнения скважины, так и для снижения обводненности при достижении ее в пределах до 95%.

Технология ограничения водопритока может осуществляться "безподходно" по затрубному пространству, если подземное оборудование спущено у интервала перфорации или ниже его.

Производство РИР с последующим очищением части пласта от возможного загрязнения при тампонировании

РИР закоронных перетоков снизу



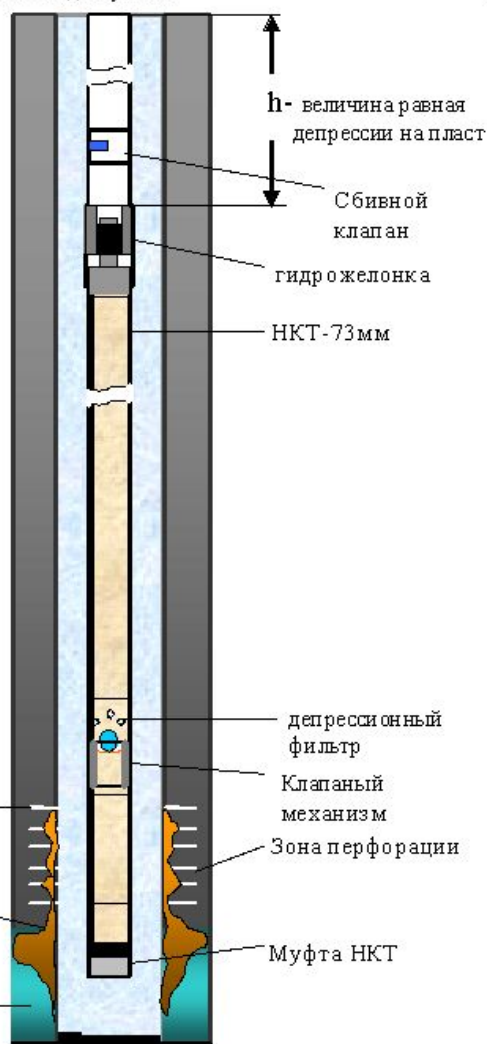
Закрýтый депрессионный фильтр
Открывается при помощи шара

Прод. пласт

Тамп. смесь ЦСС

Водоносный пласт

Открытие фильтра и аворот гидрожелонки, с послед. спуском



h - величина равная депрессии на пласт

Сбивной клапан

гидрожелонка

НКТ-73мм

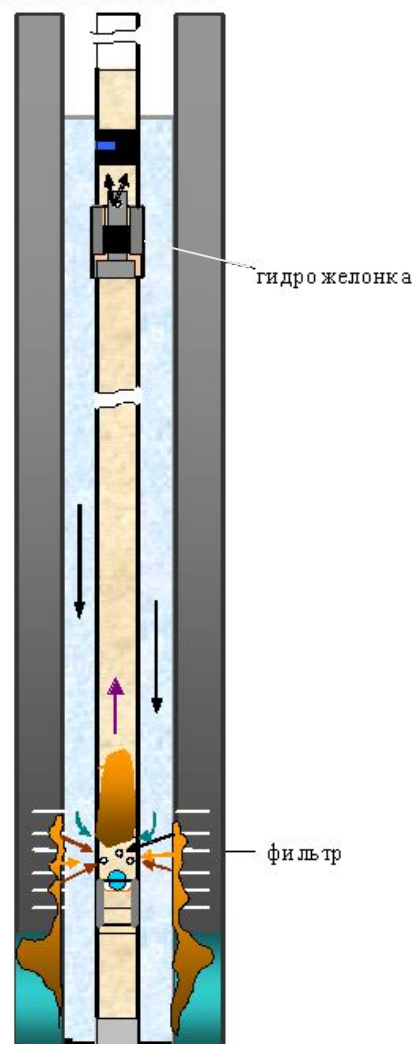
депресссионный фильтр

Клапанный механизм

Зона перфорации

Муфта НКТ

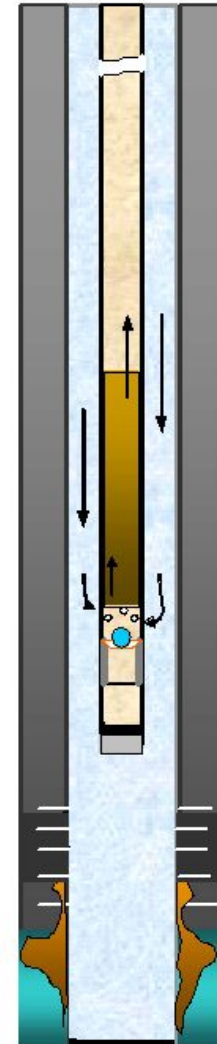
Создание депрессии на верхнюю часть пласта с извлечением тамп. смеси



гидрожелонка

фильтр

Вывод тамп. смеси из НКТ после подъема и отворота гидрожелонки.



5. Водоизоляционные работы.

Технология водоизоляции на основе применения углеводородно-цементных растворов с добавкой активно схватывающего агента с использованием ЗГИВ. Технология предназначена для ликвидации заколонных межпластовых перетоков, затрубной циркуляции. Для ликвидации поглощающего характера заколонных перетоков осуществляется предварительная закачка наполнителя для создания противодействия.

Технология водоизоляции на основе применения высокопрочных, расширяющихся цементных растворов на углеводородной фазе и предварительной обработкой пласта тампонирующей жидкостью способствующей упрочнению контактов цементный камень-стенка скважины и цементный камень-порода.

ООО "Пакер" оснащен необходимой техникой и оборудованием для проведения выше приведённых работ, документацией.

В ООО "Пакер" имеется инструментальная база, используется лабораторный комплекс по моделированию процессов повышения нефтеотдачи пластов с научным персоналом.

ООО "Пакер" обеспечивает проведение работ комплексом по гидродинамическим и геофизическим исследованиям и комплексом по свабированию скважин.

Применяемые химреагенты сертифицированы.

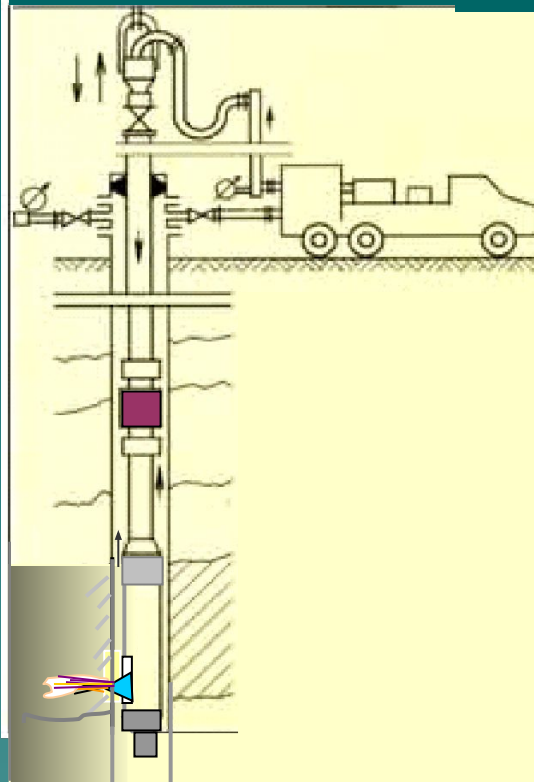
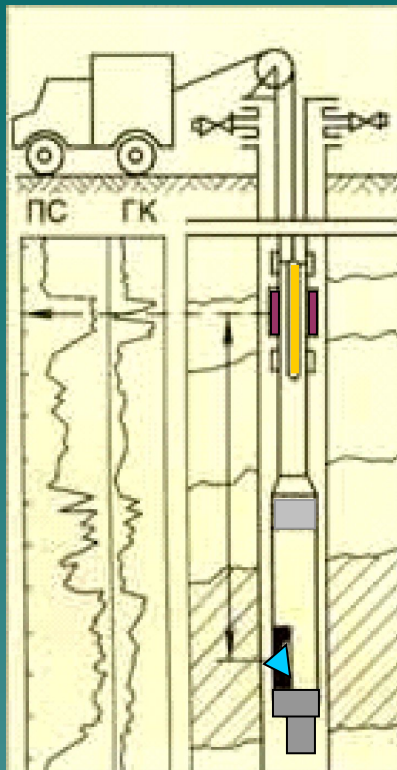
Все виды работы лицензированы.

Работы ведутся в тесном сотрудничестве с Казанским Гос. Тех. университетом им. С.М. Кирова, Сибирским филиалом Академии Наук РФ (г.Новосибирск), Уральским отделением Академии Наук РФ (г.Екатеринбург).

Директор ООО «Пакер» _____ М.Ш.Идиятов

Гл. геолог ООО «Пакер» _____ В.И. Николаев

6. Перфорация гидромониторная .



Данная технология заключается в том, что гидромониторный перфоратор, спущенный в скважину на НКТ и привязанный к нужному интервалу геофизическим методом ГК ЛМ, формирует окно величиной 20×70 мм путём вдавливания в стенку обсадной колонны прокалывающего резца с усилием, превышающим предел прочности металла.

Через сформированное окно осуществляется воздействие высоконапорной струей жидкости без абразива (в отличие от ГПП) на цементное кольцо и прилегающую к нему горную породу. В результате, создаётся каверна с большой поверхностью фильтрации. Тело обсадной колонны и почти вся толщина цементного кольца при гидромониторной перфорации разрушается (в отличие от ГПП) гидромеханическим способом, а высоконапорная струя действует в основном на горную породу, размеры созданной в ней каверны могут незначительно уступать размерам каверн при гидропескоструйной перфорации в одинаковых условиях.

Технология гидромониторной перфорации позволяет вскрыть пласт и отсвабировать скважину, при необходимости, не поднимая перфоратор. При этом можно полностью исключить процесс коагуляции пласта во время перфорации, а также восстановить естественную проницаемость пристволенной зоны, если она нарушена при бурении.



Технология интенсификации добычи с применением удалителя АСПО присадки «ИНТА-2002» и растворителя «Ш КВАЛ»

Применяется для удаления и ингибирования асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО)

- из призабойной зоны нефтедобывающих скважин;
- из призабойной зоны нагнетательных скважин;
- насосно-компрессорных труб;
- нефтепромыслового оборудования,

с целью увеличения продуктивности добывающих скважин и приёмистости нагнетательных, для карбонатных и терригенных коллекторов.



Технология интенсификации добычи с применением удалителя АСПО присадки «ИНТА-2002» и растворителя «ШКВАЛ»

Область применения технологии

- на любых месторождениях нефти для обработки призабойных зон скважин, эксплуатация которых осложнена выпадением АСПО;
- в комплексе с минеральными кислотами в низкопроницаемых заглинизированных карбонатных и терригенных коллекторах, где обработка минеральными кислотами не дает ожидаемого результата.



Технология интенсификации добычи с применением удалителя АСПО присадки «ИНТА-2002» и растворителя «ШКВАЛ»

Преимущества технологии

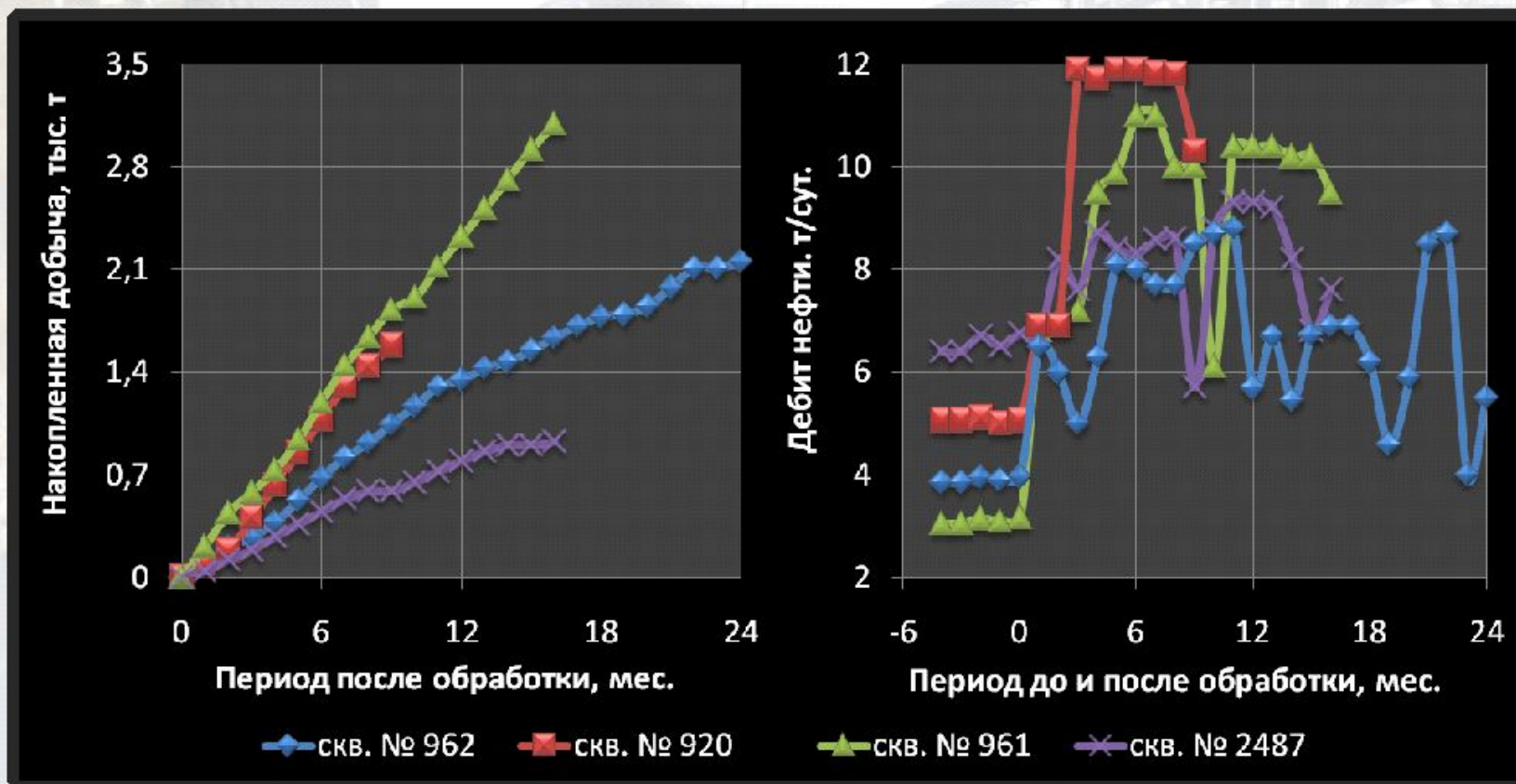
По сравнению с традиционными соляно-кислотными обработками композиция обладает комплексным воздействием:

- увеличение растворяющей, диспергирующей и моющей способности дистиллята;
- растворение и вынос карбонатной и глинистой составляющей без образования нерастворимых вторичных продуктов реакции;
- увеличение межремонтного периода работы скважин;
- увеличение приемистости нагнетательных и дебита добывающих скважин.



Технология интенсификации добычи с применением удалителя АСПО присадки «ИНТА-2002» и растворителя «ШКВАЛ»

Результаты опытно-промышленных испытаний технологии





Результаты

работ по ОПЗ добывающих скважин в ОАО "Самаранефтегаз" по технологиям
ООО "Пакер" по отчетным данным СГМ по состоянию на 19.07.2010г.

№ скважины	НГДУ	Площадь залежь месторождения	Дата проведения	Показатели работы скважины									Дополнительная добыча нефти т.	Продолжительность эффекта сут.	Успешность %	Технология проведения работ	Эксплуатационный горизонт
				До ОПЗ			После ОПЗ			На 19.07.2010г							
				Qж т/сут	Qн т/сут	Обв %	Qж т/сут	Qн т/сут	Обв %	Qж т/сут	Qн т/сут	Обв %					
По Северной группе месторождений																	
57	СГМ	Обошинское	8-12.06.10	5	3,7	17	12	8,5	21	10	7,2	28				ГМХВ с НСИ + "ИНТА"	В1
216	СГМ	Дерюжевское	24.06-3.07.10	0,5	0,29	34	7	5,2	15	12	8,6	28				ГМХВ с НСИ + "Шквал"	Б2+В1
Итого												100					

Менеджер по разработке СГМ УРМ  В.Я. Шпан

Вед. геолог ЦДНГ-2  Ушаков В.И.

Гл. геолог ООО "Пакер"  Кузнецов М.И.



Экономический эффект выполненных работ по скважинам :№57и № 216 в ОАО «Самаранефтегаз»

- ◆ Дополнительная добыча по нефти в сутки по состоянию на 03.08.2010г.по скважинам: №57
- ◆ и №216 в сумме составляет 5,31т\сут. К пониж. – 0,65.
- ◆ Доп.добыча с К пониж. составляет: $5,31 \times 0,65 = 3,45$ т\сут.
К экспл. – 0,95, время эксплуатации – 344 дня.
дополнительная добыча за год – 344 дня x 3,45т\сут.= 1187 тонн нефти в год .
Экономический эффект от двух скважино - обработок составит: 1187т x 8 тысяч рублей
(внутренняя средне взвешенная цена за одну тонну нефти) = 9млн.496тыс.рублей.
Итого: 9 496 000 рублей.