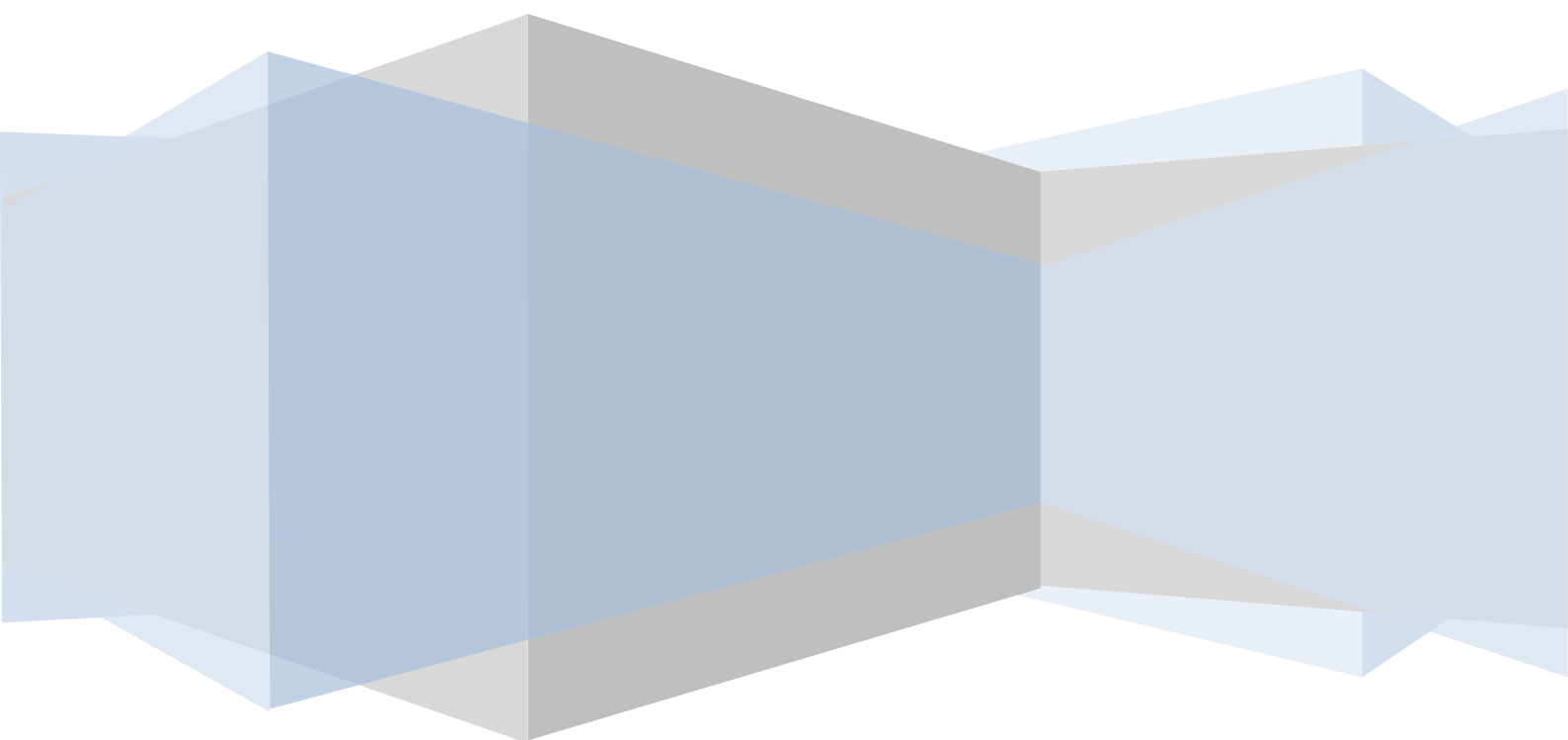




КАТАЛОГ ТЕХНОЛОГИЙ
ЗАО «ХімЕко-ГАНГ»
НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

www.himeko.ru



Уважаемые друзья!

Все, чем мы занимаемся, называется простыми словами: «нефтепромышленная химия». Это стало главным делом нашей жизни.

Мы учим молодежь, создаем новые продукты, умеем организовать их производство и все активней занимаемся сервисными работами.

Мы счастливы, что в числе наших покупателей, (а, как правило, они становятся нашими друзьями) практически все нефтедобывающие компании России, а также зарубежья.

Мы представляем на ваш суд краткое описание нашей продукции и технологий, чтобы вы познакомились с ними и выбрали, наконец, время заехать к нам в гости и увидеть все «живьем» или уж, в крайнем случае – позвонить или написать.

Всегда вам рады.

С уважением

д.х.н. Михаил Силин,

генеральный директор ЗАО "Химеко-ГАНГ"

ЗАО «Химеко-ГАНГ»

Ленинский проспект, 63/2,

Москва, 119991, Российская Федерация

тел. + 7 (495) 956 62 57

+ 7 (495) 956 62 58

факс + 7 (499) 135 02 57

e-mail: info@himeko.ru

web: www.himeko.ru

ТОВ «Хімеко-Україна»

07400, Україна, Київська обл.,

м. Бровари, вул. Лісова 2

тел.: +38050-746-02-58

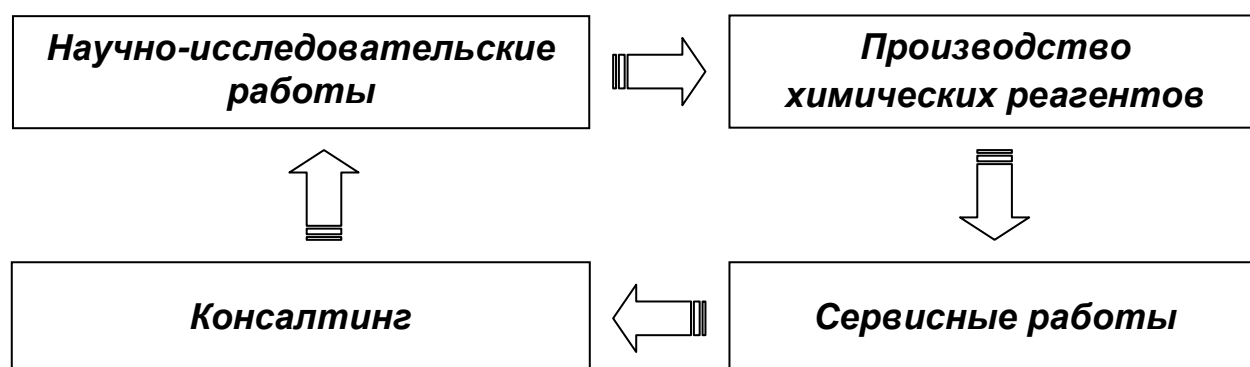
email: chemeco.ukraine@gmail.com



Chemeco Ukraine LLC
www.himeko.ru

ЗАО «Химеко-ГАНГ» создано сотрудниками Государственной академии нефти и газа им. И.М.Губкина (в настоящее время Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина) и зарегистрировано 16 января 1991 года как Научно-производственное внедренческое малое предприятие «Химеко». В 1994 г. предприятие было преобразовано в закрытое акционерное общество «Химеко-ГАНГ», и в состав акционеров данного предприятия вошел РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

ЗАО «Химеко-ГАНГ» представляет собой компанию, которая обеспечивает полный цикл работ, касающихся нефтепромысловой химии: научные исследования по созданию химических реагентов, их производство, разработка технологий их применения, внедрение созданных химических реагентов, апробация технологий в промышленных условиях, анализ их применения, а также консультации по применению химреагентов и сопровождение данных работ.



Такой замкнутый цикл позволяет:

- контролировать качество производства химических реагентов,
- оперативно вносить коррективы в технологию их производства;
- быстро адаптировать свойства химических реагентов под конкретные геолого-промысловые условия;
- поддерживать взаимосвязь между промышленными работниками, научно-исследовательским сектором и производством и тем самым оперативно реагировать на требования потребителей, изменяя при необходимости свойства и характеристику реагентов.

В своих исследованиях ЗАО «Химеко-ГАНГ» опирается на научную базу Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, в котором действует Институт промысловой химии (ИПХ). В штате ИПХ работает более 40 научных сотрудников, в числе которых 5 лауреатов Премии Правительства РФ в области науки и техники. В работе над научно-прикладными проблемами принимают участие 6 докторов, 17 кандидатов наук, 14 аспирантов и соискателей.

ЗАО "Химеко-ГАНГ" производит свою продукцию на двух предприятиях, расположенных в городах Белгород (ЗАО "Петрохим") и Шебекино (ЗАО "Химеко").

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Для решения научных задач, связанных с применением химических реагентов и технологий на их основе в процессе добычи нефти и газа, в 2001 г. в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина решением ученого совета создан **Институт промысловой химии**. В состав института вошли ведущие специалисты кафедр: «Химические реагенты для нефтяной и газовой промышленности», «Органическая химия и химия нефти», «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений», «Бурение нефтяных и газовых скважин» и лаборатории: «Реагенты для гидравлического разрыва пласта, технологии их получения и применения», «Буровые растворы и технологические жидкости», «Реагенты для интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи», «Водорастворимые полимеры и системы на их основе», «Химические реагенты для трубопроводного транспорта», «Поверхностно-активные вещества и кислотные системы для нефтедобычи», «Моделирование пластовых процессов».

Институт промысловой химии занимается решением следующих задач:

- привлечение интеллектуального потенциала РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина для решения различных задач в области нефтепромысловой химии;
- подготовка молодых специалистов различной квалификации;
- создание научно-методической и научно-технической продукции в области применения реагентов для бурения нефтяных и газовых скважин, их эксплуатации и ремонта, а также процессов повышения нефтеотдачи пласта;
- создание соответствующих руководящих документов, регламентов, инструкций, технических условий и т.п.;
- разработка и внедрение комплексных технологий и процессов.

ПРОИЗВОДСТВО ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

Производственные мощности *ЗАО «Химеко-ГАНГ»*, расположенные в городах Белгород (*ЗАО «Петрохим»*) и Шебекино (*ЗАО «Химеко»*), производят:

- поверхностно-активные вещества (ПАВ);
- деэмульгаторы;
- химические реагенты для гидравлического разрыва пласта;
- кислотные композиции;
- составы для увеличения нефтеотдачи пласта;
- гелеобразующие составы;
- сшиватели;
- реагенты для очистки трубопроводов;
- реагенты для освоения и ремонта скважин;
- реагенты для технологических жидкостей глушения и промывки скважин;
- реагенты для буровых растворов;

- составы для ремонтно-изоляционных работ.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛУГИ

ЗАО «Химеко-ГАНГ» оказывает консультационные услуги в области применения разработанных химических реагентов:

1. Проекты по гидравлическому разрыву пласта (ГРП):
 - рекомендации по выбору жидкостей ГРП в конкретных условиях применения;
 - авторское сопровождение работ по ГРП.
2. Проекты по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП):
 - разработка программы работ ПНП на месторождении;
 - адаптация технологий в конкретных геологических условиях месторождения;
 - проведение сервисных работ по ПНП.
3. Проекты по очистке трубопроводов гель-скребками:
 - рекомендации по выбору состава для формирования гель-скребков;
 - авторское сопровождение работ по очистке трубопроводов.
4. Проекты по интенсификации добычи нефти:
 - рекомендации по выбору кислотных составов для различных типов коллекторов;
 - подбор рецептур кислотных составов для конкретных геолого-физических свойств коллекторов и пластовых флюидов;
 - проведение сервисных работ по интенсификации добычи на скважинах;
 - авторское сопровождение работ по кислотным обработкам скважин.
5. Проекты по глушению скважин:
 - рекомендации по выбору составов для глушения скважин;
 - подбор жидкости глушения по геолого-физическим параметрам коллекторов и пластовых флюидов;
 - производство жидкостей глушения (поставка);
 - адаптация составов глушения к условиям месторождения;
 - авторское сопровождение работ по приготовлению жидкостей глушения.
6. Проекты по промывке и освоению скважин:
 - рекомендации по выбору промывочной жидкости;
 - подбор промывочной жидкости в зависимости от поставленных задач: отмыв АСПО, а также промывка песчаной пробки и т.д.;
 - авторское сопровождение работ по приготовлению и применению промывочных жидкостей.
7. Проекты по бурению скважин:
 - рекомендации по выбору буровых растворов (в том числе для бурения скважин со сложным профилем);
 - авторское сопровождение работ по приготовлению буровых растворов.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ	8
<u>1.1. Технологии повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с низкой приемистостью нагнетательных скважин</u>	8
<u>1.2. Технологии повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях со значительной неоднородностью выработки пласта</u>	10
<u>1.3. Технологии повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с «кинжальным» прорывом воды</u>	12
<u>1.4. Технологии повышения нефтеотдачи пластов без снижения приемистости нагнетательных скважин (без нарушения системы разработки)</u>	14
<u>1.5. Химические реагенты для реализации технологий повышения нефтеотдачи пластов</u>	17
2. ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК	19
<u>2.1. Кислотные обработки терригенных коллекторов</u>	19
2.1.1. Кислотные обработки низкопроницаемых пластов	20
2.1.2. Кислотные обработки в долго эксплуатируемых нагнетательных скважинах (значительные отложения АСПО и продуктов коррозии в призабойной зоне)	23
2.1.3. Кислотные обработки высокотемпературных пластов (температура выше 100°C)	26
<u>2.2. Кислотные обработки карбонатных коллекторов</u>	27
2.2.1. Большеобъемные направленные кислотные обработки	27
2.2.2. Осложненные кислотные обработки карбонатных коллекторов (образование эмульсий, АСПО, выпадение солей железа)	29
<u>2.3. Кислотные обработки скважин после ГРП</u>	31
<u>2.4. Кислотные обработки на труднодоступных месторождениях (отсутствие баз для хранения химических реагентов)</u>	33
2.4.1. Сухие кислотные составы для замены соляной кислоты	33
2.4.2. Сухие кислотные составы для замены грязевой кислоты	35
<u>2.5. Химические реагенты для кислотных обработок</u>	36
3. ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА	38
<u>3.1. Технологии ГРП с применением водного полисахаридного геля</u>	38
<u>3.1. Технологии ГРП с водоизоляцией</u>	41
<u>3.2. Технологии ГРП в водочувствительных, газовых и газоконденсатных пластах</u>	42
<u>3.3. Технологии ГРП в высокотемпературных пластах (90 – 150°C)</u>	44
<u>3.4. Технологии ГРП в карбонатных пластах (солянокислотные ГРП)</u>	45
<u>3.5. Химические реагенты для реализации технологий гидравлического разрыва пласта</u>	47
4. ТЕХНОЛОГИИ ВОДОИЗОЛЯЦИИ	48
<u>4.1. Технологии ликвидации заколонных перетоков</u>	48
4.1.1. Технологии ликвидации заколонных перетоков с использованием цемент содержащих составов	48
4.1.2. Технологии ликвидации заколонных перетоков с использованием без цементных составов	49
<u>4.2. Технологии проведения изоляционных работ при бурении скважин</u>	52
<u>4.3. Химические реагенты для реализации технологий водоизоляции</u>	53
5. ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	55
<u>5.1. Технологии глушения скважин с контролем поглощения</u>	55
5.1.1. Глушение скважин с высокой проницаемостью, в трещиноватых коллекторах, после ГРП	55
5.1.2. Глушение скважин с АНПД, газовых и газоконденсатных скважин	58

<u>5.1.3. Технологии глушения в скважинах с высоким пластовым давлением, с высокой температурой</u>	59
<u>5.2. Технологии глушения скважин с контролем продуктивности</u>	60
<u>5.3. Технология освоения с применением самогенерирующейся пенной системой</u>	62
<u>5.4. Технология промывки в поглощающих скважинах</u>	63
<u>5.5. Химические реагенты для реализации технологий глушения, промывки и освоения скважин</u>	64
<u>6 ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ В ДОБЫЧИ, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА И ГАЗА</u>	66
<u>6.1. Технологии для очистки внутренней полости трубопроводов (гель-скребки)</u>	66
<u>6.2. Технология удаления АСПО в поглощающих скважинах (с низким пластовым давлением, скважин после ГРП)</u>	68
<u>6.3. Технологии защиты глубинно-насосного оборудования от отложения неорганических солей</u>	70
<u>6.4. Химические реагенты для реализации технологий борьбы с осложнениями</u>	72
<u>7. ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН</u>	73

1. Технологии повышения нефтеотдачи пластов

В практике применения физико-химических технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) нередко встречаются случаи, когда один и тот же способ воздействия на пласт применяется на месторождениях, заметно отличающихся как по своим геолого-физическим характеристикам, так и по состоянию разработки. Вполне очевидно, что такой подход к применению физико-химических технологий ПНП недостаточно эффективен. При проведении физико-химического воздействия на пласт необходим адресный подход, включающий для каждой залежи разработку конкретной технологии, наиболее соответствующей ее геологическим, литолого-физическим условиям и состоянию выработки запасов нефти.

ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработало и успешно реализует большое количество химических реагентов и технологий их применения. Сочетание данных технологий охватывает весь спектр геолого-физических характеристик продуктивных пластов, что позволяет более эффективно воздействовать на продуктивный коллектор, увеличивая дополнительную добычу нефти.

1.1. Технологии повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с низкой приемистостью нагнетательных скважин

Достаточное большое количество месторождений сложено низкопроницаемыми (менее 10 мД) коллекторами. Естественно, что в таких условиях приемистость нагнетательных скважин может быть достаточно низкой – менее 100-200 м³/сут. Высокая обводненность и низкая выработанность запасов указывает на то, что на данных месторождениях необходимо применять физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Применение в таких условиях стандартных гелеобразующих систем (сшитый полиакриламид) может принести только вред, так как после их закачки происходит снижение приемистости нагнетательных скважин и, как следствие, нарушение баланса отбора и закачки.

В ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработана технология, позволяющая перераспределять фильтрационные потоки на месторождениях с низкой проницаемостью без ущерба для баланса отбора и закачки (*Патент РФ № 2185504 «Гелеобразующий состав для повышения нефтеотдачи пластов»*).

Гелеобразующие системы в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, что позволяет им легко фильтроваться даже в низкопроницаемую пористую среду, в пластовых условиях они превращаются в гели. Гелеобразование происходит под действием тепловой энергии пласта.

Упомянутая выше технология позволяет регулировать время гелеобразования от нескольких часов до нескольких суток, данное свойство позволяет закачивать, а затем и продавливать состав в удаленные зоны пласта без потери проницаемости в призабойной зоне нагнетательной скважины. Изменение компонентного состава позволяет применять данную гелеобразующую систему в интервале пластовых температур 20 – 300°C.

В гелеобразующем составе используется способность системы на основе солей алюминия с добавками генерировать непосредственно в пласте неорганический гель. В пласт закачивается гомогенный водный раствор, содержащий гелеобразующую систему. За счет тепловой энергии пласта и гидролиза компонентов гелеобразующего состава увеличивается рН раствора, происходит образование гидроксида алюминия, в результате чего через определенное время во всем объеме раствора образуется гель (*рис. 1.1.1*).

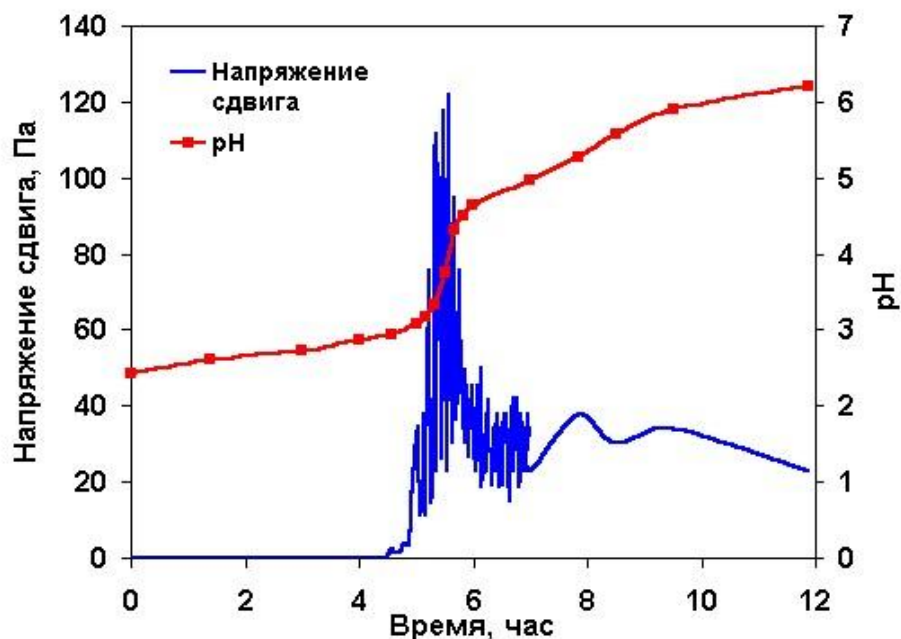


Рис. 1.1.1. Изменение pH (1) и напряжения сдвига (2) гелеобразующего раствора в процессе термостатирования при 97°C

Время гелеобразования зависит от температуры пласта и соотношения компонентов. В результате образования геля снижается проницаемость пласта для воды. Степень снижения проницаемости тем выше, чем больше исходная водонасыщенность и проницаемость породы пласта. Статическое напряжение сдвига геля в моделях пласта зависит от концентрации гелеобразующего раствора и находится в пределах от 3 до 40 Па.



Рис. 1.1.2. Образовавшийся гель не течет и обладает хорошими структурно-механическими свойствами

Принцип внутрипластового гелеобразования использован для создания систем типа *Термогель-1* (жидкая товарная форма), *ГАЛКА-Термогель*, марок *С*, *У* и *НТ* (твердая товарная форма). Введением в композицию дополнительных компонентов можно регулировать их поверхностно-активные, реологические и кинетические параметры с целью адаптации к конкретным геолого-физическим условиям.

Технология воздействия без снижения приемистости нагнетательных скважин включает в себя последовательную закачку следующих составов:

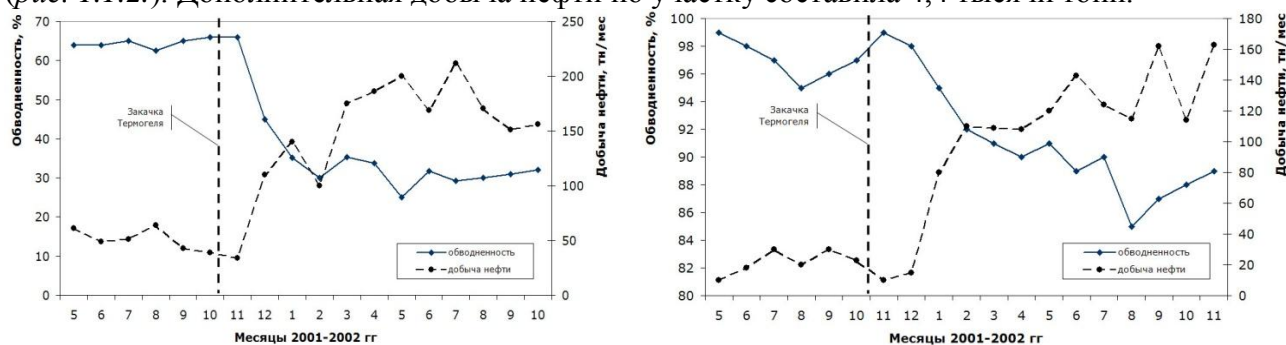
- раствор кислотной композиции *Химеко ТК-4 (СК-ТК-4)* с целью удаления продуктов коррозии, нефти и других колюматизирующих составов из призабойной зоны пласта в объеме от 10 до 50 м³;
- гелеобразующий состав в объеме от 100 до 500 м³;
- водный раствор моющего *ПАВ (Нефтенол ВВД, МЛ, ВКС)* от 20 до 200 м³. Тип *ПАВ* подбирается в зависимости от геолого-физических характеристик пласта, типа загрязнения призабойной зоны пласта и минерализации закачиваемой воды.

ГАЛКА-Термогель успешно применяется на месторождениях Западной Сибири с 1989. Составы типа *термогель* хорошо зарекомендовали себя при применении методов ПНП в низкопроницаемых юрских отложениях данного нефтяного региона.

Удельный технологический эффект от применения составов типа *термогель* на Южно-Сургутском и Восточно-Сургутском месторождениях (юрские отложения) в 2000 г. составил 1,6-2,2 тысячи тонн нефти на 1 скважино-операцию. Так, обработка четырех нагнетательных скважин Восточно-Сургутского месторождения привела к снижению обводненности до 7% и, как следствие, к получению дополнительной добычи нефти в количестве 12,3 тысячи тонн.

В 2001 г. на Лас-Еганском месторождении (пласт *ЮВ₁*) успешно проведены опытно-промышленные испытания комплексной технологии. В три нагнетательные скважины произведена закачка композиции *ГАЛКА-термогель* и нефтевытесняющей композиции. Приемистость нагнетательных скважин до воздействия составляла от 72 до 150 м³/сут, снижение приемистости после воздействия составила от 2 до 7 %.

Результаты анализа промысловых данных за период с января 2001 по октябрь 2002 года показали, что совместное действие композиций *ГАЛКА-Термогель* и нефтевытесняющей композиции приводит к перераспределению фильтрационных потоков в пласте, подключению низкопроницаемых пропластков и интенсификации их разработки, что выражается в снижении обводненности добываемой продукции и увеличении дебита по нефти эксплуатационных скважин, гидродинамически связанных с нагнетательными (рис. 1.1.2.). Дополнительная добыча нефти по участку составила 4,4 тысячи тонн.



Нагнетательная скв. 9066, добывающая скв. 152р

Нагнетательная скв. 9329, добывающая скв. 9330

Рис. 1.1.2. Результаты применения комплексной технологии увеличения нефтеотдачи посредством закачки композиций *ГАЛКА-термогель* и нефтевытесняющей композиции на опытном участке пласта *ЮВ₁* Лас-Еганского месторождения

1.2. Технологии повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях со значительной неоднородностью выработки пласта

На месторождениях с высокой неоднородностью пласта или на месторождениях с эксплуатацией одновременно нескольких пластов возникают проблемы с равномерностью выработки запасов. В таких условиях применение для повышения нефтеотдачи пластов одной композиции (в большинстве случаев сшитого полимерного состава – СПС полиакриламида) не может привести к значительной эффективности, т.к. свойства *СПС* позволяют регулировать фильтрационные потоки только в определенных по своим свойствам коллекторах. Другие же пласты остаются не вовлеченными.

Для решения этой задачи ЗАО «Химеко-ГАНГ» использует комплексную технологию последовательной закачки различных составов, каждый из которых воздействует на пропластки или пласты с определенными фильтрационно-емкостными свойствами направленно (Патент РФ № 2263773 «Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин»).

Технология позволяет охватывать все многообразие фильтрационно-емкостных свойств пластов и эффективно отклонять фильтрационные потоки. На рис. 1.2.1. показана интерпретация профиля приемистости нагнетательной скважины, вскрывающей многопластовую залежь, до и после воздействия комплексной технологией. Как хорошо видно, произошло значительное перераспределение потоков. При этом надо отметить, что наименее принимающий пласт 1Ю3 не только не снизил свою приемистость, а значительно ее увеличил – более чем в 4 раза. Из этого можно сделать вывод о том, что применение комплексной технологии позволяет не только снижать приемистость промытых зон, но также и подключать в разработку плохо дренируемые пласты.



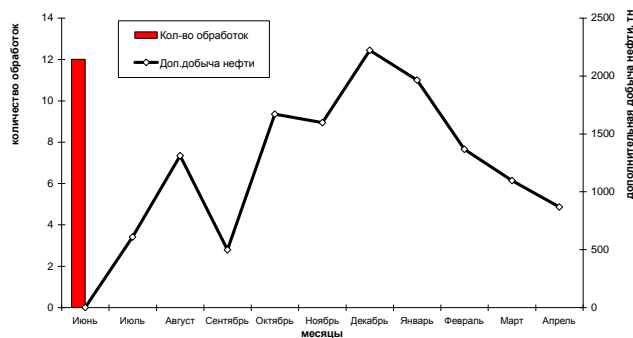
Рис. 1.2.1. Изменение профиля приемистости скважины после воздействия на пласт комплексной технологией

Комплексная технология направленного воздействия включает в себя последовательную закачку компонентов:

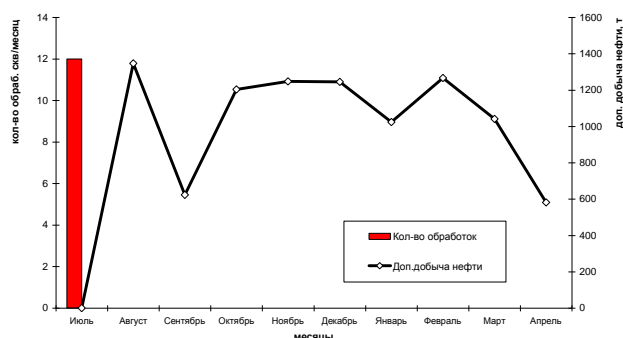
- раствор полимер-минеральной смеси ПМС Химеко в объеме от 50 до 200 м³;
- раствор вязко-дисперсной системы (ВДС) в объеме от 50 до 200 м³;
- сшитый полимерный состав (СПС) в объеме от 50 до 200 м³;
- эмульсионный состав (ЭС) в объеме от 50 до 200 м³;
- раствор кислотной композиции с добавлением Нефтенала К в объеме от 10 до 50 м³;
- водный раствор моющего ПАВ (Нефтенол ВВД, МЛ, ВКС) от 10 до 100 м³ (тип ПАВ подбирается в зависимости от геолого-физических характеристик пласта, типа загрязнения призабойной зоны пласта и минерализации закачиваемой воды).

При изучении геолого-физических свойств продуктивных пластов могут быть подобраны как компонентные составы комплексной технологии, так и их объем.

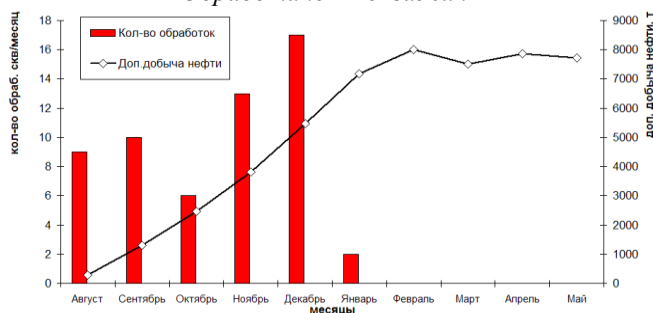
Повышение нефтеотдачи пластов по комплексной технологии проводилось на таких разных по геолого-физическим свойствам месторождениях Западной Сибири, как Харампурское, Комсомольское, Сугмутское, Суторминское, Крайнее. Однако использование адресного подхода к каждому месторождению позволило достаточно эффективно воздействовать на пласт со значительным приростом добычи нефти (рис. 1.2.2).



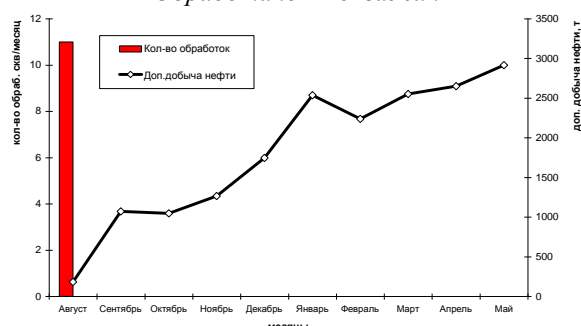
*Эффективность обработок
на Комсомольском месторождении.
Технология ВДС, СПС кислотная композиция,
раствор ПАВ.
Общая дополнительная добыча – 13202 т нефти.
Обработано 12 скважин*



*Эффективность обработок
на Харампурском месторождении.
Технология ВДС, СПС,
кислотная композиция, раствор ПАВ.
Общая дополнительная добыча – 9579 т нефти.
Обработано 12 скважин*



*Эффективность обработок
на Сугмутском месторождении.
Технология ВДС, ЭС, СПС, раствор ПАВ.
Общая дополнительная добыча 51 623 т нефти.
Обработано 45 скважин*



*Эффективность обработок
на Крайнем месторождении
Технология ЭС, СПС,
кислотная композиция, раствор ПАВ.
Общая дополнительная добыча – 18 203 т нефти.
Обработано 11 скважин*

Рис.1.2.2. Эффективность применения комплексной технологии на различных по геолого-физическим свойствам месторождениях в 2006-2008 годах

По данной технологии ЗАО «Химеко-ГАНГ» за период с 2002 по 2007 года проведено более 100 обработок на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром нефть». И в целом дополнительно добыто более 150 тысяч тонн нефти.

1.3. Технологии повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с «кинжальным» прорывом воды

Разработка месторождений или эксплуатация участков месторождений с ярко выраженной трещиноватостью приводит к быстрому обводнению при достаточно низкой выработанности пласта. В данных условиях применение системы *сшитый полиакриламид* не может быть достаточно эффективным вследствие того, что образованный гель быстро разрушается в трещинах и выносится через добывающие скважины. Естественно, что такой быстрый вынос приводит к низкой эффективности технологии. На таких участках – с достаточно высокими приемистостями нагнетательных скважин (более 800 м³/сут) и высокими дебитами окружающих добывающих скважин (более 100 м³/сут) – необходимо использовать технологии, которые эффективно снижают проницаемость трещин.

Для решения этой задачи ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработало технологию, которая позволяет эффективно снижать проводимость трещин различного происхождения. Технология включает в себя последовательную закачку следующих составов:

- раствор полимер-минеральной смеси ПМС Химеко в объеме от 100 до 500 м³;

- раствор вязко-дисперсной системы (ВДС) в объеме от 50 до 500 м³;
- водный раствор моющего ПАВ (Нефтенол ВВД, МЛ, ВКС) от 20 до 200 м³. Тип ПАВ подбирается в зависимости от геолого-физических характеристик пласта, типа загрязнения призабойной зоны пласта и минерализации закачиваемой воды.

Технология применяется на Барсуковском месторождении ООО «РН-Пурнефтегаз». Барсуковское месторождение характеризуется высокой обводненностью продукции и быстрым прорывом воды в добывающие скважины (рис. 1.3.1).

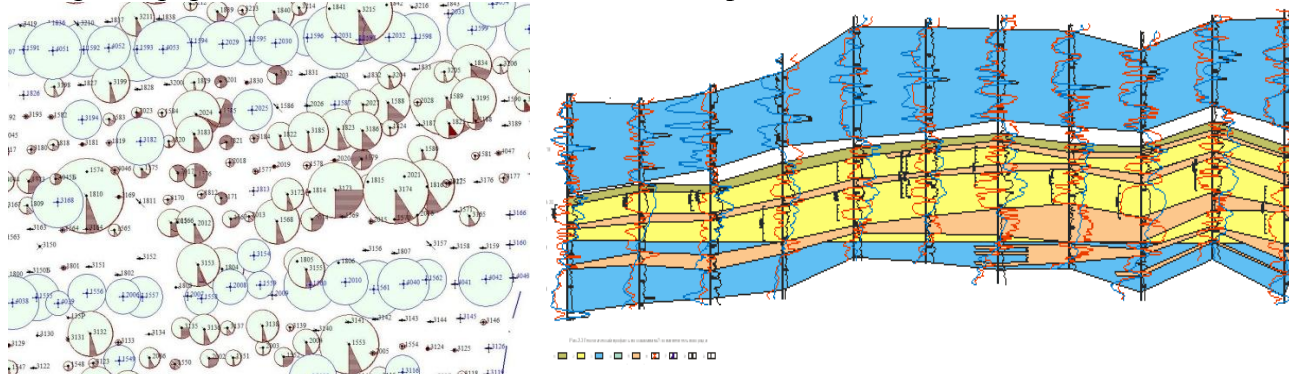


Рис. 1.3.1. Участок воздействия полимер-минеральным составом

При этом проблема усугубляется наличием заколонных перетоков, существующих в нагнетательных скважинах. Наличие заколонных перетоков и хорошо принимающих водоносных пластов привело к высоким значениям непроизводительной закачки, которая по отдельным участкам достигает 50% и более.

В период с 2006 по 2007 года на Барсуковском месторождении (пласт ПК19-20) были проведены обработки по технологии, предотвращающей быстрые прорывы воды в добывающие скважины. Технология позволила снизить количество перетоков в нагнетательных скважинах, а в некоторых случаях и ликвидировать заколонные перетоки (рис. 1.3.2). В 2000 г. в скважине 1630 Барсуковского месторождения отмечались значительные перетоки в нижнюю водонасыщенную часть пласта, после закачки в скважину полимер-минерального состава геофизические исследования показали отсутствие заколонных перетоков. Надо отметить, что профиль приемистости значительно увеличился. Это позволило значительно сократить на данном участке месторождения объем непроизводительной закачки.

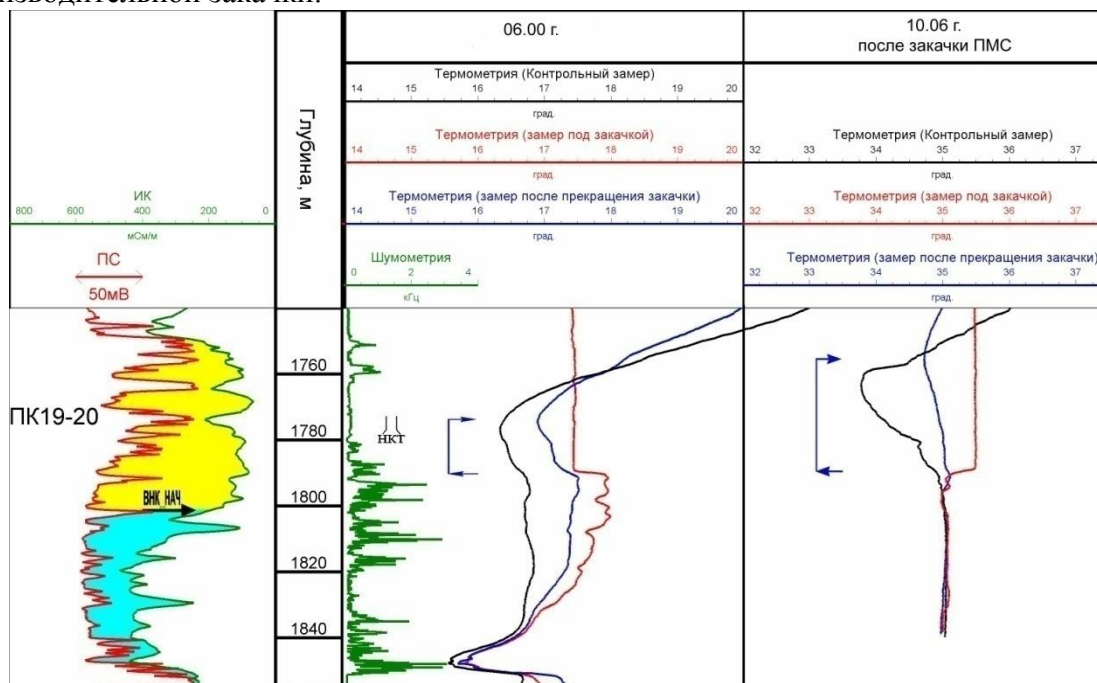


Рис. 1.3.2. Ликвидация заколонных перетоков в нагнетательной скважине № 1630 после закачке полимер-минерального состава

За период 2006 – 2007 гг. на Барсуковском месторождении по данной технологии было проведено более 60 обработок, дополнительная добыча нефти на 1 апреля 2008 года составила более 52 тысяч тонн. Эффект по большинству обработанных участков продолжается (рис. 1.3.3).

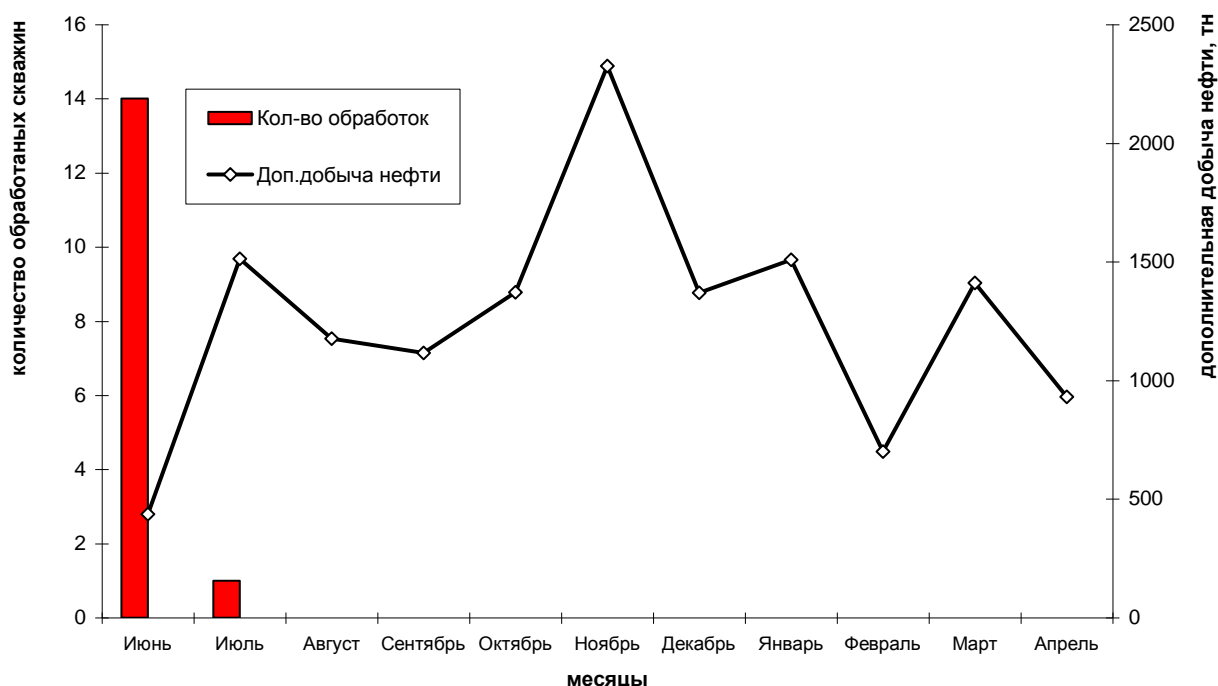


Рис. 1.3.3. Эффективность воздействия полимер-минерального состава на Барсуковском месторождении, пласт ПК19-20. 2006-2007 гг.

1.4. Технологии повышения нефтеотдачи пластов без снижения приемистости нагнетательных скважин (без нарушения системы разработки)

Анализ разработки месторождений или участков месторождений, где применялись стандартные технологии воздействия на пласт (закачка СПС), гелеобразующие системы (ГОС), вязкоупругие системы (ВУС)), показывает снижение среднего дебита жидкости реагирующих в первые месяцы после обработки нагнетательных скважин. Это связано с тем, что закачиваемые в нагнетательные скважины составы типа ГОС, ВУС, СПС фильтруются в трещинах и суперколлекторах, что, естественно, приводит к снижению трещинной составляющей приемистости. Однако это не обеспечивает вовлечения матрицы пород в разработку, чему препятствует ее засоренность и низкие фильтрационно-емкостные свойства. В результате происходит снижение общей приемистости скважины и дебита жидкости окружающих добывающих скважин, что приводит к относительно невысокой эффективности обычных технологий, которая составляет не более 500 т дополнительно добытой нефти на скважино-обработку.

ЗАО «Химеко-ГАНГ» совместно с ООО «РН-Уфанипинефть» разработало комплексный подход к воздействию на пласт потокоотклоняющими и стимулирующими реагентами. Он заключается в сочетании селективного снижения проницаемости трещин и суперколлекторов с последующей стимуляцией низкопроницаемой матрицы. С целью оценки эффективности данного подхода и выявления его гидродинамической основы проведен модельный эксперимент с использованием электронного симулятора. Обобщенная модель типового элемента разработки Тарасовского месторождения (пласт БП14) построена с учетом фактического геолого-статистического разреза пласта, фактических средних значений коллекторских свойств и кривых относительных фазовых проницаемостей, фактической плотности сетки скважин, средних значений эксплуатационных показателей скважин (рис. 1.4.1).

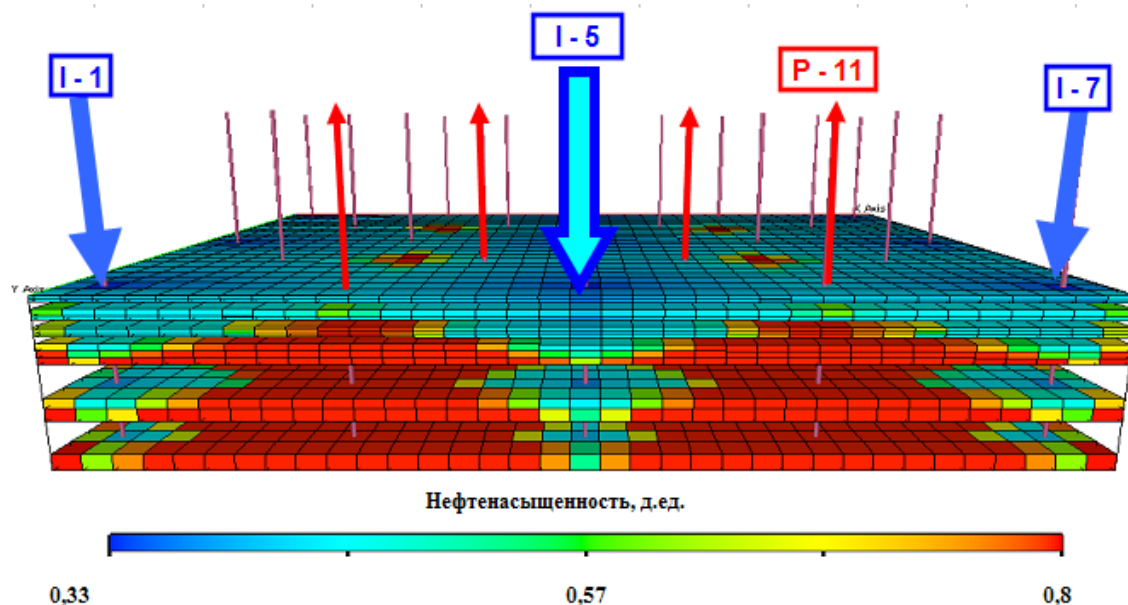


Рис. 1.4.1. Расчетное поле – обобщенная модель элемента разработки объекта, БП14 Тарасовского месторождения

На рис. 1.4.2 представлены рассчитанные на модели динамики технологических показателей нагнетательной скважины I-5 и суммарных эксплуатационных показателей реагирующих добывающих скважин, отмеченных на рис. 1.4.1. стрелками вверх. Расчеты показывают, что после обработки происходит снижение обводненности продукции реагирующих добывающих скважин, сопровождающееся сохранением и увеличением их дебита по жидкости, благодаря увеличению приемистости обработанной нагнетательной скважины.

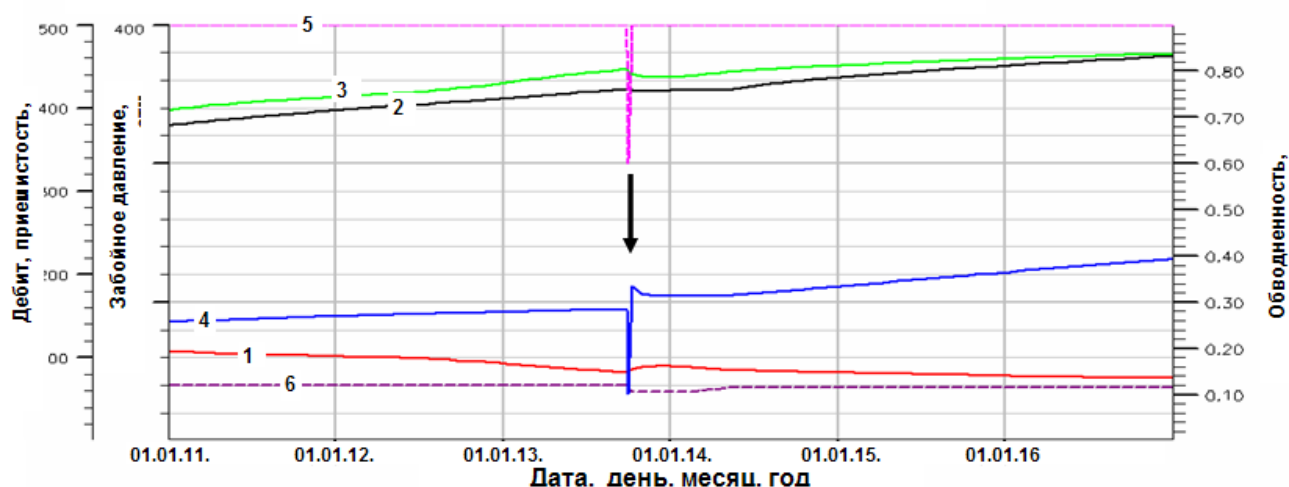


Рис. 1.4.2. Расчетная динамика показателей эксплуатации обработанной по комплексной технологии нагнетательной и реагирующих добывающих скважин: 1 – суммарный дебит нефти, 2 – суммарный дебит жидкости, 3 – средняя обводненность, 4 – приемистость нагнетательной скважины, 5 – забойное давление нагнетательной скважины, 6 – забойное давление реагирующей скважины

С целью адаптации данного подхода к конкретным геолого-техническим условиям были проведены фильтрационные эксперименты с использованием натурного керна в реальных термобарических условиях. На рис. 1.2.1.3 представлена динамика изменения перепада давления при последовательной фильтрации через водонасыщенный керн оторочки СПС, эмульсионного состава (ЭС), кислотного состава и раствора ПАВ. Динамика показывает, что после закачки СПС и ЭС гидросопротивление керна увеличивается, что указывает на коагуляцию крупных и средних пор. После последующей закачки растворов кислоты и ПАВ сопротивление наоборот снижается, что указывает на образование новых фильтрационных каналов.

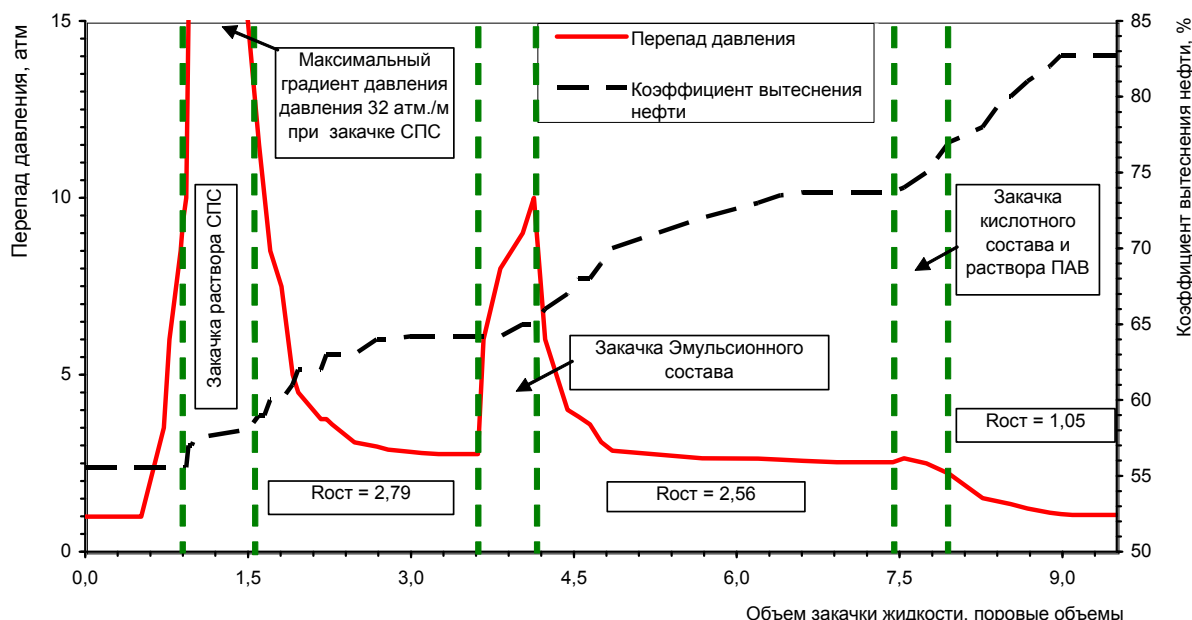


Рис. 1.4.3. Динамика фактора сопротивления при последовательной фильтрации через керн СПС, растворов соляной кислоты и ПАВ

Исследования изменения профиля приемистости нагнетательных скважин после воздействия комплексной технологией также подтверждают результаты проведенных лабораторных и математических исследований (рис. 1.4.4). Как хорошо видно на рисунке, благодаря комплексной технологии происходит увеличение интервала приемистости, при этом снижения приемистости нагнетательных скважин после воздействия не происходит.

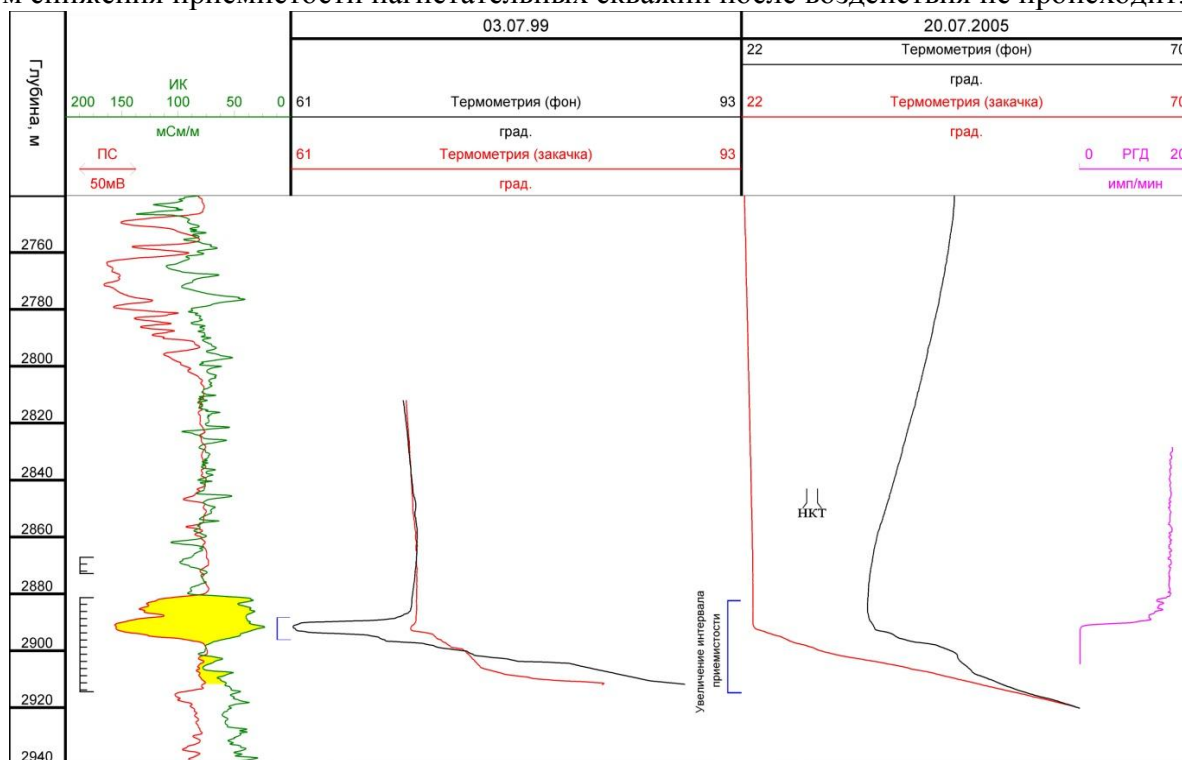


Рис. 1.4.4. Увеличение профиля приемистости нагнетательной скважины после применения комплексной технологии

Технология комплексного воздействия без нарушения системы разработки включает в себя последовательную закачку следующих составов:

- раствор полиакриламида *Chimesco TR-1516*, сшитого ацетатом хрома, в объеме от 100 до 500 м³;
- эмульсионный состав на основе эмульгаторов *Нефтенол НЗ* (при пластовой температуре до 90°C) или *Нефтенол НЗб* (при пластовой температуре выше 90°C);

90°C) от 100 до 500 м³. Применение эмульсионной оторочки связано с необходимостью достижения максимальной селективности воздействия изолирующих составов лишь на высокопроницаемую часть пласта в условиях низкой его средней проницаемости. Это достигается благодаря ограниченной способности обратных эмульсий проникать в низкопроницаемые пористые среды;

- кислотная композиция от 10 до 50 м³ (подбирается индивидуально в зависимости от геолого-физических характеристик пласта и типа загрязнения призабойной зоны пласта);
- водный раствор моющего ПАВ от 20 до 200 м³. Тип ПАВ подбирается в зависимости от геолого-физических характеристик пласта, типа загрязнения призабойной зоны пласта и минерализации закачиваемой воды.

Данная технология в промышленном масштабе применяется на Тарасовском и Харампурском месторождениях с 2002 года. В период с 2002 по 2008 год на данных месторождениях было дополнительно добыто более 400 тыс. тонн нефти.

1.5. Химические реагенты для реализации технологий повышения нефтеотдачи пластов

Все реагенты, выпускаемые в ЗАО «Химеко-ГАНГ», имеют гигиенические сертификаты, сертификаты соответствия ТЭКСЕРТ и разрешение НИИ «Нефтепромхим» на применение в нефтяной промышленности.

Эмульсионные составы:

- эмульгатор **Нефтенол НЗ** (ТУ 2483-007-17197708-97) представляет собой углеводородный раствор сложных эфиров олеиновой, линолевой, линоленовой, а также смоляных кислот;
- эмульгатор **Нефтенол НЗб** (ТУ 2458-057-17197708-01) представляет собой углеводородный раствор сложных эфиров олеиновой, линолевой, линоленовой, а также смоляных кислот с добавлением коллоидной системы;
- эмульгатор **МР** (ТУ 2458-097-17197708-2004) представляет собой углеводородный раствор сложных эфиров олеиновой, линолевой, линоленовой кислот, а также смоляных кислот и триэтаноламина.

Сшитый полимерный и вязко-дисперсный состав:

- полиакриламид **TR-Chimeco-1516** (ТУ 2216-083-17197708-2003) представляет собой высокомолекулярный частично гидролизированный водорастворимый полимер анионного типа на основе акриламида;
- **ацетат хрома** (ТУ 0254-031-17197708-96) представляет собой водный раствор с массовой долей хрома (III) не менее 11,35 % масс;
- **понижитель вязкости АФ-41** (ТУ 2458-004-54651030-2005) представляет собой водно-спиртовой раствор алкилфосфатов с добавлением кремнийорганического пеногасителя.

Полимерминеральный состав:

- полимерминеральный состав **Химеко-1** (ТУ 2458-004-45811026-2005) представляет собой смесь полимера, коллоидной системы и минеральных добавок.

Гелеобразующий состав:

- **ГАЛКА-термогель** (ТУ 2163-015-00205067-01) представляет собой композицию, полученную на основе солей алюминия, карбамида и алифатических аминов;

-
- **термогель 1** (ТУ 2483-051-17197708-99) представляет собой композицию, полученную на основе солей алюминия, карбамида и поверхностно-активных веществ.

Кислотные составы:

- **соляно-кислотный состав** – композиция на основе соляной кислоты необходимой концентрации с добавлением **Нефтенала К** (ТУ 2483-065-17197708-2002), представляющего собой многокомпонентную смесь анионных и катионных поверхностно-активных веществ разного химического строения;
- **кислотная композиция Химеко ТК-4** (ТУ 2458-093-17197708-2004) представляет собой ингибированную водно-спиртовую композицию органических кислот с добавлением анионоактивных и катионоактивных ПАВ;
- **кислотный состав СК-ТК-4** – композиция на основе **сухокислоты СК-ТК-4** (ТУ 2458-005-54651030-2005), представляющей собой смесь органических кислот необходимой концентрации с добавлением **Нефтенала К** (ТУ 2483-065-17197708-2002).

Водные растворы ПАВ:

- **моющий ПАВ Нефтенал МЛ** (ТУ 2481-056-17197708-00) представляет собой многокомпонентную смесь анионных и неионогенных поверхностно-активных веществ разного химического строения;
 - **комплексный ПАВ Нефтенал ВВД** (ТУ 2483-015-17197708-97) представляет собой смесь водорастворимых оксиэтилированных алкилфенолов и их сульфозтоксилатов в форме натриевых солей или солей с триэтаноламином;
 - **комплексный ПАВ Нефтенал ВКС** (ТУ 2483-048-17197708-99) представляет собой композицию, состоящую из карбоксиметилированного оксиэтилированного алкилфенола и низкотемпературного растворителя.
-

2. Технологии кислотных обработок

Кислотные обработки скважин – самая распространенная технология интенсификации добычи нефти. Большинство нефтегазодобывающих и сервисных предприятий использует стандартные кислоты – соляную и грязевую. Во многих случаях применение данных кислот не приводит к положительным результатам, а в некоторых случаях ведет к снижению продуктивности и увеличению обводненности продукции скважин.

При использовании соляной и грязевой кислот могут возникнуть проблемы такие, как:

- выпадение вторичных осадков после нейтрализации кислот,
- выпадение осадков АСПО и стойких эмульсий при контакте кислотных составов и пластовых флюидов,
- увеличение обводненности продукции вследствие образования заколонных перетоков,
- снижение эффективности из-за многократности обработок,
- снижение дебита вследствие образования «водной блокады» и т.д.

В результате таких осложнений у промысловиков появляются скважины, на которых можно применять кислотные обработки, и скважины, на которых кислотные обработки применять нельзя. И со временем по разным причинам скважин, относящихся ко второй группе, становится все больше.

ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработало большую группу кислотных составов и специальных добавок к кислотам, которые позволяют охватить практически весь спектр геолого-физических характеристик пластов и загрязняющих отложений в призабойной зоне пласта, а также предотвратить все негативные последствия, свойственные стандартным кислотам. Это позволяет проводить эффективные кислотные обработки даже там, где предыдущие обработки были отрицательными.

Сухие кислоты и кислотные композиции упрощают проведение обработки призабойной зоны на отдаленных и новых месторождениях, не имеющих баз хранения химических реагентов и специализированной техники (кислотных агрегатов).

Современная лабораторная база ЗАО «Химеко-ГАНГ» позволяет исследовать кислоты и кислотные составы и определять:

- межфазное натяжение на границе: кислотный состав – углеводород;
- растворимость породы;
- коррозионную активность кислотных составов;
- вторичное осадкообразование после нейтрализации кислоты;
- совместимость кислотной композиции с пластовой водой и нефтью,

а также производить выбор оптимальной рецептуры кислотного состава и методики его приготовления в лабораторных условиях.

2.1. Кислотные обработки терригенных коллекторов

Основной целью обработки терригенных коллекторов кислотой является, в первую очередь, растворение загрязняющих породу материалов. Несмотря на то, что зерна кварца слагают скелет породы, терригенные коллектора содержат глинистые минералы, которые в значительной степени влияют на фильтрационно-емкостные свойства. Терригенные коллектора могут содержать карбонаты, окислы металлов, сульфаты, сульфиды, хлориды и аморфный кремнезем. Кроме этого, в призабойной зоне пласта содержатся химические вещества, входящие в буровой и цементный растворы.

Фтористоводородная кислота (HF) является единственной, растворяющей силикатные материалы, поэтому все рецептуры, используемые при кислотных обработках терригенных коллекторов, включают HF .

Однако в результате реакции с фтористоводородной кислотой ионы кремния, алюминия, натрия, калия, магния и кальция, содержащиеся в полиминералах, могут образовывать не растворимые в воде осадки и снижать проницаемость пласта. Скорость реакции также зависит от структуры породы, содержания глин, температуры и применяемой концентрации кислоты.

Особенно это важно при проведении кислотных обработок в пластах с высокой температурой, где скорость реакции соляной и грязевой кислот настолько велика, что глубина проникновения их в пласт составляет считанные сантиметры. В таких условиях необходимы особые составы, которые позволяют при достаточно высокой пластовой температуре глубоко проникать в пласт, образуя новые фильтрационные каналы.

2.1.1. Кислотные обработки низкопроницаемых пластов

Одним из важных факторов эффективности кислотной обработки является совместимость кислоты с породой. Совместимость подразумевает, что проницаемость не уменьшится, когда пласт отреагирует с кислотой. Особенно это важно для низкопроницаемых заглинизированных коллекторов (юрские отложения), где применение стандартной грязевой кислоты может привести к кратному уменьшению проницаемости вследствие образования вторичных осадков. ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработало кислотные композиции *Химеко ТК-2* и *ТК-3* для терригенных коллекторов, обладающие замедленной скоростью реакции.

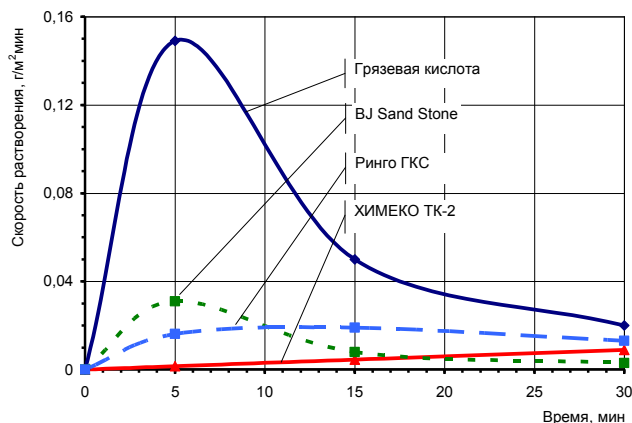
Композиция *Химеко ТК-2* на границе с керосином обладает низким межфазным натяжением, равным $0,45 \text{ мН/м}$, что значительно ниже, чем у грязевой кислоты с добавкой ПАВ; а также низкой коррозионной активностью (не более $0,17 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$ при температуре 20°C), что позволяет при ее применении не использовать специальную кислотоустойчивую технику.

В табл. 2.1.1.1 представлены результаты сравнительных экспериментов по фильтрации кислотных составов *Химеко ТК-2*, *ТК-3* и *грязевой кислоты с добавкой ПАВ* в образцах керна – глинизированного песчаника проницаемостью менее $0,01 \text{ мкм}^2$.

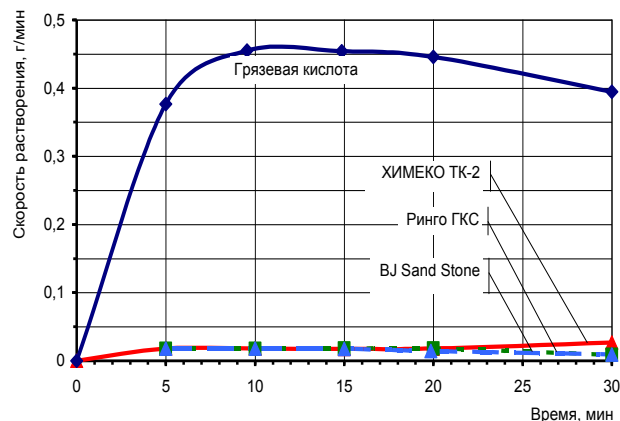
Таблица 2.1.1.1. Изменение проницаемости пластов? до и после воздействия кислотными составами

Состав жидкости воздействия	Количество компонента, %	Проницаемость образца, мкм^2		Изменение проницаемости, %
		До воздействия	После воздействия	
HCl	12			
HF	3	0,0146	0,0093	-36
ПАВ	0,5			
HCl	3			
HF	0,5	0,0139	0,0092	-33
ПАВ	1			
<i>Химеко ТК-2</i>	разбавление в воде 1:5	0,0087	0,0195	124
<i>Химеко ТК-2</i>	разбавление в воде 1:5	0,0021	0,0047	123
<i>Химеко ТК-3</i>	разбавление в воде 1:3	0,0145	0,0427	194

Кислотная композиция *Химеко ТК-2* обладает замедленной скоростью реакции с минералами, слагающими пласт (рис. 2.1.1.1), что позволяет более глубоко воздействовать на призабойную зону пласта даже при высоких температурах.



Скорость растворения кварцевого песка



Скорость растворения глины

Рис. 2.1.1.1 Динамика скорости растворения различных кислотных составов при температуре 70°C

Кислотные обработки скважин могут приводить не только к увеличению продуктивности, но также и к увеличению обводненности, что может значительно снизить эффективность технологии, а в некоторых случаях и привести к отрицательным результатам. Одной из самых опасных причин роста обводненности после кислотных обработок является образование заколонных перетоков в результате растворения цементного камня. Применение кислотных составов *Химеко ТК-2* и *ТК-3* позволяет значительно снизить риск роста обводненности продукции скважин (рис. 2.1.1.2).

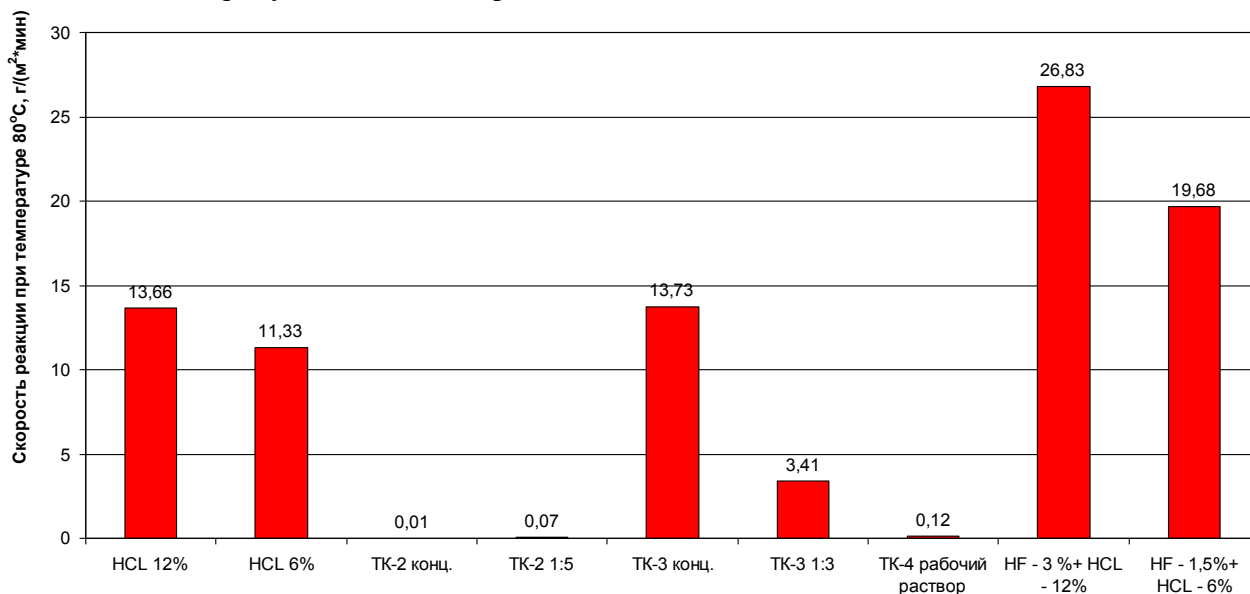


Рис. 2.1.1.2. Скорость реакции различных кислотных составов с цементным камнем при температуре 80°C.

Как хорошо видно на рис. 2.1.1.2, наибольшей скоростью реакции с цементным камнем обладают составы грязевой кислоты. Незначительно им уступают соляно-кислотные составы. Надо отметить, что, несмотря на меньшую скорость реакции, соляно-кислотные составы при взаимодействии разрушают цементный камень. Образцы цементного камня после взаимодействия с соляной кислотой легко крошатся, в то время как с грязевой кислотой образцы остаются твердыми.

Наименьшую скорость реакции показала кислотная композиция *Химеко ТК-2*. Скорости реакции составов кислотной композиции настолько незначительны, что их можно применять в скважинах с близкорасположенными водоносными горизонтами, не опасаясь увеличения обводненности продукции вследствие образования заколонных перетоков.

Применение кислотной композиции *Химеко ТК-2* при обработке низкопроницаемых коллекторов позволяет снижать обводненность за счет гидрофобизации порового пространства. В результате воздействия *Химеко ТК-2* из призабойной зоны пласта удаляется

связанная вода, что приводит к увеличению проницаемости коллектора по нефти и ведет к снижению обводненности продукции.

На *рис. 2.1.1.3* представлена типичная картина изменения дебита и обводненности продукции после воздействия кислотной композицией *Химеко ТК-2* на низкопроницаемые пласты. Как видно из рисунка, в первый период после воздействия происходит интенсивный вынос воды из призабойной зоны, вследствие чего увеличивается обводненность при повышенном дебите жидкости. Второй период характеризуется снижением обводненности и как следствие, ростом дебита нефти при неизменном дебите жидкости. И, наконец, третий период – период стабильной работы скважины, когда дебит и обводненность продукции довольно продолжительное время практически не меняются.

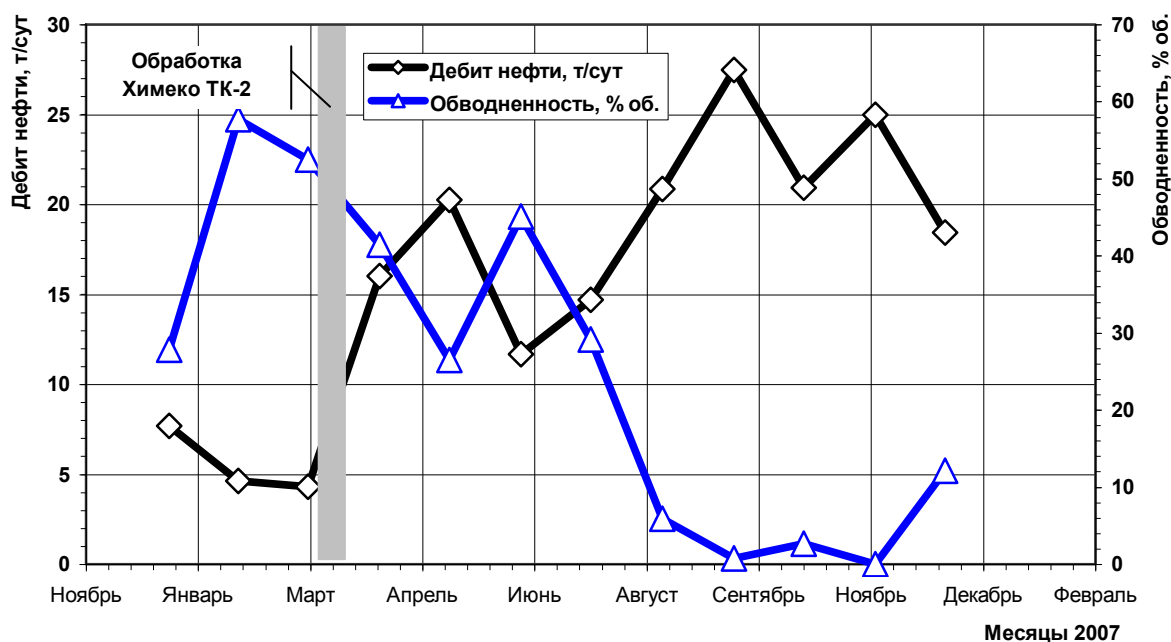


Рис. 2.1.1.3. Изменения дебита нефти и обводненности продукции скважины 556 Харампурского месторождения (Южный купол) после воздействия кислотной композицией Химеко ТК-2

Широта применения кислотной композиции *Химеко ТК-2* позволяет использовать ее как универсальное средство при проведении геолого-технологических мероприятий, направленных на интенсификацию процесса добычи нефти (*рис. 2.1.1.4*).

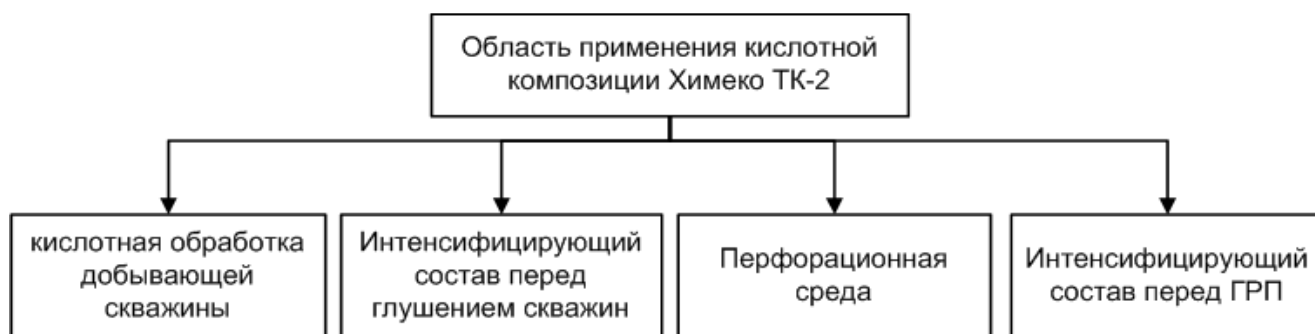


Рис. 2.1.1.4. Область применения кислотной композиции Химеко ТК-2

Кислотная композиция *Химеко ТК-2* обладает низкой коррозионной активностью (на уровне солевых растворов), что позволяет использовать ее в качестве перфорационной среды. Применение *Химеко ТК-2* на юрских отложениях Харампурского месторождения позволило значительно повысить эффективность перфорации и реперфорации по сравнению с применением в качестве перфорационной среды солевого раствора (*рис. 2.1.1.5*).

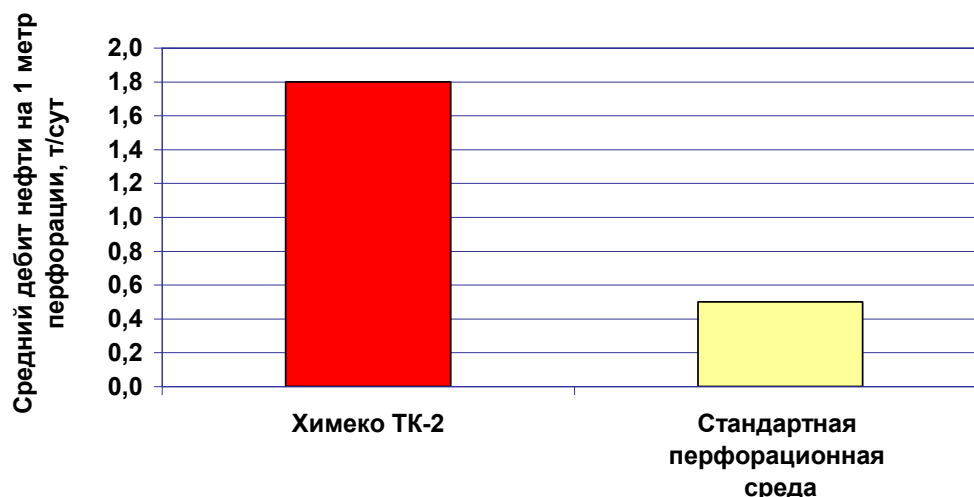


Рис. 2.1.1.5. Область применения кислотной композиции Химеко ТК-2

Кислотная композиция *Химеко ТК-2* и *ТК-3* широко применяется в ООО «РН-Пурнефтегаз», ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «Сургутнефтегаз» с 2002 по 2008 год. Итоги этого периода:

- проведено более 650 скважино-операций.
- дополнительная добыча нефти – более 870 тысяч тонн.
- средняя продолжительность эффекта составляет более 6 месяцев.
- успешность проведения обработок добывающих скважин составляет 74%.

2.1.2. Кислотные обработки в долго эксплуатируемых нагнетательных скважинах со значительными отложениями АСПО и продуктов коррозии в призабойной зоне

На месторождениях, эксплуатируемых достаточно длительное время, к каковым относятся месторождения Татарстана, нагнетательные скважины значительно снижают приемистость. Применение стандартных кислотных составов не дает требуемых результатов, так как не позволяет достаточно эффективно воздействовать на комплексные отложения (АСПО, окислы железа, неорганические соли, и др.).

ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработало технологию для обработки нагнетательных скважин ОАО «Татнефть», время эксплуатации которых составляет 30 и более лет. В ходе разработки технологии были осуществлены работы по исследованию проб, полученных из призабойной зоны (ПЗП) нагнетательных скважин, загрязненных закачкой сточных вод. Проведены лабораторные исследования кислотных растворов и композиций по разрушению и растворению загрязнений, полученных из ПЗП. В результате исследований установлено, что вода из системы ППД ОАО «Татнефть» содержит большое количество железа (до 55,5 мг/л), в то время как в образцах из ПЗП железа мало (до 0,8 мг/л), откуда следует вывод, что железо в виде комплексов загрязнений с АСПО, солями и глинами остается в пористой среде. При обработке таких комплексных отложений соляной или грязевой кислотой могут образоваться нерастворимые осадки безвозвратно колюматирующие ПЗП.

Кислотная композиция на основе сухокислоты *СК-ТК-4*, *Нефтенола К* и ингибитора коррозии *ИКУ-118* имеет замедленную скорость реакции, что позволяет глубоко проникать в ПЗП и достаточно эффективно растворять загрязнения (рис. 2.1.2.1).

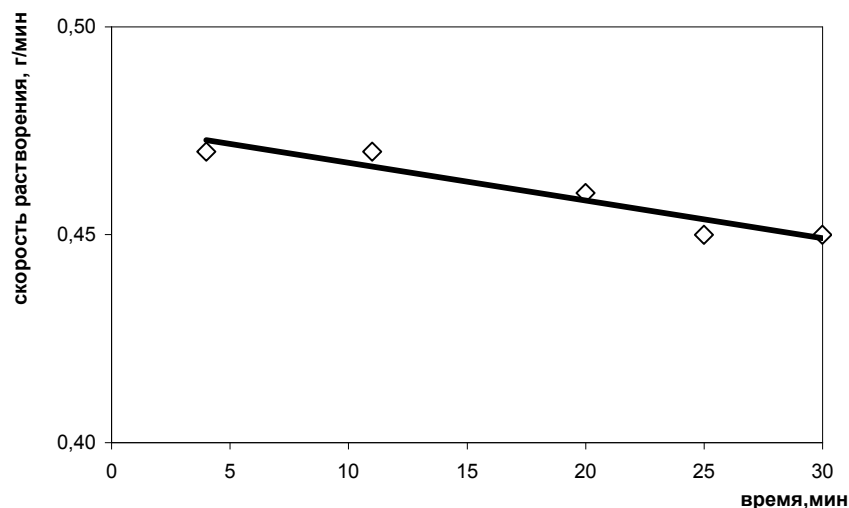


Рис. 2.1.2.1 Динамика скорости растворения глины кислотной композицией на основе сухокислоты СК-ТК-4, Нефтенала К и ингибитора коррозии ИКУ-118 при температуре 80°C

Фильтрационные исследования показали, что данный состав не образует осадков с пластовыми водами низкой и высокой минерализации при различных температурах и не образует эмульсий и осадков при взаимодействии с нефтью (рис. 2.1.2.2).

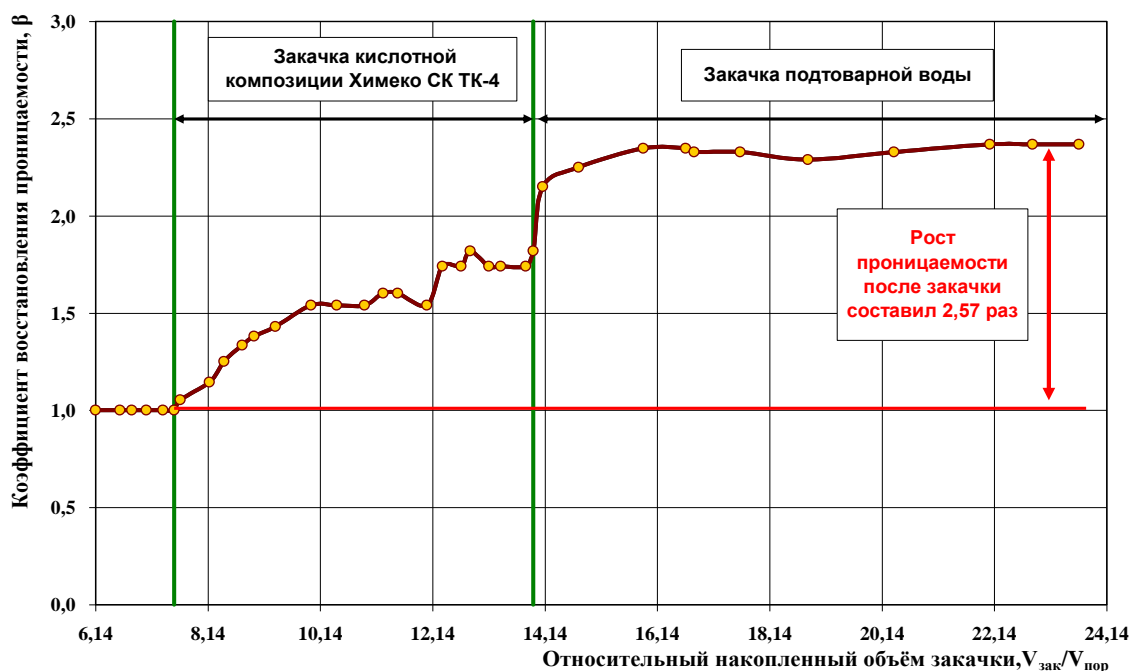


Рис. 2.1.2.2 Изменение проницаемости керна в процессе закачки рабочего раствора кислотной композиции на основе сухокислоты СК-ТК-4, Нефтенала К и ингибитора коррозии ИКУ-118 при температуре 80°C

Технология включает три последовательные стадии:

- промывку скважины раствором *Нефтенала К* в подтоварной воде;
- кислотную ванну раствором соляной кислоты с добавкой *Нефтенала К*;
- обработку ПЗП кислотным раствором на основе сухокислоты СК-ТК-4, *Нефтенала К* и ингибитора коррозии ИКУ-118.

Технология была испытана в 2007 году на трех нагнетательных скважинах НГДУ «Лениногорскнефть» ОАО «Татнефть» – № 12899, 9352а, 3624а.

Пробы из выкидной линии системы ППД к скважине №12899 были отобраны:

- во время проведения работ (рис. 2.1.2.3 а),
- после промывки скважины соляной кислотой (рис. 2.1.2.3 б)
- после закачки ПАВ-кислотной композиции на основе сухокислоты СК-ТК-4, Нефтенола К и ингибитора коррозии ИКУ-118 (полученные посредством свабирования, рис. 2.1.2.3 в).

На представленных фотографиях видно в пробе из линии ППД и в пробах после обработок наличие железа в больших количествах, это подтвердили и лабораторные исследования (таб. 2.1.2.3).

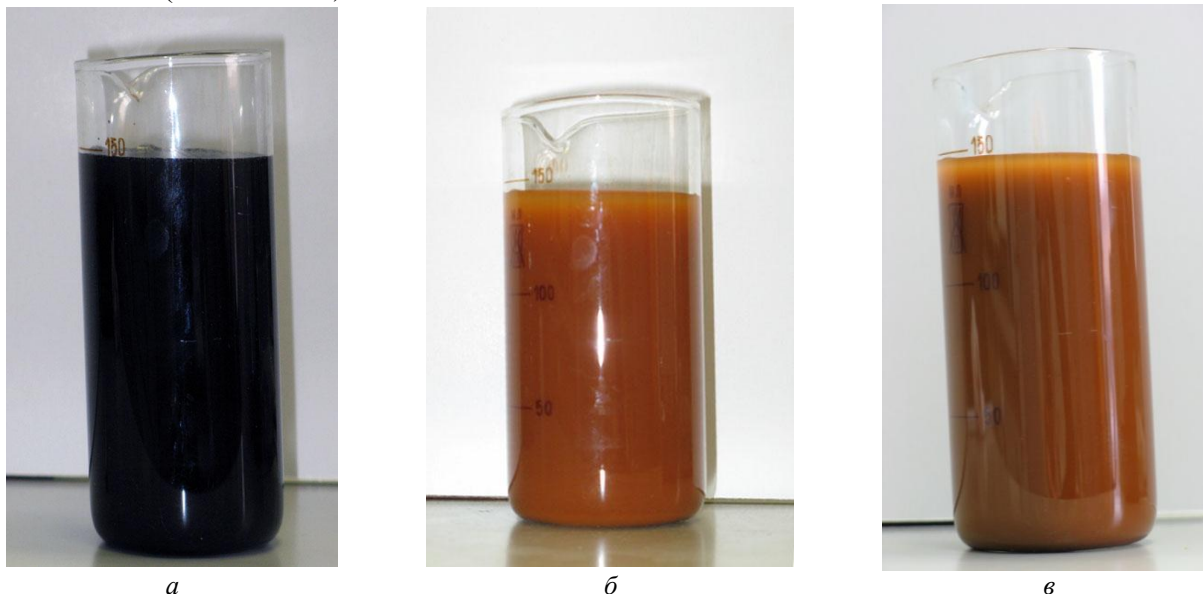


Рис. 2.1.2.2 Пробы из скважины 12899: а) из выкидной линии системы ППД; б) после промывки соляной кислотой; в) после закачки ПАВ-кислотной композиции

Таблица 2.1.2.1 Физико-химические характеристики проб из скважины №12899

№ п.п.	Пробы жидкости	рН	ρ , г/см ³	Общее железо, г/л
1.	Из системы ППД	5,5	1,091	0,0113
2.	При свабировании после закачки соляной кислоты с добавкой Нефтенола К	5	1,015	0,0055
3.	При свабировании после закачки кислотной композиции Химеко СК-ТК 4 и многофункционального ПАВ – Нефтенола К	4,1	1,05	0,0285

После проведения кислотных обработок определяли приемистость скважин при давлении закачки, разрешенном на данной скважине. Результаты проведенных работ представлены в таблице 2.1.2.1.

Таблица 2.1.2.2. Результаты кислотной обработки ПЗП

№ п.п.	скважина	время проведения работ	Показатели до обработки		Показатели после обработки	
			Приемистость скважин, м ³ /сут	Давление, атм	Приемистость скважин, м ³ /сут	Давление, атм
1	А	20-23.09.2007	0	165	87	154
2	В	26-28.09.2007	0	150	120	150
3	С	26-29.11.2007	0	155	115	155

При анализе истории работы всех нагнетательных скважин прослеживается периодичность кислотных обработок в период до двух лет и затухающая приемистость скважин при каждой последующей стимуляции. Обработки с применением комплексной технологии позволили повысить приемистость скважин при сниженном давлении закачки.

2.1.3. Кислотные обработки высокотемпературных пластов (температура выше 100°C)

Применение соляной и грязевой кислоты в пластах с высокой температурой приводит только к отрицательным результатам. В таких условиях просто необходимо применять специальные кислотные составы, которые позволят эффективно обрабатывать пласт в условиях высоких температур.

Наша компания разработала состав на основе *сухокислоты СК ТК-4*, который позволяет эффективно повышать продуктивность скважин в пластах с температурой до 125°C. Положительный эффект подтвержден на месторождениях другой российской нефтяной компании.

С целью изучения влияния различных кислотных составов были проведены фильтрационные эксперименты на керне *Западно-Морозовского* месторождения, предоставленных *ООО «РН-Краснодарнефтегаз»*. Эксперимент осуществлялся при температуре 120-125°C, соответствующей пластовой и отвечающей геолого-физическим условиям IV горизонта. Фильтрационные эксперименты проводились на керне с остаточной нефтенасыщенностью, моделирующей призабойную зону пласта. На *рис. 2.1.3.1* показан фильтрационный эксперимент, проведенный с применением кислотной композиции на основе *сухокислоты СК ТК-4*, многофункционального ПАВ *Нефтенала К* и ингибитора коррозии *ИКУ-118*.

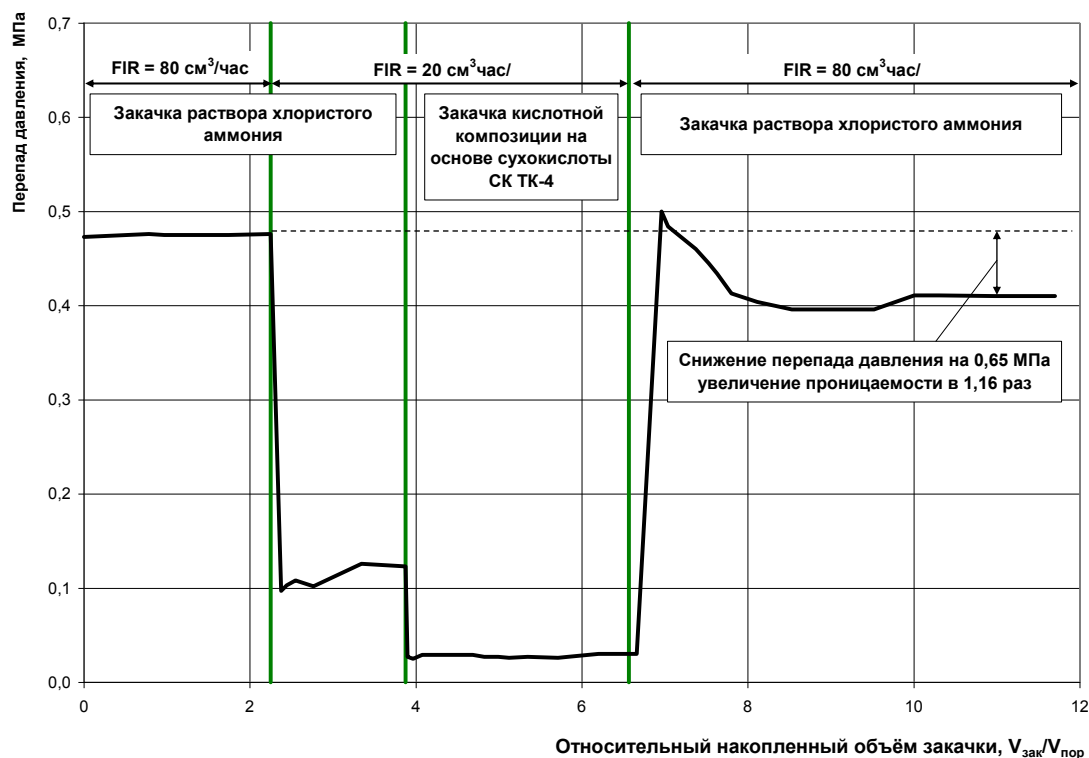


Рис. 2.1.3.1 Изменение перепада давления при фильтрации реагентов через керн. Температура 125°C.

Применение кислотной композиции *Химеко СК ТК-4* позволило увеличить проницаемость керна на 16% (*рис. 2.1.3.2*). В то время как другие кислотные композиции не

увеличивали проницаемость, а снижали ее. Так, применение стандартной грязевой кислоты привело к снижению проницаемости на 54% относительно первоначальной.

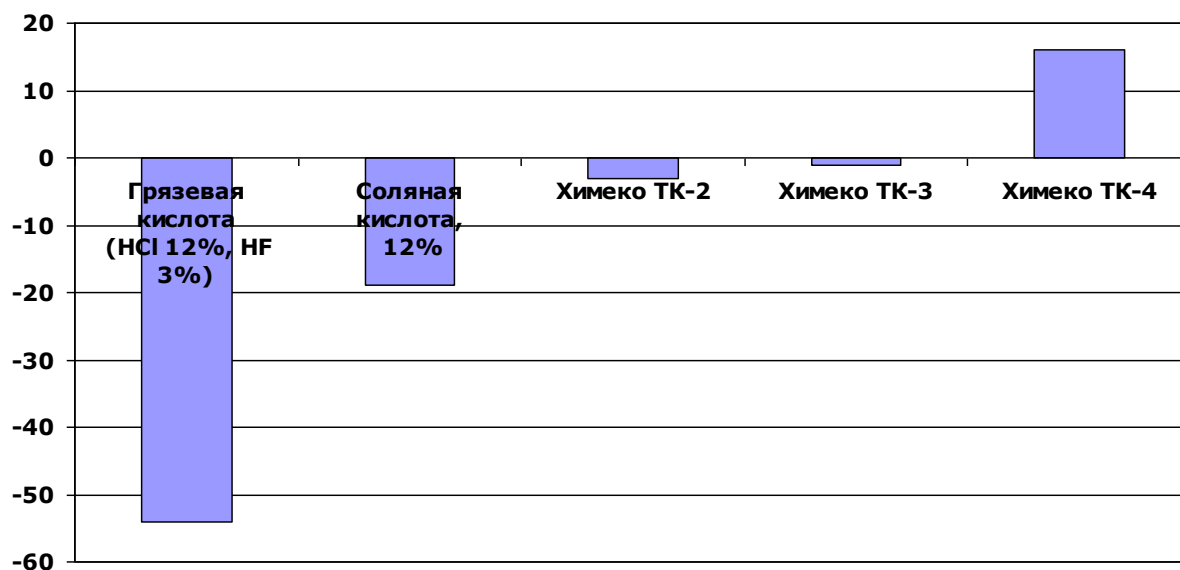


Рис. 2.1.3.2. Изменение проницаемости керна после обработки различными кислотными составами, %

Проведенные исследования позволили рекомендовать кислотную композицию на основе *сухокислоты* СК ТК-4, многофункционального ПАВ *Нефтенол К* и ингибитора коррозии ИКУ-118 для применения в высокотемпературных пластах ООО «РН-Краснодарнефтегаз». Промысловые испытания прошли на двух скважинах Западно-Морозовского месторождения и одной скважине Варавенского месторождения. Кислотная обработка в высокотемпературной скважине №4 3. Морозовского месторождения позволила увеличить дебит нефти после неудачной соляно-кислотной обработки на 2,1 т/сут, что наглядно подтверждает эффективность данной композиции в высокотемпературных пластах.

Таблица 2.1.3.1. Изменение продуктивности скважин после обработки Химеко СК ТК-4

№№ скв.	Местор.	Вид ГТМ	$Q_{\text{нефти}}$ до проведения ОГТМ, т/сут.	План			Факт		
				Прирост дебита, т/сут.	Режим после ГТМ		Прирост дебита, т/сут.	Режим после ГТМ	
					$Q_{\text{ж-тв}}$ м ³ /сут.	$Q_{\text{н}}$ т/сут.		$Q_{\text{ж-тв}}$ м ³ /сут.	$Q_{\text{н}}$ т/сут.
4	3.Мороз.	ОПЗ соляная кислота	29,3	2,0	45,4	31,3	-4,2	34,2	25,1
4	3.Мороз.	ОПЗ ТК-4	25,1	2,0	37,2	27,1	2,1	35,9	27,2
6	3.Мороз.	ОПЗ ТК-4	17,6	1,0	26,3	18,6	0,4	24,6	18,0
2	Варав.	ОПЗ ТК-4	12,7	1,0	20,3	13,7	2,0	22,9	14,7
ИТОГО				4,0			4,5		

2.2. Кислотные обработки карбонатных коллекторов

Как показывает практика, проведение кислотных обработок (КО) в карбонатных пластах связано с различными осложнениями, которые могут значительно снизить эффективность операции. Осложнения КО прежде всего из-за образования вторичных осадков гидрата окиси 3-валентного железа и гипса после нейтрализации соляной кислоты, осадков АСПО и устойчивых эмульсий при контакте кислоты с нефтью, высокой скорости коррозии и т.д.

2.2.1. Большеобъемные направленные кислотные обработки

Кислотные обработки в карбонатных коллекторах позволяют получать результаты, сопоставимые с результатами после проведения ГРП в терригенных пластах. Поскольку скорость реакции кислоты с породой в карбонатном коллекторе очень высока, необходимо закачивать соляную кислоту с увеличенной скоростью. Это может быть затруднено, так как при повышении скорости кратно возрастают потери давления на трении вследствие турбулизации потока. При этом сама соляная кислота фильтруется в высокопроницаемые трещины и каналы, через которые в скважину поступает в значительной степени обводненная продукция. Чтобы избежать от этих недостатков, ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработало технологию, согласно которой закачиваются большие объемы соляной кислоты с добавлением ПАВ Нефтенола К марки НК-ФД поочередно с углеводородным гелем на основе комплекса гелирующего Химеко Н.

Углеводородные гели на основе комплекса гелирующего Химеко Н обладают высокими реологическими характеристиками, необходимыми для использования их в качестве отклоняющего агента и жидкости разрыва. Углеводородные гели не образуют осадков и эмульсий на контакте с кислотным раствором на основе ингибированной соляной кислоты с добавкой Нефтенола К.

Технология включает в себя последовательную закачку нескольких пачек кислотной композиции и углеводородного геля Химеко Н.

Этапы действия геля-отклонителя:

- отклонение кислоты от высокопроницаемых участков;
- перераспределение скоростей реакции кислоты в водонасыщенной и нефтенасыщенной породе;
- образование в качестве реакции кислоты, породы и геля – поверхностно-активного вещества (ПАВ).

Действие продуктов реакции в качестве ПАВ:

- гидрофобизация породы,
- улучшение притока нефти.

Объем кислоты и отклонителя выбираются исходя из следующих параметров:

- соляная кислота с добавлением Нефтенола К марки НК-ФД – от 2 до 4 м³ на 1 метр перфорации;
- гель Химеко Н – от 0,3 до 0,4 объема соляной кислоты.

Число стадий/циклов обработки подбирается в зависимости от длины перфорационных интервалов.

Технология успешно прошла промышленные испытания на месторождениях Самарской области и Республики Коми.

В 2007 году технология большеобъемной направленной кислотной обработки была испытана в ООО «РН-Северная нефть» – на Хасырейском, Нядейюском и Северо-Баганском месторождениях.

Всего было проведено четыре обработки скважин с применением отклонителя Химеко Н и одна обработка без отклонителя. Объем соляно-кислотной композиции составил от 38 до 50 м³, объем отклонителя – от 18 до 28 м³. Поочередно было закачено от 3 до 10 пачек соляно-кислотной композиции и отклонителя.

Проведение большеобъемных кислотных обработок с отклонителем позволило значительно повысить дебит скважин (рис. 2.2.1.1), кратность прироста составила от 1,4 до 5,4 раза. Надо отметить, что после месяца работы скважины увеличили дебит нефти за счет снижения обводненности продукции, а на скважине №5016 Хасырейского месторождения и №10 Нядейюского месторождения обводненность упала ниже значений до кислотной обработки. Это позволяет говорить о высокой эффективности образующегося ПАВ при взаимодействии кислоты и геля на основе комплекса гелирующего Химеко Н.

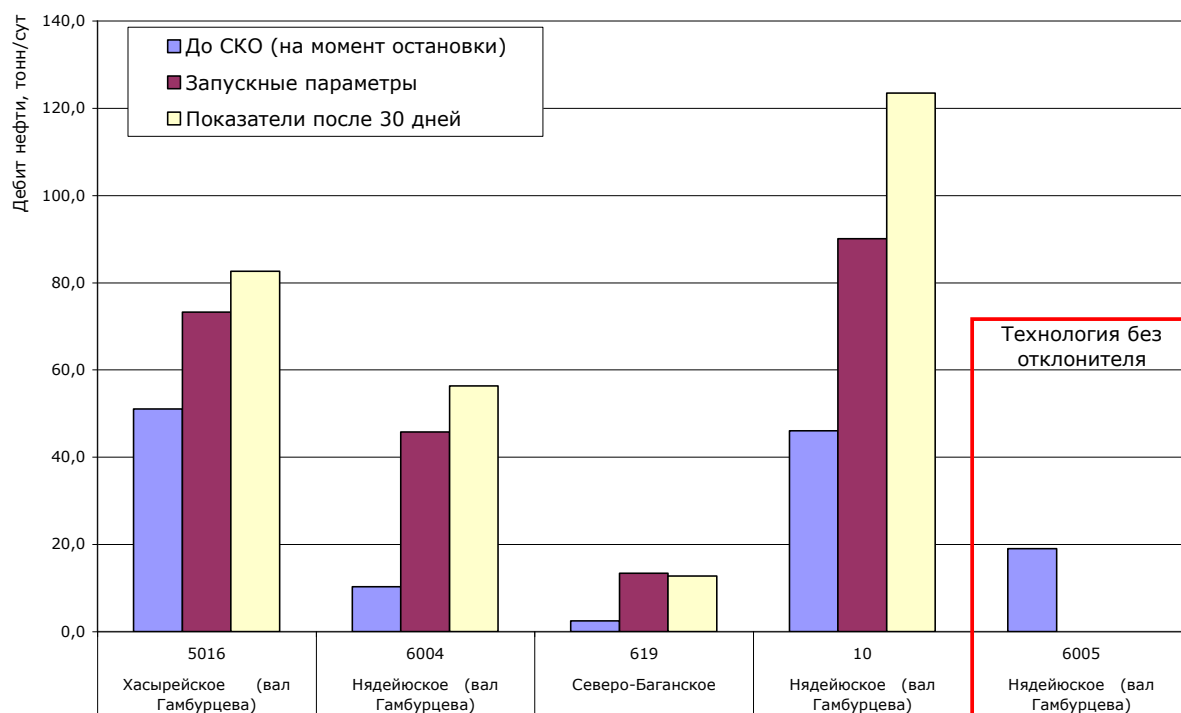


Рис. 2.2.1.1 Показатели продуктивности скважин по нефти после проведения кислотных обработок

При проведении большеобъемных кислотных обработок с отклонителем на скважине №85 (пласт O_2) Грековского месторождения (Самарская область) был использован состав углеводородного геля на нефти Покровского месторождения с использованием комплекса гелирующего Химеко Н и соляная кислота с добавкой multifunctional ПАВ Нефтенол К.

При проведении процесса в скважину пачками по 20 и 25 m^3 был закачан кислотный раствор, а в качестве отклоняющего агента между пачками кислоты было закачено 11 m^3 углеводородного геля. После обработки был получен дополнительный дебит нефти 109 $t/сут$, что указывает на эффективность примененной технологии и реагентов в данной скважине.

2.2.2. Осложненные кислотные обработки карбонатных коллекторов (образование эмульсий, АСПО, выпадение солей железа)

Проведение кислотных обработок в некоторых случаях связано с разного рода осложнениями, которые в значительной степени могут отрицательно влиять на эффективность технологии. Применение различных добавок позволяет предотвратить такие осложнения, как: образование устойчивых во времени водонефтяных эмульсий, выпадение асфальтенов, смол и парафинов, образование нерастворимых солей железа.

Образование стойких водонефтяных эмульсий и высоковязких масс при взаимодействии кислоты обязательно необходимо учитывать при проектировании обработок на месторождениях с тяжелыми и средними нефтями.

Проведенные исследования совместимости растворов соляной кислоты с нефтями разных месторождений Оренбургской и Самарской областей на предмет образования осадков и эмульсий показали, что при взаимодействии соляной кислоты с нефтями образуются устойчивые эмульсии и осадки (таб. 2.2.1.1), которые после проведения кислотной обработки могут значительно снизить проницаемость призабойной зоны пласта и уменьшить продуктивность добывающих скважин. Добавка комплексного ПАВ Нефтенол К позволяет снять проблему образования осадков и ускорить процесс разделения эмульсий (рис. 2.2.1.1).

Таблица 2.2.1.1 Результаты исследований взаимодействия кислотных составов с нефтями месторождений Оренбургской и Самарской областей

№	Нефть; Плотность, г/см ³	Кислотный состав	Отделение кислоты от нефти, %	Наличие осадка
1	Ростащинская; 0,791	15%-ная HCl ингибированная	8	есть
2	Ростащинская 0,791	15%-ная HCl ингибированная с добавкой 4% об. Нефтенала К	100	нет
3	Зайкинская 0,771	15%-ная HCl ингибированная	12	есть
4	Зайкинская 0,771	15%-ная HCl ингибированная с добавкой 4% об. Нефтенала К	100	нет
5	Покровская 0,862	15%-ная HCl ингибированная	нет	много
6	Покровская 0,862	15%-ная HCl ингибированная с добавкой 5% об. Нефтенала К	16	нет



Соляная кислота с добавлением 4% Нефтенала К



Соляная кислота

Рис. 2.2.1.1. Взаимодействие соляной кислоты с нефтью Ростащинского месторождения

Наибольшие осложнения возникают в случае содержания в пласте, скважине или в самой соляной кислоте соединений 3-валентного железа. При этом при взаимодействии нефти и кислоты после нейтрализации последней образуются объемные осадки АСПО и очень устойчивые эмульсии. Добавление одного Нефтенала К в состав кислоты бывает недостаточным для борьбы с этими проблемами. Существует стандарт компании TNK-BP на проведение кислотных обработок, в котором регламентируется при лабораторных испытаниях добавлять в раствор соляной кислоты 5 000 ppm ионов 3-валентного железа и оценивать ее свойства при взаимодействии с нефтью на предмет осадков и эмульсий. При этом в методике используются растворы как свежей, так и отработанной кислоты. Проведение исследований в соответствии с данным стандартом позволяет избежать негативного влияния окислов железа (ржавчины) на эффективность кислотной обработки.

Исследования, проведенные ЗАО «Химеко-ГАНГ», позволили подобрать оптимальный состав соляно-кислотной композиции для карбонатных пластов Оренбургской области с температурой 75°C:

- HCl 15% 1 м³
- ингибитор коррозии ИКУ-118 4 л

- стабилизатор железа *Ферикс* 20 кг
- *Нефтенол К* 40 л

Применение стабилизатора железа *Ферикс* позволило значительно повысить эффективность кислотных обработок, а также избежать проблем с подготовкой нефти на месторождениях *ОАО «Оренбургнефть»*.

2.3. Кислотные обработки скважин после ГРП

Часто нефтегазодобывающие предприятия сталкиваются с проблемой, когда после проведения ГРП продуктивность скважин значительно ниже, чем планировалось. В большинстве случаев это связано с тем, что внутри трещины и на ее стенках осталось значительное количество геля, который препятствует притоку нефти в скважину (рис. 2.3.1).

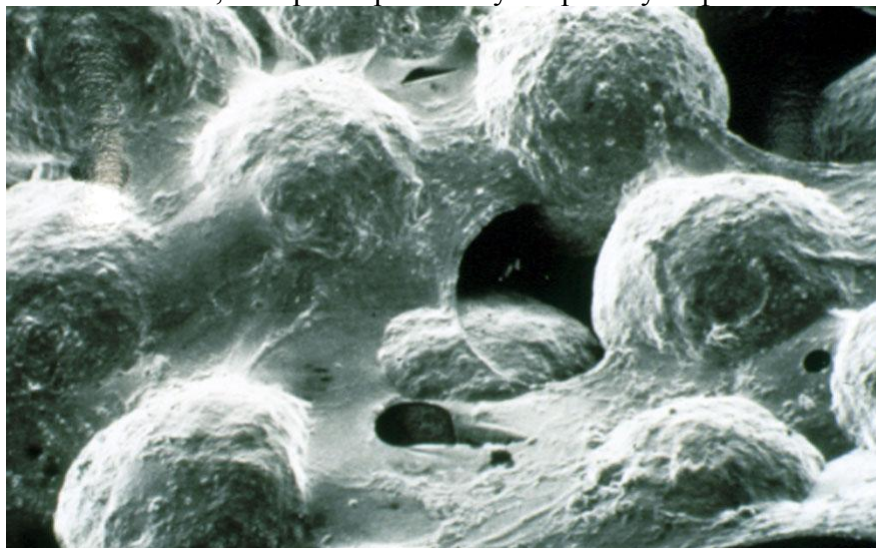


Рис. 2.3.1. Проппант, покрытый коркой гуарового геля ГРП

Применение стандартных кислот и деструкторов (персульфатов, пероксидов) неэффективно, так как они достаточно быстро реагируют с загрязнениями, а потому их эффективность значительно падает в первые минуты закачки. При этом стандартные кислоты и деструкторы являются предельно коррозионно-активными и токсичными веществами. Применение специальных химических реагентов – *энзимов* – для удаления остатков геля не оправдывает себя с экономической точки зрения. С целью устранения данных недостатков была разработана кислотная композиция *Химеко ТК-4*.

Кислотная композиция *Химеко ТК-4* обладает низким межфазным натяжением, что позволяет легко фильтроваться в пористую среду, и низким значением коэффициента набухания глин (таб. 2.3.1).

Таблица 2.3.1. Физико-химические свойства кислотных составов

Наименование показателя	Кислоты		
	12% соляная кислота ингибированная	Пластовая вода, плотность 1,012 г/см ³	Рабочий раствор <i>Химеко ТК-4</i>
Межфазное натяжение на границе с керосином, мН/м	35,9	48,1	2,5
Скорость коррозии при 20°C, г/м ² ·час	0,2	-	0,1
Коэффициент набухания глин	-	1,46	0,20

Исследования влияния кислотного состава *Химеко ТК-4* на деструкцию гуарового геля ГРП позволили определить его высокую эффективность (рис. 2.3.2). При пластовой температуре 80°C в течение 15 мин. происходит полное разрушение водного полисахаридного геля (рис. 2.3.2).

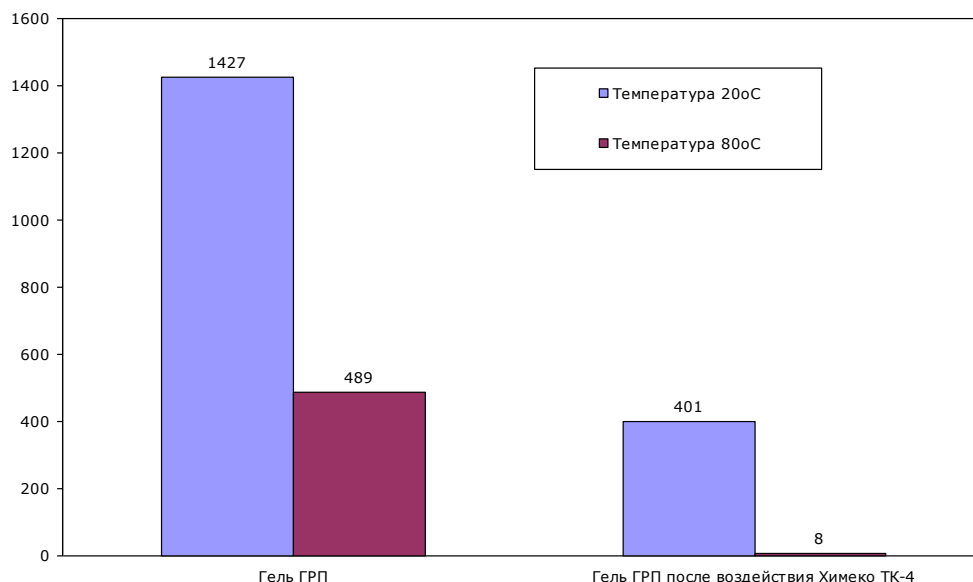


Рис. 2.3.2. Изменения вязкости геля ГРП до и после воздействия кислотной композицией Химеко ТК-4 в течение 15 минут при различных температурах

Различные кислотные составы после воздействия на трещину разрыва значительно снижают ее проницаемость вследствие растворения проппанта. Поэтому при проектировании кислотных обработок необходимо учитывать вероятность их отрицательного воздействия на проводимость трещины. Кислотная композиция *Химеко ТК-4* растворяет проппант в 35 раз медленнее, чем грязевая кислота, и в 3 раза медленнее, чем соляная кислота.

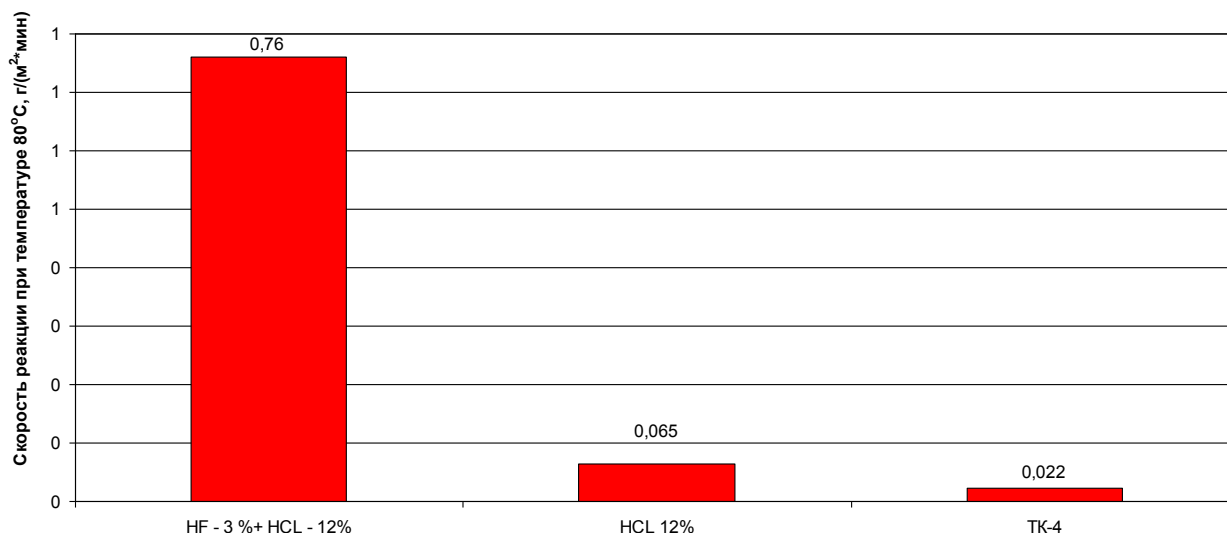


Рис. 2.3.3. Скорость растворения проппанта различными кислотными составами при температуре 80°C

Таким образом, можно рекомендовать применение рабочего раствора *Химеко ТК-4* с деструктором ХВ для обработок скважин с целью сведения к минимуму отрицательного эффекта ГРП, а именно – отсутствия притока нефти в результате неполной деструкции водного полисахаридного геля.

Кислотная композиция *Химеко ТК-4* прошла промышленные испытания в 2004-2005 годах на месторождениях *ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»* – на двух скважинах, *ООО «РН-Юганскнефтегаз»* – на шести скважинах, *ООО «РН-Пурнефтегаз»* – на пяти скважинах. Прирост добычи нефти по обработанным скважинам составил от 11,2 до 48,3 т/сут . На рис. 2.3.4. показано изменение дебита нефти на скважине при проведении различных обработок. Как хорошо видно, после проведения ГРП дебит быстро снижался с запускового значения до значения ниже, чем до проведения гидроразрыва. Это связано с

постепенным снижением проницаемости трещины ГРП в результате кольтматации ее гелем, не подвергнувшемуся деструкции. С целью удаления остатков геля была проведена обработка кислотной композицией *Химеко ТК-4*, что позволило увеличить и стабилизировать дебит данной скважины.

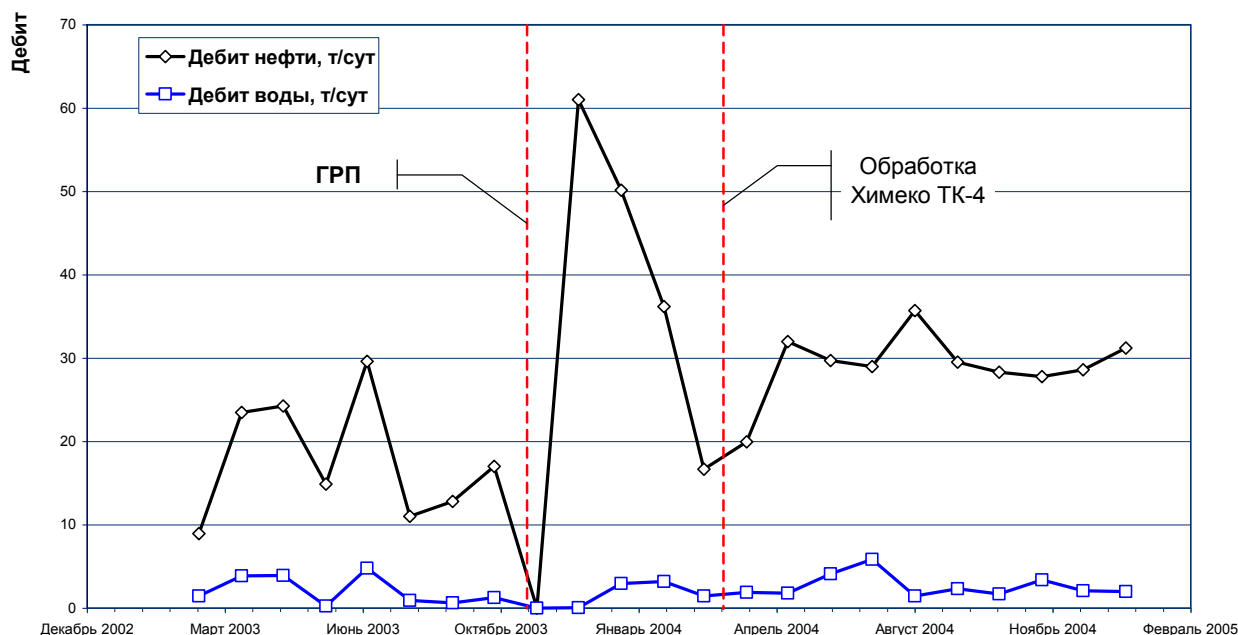


Рис. 2.3.4. Изменение добычи скважины №3288 куст 573 Мало-Балыкского месторождения (пласт БС 18-20) ООО «РН-Юганскнефтегаз»

2.4. Кислотные обработки на труднодоступных месторождениях (отсутствие баз для хранения химических реагентов)

В начале разработки новых месторождений при возникновении необходимости проведения кислотных обработок остро стоит проблема хранения и транспортировки кислот. Применение стандартных жидких кислот (соляной и грязевой) затруднено, т.к. требует быстрого строительства баз хранения агрессивных жидкостей. С такими же проблемами сталкиваются промысловики при разработке небольших труднодоступных месторождений, где строительство отдельной базы хранения химических реагентов просто нерентабельно. В этих условиях наиболее эффективно использовать высококонцентрированные кислоты или кислоты в сухом виде.

ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработало большое количество сухих кислотных составов и присадок для широкого диапазона пластовых температур (от до 20 до 140°C) и геолого-физических свойств пласта.

2.4.1. Сухие кислотные состава для замены соляной кислоты

Для замены соляной кислоты на месторождениях с пластовой температурой не выше 60°C была разработана сухая кислота *Химеко СК-А*, а с температурой выше 60°C – сухая кислота *Химеко СК-Б*.

При взаимодействии сухокислотной композиции *Химеко СК-А* и *СК-Б* с карбонатными компонентами породы происходит замедленная реакция, что позволяет глубоко воздействовать на пласт. Наличие в составе многофункционального ПАВ *Нефтенол К* (марка «СНК-30»), содержащего добавки, предотвращающие набухание глинистых минералов, позволяет применять *Химеко СК-А* и *СК-Б* в заглинизированных низкопроницаемых пластах.

Для повышения эффективности кислотной обработки в скважину предварительно закачивается буферный раствор следующего состава:

–	техническая вода	– 1 м ³ ,
–	ПАВ Нефтенол К (марка «СНК-30»)	– 5 кг.

Сухие кислоты *Химеко СК-А* и *СК-Б* имеют почти в 10 раз меньшую скорость коррозии по сравнению с ингибированной соляной кислотой (таб. 2.4.1.1), поэтому применение данных кислот возможно без использования кислотного агрегата. Процесс закачки сухих кислот *Химеко СК-А* и *СК-Б* можно осуществить с помощью автоцистерны и насосного агрегата типа ЦА-320. Что является значительным преимуществом осуществления технологии на новых и отдаленных месторождениях.

Низкое межфазное натяжение (таб. 2.4.1.1) позволяет рабочим растворам *Химеко СК-А* и *СК-Б* избирательно проникать в нефтенасыщенные участки пласта, увеличивая их проницаемость.

Таблица 2.4.1.1. Физико-химические свойства кислотных составов

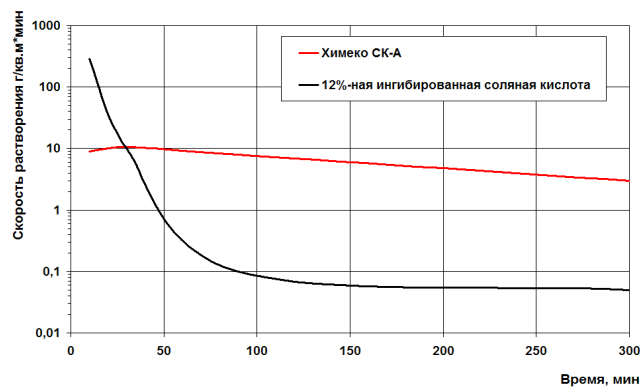
Наименование показателя	Кислоты		
	12% соляная кислота ингибированная	Рабочий раствор <i>Химеко СК-А</i>	Рабочий раствор <i>Химеко СК-Б</i>
Межфазное натяжение на границе с керосином, мН/м	35,9	0,34	0,20
Скорость коррозии при 20°C, г/м ² ·час	0,2	0,03	0,07

Сухие кислоты *Химеко СК-А* и *СК-Б* по сравнению с соляной кислотой имеют ряд преимуществ:

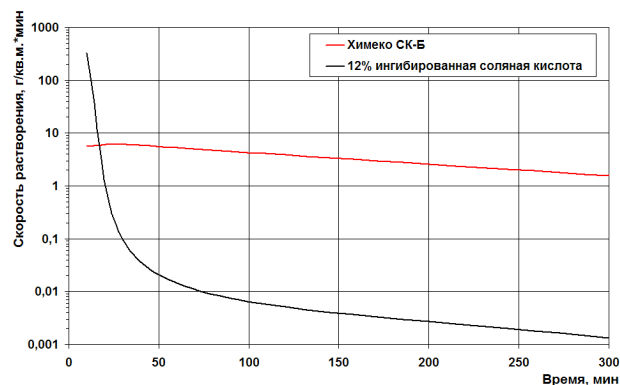
- кислоты находятся в сухом состоянии, что значительно упрощает их транспортировку, а также хранение;
- композиция имеет низкое межфазное натяжение, характеризующее легкость и глубину проникновения в нефтенасыщенный пласт;
- кислоты обладают низкой коррозионной активностью, при этом даже ингибированная соляная кислота обладает значительно более высокой скоростью коррозии, которая не только снижает долговечность оборудования, но также способствует увеличению содержания в кислотных составах ионов железа, приводящих к образованию вторичных осадков после нейтрализации кислоты;
- кислоты содержат в своем составе компоненты, которые препятствуют образованию нерастворимых осадков, стойких эмульсий и набуханию глинистых минералов.

Реакционная способность рабочих растворов сухих кислот *Химеко СК-А* и *СК-Б* при взаимодействии с карбонатной породой остается на постоянном уровне продолжительное время (рис. 2.4.1.1). Замедленная реакция с карбонатами позволяет композициям реагировать дольше, в то время как у соляной кислоты скорость растворения карбонатной породы резко снижается за счет быстрой нейтрализации и уже через 10-30 мин становится меньше, чем скорость реакции у рабочих растворов сухих кислот *Химеко СК-А* и *СК-Б*.

Для приготовления 1 м³ рабочих растворов *Химеко СК-А* и *СК-Б* необходимо от 100 до 250 кг сухих кислот.



Динамика растворения карбонатной породы
соляной кислотой и Химеко СК-А
при температуре 60°C



Динамика растворения карбонатной породы
12% соляной кислотой и Химеко СК-Б
при температуре 80°C

Рис. 2.4.1.1. Динамика растворения карбонатной породы
рабочими растворами сухих кислот Химеко СК-А и СК-Б и ингибированной соляной кислотой

Применение кислотной композиции *Химеко СК-Б* в высокотемпературных пластах (температура около 150°C) Республики Ингушетия позволило повысить дебит нефти в 1,5 раза. В то время как обработки с применением соляной кислоты не давали результатов.

2.4.2. Сухие кислотные составы для замены грязевой кислоты

Для замены грязевой кислоты разработана сухокислотная композиция *Химеко СК-А* на основе сухокислоты *Химеко СК-А* и модификатора *Химеко СК-А*.

При взаимодействии рабочих растворов сухокислотной композиции *Химеко СК-А* с минералами и загрязнениями пласта происходит постепенное выделение фтористоводородной кислоты и органических солей-буферов, которые, гидролизуясь, выделяют ионы водорода и постоянно поддерживают pH до полной нейтрализации фтористоводородной кислоты, препятствуя выпадению осадков и способствуя более глубокой обработке коллектора.

Сухокислотная композиция *Химеко СК-А* представляет собой состав, содержащий раствор компонентов: сухой кислоты *Химеко СК-А* и модификатора *Химеко СК-А*. В состав композиции входят также добавки, снижающие межфазное натяжение и набухание глинистых минералов, а также предотвращающие образование водонефтяных эмульсий.

Преимущества сухокислотной композиции *Химеко СК-А*:

- находится в сухом состоянии;
- обладает низкой коррозионной активностью, а также не содержит в своем составе ионы трехвалентного железа;
- можно использовать также в сульфатсодержащих и железосодержащих пластах, т.к. этот состав растворяет загрязнения, вызванные осадками, содержащими железо, и препятствует вторичному осадкообразованию после нейтрализации кислотного состава.

Использование кислотной композиции *Химеко СК-А* для освоения скважины после бурения на полимерных растворах позволяет значительно увеличивать проницаемость пласта. Применения же стандартной соляной и грязевой кислоты приводит к образованию высоковязких полимерных масс, которые значительно снижают продуктивность и не позволяют получить после бурения запланированного дебита (рис. 2.4.2.1).

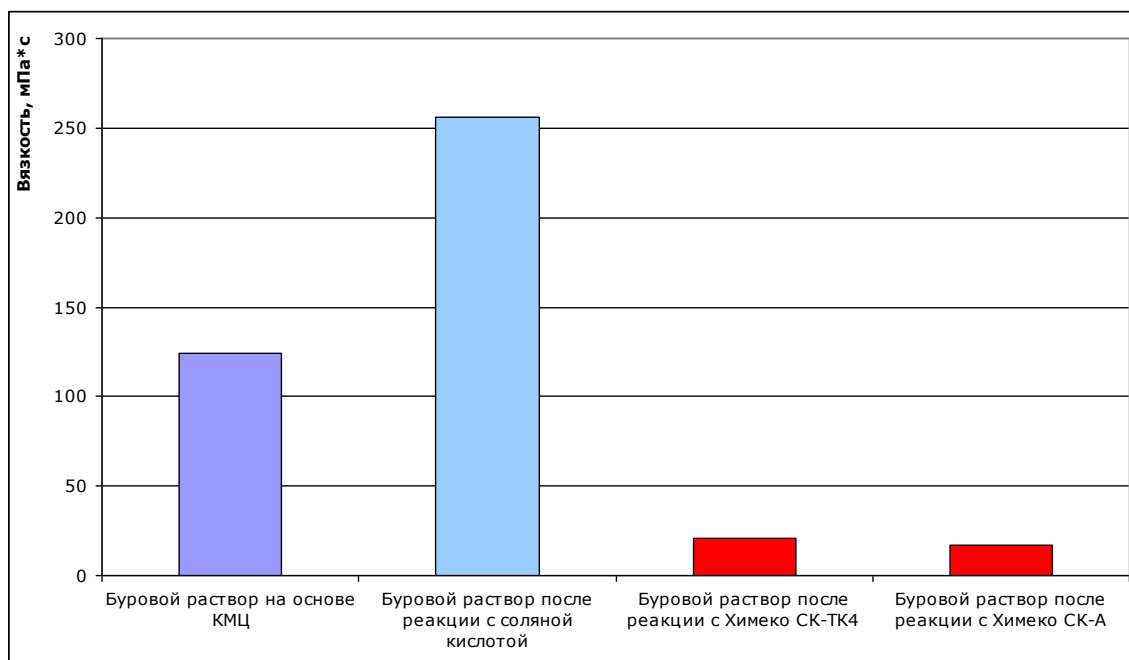


Рис. 2.4.2.1. Изменение вязкости бурового раствора на основе КМЦ после воздействия с различными кислотами

При приготовлении рабочих растворов учитываются такие факторы, как повышенная пластовая температура и заглинизованность коллектора, поэтому разработаны следующие рецептуры рабочих растворов сухокислотной композиции *Химеко СК-А* для различных пластовых условий:

Состав композиции *Химеко СК-А* на 1 м³ воды для пластовых температур до 60°C:

—	модификатор <i>Химеко СК-А</i>	—
15,0 кг		
—	сухая кислота <i>Химеко СК-А</i>	—
30,0 кг		

Состав композиции *Химеко СК-А* на 1 м³ воды для пластовых температур выше 60°C:

—	модификатор <i>Химеко СК-А</i>	—
7,5 кг		
—	сухая кислота <i>Химеко СК-А</i>	—
15,0 кг		

Для повышения эффективности кислотной обработки в скважину предварительно закачивается буферный раствор следующего состава:

—	пресная вода	— 1000 л
—	ПАВ <i>Нефтенол К</i> (марка «СНК-30»)	— 3 - 5 кг

Количество раствора составляет 0,5-1,0 м³ на 1 м перфорированной толщины пласта, но не менее 3 м³.

Кислотная композиция *Химеко СК-А* в 2005 году успешно прошла промышленные испытания в ОАО «Петроальянс» с целью интенсификации работы скважины, не вышедшей на расчетный режим после бурения.

2.5. Химические реагенты для кислотных обработок

Все реагенты, выпускаемые в ЗАО «Химеко-ГАНГ», имеют гигиенические сертификаты, паспорт безопасности и разрешение НИИ «Нефтепромхим» на применение в нефтяной промышленности:

-
- **кислотная композиция Химеко ТК-2** (ТУ 2458-063-17197708-01) представляет собой прозрачный от желтоватого до коричневого цвета водно-спиртовой раствор солей с добавлением ПАВ;
 - **кислотная композиция Химеко ТК-3** (ТУ 2458-085-17197708-2003) представляет собой прозрачный от желтоватого до коричневого цвета водно-гликолевый раствор борофтористо-водородной кислоты с добавлением ПАВ;
 - **кислотная композиция Химеко ТК-4** (ТУ 2458-093-17197708-04) представляет собой ингибированную водно-спиртовую композицию органических кислот с добавлением анионоактивных и катионоактивных ПАВ в виде прозрачной жидкость от желтоватого до коричневого цвета;
 - **кислотный состав СК-ТК-4** – композиция на основе **сухокислоты СК-ТК-4** (ТУ 2458-005-54651030-2005), представляющая собой смесь органических кислот необходимой концентрации с добавлением **Нефтенала К** (ТУ 2483-065-17197708-2002);
 - **модификатор Химеко СК-А** (ТУ 2458-089-17197708-2004) – кристаллический продукт от белого до светло-серого цвета, представляющий собой модифицированную неорганическую аммонийную соль с массовой долей основного вещества не менее 95,0%.
 - **сухая кислота Химеко СК-А** (ТУ 2458-088-17197708-2004) – кристаллический продукт от белого до светло-серого цвета, представляющий собой неорганическую аминокислоту с массовой долей основного вещества не менее 86,0 %;
 - **сухая кислота Химеко СК-Б** (ТУ 2458-002-45811026-2005) – порошкообразный продукт от белого до серо-желтого цвета, представляющий собой композицию неорганических солей и неионогенных поверхностно-активных веществ;
 - **деструктор ХВ** (ТУ 2499-074-17197708-2003) – кристаллический порошок белого цвета, представляющий собой окислительный агент на основе перекисных соединений калия;
 - **Нефтенал К** (ТУ 2483-065-17197708-2002) представляет собой многокомпонентную смесь анионных и катионных поверхностно-активных веществ разного химического строения;
 - **ингибитор коррозии «ИКУ-118»** (ТУ 2415-020-54651030-2007) – жидкость янтарного цвета с запахом амина, легко растворимая в воде, представляющая собой водно-спиртовой раствор поверхностно-активных веществ и аминов;
 - **стабилизатор железа «Ферикс»** (ТУ 2458-023-54651030-2007) – белый кристаллический порошок или гранулы, представляющие собой композицию на основе солей органических кислот.
-

3. Технологии гидравлического разрыва пласта

Мировой опыт нефтедобычи показывает, что одним из наиболее эффективных методов интенсификации работы скважин является метод гидравлического разрыва пласта (ГРП). Высокопроводящие трещины гидроразрыва позволяюткратно увеличить продуктивность скважин. Важнейшим фактором успешности процедуры ГРП является качество применяемых жидкостей разрыва.

ЗАО «Химеко-ГАНГ» занимается внедрением методов ГРП на реагентах собственного производства. Нашей компанией разработаны реагенты для получения технологических жидкостей гидроразрыва на углеводородной основе (комплексы гелирующие «Химеко Т», «Химеко Н») и водной основе – комплекс гелирующий «Химеко В».

На основе данных комплексов проводят также и различные комбинированные технологии такие, как направленные кислотные обработки, большеобъемные кислотные обработки, ГРП с водоизоляцией.

В ЗАО «Химеко-ГАНГ» наработана база исследований на современном оборудовании для подбора рецептуры жидкости разрыва для различных пластовых условий и технологий по требованиям, предъявляемым заказчиком:

- «Методика оценки вязкости линейного геля полисахарида в зависимости от концентрации и температуры»;
- «Методика исследования реологии (деструкции) сшитого полисахаридного геля на вискозиметре *Fann 50* (при пластовой температуре и давлении) в зависимости от рецептуры геля и температуры»;
- «Определение пескоудерживающей и песконесущей способности жидкости для ГРП»;
- «Определение фильтрационных характеристик жидкостей разрыва (коэффициентов мгновенных утечек и утечек с кольматацией) при заданных пластовых температурах на пресс-фильтре *Fann*»;
- «Определение влияния жидкости для ГРП на набухание глин»

и многие другие.

3.1. Технологии ГРП с применением водного полисахаридного геля

На сегодняшний день в ЗАО «Химеко-ГАНГ» создан комплекс реагентов для получения водных полисахаридных гелей для ГРП в двух вариантах, разработанных для сервисных компаний, применяющих в работе как минерализованную подтоварную воду (*вариант 1*), так и использующих исключительно пресную воду (*вариант 2*). Оба варианта находят широкое применение в промышленности, так, только в 2005 г. с их применением было проведено около 900 ГРП.

В 2005 г. в лаборатории *Фрактеха (Лондон)* были проведены исследования жидкости для ГРП на основе комплекса гелирующего *Химеко В* (тесты по реологии геля и восстановлению проницаемости трещины). В полученном заключении указывается возможность использования протестированных жидкостей при ГРП, в том числе отмечается высокая (около 90%) степень восстановления проводимости трещины. Данное заключение независимых экспертов подтверждает высокое качество разработанного комплекса и его преимущества по сравнению с другими применяемыми для ГРП жидкостями.

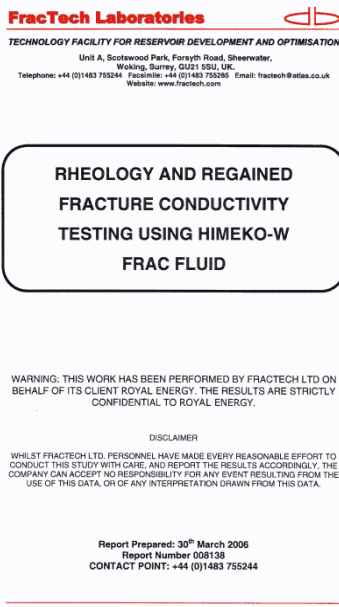


Рис. 3.1.1. Отчет лаборатории Фрактеха на комплекс гелирующий Химеко В

Комплекс гелирующий «Химеко-В» (первый вариант) для минерализованной воды

Компонентный состав геля на 1 м³ пресной (технической) или подтоварной воды для пластовых температур 20-90°C:

- биоцид Биолан — 3,0 л на 50 м³ геля
- гелеобразователь ГПГ-3 (3.3) — 3,5 - 4,2 кг/м³
- ПАВ-бактерицид — 0,5 л/м³
- сшиватель БС-1.3 — 2,5 - 4,0 л/м³
- деструктор ХВ — 1,0 - 0,0125 кг/м³

На рис. 3.1.2 представлены результаты реологических исследований жидкости разрыва на основе комплекса Химеко В и подтоварной мегионской воды. Из рис. 3.1.2 следует, что состав обладает необходимой для проведения ГРП вязкостью в условиях пластовой температуры 70°C.

Реология геля, замешанного на реагентах:
ГПГ-3- 4 кг/м³; ПАВ-бактерицид-0,5 л/м³; деструктор-ХВ-0,05 кг/м³; БС-1.3- 3,5 л/м³.

Вода используется с ППН в Мегионе. Т воды 27 С.

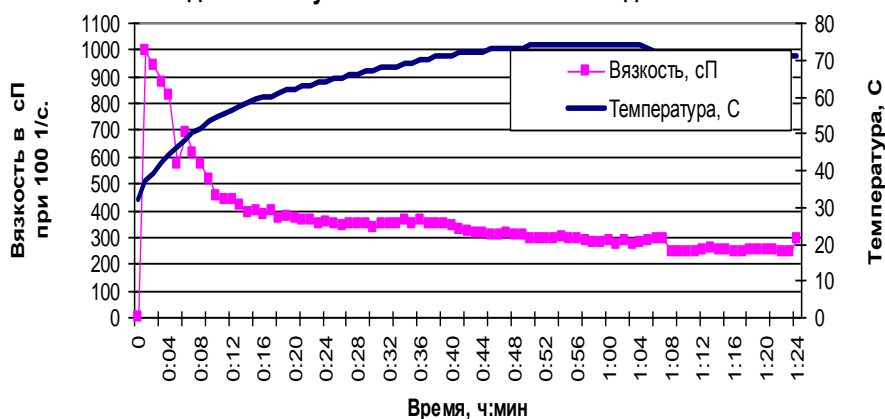


Рис. 3.1.2. Изменение вязкости геля на основе комплекса гелирующего Химеко В при изменении температуры Т воды 27 С

Сервисной компанией *МеКаМиннефт* были проведены ГРП с применением геля *Химеко В* на пяти скважинах с закачкой от 30 до 70 т проппанта. На *рис. 3.1.3* приведен график проведения 70-тонного ГРП, который подтверждает, что процесс прошел нормально, а эффективность жидкости, просчитанная по результатам мини-фракта, составила 55-65%.

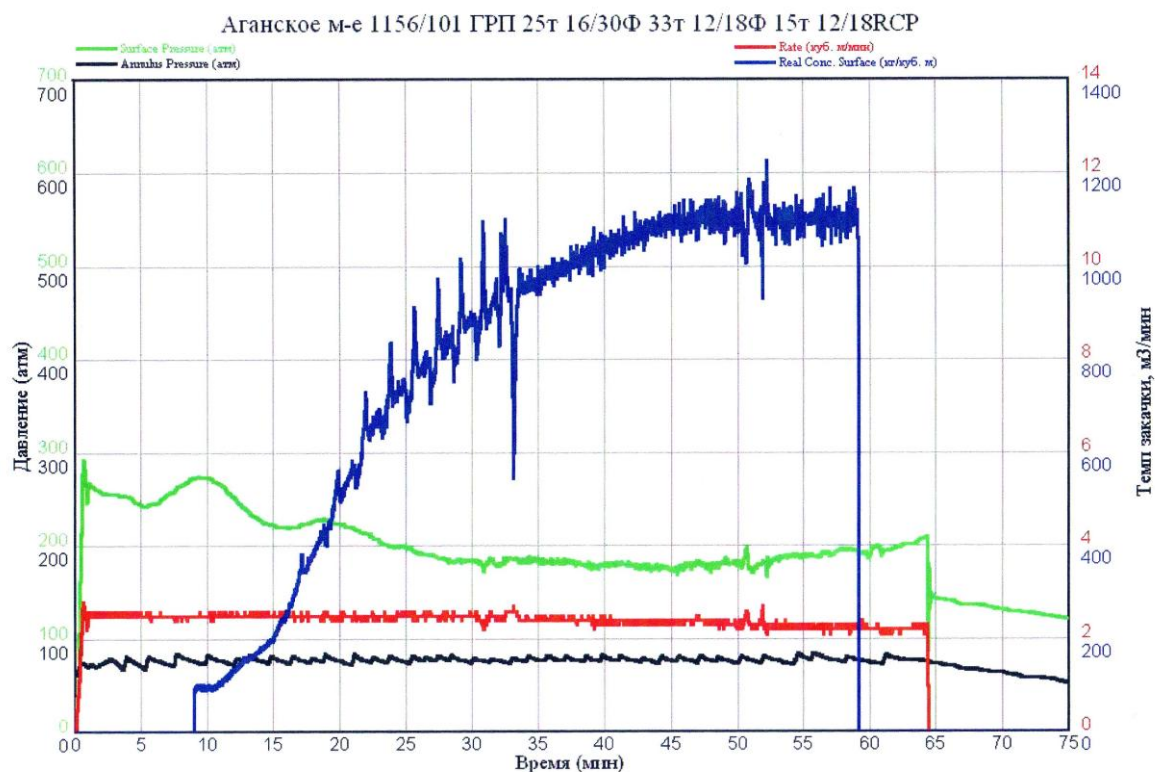


Рис. 3.1.3. Процесс ГРП на Аганском месторождении ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

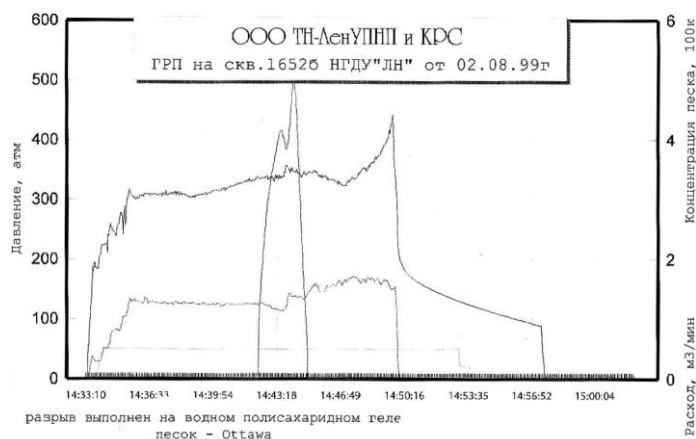
Результаты освоения скважин после ГРП на нашем геле превысили расчетные значения. Все это позволило считать проведенные испытания успешными.

Комплекс гелирующий *Химеко В* (второй вариант) для пресной воды

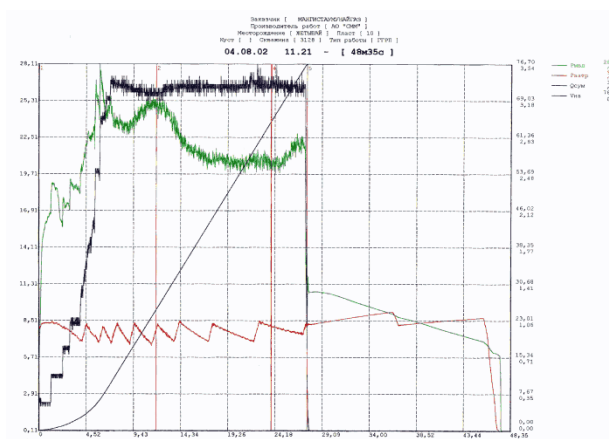
Компонентный состав геля на 1 м³ пресной воды для пластовых температур 20-140°C:

- биоцид Биолан – 3,0 л на 50 м³ геля
- гелеобразователь ГПГ-3 – 3,0 - 4,5 кг/м³
- ПАВ-регулятор деформации – 1,0 - 2,0 л/м³
- сшиватель БС-1 или 1.3 – 1,5 - 4,5 л/м³
- Деструктор ХВ – 1,0 - 0,01 кг/м³

На *рис.* представлены графики проведения ГРП с использованием геля *Химеко В* на пресной воде (второй вариант) при температуре 20°C (*Лениногорское УПНП и КРС ОАО «Татнефть»*) и температуре 95°C (*ОАО «СММ»*)



Процесс ГРП при температуре 20°C
на Ромашкинском месторождении (ОАО «Татнефть»)



Процесс ГРП при температуре 95°C
на месторождении Жетыбай (Казахстан)

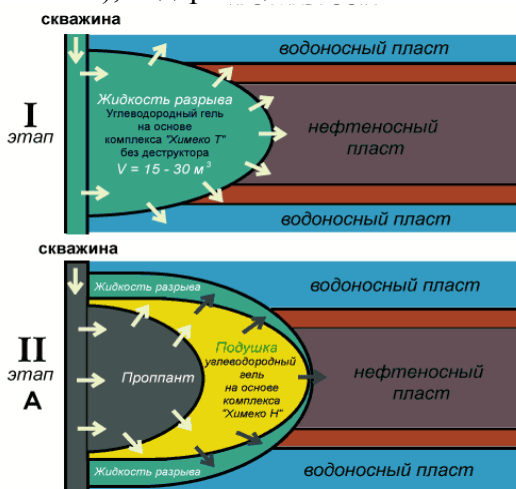
Рис. 3.1.4. Параметры процессов ГРП на комплексе гелирующем Химеко В (второй вариант) для пресной воды

3.1. Технологии ГРП с водоизоляцией

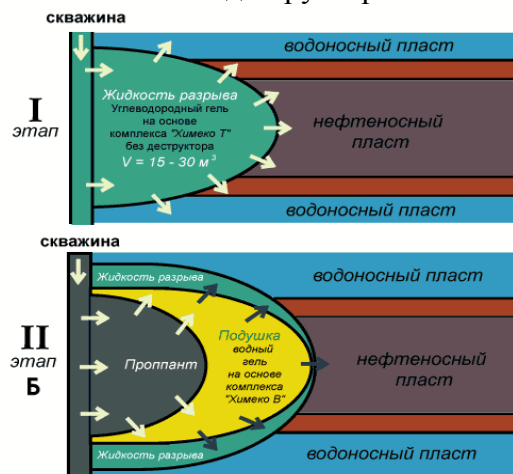
Одной из важных проблем в настоящее время является проведение гидравлического разрыва в пластах с наличием близко расположенных водонасыщенных пропластков, при этом в процессе образования трещины может нарушиться целостность экрана, разделяющего продуктивный пласт от водонасыщенного, и за счет более высокой подвижности воды произойти образование конуса обводненности, приводящего к обводнению продукции скважины.

Для предотвращения увеличения обводненности скважин в процессе ГРП применяются специальные водоизолирующие составы, в качестве которых используются цементные растворы и составы, образующие гели при закачке в пласт. Однако эти составы не являются селективными и ограничивают приток не только воды, но углеводородов.

Селективность водоизолирующего состава достигается последовательной закачкой в пласт в процессе ГРП жидкости разрыва – расчетного количества углеводородного геля на основе комплекса гелирующего Химеко Т без деструктора, который одновременно является селективным водоизолирующим составом. Далее закачивается жидкость для раскрытия трещины и жидкость песконосителя с проппантом. В качестве жидкости гидроразрыва используется гель на углеводородной основе «Химеко Н» или на водной основе «Химеко В» (рис. 3.1.1), содержащий в своем составе необходимое количество деструктора.



Проведение ГРП с водоизоляцией
в водочувствительных пластах



Проведение ГРП
с водоизоляцией на водном геле

Рис. 3.1.1. Процесс проведения гидравлического разрыва пласта с водоизоляцией

Гидравлический разрыв пласта в сочетании с изоляцией водопритоков в добывающих скважинах терригенного коллектора с применением гелеобразующей жидкости на основе комплекса гелирующего *Химеко Т* был проведен в трех высокообводненных (96-98%) скважинах. Работы проводились сервисной компанией *ОАО «СММ»* на месторождении Каламкас (Республика Казахстан). Результат получен положительный – общая обводненность продукции по трем скважинам (*№1533*, *№2688* и *№4379*) значительно снизилась, а дебит по жидкости увеличился.

На скважине *№1533* через месяц обводненность снизилась с 96% до 79%, а через три месяца упала до 67%, через 6 месяцев составила 68%. Таким образом, снижение обводненности за шесть месяцев составило 28%. По скважинам *№2688* и *№4379* снижение обводненности за тот же самый период (6 месяцев) составило 20,5% и 10,5%, соответственно. Следовательно, при освоении скважин, значительную роль сыграл комплекс гелирующий *Химеко Т*, который позволил селективно изолировать водоносные участки пласта и не препятствовал движению углеводородной продукции скважин.

По результатам проведенных работ было принято решение продолжить на данном месторождении проведение гидравлического разрыва пласта в сочетании с изоляцией водопритоков в высокообводненных скважинах с использованием в качестве водоизолирующего состава гелеобразующей жидкости на основе комплекса гелирующего *«Химеко Т»* и дизельного топлива. Успешность проведения *ГРП* по 10 скважинам составила 70%.

В 2008 г. на месторождениях *Республики Беларусь* была испытана технология соляно-кислотного *ГРП (СКР)* с изоляцией водопритоков (*ИВП*) в карбонатном коллекторе.

Известно, что при взаимодействии растворов соляной кислоты с нефтью, содержащей высокое количество смол и асфальтенов, происходит образование осадков и эмульсий, коагулирующих поровое пространство коллектора.

В работе была использована способность образования таких соединений на контакте соляной кислоты и углеводородного геля, приготовленного с использованием комплекса гелирующего *Химеко Н* и товарной нефти. В результате получения контролируемого количества осадков асфальтенов и смол образуется слой, обладающий селективным изолирующим воздействием на водонасыщенные пропластки.

В процессе работы была создана технология приготовления углеводородного геля на основе комплекса гелирующего *Химеко Н* и товарной нефти, и ПАВ-кислотного раствора, содержащего раствор ингибированной соляной кислоты и *Нефтенол К (марка НК-ФД)*, а также технология их закачки в пласт в процессе *СКР с ИВП*, применительно к комплекту оборудования *РУП ПО «Белоруснефть»*.

Применение разработанной технологии *СКР с ИВП* на скважине *Березинского месторождения* позволило увеличить приток жидкости и одновременно снизить обводненность скважины с 86 до 70%.

3.2. Технологии ГРП в водочувствительных, газовых и газоконденсатных пластах

В настоящее время *ГРП* проводится преимущественно с использованием гелей на водной основе, однако в некоторых случаях использование водных составов приводит к неудовлетворительным результатам (недостижение запланированного потенциала скважины). Для снижения негативного влияния на пласт жидкостей разрыва на водной основе необходимо применять составы на углеводородной основе.

ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработало и широко внедряет технологии гидроразрыва пласта в высокочувствительных терригенных коллекторах с различной пластовой температурой на основе углеводородных гелей – с использованием комплекса гелирующего *«Химеко Т»* (пластовая температура от 70 до 150°C), комплекса гелирующего *«Химеко Н»* (пластовая температура от 40 до 120°C) и комплекса гелирующего *«Химеко Н» модифицированного* (пластовая температура от 20 до 40°C).

Промысловые испытания показали, что углеводородные гели на основе комплексов гелирующих Химеко Н и Химеко Т отличаются высокой пескоудерживающей способностью до 700 кг/м^3 , низкой фильтрацией, а также низкими потерями давления на трение, что позволяет проводить процесс ГРП при высоких скоростях закачки ($2,9\text{-}4,4 \text{ м}^3/\text{мин}$) и низких рабочих давлениях, а также снижать объем закачиваемой в пласт жидкости разрыва.

Проведение гидравлических разрывов на основе комплексов гелирующих Химеко Н и Химеко Т в водочувствительных низкопроницаемых пластах позволяет:

- увеличивать продуктивность скважин;
- вследствие высокой эффективности жидкости применять меньше жидкости при том же количестве проппанта;
- не опасаться повышения обводненности после проведения ГРП.

Всего с использованием данных комплексов в различных нефтяных регионах страны проведено более 350 ГРП сервисными компаниями ОАО «Пурнефтеотдача», ОАО «Специальное машиностроение и металлургия», ООО «ПНП-Сервис» (ОАО «Тэбукнефть»). В результате дебит нефти увеличивался в 2-10 раз при успешности операций более 95%, осложнений при вызове притока не наблюдалось.

Ниже приведены результаты исследований углеводородного геля на основе комплекса гелирующего Химеко Н модифицированного для пластовой температуры.

Состав углеводородного геля для пластовой температуры 20-40°C:

- дизельное топливо – 1 м^3
- гелеобразователь Химеко Н (мод) – $10,0 \text{ л/м}^3$
- активатор Химеко Н (мод) – $10,0 \text{ л/м}^3$

Таб. 3.2.1. Реологические параметры геля

Температура исследования, °C	Эффективная вязкость, $\text{мПа}\cdot\text{с}$, скорость сдвига, с^{-1}			Реологические коэффициенты	
	40	170	511	n	K, ($\text{Па}\cdot\text{с}$) ⁿ
20	425	129	52	0,18	8,81
40	710	213	85	0,17	15,36

Таб. 3.2.2. Потери давления на трения геля

Внутренний диаметр НКТ, мм	Потери давления на трении, МПа на 100 м				
	Темп закачки, $\text{м}^3/\text{мин}$				
	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
73	0,31	0,41	0,53	0,65	0,79
88,9	0,15	0,20	0,25	0,31	0,37

Таб. 3.2.3. Фильтрационные характеристики, исследованные на фильтр-прессе Baroid

Температура испытания, °C	Давление испытания, psi	Фильтратоотдача за 30 мин, мл	Коэффициент утечек с кольматацией, $\text{м/мин}^{1/2}$	Коэффициент мгновенных утечек, м
40	100	5,6	0,000048	0,001177
Деструкция при температуре 20-40°C с применением деструктора "Химеко-Н" модифицированного в количестве $3,0\text{-}5,0 \text{ кг/м}^3$ идет менее суток				

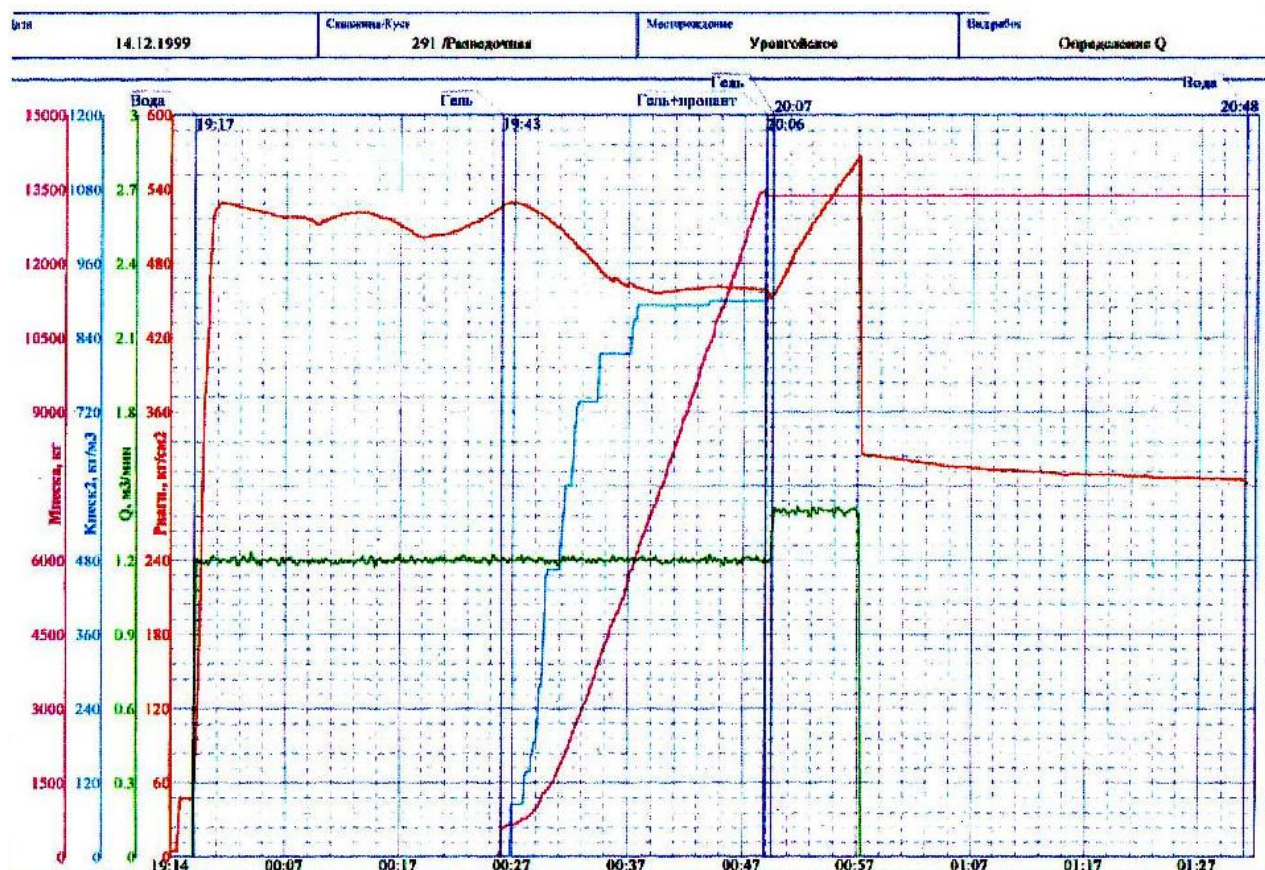


Рис. 3.2.1. График проведения процесса ГРП на комплексе гелирующем Химеко Н

На рис. 3.2.1. представлен график проведения ГРП в газоконденсатной скважине Уренгойского газоконденсатного месторождения с применением углеводородного геля на основе комплекса гелирующего *Химеко Н* и дизельного топлива.

3.3. Технологии ГРП в высокотемпературных (90 – 150°C) пластах

Проведение ГРП в пластах с высокой пластовой температурой связано с риском остановки процесса из-за повышенной деструкции полисахаридного геля.

В ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработан комплекс гелирующий *Химеко Т*, позволяющий получать высокоструктурированные термостабильные гели на основе дизельного топлива или легкой нефти для пластовых температур до 150°C.

В таблице 3.3.1 представлен компонентный состав геля на 1 м³ углеводородной жидкости в зависимости от пластовой температуры:

Таблица 3.3.1. Рецепт углеводородного геля на основе «Химеко Т» в зависимости от температуры пласта

Компоненты комплекса	Пластовая температура, °C		
	70-80	81-90	91-150
Гелеобразователь, л/м ³	6,0-7,0	7,0-8,0	8,0-20,0
Активатор, л/м ³	2,0	2,5	3,0-11,0
Деструктор, кг/м ³	3,0	3,0	1,0-3,0

Преимущества углеводородных гелей на основе комплекса гелирующего «Химеко Т»:

- быстрый набор вязкости при добавлении компонентов;
- возможность применения при повышенных (до 150°C) пластовых температурах;
- возможность применения в качестве основы геля газоконденсата, дизельного топлива и легких фракций нефти;

- высокие реологические характеристики;
- высокая пескоудерживающая способность;
- низкие коэффициенты фильтрации.

Гидроразрыв пласта на основе комплекса гелирующего «Химеко Т» проводился в ОАО «Роснефть-Ставропольнефтегаз» в пластах, отличающихся высокой (140-150 °С) пластовой температурой. Усредненные параметры и эффективность процессов ГРП с применением углеводородного геля представлены в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1. Параметры процесса и эффективность ГРП в ОАО «Роснефть-Ставропольнефтегаз»

№ скважины	Месторождение	Давление закачки на устье, кгс/см ²	Расход, м ³ /мин	Объем жидкости разрыва, м ³	Крепление трещин проппантом		Приrost суточной добычи, %
					концентрация, кг/м ³	кол-во, кг	
9	Пушкарское	530-430	2,0-1,4	120	60-300	6400	135
65	Ачикулакское	400-230	1,5	52	240-420	7000	314

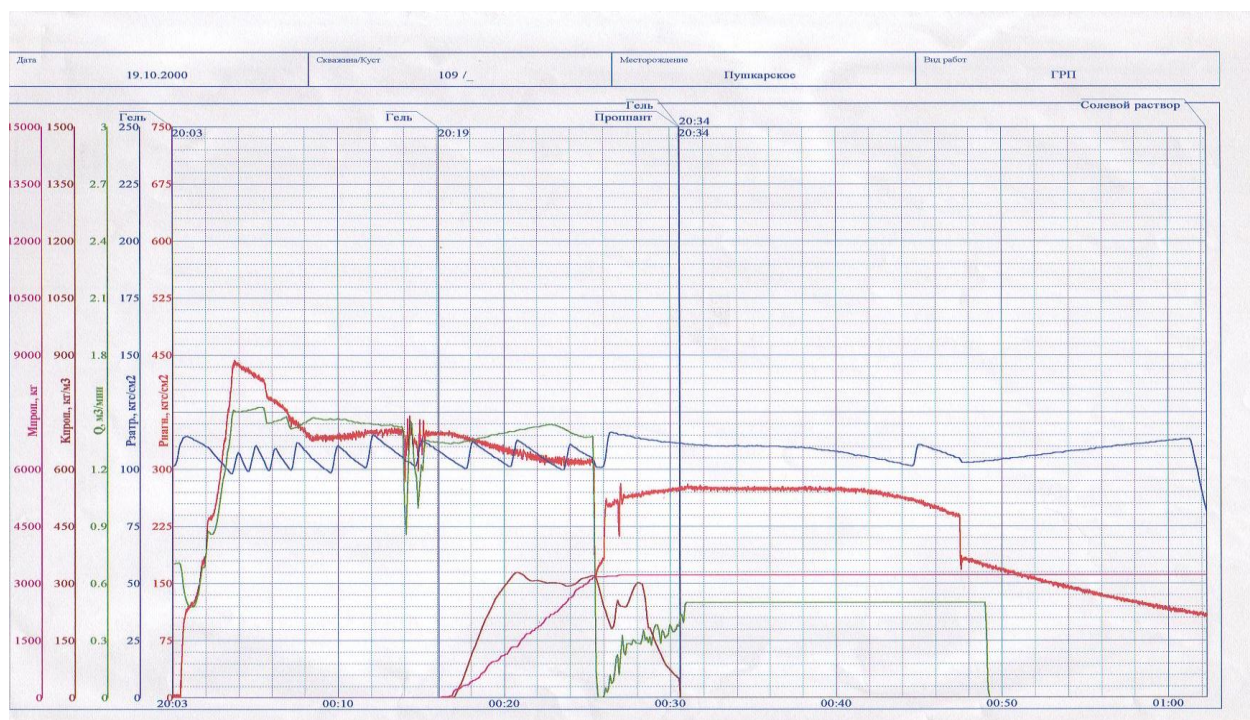


Рис. 3.3.1. График проведения процесса ГРП в скважине 109 Пушкарского месторождения с пластовой температурой 140 °С

3.4. Технологии ГРП в карбонатных пластах (соляно-кислотные ГРП)

Проведение соляно-кислотного ГРП в карбонатных коллекторах проводится без закрепления трещины проппантом. Принцип технологии заключается в поочередной закачке полисахаридного водного геля на основе комплекса гелирующего Химеко-В и соляной кислоты с добавкой многофункционального ПАВ – Нефтенала К.

Промысловые испытания, проведенные совместно с ООО «Сервиснефтегаз», показали высокую эффективность данной технологии в карбонатном коллекторе на Оренбургском газоконденсатном месторождении. Особенность данной технологии заключалась в гелировании высокоминерализованной воды (рапы) плотностью 1185 кг/м³ и закачке

полученного геля с последующей закачкой 24% соляной кислоты, обработанной поверхностно-активным веществом. В результате обработок продуктивность скважин увеличилась в 2-5 раз.

В ОАО «Татнефть» с 2003 года успешно проводятся кислотные ГРП в карбонатном коллекторе с использованием водного полисахаридного геля на основе комплекса гелирующего *Химеко-В* и соляной кислоты, обработанной многофункциональным ПАВ – *Нефтенолом К*.

Технология проведения ГРП заключается в последовательной закачке нескольких чередующихся пачек жидкости разрыва и соляной кислоты с добавлением *Нефтенола К*.

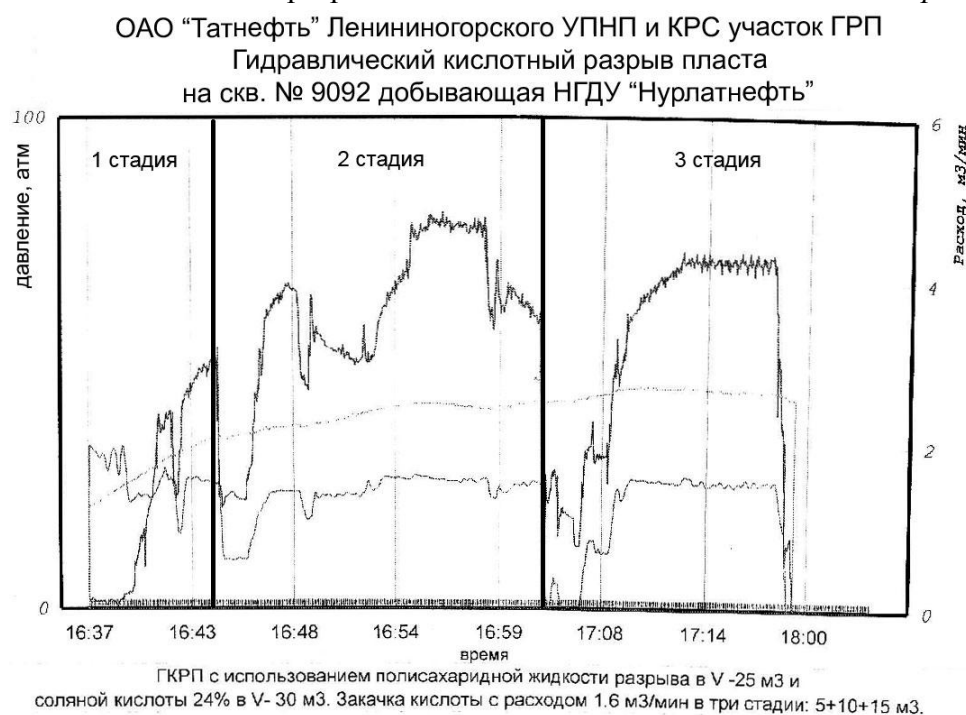


Рис. 3.6.1. Процесс проведения кислотного гидравлического разрыва пласта

В таблице 3.4.1 представлены результаты освоения скважин после проведения процессов ГРП на скважинах НГДУ «Нурлатнефть» (ОАО «Татнефть»).

Таблица 3.4.1. Эффективность ГРП на скважинах НГДУ «Нурлатнефть»

№ скв.	Месторождение	Пласт	До мероприятия		После мероприятия	
			Дебит нефти, тн/сут	Обводн., %	Дебит нефти, тн/сут	Обводн., %
5964	Пионерское	C2vr	1,5	45	5,6	48
5969	Пионерское	C2vr	1,9	36,6	4,8	23,5
5974	Пионерское	C2vr	1,7	42,9	4,9	29
1558	Мало-Сульчинское	C1tur	3,1	36,8	6,3	10
1589	Мало-Сульчинское	C1tur	5,8	12,2	5,8	24
9037	Мало-Сульчинское	C1tur	1,5	23,3	7,4	24
9092	Мало-Сульчинское	C1tur	1,1	26,2	2,5	12,3
9093	Мало-Сульчинское	C1tur	3,6	20,5	9,7	29,5
747	Ашальчинское	C2vr	1,5	39	4,9	12,1
4778	Ашальчинское	C2vr	2,8	27	5,8	24,3
4818	Ашальчинское	C2vr	0,9	14,3	3,6	15
1578	Бастрыкское	C2vr	1,5	39,7	3,2	30

Как следует из представленных данных, дебит нефти после обработки увеличился более чем в 2 раза, при этом обводненность, как правило, не увеличивается, что доказывает эффективность работы кислоты в нефтенасыщенном коллекторе.

3.5. Химические реагенты для реализации технологий гидравлического разрыва пласта

Все реагенты, выпускаемые в ЗАО «Химеко-ГАНГ», имеют гигиенические сертификаты, паспорта безопасности и разрешение ННП «Нефтепромхим» на применение в нефтяной промышленности:

- **гелеобразователь ГПГ-3** (ТУ 2499-072-17197708-03) – полисахарид, мелкодисперсный гигроскопичный порошок белого или желтого цвета;
- **ПАВ-регулятор деструкции** (ТУ 2499-070-17197708-03) – азотсодержащее соединение, полупрозрачная жидкость от желтого до коричневого цвета;
- **боратный сшиватель БС-1 или БС-1.3** (ТУ 2499-069-17197708-03) – борсодержащее соединение, полупрозрачная жидкость от желтого до коричневого цвета;
- **стабилизатор глин, хлористый калий** (ГОСТ 4234-77) – неорганическое кристаллическое вещество белого цвета;
- **деструктор ХВ** (ТУ 2499-074-17197708-03) – неорганическое соединение, белый порошок;
- **биоцид Биолан** (ТУ 2458-008-54651030-2005) - жидкость от светло-желтого до янтарного цвета;
- **ПАВ-бактерицид** (ТУ 2499-090-17197708-2004) – азотсодержащее соединение, полупрозрачная жидкость от желтого до коричневого цвета;
- **нефтенол К** (ТУ 2483-065-17197708-2002) марки НК-ФД – многокомпонентная смесь анионных и катионных поверхностно-активных веществ разного химического строения, подвижная гелеобразная жидкость от желтого до коричневого цвета, содержит антифрикционную добавку – загуститель соляной кислоты;
- **ингибитор коррозии «ИКУ-118» (марка «супер»)** (ТУ 2415-020-54651030-2007) – водно-спиртовой раствор поверхностно-активных веществ и аминов в виде жидкости янтарного цвета с запахом амина, легко растворимой в холодной и горячей воде;
- **стабилизатор железа «Ферикс»** (ТУ 2458-023-54651030-2007) – композиция на основе солей органических кислот.

4. Технологии водоизоляции

В процессе разработки месторождений проблема ограничения водопритоков в добывающие скважины становится все более актуальной. Резко возрос объем скважин, вышедших из бурения и требующих ремонта по причинам прорыва подошвенных вод, поступления воды из близко расположенных к продуктивной зоне водонасыщенных пластов, заколонной циркуляции. Фонд скважин, дающих обводненную продукцию сразу же после освоения, составляет более 15-20%. Поэтому в среднем почти в 2 раза увеличивается темп обводнения разрабатываемых месторождений, резко сокращаются сроки их безводной эксплуатации.

Работа большого числа скважин из-за высокой обводненности нерентабельна. Такие скважины активно пополняют бездействующий фонд, который в настоящее время насчитывает более 30 тыс. скважин. По отдельным месторождениям Западной Сибири фонд бездействующих скважин составляет 40-50% эксплуатационного.

Основные причины обводнения следующие:

- подтягивание конуса подошвенной воды;
- поступление нагнетаемой и контурной воды по пласту;
- затрубная циркуляция (межпластовые перетоки);
- потеря герметичности эксплуатационных колонн, подъем водонефтяного контакта.

Технологии обработки скважин предназначены для изоляции путей обводнения в добывающих и снижения непроизводительной закачки воды в нагнетательных скважинах и включают комплекс технологических приемов и реагентов.

Любые технологии воздействия на пласты не могут быть успешными без тщательного предварительного изучения состояния скважин комплексом геофизических методов. Важным моментом при планировании мероприятий по ограничению водопритоков является точное определение источника обводнения скважины и только на этой основе проведение выбора технологий для применения в каждом конкретном случае. Также целесообразно проведение теоретических и лабораторных исследований применительно к объектам разработки с использованием кернового материала и модельных объектов.

ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработало для обработки нагнетательных и добывающих скважин и внедряет селективно изолирующий состав *ВИС-1* и тампонажные составы *ТРУО-С* и *ТРУО-Э*, которые отличаются высокой эффективностью.

4.1. Технологии ликвидации заколонных перетоков

4.1.1. Технологии ликвидации заколонных перетоков с использованием цемент содержащих составов

Данная технология:

- предусматривает ликвидацию заколонных перетоков и восстановление цементного камня за эксплуатационной колонной выше или ниже продуктивного горизонта, а также между ними;
- включает в себя перфорацию изолируемого участка и восстановление цементного камня за колонной цементным раствором на углеводородной основе при помощи пакера с последующим тампонированием под давлением;
- при переходе на эксплуатацию вышележащего продуктивного горизонта предусматривает перфорацию низкопроницаемого участка, восстановление цементного камня и ликвидацию заколонных перетоков при помощи пакера, устанавливаемого выше перфорируемого участка.

Тампонажный раствор на углеводородной основе (ТРУО) предназначен для крепления продуктивного горизонта и ремонтно-изоляционных работ (РИР) в температурном интервале от 45°C до 100°C.

Применение растворов типа ТРУО позволяет:

- за счет низких фильтрационных потерь закачать расчетный объем, необходимый для осуществления ремонта обсадной колонны или восстановления цементного камня за обсадной колонной;
- уменьшить опасность водогазонефтепроявлений за счет высокой тампонирующей способности ТРУО;
- сохранить устойчивость ствола скважины и естественную проницаемость коллекторов, сократить время освоения и повысить дебит скважин;

Цементный камень из ТРУО гидрофобен, стоек в агрессивных средах (быстрорастворимые соли, сероводород).

Тампонажный раствор на углеводородной основе готовится по обычной технологии с использованием в качестве жидкости затворения обратную эмульсию требуемой устойчивости. Устойчивость обратной эмульсии (электропробой) контролируется прибором ПЭС-1000 (Fann). Рекомендуемый интервал свойств обратной эмульсии представлен в таб. 4.1.1.1.

Таблица 4.1.1.1. Свойства обратной эмульсии (жидкости затворения)

Показатели	Рекомендуемые величины
Плотность, г/см ³	0,90 – 0,93
Условная вязкость при 20°C, с	20-30
Напряжение электропробоя, В	100-400

В таблице 4.1.1.2 приводится общий расход материалов для приготовления 1 м³ раствора ТРУО.

Таблица 4.1.1.2. Расход материалов для приготовления 1 м³ ТРУО

Наименование	Масса, кг
Цемент	1000
Вода	300
Дизельное топливо	200
Комплексный ПАВ	25-55

Состав ТРУО (таб. 4.1.1.3) обладает высокими структурно-механическими свойствами, которые позволяют эффективно ликвидировать заколонные перетоки.

Таблица 4.1.1.3. Основные физико-химические параметры ТРУО

Наименование	Показатели
Плотность, кг/м ³	1700-1900
Растекаемость, см не менее	18-24
Время загустевания, час	2-5
Фильтрация, см ³ /30 мин, не более	10
Прочность камня через 24 часа	
на изгиб МПа не менее	5,0
на сжатие МПа не менее	9,0

4.1.2. Технологии ликвидации заколонных перетоков с использованием без цементных составов

При реализации технологии ликвидации заколонных перетоков необходим состав, который позволял бы легко фильтроваться в трещины цементного камня и зазоры между

цементным камнем и породой и в то же время после застывания должен обладать хорошими структурно-механическими свойствами. Использование цементных растворов в данном случае может не позволить эффективно ликвидировать заколонный переток вследствие их низкой фильтруемости.

ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработало изоляционный состав *ВИС-1* и технологию на его основе, которая позволяет проводить ликвидацию заколонных перетоков как нагнетательных, так и добывающих скважин.

Селективные свойства *ВИС-1* (рис.4.1.1) позволяют не опасаться снижения продуктивности при попадании состава в продуктивный пласт. Технология применения *ВИС-1* отличается простотой реализации на стандартном при ремонте скважин оборудовании.

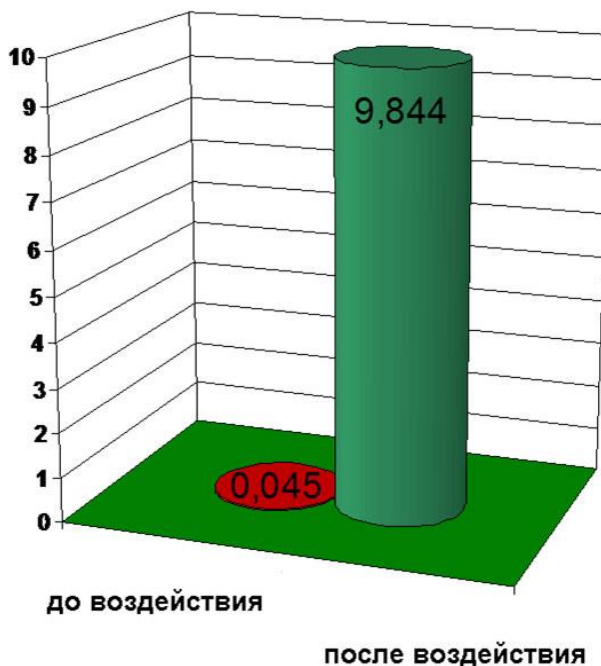


Рис. 4.1.1. *ВИС-1* является селективным материалом.
Соотношение проницаемости нефтенасыщенного/водонасыщенного пласта
до и после воздействия *ВИС*

Значительным преимуществом состава *ВИС-1* является замедленное время гелеобразования, которое регулируется в широком диапазоне от 4 до 12 часов. Такое значительное время гелирования позволяет закачивать в пласт значительные объемы состава и в отличие от полимерных, кремнеорганических и фенолформальдегидных составов получать водоизоляционные экраны значительной протяженности.

Изолирующий состав *ВИС-1* обеспечивает:

- высокую фильтрующую способность;
- эффективное снижение проницаемости обводненных пластов;
- высокую термостабильность при температурах до 150°C;
- высокую устойчивость к выносу из пласта;
- высокую адгезию к металлу и породе.

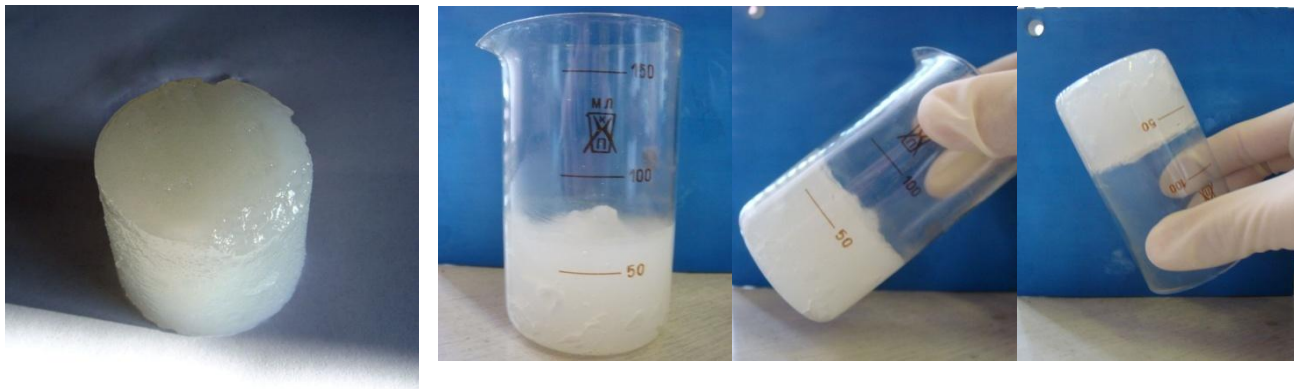


Рис. 4.1.2. Образовавшийся гель не течет и имеет хорошую структурно-механическую прочность

Применение состава ВИС-1 в высокопроницаемых пористых средах позволяет на несколько порядков снизить их проницаемость (рис 4.1.3). При этом состав ВИС-1 обеспечивает полную водонепроницаемость при градиенте давления до 0,1 МПа/м, что позволяет его использовать при водоизоляционных работах без закрепляющего материала.

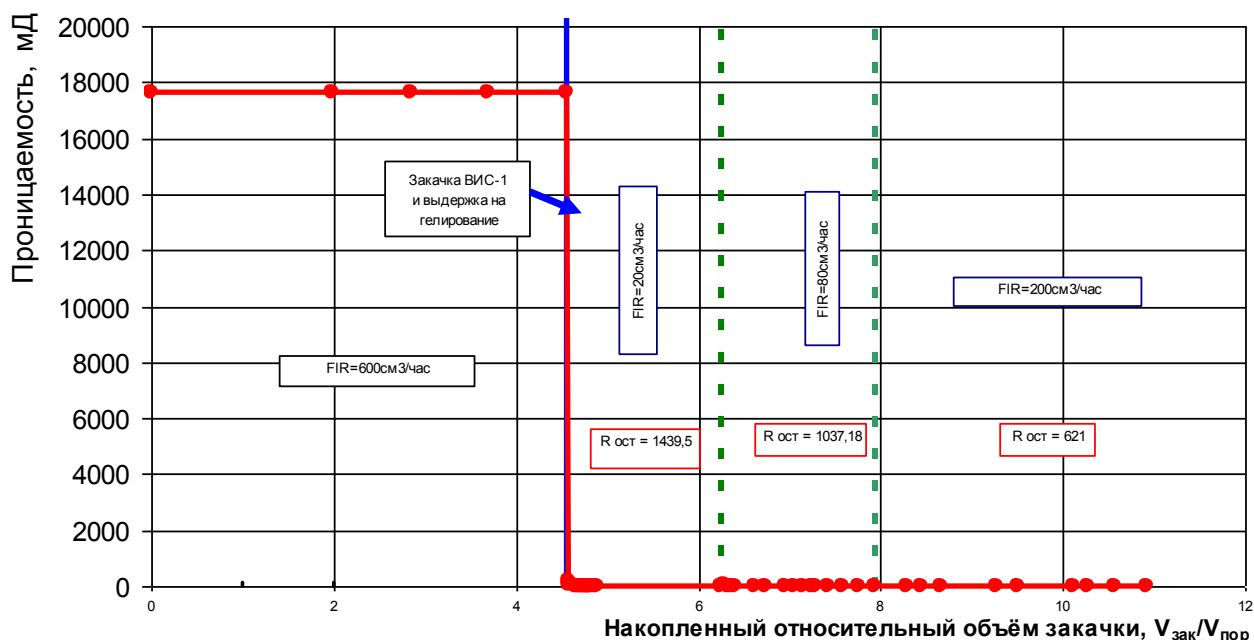


Рис. 4.1.3. Изменение проницаемости модели пласта после воздействия ВИС-1 при температуре 90°C. Начальная проницаемость 18 мкм², проницаемость после воздействия ВИС-1 – 0,012 мкм² (12 мД)

В 2004 году для изоляции заколонных перетоков на добывающих скважинах ЗАО «Химеко-ГАНГ» провело обработки 4-х скважин. Технология проведения предусматривала заливки изоляционного состава ВИС-1 в интервал интенсивного поглощения. С этой целью напротив поглощающего пласта были сделаны спецотверстия, в которые был закачан последовательно раствор ВИС-1 и нефтецементный раствор.

Результаты проведенных геофизических исследований (таб. 4.1.1) наглядно показывают высокую эффективность ВИС-1. Так, в трех из четырех скважин полностью были ликвидированы заколонные перетоки.

Таблица 4.1.1. Результаты геофизических исследований до и после закачки

№	Месторождение Регион???	скв.	Интервал перфорации	Вид РИР	Закачено ВИС-1, м ³	До обработки	После обработки
						Наличие перетоков (ГИС)	Наличие перетоков (ГИС)
1	Тарасовское	1228	2721-2728 2731-2734 2736-2747	Ликвидация заколонных перетоков	40	Заколонный переток вниз	Отсутствие перетоков
2	Тарасовское	3298	2729-2731 2737-2739 2741-2746 2749-2755	Ликвидация заколонных перетоков	45	Заколонный переток вниз	Отсутствие перетоков
3	Тарасовское	810	2827-2848	Ликвидация заколонных перетоков	40	Заколонный переток вниз	Отсутствие перетоков
4	Тарасовское	632	2952-2956 2958-2966 2968-2969 2976-2983 3002-3005	Ликвидация заколонных перетоков	40	Заколонный переток вниз	Слабый переток вниз

4.2. Технологии проведения изоляционных работ при бурении скважин

Большой проблемой нефтяных компаний является эффективное бурение в осложненных условиях. Очень часто вновь вводимые скважины имеют значительную обводненность продукции вследствие образования заколонных перетоков. Существование заколонных перетоков, прежде всего, связано с некачественным цементированием в скважинах с близкорасположенными водоносными пластами.

Для решения данной проблемы разработана технология изоляции водоносных пластов в открытом стволе в процессе бурения с применением бурового раствора на углеводородной основе (*РУО-ИЭР*) или в пробуренном на данном растворе открытом стволе до спуска обсадной колонны путем закачки в них под давлением тампонажных смесей, *ТРУО-С* и *ТРУО-Э*, в том числе с использованием гидромеханических пакеров.

Технология основана на бурении интервала на растворе *РУО-ИЭР*, что позволяет получить номинальный без каверн ствол. Плотность раствора *РУО-ИЭР* легко регулируется до плотности 0,95-1,0 г/см³, позволяя бурить на равновесии. В процессе бурения на растворе *РУО-ИЭР* постоянно контролируется содержание водной фазы, что позволяет легко определять местонахождение водосодержащих горизонтов.

В процессе бурения интервала производится изоляция водопроявляющих горизонтов, тем самым создаётся большой изолирующий экран, что гарантирует в дальнейшем отсутствие заколонных перетоков даже при некачественном цементировании.

Перед проведением водоизоляционных работ определяется приемистость скважины. В низкопроницаемые водоносные горизонты закачивается легко фильтрующийся селективный состав *ВИС-1* с последующим докреплением *ТРУО-С*. В высокопроницаемые водоносные горизонты закачивается *ТРУО-С*.

После того как будет пробурен интервал под эксплуатационную колонну и ликвидированы зоны водопроявлений, интервал продуктивного пласта цементируется с применением *ТРУО-Э*, остальная (верхняя часть) – запланированным по проекту тампонажным раствором с отмывающим буферным составом на комплексном ПАВ.

Рецептура тампонирующих смесей и их объем в каждом случае уточняются лабораторным путем, технология привязывается к конкретной скважине и имеющемуся оборудованию.

Тампонажный состав *ТРУО-С* обладает селективностью (таб. 4.2.1), схватывание и образование цементного камня происходит только при контакте с водой. В нефтенасыщенной части пласта камня не образуется, раствор не схватывается, а легко вымывается при освоении скважины. Состав *ТРУО-С* подобран таким образом, чтобы камень образовывался в течение 24 часов, при этом легко прокачивался и был стабильным. Следует отметить, что при работе с *ТРУО-С* нет опасности его преждевременного схватывания (в составе отсутствует вода), поэтому он может быть приготовлен заблаговременно, а оставшийся после операции раствор может быть использован на другой скважине.

Таб. 4.2.1. Ориентировочный компонентный состав тампонажного раствора *ТРУО-С*

Материалы	Расход материалов на 1 м ³ раствора	
	кг/м ³	л /м ³
Дизельное топливо или нефть	415 - 420	500 - 505
Цемент марки Г	1550	–
Гидрофобизатор АБР	2,5 – 3,5	3 – 4
Комплексный ПАВ-ВКС-Н	4 – 5	4 – 5

Тампонажный раствор на углеводородной основе *ТРУО-Э* (таб. 4.2.2) предназначен для крепления скважин, пробуренных с растворами на углеводородной основе, а также для ремонтно-изоляционных работ (*РИР*) в температурном интервале от + 45°С до + 100°С.

Применение *ТРУО-Э* позволяет:

- уменьшить опасность водогазонефтепроявлений за счет его высокой тампонирующей способности;
- сохранить устойчивость ствола скважины, пробуренной с растворами на углеводородной основе, и естественную нефтенасыщенность коллекторов, сократить время освоения и повысить дебит скважин;
- использовать его в агрессивных средах, так как цементный камень из *ТРУО-Э* гидрофобный во всем объеме и стоек в таковых условиях.

Таб. 4.2.2. Компонентный состав тампонажного раствора *ТРУО-Э*

Материалы	Расход материалов на 1 м ³ раствора	
	кг/м ³	л /м ³
Дизельное топливо или нефть	208	250
Цемент марки Г	1220	–
Эмульгатор МР	7,0 - 7,5	8,0
Гидрофобизатор АБР	0,9 - 1,3	1,0 – 1,5
Комплексный ПАВ-ВКС-Н	4,0 – 5,0	4,0 – 5,0
Вода	остальное	остальное

4.3. Химические реагенты для реализации технологий водоизоляции

Все реагенты, выпускаемые в ЗАО «Химеко-ГАНГ», имеют гигиенические сертификаты, паспорта безопасности и разрешение НИИ «Нефтепромхим» на применение в нефтяной промышленности:

- **изолирующий состав ВИС-1** (ТУ 2484-087-17197708-04) представляет собой композицию, полученную на основе солей алюминия, карбамида и поверхностно-активных веществ;

- **эмульгатор МР** (ТУ 2458-097-17197708-2004) представляет собой углеводородный раствор сложных эфиров олеиновой, линолевой, линоленовой кислот, а также смоляных кислот и триэтаноламина;
 - **гидрофобизатор АБР** (ТУ 2483-081-17197708-03) представляет собой углеводородный раствор продуктов конденсации таллового масла и олеиновой кислоты с полиэтиленполиамином в виде маслянистой жидкости от светло-коричневого до коричневого цвета.
-

5. Технологии глушения и освоения скважин

Самой массовой операцией с использованием химических реагентов является операция глушения скважин. Применение качественных жидкостей глушения (ЖГ), ингибированных для предотвращения набухания глинистых минералов, коррозии, образования нерастворимых в воде солей и устойчивых водонефтяных эмульсий позволяет сохранить коллекторские свойства пластов.

ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработало комплексы растворов глушения, которые позволяют не только сохранять коллекторские свойства продуктивных пластов, но также безопасно проводить текущий и капитальный ремонт скважин, при этом значительно сокращая затраты на раствор глушения.

Всю гамму растворов глушения можно разделить на два вида:

- растворы с контролем продуктивности;
- растворы с контролем поглощения.

Растворы с контролем продуктивности – это стандартные солевые растворы глушения, которые содержат определенное количество химических присадок и позволяют минимизировать негативное влияние раствора на дальнейшую эксплуатацию скважины. Обычно такие растворы очень мало отличаются по стоимости от солевых растворов, но при этом значительно сокращают риск снижения продуктивности скважины и повышения обводненности ее продукции.

Растворы с контролем поглощения позволяют ограничить фильтрацию солевых растворов глушения в пласт и не снизить продуктивность скважины после ремонта.

При глушении скважин применяется несколько вариантов технологий глушения:

- с полной заменой скважинной жидкости на раствор глушения;
- с частичной заменой скважинной жидкости на блокирующую пачку ЖГ, перекрывающей на 200-300 метров интервал перфорации. Оставшуюся часть скважины заполняют пластовой или минерализованной водой (блокирующая технология).

5.1. Технологии глушения скважин с контролем поглощения

В процессе глушения скважин с низким забойным давлением вследствие интенсивной эксплуатации и при наличии естественных или искусственных трещин (вследствие проведенного ГРП) происходит интенсивное поглощение солевого раствора. Поглощение раствора приводит не только к увеличенному расходу самого раствора, но также может вызвать необратимое снижение продуктивности скважины и рост обводненности.

Для снижения поглощения солевых растворов используется технология с постановкой в интервал перфорации блокирующих составов, которые обладают повышенной вязкостью и низкой фильтрацией.

5.1.1. Глушение скважин с высокой проницаемостью, в трещиноватых коллекторах, после ГРП

Для глушения скважин в высокопроницаемых пластах необходимы жидкости, обладающие повышенной вязкостью и низкой фильтрацией. Полисахаридные жидкости для глушения скважин (ПСЖГ) на водной или водно-солевой основе представляют собой гели на основе модифицированных гуаров. При добавлении сшивающих агентов полисахаридный гель образует единую сшитую структуру, эффективно блокирующую крупные поры и трещины.

Полисахаридный водный гель термостабилен при пластовой температуре до 100°C, имеет низкую вязкость, что важно для бесперебойной работы ЭЦН, отличается низкой фильтрацией, а фильтрат обладает низким поверхностным натяжением, что снижает его сопротивление для притока нефти в скважину.

Для получения полисахаридных гелей используются реагенты комплекса гелирующего *Химеко В*: гелеобразователь ГПГ-3, сшивающий агент СП-РД, боратный сшиватель – БС-1 и биоцид Биолан.

В качестве водной основы для приготовления полисахаридных жидкостей глушения (ПСЖГ) используется пресная техническая или подтоварная вода с низким содержанием поливалентных катионов (≤ 500 мг/л), которая для увеличения плотности может содержать соли-минерализаторы с одновалентными катионами: хлористый калий или натрий.

ПСЖГ практически не загрязняет продуктивный пласт, что подтверждается экспериментальными исследованиями на рис. 5.1.1.1.

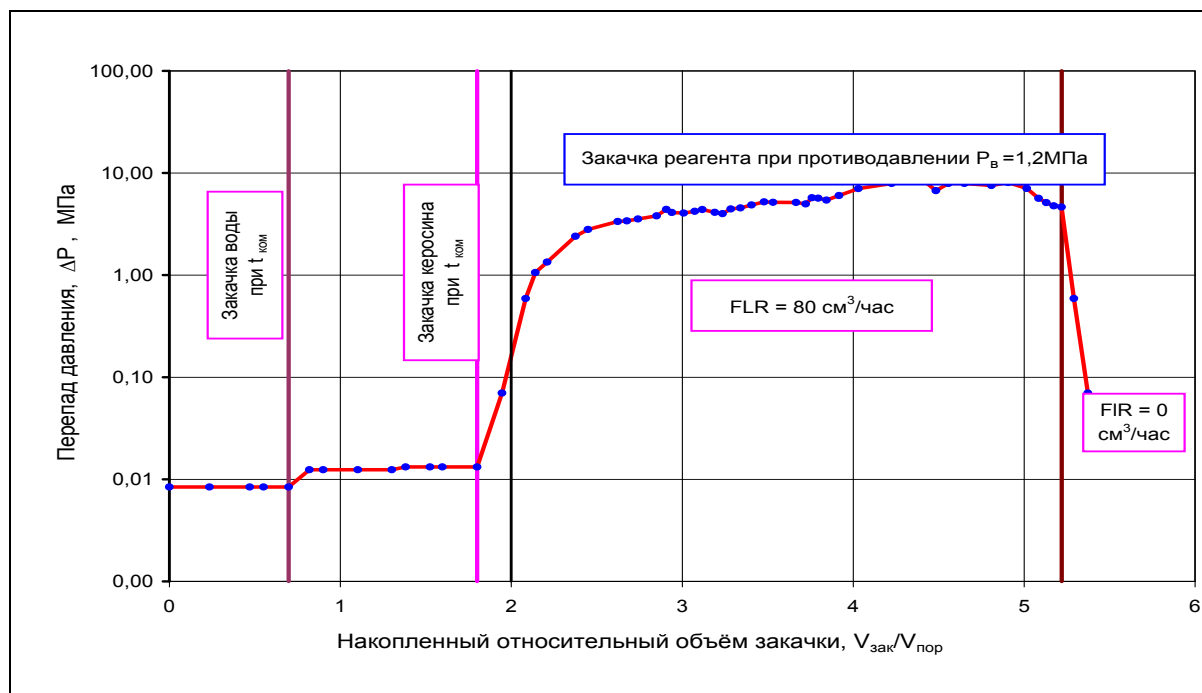


Рис. 5.1.1.1. Изменение перепада давления при закачке ПСЖГ при температуре 85°C

Как видно на рис. 5.1.1.1, фильтрация геля ПСЖГ в пористую среду начинается только при перепадах давления более 6,0 МПа.

ПСЖГ обладает хорошим ингибирующим эффектом по отношению к глинистым породам. Увлажняющая способность ПСЖГ (оцененная по РД 39-2-813-82) $ПО = 0,05-0,1$ см/час, а скорость набухания (по Жигачу-Ярову) глины – $W = 0,01-0,02$ см/час, что достаточно для обеспечения сохранения продуктивности $ОП > 0,94$.

Преимущества применения полисахаридных жидкостей для глушения скважин (ПСЖГ):

- термостабильность при температурах до 95°C;
- низкая фильтруемость;
- легкое регулирование плотности раствора (реагенты для приготовления ПСЖГ не оказывают влияние на плотность солевого раствора);
- применение при низких пластовых давлениях в сильнопоглощающих скважинах.

Начиная с 2002 г. полисахаридная жидкость глушения широко применяется в различных нефтяных регионах РФ – ООО «РН-Пурнефтегаз», ОАО «Варьеганнефть», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ООО «Уренгойгазпром», ООО «Оренбурггазпром», ООО «ЛУКОЙл – Западная Сибирь» и др.

В 2002-2008 гг. в ООО «РН-Пурнефтегаз» было проведено более 800 операций глушения добывающих скважин с использованием ПСЖГ. Необходимо отметить, что работы проводились в скважинах, вскрывающих низкопроницаемые терригенные коллекторы с пластовой температурой 80-95°C, со склонными к набуханию глинами, глушение в которых водно-солевыми растворами значительно снижало дебит нефти, увеличивало обводненность пласта, а время вывода скважины на режим составляло от одной до нескольких недель. Особенно необходимо отметить, что успешно проводилось глушение с ПСЖГ в скважинах, имеющих высокий газовый фактор (от 300 до 1000 м³/т) – на Харампурском месторождении (Северный и Южный купол).

Глушение с применением ПСЖГ проводилось с использованием комбинированной замены скважиной жидкости (расход жидкости 3 - 5 м³, а в скважинах с высоким газовым фактором – 5 - 8 м³ на одну скважину). Плотность полученного раствора составляла 1,02 - 1,18 г/см³. Скважины подвергались различным видам текущего ремонта: проводилось освоение скважины после ГРП с установкой ЭЦН, установка ШГН, смена ШГН, установка ЭЦН, смена ЭЦН, смена ЭЦН на ШГН и наоборот. При этом во всех случаях был получен стабильный положительный результат.

Анализ вывода скважин на режим после глушения с ПСЖГ по результатам обработок 102 скважин, проведенных на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз», показал, что средний дебит нефти на одну скважину был увеличен на 3,6 т/сут, при этом средняя обводненность на одну скважину увеличилась лишь на 0,7%, а средняя продолжительность вывода скважины на режим составила 2,2 суток на одну скважину.

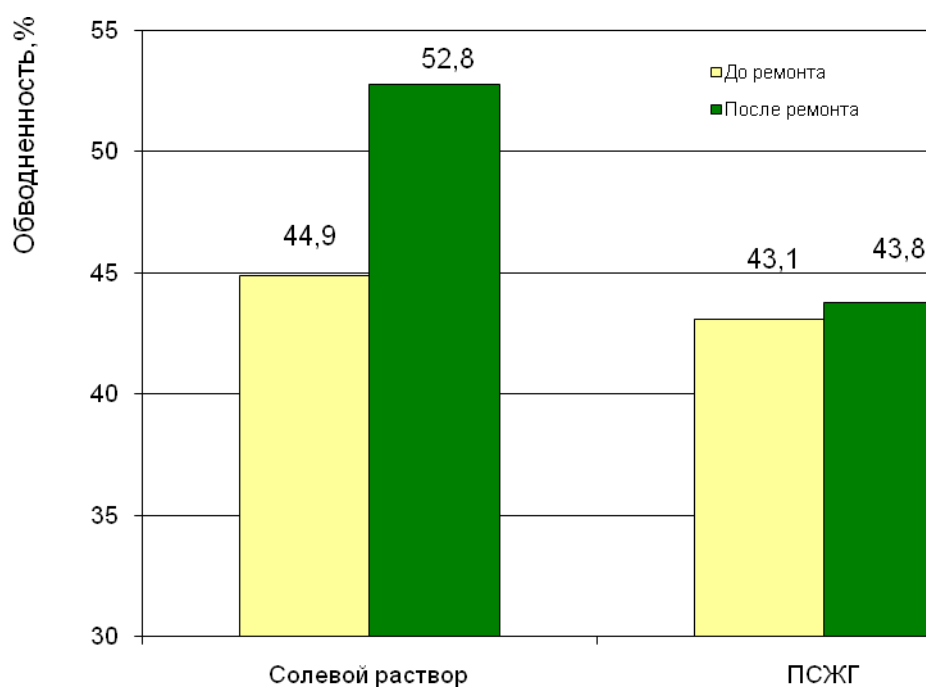


Рис. 5.1.1.2. Изменение обводненности продукции (% об.) до и после ремонта скважин за 2002 – 2007 гг. Анализ включает 569 операций глушения скважин

5.1.2. Глушение газовых и газоконденсатных скважин с аномально низким пластовым давлением

При глушении скважин с низким пластовым давлением необходимо, чтобы жидкость глушения обладала низкой плотностью и в тоже время обеспечивала противодействие на пласт на протяжении всего ремонта.

Для решения данной проблемы в ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработан аэрированный гель («твердая пена»), который обладает малой плотностью и низкой фильтруемостью, что позволяет использовать данный состав на газовых и газоконденсатных месторождениях с аномально низким пластовым давлением (АНПД).

Технология глушения твердой пенной заключается в одновременной закачке в скважину гелеобразователя совместно с азотом (или другим инертным газом) и раствор сшивателя. В результате происходит образование объемной структуры с высокими структурно-механическими свойствами и низкой плотностью, что обеспечивает высокую эффективность при глушении газовых и газоконденсатных скважин с АНПД.

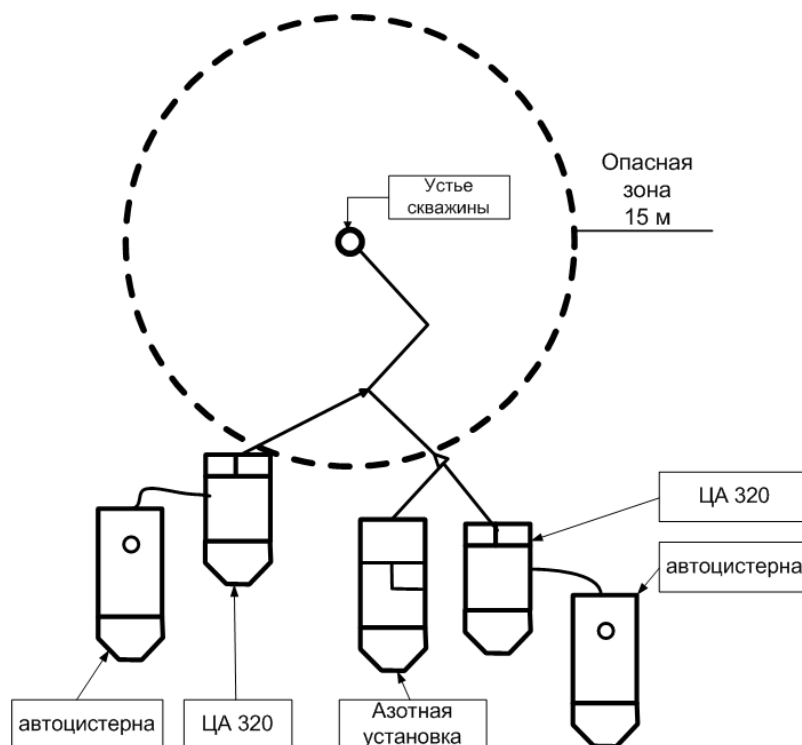


Рис. 5.1.2.1. Схема расстановки оборудования при глушении скважины «твердой пены»
[Правописание цементировочного агрегата: ЦА-320](#)

Состав раствор гелеобразователя:

- | | |
|--------------------------------|----------------------------|
| – биоцид Биолан | - 3 л на 50 м ³ |
| – гелеобразователь ГПГ-3 | - 6,0 кг/м ³ |
| – комплексный ПАВ Нефтенол ВВД | - 1,0 л/м ³ |

Состав раствора сшивателя:

- | | |
|-----------------------------|------------------------|
| – сшивающий агент СПРД | - 6,0 л/м ³ |
| – боратный сшиватель БС-1.3 | - 4,0 л/м ³ |

В случае наличия в газовой скважине сероводорода в раствор сшивателя необходимо ввести 10 - 20 л/м³ поглотителя сероводорода – диэтаноламина.

Промысловые испытания на газовых месторождения ООО «Оренбурггазпром», проведенные по технологии глушения «твердой пеной», показали успешность технологии.

Глушение проводилось с полным заполнением ствола скважины «твердой пенной». После регламентированного отстоя в течение 12 часов и стравливания газовой шапки давление в затрубном и трубном пространстве составило 0 атм.

5.1.3. Технологии глушения в скважинах с высоким пластовым давлением и высокой температурой

Решение проблем сохранения коллекторских свойств пластов должно быть комплексным. Если проблема будет решена на стадии заканчивания скважин строительством и не решена на стадии эксплуатации, то она практически останется проблемой.

Одним из путей повышения качества ремонтных работ в скважинах является научно обоснованный выбор жидкости глушения, что может привести к одновременному восстановлению проницаемости нефтяного пласта, повышению продуктивности скважины и дополнительному отбору нефти из нее.

Например, известно, что продуктивность снижается после глушения одних и тех же скважин пластовыми водами на 10 – 20%, растворами CaCl_2 – на 14% и увеличивается с применением растворов на углеводородной основе на 16 – 30%. При этом гидродинамические исследования свидетельствуют о нарушении проницаемости коллектора в первых двух случаях в сторону ее уменьшения на 10 – 25%, а для жидкостей на углеводородной основе – увеличение на 11 – 31%.

Опыт работ с жидкостями глушения на углеводородной основе (*ЖГ-РУО*) при глушении скважин показал, что успешно можно применять несколько вариантов глушения:

- с полной заменой скважинной жидкости на *ЖГ-РУО*,
- с заменой скважинной жидкости на *ЖГ-РУО* на 200 – 300 метров выше интервала перфорации, а выше – на обычный раствор глушения.

При полной замене жидкости на *ЖГ-РУО* технология глушения аналогична технологии с использованием водных систем и отличается тем, что не возникает поглощения продуктивным пластом. Поэтому расход *ЖГ-РУО* не превышает объем ствола скважины. При комбинированной замене скважинной жидкости расход *ЖГ-РУО* в 3 – 4 раза меньше, чем при полной замене.

Технология глушения зависит от приемистости продуктивного пласта. Если пласт принимает, то порцию *ЖГ-РУО* в 8 – 10 м³ закачивают в межтрубье, а следом закачивают водный раствор в объеме, необходимом для заполнения скважины до устья. Необходимое условие данной технологии – плотность *ЖГ-РУО* должна быть выше плотности водного раствора.

Жидкости глушения на основе обратных эмульсий *ЖГ-ИЭР* применяются для предотвращения загрязнения продуктивного пласта за счет создания непроницаемого экрана, предотвращающего попадание солевого раствора при глушении нефтяных и газовых скважин; при промывке забоев и других работах, связанных с использованием технологических жидкостей на водной основе; при обработке призабойной зоны пласта, особенно на малообводненных скважинах.

В состав жидкостей глушения *ЖГ-ИЭР* входят эмульгаторы *Нефтенол НЗ* или *Нефтенол НЗб*, или эмульгатор *МР*. Водная фаза – вода, минерализованная различными солями (хлориды натрия, калия и кальция и др.). В зависимости от соотношения фаз и степени минерализации регулируется вязкость и плотность обратной эмульсии.

Состав ЖГ-ИЭР:

- углеводородная фаза (нефть, нефтепродукты, продукты нефтехимического синтеза);
- эмульгаторы (*Нефтенол НЗ*, *Нефтенол НЗб* или *Эмульгатор МР*);

- минерализованная ($NaCl$, $CaCl_2$ или другими солями) вода;
- утяжелитель (карбонатный, мраморная крошка).

Для плотностей более $1,25 \text{ г/см}^3$ необходимо применять специальные реагенты. Состав, плотность и технологические параметры ЖГ-ИЭР уточняются для каждого конкретного месторождения. В отличие от ПСЖГ данные ЖГ-ИЭР можно использовать при температурах более 100°C .

С 2000 по 2008 гг. в различных районах Западной Сибири (Губкинский, Ноябрьск, Сургут, Мегион и Нижневартовск) было проведено более 2500 операций глушения добывающих скважин с использованием жидкости глушения на основе инвертных эмульсий (ЖГ-ИЭР). Особенно необходимо отметить, что успешно проводилось глушение с ЖГ-ИЭР в зимнее время на скважинах Тарасовского месторождений.

Преимущества операций глушения с ЖГ-ИЭР:

- сохранение естественной проницаемости коллектора (продуктивных горизонтов);
- сокращение времени на освоение скважин;
- возможность регулирования плотности в широких пределах от 0,85 до $1,6 \text{ г/см}^3$;
- оптимальные реологические свойства, обеспечивающие эффективный вынос выбуренного шлама (особенно для горизонтальных участков), хорошие смазочные свойства;
- высокая термостойкость (более 100°C), длительная агрегативная и седиментационная стабильность;
- применение в зимних (до -40°C) и летних условиях;
- устойчивость к полиминеральной и сероводородной агрессии, хорошие антикоррозионные свойства;
- возможность рециркуляции и многократного повторного использования (коэффициент повторного использования 0,9).

5.2. Технологии глушения скважин с контролем продуктивности

При стандартном глушении скважин в призабойную зону пласта проникают водные солевые растворы, которые при взаимодействии с минералами породы, нефтью и пластовой водой могут оказывать значительное влияние на продуктивность скважины. Основными осложняющими факторами после глушения скважины водными растворами являются:

- образование водной блокады;
- образование водонерастворимых солей;
- образование стойких водонефтяных эмульсий;
- набухание глинистых минералов.

Использование различных ингибиторов и химических добавок позволяет значительно сократить риск снижения продуктивности после глушения скважин и вывести скважину после ремонта на запланированный режим работы.

К глушению скважин в низкопроницаемых пластах, довольно часто содержащих большое количество глинистых минералов, необходимо подходить наиболее тщательно, т.к. использование в таких пластах стандартных водных растворов глушения приводит к

значительному снижению продуктивности, восстановление которой повлечет за собой дополнительные затраты времени и средств.

Избежать этого позволит правильный подбор ингибирующих добавок в водный раствор глушения.

Применение в качестве ингибирующей добавки *Нефтенол К* позволяет решить следующие проблемы:

- снизить набухаемость глинистых материалов;
- предотвратить образование стойких водонефтяных эмульсий;
- снизить коррозионную активность солевого раствора.

Были проведены фильтрационные тесты по оценке восстановления проницаемости пористых сред при моделировании глушения скважин. Для опытов брались образцы кернов, характеризующихся гидрофильностью и гидрофобностью, и определялась проницаемость образцов по воздуху. Далее образцы насыщали водой и проводили вытеснение керосином, нефтью, ПАВом и снова нефтью. В течение всего периода определялись показатели проницаемости и коэффициент восстановления проницаемости по нефти. Результаты эксперимента представлены в *таблице 5.1*.

Таблица 5.2.1 Влияние водных растворов Нефтенол К на проницаемость

№ опыта	Проницаемость по воздуху, мД	Проницаемость по нефти (фазовая) при связанной воде, мД		Коэффициент увеличения проницаемости	Реагент
		До воздействия	После воздействия		
1	188	0,383	0,223	0,58	Жидкость глушения на основе CaCl_2
2	135	0,361	0,258	0,72	Нефтенол К, 4%

Для гидрофильных коллекторов коэффициент восстановления проницаемости для *Нефтенола К* равен 0,72. Это связано с гидрофобизирующими свойствами данного ПАВ, а гидрофобизация поверхности крупных и средних поровых каналов резко уменьшает количество заземленной в них воды в процессе дренирования и тем самым способствует более полному восстановлению фазовой проницаемости по нефти.

Для гидрофобных коллекторов коэффициент восстановления проницаемости *Нефтенола К* равен 0,875.

Было исследовано влияние добавки *Нефтенола К* в солевой раствор глушения на коррозионную агрессивность раствора. В качестве раствора глушения использовался хлористый натрий с минералами $1,18 \text{ г/см}^3$. В *таблице 5.2.2* представлены результаты влияния добавки *Нефтенола К* на коррозионную агрессивность раствора глушения.

Таблица 5.2.2 Влияние Нефтенола К на коррозионную активность

ПАВ	Дозировка ПАВ, %	Скорость коррозии, $\text{г/м}^2 \text{ час}$	Время опыта	Защитное действие %
Хлористый натрий (контроль) $\rho=1,18 \text{ г/см}^3$		0,17	6	
<i>Нефтенол К</i>	4	0,08	6	53

В результате исследований определено, что рассмотренный ПАВ не повышает коррозионную агрессивность растворов глушения. Более того, *Нефтенол К* оказывает защитное действие, снижая коррозионную агрессивность раствора хлористого натрия более чем в 2 раза.

Глушение на солевых растворах с добавлением *Нефтенола К* позволило эффективно бороться с ростом обводненности продукции скважин после выхода на режим (*рис. 5.2.1*). Что позволило сохранять устойчивость продуктивности скважин после ремонта.

Выпускаемые сухие марки *Нефтенала К* (СНК-20, СНК-30) позволяют применять ингибирующую добавки в трудно доступных месторождениях, где нет специализированных баз хранения химических реагентов. Применение сухих марок *Нефтенала К* позволяет использовать их в любых погодных условиях, т.к. они в отличие от жидких продуктов не замерзают.

Опытное применение растворов глушения с добавлением *Нефтенала К* на месторождениях Западной Сибири позволило эффективно бороться с ростом обводненности в добывающих скважинах после ремонта (рис. 5.2.1).

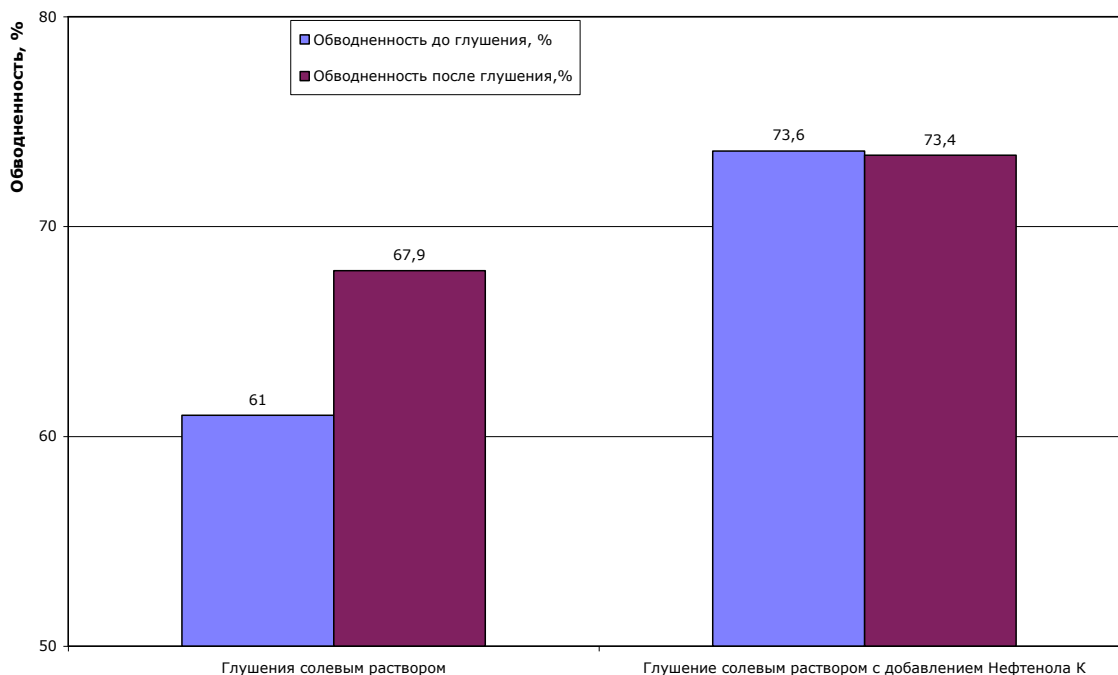


Рис. 5.2.1. Изменение обводненности продукции скважин до и после ремонта.
В анализе участвовали скважины, в которых производилась смена подземного оборудования без изменения типа и производительности насоса.

5.3. Технология освоения с применением самогенерирующейся пенной системой

Одним из способов освоения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин является применение самогенерирующейся пенной системы (СГПС) последующей закачкой для вытеснения закачанного промывочного раствора.

Использование СГПС для вытеснения промывочной жидкости позволяет эффективно освоить скважину без использования азотной установки. Для получения самогенерирующейся пенной системы применяется композиция СГПС и пресная техническая вода.

Добавление в состав СГПС, содержащей растворы неорганических солей – пенообразователя и активатора, генерирующих выделение азота, а также поверхностно-активного вещества-пенообразователя – позволяет катализировать процесс выделения азота без вредных примесей (окислов азота), получить устойчивую мелкодисперсную пену и тем самым увеличить эффективность освоения скважин.

В состав композиции СГПС входят:

- пеногенератор, представляющий собой неорганическое кристаллическое вещество белого цвета;

- активатор, представляющий собой неорганическое кристаллическое вещество или гранулы белого цвета;
- ПАВ-пенообразователь, представляющий собой жидкость от светло-коричневого до желтоватого цвета.

В качестве водной основы для приготовления СГПС используется пресная техническая вода (рН=6-7).

Состав и способ приготовления СГПС, применяемой для очистки скважин, запатентован – патент РФ №2250364 «Пенообразующий состав для освоения и промывки скважин и способ его применения».

5.4. Технология промывки поглощающих скважин

При промывке скважин после ГРП стандартными растворами происходит интенсивное поглощение, что приводит к кольматации призабойной зоны взвешенными частицами. К тому же стандартные растворы промывки не обладают достаточной вязкостью и пескоудерживающей способностью, что не позволяет эффективно выносить загрязнения с забоя скважины.

Для решения данных проблем в ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработана промывочная жидкость для удаления из забоя скважины проппантовых пробок. Промывочная жидкость обладает следующими преимуществами:

- высокая песконесущая способность;
- низкая фильтруемость в пласт;
- низкие потери на трение при прокачке через трубы малого диаметра.

Состав промывочной жидкости на 1 м³:

- | | |
|--------------------------|------------------|
| – гелеобразователь ГПГ-3 | - 4,00 – 6,00 кг |
| – сшиватель СП-РД | - 4,00 – 6,00 л |
| – биоцид Биолан | - 0,06 л |

Для приготовления промывочной жидкости используются: насосный агрегат типа ЦА-320, эжектор, чанок, ёмкости для реагентов и жидкостей.

До начала приготовления раствора в промысловых условиях лабораторной проверкой на конкретных материалах уточняется количественный состав промывочной жидкости.

Объем жидкости, необходимой для промывки скважины от проппанта, рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{п.ж.} = V_{в.о.э.к.} + V_{о.п.т.} + V_{запас}$$

где $V_{п.ж.}$ – необходимый объем промывочной жидкости, м³;

$V_{о.п.т.}$ – объем, необходимый для заполнения трещины ГРП (может быть рассчитан по формуле: $V_{о.п.т.} = (0,3 \div 0,4) \times \text{вес закачанного проппанта}$), м³;

$V_{в.о.э.к.}$ – внутренний объем эксплуатационной колонны, м³;

$V_{запас}$ – объем жидкости для непредвиденных случаев (может быть рассчитан по формуле $V_{запас} = (0,1 \div 0,2) \times \text{вес закачанного проппанта}$), м³.

Плотность промывочной жидкости определяется в каждом конкретном случае с учётом забойного давления. При выборе плотности промывочной жидкости необходимо руководствоваться тем, чтобы гидростатическое давление превышало забойное не более чем на 5 – 10%. Плотность промывочной жидкости может регулироваться от 1,00 до 1,15 г/см³. В

качестве основной жидкости могут быть использованы различные солевые составы, применяющиеся при глушении скважин плотностью до $1,15 \text{ г/см}^3$.

Промывочная жидкость обладает следующими свойствами:

- потери давления при прокачке через колтюбинг диаметром 60,3 мм составляют не более $0,007 \text{ ат/м}$;
- градиент давления начала фильтрации на модели пористой среды проницаемостью 2 мкм^2 составляет 20 МПа/м ;
- песконесущая способность промывочной жидкости составляет 100-300 кг на 1 м^3 промывочной жидкости.
- скорость осаждения проппанта диаметром до 1 мм составляет не более $0,01 \text{ м/мин}$.

Ниже приводится схема расстановки оборудования при промывке скважины от проппантовых пробок.

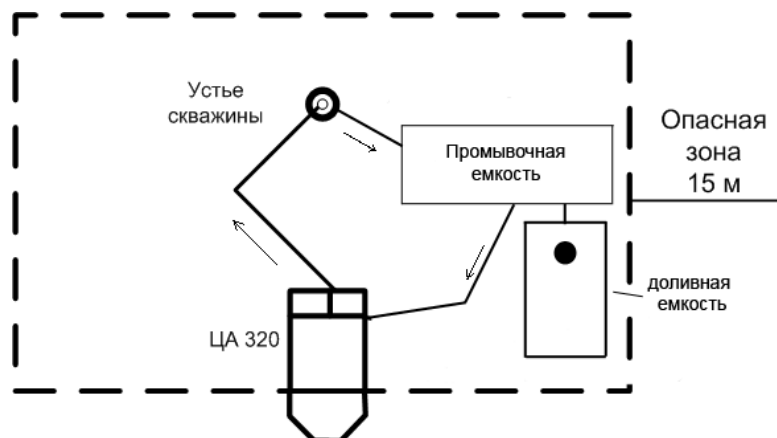


Рис. 5.4.1. Схема расстановки оборудования при промывке скважины **ЦА-320 см. на схеме!!!**

После отделения промывочной жидкости от проппанта возможно его повторное использование.

Применение данной технологии на месторождениях *ОАО «Сургутнефтегаз»* позволило повысить эффективность выноса проппанта в скважинах после ГРП.

5.5. Химические реагенты для реализации технологий глушения, промывки и освоения скважин

Все реагенты, выпускаемые в *ЗАО «Химеко-ГАНГ»*, имеют гигиенические сертификаты, паспорта безопасности и разрешение *НИИ «Нефтепромхим»* на применение в нефтяной промышленности:

- **эмульгатор Нефтенол НЗ** (ТУ 2483-007-17197708-97) представляет собой углеводородный раствор сложных эфиров олеиновой, линолевой, линоленовой, а также смоляных кислот;
- **эмульгатор Нефтенол НЗб** (ТУ 2458-057-17197708-01) представляет собой углеводородный раствор сложных эфиров олеиновой, линолевой, линоленовой, а также смоляных кислот с добавлением коллоидной системы;
- **эмульгатор МР** (ТУ 2458-097-17197708-2004) представляет собой углеводородный раствор сложных эфиров олеиновой, линолевой, линоленовой кислот, а также смоляных кислот и триэтаноламина;
- **Нефтенол К** (ТУ 2483-065-17197708-2002) – многокомпонентная смесь анионных и катионных поверхностно-активных веществ разного химического строения, представляющая собой подвижную жидкость от желтого до коричневого цвета;

-
- **композиция СГПС** (ТУ 2458-066-17197708-2002) представляет собой водный раствор неорганических солей с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ) анионного типа;
 - **гелеобразователь ГПГ-3** (ТУ 2499-072-17197708-03) – полисахарид, мелкодисперсный гигроскопичный порошок белого или желтого цвета;
 - **биоцид Биолан** (ТУ 2458-008-54651030-2005) – жидкость от светло-желтого до янтарного цвета;
 - **боратный сшиватель БС-1 или БС-1.3** (ТУ 2499-069-17197708-03) – борсодержащее соединение, представляющее собой полупрозрачную жидкость от желтого до коричневого цвета;
 - **сшивающий агент СП-РД** (ТУ 2499-073-17197708-2003) представляющий собой раствор поверхностно-активных веществ различного типа и активированных соединений бора;
 - **комплексный ПАВ Нефтенол ВВД** (ТУ 2483-015-17197708-97) представляет собой смесь водорастворимых оксиэтилированных алкилфенолов и их сульфэтоксилатов в форме натриевых солей или солей с триэтаноламином.
-

6 Технологии борьбы с осложнениями в добыче, подготовке и транспортировке нефти, газового конденсата и газа

Одной из проблем добычи нефти являются осложнения, связанные с различными отложениями на промысловом оборудовании – асфальтенов, смол, парафинов и неорганических солей. Решение ее весьма значимо для стабилизации процесса добычи и подготовки нефти.

ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработало ряд технологий, которые позволяют эффективно бороться с осложнениями в процессе добычи, подготовки и транспортировки нефти.

6.1. Технологии очистки внутренней полости трубопроводов (гель-скребки)

Для удаления загрязнений внутренней полости трубопроводов широко применяются различные механические способы очистки с помощью снарядов, скребков, режущих и буровых инструментов. К недостаткам данного способа можно отнести невозможность их использования в трубопроводах переменного диаметра или в трубопроводах, имеющих сужения, что создает опасность их остановки, разрушения или закупорки выносимыми отложениями или самим очистным устройством, а также невозможностью их использования без специальных камер по приему скребков и прочих устройств.

Данных недостатков лишены гель-скребки, вполне применимые при последовательной перекачке различных жидкостей на трубопроводах, не оснащенных камерами приема и пуска механических разделителей для очистки полости трубопровода, удаления конденсата, прокачки ингибиторов коррозии, удаления застрявших в трубопроводах механических скребков.

В качестве полимера в составе гель-скребка используется в основном полиакриламид (ПАА), а в качестве растворителя – вода. Однако применение ПАА в гель-скребках осложнено следующими причинами:

- высокие значения адгезии, при которых возможно прилипание геля к стенкам трубопроводов и размазывание его по трубе;
- непродолжительный срок жизни гелевой пробки;
- проблема утилизации отработанной гелевой пробки.

ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработало гель-скребок на основе полисахаридных полимеров (ПП), что позволило избежать недостатков, присущих гель-скребкам на основе ПАА, без потери преимущества над механическими скребками.

Гель-скребок на основе полисахаридных полимеров обладает следующими свойствами:

- может проходить по трубам разного диаметра;
- не повреждается при проходе через ограничения и внедрения;
- обеспечивает хорошее гидравлическое уплотнение;
- применим без стандартных скребковых ловушек;
- материал гель-скребка легко разлагается, не требует специальной утилизации, т.е. биоразлагаем.

Для оценки необходимого количества гель-скребка ПП (*и т.д.*) и его компонентов был разработан ориентировочный расчет необходимого объема гелевой композиции (*таблица 6.1.1*) и схема запуска гель-скребка (*рис. 6.1.1*)

Гель-скребкиготавливаются на основе комплекса гелирующего *Химеко В* при следующей дозировке на 1 м³ пресной воды:

- гелеобразователь ГПГ-1 – 12-15 кг;
- боратный сшиватель БС-1 – 10,8-13 л.

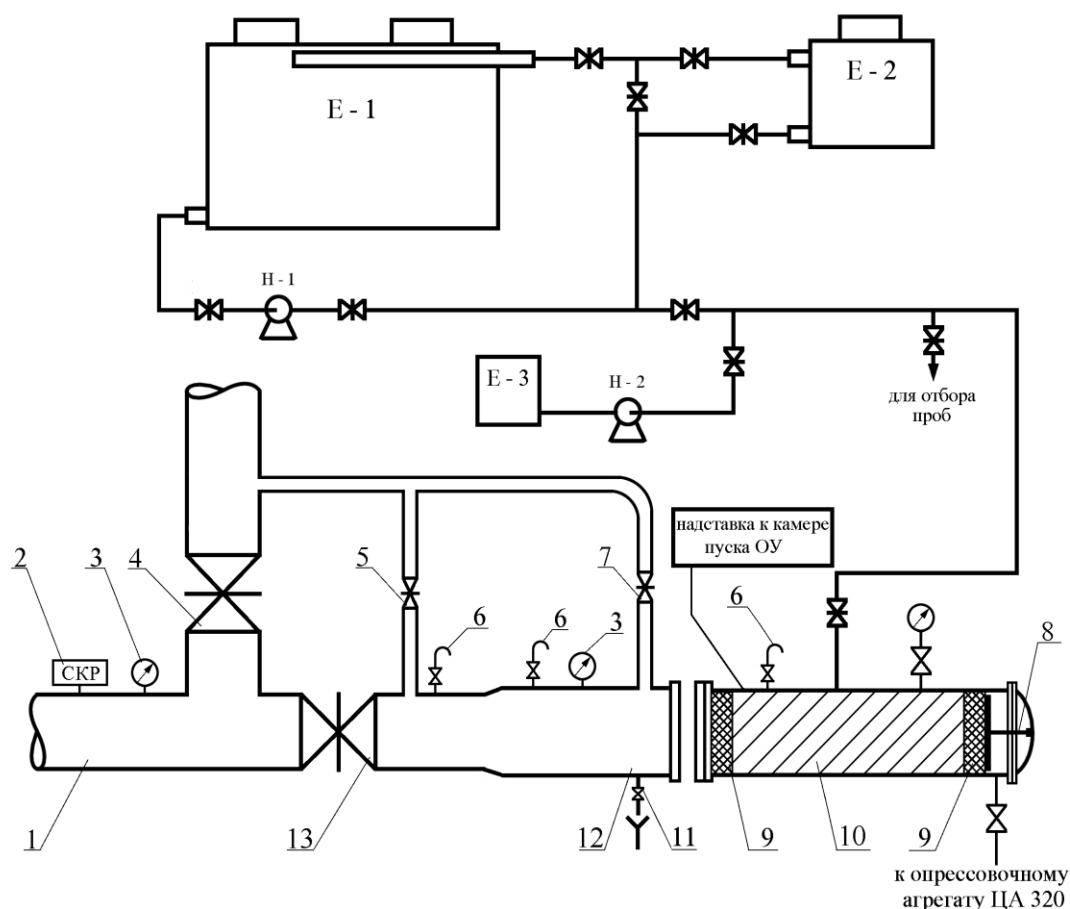


Рис. 6.1.1. Схема приготовления и запуска гель-скребка

1 – нефтепродуктопровод; 2 – сигнализатор прохождения очистного устройства; 3 – манометр; 4 – задвижка на выходе перекачивающей станции; 5, 7 – байпасные задвижки камеры пуска-приема ОУ; 6 – вантуз; 8 – упор-ограничитель; 9 – поршневой ограничитель; 10 – гелевый поршень; 11 – дренажная задвижка; 12 – камера пуска-приема; 13 – задвижка на выходе камеры пуска-приема

Таблица 6.1.1. Ориентировочный расчет необходимого объема гелевой композиции

Диаметр, мм	Протяженность очищаемого участка ТП, км (количество реагентов кг:л:л)			
	50	70	100	120
114	<u>0,15</u> (2,25:2,03:145,72)	<u>0,20</u> (3,0:2,7:194,3)	<u>0,30</u> (4,5:4,1:291,4)	<u>0,40</u> (6:5,4:388,6)
159	<u>0,23</u> (3,45:3,11:223,44)	<u>0,30</u> (4,5:4,1:291,4)	<u>0,45</u> (6,75:6,08:437,17)	<u>0,60</u> (9,0:8,2:582,8)
219	<u>0,30</u> (4,5:4,1:291,4)	<u>0,45</u> (6,75:6,08:437,17)	<u>0,60</u> (9,0:8,2:582,8)	<u>0,80</u> (27:24,3:1748,7)
273	<u>0,60</u> (9,0:8,2:582,8)	<u>0,95</u> (14,25:12,8:922,95)	<u>1,30</u> (19,5:17,55:1262,95)	<u>1,50</u> (22,5:20,25:1457,25)
325	<u>1,00</u> (15:13,5:971,5)	<u>1,50</u> (22,5:20,25:1457,25)	<u>2,10</u> (31,5:28,35:2040,15)	<u>2,70</u> (40,5:36,45:2623,05)
377	<u>1,80</u> (27:24,3:1748,7)	<u>2,70</u> (40,5:36,45:2623,05)	<u>3,60</u> (54:48,6:3497,4)	<u>4,30</u> (64,5:58,05:4177,45)
426	<u>2,30</u> (34,5:31,1:2234,4)	<u>3,40</u> (51:45,9:3303,1)	<u>4,50</u> (67,5:60,75:4371,75)	<u>5,60</u> (84:75,6:5440,4)
529	<u>4,00</u> (60:54:3886)	<u>6,00</u> (90:81:5829)	<u>7,80</u> (117:105,3:7577,7)	<u>9,80</u> (147:132,3:9520,7)

Пример использования таблицы: определить объем геля, необходимого для очистки трубопровода диаметром 273 мм и протяженностью 50 км. На пересечении соответствующей строки и столбца находим $0,60/(9,0 \cdot 8,2 \cdot 582,8)$. Это означает, что необходимое количество геля равно $0,6 \text{ м}^3$. Для приготовления этого количества геля необходимо: 9,0 кг ГПГ-ГС, 8,2 л БС-ГС и 582,8 л пресной воды.

С помощью гель-скребка на основе полисахаридных полимеров проводилась очистка магистрального нефтепродуктопровода «Уфа – Западное» участка «Соседка – Никольское» и участка «Стальной Конь – 8Н» протяженностью 168 км и 254 км соответственно и диаметром 530 мм. В результате пропуска гель-скребка было вынесено 3 м^3 воды и 1 т механических загрязнений.

В сентябре 2001 г. была произведена очистка магистрального нефтепродуктопровода «Салават-Уфа» ОАО «Уралтранснефтепродукт». Очистка трубопровода диаметром 530 мм производилась двумя гелевыми поршнями длиной по 20 м на водной основе, загелированными с помощью комплекса гелирующего Химеко В. С обеих сторон гелевых поршней были установлены стандартные поролоновые разделители длиной по 1 м.

В результате очистки было вытеснено:

- первым пропуском – $28,6 \text{ м}^3$ механических примесей;
- вторым пропуском – $25,2 \text{ м}^3$ механических примесей.

В августе 2003 г. произведено вытеснение дизельного топлива из магистрального нефтепродуктопровода длиной 14 км на ЛПДС «Воскресенка» ОАО «Юго-Западно-Уральский нефтепродукт» (водный переход через р. Волга). При консервации трубопровода возникла необходимость в вытеснении находящегося в нем дизельного топлива. Вытеснение происходило гелевым поршнем длиной 22 м (объем – $3,7 \text{ м}^3$), диаметр трубопровода – 530 мм. В головной и хвостовой частях поршня были установлены поролоновые разделители. Вытеснение производилось водой. В результате операции было вытеснено 3000 т дизельного топлива.

В декабре 2003 г. произведена очистка магистрального нефтепродуктопровода «Исилькуль-Петропавловск» ОАО «Сибтранснефтепродукт». Очистка производилась тремя гель-скребками длиной по 20 м на водной основе, загелированными с помощью комплекса гелирующего Химеко-В, диаметр трубопровода – 377 мм. С обеих сторон гелевых поршней были установлены стандартные поролоновые разделители длиной по 1 м.

В результате очистки было вытеснено:

- первым пропуском – 20 м^3 механических примесей;
- вторым пропуском – 18 м^3 механических примесей;
- третьим пропуском – 14 м^3 механических примесей.

6.2. Технология удаления АСПО в поглощающих скважинах (с низким пластовым давлением и в скважинах после ГРП)

Проведение операций по удалению асфальтено-смоло-парафинистых отложений (АСПО) в добывающих скважинах, осложненных поглощением промывочной жидкости (нестабильный бензин, подогретая нефть, Нефрас и др.), не могут быть эффективны, так как значительная их часть фильтруется в пласт. К тому же из растворителей при их перенасыщении могут выпадать уже растворившиеся АСПО.

Для предотвращения данных недостатков в ЗАО «Химеко-ГАНГ» была разработана промывочная жидкость, которая представляет собой гелированную прямую эмульсию (рис. 6.2.1). Данная система содержит в качестве дисперсной (внешней) среды гелированную с помощью комплекса Химеко В, а в качестве дисперсной (внутренней) фазы – смесь ароматических углеводородов Нефрас АК.



Гелированная



Не гелированная

Рис. 6.2.1. Промывочные жидкости для удаления АСПО

Данная система позволяет отмывать и эффективно удерживать АСПО в объеме даже после перенасыщения раствора, так как обладает хорошими реологическими свойствами.

Для улучшения отмывающих свойств и в качестве эмульгатора в состав входит моющий ПАВ Нефтенол МЛ, который позволяет удалять более 90% всех АСПО (рис. 6.2.2).

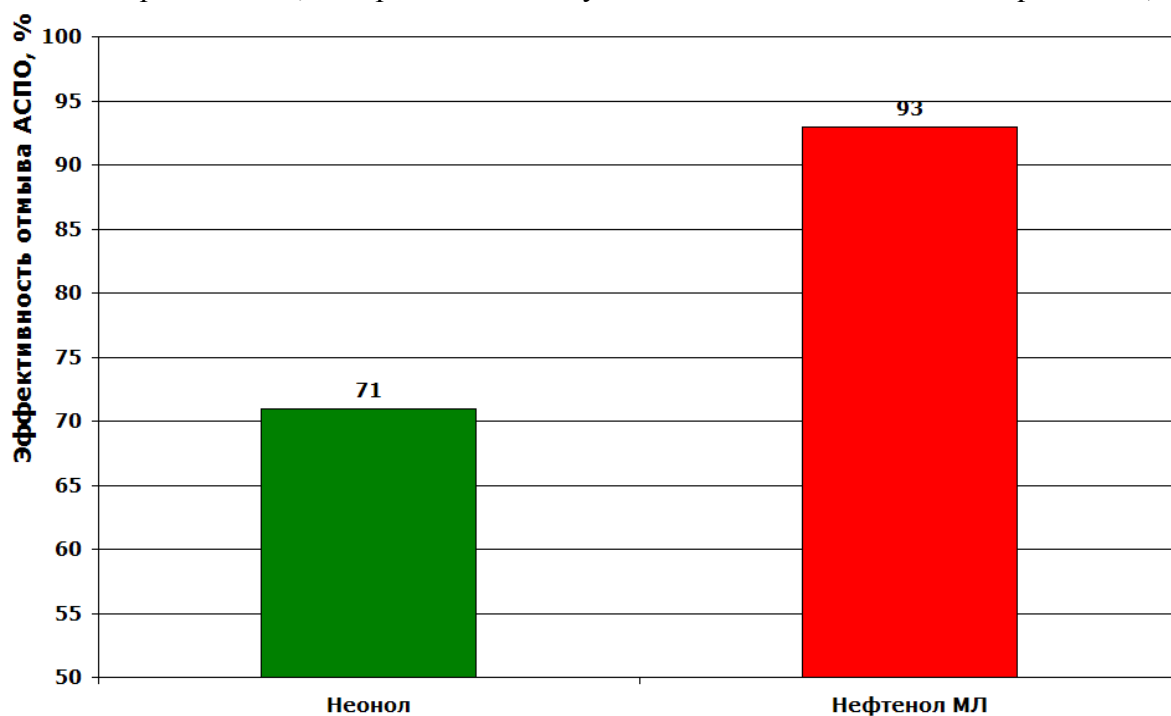


Рис. 6.2.2. Сравнение Эффективности удаления АСПО 0,5%-ми водными растворами ПАВ

Эмульгирование полисахаридного геля приводит к значительному сокращению фильтрации (рис. 6.2.3), что позволяет использовать данную промывочную жидкость в поглощающих скважинах.

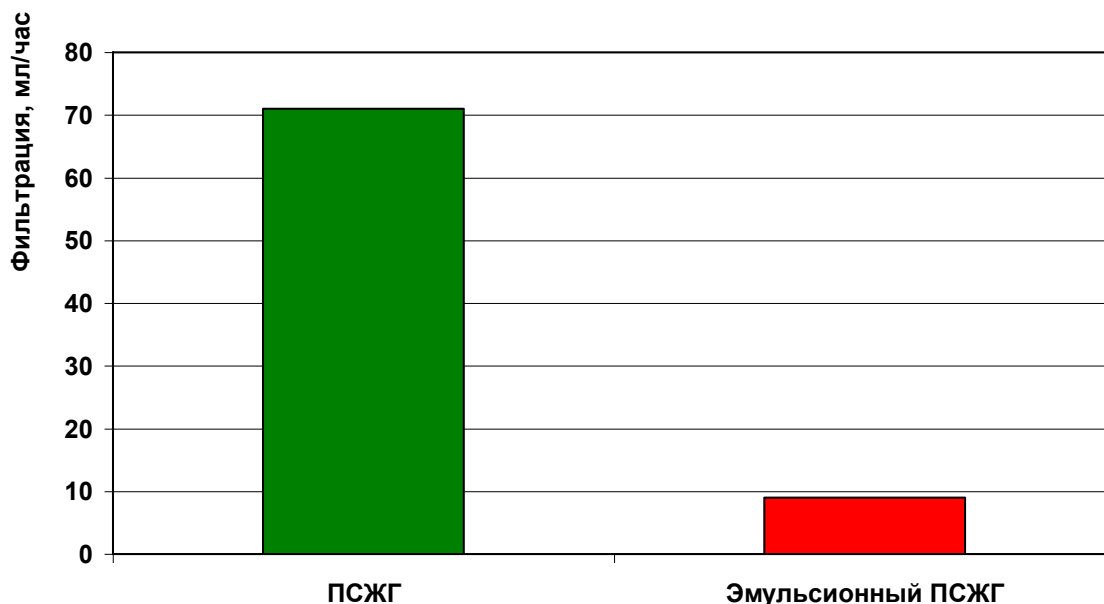


Рис. 6.2.3. Сравнение фильтраций эмульсионного и стандартного ПСЖГ

6.3. Технологии защиты глубинно-насосного оборудования от отложения неорганических солей

Процессы добычи нефти сопровождаются отложением твердых осадков неорганических солей, накапливающихся на стенках скважин и подъемных труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти. Накопление неорганических отложений осложняет добычу нефти, приводит к выходу из строя дорогостоящего оборудования, к дополнительным ремонтным работам.

Основным источником выпадения солей является вода, добываемая вместе с нефтью. Процесс отложения неорганических солей связан с перенасыщением попутной добываемой воды за счет изменения физико-химических параметров системы добычи нефти (температуры, давления, выделения газа, концентрации осадкообразующих ионов и т.д.). Химический состав промышленных вод постоянно меняется по мере выработки запасов нефти, что обуславливает многообразие и изменчивость во времени состава солевых отложений.

Химический состав солевых отложений следующий: сульфат и карбонат кальция (ангидрит, гипс, кальцит), сульфат бария (барит), сульфат стронция (целестин), окислы, карбонаты и сульфиды железа.

Из известных на сегодня способов борьбы с отложениями неорганических солей наиболее эффективным и технологичным является способ предупреждения отложения с применением химических реагентов – ингибиторов солеотложения.

При правильном выборе ингибитора и соответствующей технологии его применения может быть обеспечено технологически полное предупреждение отложения неорганических солей на всем пути движения продукции скважин: от забоя – до системы подготовки нефти и воды.

Наиболее распространенным и эффективным методом борьбы с солеотложением является метод постоянного дозирования. Метод заключается в подаче ингибитора в затрубное пространство скважины в постоянном режиме с помощью стандартной дозирующей установки, подключенной к полевой затрубной задвижке скважины. Под действием собственного веса ингибитор перемещается до динамического уровня, где происходит смешение со скважинной жидкостью в затрубном пространстве. Так как плотность водного раствора ингибитора выше плотности жидкости в затрубном пространстве (нефти), то под действием силы тяжести раствор поступает на прием ЭЦН. Ингибитор солеотложения практически не растворяется в нефти и не накапливается в

жидкости затрубного пространства. Достоинством данного метода является относительно небольшая стоимость и гарантированное наличие ингибитора солеотложения на приеме установки ЭЦН и в продукции скважины.

В скважинах с большим газовым фактором ($300 - 1000 \text{ м}^3/\text{т}$) эффективность стандартных ингибиторов солеотложения значительна, это связано с интенсивным выделением из продукции природного газа вместе с углекислым. При выделении из продукции углекислого газа нарушается ионный баланс пластовой воды, в результате чего происходит интенсивное отложение карбонатных солей, в основном кальцита.

В таблице 6.3.1 приведены данные по эффективности ингибирования *Инсаном* на различных водах ООО «РН-Пурнефтегаз». Надо отметить, что на различных по своим свойствам пластовых водах эффективность ингибирования *Инсаном* составляет более 85% при дозировках от 20 до $50 \text{ г}/\text{м}^3$.

Таблица 6.3.1. Эффективность ингибитора солеотложения *Инсан* на различных пластовых водах

Показатели	Модель пластовой воды				
	Барсуковское, БС ₁₂	Южно-Харампуровское - 1-2-3 Ю ₁	Комсомольское - 1АП ₅	Восточно-Янгинское, БС ₁₀ , БС ₁₂ Комсомольское ПК ₁₈	Ново-Пурпейское, БС ₆
<i>Содержание (мг/л) и эквивалентное соотношение ионов</i>					
Ca ²⁺	315,9	180,6	671,9	688,7	1896
HCO ₃ ⁻	660,7	1020	486,6	548,7	277,2
Ca ²⁺ /HCO ₃	1,455	0,539	4,202	3,82	20,84
Ba ²⁺	145,8	329,3	-	-	-
Mg ²⁺	22	37,2	460,4	325,2	1463
Na ⁺	5575,2	4006,1	9462	11084	11245
Cl ⁻	8900	6160	16820	18900	24790
<i>Дозировка, г/м³</i>	<i>Эффективность защиты, %</i>				
20	90	85	90	88	90
50	85	90	95	75	100
100	80	70	85	69	85

Существенным фактором, определяющим применимость ингибиторов солеотложения в технологических процессах добычи нефти, является коррозионная агрессивность товарной формы реагента и его водных растворов. Следы коррозии имеют вид канавки, образуются в месте контакта кабеля с НКТ и носят электрохимический характер, т.е. обусловлены попаданием электролита (ингибитора солеотложения) между НКТ и кабелем. Поэтому особое внимание необходимо уделять коррозионной активности ингибиторов солеотложения. Как товарная форма, так и 10%-ый водный раствор ингибитора солеотложения *Инсан* обладают низкой коррозионной активностью. Скорость коррозии для товарной формы составляет $0,03 \text{ г}/\text{м}^2 \cdot \text{час}$, а для 10%-ого водного раствора – $0,04 \text{ г}/\text{м}^2 \cdot \text{час}$.

Промышленные испытания ингибитора солеотложения *Инсан* на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» позволили повысить среднюю наработку на отказ с 121 до 212 суток. При этом надо отметить, что применение ингибитора *Инсан* в ООО «РН-Пурнефтегаз» проводилось на месторождениях с высоким газовым фактором, в условиях, когда другие ингибиторы были просто неэффективны.

6.4. Химические реагенты для технологии борьбы с осложнениями

Все реагенты, выпускаемые в ЗАО «Химеко-ГАНГ», имеют гигиенические сертификаты, паспорта безопасности и разрешение ННП «Нефтепромхим» на применение в нефтяной промышленности:

- **гелеобразователь ГПГ-1** (ТУ 2499-068-17197708-2003) – химически модифицированный (путем присоединения радикалов гидроксипропила) натуральный полимер, представляющий собой порошок от грязновато-белого цвета до желтого;
- **боратный сшиватель БС-1** (ТУ 2499-069-17197708-03) – борсодержащее соединение, представляющее собой полупрозрачную жидкость от желтого до коричневого цвета;
- **ингибитор солеотложения Инсан** (ТУ 2458-091-17197708-2004) представляет собой водно-спиртовой раствор органических фосфатов и фосфонатов;
- **моющий ПАВ Нефтенол МЛ** (ТУ 2481-056-17197708-00) представляет собой многокомпонентную смесь анионных и неионогенных поверхностно-активных веществ разного химического строения.

7. Технологии бурения скважин

Буровой раствор РУО-ИЭР – эмульсионная система, дисперсионной средой которой является дизельное топливо, а дисперсной фазой – минерализованная вода, органофильная глина и регулятор фильтрации и реологии. ИЭР – инвертно-эмульсионный раствор на основе эмульгаторов – эмульгатор *МР* (*Эмульта*л или *Эмульта*л Т), нефтенол *НЗб* или *НЗ*.

В качестве эмульгатора используется смесь сложных эфиров олеиновой, линолевой, линоленовой, а также синтетических жирных кислот; в качестве гидрофобизаторов, регуляторов реологии, фильтрации – соли амидов и имидазолинов, нефтерастворимые полимеры и др.

РУО-ИЭР (PHCO) предназначен для качественного вскрытия продуктивных горизонтов:

- вскрытия продуктивных пластов (*АНПД*, на депрессии), в т.ч. с низкими коллекторскими свойствами;
- бурения глубоких скважин в сложных геолого-технических условиях (*АВПД*, высокие температуры, неустойчивые глинистые и хемогенные отложения, рапо- и сероводородсодержащие пласты);
- бурения наклонных и горизонтальных скважин, в т.ч. с большим отклонением ствола от вертикали;
- отбора керна с сохранением его естественной водонасыщенности при бурении разведочных и оценочных скважин.

Раствор *РУО-ИЭР (PHCO)* обладает высокой термостойкостью (более 120°C) и низкой пожароопасностью ($T_{всп}$ – более 100°C).

РУО-ИЭР – раствор многоразового использования. После бурения скважины остается около 150 м³ раствора, который может быть использован для бурения следующей скважины, для глушения скважин или проведения *РИР* по водоизоляции на *ТРУО-С*.

Компонентный состав раствора *РУО-ИЭР (PHCO)*, при соотношении углеводород – вода 60:40 приведен в таб. 7.1. Состав, плотность и технологические параметры *РУО-ИЭР* уточняются для каждого конкретного месторождения.

Таблица 7.1 Компонентный состав раствора *РУО-ИЭР* плотностью 1,10 г/см³

Материалы	Цель применения	Расход материалов на 1 м ³ раствора	
		кг/м ³	л/м ³
Дизельное топливо	Дисперсионная среда	390-410	525-530
Эмульгатор <i>МР</i>	Основной эмульгатор	20,0	25,0
Гидрофобизатор <i>АБР</i>	Вторичный эмульгатор нефтесмачиватель	5.0	8.0
Органоглина «Орбент-91»	Структурообразователь, понизитель фильтрации	20.0	-
Полимер НРП	Регулятор реологии и фильтрации	17	20
Минерализатор <i>CaCl₂</i> (или <i>NaCl</i>)	Регуляторы активности водной фазы, утяжеляющая добавка	110	-
Утяжелитель карбонатный	Утяжеляющая добавка, регулятор фильтрации	150	-
Вода	Дисперсная фаза	340-350	340-350

Приведенные в табл. 7.2 показатели *РУО-ИЭР* подтверждают, что данный раствор обладает свойствами, необходимыми для бурения скважин в сложнопостроенных коллекторах без осложнений.

Таблица 7.2 Показатели свойств РУО-ИЭР и методы их измерения

Показатели свойств	Пределы изменений	Приборы
Плотность, $г/см^3$ (неутяжеленный)	0,95 - 1,1 0,9 - 0,95	ВРП-1
Вязкость условная при истечении 100 $см^3$ из 200 $см^3$ при 46°C, с	25 - 40	ВБР-1
Вязкость пластическая при 20/46 °C, $мПа·с$	50 - 60	ВСН-3, ФАН-35
Динамическое напряжение сдвига при 20/46°C, $дПа$	95 - 100	-
Статическое напряжение сдвига, $дПа$ через 1 мин. через 10 мин.	25 - 30 30 - 40	СНС-2, ВСН-3
Электростабильность, В, не ниже	300	ИГЭР-1, ПЭС, Фанн
Показатель фильтрации 20°C, $см^3/30 мин.$	2,5 - 5,0	ВМ-6
Соотношение фаз (У/В)	60/40	ТФН, Реторта
Коэффициент трения по API	0,035 - 0,075	EP/Lubricity Tester

РУО-ИЭР или его отдельные компоненты (эмульгаторы и др.) используются в ОАО «НК «Роснефть» (Пурнефтегаз, Дагнефть, Дагнефтегаз, Сахалинморнефтегаз), ОАО «Славнефть» (Мегионнефтегаз, Красноярскнефтегаз), ОАО «Газпром», ОАО «ЛУКОЙЛ».

В последние годы раствор РУО-ИЭР применялся на вертикальных и наклонно-направленных скважинах в Западной Сибири при вскрытии нефтяной оторочки Уренгойского газоконденсатного месторождения, продуктивных нефтяных пластов на месторождениях Пурнейского свода (Губкинском, Северо-Губкинском, Тарасовском, Барсуковском, Харампурском), Нижневантовского свода (Новый Покур), в Восточной Сибири на месторождениях Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (Куюмбинская площадь).

Применение РУО-ИЭР позволило сократить время освоения скважин (в 1,2 – 2 раза) и увеличить дебит (в 1,5 – 2 раза). На ряде месторождений Западной Сибири в 2001 г. успешно апробирована технология перехода на РУО-ИЭР с заменой полимер-глинистого раствора в открытом стволе за 100-300 м до продуктивного пласта с последующим цементированием обсадной колонны обычными тампонажными растворами (месторождение Новый Покур, скв. №74 и 75, дебит – до 15-20 $м^3/сут.$).

С 1996 г. начали применять РУО-ИЭР для зарезки боковых стволов (ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», на скв. № 3183 куст 379 и № 3098 куст 117, Вынгапуровское месторождение). Результатом проведенных буровых работ на РУО-ИЭР стало увеличение дебита скважин соответственно с 9 и 2,9 $м^3/сут.$ перед зарезкой до 51,3 и 26,6 $м^3/сут.$

В 2002 г. прошло успешное применение РУО-ИЭР на койлтюбинговой установке при бурении бокового ствола на скважине № 291 Канчуринского ПХГ (ДООО «Оренбургбургаз») в условиях депрессии (при низкой плотности раствора – 890-940 $кг/м^3$).

В 2003-2004 гг. пробурена глубокая наклонно-направленная скважина Арабляр - море-южная № 1 (по стволу 4179 м; по вертикали – около 3000 м, $\alpha \approx 52^\circ$) в сложных геолого-технических условиях (высокие температуры 120-140°C, неустойчивые глинистые породы – караган, чокрак, майкон), где на РУО-ИЭР пройден интервал от 300 м до 4179 м, спущены и зацементированы три технические (диаметр 340 мм и 245 мм) и эксплуатационная (диаметром 168×140 мм) колонны. Бурение скважины велось в жестких экологических условиях (природоохранная зона – 500 м от Каспийского моря) безамбарным способом.

Большинство скважин, пробуренных на РУО-ИЭР, велось при сопровождении специалистами ЗАО «Химеко-ГАНГ», ряд скважин (Коми, Ямал, Сахалин и др.) на ИЭР

пробурены с использованием отдельных химических реагентов (эмульгаторы, гидрофобизаторы и органоглины), выпускаемых ЗАО «Химеко-ГАНГ».

Преимущества бурового раствора РУО-ИЭР:

- сохранение естественной проницаемости коллектора (продуктивных горизонтов);
- сокращение времени на освоение скважин;
- возможность регулирования плотности в широких пределах – от 0,85 до 2,3 г/см³;
- оптимальные реологические свойства, обеспечивающие эффективный вынос выбуренного шлама (особенно для горизонтальных участков), хорошие смазочные свойства;
- высокая термостойкость (до 150°C), длительная агрегативная и седиментационная стабильность;
- устойчивость к полиминеральной и сероводородной агрессии, хорошие антикоррозионные свойства;
- инертность и минимальное разупрочняющее действие к проходным породам;
- устойчивость к загрязнению водой, выбуренной породой (отсутствует наработка), цементом;
- высокая эффективность работы очистных устройств;
- низкая токсичность и высокая биоразлагаемость РУО-ИЭР на основе СБУЖ;
- возможность рециркуляции и многократного повторного использования (коэффициент повторного использования 0,9).

Все реагенты, используемые для приготовления РУО-ИЭР, имеют гигиенические сертификаты, паспорта безопасности и разрешение НИИ «Нефтепромхим» на применение в нефтяной промышленности:

- **эмульгатор Нефтенол НЗ** (ТУ 2483-007-17197708-97) представляет собой углеводородный раствор сложных эфиров олеиновой, линолевой, линоленовой, а также смоляных кислот;
- **эмульгатор Нефтенол НЗб** (ТУ 2458-057-17197708-01) представляет собой углеводородный раствор сложных эфиров олеиновой, линолевой, линоленовой, а также смоляных кислот с добавлением коллоидной системы;
- **эмульгатор МР** (ТУ 2458-097-17197708-2004) представляет собой углеводородный раствор сложных эфиров олеиновой, линолевой, линоленовой кислот, а также смоляных кислот и триэтаноламина;
- **гидрофобизатор АБР** (ТУ 2483-081-17197708-03) – углеводородный раствор продуктов конденсации таллового масла и олеиновой кислоты с полиэтиленполиамином, представляющий собой маслянистую жидкость от светло-коричневого до коричневого цвета;
- **органобентонит «Орбент-91»** (ТУ 2458-079-17197708-2003) – продукт взаимодействия бентонитовой глины с четвертичной аммониевой солью, представляющий собой порошок от светло-серого до желто-салатового цвета.