МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

И Н С Т Р У К Ц И Я

ПО НАПРАВЛЕННОМУ ТЕРМОХИМИЧЕСКОМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

РД 39-I-440-80

Москва - 1981 г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Министра
нефтяной промышленности
.....Э.М. Халимов
"..." 1980 г.

И Н С Т Р У К Ц И Я

ПО НАПРАВЛЕННОМУ ТЕРМОХИМИЧЕСКОМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА.

РД 39-I-440-80

Разработчики: Ивано-Франковский институт нефти и газа
Проректор Р.С. Яремийчук

Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт
Заместитель директора В.П. Максимов

Согласовано: Начальник Управления нефтегазодобычи
" ..." 1980 г. В.В. Гнатченко

Начальник Технического Управления
" ... " 1980 г. Г.И. Григорашенко

А Н Н О Т А Ц И Я

Настоящая инструкция составлена в соответствии с приказом Миннефтепрома № 680 от 12.XII.1977 года "О мерах по улучшению разработки месторождения Узень объединения "Мангышлакнефть" и в порядке выполнения программы научно-исследовательских работ Ивано-Франковского института нефти и газа (ИФИНГ) по теме "Разработка методов направленной термохимической обработки скважин" по договору с Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом (ВНИИнефть).

В инструкции изложены теоретические основы и методические положения по внутрипластовой направленной термохимической обработке скважин и ограничению притоков пластовых вод путем закупоривания трещин и высокопроницаемых участков пласта продуктами взаимодействия магния и его соединений с пластовой водой.

Методика направленного ТХВ может быть применена на всех месторождениях СССР.

Авторами являются: от ИФИНГ - к.т.н., доцент Ф.С.Абдулин и с.н.с. Я.Б.Тарко; от ВНИИнефти - к.т.н. В.И.Гусев и к.т.н. Н.П.Лесик.

При проведении промышленных испытаний метода направленного ТХВ принимали участие: гл.инженер объединения "Мангышлакнефть" А.А.Дергачев, гл.геолог НГДУ "Узеньнефть" Н.Д.Батырбаев, начальник УПКП и КРС В.И.Тимохин, зав.лабораторией КазНИПИнефть В.А.Симонов, гл.инженер объединения "Узбекнефть" А.А.Томчани, начальник ПТО В.И.Бочкарев, бывший начальник НГДУ "Джаркурганнефть" В.Г.Грабилин, гл.инженер НГДУ "Арланнефть" К.С.Фазлутдинов и начальник лаборатории ЦНИПР НГДУ "Арланнефть" В.И.Лапшин.

Р У К О В О Д Я Щ И Й Д О К У М Е Н Т

Инструкция по направленному термохимическому воздействию на призабойную зону пласта

РД 39-I-440-80 Вводится впервые

Приказом по Миннефтепрому № 480 от 26 сентября 1980 г.

Срок введения с I ноября 1980 г. до 1985 года

I. В в е д е н и е

I.I. Практика внедрения метода термохимического воздействия (ТХВ) путем введения в трещины призабойной зоны пласта гранулированного или порошкового магния показала его высокую эффективность на месторождениях как с карбонатными, так и с терригенными коллекторами, особенно с высоковязкими нефтями, содержащими в своем составе большое количество асфальто-смолистых веществ и парафина с высокой температурой кристаллизации. После обработки скважин методом ТХВ наблюдается значительное увеличение приемистости водонагнетательных скважин и дебитов нефтяных скважин, как правило, при заметном ограничении притоков пластовых вод [I, I6].

I.2. Однако из-за неселективности метода на ряде скважин одновременно с повышением их продуктивности по нефти наблюдается резкое увеличение притоков пластовых вод, что объясняется проникновением магния прежде всего в трещины хорошо раздренированных водоносных участков пласта, где происходит экзотермическая реакция магния с кислотным раствором.

I.3. В связи с этим возникла необходимость разработки направленного термохимического воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения продуктивности только нефтеносных его участков с одновременным ограничением притоков пластовых вод.

I.4. При разработке метода направленного ТХВ были приняты во внимание известные методы направленных ГРП, КО и изоляции притоков пластовых вод с применением пакеров, засыпкой необрабатываемых интервалов песком и установкой цементных перекрытий, которые в настоящее время широко применяются на практике.

I.5. Сущность направленного ТХВ нефтедобывающих скважин сводится к последовательному проведению сначала отдельных работ по ограничению притоков пластовых вод, а затем по увеличению продуктивности низкопроницаемых нефтенасыщенных пластов или их участков.

I.6. Для осуществления работ по ограничению притоков пластовых вод использована возможность проведения реакции гидролиза между пластовой минерализованной водой в обводненных частях пласта с магнием и формирования тампонажного материала в порах и трещинах пласта, состоящего из остатков магния, гидроокиси магния и магнезиального цемента. Последний образуется в результате взаимодействия окисленной части гранулированного или порошкового магния с раствором хлористого магния [17].

I.6.I. Магнезиальный цемент также может образоваться в результате потери гидроксильной группы кристаллогидрата хлорида магния при повышении температуры пласта в процессе экзотермической реакции магния с раствором соляной кислоты.[18].

I.6.2. В случае притока в скважину слабоминерализованных или практически неминерализованных вод предусматривается введение в пласт измельченной кристаллической соли хлористого магния или ее насыщенного раствора.

I.6.3. Ограничению притоков пластовых вод при проведении направленного ТХВ способствует также переотложение высокомолекулярных компонентов пластовой нефти и нефти-реагентоносителя на поверхностях фильтрации пород пласта.

I.7. В качестве исходного материала для формирования тампони-

рующей смеси в обводненной части пласта рекомендуется применять частично или полностью окисленный гранулированный или порошковый магний, который иногда скапливается на промыслах и является непригодным для проведения термохимической обработки скважин, в т.ч. и с наполнителями (песок, глинопорошок и т.п.).

I.8.При разработке метода ограничения притоков пластовых вод приняты известные представления, что обводнение скважин происходит в основном послойно по трещинам или по высокопроницаемым частям пласта.

I.9. Метод направленного ТХВ и ограничения притоков пластовых вод успешно апробирован на ряде нефтедобывающих и водонагнетательных скважин месторождения Узени, Краснодарского края, Башкирии, Узбекистана и Украины.

I.I0. Гранулированный магний, применяемый для направленного ТХВ и ограничения притоков пластовых вод,выпускается Калушским производственным обьединением "Хлорвинил", а порошковый магний - Дзержинским химкомбинат м.

2. Причины снижения производительности скважин.

2.I.Причины снижения продуктивности и обводнения нефтедобывающих скважин.

2.I.I. Проникновение в призабойную зону нефтенасыщенных пластов фильтрата глинистого раствора при вскрытии их бурением и рабочих жидкостей на водной основе, применяемых при ремонтных работах, что приводит к образованию стойких эмульсий, гидрофилизации поверхностей каналов фильтрации и уменьшению фазовой проницаемости для нефти.

2.I.2. Набухание глинистых частиц пород пласта и выпадение солей железа в результате взаимодействия фильтрата глинистых и цементных растворов и жидкости глушения скважин на водной основе с пластовой водой.

2.I.3. Закупоривание порового пространства призабойной зоны частицами тампонажного материала, попадающего в пласт в процессе цементирования скважин.

2.I.4. Уменьшение проницаемости призабойных зон пластов из-за адсорбции и отложения полярных компонентов нефти (смол и асфальтенов) на поверхностях каналов фильтрации.

2.I.5. Кристаллизация парафинов и выпадение твердой фазы при нарушении термобарического равновесия в призабойной зоне пластов при вскрытии их бурением, закачке холодной воды, выделении свободного газа из нефти и его дросселировании и т.д. [8].

2.I.6. Обводнение продуктивных пластов, вследствие чего происходит снижение фазовой проницаемости призабойной зоны пласта для нефти и увеличение забойного давления в скважине.

2.I.7. Снижение фазовой проницаемости для нефти при выделении свободного газа в призабойной зоне при эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения.

2.I.8. Проявление неньютоновских свойств нефтей в результате изменения термобарических условий в пласте.

2.2. Причины снижения приемистости и коэффициента воздействия водонагнетательных скважин.

2.2.I. Снижение приемистости пластов по причинам, изложенным в п.п. 2.I.I. - 2.I.5.

2.2.2. Несовместимость пластовой и закачиваемой вод, в результате чего происходит выпадение труднорастворимых осадков сульфатов кальция, магния, бария и др.

2.2.3. Закупоривание порового пространства призабойной зоны пластов механическими примесями, в основном гидроокисью железа, содержащимися в закачиваемой воде.

2.2.4. Закупоривание порового пространства карбонатами в результате бикарбонатного распада при повышении температуры жестких вод, закачиваемых в продуктивные пласты.

2.2.5. Наличие развитой системы трещин в призабойной зоне пластов при закачке в них воды под давлением, превышающем давление открытия трещин, что приводит к заводнению узких высокопроницаемых интервалов пластов и к снижению коэффициента воздействия

2.2.6. Снижение коэффициента воздействия за счет закупоривания низкопроницаемых пластов механическими примесями и продуктами коррозии, а также поглощения воды трещинами и узкими высокопроницаемыми интервалами особенно резко происходит при заводнении многопластовых объектов [5, 9, I4, I5, I7].

2.3. Одним из методов восстановления и увеличения проницаемости призабойной зоны пластов и ее снижения в высокопродуктивных обводненных (сильнопоглощающих) участках являются направленные термохимические обработки скважин с применением гранулированного или порошкового магния и их соединений.

3. Краткие теоретические предпосылки термохимического воздействия на призабойную зону пласта (ТХВ).

3.I. Сущность внутрипластового термохимического воздействия на призабойную зону пласта состоит в том, что по схеме гидравлического разрыва пласта в трещины призабойной зоны вводят гранулированный или порошковый магний, вслед за которым закачивают раствор соляной кислоты. В результате происходит экзотермическая реакция магния с раствором соляной кислоты с выделением растворимой соли хлористого магния и газообразного водорода.

$$Mg + 2HCl = MgCl_2 + H_2 + 110{,}2\ ккал \qquad (1)$$

3.2. Для термохимического процесса рекомендуется применять I5% раствор соляной кислоты. Применение кислоты с меньшей начальной концентрацией приведет к снижению остаточной концентрации кислотного раствора и его активности после реагирования с магнием. Применение более концентрированной соляной кислоты также нецелесообразно, т.к. из-за высокой концентрации солей и повышенной вязкости продуктов реакции после взаимодействия затрудняется их извлечение из пласта.

3.3. При растворении I кг магния в соляной кислоте выделяется 4520 ккал. тепла. Для полного растворения I кг магния требуется I8,6л раствора I5% соляной кислоты, при этом указанный объем кислотного раствора полностью нейтрализуется и нагревается до температуры 324°С.

3.4. При подаче кислоты в избытке прореагировавший раствор нагревается до меньшей температуры, но сохраняет достаточно высокую остаточную концентрацию. Оптимальное количество кислотного раствора на I кг магния при термохимической обработке скважин составляет от 50 до I00 л. При этом происходит нагревание кислотного раствора на 50-85°С и остаточная концентрация составляет 9-II%. (рис1)

3.5. При термохимической обработке растворение карбонатных пород, карбонатных включений пород терригенных коллекторов и отложений

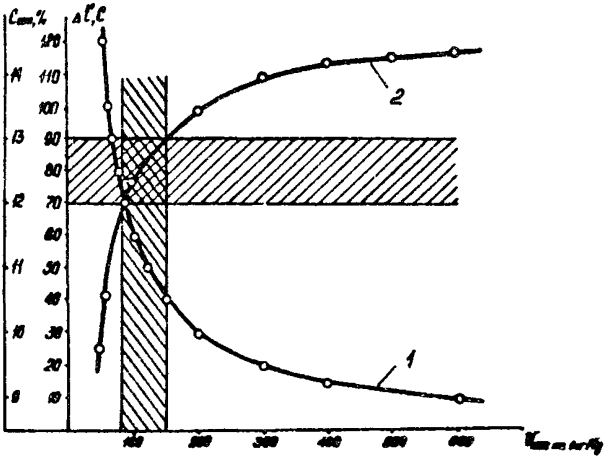

Рис. I. Графики изменения температуры (I) и остаточной концентрации (2) раствора HCI в зависимости от объема I% раствора HCI на Iкг магния

солей происходит более интенсивно, т.к. скорость их растворения горячей кислотой увеличивается по сравнению с кислотой обычной температуры (20°С) в 4-5 раз. При этом происходит увеличение продуктивности скважины как за счет увеличения пористости и проницаемости имевшихся пор и трещин, так и за счет образования новых каналов фильтрации и соединения их с высокопроницаемыми дренажными каналами.

3.6. Нагрев призабойной зоны приводит к расплавлению асфальто-смолистых веществ, отложившихся на поверхностях фильтрационных каналов, выпариванию тонких гидратных слоев воды, а также расплавлению в поровом пространстве кристаллизированного парафина. В результате увеличивается проницаемость призабойной зоны пласта, фазовая проницаемость пород для нефти, а также уменьшается вязкость нефти.

3.7. Поскольку экзотермическая реакция магния с раствором соляной кислоты происходит непосредственно в призабойной зоне пласта при ТХВ полностью исключается возможность бесполезной потери тепла.

3.8. При ТХВ выделяется большое количество свободного водорода, часть которого растворяется в пластовой нефти и снижает ее вязкость. При создании депрессии на пласт нерастворившийся свободный водород способствует вытеснению маловязкой нефти к забою скважины.

3.9. При ТХВ происходит выпаривание связанной воды. Насыщенный пар, обладая большим количеством скрытой теплоты парообразования, при конденсировании будет нагревать породы пласта и пластовую нефть. В результате определенное время пластовая нефть будет иметь низкую вязкость, чем облегчается ее извлечение при создании депрессии на пласт.

3.10. При внутрипластовой обработке скважин, гранулированный или порошковый магний может вводиться в трещины пласта в смеси с крупнозернистым кварцевым песком. При этом происходит резкое увеличение проницаемости призабойной зоны за счет открытия естественных трещин и образования новых. После растворения гранул магния, крупно-

зернистый песок находится в рассредоточенном положении и не дает возможности смыканию трещин при снижении забойного давления в процессе освоения и эксплуатации скважин. Рассредоточенная упаковка песка увеличивает проницаемость трещин.

3.II. Поскольку после обработки скважин температура отработанного, еще активного раствора кислоты достаточно высокая, с целью предохранения подземного и наземного оборудования от коррозии, кислотный раствор дополнительно ингибируется с применением ингибиторов коррозии, приведенных в таблице I.

Таблица I.

№ п/п	Препарат	Количество препар.,%	Скорость коррозии г/м2 в час	Ингибитор эффект.
I.	HCl + г	-	3201	-
2.	HCl + г + алкилдиметилбензиламмонийхлорид	0,I	I3 7	22,9
3.	HCl техн. ингиб. ПБ-5 + алкилдиметилбензиламмонийхлорид	0,005	I0,I7	3I,2
4.	HCl техн. ингиб. ПБ-5 + моноэтаноламид	0,5	I8,8	I6,7
5.	HCl техн. ингиб. ПБ-5 + катацин	0,I	I0,I	33,0
6.	HCl техн. ингиб. ПБ-5 + уротропин	0,5	I9,9	I5,9

4. Направленное термохимическое воздействие на призабойную зону пласта.

4.I. Технологическая схема простого термохимического воздействия (ТХВ) заключается в том, что в призабойную зону по схеме гидроразрыва пластов вводится гранулированный или порошковый магний, вслед за которым закачивается I5% раствор соляной кислоты. В случае, если давление открытия трещин превышает давления опрессовки эксплуатационной колонны, обработку скважин проводят с установкой пакера выше интервалов перфорации [2].

4.2. Опыт применения ТХВ на скважинах месторождений производственных объединений "Татнефти", "Башнефти", "Мангышлакнефти", "Уз-

бекнефти" и др. показал его высокую эффективность [I, 2, I6] .

4.3. Однако, при применении ТХВ в нефтедобывающих скважинах, вскрывших пласты с неоднородными по проницаемости коллекторами, а также при наличии в продуктивном разрезе обводненных пропластков или пластов эффективность его снижается.

4.4. При эксплуатации единым фильтром нескольких неоднородных по литологическому составу пластов обводняются прежде всего высокопроницаемые интервалы. При этом в обводненных пластах наблюдается более высокое пластовое давление по сравнению с другими пластами.

4.5. При ТХВ таких скважин раскрытие трещин происходит прежде всего в обводненных интервалах, т.к. они более всего раздренированы, обладают высокой проницаемостью и для раскрытия их трещин требуется меньшее давление. В результате экзотермическая реакция происходит в этих пластах, что приводит к увеличению обводнения скважин и уменьшению притока нефти.

4.5.I. После обработки скважины № I269 Узеньского месторождения дебит жидкости увеличился с 70 $м^3$/сут до 350 $м^3$/сут. Однако, за счет повышения обводненности с 37% до 90% произошло уменьшение дебита нефти с 44 $м^3$/сут до 35 $м^3$/сут.

4.6. Сущность метода направленного термохимического воздействия (НТХВ) заключается в том, что термохимическая обработка производится только в нефтенасыщенных пластах, исключая обводненные интервалы.

5. Область применения, выбор и подготовка скважин.

5.I. Областью применения метода НТХВ являются нефтедобывающие и водонагнетательные скважины, требующие селективного повышения продуктивности (приемистости) отдельных пластов или пачек в разрезе многопластового объекта эксплуатации.

5.2. Критерием выбора скважин для НТХВ являются резкое снижение коэффициентов продуктивности (приемистости) в процессе эксплуа-

тации скважин на месторождениях с неоднородными многопластовыми объектами эксплуатации и наличие в разрезе нефтенасыщенных неработающих или слабоотдающих продукцию пластов и пачек, несоответствие фактических коэффициентов продуктивности (приемистости) с расчетными значениями или по сравнению с близлежащими скважинами с аналогичными гидродинамическими характеристиками после ввода их из бурения.

5.3. Скважины, выбранные для направленной ТХВ, должны удовлетворять следующим требованиям.

5.3.I. Эксплуатационная колонна, НКТ и устьевая арматура должны быть герметичными.

5.3.2. Конструкция и состояние эксплуатационной колонны должны позволять спуск пакерующих устройств при необходимости их установления.

5.3.3. Продуктивные пласты, вскрытые перфорацией, должны быть надежно разобщены между собой и с непродуктивными пластами. Определение наличия межпластовых притоков производится с помощью гидродинамических и промыслово-геофизических методов [I2, I3] .

5.3.4. Обвязка скважины должна обеспечивать проведение непрерывного технологического процесса направленного ТХВ при давлениях гидроразрыва, возможность проведения прямой и обратной промывки скважины водой или углеводородными жидкостями, а также быстрое освоение скважины.

5.4. Для планирования и расчета процесса ТХВ необходимо иметь данные обо всех проведенных ремонтных работах на скважине, результатах гидродинамических и промыслово-геофизических исследований.

5.5. На основании результатов исследования скважин на установившихся режимах пробных закачек (не менее три режима) делают заключение о наличии трещин в призабойной зоне и величине ожидаемых давлений их раскрытия.

5.6. Для удаления с подземного оборудования отложений парафина, механпримесей и т.п., перед производством направленного ТХВ необ-

ходимо промыть нефтедобывающую скважину углеводородными растворителями, а водонагнетательную скважину - горячей водой до прекращения выноса продуктов загрязнения.

6. Выбор оборудования и расчет материалов и реагентов для проведения направленного ТХВ.

6.I. Направленное ТХВ проводится с применением насосных агрегатов ЦА-320, ЦА-420, 4АН-700, количество которых определяется ожидаемыми давлением раскрытия трещин и приемистостью скважины и пескосмесительного агрегата ПА-4. На рис. 2 представлена схема подключения спецтехник при проведении ТХВ.

6.2. Скорость нисходящего потока жидкости-носителя должна быть больше скорости свободного падения песка и гранулированного магния. На рис. 3 показана скорость падения частиц магния в зависимости от диаметра гранул и вязкости жидкости-магнийносителя.

6.3. Закачка кислотного раствора проводится с применением одного насосного агрегата.

6.4. Для быстрого освоения и пуска скважины в эксплуатацию после направленного ТХВ в схеме обвязки устья скважины необходимо предусмотреть возможность подсоединения передвижного компрессора высокого давления или использование компрессоров газлифта через ГРБ.

6.5. В скважину опускаются НКТ с пусковыми и рабочими клапанами, установленными на глубинах, рассчитанных, соответственно, с мощностью применяемого компрессора и плотностью скважинной жидкости.

6.6. В схеме обвязки скважины должна быть предусмотрена возможность снижения пускового давления при освоении скважинным методом одновременного нагнетания в скважину жидкости и рабочего агента.

6.7. В качестве рабочего агента при освоении или пуске скважины в эксплуатацию применяется сжатый воздух или углеводородный газ высокого давления системы газлифта.

6.8. В качестве продавочной жидкости в нефтедобывающих скважи-

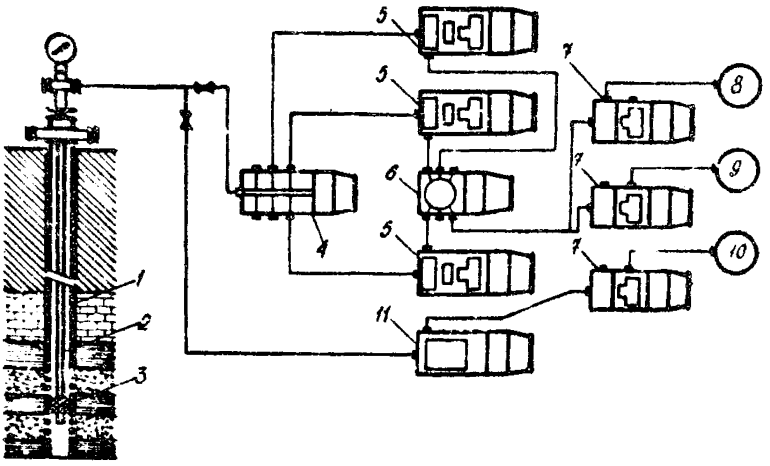

Рис. 2. Схема подключения спецтехники при проведении термохимического воздействия

I - скважина,
2 - насосно-компрессорные трубы,
3 - пакер,
4 - блок манифольдов (БМ-700),
5 - насосные агрегаты,
6 - пескосмесительный агрегат,
7 - цементировочные агрегаты,
8 - емкость с буферной жидкостью,
9 - емкость с жидкостью разрыва и реагентоносителем,
I0 - емкость с солянокислотным раствором,
II - агрегат для закачки солянокислотного раствора.

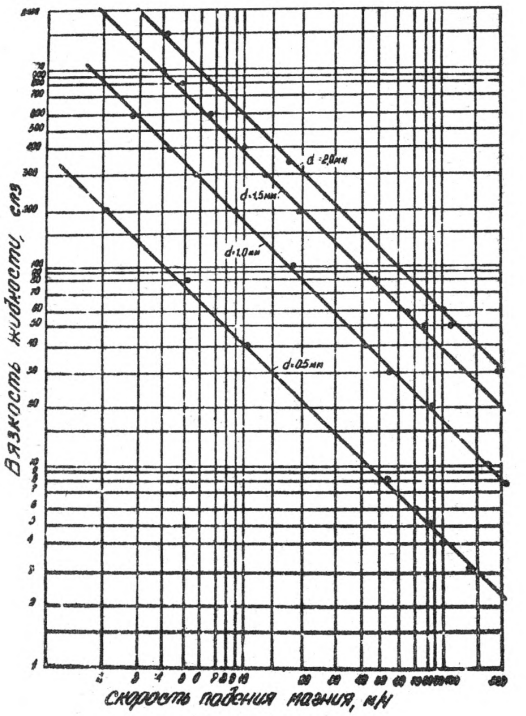

Рис. 3. Зависимость скорости свободного падения гранул магния различного диаметра от вязкости жидкости-носителя.

нах применяется углеводородная жидкость (нефть, конденсат, и т.п.), а в водонагнетательных скважинах - вода.

6.9. Время реакции магния с соляной кислотой в призабойной зоне пласта не должно превышать 60 мин., исчисляя с момента продавки последней порции кислотного раствора в пласт.

6.10. Концентрация твердых реагентов должна составлять 70-300 на I л жидкости-носителя и зависит от вязкости применяемой жидкости. Если в качестве жидкости-носителя применяется нефть вязкостью более 50 сп, концентрация твердых реагентов должна составлять 100-300 г/л. Если в качестве жидкости-носителя применяется конденсат, нестабильный бензин или вода, концентрация твердых реагентов - не более 70г/л.

6.11. Количество магния, необходимое для обработки скважины, берется из расчета 15-20 кг на I м обрабатываемой толщины пласта.

6.12. Объем соляной кислоты 15% концентрации берется 50-100 л на I кг магния в зависимости от необходимой температуры нагрева призабойной зоны и величины остаточной концентрации кислотного раствора (рис. I).

6.13. Если в процессе обработки скважины до полного введения магния в пласт по какой-либо причине произошла вынужденная остановка агрегатов, процесс закачки прекращается, и магний сразу же выносится на поверхность.

7. Технологические схемы проведения направленного ТХВ

Технологическая схема проведения НТХВ зависит от расположения обводненных или не требующих обработки нефтенасыщенных пластов по отношению к объектам воздействия (рис. 4).

7.1. При расположении объекта воздействия в верхней части разреза направленное ТХВ производится с предварительной засыпкой нижней части разреза песком или другими временно-перекрывающими материалами (рис. 4-а).

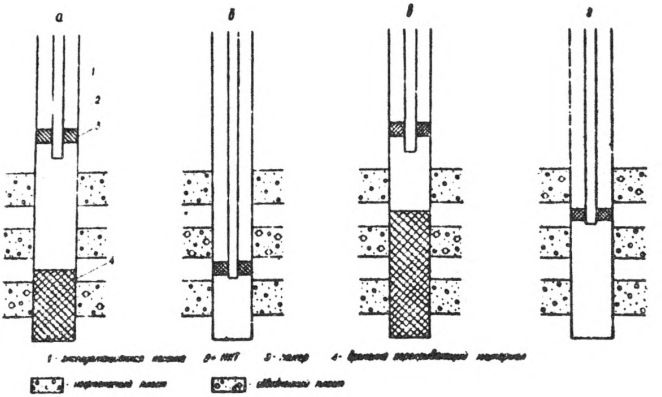

Рис. 4. Схемы оборудования забоев скважины для проведения направленного ТХВ:

а) при расположении объекта воздействия в верхней части разреза;

б) при расположении объекта воздействия в верхней и нижней частях разреза;

в) при расположении объекта воздействия в нижней части разреза.

7.I.I. При полном обводнении нижнего интервала пласта целесообразно его отключение путем забойной заливки.

7.I.2. После отключения нижней части разреза в случае, если давление раскрытия трещин превышает давления опрессовки эксплуатационной колонны, над объектом воздействия устанавливают пакер.

7.I.3. Закачкой жидкости-разрыва добиваются гидроразрыва пластов или раскрытия трещин в объекте воздействия.

7.I.4. Не сбавляя достигнутой скорости нагнетания, закачивают в скважину запланированный объем суспензии гранулированного или порошкового магния или их смеси с крупнозернистым кварцевым песком в соотношении I:5.

7.I.5. Не снижая темпа закачки, продавливают реагенты в трещины пласта.

7.I.6. Вслед за смесью твердых реагентов через разделительную жидкость, в объеме 0,5 $м^3$, закачивают необходимое количество I5% раствора соляной кислоты, (в качестве разделительной и продавочной жидкости используется углеводородная или другая, не взаимодействующая с магнием и кислотой жидкость). Кислотный раствор в пласт вводится на низшей скорости одного агрегата.

7.I.7. После реагирования магния с кислотным раствором скважину осваивают и пускают в эксплуатацию.

7.2. При расположении объектов воздействия в нижней и верхней части разреза производят спуск и посадку пакера над нижним объектом воздействия (рис. 4-6) и проведение ТХВ в нижних пластах осуществляется согласно п.п. 7.I.3. - 7.I.7.

7.2.I. После освоения и пробной эксплуатации обработанного пласта производят срыв, приподъем пакера и перекрывают обработанные и не требующие обработки пласты песком или другим временно-перекрывающим материалом (рис. 4-6).

7.2.2. Устанавливают пакер над верхним объектом воздействия и проводят ТХВ в верхних пластах согласно п.п. 7.I.3. - 7.I.7.

7.3. При расположении объекта воздействия в нижней части эксплуатационного объекта пакер устанавливают между ним и верхними интервалами перфорации (рис. 2) и проводят ТХВ согласно п.п.7.I.3.-7.I.2

7.4. В случае образования пробок в процессе ТХВ перед пуском скважины в эксплуатацию ее промывают с применением соответствующих промывочных жидкостей.

8. Пример проведения направленного термохимического воздействия.

8.I. В качестве примера приведено НТХВ и оценка его эффективности в нефтедобывающей скважине I289 месторождения Узень.

8.2. Скважина эксплуатирует XШ-XIУ горизонты с общей толщиной 73 м. Как показали промыслово-геофизические исследования, выполненные в I976-I978 г.г., в процессе эксплуатации происходило снижение продуктивности скважины вплоть до прекращения работы части пластов. Дебит нефти за этот период снизился с 2I3 м^3/сут до 7I м^3/сут, а коэффициент охвата пластов притоком уменьшился с 30% до 8%. Обводнение скважины происходило в подошве эксплуатационного объекта (пачка "В" XIУ горизонта), против которого наблюдается также и образование радиогеохимической аномалии (рис. 7).

8.3. Направленное ТХВ проводилось по схеме 4^а (рис. 4) с засыпкой нижних частично обводненных интервалов пласта I263-I269 м и I276-I286 м песком. В призабойную зону пласта было закачано 250 кг гранулированного магния и I2 м^3 I5% раствора соляной кислоты, которые реагировали в течение 40 мин., после чего скважина была освоена и пущена в эксплуатацию с применением компрессора.

8.4. Динамика дебитов жидкости, нефти и обводненности скважины до и после направленного ТХВ представлена на рис. 5. Как видно, в результате обработки произошло увеличение дебита жидкости и нефти в 2,5 раза при практически неизменной обводненности скважины. Эффект от обработки продолжается в течение I4 месяцев. Дополнительная добы-

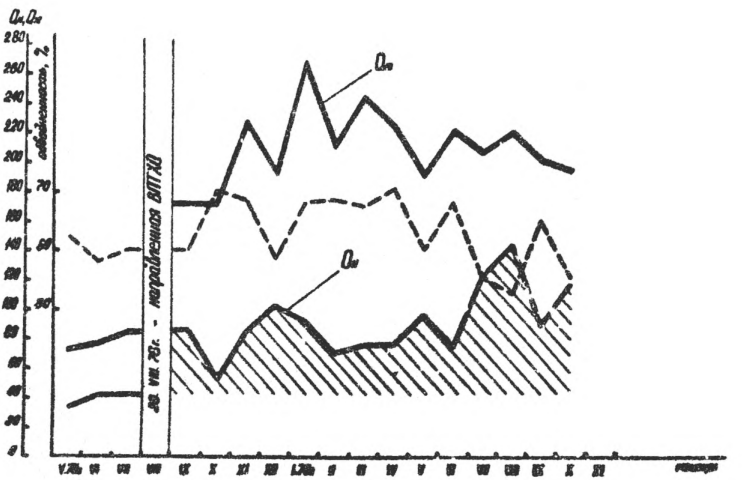

Рис. 5. Динамика дебитов жидкости, нефти и обводненности скважины № I289 месторождения Узень до и после проведения направленного Т Х В.

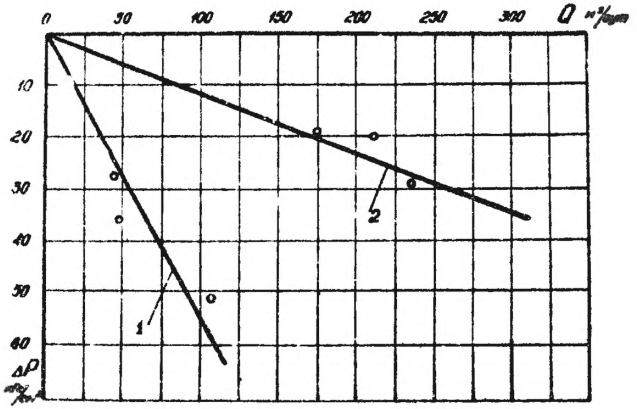

Рис. 6. Результаты гидродинамических исследований на установившихся режимах работы скважины № I289 месторождения Узень до (I) и после (2) проведения направленного ТХВ.

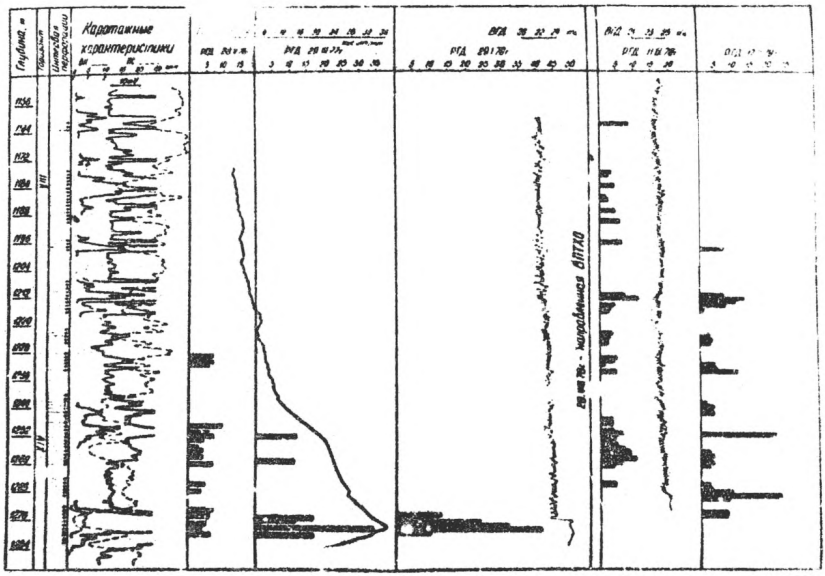

Рис. 7. Результаты промыслово-геофизических исследований скважины № 1289 месторождения Узень до и после направленного ТКВ

ча нефти за этот период составила I7 тыс. т.

8.5. Как показали гидродинамические исследования, на установившихся режимах работы скважины до и после обработки методом направленного ТХВ, коэффициент продуктивности увеличился с I,8 $м^3$/сут/кгс/$см^2$ до 8,6 $м^3$/сут/кгс/$см^2$, т.е. в 4,8 раз (рис. 6).

8.6. По данным комплексных промыслово-геофизических исследований после направленного ТХВ в работу подключились 35 м ранее не работавших интервалов и охват пластов притоком увеличился с 8,2% до 50% (рис. 7).

9. Комплексное термохимическое воздействие на призабойную зону пласта

9.I. Сущность метода комплексного термохимического воздействия заключается в том, что обработка производится в два этапа:

I этап - изоляция обводненных пластов;

II Этап - направленное ТХВ.

9.2. Теоретические предпосылки I этапа комплексного ТХВ - изоляция обводненных пластов заключается в следующем [17].

9.2.I. Из уравнения (*1*) видно, что при взаимодействии металлического магния с раствором соляной кислоты образуется растворимая соль хлористого магния, насыщенный раствор которого содержит 62,9 г $MgCl_2$ на I00 г воды, кипит при температуре I30°С.

9.2.2. В интервалах температур t = 3,4-II6,7°С раствор соли $MgCl_2$ устойчив и равновесной системе $MgCl_2 \cdot 8H_2O$. При температурах II6,7°С и выше обезвоживается и при температуре выше 285°С образуется основная соль магния - магнезиальный цемент (цемент Сореля).

При t = 116,7-181,5°С - $MgCl_2\ 4H_2O$

t = 181,5-240°С - $MgCl_2\ 2H_2O$

t = 240 -285°С - $MgCl_2\ H_2O$ (*2*)

выше 285°С - $Mg(OH)Cl$

При снижении температуры ниже I60°С из таких растворов кристаллизуется

$$MgCl_2 \cdot 3Mg(OH)_2 8H_2O \quad и \quad MgCl_2 \cdot 5Mg(OH)_2 \cdot 2H_2O \qquad (3)$$

а при температуре I00°С $MgCl_2 \cdot 9Mg(OH)_2$ и

$$MgCl_2 \cdot 2Mg(OH)_2 \cdot 4H_2O$$

Эти соединения входят в состав магнезиального цемента, который схватывается в течение 2-3 часов в зависимости от начальной температуры пласта и плотности кристаллогидрата хлористого магния.

9.2.3. Магнезиальный цемент может образоваться и в результате взаимодействия окиси магния, содержащегося в гранулированном магнии в виде оксидной пленки с раствором $MgCl_2$.

$$MgO + MgCl_2 + H_2O = 2Mg(OH)Cl \qquad (4)$$

9.2.4. При соединении металлического магния с водой происходит реакция гидролиза с получением гидроокиси магния. При повышении температуры скорость гидролиза увеличивается.

$$Mg + 2H_2O = Mg(OH)_2 + H_2 \qquad (5)$$

9.2.5. При соединении металлического магния с минерализованной водой, содержащей в своем составе $MgCl_2$, $CaCl_2$, $BaCl_2$ происходит реакция гидролиза с получением $Mg(OH)_2$. При повышении температуры скорость реакции увеличивается. Например, при температуре I30°С и давлении I00 кгс/см^2 в течение одного часа в объеме I м^3 девонской пластовой воды с плотностью I,I8 т/м^3 за счет гидролиза может образоваться I60 кг гидроокиси магния [6].

9.2.6. Гидроокись магния взаимодействует с хлоридами магния с образованием магнезиального цемента. Полученная тампонирующая смесь $Mg(OH)_2$ и $Mg(OH)Cl$ при формировании увеличивается в объеме в I,5-2 раза и обладает хорошей адгезией с породами.

9.2.7. При наличии в разрезе скважины обводненных пластов, когда приток воды к скважине происходит через трещины и сильно раздренированные каналы выпадение гидрофобных осадков гидроокиси магния

и образование магнезиального цемента в процессе термохимической обработки пластов может привести к резкому снижению проницаемости обводненных пластов и ограничению притока пластовой воды.

9.2.8. Ограничению притоков пластовых вод при ТХВ способствует также переотложение в порах пласта высокомолекулярных гидрофобных компонентов нефти (асфальтены, смолы, и др.). Асфальто-смолистые вещества, являясь полярными, взаимодействуют с поверхностями фильтрационных каналов и образуют слой отложений, уменьшающий сечение дренажных каналов.

9.2.9. Переотложение асфальтенов и углеводородных комплексов создают благоприятные условия для гидрофобизации осадков, полученных при термохимическом воздействии с кислотой и хлоридами, уменьшает фазовую проницаемость для воды и приводит к ограничению притока пластовой воды.

9.2.10. Ограничению притока пластовых вод после термохимического процесса способствует также гидрофобизация каналов фильтрации нефтью, которая применяется в качестве жидкости-магнийносителя.

9.3. На скважинах, обводняющихся закачиваемыми низкоминерализованными или поверхностными водами, в которых отсутствуют хлориды или они имеются в ограниченном количестве, эффект ограничения притоков пластовых вод с магнием уменьшается. Это объясняется тем, что при введении в обводненные пласты гранулированного или порошкового магния будет образовываться только мучнистый осадок гидроокиси магния, который является неустойчивым разливу.

9.3.1. Для повышения эффективности изоляции путей водопритока в скважинах, обводняющихся пресными или низкоминерализованными водами в гранулированный или порошковый магний, или в их смесь с песком следует добавлять измельченную кристаллическую соль хлористого магния. Указанная смесь будет обладать селективными свойствами, т.к. только при наличии в пласте воды будет происходить образование гид-

роокиси магния и магнезиального цемента.

9.4. Для увеличения объема тампонирующего материала в смесь твердых реагентов добавляется крупнозернистый песок, глинопорошок, измельченный ракушняк и другие дисперсные материалы. При проведении комплексного ТХВ в качестве наполнителя используется крупнозернистый песок, т.к. он выполняет и другую функцию: в нефтенасыщенных пластах после проведения обработки он поддерживает трещины в открытом состоянии.

9.5. Жидкость-носителем для введения в пласт реакционной смеси является углеводородная жидкость.

9.6. При проведении в скважине только изоляционных работ методом ТХВ в водонасыщенных интервалах произойдет образование тампонирующего материала, а часть твердых реагентов (гранулированный или порошковый магний, кристаллический хлористый магний и крупнозернистый кварцевый песок), попавших в нефтенасыщенные пласты будут поддерживать трещины в открытом состоянии, в результате чего произойдет увеличение проницаемости пластов и дебита скважин по нефти. При обводнении этих пластов будет происходить самоизоляция путей водопритока.

9.7. После закачки твердых реагентов на углеводородной жидкости-носителе необходимо вызвать приток жидкости в скважину для выброса углеводородной жидкости-реагентоносителя.

9.8. Учитывая различные термобарические условия конкретных месторождений и химический состав пластовых вод, время реагирования для образования прочной тампонирующей смеси составляет от I2 до 24 часов.

I0. Область применения, выбор и подготовка скважин.

I0.I. Областью применения метода КТХВ являются нефтедобывающие и водонагнетательные скважины, требующие проведения селективного ограничения продуктивности (приемистости) высокопроницаемых пластов и увеличения производительности неработающих или слабоотдающих продук-

цию пластов в многопластовом эксплуатационном объекте.

I0.2. Критериями выбора скважин для КТХВ являются условия, описанные в п.п. 5.2., а также наличие в разрезе скважины обводненных пластов, требующих изоляции.

I0.3. Требования к подготовке скважин для комплексного ТХВ должны удовлетворять условиям, описанным в п.п. 5.3.I.-5.3.4.

II. Выбор оборудования и расчет материалов и реагентов для проведения КТХВ.

II.I. Оборудование, необходимое для проведения комплексного ТХВ, аналогично п.п. 6.I.-6.8.

II.2. Как известно, магний быстро соединяется с кислородом воздуха с образованием на поверхности защитной пленки окиси магния. Оксидная пленка имеет рыхлую структуру и медленно пропускает через себя кислород и происходит дальнейшее медленное окисление магния. Поэтому содержание чистого магния в исходном материале со временем уменьшается, а содержание окиси магния увеличивается (рис. 8). Такой, частично окисленный ("залежалый") магний, непригодный для термокислотной обработки, может быть использованный для проведения изоляционных работ. Тампонирующий материал будет тем прочнее, чем больше в исходном материале окиси магния, т.к. при взаимодействии ее с минерализованными пластовыми водами увеличивается количество магнезиального цемента. На рис. 9 представлен график зависимости необходимого количества хлористого магния для получения максимального объема магнезиального цемента от степени окисленности гранулированного или порошкового магния. При производстве только изоляционных работ в скважину следует закачивать, по-возможности, более окисленный магний.

II.3. Количество магния, необходимого для проведения изоляционных работ, необходимо определять исходя из опытных данных, т.к. оно зависит, в основном, от проницаемости и степени трещиноватости

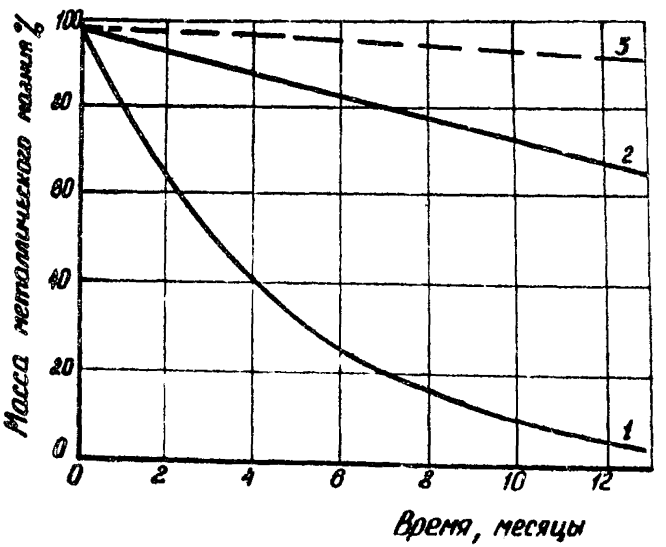

Рис. 8. Скорость окисления гранулированного магния при его хранении:

I - без тары,

2 - в полиэтиленовых мешках, помещенных в фанерные бочонки,

3 - после защиты пленкой окиси хрома.

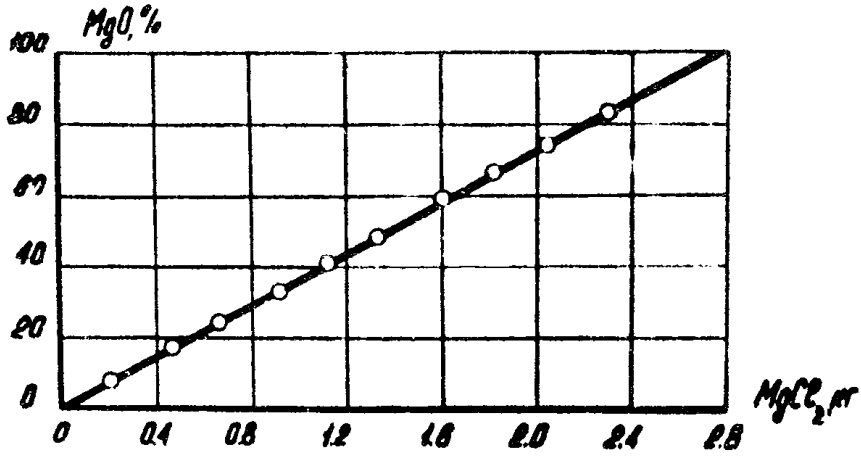

Рис. 9. Оптимальные соотношения $MgCl_2$ и гранулированного магния в зависимости от степени его окисленности для получения магнезиального цемента.

обводненных пластов. Например, для Узеньского месторождения необходимое количество магния составляет 60-I00 кг на I м обводненной мощности пласта.

II.4. Количество магния, необходимое для проведения термохимической обработки с целью повышения продуктивности нефтенасыщенных пластов, определяется также исходя из опытных данных и в среднем составляет I5-20 кг на I м обрабатываемой толщины пластов.

II.5. Количество кристаллической соли хлористого магния определяется согласно графику, представленному на рис. 9, а объем крупнозернистого кварцевого песка будет в соотношении 5:I к объему магния.

II,6. Необходимый объем кислотного раствора определяется, соответственно, объему магния, приходящегося на нефтенасыщенную мощность и по графикам, представленным на рис. I.

I2. Технологические схемы проведения комплексного ТХВ.

I2.I. Комплексное ТХВ на призабойную зону пласта нефтедобывающих скважин.

I2.I.I. Этап I - селективное ограничение притоков пластовых вод.

I2.I.I.I. При обводнении скважин минерализованными водами, имеющими в своем составе хлориды магния или кальция, ограничение притоков пластовых вод проводят путем закачки в скважину гранулированного или порошкового, частично окисленного магния.

При обводнении скважин низкоминерализованными закачиваемыми водами изоляционные работы проводят путем закачки в скважину приготовленной на поверхности смеси гранулированного или порошкового магния и измельченной кристаллической соли хлористого магния согласно п.п. 9.3.I., II.2., II.4.

I2.I.I.2. Провести исследования скважины с целью определения коэффициента продуктивности, профиля притока и источника обводнения, содержание воды в продукции и ее минерализацию.

I2.I.I.3. Промывка скважины горячей углеводородной жидкостью или растворителем.

I2.I.I.4. Спустить НКТ с пусковыми и рабочим клапанами. В случае если давление открытия трещин превышает давление опрессовки эксплуатационной колонны над объектом воздействия устанавливают пакер.

I2.I.I.5. Провести обвязку устья скважины по схеме гидравлического разрыва пласта.

I2.I.I.6. Закачать в скважину на высших скоростях насосных агрегатов углеводородную жидкость разрыва.

I2.I.I.7. Не снижая темпа закачки, на углеводородной жидкости-носителе вводят в скважину заданное количество гранулированного или порошкового магния и песка или их смеси с солью хлористого магния.

I2.I.I.8. При тех же скоростях закачки продавить реагентную смесь в призабойную зону пластов жидкостью на углеводородной основе. При этом часть реагентов проникает в обводненные пласты, другая часть - в нефтенасыщенные пласты.

I2.I.I.9. Освоить скважину для выброса жидкости-реагентоносителя.

I2.I.I.I0. Оставить скважину на реагирование с пластовой водой на I2 часов.

I2.I.I.II. Освоить скважину и пустить в пробную эксплуатацию.

I2.I.I.I2. Ежедневно определять содержание воды в продукции скважины.

I2.I.I.I3. Провести исследование скважины по п. I2.I.I.2.

I2.I.2. Этап П - увеличение продуктивности нефтенасыщенных пластов

I2.I.2.I. На I скорости одного насосного агрегата продавить в призабойную зону растворителя (из расчета I $м^3$ растворителя на I м толщины нефтенасыщенных пластов), вслед за чем закачивают расчетный объем кислотного раствора.

I2.I.2.2. Оставить скважину на реагирование кислотного раствора на 40-60 мин.

I2.I.2.3. Освоение скважины и пуск ее в эксплуатацию.

I2.I.2.4. Повторить исследования скважины по п.п.I2.I.I.2. и I2.I.I.II.

I2.2. Комплексное ТХВ на призабойную зону пласта водонагнетательных скважин.

I2.2.I. Этап I - селективное снижение приемистости трещин и высокопроницаемых интервалов.

I2.2.I.I. Провести исследование скважины с целью определения коэффициента приемистости и профиля приемистости на толщине пластов.

I2.2.I.2. Промывка скважины горячей водой с добавкой ПАВ.

I2.2.I.3. Спустить НКТ с гидромуфтой. В случае если давление открытия трещин превышает давление опрессовки эксплуатационной колонны, над объектом воздействия устанавливают пакер.

I2.2.I.4. Провести обвязку устья скважины по схеме гидравлического разрыва пласта.

I2.2.I.5. Закачать в скважину на высших скоростях насосных агрегатов углеводородную жидкость разрыва или высоковязкий раствор ПАА.

I2.2.I.6. Не снижая темпа закачки, на углеводородной жидкости или растворе ПАА ввести в скважину заданное количество смеси гранулированного или порошкового магния и песка.

I2.2.I.7. При тех же скоростях закачки продавить смесь в призабойную зону пластов водой.

I2.2.I.8. Через разделительную жидкость (пресная вода, ПАА, нефть) закачать необходимое количество раствора $MgCe_2$ при низшей скорости одного агрегата.

I2.2.I.9. Оставить скважину на реагирование на I2 часов.

I2.2.I.I0. Пустить скважину под закачку воды.

I2.2.I.II. Повторить исследования по п. I2.2.I.I.

I2.2.2. Этап II - увеличение приемистости низкопроницаемых пластов.

I2.2.2.I. На I скорости одного насосного агрегата продавить в призабойную зону растворителя (из расчета I м^3 растворителя на I м обрабатываемой толщины пласта), вслед за чем закачивают расчетный объем кислотного раствора.

I2.2.2.2. Оставить скважину на реагирование кислотного раствора с магнием на 40-60 минут.

I2.2.2.3. Продавить продукты реакции вглубь пласта и пустить скважину под закачку.

I2.2.2.4. Повторить исследования скважины по п. I2.2.I.I.

I2.3. Перекрытие обводненных участков пласта мостом из магнезиального цемента.

I2.3.I. При проведении направленного ТХВ и изоляционных работ для отключения нижних обводненных интервалов эксплуатационных объектов в качестве материалов перекрытия можно использовать гранулированный или порошковый магний. Для этого зумпф скважины и большая часть этих интервалов засыпаются песком, а верхняя часть - гранулированным или порошковым магнием. Объем гранулированного или порошкового магния рассчитывается по формуле

$$V = K \cdot V_{ц к}$$

где $V_{ц к}$ - объем колонны, который нужно зацементировать магнезиальным цементом;

K - коэффициент, учитывающий увеличение объема магнезиального цемента, = 0,2-0,5.

I2.3.2. При необходимости мост из магнезиального цемента легко разбуривается или можно его растворить в растворе соляной кислоты

$$Mg(OH)Cl + HCl = MgCl_2 + H_2O \qquad (7)$$

I3. Определение экономической эффективности ТХВ на нефтедобывающих и водонагнетательных скважинах.

I3.I. Для расчета экономической эффективности ТХВ принимаются следующие основные показатели [3]:

- обьем дополнительной добычи нефти, полученной за счет проведения ТХВ;
- дополнительные капиталовложения, связанные с проведением ТХВ;
- себестоимость дополнительно добытой нефти.

I3.I.I. Обьем дополнительно добытой нефти, получаемой за счет ТХВ, характеризуется приростом суммарного дебита по обьекту.

I3.I.I.I. Расчет прироста суммарного дебита на нефтяных скважинах определяется по формуле

$$\Delta q = (q_2 - q_1)$$

где q_2 - дебит скважины после проведения мероприятия, т;

q_1 - средний дебит скважины за три месяца до обработки, т;

I3.I.I.2. Обьем дополнительной добычи нефти от обработки одной нагнетательной скважины определяется, исходя из обьема дополнительной закачки воды в пласт после проведения ТХВ

$$\Delta q = \frac{Q_i}{K}$$

где Δq - расчетный обьем дополнительной добычи нефти, т;

Q_i - дополнительная закачка воды по одной нагнетательной скважине, т;

K - переводной коэффициент, определяющий необходимый обьем закачки воды для получения одной тонны нефти. Определяется ежегодно, исходя из годового обьема закачки воды $q_в$ и годового обьема добычи нефти по ЦПУ $q_н$.

Расчет производится по формуле

$$K = \frac{q_в}{q_н}.$$

I3.I.I.3. Средний суточный расход закачки воды перед ТХВ берется за 3 месяца до обработки скважины.

I3.I.2. Дополнительные капитальные вложения состоят из стоимости оборудования, включая издержки на его доставку и монтаж. Поскольку ТХВ проводится с применением существующего оборудования, дополнительные вложения отсутствуют.

I3.I.3. Дополнительные эксплуатационные затраты состоят из расходов по проведению ТХВ и затрат по добыче дополнительной нефти в текущем году.

I3.I.3.I. Расходы по проведению ТХВ складываются из заработной платы (основной и дополнительной с начислениями) бригады КРС, амортизации установки, стоимости электроэнергии, материалов, их транспортировки.

I3.I.3.2. Расходы по заработной плате определяются, исходя из численности обслуживающих работников, среднегодовой заработной платы или тарифных ставок одного работника.

I3.I.3.3. Затраты на материалы (соляная кислота, магний, нефть, конденсат) расчитывают по видам, удельным расходам и оптовой цене единицы расходуемого материала.

I3.I.3.4. Амортизационные расходы установки определяют в соответствии с действующими нормами амортизационных отчислений на восстановление и капремонт по всем видам оборудования, входящих в установку.

I3.2. Экономический эффект от проведения ТХВ в соответствии с типовой методикой экономической эффективности капитальных вложений определяется по формуле

$$Э=[(C_0-C_1)-E(K_1-K_0)]A$$

где C_0, C_1 – соответственно, себестоимость одной тонны нефти до и после обработки скважин, руб.;

K_0, K_1 – удельные капитальные вложения на единицу продукции до. и после внедрения мероприятия, руб.;

A – годовой объем продукции после ТХВ;т,

E – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

I3.2.I. Экономический эффект от ТХВ определяется по каждой

скважине. Общий экономический эффект по месторождению определяется суммированием результатов по отдельным скважинам с учетом затрат по неэффективным мероприятиям.

I4. ПРАВИЛА
техники безопасности и охраны окружающей среды при проведении ТХВ на скважинах.

I4.I. Эксплуатационная колонна скважины, подлежащая обработке методом ТХВ, должна быть рассчитана на максимальное давление, ожидаемое при продавке в пласт жидкости разрыва и гранулированного магния или его смесей с песком. Превышать давление в эксплуатационной колонне выше допустимого для данной марки стали обсадных труб запрещается.

I4.2. Члены бригады, принимавшие участие при обработке скважин, должны быть обучены и проинструктированы безопасному ведению работ на случай открытого нефтегазовыброса в соответствии с планом мероприятий по ликвидации нефтегазовыброса, который должен быть разработан для каждой бригады.

I4.3. Устье скважины должно оборудоваться полом, стеллажами в соответствии с "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности" [4].

I4.4. В случае необходимости проведения ТХВ на скважине с применением пакера, на устье устанавливается продавочная головка, рассчитанная на полуторакратное давление от ожидаемого давления при закачке в пласт жидкости разрыва, магния и его смеси с песком.

I4.5. Около скважины должна находиться исправная фонтанная арматура, опрессованная на полуторакратное давление от ожидаемого максимального давления на устье при фонтанировании скважин.

I4.6. Перед проведением внутрипластовой термохимической обработки на глубинно-насосных скважинах необходимо отключить привод станка-качалки, затормозить редуктор, а на пусковом устройстве двигателя вывешивать плакат: "Не включать - работают люди!". Балансир

станка-качалки следует демонтировать или перевести в положение, при котором можно беспрепятственно установить заливочную арматуру и провести обвязку устья скважин.

I4.7. При обработке скважин методом ТХВ должны руководствоваться "Правилами безопасности в нефтедобывающей промышленности", применительно к "Гидравлическому разрыву пластов и кислотных обработок".

I4.8. ТХВ должно проводиться в дневное время под руководством ответственного инженерно-технического работника по плану, утвержденному главным инженером предприятия.

I4.9. Ответственный за проведение ТХВ перед началом работ должен ознакомить рабочих, принимающих участие в обработке скважин, с общим планом и последовательностью проведения процесса, четко распределить их обязанности и дать инструктаж по правилам техники безопасности, производственной санитарии и охране природы.

I4.I0. Места установки агрегатов для проведения ТХВ должны быть соответствующим образом подготовлены и освобождены от посторонних предметов, препятствующих установке агрегатов и прокладке коммуникаций.

I4.II. Агрегаты для введения магния в пласт и закачки кислоты должны быть установлены на расстоянии, не менее I0 м от устья скважины и расставлены так, чтобы расстояние между ними было не менее I м и кабины их не были обращены к устью скважины.

I4.I2. Передвижной компрессор для освоения скважины и ППУ для нагрева конденсата или воды должны быть установлены на расстоянии, не менее 25 м от устья скважины.

I4.I3. Продавочные агрегаты и компрессор должны соединяться с устьевой арматурой специальными трубами высокого давления.

I4.I4. На устьевой арматуре и на нагнетательных линиях должны быть установлены обратные клапаны.

I4.I5. Выкиды от предохранительных устройств на насосах продавочных агрегатов должны быть закрыты кожухом и выведены под агрегаты.

I4.I6. Для замера и регистрации давления при проведении ТХВ к устьевой арматуре должны быть подсоединены показывающий и регистрирующий манометры, вынесенные на безопасное расстояние.

I4.I7. После обвязки устья скважины для проведения ТХВ следует опрессовать нагнетательные трубопроводы на полуторакратное давление от ожидаемого максимального при ГРП и вводе магния и его смеси с песком в пласт.

I4.I8. При гидравлических испытаниях трубопроводов и оборудования устья скважин и проведения процесса ТХВ, обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны.

I4.I9. Во время работы агрегатов запрещается ремонтировать их и крепить обвязку устья и трубопроводов.

I4.20. Емкости для солянокислотного раствора, запорные устройства к ним должны быть кислотостойкими и герметичными.

I4.2I. Емкости для растворов соляной кислоты должны иметь не менее двух люков с козырьками и защитными решетками.

I4.22. Емкости с кислотой и агрегаты для закачки кислоты в пласт должны располагаться на площадке таким образом, чтобы не отравлять кислотными парами обслуживающий персонал.

I4.23. Сальники насосов для перекачки кислотных растворов должны быть закрыты специальными щитками, которые можно снимать только во время ремонта.

I4.24. Слив кислоты из одной емкости в другую должен быть механизирован.

I4.25. Для выливания кислоты из бутылей в мерники или другие емкости, они должны быть оборудованы трапами и удобными площадками, позволяющими на них работать двум рабочим. Переносить бутыли разрешается в корзинах двум рабочим.

I4.26. При приготовлении кислотного раствора на месте обработки скважины, рабочие должны быть одеты в суконную одежду, резиновую

обувь, иметь резиновые перчатки.

I4.27. На месте работы с кислотными растворами должен быть необходимый запас пресной воды и аптечка с набором медикаментов для оказания первой помощи при ожогах или попадании кислоты на глаза человека.

I4.28. При реакции кислотного раствора с гранулированным или порошковым магнием выделяется большое количество водорода и развивается высокая температура, что может привести к взрывам и ожогам. Поэтому не разрешается складирование запаса магния вблизи с кислотными емкостями и агрегатами для закачки кислотного раствора в пласт.

I4.28.I. Категорически запрещается курить на рабочей площадке и разводить открытый огонь.

I4.29. С целью охраны окружающей среды от загрязнений, необходимо особое внимание уделять вопросам герметизации устьевого оборудования и не допускать разлива реагентов, применяемых при обработке скважин на поверхности околоскважинного земельного участка.

I4.29.I. Для сбора отработанной жидкости при освоении скважины необходимо иметь накопительные емкости.

I4.29.2. После окончания обработки скважины методом ТХВ необходимо провести рекультивацию наружного поверхностного слоя земли. Загрязненный реагентами слой грунта и отработанная жидкость вывозятся в специально отведенное место.

АВТОРЫ:

ДОЦЕНТ КАФЕДРЫ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ИВАНО-ФРАНКОВСКОГО ИНСТИТУТА НЕФТИ И ГАЗА к.т.н. Ф.С.АБДУЛИН

СТАРШИЙ НАУЧНЫЙ СОТРУДНИК ИФИНГ Я.Б.ТАРКО

НАЧАЛЬНИК ОТДЕЛА ДОБЫЧИ ВСЕСОЮЗНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ИНСТИТУТА, к.т.н. Н.И.ГУСЕВ

РУКОВОДИТЕЛЬ ЛАБОРАТОРИИ ВНИИ, к.т.н. Н.Д.ЛЕСИК

I5. ЛИТЕРАТУРА

I. Абдулин Ф.С. "Повышение производительности скважин". М., "Недра", I975, 262 с.

2. РД 9-I-204-79 "Инструкция по внутрипластовой термохимической обработке скважин месторождения Узень". Срок введения с I.XII.79

3. Гужновский Л.П. "Экономика разработк нефтяных месторождений". М., "Недра", I977, 255 с.

4. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. М., "Недра", I974, I68 с.

5. РД - "Инструкция по освоению и эксплуатации нагнетательных скважин месторождения Узень". Составлена ВНИИнефть совместно с КазНИПИнефть, I978 г.

6. Логинов Б.Г., Малышев Л.Г. и Гарифуллин Ш.С. "Руководство по кислотным обработкам". М., "Недра", I966, 2I8 с.

7. Временная инструкция по термохимической обработке нефтяных скважин НГДУ "Джаркурганнефть", I972 г. Утверждена гл. инженером объединения "Узбекнефть" и проректором ИФИНГ по научной работе.

8. Требин Г.Ф., Капырин Ю.В., Савинихина А.В. "О выпадении из нефти парафинов в процессе разработки месторождений". "Нефтяное хозяйство", № I, I970.

9. ХАЛИМОВ Э.М., Сургучев М.Л: "Особенности разработки нефтяного месторождения Узень и возможные пути ее улучшения". "Нефтяное хозяйство", № 6, I976 г.

I0. Шейман А.Б., Сергеев А.И., Малофеев Г.Б. "Электротепловая обработка призабойной зоны нефтяных скважин". "Гостоптехиздат", I962.

II. Мустаев Я.А., Чеботарев В.В., Алексеев Г.А. "Оптимальный режим электронагрева скважин для месторождений Северо-Западного района Башкирии". НТС "Нефтепромысловое дело", № 6, I969.

I2. Кузьминский С.С., Тарко Я.Б. Методы определения межпластовых перетоков закачиваемых вод на месторождении Узень". РНТС "Нефте-

промысловое дело", ВНИИОЭНГ, М., I977, №9.

I3. Тарко Я.Б. "Использование данных глубинной расходометрии для выявлений заколонной циркуляции жидкости в скважинах". РНТС "Нефтепромысловое дело", ВНИИОЭНГ, М., I979, №2.

I4. Тарко Я.Б. Влияние многопластовости заводняемых объектов на характер приемистости нагнетательных скважин. РНТС "Нефтепромысловое дело", ВНИИОЭНГ, М., I979, №6.

I5. "Регулирование профиля приемистости нагнетательных скважин" Труды КазНИПИнефть, вып.II, I975. Авт.: Смольников Н.Н.,Симонов В.А., Тимохин В.И.,Дубровин В.М., Тарко Я.Б.

I6. Результаты внедрения и совершенствование методов воздействия на призабойную зону скважин месторождения Узень. Труды КазНИПИнефть, вып. У, I978, с.50-59. Авт.: Смольников Н.В., Симонов В.А., Каптанов Е.П. и др.

I7. Абдулин Ф.С., Савенков Г.Д., Вахитов Г.Г., Гусев В.И., Грабилин В.Г. "Способ изоляции пластовых вод". Авт. св. СССР №7I577I. Бюллетень изобретений, №5, I980.

I8. Абдулин Ф.С.,Князев Н.С., Фазлутдинов К.С., Халиулин М.Г., Баиков Ч.М., Халимов З.М. "Способ крепления призабойной зоны пласта" Авт. св. СССР №65III6, Бюллетень изобретений №9, I979.

I9. Абдулин Ф.С., Тарко Я.Б."Оценка влияния трещиноватости продуктивных пластов на процесс заводнения месторождения Узень". "Нефтяное хозяйство", I980,№8.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

I.	Введение	3
2.	Причины снижения производительности скважин	6
3.	Краткие теоретические предпосылки термохимического воздействия на призабойную зону пласта (ТХВ)	8
4.	Направленное термохимическое воздействие на призабойную зону пласта	II
5.	Область применения способа, выбор и подготовка скважин для направленного ТХВ	I2
6.	Выбор оборудования и расчет материалов и реагентов для проведения направленного ТХВ	I4
7.	Технологические схемы проведения направленного ТХВ	I7
8.	Пример проведения направленного ТХВ	20
9.	Комплексное термохимическое воздействие на призабойную зону пласта	24
I0.	Область применения способа, выбор и подготовка скважин для комплексного ТХВ	27
II.	Выбор оборудования и расчет материалов и реагентов для проведения комплексного ТХВ	28
I2.	Технологические схемы проведения комплексного ТХВ	3I
I3.	Определение экономической эффективности ТХВ в нефтедобывающих и водонагнетательных скважинах	35
I4.	Правила техники безопасности и охраны окружающей среды при проведении ТХВ на скважинах	37
I5.	Литература	4I

ИФИНГ,УОП, зак.№ I0 , тир.I0-04.80.

ОНТИ-80,Зак. 437. Тир 200, л - 707 47

gost.e-ecolog.ru