

Кислотные обработки





Краткая история внедрения кислотных обработок

- Впервые кислоту использовали для воздействия на пласт в 1895 для увеличения поровых каналов, но применение вызывало коррозию скважинного оборудования, поэтому активно применять метод в мире начали только с 1932 года, так как тогда были изобретены ингибиторы.
- В Советском Союзе для увеличения дебита скважин начали применять соляную кислоту в 1934 г. В Верхне-Чусовских городках впервые была произведена кислотная обработка в скважине, пробуренной на карбонатные отложения.
- Затем с 1947 года метод активно использовался на Бакинских промыслах (терригенные породы - пески), но наибольшая эффективность применения метода была достигнута при обработке карбонатных пород (например, месторождения Удмуртии).

Большой вклад в исследование и развитие кислотных обработок на месторождениях Удмуртии внёс Сучков Борис Михайлович

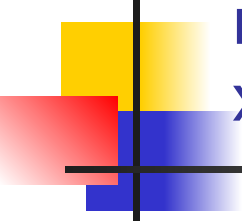


- Доктор технических наук,
- Родился 22 марта 1936 г. в с. Чирково Татарской АССР;
- 1960 г. - окончил Куйбышевский индустриальный институт им. В.В. Куйбышева (ныне Самарский государственный технический университет);
- 1960 - 1962 — научный сотрудник ТатНИПИнефть;
- 1962 - 1964 - заведующий лабораторией,
- 1964 - 1975 - начальник комплексного научно-исследовательского отдела,
- 1975 – 1994 - заместитель директора по научной работе института УдмуртНИПИнефть;
- с 1995 г. - директор института УдмуртНИПИнефть



Продолжение

- 1999 год - Лауреат государственной премии России в области науки и техники *«За создание и промышленное внедрение новых высокоэффективных технологий разработки месторождений вязких нефтей в сложных геологических формациях»*.
- Заслуженный изобретатель РФ,
- Действительный член Российской Академии Естественных наук,
- Академик Российской инженерной академии;
- Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности;
- Патент СССР № 1788961 «Диспергатор асфальтеносмолопарафиновых образований для кислотных обработок», приоритет от 27.12.90 г. (В.И. Кудинов, Ф.А. Каменщиков, Б.М. Сучков, З.М. Хусаинов).

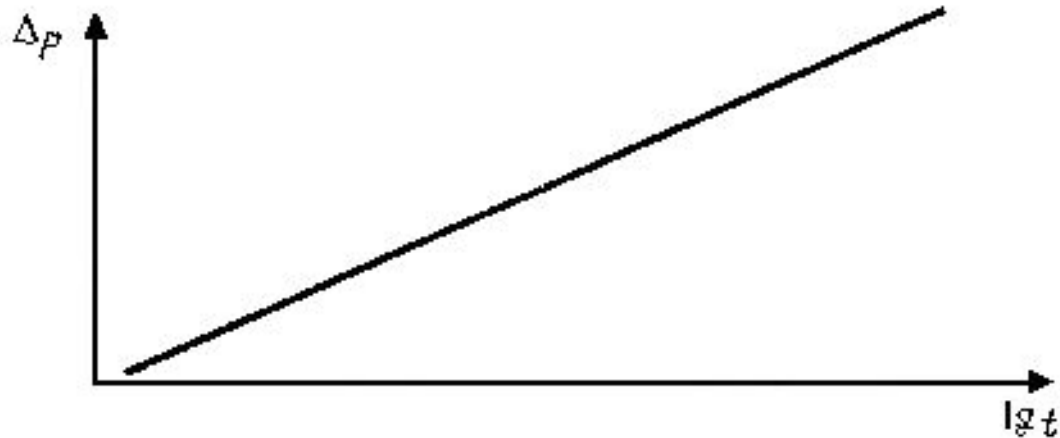


Основные признаки, определяющие необходимость проведения работ по улучшению фильтрационной характеристики ПЗП:

- снижение проницаемости пласта в призабойной зоне скважины по отношению к данным предшествующих исследований;
- положительное значение скин-эффекта и значительные потери давления на его преодоление;
- снижение дебита скважины в сравнении с прогнозом;
- значительное снижение коэффициента продуктивности скважины по отношению к окружающим ее скважинам;
- низкий охват пласта отбором по его толщине.

Необходимость и очередность проведения обработок скважин определяют по количественным показателям основных параметров пласта и скважины, оцененных по инструментальным замерам и формулам, а также согласно кривых восстановления давления.

Конфигурация кривых восстановления давления (КВД)



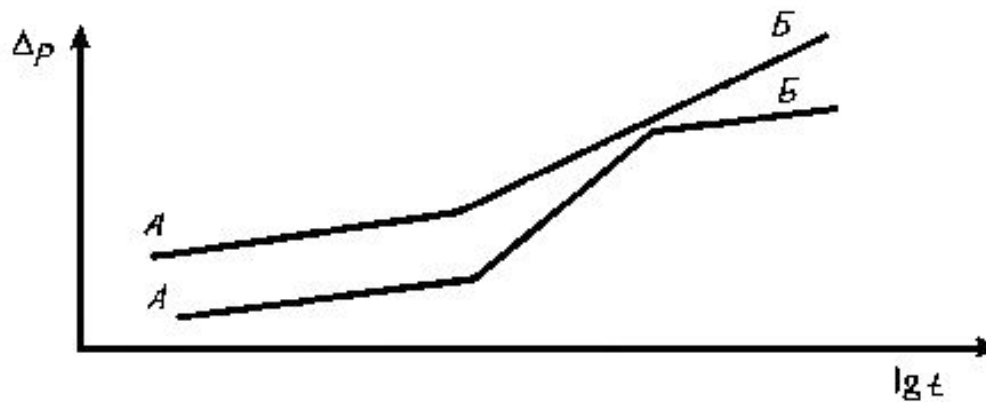
Кривая соответствует однородной проницаемости по простиранию пласта; На скважинах должны планироваться более глубокие обработки с проникновением рабочего раствора на всю глубину ухудшенной проницаемости. При соблюдении режима обработки продуктивность скважины может быть значительно увеличена.

Конфигурация КВД

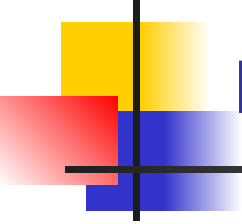


Такая конфигурация характеризует ухудшенную проницаемость пласта в призабойной зоне. Метод ОПЗ и режим обработки при этом должен быть направлен на восстановление гидропроводности прифильтовой части пласта. Замедлители реакции кислотных растворов в данном случае не применяются. Кислотный раствор может быть повышенной концентрации.

Конфигурация КВД



Конфигурация говорит об ухудшенной проницаемости пласта в отдаленной зоне. Скважины с такими графиками имеют призабойную зону с значительно лучшей проницаемостью, чем пласт. Это наблюдается обычно после многократных ОПЗ. Хорошие результаты ОПЗ в данном случае могут быть получены лишь при глубоком проникновении рабочей жидкости в пласт.



Кислотное воздействие используется для:

- обработки призабойной зоны в нефтедобывающих и водонагнетательных скважинах в период их освоения или ввода в эксплуатацию;
- обработки призабойной зоны этих скважин при повышении (интенсификации) их производительности;
- очистки фильтра и призабойной зоны скважин от образований, обусловленных процессами добычи нефти и закачки воды,
- очистки фильтра в призабойной зоне скважин от образований, обусловленных процессами ремонта скважин;
- удаления образований на обсадных колоннах и в подземном оборудовании, обусловленных процессами эксплуатации скважин;

Кислоты, применяемые при ОПЗ

НЕОРГАНИЧЕСКИЕ

HCl –

соляная кислота – хорошо растворима в воде, обладает высокой коррозионной активностью с образованием солей, при низких температурах образует кристаллогидраты. Эффективно использовать более концентрированные растворы.

HF – плавиковая кислота – растворение в воде сопровождается выделением тепла; высокая стоимость, поэтому применяют только в смеси с HCl; активно действует на карбонатные породы, при реакции с CaCO_3 образуется нерастворимый фтористый кальций.

ОРГАНИЧЕСКИЕ – менее активны,

применение предпочтительно в условиях повышенных температур в ПЗП, т.к. вызывают меньшую коррозию оборудования и могут легко ингибироваться

Уксусная

кислота – смешивается с водой в любых пропорциях; продукты реакции с породой растворимы в отработанном кислотном растворе; в воде слабо диссоциирует, поэтому используется как замедлитель реакции; дорогостоящая

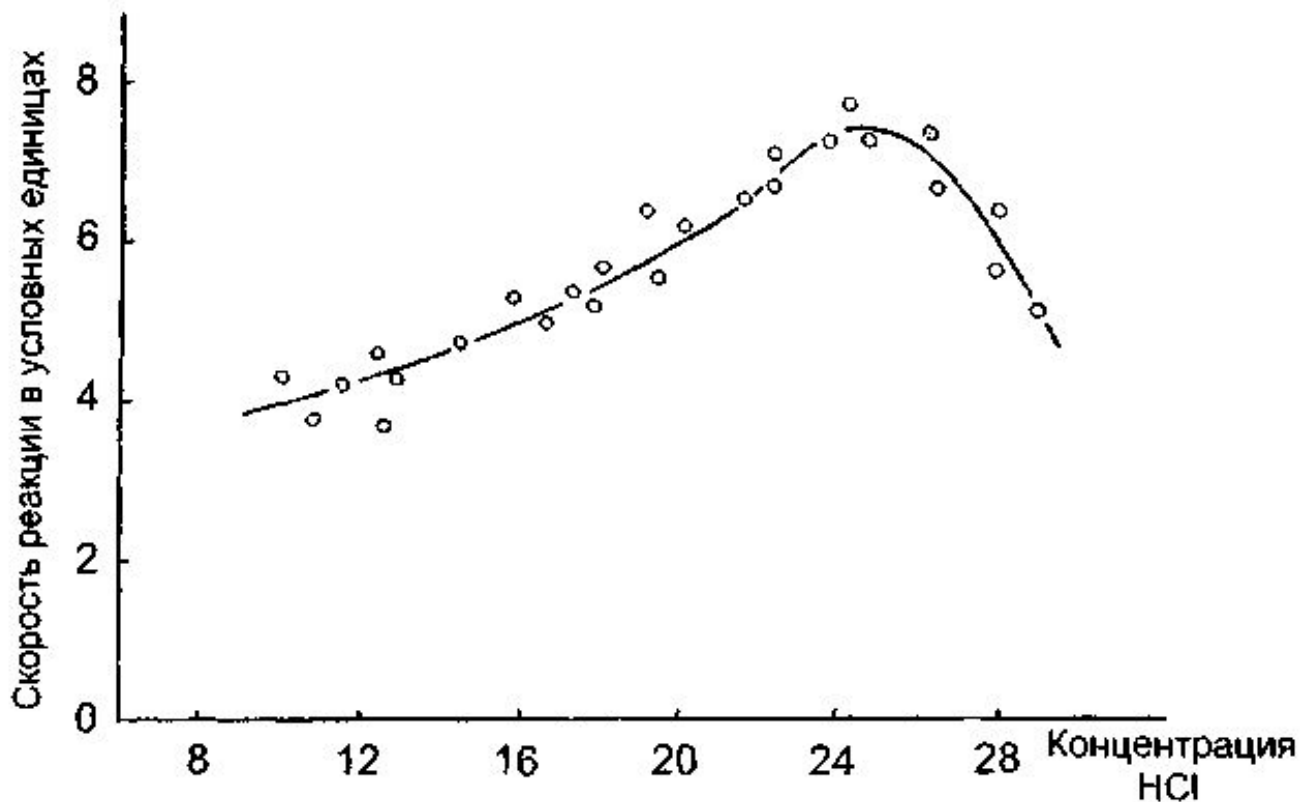
Муравьиная

кислота – в водных растворах диссоциирует сильнее уксусной и слабее HCl, применяется в смеси с HCl, HF

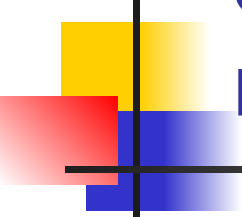
Выбор кислоты в зависимости от типа коллектора

Тип коллектора	Обработка
Карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующих включений (сульфаты, соединения железа и другие)	предпочтительно соляная кислота, но без добавок она используется сравнительно редко.
Сульфат- и железосодержащие карбонатные коллекторы	предпочтительно обрабатывать уксусной и сульфаминовой кислотами.
сульфатсодержащие карбонатные коллекторы	растворы соляной кислоты с присадками хлористого кальция или поваренной соли, а также сульфатов калия и магния, т.к. они снижают скорость растворения сульфатсодержащих коллекторов и предупреждают выпадение в осадок гипса или безводного сернокислого кальция.
железосодержащие карбонатные коллекторы	Растворы соляной кислоты, осадкообразование предупреждается присадкой в раствор уксусной или лимонной кислот, массовая доля которых соответственно составляет 3—5% и 2—3%.
терригенные коллекторы	смесью соляной и плавиковой кислот, соляная кислота здесь обеспечивает повышенную кислотность среды и предотвращает образование геля из гидрата окиси кремния.

Влияние концентрации на скорость реакции с карбонатными породами:



Рабочую концентрацию солянокислотного состава определяют с учетом растворяющей способности и скоростей растворения породы и нейтрализации кислоты в составе, коррозионной активности; эмульгирующего свойства, способности образовывать осадки при смешивании с пластовой водой и величины пластового давления.



Влияние давления и температуры на скорость реакции HCl с карбонатными породами.

- Рост давления приводит к существенному замедлению скорости реакции. Например, скорость реакции кислоты с породой при давлении 6МПа в 3,5-4,0 раза ниже, чем при атмосферном давлении.
- С увеличением температуры скорость реакции кислоты с породой повышается в пропорциональной зависимости. Например, скорость реакции кислоты с карбонатной породой возрастает в 2,5 раза при повышении температуры на 40°.

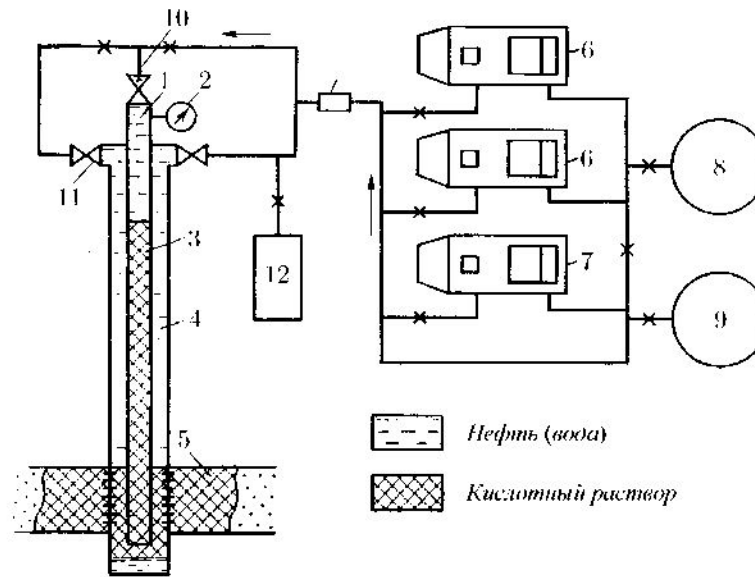
Оборудование:



- Насосный агрегат типа ЦА-320 в случае отсутствия кислотного агрегата.
- Кислотный агрегат АЗИНМАШ-30А - смонтированный на шасси вездеходного автомобиля КРАЗ-257 или другого мощного автомобиля. Агрегат оснащен цистерной, трехплунжерным насосом типа 2НК-500; насос обеспечивает подачу от 1,03 до 12,2 л/с при давлениях закачки 5,0-7,6 МПа.
- Автоцистерна типа АЦН для подвоза технической воды.
- Осреднительная емкость.



Схема размещения оборудования при кислотной обработке скважины



обратный клапан 10 - предназначен для предотвращения излива кислотного раствора из скважины при вынужденных остановках насосов, связанных с пропусками в системе, отказом насосных агрегатов и т.д.

После заполнения скважины водой или нефтью, промывки и опрессовки системы, при открытом межтрубном пространстве (задвижка 11) и устьевой задвижки 10 через устьевую арматуру 1 через НКТ начинают закачивать в скважину кислотный раствор насосными агрегатами 6 из емкости 8. Закачку раствора ведут до тех пор, пока первые порции кислотного раствора не дойдут до забоя. После этого закрывают задвижку межтрубного пространства 11 и в скважину закачивают расчетное количество кислотного раствора с продавкой его в призабойную зону пласта 5. Затем насосные агрегаты 6 останавливают и насосным агрегатом 7 задавливают кислотный раствор из НКТ в пласт продавочной жидкостью (обычно той, которой промывали скважину) из емкости 9.

Кислотные обработки



Кислотная ванна

СКО

ПСКО

Кислотная обработка в динамическом режиме

Термохимическая обработка ПЗП с гранулированным Mg

Пенокислотная обработка



КИСЛОТНАЯ ВАННА

- **Основное предназначение** - очистка прифилтровой части скважины от загрязняющих ее материалов - цементной и глинистой корки, продуктов коррозии, солеобразующих флюидов и др.
- Наиболее распространенные **составы рабочих растворов**:
 1. Соляная кислота 20-24%-й концентрации с добавками катапина-А в количестве 0,3% или марвелана-К - 0,5%.
 2. Концентрация HCl - 12-15%, уксусной кислоты - 3,0%, ингибитора В-2 - 0,2% или И-1-А - 0,4%, марвелана-К - 0,5%.
- **Продавочная жидкость** - обычно минерализованная вода. **Время** выдерживания кислотного раствора на реагирование должно быть в пределах 16-21 часов.
- **Удаляют отработанный раствор** путем прямой или обратной промывки скважины.



СОЛЯНО-КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН (СКО)

- **Преимущества** - простота осуществления технологии ОПЗ, недефицитность и невысокая стоимость применяемых материалов.
- **Недостатки** - ограниченность использования в условиях высокой послойной неоднородности продуктивных пластов по проницаемости. Многократные СКО приводят к снижению коэффициента охвата пласта обработкой и повышают дифференциацию обрабатываемого пласта по проницаемости. Не позволяют проводить глубокие обработки пласта.
- **Рекомендации** - общие соляно-кислотные обработки рекомендуется применять в условиях монолитных пластов с однородными по проницаемости коллекторами.
За основную **концентрацию** рабочего кислотного раствора следует принимать 12-15% HCl, за максимальную 20-24%. В состав рабочего раствора рекомендуется вводить ингибитор коррозии и ПАВ. В качестве **замедлителя реакции** кислоты с породой следует применять уксусную кислоту.
Продавочная жидкость - обычно нефть того же месторождения или вода с добавкой ПАВ



ПОИНТЕРВАЛЬНЫЕ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ (ПСКО)

- **Преимущества** - позволяет проводить более целенаправленную обработку пластов, сложенных породами различной проницаемости, служит действенным способом выравнивания профиля приемистости пластов, повышения коэффициента действующей толщины продуктивного пласта. Способ простой в технологическом отношении.
- **Недостатки** - способ не отвечает своему назначению в условиях высокой неоднородности пород по проницаемости, негерметичности заколонного пространства, имеющейся затрубной циркуляции жидкости. Требуется использование пакеров.
- **Рекомендации:** оценить качество крепления скважины в зоне продуктивного пласта; интервал обработки должен быть относительно однородным по литологическому составу и проницаемости; **концентрация** - 12-15%-я HCl создает разветвленную сеть проточных каналов лишь в слабых известковых породах. Для обработки плотных и твердых известняков (доломитов) с относительно низкой проницаемостью рекомендуется кислотный раствор более высокой концентрации (24-28%).
Следует придерживаться принципа - чем ниже проницаемость пород, тем выше давление, чем больше требуемая глубина обработки, тем выше скорость закачки кислоты.



ТЕРМОХИМИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА ПЗП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГРАНУЛИРОВАННОГО МАГНИЯ

Преимущества: повышение гидродинамической связи пласта со скважиной, осложненной в ПЗП отложениями высокомолекулярных углеводородных соединений; интенсификация термохимической реакции при декольматации прифильтовой зоны скважин, введенных из бурения; в нагнетательных скважинах для очистки поверхности фильтра от нефтепродуктов при закачке сточных вод, продуктов коррозии и др.

- Метод целесообразен лишь для пластов с низкой температурой (20-40 °С).
- Основным фактором, интенсифицирующим процесс обработки ПЗП, является нагрев кислотного раствора (HCl) за счет экзотермической реакции соляной кислоты с Mg:
$$\text{Mg} + 2\text{HCl} = \text{MgCl}_2 + \text{H}_2 + 459 \text{ кДж.}$$
- Действие выделившегося тепла направлено на повышение реактивности рабочей жидкости (кислоты) по отношению к породам пласта, а также расплавление парафиновых и асфальто-смолистых веществ.
- **Недостатком** является образование гидроксида магния, выпадающего в осадок, что приводит к снижению эффективности. Поэтому необходимо не допускать длительного контакта магния с водой, т. е. процесс обработки (закачки HCl в пласт) следует начинать сразу же после спуска контейнера с магнием в скважину.





Продолжение

Необходимое количество 15%-й HCl для реакции с 40, 60, 80, 100 кг Mg

Количество 15%-й HCl, м ³ , на количество Mg, кг				Увеличение температуры, °C	Остаточная концентрация HCl, %
40	60	80	100		
2,0	3,0	4,0	5,0	120	9,6
2,4	3,6	4,8	6,0	100	10,5
2,8	4,2	5,6	7,0	85	11,0
3,2	4,8	6,4	8,0	75	11,4
4,0	3,0	8,0	10,0	60	12,2

Скорость прокачки должна подбираться таким образом, чтобы расход кислоты на реакцию с магнием был равномерным.

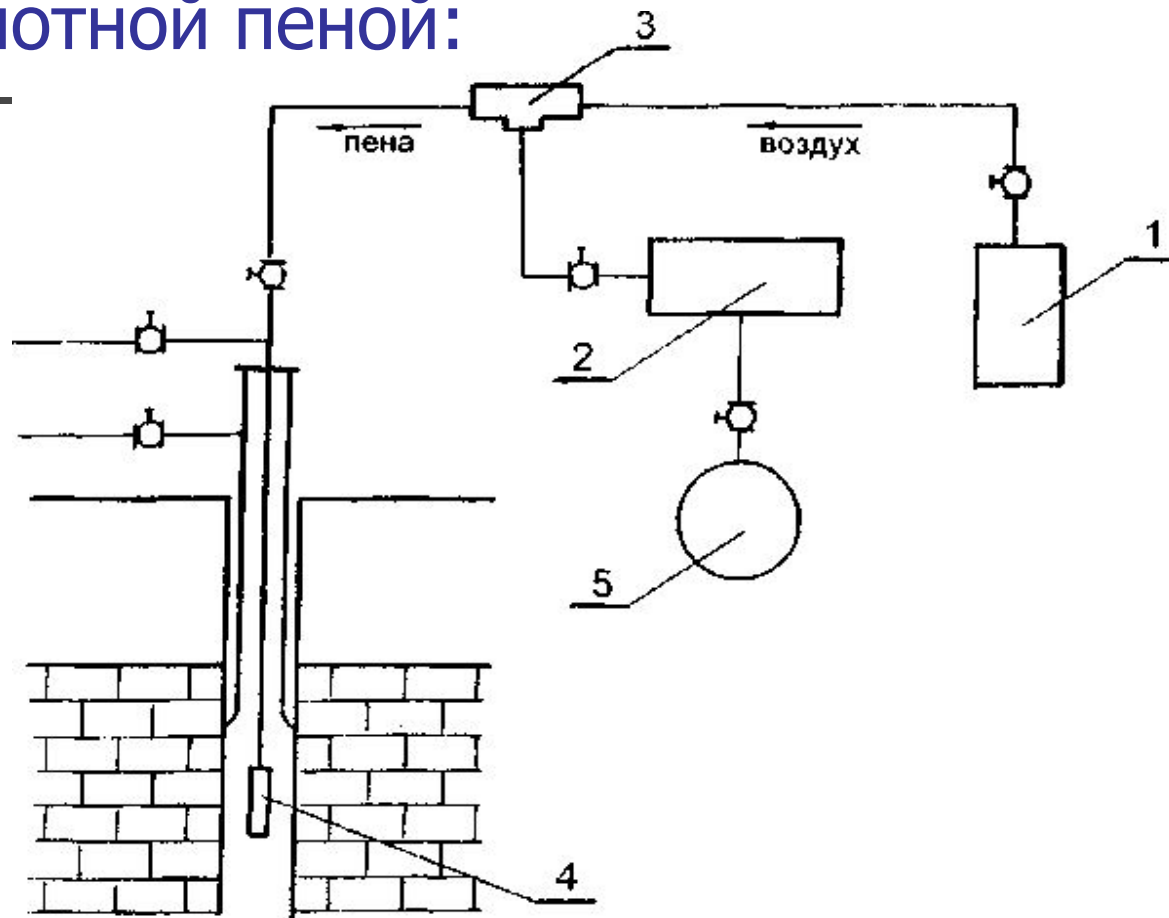


ПЕНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА

- **Преимущества** - обеспечивает проникновение активной пенокислоты в глубь пласта на большие расстояния и значительно увеличивает воздействие на пласт по толщине, что увеличивает работающую мощность пласта, повышает текущие дебиты нефти и газа, а также степень их извлечения из недр.
- Для получения пенокислоты за основу принимается HCl с **концентрацией** 25-33%. В качестве **пенообразователя** применяется марвелан К(О), ОП-10.
- **Для продавки** кислотной пены в пласт рекомендуется увлажненный воздух или газ. Закачиваемый воздух увлажняется слабым кислотным раствором (5-8%-й концентрации) или водой из расчета 2-3 м³ жидкости на 1000 нм³ воздуха. Объем продавочного увлажненного воздуха в условиях пласта должен в 5-10 раз превышать объем жидкости (нефть, вода), ранее применявшейся для продавки



Схема расположения оборудования при обработке глубиннонасосных скважин кислотной пеной:



1 - компрессор; 2 - кислотный агрегат; 3 - аэратор; 4 - глубинный насос;
5 - емкость (кислота + ПАВ).

ТЕХНОЛОГИЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПЗП В ДИНАМИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ

- Сущность технологии заключается в закачке раствора кислоты в пласт с последующим ступенчатым изменением давления на забое скважины с общей тенденцией к снижению во времени.
- Это исключает закрепление нерастворимых продуктов реакции в пласте и способствует более полной очистке пласта. Наилучшие результаты обработки достигаются в том случае, когда изменение давления верхнего и нижнего уровней в циклах находится в пределах 5-25%.
- Наибольший эффект применения способа достигается в скважинах, на которых проведено несколько кислотных обработок, т.е. когда в пласте имеются высокодренированные зоны. В таких пластах образовавшаяся эмульсия блокирует эти высокопроницаемые участки пласта от воздействия кислотного раствора.



Кислотная обработка в динамическом режиме, разработанном Б.М. Сучковым, В.И. Кудиновым и И.

Н. Головиным.

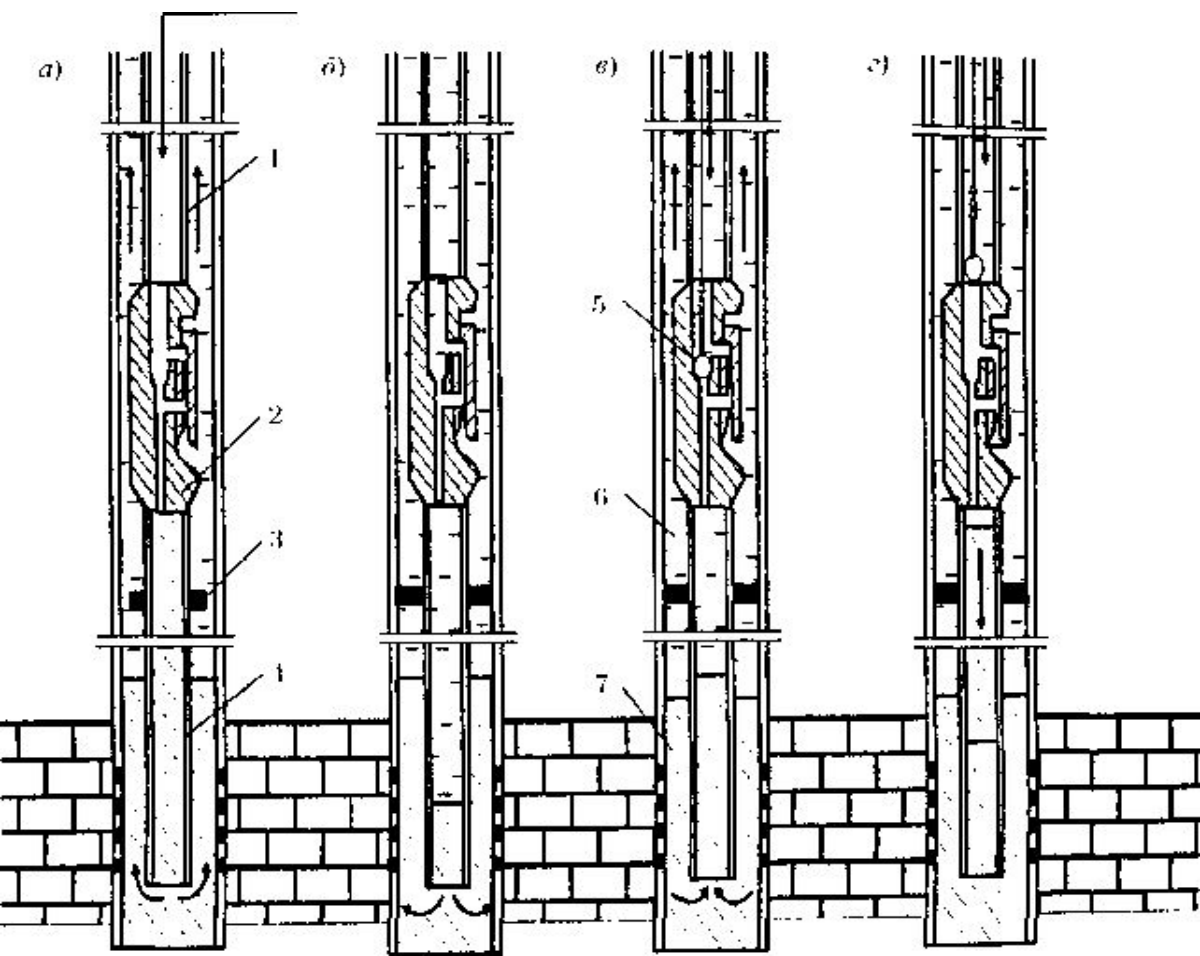
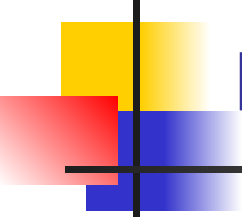
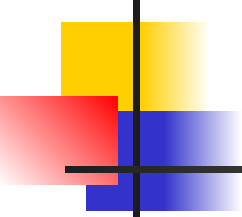


Схема технологических операций кислотной обработки ПЗП в динамическом режиме с использованием струйного насоса
а - расположение подземного оборудования в скважине, заполнение НКТ кислотным раствором; б - запкеровка межтрубного пространства, закачка кислотного раствора в пласт; в - спуск в НКТ шарового клапана, прокачка жидкости через струйный насос (создание депрессии); г - приподъем шарового клапана и закачка кислотного раствора в пласт; 1 – НКТ, 2 - струйный насос; 3 - пакер; 4 - хвостовик; 5 - шаровой клапан; 6 - продавочная жидкость; 7 - раствор кислоты



Преимущества и недостатки метода для месторождений УР

- **Преимущества:** простота осуществления и низкая стоимость работ.
- **Недостатки:** процент успешности различных видов солянокислотного воздействия невысок и уменьшается с увеличением кратности обработок. Снижение успешности кислотных методов вызвано следующими причинами:
 1. высокой расчлененностью и неоднородностью по проницаемости большинства разрабатываемых объектов нефтяных месторождений Удмуртии.
 2. высокой скоростью реакции кислоты с породой пласта и быстрой ее нейтрализацией;
 3. блокированием порового пространства продуктами химических реакций, неполным их удалением из ПЗП и образованием вторичных осадков при нейтрализации кислотного раствора.



Изменение эффекта солянокислотных обработок в зависимости от кратности их проведения

Месторождение	Относительный прирост добычи нефти, % при кратности обработок				
	1	2	3	4	5
Мишкинское	55	45	26	11	6
Киенгопекая площадь	58	36	28	20	12
Чутырская площадь	40	34	29	20	11

После трех-четырёхкратного воздействия на пласт эффективность обработок падает в 2, 3 и более раз. Ухудшается и продолжительность эффекта: после первого примерно – 205 сут, после 2, 3, 4 – соответственно 166, 144, 85.

Эффективность методов ОПЗ на месторождениях Удмуртии

Вид ОПЗ	Месторождение	Количество обработок	Дополнительная добыча, т	Дополнительная добыча на 1 обработку, т	Удельная добыча нефти, т/сут обр.	Продолжительность эффекта, сут
Солянокислотная обработка	Гремихинское	77	35925	466	1,59	241
	Бегешкинское	9	3689	421	1.74	292
Поинтервальная солянокислотная обработка	Гремихинское	147	315679	2147	5.35	401
	Бегешкинское	28	38694	1382	3.95	350
	Киенгопская пл.	14	9689	692	5.12	135
Термохимическая обработка	Гремихинское	156	133636	856	2.79	306
	Бегешкинское	11	3876	352	2,46	143
	Киенгопская пл.	51	23925	469	2,39	196
	Лудошурское	6	4782	797	3.62	220
Обработка обратной эмульсией	Гремихинское	32	26265	821	3.43	239
	Бегешкинское	26	5482	211	2,32	125
	Киенгопская пл.	54	34827	645	3.58	180

Удельная эффективность методов ОПЗ на месторождениях Удмуртии (на 1 метр перфорированной мощности пласта)

Вид ОПЗ	Месторождение	Количество обработок	Дополнительная добыча, т	Дополнительная добыча на 1 обработку, т	Удельная добыча нефти. т/сут обр.	Продолжительность эффекта, сут.
Солянокислотная обработка	Гремихинское	77	4608	55.9	0,19	241
	Бегешкинское	9	1004	111.5	0.46	292
Поинтервальная солянокислотная обработка	Гремихинское	147	16421	111.7	0.27	401
	Бегешкинское	28	5161	184,3	0.52	350
	Киенгопская пл.	14	978	69.8	0.51	135
Термохимическая обработка	Гремихинское	156	7991	51.2	0.16	306
	Бегешкинское	11	563	51.1	0.35	143
	Киенгопская пл.	51	3356	65.8	0.38	196
	Лудошурское	6	353	58.8	0.26	220
Обработка обратной эмульсией	Гремихинское	32	1877	58,6	0.24	239
	Бегешкинское	26	1021	39,2	0.43	125
	Киенгопская пл.	54	4182	77.4	0.43	180



Источники:

- Богомольный Е.И. «Интенсификация добычи высоковязких парафинистых нефтей из карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии» - М.-Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2003 г., с. 85-173.
- Богомольный Е.И. «Прогнозирование эффективности ГТМ на скважинах»// Нефть, газ и бизнес. – 2006 № 6, с.16-20
- Зайцев Ю.В., Кроль С. В. «Кислотные обработки песчаных коллекторов», с. 17-41
- Кудинов В.И. «Основы нефтегазопромыслового дела» - М.-Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2008 г., с. 429-443
- Кудинов В.И., Сучков Б.М. «Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов» - Самарское книжное издательство, 1996, с. 68-90, 279-297.
- Кудинов В.И., Сучков Б.М. «Методы повышения производительности скважин» - Самарское книжное издательство, 1996, с. 190
- Кудинов В.И., Сучков Б.М. «Новые технологии повышения добычи нефти» - Самарское книжное издательство, 1998, с. 90-100
- Мищенков И. С. «Воздействие кислотами и их смесями на нефтепродуктивные пласты», с. 39-45.
- Нефедов Н.М. «Интенсификация добычи нефти методом ОПЗ кислотной микроэмульсией»// Нефть, газ и бизнес. – 2007 № 6, с.29
- Оленев, Миронов «Вопросы повышения эффективности кислотных составов для обработки скважин», с. 4
- Сучков Б.М. «Добыча нефти из карбонатных коллекторов» - М.-Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2005 г., с. 205-492.