МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Ивано-Франковский институт нефти и газа (ИФИНГ)

Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт (ВНИИ)

И Н С Т Р У К Ц И Я

ПО ВНУТРИПЛАСТОВОЙ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

РД-39-I-204 - 79

1979 г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Ивано-Франковский институт нефти и газа (ИФИНГ)

Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт (ВНИИ)

СОГЛАСОВАНО:

Зам.начальника Управления нефтегазодобычи

А.М.Галустов

"__" _____ 1979 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Зам.начальника технического Управления

В.Д.Барановский

"__" _____ 1979 г.

И Н С Т Р У К Ц И Я

ПО ВНУТРИПЛАСТОВОЙ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

РД-39-I-204 - 79

1979 г.

А Н Н О Т А Ц И Я

Настоящая инструкция составлена в соответствии с приказом Миннефтепрома № 680 от I2.XII.I977 г. "О мерах по улучшению разработки месторождения Узень объединения "Мангышлакнефть". В инструкции изложены теоретические основы и методические положения по внутрипластовой термохимической обработке скважин, применительно к особенностям эксплуатации нефтяного месторождения Узень, разработанные Ивано-Франковским институтом нефти и газа на основе хоздоговоров с Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом, Башкирским Государственным научно-исследовательским и проектным институтом по добыче нефти и Производственным объединением "Узбекнефть".

Инструкция разработана Ивано-Франковским институтом нефти и газа и Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом.

Авторы: к.т.н., доцент Абдулин Ф.С. и к.т.н. Лесик Н.П. В работе принимали участие : м.н.с. Заяык В.П., аспиранты - Грабилин В.Г., Лапшин В.П., Тарко Я.Б. и Ясова Л.В.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Инструкция по внутрипластовой термохимической обработке скважин месторождения Узень

РД 39-1-204-79 Вводится впервые

Приказом по Миннефтепрому № 412 от 20 августа 1979 г.

Срок введения с 1.XII- 1979 года.
Срок действия - 5 лет

I. Введение

I.I. Одной из основных особенностей разработки месторождений с высоковязкими нефтями или нефтями с высокой температурой насыщения парафином является возможность отложения парафино-смолистых компонентов в поровом пространстве призабойной зоны в результате нарушения термодинамического равновесия пластовой системы.

I.2. Нефти продуктивных горизонтов месторождения Узень относятся к категории легких, подвижных в начальных условиях пласта. Однако при снижении температуры на 2-3°С по сравнению с начальными пластовыми температурами (63-69°С) начинается выпадение парафина в пласте. Температура массовой кристаллизации парафина составляет 45°С, а температура плавления головных фракций парафина - 82-87°С.

I.2.I. Анализ геолого-промыслового материала по вскрытию продуктивного пласта бурением, освоения скважин и их эксплуатации показывает, что температура на забоях эксплуатационных и нагнетательных скважин месторождения Узень снижается до 23-40°С. В результате этого поровые пространства призабойных зон пластов закупориваются парафино-смолистыми отложениями и производительность

ности скважин резко снижается вплоть до прекращения фильтрации жидкости, особенно в низкопроницаемых участках пласта.

I.3. Опыт обработки скважин месторождения Узень с целью восстановления или повышения их производительности показывает сравнительно низкую эффективность тех методов, которые связаны с закачкой холодных рабочих жидкостей в призабойные зоны пласта, гидравлический разрыв пласта, кислотные обработки. Обработки же скважин, проведенные с применением методов прогрева призабойных зон пластов или закачки растворителей, оказались более эффективными, т.к. при этом расплавляются и растворяются твердые компоненты нефти, улучшаются их структурно-механические и реологические свойства и происходит очистка порового пространства от закупоривающих материалов.

I.4. Для восстановления или повышения производительности скважин месторождения Узень, разработан метод внутрипластовой термохимической обработки (ВПТХО) с использованием экзотермической реакции гранулированного или порошкового магния с кислотными растворами непосредственно в призабойной зоне пласта, которая внедрена в производство с положительным эффектом. Обработка скважин с применением метода ВПТХО приводит к резкому увеличению их производительности с длительным сохранением достигнутого эффекта. В таблице I приведена эффективность ВПТХО в сравнении с другими методами.

I.5. При проведении внутрипластовой термохимической обработки скважин, как правило, наблюдается и ограничение притоков пластовых вод, что объясняется возможностью отложения гидроокиси магния в обводненной части пласта и изменением фазовой проницаемости пород при совместном движении нефти и воды.

Таблица I.

Показатели	единицы измерения	Методы			
		ТГХВ	холодн. конденс.	горячий конденс	ВПТХО
Количество обработок	скв.опер.	35	I606	200	9
Успешность	%	68	56	80	89
Ср. дебит до обраб.	т/сут.	3I,2	65	67	36,8
Ср. дебит после обр.	-"-	35,6	72,2	80,8	58,2
Продолжит. эффекта	месяцы		I,5	I,0	6,0I
Дополнительная добыча на одну обработку	т	885,8	320	460	4I94

I.6. В работе приведены теоретические основы и технология проведения внутрипластовой термохимической обработки скважин применительно к условиям месторождения Узень.

I.7. Гранулированный магний, применяемый для проведения внутрипластовой термохимической обработки скважин, выпускается Калужским Производственным объединением "Хлорвинил".

I.8. В окончательной редакции настоящей инструкции были учтены дополнения и предложения Производственного объединения "Мангышлакнефть", НГДУ "Узеньнефть", института "КазНИПИнефть" и замечания секции Ученого Совета ВНИИнефть по технологии и технике добычи нефти.

2. Характеристика нефтесодержания пород и насыщающих их флюидов.

2.I. Месторождение Узень приурочено к крупной ассиметричной антиклинальной структуре юрских отложений с размерами 40хI2км.

2.I.I. В продуктивной толще верхнего этажа нефтеносности, мощностью 350-400 м, выделено 6 объектов эксплуатации - XIII, XIУ, XУ, XУI, XУП и XУШ горизонты.

Таблица 2.

Горизонты	Средние мощности горизонтов, м	Средние эффективные мощности пластов, м	К-во в пластах	Максимальное к-во пластов-коллекторов
XIII	42	I0,8	5	I2
XIУ	65	24,0	3	II
XУ	45	I5,5	3	8
XУI	22	I2,8	I	I
XУI	I0	4,7	I	3
XУП	48	23,4	2	8
XУШ	55	I9,8	3	8

2.I.2. Коллектора продуктивных пластов представлены преимущественно мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, характеризующимися повышенной глинистостью (I5-35%).

2.I.3. Коллектора средние и крепко сцементированные с неоднородным по типу и составу цементом, основу которого представляют глины каолинового и монтмориллонитового типов: встречаются глинисто карбонатный, кальцитовый и гидрослюдистый цементы.

2.I.4 Песчаники полимиктовые, мелкозернистые, сложенные кварцем (30-60%), полевыми шпатами (20-35%), обломками пород (20-40%), слюдами (3%), кальцитами (5-8%), сидеритами (2,2-2,4%) пиритами (I,4-2%).

2.I.5. Алевролиты по минералогическому составу мало отличаются от песчаников, за исключением несколько повышенной глинистости и карбонатности.

2.I.6. Пористость коллекторов составляет 20-26%, с увеличением глинистости пористость снижается до I4%. Размеры поровых каналов не превышают I0 мкм.

2.I.7. Проницаемость коллекторов, определенная при исследовании скважин на приток и по керну, в среднем составляет для горизонтов: XIII - 0,206 дарси, XIУ - 0,29 дарси, ХУ - 0,I67 дарси, ХУI - 0,207 дарси, ХУП - 0,276 дарси, ХУШ - 0,I78 дарси.

2.2. Мощность глинистых прослоев, разделяющая продуктивные горизонты, колеблется от I до 20 м, чаще 8-9 м.

2.3. Величины начальных пластовых давлений закономерно растут с глубиной залегания залежей от I04 кГс/см^2 (XIII горизонт, отметка приведения - 860 м) до I24 кГс/см^2 (ХУШ горизонт, отметка приведения - II20 м).

2.3.I. Величина минимального пластового давления в зоне отбора 85-I03 кГс/см^2.

2.3.2. Забойные давления при работе скважин изменяются в среднем от 50 до 90 кГс/см^2.

2.3.3. Давления в затрубном пространстве составляют 23-60 кГс/см^2.

2.4. Начальная пластовая температура месторождения Узень составляет 58-69^{0}С.

2.4.I. В процессе эксплуатации скважин нередко наблюдается снижение забойных температур ниже пластовых.

2.5. Нефть месторождения Узень относится к категории легких (плотность в пластовых условиях 0,766-0,777 кг/м^3), малосер-

нистых (до 0,25%), с высоким содержанием высокомолекулярных парафиновых углеводородов (24-28%), смол (до 20%) и асфальтенов (до 6,0%).

2.5.1. Температура начала насыщения нефти парафином практически равна начальной пластовой (58-69°С). Массовая кристаллизация парафина происходит на глубине 500-800 м при температуре 45°С. Температура застывания нефти составляет 30-35°С, температура плавления головных фракций парафина - 82-87°С [illegible].

2.5.2. Диаметры кристаллов парафина соизмеримы с диаметрами пор коллекторов и составляют в среднем 15 мкм [8].

2.6. Газовый фактор при начальных пластовых давлениях 70-100 м³/м³.

2.7. Вязкость нефтей в пластовых условиях изменяется от 3,41 до 4,5 СП. Снижение пластовой температуры до 40-45°С приводит к возрастанию вязкости в несколько раз. Вязкость дегазированной нефти, в зависимости от снижения температуры, может повышаться в сотни раз.

2.8. Пластовые воды месторождения Узень относятся к типу хлормагниевых вод и имеют плотность 1,008-1,102 г/см³.

2.9. Разработка залежей нефти проводится с поддержанием пластового давления, в основном, путем закачки морской (холодной) воды при внутриконтурном разрезании залежей на блоки шириной 2 км. Расстояние между нагнетательными скважинами в разрезающих рядах равно 250 м.

3. Причины снижения проницаемости призабойных зон пластов нефтяных и нагнетательных скважин.

3.I. Причинами снижения проницаемости призабойных зон пластов в нефтяных скважинах являются:

а) набухание глинистых частиц пород пласта в результате взаимодействия с фильтратом глинистого раствора, проникающим в призабойную зону в процессе вскрытия пласта бурением и рабочими жидкостями на водной основе, применяемыми при проведении различных ремонтных работ;

б) выпадение в порах пласта солей железа в результате взаимодействия фильтрата глинистого раствора и промывочных жидкостей, применяемых при ремонтных работах, с пластовыми водами;

в) образование стойких водонефтяных эмульсий и закупоривание ими порового пространства;

г) образование граничных слоев воды в поровом пространстве в результате проникновения фильтрата глинистого раствора и снижение фазовой проницаемости;

д) прорыв пластовой и закачиваемой вод и снижение фазовой проницаемости пород призабойных зон пластов для нефти и увеличение забойного давления в результате возрастания плотности водонефтяной смеси в скважинах;

ж) выпадение сульфатов кальция, железа, бария в призабойных зонах пластов в результате взаимодействия закачиваемой воды с породами пласта и пластовыми водами;

з) выделение свободного газа в призабойных зонах пластов и выпадение парафино-смолистых компонентов в поровом пространстве в результате охлаждения пластов и снижения забойных давлений ниже давлений насыщения (проектом разработки месторождения

Узень предусмотрена эксплуатация скважин при забойных давлениях ниже давления насыщения на 25%.

3.2. Охлаждение призабойных зон пластов наблюдается при вскрытии продуктивных пластов бурением (до 26°С) и в результате закачки в пласт холодной воды для ППД (до 20°С). (Рис.4,2,1).

3.3. Снижение проницаемости призабойных зон и неравномерная приемистость воды по толщине пласта в нагнетательных скважинах происходит по следующим причинам:

а) закупоривание порового пространства парафино-смолистыми компонентами в результате охлаждения призабойных зон пластов при вскрытии их бурением и закачки холодной воды в пласт;

б) закупоривание фильтрационных каналов призабойных зон пластов продуктами коррозии водоводов и подземного оборудования нагнетательных скважин в результате закачки агрессивной морской воды, содержащей в своем составе растворенного кислорода до I2 кг/л;

в) закупоривание порового пространства и трещин продуктами органической жизни (ракушки, водоросли, планктон), содержащейся в морской воде;

г) раскрытие и смыкание трещин призабойных зон пластов в результате изменения забойного давления; исследования показывают, что критические давления раскрытия трещин пласта находятся в интервалах устьевых давлений нагнетания 50-90 кГс/см^2.

4. Теоретические основы метода внутрипластовой термохимической обработки скважин.

4.I. Сущность термохимической обработки нефтяных и нагнетательных скважин состоит в том, что по схеме гидравлического раз-

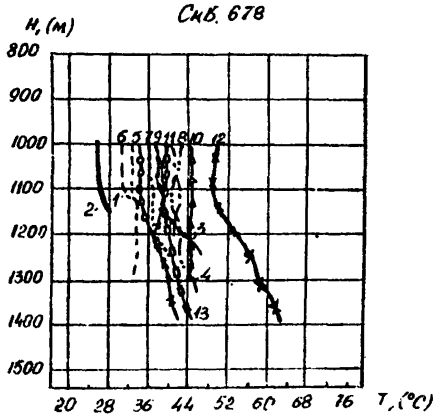

Рис. 1

I, 2 - термограммы, снятые I5 и 28.I.I974 г.
3,4 - термограммы, снятые I3 и I5.II.I974 г.
5,6,7,8,9 - термограммы, снятые 2,7,I7,22 и 29.III.1974 г.
I0,II,I2,I3 - 5,9,I4 и I5.IУ.I974 г.

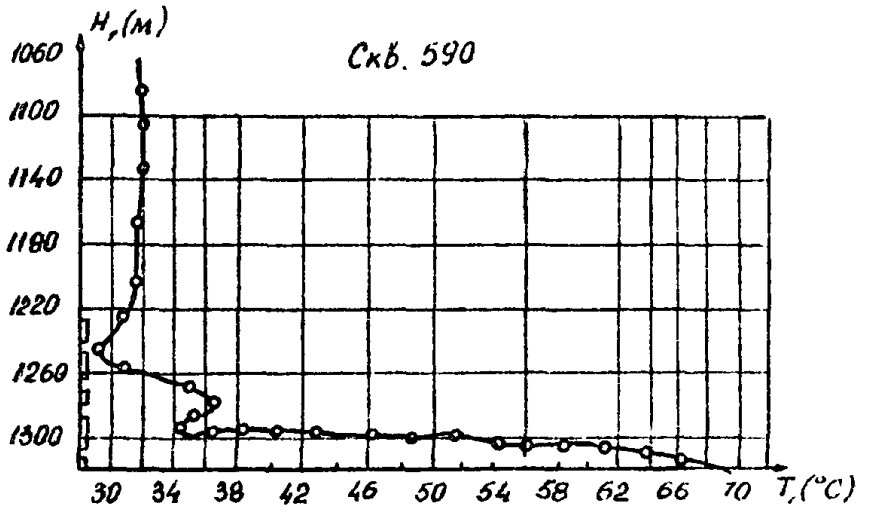

Рис. 2

Термограмма, снятая I3.III.I974 г.

рыва пласта в призабойную зону вводят гранулированный или порошковый магний, вслед за которым закачивают в пласт раствор соляной кислоты I5% концентрации. В результате происходит экзотермическая реакция магния с раствором соляной кислоты в трещинах пласта с выделением растворимой соли хлористого магния, газообразного водорода и большого количества тепла

$$Mg + 2HCl = MgCl_2 + H_2 + 110 \text{ ккал тепла.} \quad (I)$$

4.I.2. При растворении одной граммолекулы магния в соляной кислоте выделяется II0,2 ккал.тепла. I кГ магния при растворении в соляной кислоте выделяет 4520 ккал.тепла. Для полного растворения I кГ магния требуется I8,6 л I5% концентрации раствора соляной кислоты.

4.I.3. Для обработки нефтяных скважин на месторождениях с карбонатными коллекторами на I кГ магния берется 60 л раствора I5% концентрации соляной кислоты, I/3 часть которого расходуется на реакцию взаимодействия с магнием и прогрев пород призабойной зоны, а 2/3 часть нагретого раствора соляной кислоты - на растворение карбонатных пород, в том числе и гидроокиси железа, в нагнетательных скважинах.

4.I.4. После ввода магния в пласт закачка кислотного раствора производится на I скорости одного агрегата, т.е. $Q \approx 0{,}8$ л/с

4.I.5. В результате при соответствующих пластовых давлениях в зависимости от скорости закачки кислотного раствора и температуры кипения пластовой жидкости породы продуктивного пласта нагреваются до I20-I40°С и происходит быстрое растворение карбонатных включений пород пласта и расплавление парафино-смолистых отложений, выпаривание тонких гидратных слоев воды и раст-

вирение отложений кристаллов солей в поровом пространстве, что приводит к восстановлению или увеличению проницаемости призабойной зоны пласта.

4.2. Как известно, в нефтяных коллекторах всегда имеются изолированные или полузапечатанные поры, каверны, трещины или трещинно-пористые, кавернозные и тупиковые зоны, которые не участвуют в работе продуктивного пласта в целом. Поэтому при проведении даже обычных кислотных обработок возможно соединение их через микротрещины с основными высокопроницаемыми дренажными каналами, что приводит к многократному увеличению дебитов скважин по сравнению с их начальными дебитами. Однако в условиях залежей, насыщенных высоковязкими тяжелыми нефтями, эти микротрещины в большей части оказываются запечатанными осадками парафино-смолистых веществ и не пропускают через себя холодного кислотного раствора.

4.2.I. При реакции магния с раствором соляной кислоты с выделением тепла за счет нагрева пород призабойной зоны пласта, а также увеличения проникающей способности горячего кислотного раствора через мелкие поры и микротрещины происходит соединение высоконапорных изолированных участков пласта с высокопроницаемыми дренажными каналами призабойных зон пластов, и скважины начинают работать с более высокими дебитами в течение длительного период времени.

4.3. Как известно, нефти многих месторождений, в т.ч. и Узеньс: ю, обладают вязкопластичными (неньютоновскими) свойствами в пластовых условиях или приобретают их в процессе эксплуатации залежи в результате нарушения термодинамического равновесия пластовой системы. В связи с этим, для освоения скважин

и пуска их в эксплуатацию с высокими дебитами необходимо создавать высокие перепады между пластовым и забойным давлениями, величины которых должны превышать величины начальных статических напряжений сдвига таких нефтей. Однако в условиях конкретных месторождений по ряду причин часто не удается создавать такие высокие депрессии на пласт, и скважины осваиваются с низкими дебитами или вообще не удается их пустить в эксплуатацию.

4.3.1. После нагрева призабойной зоны пласта путем проведения ВПТХО увеличивается подвижность нефти в пластовых условиях и дебиты скважин повышаются.

4.4. Как уже было отмечено выше, в процессе закачки воды в пласт, в том числе и промысловых сточных вод, происходит кольматация поверхностей фильтрации призабойной зоны продуктами коррозии, углеводородными комплексами и др. При закачке промысловых сточных вод, коррозионные отложения обволакиваются тяжелыми компонентами нефти, вносимыми в пласт вместе с закачиваемой водой. В результате затрудняется контакт кислотного раствора с продуктами коррозии и замедляется их растворение в кислоте.

4.4.1. При проведении ВПТХО в нагнетательных скважинах происходит расплавление парафино-смолистых оболочек и более ускоренное растворение коррозионных отложений в горячем растворе соляной кислоты. Кроме того, происходит диспергация нерастворимых в соляной кислоте твердых осадков и вынос их в скважину при отборе жидкости или перенос в глубь пласта при закачке воды.

4.4.2. Реакция гидроокиси железа с горячим раствором соляной кислоты происходит по схеме

$$Fe(OH)_3 + 3HCl = FeCl_3 + 3H_2O \qquad (2)$$

4.4.3. При освоении нагнетательных скважин разрезающего ряда, особенно при закачке холодной воды, происходит охлаждение призабойной зоны пласта, что способствует интенсивному отложению высокомолекулярных углеводородных комплексов в порах пласта до полной потери их проницаемости. В связи с этим поглощение воды происходит, в основном, по трещинам только через узкие участки пласта, и коэффициент охвата пласта заводнением снижается.

4.4.4. При термохимической обработке нагнетательных скважин за счет выделения большого количества тепла и высокой температуры происходит прогрев призабойной зоны по всей мощности пласта, расплавление парафино-смолистых веществ, находящихся в порах пласта. В результате охват пласта заводнением увеличивается.

4.5. Известно, что для получения наибольшего эффекта от гидравлического разрыва пласта необходимо добиваться рассредоточенной упаковки песка в трещинах с тем, чтобы проницаемость их была намного выше проницаемости поровых участков пласта.

4.5.I. Для этого в трещины пласта при ГРП закачивают смесь крупно-зернистого песка с гранулированным или порошковым магнием с последующей закачкой раствора соляной кислоты. В результате магний растворяется в соляной кислоте, увеличивая пористость намытого слоя песка.

4.5.2. Чтобы не допустить переуплотнения введенного в трещины песка закачку кислотного раствора проводится при значительно низких депрессиях, чем это было в процессе введения в пласт песка с магнием, т.е. закачку кислотного раствора в пласт необходимо проводить при защемленном в трещинах песка.

4.6. Из уравнения (I) видно, что при взаимодействии металлического магния с раствором соляной кислоты образуется растворимая соль хлористого магния. Насыщенный раствор содержит 62,9 г $MgCl_2$ на 100 г воды, кипит при температуре 130°С. В интервалах температур t = 3,4-116,7°С устойчив в равновесной системе $MgCl_2 \cdot 6H_2O$. При температурах 116,7°С и выше обезвоживается и образуется цемент Сореля $MgOHCl$.

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

t = 181,5-240°С - $MgCl_2 \cdot 2H_2O$;

t = 240-285°С - $MgCl_2 \cdot H_2O$,

t выше 285°С - $Mg(OH)Cl$

При снижении температуры ниже 160°С из таких растворов кристаллизуется

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

а при температуре 100°С $MgCl_2 \cdot 9Mg(OH)_2 \cdot 5H_2O$ и $MgCl_2 \cdot 2Mg(OH)_2 \cdot 4H_2O$. Эти соединения входят в состав магнезиального цемента, который схватывается в пласте в течение 2-3 часов в зависимости от начальной температуры пласта и плотности кристаллогидрата хлористого магния.

6.6.1. Магнезиальный цемент может образоваться и в результате взаимодействия окиси магния, содержащего в гранулированном магнии в виде оксидных пленок, $MgCl_2$

$$MgO + MgCl_2 + H_2O = 2MgOHCl + H_2O \qquad (3)$$

4.6.2. При соединении металлического магния с водой происходит реакция гидролиза с получением гидроокиси магния $Mg(OH)_2$. При повышении температуры скорость гидролиза увели-

чивается.

4.6.3. 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, по [6] при температуре 130°С и давлении 100 кГс/см^2 в течение одного часа в объеме 1 м^3 девонской пластовой воды с плотностью 1.18 т/м^3 за счет гидролиза может образоваться 160 кГ осадка гидроокиси магния.

4.6.4. При разработке залежей нефти с сильнообводненными коллекторами, когда приток жидкости 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 и к ограничению притоков пластовых вод.

4.6.5. Ограничению притоков пластовых вод при термохимической обработке скважин способствует также переотложение высокомолекулярных гидрофобных компонентов нефти, к которым относятся асфальтены, смолы и другие углеводородные комплексы с минералами. Последние, являясь полярными, взаимодействуют с поверхностями пор и трещин и образуют слой отложений, уменьшая при этом сечение дренажных каналов.

4.6.5.1. Переотложения асфальтенов и углеводородных комплексов создают благоприятные условия для гидрофобизации осадков, полученных при термохимическом воздействии с кислотой и хлоридами, и приводят к ограничению притоков пластовых вод.

4.6.6. Ограничению притоков пластовых вод при термохимической обработке скважин способствует также увеличение вязкости

нефти на 20-30%, закачанной в водяную часть призабойной зоны пласта в качестве жидкости-магнийносителя. В результате повышается устойчивость нефти размыву пластовой водой и уменьшается фазовая проницаемость для воды.

4.6.7. Следует отметить, что для образования магнезиального цемента путем потери гидрокисльной группы необходима высокая температура, которая достигается путем создания определенных условий при термохимической реакции, т.е. при малой скорости прокачки кислотного раствора и избыточного объема магния. При этом возможно "запекание" гранулированного магния и порошка гидроокиси магния с магнезиальным цементом и полное закупоривание порового пространства и трещин призабойной зоны с прекращением как притока воды, так и нефти.

4.7. Для предупреждения выпадения продуктов реакции магния и кислотного раствора, а также возможности формирования магнезиального цемента в пласте, необходимо проводить освоение скважины для эксплуатации сразу же после проведения термохимической обработки (не более чем через 60 мин).

4.8. Осадок гидроокиси магния легко растворяется в соляной кислоте

$$Mg(OH)_2 + 2HCl = MgCl_2 + 2H_2O \qquad (4)$$

4.8.I. Поэтому после проведения термохимической обработки скважин с применением гранулированного магния, пока наблюдается положительный эффект (увеличение дебита скважины по нефти или ограничение притоков пластовых вод), не рекомендуется проводить повторную простую кислотную обработку. Этим можно намного уменьшить полученный эффект ограничения притока пластовых вод при

незначительном увеличении дебита скважины по нефти.

4.8.2. Полная или частичная ликвидация достигнутого эффекта ограничения притоков пластовых вод будет происходить еще потому, что при проведении простой кислотной обработки будут увеличены диаметры дренажных каналов и будут нарушены устойчивость нефти с повышенной вязкостью после термообработки, кольматированных продуктов реакции, осадков асфальто-смолистых веществ и минеральных солей.

4.9. В зависимости от температуры прогрева призабойной зоны, происходит потеря гидроксильных групп сульфатов *Ca, Fe* В результате становится возможным быстрое растворение их в горячем растворе соляной кислоты и удаление [illegible] из порового пространства.

5. Свойства гранулированного и порошкового магния и условия их хранения.

5.I. Для производства термохимической обработки нефтяных и нагнетательных скважин применяется гранулированный или порошковый магний.

5.I.I. Магний представляет собой белый серебристый металл, обладающий пластической деформацией. На воздухе довольно медленно покрывается тонкой окисной пленкой, придающей ему матовый цвет.

5.I.2. Молекулярный вес магния - 24,32, плотность I7I0 кГ/м^3, при нагревании на воздухе сгорает белым ослепительным пламенем с образованием окиси магния.

5.I.3. Магний легко соединяется с галоидами, а при нагревании, также с серой и азотом. Реакции сопровождаются с выделе-

нием большого количества тепла.

5.I.4. Магний очень медленно реагирует с холодной водой с выделением водорода. При нагревании реакция заметно ускоряется.

5.I.5. В разбавленных кислотах магний легко растворяется с выделением водорода.

5.I.6. Окись магния MgO представляет собой очень тугоплавкий белый порошок, легко растворимый в кислотах.

5.I.6.I. С водой окись магния соединяется с заметным выделением тепла, образуя гидроокись магния $Mg(OH)_2$.

5.I.6.2. Белый аморфный осадок гидроокиси магния малорастворим в воде. Растворимая часть $Mg(OH)_2$ диссоциирована только по типу основания.

5.I.6.3. Гидроокись магния легко растворяется в растворах кислот.

5.I.7. Соли магния хорошо растворимы в воде.

5.2. Гранулированный магний d = 0,5-I,56 мм применяют для внутрипластовой термохимической обработки, выпускаетоя Производственным обьединением "Хлорвинил" (г. Калуш).

5.2.I. Основной состав гранулированного магния представлен в таблице 3.

Таблица 3.

Состав:	Mg	Cl	MgO	KCl	$NaCl$	$CaCl$
%	93	4	I,2-I,5	2	2	0,003-0,04

5.2.I.I. Содержание в составе гранулированного магния хлоридов K, Na, Ca делает его огневзрывобезопасным в применении.

5.3. Гранулированный магний поставляется на промысла в полиэтиленовых мешках весом по 80-84 кГ, вложенных в запечатанные фанерные боченки.

5.4. Гранулированный магний при длительном хранении в складских помещениях окисляется кислородом воздуха и вступает в реакцию гидролиза с влагой, содержащейся в воздухе (см. рис. 2). Как видно из рисунка 3, при хранении в полиэтиленовых мешках через I2 месяцев потеря веса чистого магния составляет 33%, а при хранении без тары - практически I00%.

5.5. Гранулированный магний гидролизует воду с выделением свободного водорода (рис. 3). С увеличением минерализации воды и повышении температуры интенсивность реакции гидролиза увеличивается.

5.5.I. При наличии в жидкости магнийносителя пластовой воды за счет гидролиза происходит "вспенивание", что может привести к срыву подачи насосов.

5.6. Для защиты от гидролиза при хранении в складских помещениях, при транспортировке по стволу скважины, а также для предупреждения возможности "вспенивания" и срыва подачи насосов при термохимической обработке скважин гранулированный магний покрывается плотной защитной пленкой из окиси хрома Cr_2O_3, т.е. оксидируется.

5.6.I. Как видно из графиков 3 и 4, после оксидации процесс гидролиза за время проведения термохимической обработки скважины практически отсутствует, а при хранении на открытом воздухе с влажностью 40-60% не превышает 7% в год по сравнению с I00% не оксидированного магния.

5.7. Для термохимической обработки скважин Узеньского мес-

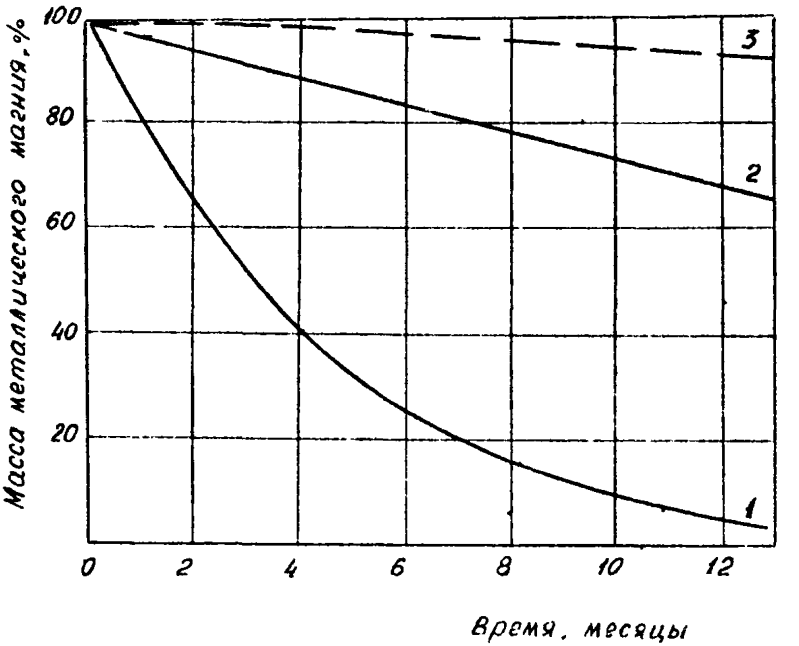

Рис. 3

Убыль в весе гранулированного магния при хранении в складских помещениях

I. При хранении без тары

2. При хранении в полиэтиленовых мешках, помещенных в фанерные бочонки

3. После защиты пленкой окиси хрома

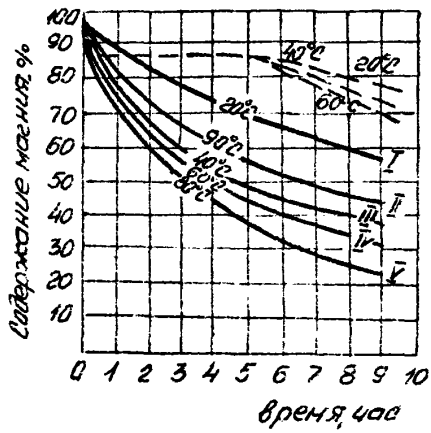

Рис. 4

Кинетика гидролиза магния (прутки, шарики) в пресной и пластовой воде

I - пресная вода; П-У - пластовая вода месторождения Арлан;
- - - "оксидированный".

торождения применяется также порошковый магний, поставляемый в железных запечатанных бочках Дзержинским Производственным объединением.

5.7.I. В отличие от гранулированного магния, порошковый магний не содержит в своем составе солей хлора и вступает в более интенсивную реакцию гидролиза с влагой воздуха и с водой при его транспортировке по стволу скважины.

5.7.2. Порошковый магний, обладая большой удельной поверхностью, при нагревании в воздухе с применением открытого огня, может легко воспламениться.

6. Расчет материалов и реагентов для проведения В П Т Х О.

6.I. В качестве жидкости разрыва, жидкости магнийносителя и продавочной жидкости при обработке нефтяных скважин применяются углеводородные жидкости: безводная нефть, нестабильный бензин, природный конденсат, дизельное топливо, а при обработке нагнетательных скважин - вода.

6.2. Для реакции гранулированного или порошкового магния с выделением тепла применяется I5% раствор соляной кислоты, ингибированный в заводских условиях ингибитором ПБ-5.

6.3. Поскольку после обработки скважин температура отработанного еще активного кислотного раствора не снижается менее чем до 65-70°С, с целью предохранения подземного и наземного оборудования от кислотной коррозии, кислотный раствор дополнительно ингибируется с применением следующих ингибиторов коррозии, приведенных в таблице 4 [I].

Таблица 4.

Скорость коррозии металла в растворе соляной кислоты с различными антикоррозионными добавками при температуре 70°С.

№ п/п	Препарат	к-во препар., %	скорость коррозии г/м. кв. в час	ингибитор эффект
I.	HCl к.т.	-	320I	I
2.	HCl к.т. + 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 + катапин	0,I	I0,I	33,0
6.	HCl техн.ингиб.ПБ-5+уротропин	0,5	I9,9	I5,9

6.4. Исследованиями установлено, что отложения парафино-смолистых веществ в призабойной зоне пласта при эксплуатации скважин происходит в радиусе I,0-I,2 м [I0, II]. Для расплавления этих отложений в радиусе I,0-I,2 м на I м мощности пласта необходимо затратить (0,I5+0,29) $I0^6$ ккал тепла.

6.4.I. Общее количество тепла, необходимое для обработки одной скважины составляет

$$Q = 0,22 \cdot 10^6 h \quad ккал \qquad (5)$$

где $0,22 \cdot 10^6$ - среднее количество тепла для обработки I м вскрытой мощности пласта, ккал;

h - вскрытая мощность пласта, м.

6.5. Исходя из 6.I.2. что при реакции взаимодействия I кГ гранулированного магния с соляной кислотой выделяется

4520 ккал тепла, общее количество гранулированного или порошкового магния для обработки одной скважины можно определить по формуле:

$$P_{Mg} = \frac{0{,}22 \cdot 10^6 h}{4520}, \text{ кг} \qquad (6)$$

6.5.I. Учитывая, что реакция магния с раствором соляной кислоты происходит в трещинах пласта, на I м мощности обрабатываемого пласта необходимо брать I5-20 кГ гранулированного магния.

6.6. Исходя из 6.I.2., объем кислотного раствора I5% концентрации берется 60 л на I кГ магния для скважин, вскрывших карбонатные коллектора, а для низкокарбонатных терригенных коллекторов - 45 л на I кГ магния.

6.7. Исходя из 6.I.2. , объем I5% кислотного раствора для нагнетательных скважин берется 60 л на I кГ магния. При этом I/3 часть кислотного раствора расходуется на реакцию с закачанным магнием, 2/3 части - для реакции с коррозионными отложениями, внесенными в призабойную зону пласта закачиваемой водой.

7. Области применения, выбор и подготовка скважин для внутрипластовой термохимической обработки.

7.I. Внутрипластовая термохимическая обработка скважин является одним из эффективных методов воздействия на призабойные зоны нефтяных и нагнетательных скважин с целью восстановления или повышения их проницаемости.

7.2. Метод ВПТХО применяется для увеличения проницаемости призабойных зон карбонатных коллекторов, особенно, представленных доломитизированными или глинистыми известняками в усло-

виях низких температур, а также для расплавления и очистки порового пространства призабойных зон пластов от парафино-смолистых отложений, формирующихся в процессе бурения и эксплуатации скважин.

7.3. В нагнетательных скважинах метод ВПТХО применяется для увеличения или восстановления их приемистости и регулирования закачки воды по мощности продуктивного пласта.

7.4. Критерием выбора нефтяных скважин для проведения ВПТХО является резкое снижение коэффициентов продуктивности в процессе их эксплуатации.

7.5. Критерием выбора нагнетательных скважин для проведения ВПТХО являетоя резкое снижение их коэффициентов приемистости или коэффициентов охвата продуктивных пластов закачиваемой водой в процессе их эксплуатации.

7.6. Технологический процесс ВПТХО зависит от геолого-физической характеристики залежи, состояния разработки, способов эксплуатации и технического состояния скважин.

7.7. Скважины, выбираемые для ВПТХО, должны быть герметичными. Если обсадная колонна не герметична, необходимо принять меры по разобщению забоя от ствола скважины.

7.8. Введение гранулированного или порошковог магния в трещины призабойной зоны пласта проводится с применением агрегатов ЦА-320 или ЦА-400, или 4АН-700.

7 9. Устьевая арматура скважины и продавочная головка должны позволять создания возможности на забое высоких давлений, обеспечивающих формирование новых или раскрытие существующих трещин в призабойной зоне пласта, возможность введения в них гранулированного или порошкового магния как с песком, так

и без песка и проводить опрессовку скважин на полуторное давление от ожилаемого.

7.IO. Обвязка скважины должна обеспечить проведение непрерывного технологического процесса ВПТХО при высоких давлениях, возможность проведения прямой и обратной промывки скважин водой, нефтью, конденсатом или нестабильным бензином;прогрева скважины горячим конденсатом, нефтью, паром; быстро осваивать скважину методом аэризации и постоянного контроля за процессом обработки.

7.II. Необходимо иметь данные обо всех проведенных ремонтных работах на скважине с целью изоляции притоков пластовых вод и увеличение производительности скважин, изучить результаты комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин, которые позволят иметь представление о состоянии призабойных зон пластов и оценит динамику изменения их проницаемости.

7.I2. Вопрос о необходимости применения пакера при обработке скважины решается исходя из ожидаемых давлений при термохимической обработке скважины.

7.I2.I. Ожидаемые давления в процессе ВПТХО определяются на основе анализа данных, проведенных исследований скважин по методу установившихся режимов их работы, параметров проведенных ГРП, продавок и КО, анализа индикаторных диаграмм, построенных при закачке воды в пласт при различных режимах, а также исправности обсадных колонн.

7.I2.2. Если предыдущие ГРП на скважинах проходились при давлениях, не превышающих 100-150 кГс/см^3, то ВПТХО можно проводить без пакера.

7.I2.3. Если индикаторные диаграммы нагнетательных скважин, построенные при различных режимах закачки воды в пласт в

пределах рабочих давлений, получаются вогнутыми к оси расходов, ВПТХО можно проводить без применения пакера.

7.I3. Перед производством ВПТХО необходимо промывать нефтяную скважину с применением растворителя (конденсата, дизельного топлива или нестабильного бензина),а нагнетательную скважину - горячей водой.

8. Технологические схемы проведения ВПТХО на скважинах.

8.I. Метод ВПТХО применяется на нефтяных, нагнетательных и газовых скважинах, эксплуатирующихся фонтанным, газлифтным, насосным способами и при закачке воды в пласт.

8.I.I. Перед проведением метода ВПТХО рекомендуется проводить полный комплекс гидротермодинамических исследований скважин по методам установившихся режимов, КВД и с применением дебитомеров, расходомеров и термометров, не менее, чем на 3-х режимах их работы.

8.I.2. Выбор технологической схемы ВПТХО зависит от способа эксплуатации скважин.

8.I.2.I. ВПТХО на скважинах месторождения Узен необходимо проводить с применением 3-х продавочных агрегатов, один из которых является резервным на случай выхода из строя одного из работающих. Если для закачки кислотного раствора применяется агрегат Азинмаш-35 можно ограничиться 2-мя продавочными агрегатами типа ЦА или АН.

8.I.2.2. Количество продавочных агрегатов определяется исходя из ожидаемых скоростей закачки жидкости разрыва или жидкости магнийносителя.

8.I.3. Для быстрого освоения и пуска скважины в эксплуатацию после проведения ВПТХО в схеме обвязки устья скважины необходимо предусмотреть наличие передвижного компрессора высокого давления.

8.I.4. В случае обработки скважин с применением пакера и якоря, НКТ необходимо опускать с пусковыми или рабочими клапанами.

8.I.5. В любом случае при обвязке скважины необходимо предусмотреть возможность освоения скважины снижения пускового давления методом одновременного нагнетания в скважину жидкости (углеводородных жидкостей или воды) и рабочего агента.

8.I.5.I. В качестве рабочего агента при освоении или пуске скважины в эксплуатацию применяется сжатый воздух или углеводородный газ высокого давления. Последний применяется в том случае, если в качестве пускового компрессора используется один из компрессоров высокого давления, установленных на компрессорной станции.

8.I.6. В качестве продавочной жидкости при обработке скважины методом ВПТХО применяют конденсат или нефть для нефтяных скважин и вода - для нагнетательных скважин.

8.I.7. 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.

8.I.8. Скорость закачки магния или смеси магния с песком в скважину зависит от вязкости применяемой жидкости-магнийносителя. Скорость нисходящего потока жидкости-магнийносителя при этом не должна быть меньше скорости свободного падения песка или магния в жидкости.

8.I.9. Концентрация гранулированного магния или его смеси с песком 70-300 г на I л жидкости и зависит от вязкости применяемой жидкости -магнийносителя.

8.I.9.I. Если в качестве жидкости-магнийносителя используется нефть, вязкость более 50 сп, концентрация магния или смеси магния с песком должна быть 200-300 г/л.

8.I.9.2. Если в качестве жидкости-магнийносителя применяется конденсат или нестабильный бензин или вода, концентрация магния или его смеси с песком должна быть не более 70 г/л.

8.I.I0. Если для ВПТХО применяется незащищенный (не оксидированный) гранулированный магний или порошковый магний, при обработке нефтяных скважин нельзя допускать содержания в жидкости-магнийносителе воды, особенно, минерализованной.

8.I.II. Если в процессе обработки скважины до введения магния в пласт по какой-либо причине произошла вынужденная остановка агрегатов, процесс прекращается и магний сразу же вымывается на поверхность.

8.2. Технологическая схема проведения ВПТХО на скважинах, оборудованных штанговыми глубинно-насосными установками.

8.2.I. Провести полный комплекс гидротермодинамических исследований скважин по пункту 9.I.I.

8.2.2. Поднять штанги, отбить уровень (статический), допустить трубы до нижнего интервала перфорации, провести пропарку скважины с применением насыщенного пара, или промывку с применением горячего конденсата.

8.2.3. Поднять трубы, отбить забой.

8.2.4. Спустить насосно-компрессорные трубы с пусковыми клапанами. Нижний конец труб установить ниже нижних отверстий интервала перфорации.

8.2.5. В случае ожидания высоких давлений при производстве ВПТХО обработку скважины необходимо проводить с применением пакера и якоря.

8.2.6. Произвести обвязку устья скважины для производства термохимической обработки. В схеме обвязки предусмотреть наличие передвижного компрессора для освоения и пуска скважины сразу же после проведения ВПТХО и пескосмесительного агрегата для подачи магния или смеси магния с песком на прием продавочных агрегатов. Количество продавочных агрегатов должно быть не менее 3-х и определяется скоростью закачки жидкости разрыва и жидкости-магнийносителя.

8.2.7. Провести прямую промывку скважины горячим конденсатом с выбросом промывочной жидкости в коллектор.

8.2.8. Закрыть затрубное пространство и провести продавку скважины конденсатом на 3-х режимах работы агентов, с замерами расхода и давления закачки, начиная с I скорости.

8.2.9. Построить индикаторную диаграмму, рассчитать коэффициенты приемистости на каждом режиме. Если $к_I < к_3$ не менее, чем в два раза и форма индикаторной диаграммы вогнутая к оси расхода, значит можно принять, что в призабойной зоне пласта образовались трещины.

8.2.IO. После убеждения, что в призабойной зоне пласта есть трещины, не сбавляя темпа процесса закачать заданный объем гранулированного магния или его смеси с песком в пласт с применением жидкости магнийносителя - нефти или конденсата.

8.2.I0.I. В случае производства ВПТХО с применением смеси гранулированного магния с песком, гранулированный магний закачивается с последней порцией песка.

8.2.I0.2. Концентрацию магния или его смеси с песком брать по пункту 9.I.9.

8.2.II. Не сбавляя темпа закачки, вслед за гранулированным магнием закачать в скважину 0,3 $м^3$ нефти или конденсата в качестве буферной жидкости.

8.2.I2. Закачать в скважину заданный объем кислотного раствора. До подхода головы кислотного раствора к башмаку НКТ, закачку проводить без сбавления темпа, затем перейти на I скорость закачки одного агрегата.

8.2.I3. Провести продавку всего заданного объема кислотного раствора в пласт конденсатом на I скорости одного агрегата. Объем продавочной жидкости (конденсата) берется равным одному объему НКТ.

8.2.I4. После продавки всего кислотного раствора в пласт через 60 мин. возбудить скважину с помощью компрессора. Освоение скважины проводить до тех пор, пока не будет извлечен из пласта и скважины весь объем рабочей жидкости вместе с продуктами реакции магния и кислоты.

8.2.I5. Поднять НКТ с пусковыми клапанами (с пакером).

8.2.I6. Замерить уровень жидкости в скважине, отбить забой и измерить забойное давление.

8.2.I7. Спустить НКТ со штангами и насосом, промыть скважину горячим конденсатом и пустить в эксплуатацию.

8.2.I8. Наблюдать за дебитом жидкости и нефти ежедневно в течение I5 суток.

8.2.I9. Провести комплексные исследования скважины по пункту 9.I.I.

8.2.20. Производить ежемесячные контрольные замеры дебитов жидкости и нефти. По мере возможности замерять забойные давления.

8.3. Технологическая схема проведения ВПТХО на фонтанных и газлифтных скважинах.

8.3.I. Провести полный комплекс гидротермодинамических исследований скважин по пункту 9.I.I.

8.3.2. Провести пропарку или промывку скважины с применением насыщенного пара или горячего конденсата в следующей последовательности.

8.3.2.I. Заполнить при открытом затрубном пространстве насосно-компрессорные трубы горячим конденсатом и выбросить его в коллектор с использованием энергии пласта.

8.3.2.2. Допустить насосно-компрессорные трубы с установкой башмака выше забоя на 0,5 м и промыть скважину по схеме прямой промывки с применением горячего конденсата с выбросом его в коллектор.

8.3.3. Произвести обвязку скважины для проведения ВПТХО. При этом предусмотреть возможность освоения скважины с компрессором, в том числе и путем попеременной закачки рабочего агента и углеводородной жидкости. При необходимости обработки скважины с пакером на НКТ, установить пусковые клапана или рабочий клапан. На газлифтных скважинах НКТ спускают с пусковыми и рабочими клапанами.

8.3.4. При проведении ВПТХО без пакера заполнить затрубное пространство нефтью путем выдавливания ее из НКТ конденсатом и

при закрытом затрубном пространстве провести закачку конденсата в пласт на 3-х режимах работы агрегатов с фиксацией расхода жидкости и устьевого давления.

8.3.5. Построить индикаторную диаграмму и убедиться, что разрыв в пласте или раскрытие существующих трещин произошли.

8.3.6. Не сбавляя высокого темпа закачки жидкости разрыва, закачать в скважину гранулированный магний или его смесь с песком на горячей нефти или на горячем конденсате. Концентрацию магния в жидкости-песконосителя брать по пункту 9.I.9.

8.3.6.I. В случае производства ВПТХО с применением смеси гранулированного магния с песком, гранулированный магний закачивается с последней порцией песка.

8.3.9. Не сбавляя темпа, вслед за магнием (и песком) закачать в скважину в качестве буферной жидкости 0,3 $м^3$ конденсата.

8.3.I0. Не сбавляя темпа, закачать в скважину заданный обьем кислотного раствора. После продавки гранулированного магния или его смеси с песком перейти на I скорость закачки раствора кислоты одним агрегатом.

8.3.II. Продавить весь кислотный раствор в пласт горячим конденсатом в количестве одного обьема НКТ на I скорости одного агрегата.

8.3.I2. После продавки всего кислотного раствора в пласт через 60 мин начать освоение скважины для эксплуатации.

8.3.I2.I. Поскольку в качестве продавочной жидкости берется конденсат, освоение фонтанных скважин с высоким пластовым давлением производится с использованием энергии пласта.

8.3.I2.2. Газлифтные и фонтанные скважины с низкими пластовыми давлениями после обработки ВПТХО осваиваются с примене-

нием передвижного или пускового компрессора, установленного на компрессорной станции.

8.3.I3. Пустить скважину в эксплуатацию и ежедневно наблюдать за изменением дебита жидкости и нефти в течении I5 суток.

8.3.I4. Провести комплексные исследования скважины по пункту 9.I.I.

8.3.I5. После пуска скважины снова в эксплуатацию производить ежемесячные контрольные замеры дебитов жидкости и нефти, буферного и забойного давлений.

8.4. Технологическая схема проведения ВПТХО на нагнетательных скважинах.

8.4.I. Провести полный комплекс термогидродинамических исследований скважин по пункту 9.I.I.

8.4.I.I. При этом наблюдения за изменением забойных давлений каждого режима закачки производить по образцовым манометрам, установленным на устьи скважины на линии нагнетания и на затрубном пространстве.

8.4.I.2. На основе расчетов значений коэффициентов приемистости по форме индикаторной диаграммы (вогнутой к оси расходов), а также данных исследований профилей приемистости судят о возможности раскрытия трещин в процессе проведения ВПТХО.

8.4.2. В случае отсутствия открытых трещин в призабойной зоне пласта при максимальном режиме закачки, термохимическую обработку скважин проводить с применением пакера.

8.4.3. Прекратить закачку воды в пласт. До и после остановки закачки замерять давления нагнетания и отбить забой скважины.

8.4.4. Подсоединить к устью скважины не менее 3 продавочных агрегатов и промыть скважину с применением горячей воды.Интенсивность промывки I200-I500 м^3/сут. При применении для ППД горячей воды, промывку скважины проводить от водовода.

8.4.5. На максимальных скоростях закачки продавочных агрегатов закачать в пласт жидкость разрыва в течение 3-5 мин. и определить коэффициент приемистости скважины.

8.4.6. Если коэффициент приемистости скважин окажется не меньше самого высокого коэффициента приемистости, определенного перед прекращением закачки воды в пласт, не сбавляя темпа, закачать в скважину заданный обьем гранулированного или порошкового магния.

8.4.6.I. В качестве жидкости-магнийносителя фертоя горячая вода, можно применять и загущенную КМЦ или полиакриламидом (ПАА) горячую воду, вязкостью 50-I00 сп.

8.4.6.2. При применении в качестве жидкости-магнийносителя горячей воды, концентрация магния - не более I00 кГ на I м^3 воды.

8.4.6.3. При применении в качестве жидкости-магнийносителя загущенной КМЦ или ПАА воды, концентрация магния - до 200кГ на I м^3 раствора.

8.4.7. Не сбавляя темпа, закачать в скважину 0,3 м^3 горячей воды в качестве буферной жидкости.

8.4.8. Не сбавляя темпа, начать закачку раствора ингибированной соляной кислоты I5% концентрации.

8.4.9. После достижения головы кислотного раствора фильтра, остаток кислотного раствора продавить водой на I скорости одного насосного агрегата. Обьем продавочной жидкости должен

быть равным одному объему НКТ.

8.4.I0. Через 60 мин. после продавки раствора соляной кислоты в пласт, проводить дренаж призабойной зоны методом многократных кратковременных изливов с противодавлением на забой [I]

8.4.I0.I. Если скважина не переливает, дренаж призабойной зоны проводить с применением компрессора.

8.4.I0.2. В случае обработки скважины с применением пакера, для производства дренажа призабойной зоны на НКТ установить пусковой клапан.

8.4.II. Пустить скважину на длительный излив до полной замены грязной воды в НКТ на чистую.

8.4.I2. Промыть скважину горячей водой и пустить ее под закачку также горячей водой и наблюдать за изменением режима закачки в течение 7-I0 суток.

8.4.I3. Провести полный комплекс гидротермодинамических исследований скважины по пункту 9.I.I. и сравнить результаты с результатами первоначальных исследований.

8.4.I4. Пустить скважину под закачку и производить ежемесячные контрольные замеры ее приемистости.

9. Оценка состояния призабойной зоны пласта и определение технологической эффективности метода ВПТХО.

9.I. Состояние призабойной зоны пласта, в том числе и возможность раскрытия трещин пород пласта в процессе обработки скважин, а также оценку технологической эффективности ВПТХО определяют путем проведения комплекса термогидродинамических и геофизических исследований скважин.

9.2. Глубину околоскважинной ухудшенной по проницаемости

зоны пласта определяемой по графику восстановления забойного давления, построенного на основе проведения исследования скважины при неустановившемся режиме.

9.2.I. В случае наличия ухудшенной по проницаемости зоны пласта по сравнению с удаленной зоной, график восстановления забойного давления, построенный в координатах $\Delta P, lg\, t$,получается с двумя прямолинейными участками, как показано на рис.5.

9.2.2. Коэффициент проницаемости привабойной зоны пласта определяется по углу наклона α_1 первого прямолинейного участка графика восстановления забойного давления по формуле

$$K_1 = 0{,}183 \frac{Q \cdot \mu \cdot \beta}{i_1 \cdot h} \qquad (7)$$

где K_1 - коэффициент проницаемости околоскважинной ухудшенной зоны пласта, дарси;

Q - установившийся дебит скважины перед ее остановкой, $см^3/с$;

μ - коэффициент динамической вязкости жидкости в пластовых условиях, СП;

β - обьемный коэффициент нефти;

h - мощность пласта, определяется по каротажной диаграмме, м;

i_1 - уклон I прямолинейного участка графика восстановления забойного давления определяется как $tg\, \alpha_1$

$$tg\, \alpha_1 = i = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{lg\, t_2 - lg\, t_1} \qquad (8)$$

9.2.3. Коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта, определяется по углу наклона α_2 второго прямолинейного участка графика восстановления забойного давления по формуле

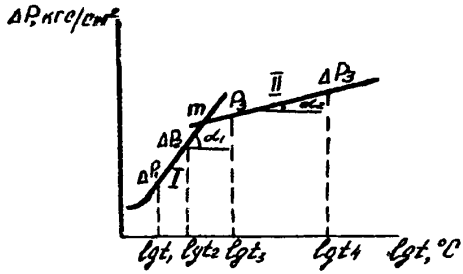
ΔP, кгс/см²
ΔP₃
II
m
P₃
α₂
ΔP₂
α₁
ΔP₁
I
lgt₁
lgt₂
lgt₃
lgt₄
lgt, °C

Рис. 5

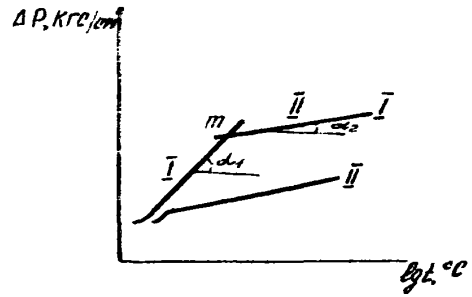
ΔP, кгс/см²
II
I
m
α₂
I
α₁
II
lgt, °C

Рис. 6

$$K_2 = 0{,}183 \frac{Q\mu B}{i_2 h} \qquad (9)$$

где K_2 - коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта, дарси;

i_2 - уклон второго прямолинейного участка графика восстановления давления, определяется как $tg\alpha_2$

$$tg\alpha_2 = i_2 = \frac{\Delta P_4 - \Delta P_3}{lg t_4 - lg t_3} \qquad (10)$$

9.2.4. Если $K_1 < K_2$, проницаемость призабойной зоны ниже проницаемости удаленной зоны пласта. Вероятной причиной низкой проницаемости призабойной зоны пласта в нефтяных скважинах месторождения Узень является кольматаж порового пространства отложениями парафино-смолистых веществ, а в нагнетательнх скважинах - еще закупоривание пор и трещин призабойных зон пласта, в основном, взвешенных частиц в виде гидроокиси железа и нефтепродуктов, внесенных в процессе нагнетания воды для ППД.

9.2.5. Глубину ухудшенной по проницаемсти зоны пласта можно определить по формуле

$$R_1 = \sqrt{\varkappa t_m} \qquad (11)$$

где R_1 - радиус ухудшенной по проницаемости зоны пласта, см;

t_m - время, при котором график восстановления забойного давления достигает точки пересечения прямолинейных участков пласта, с;

$\varkappa$ - коэффициент пьезопроводности ухудшенной по проницаемости зоны пласта, который определяется по первому прямолинейному участку графика

$$\varkappa = \frac{K_1}{\mu (m\beta_{ж} + \beta_c)} \qquad (I2)$$

где K_1 – коэффициент проницаемости ухудшенной по проницаемости зоны пласта, дарси;

μ – вязкость жидкости в пластовых условиях, сп;

m – коэффициент пористости пород пласта, в долях от единицы;

$\beta_{ж}, \beta_c$ – соответственно, коэффициенты сжимаемости жидкости и пород пласта, $см^2/кГс$.

9.3. Возможность образования или раскрытия существующих трещин в призабойной зоне пласта перед введением в пласт гранулированного или порошкового магния или смеси их с песком, определяют путем сопоставления коэффициентов приемистости скважин, определенных при производстве ВПТХО путем проведения пробной закачки жидкости разрыва (конденсата) в скважину на 3-х режимах работы агрегатов, начиная с I скорости закачки.

9.3.I. Длительность каждого режима закачки 3-5 мин. В конце каждого режима фиксируются суточные приемистости скважин Q_I, Q_{II}, Q_{III} и давления нагнетания на продавочной головке или на выкиде насосов продавочных агрегатов P_{I}, P_{II}, P_{III}.

9.3.2. Определяют величины приближенных значений коэффициентов приемистости скважины по формулам.

$$K_1 = \frac{Q_I}{P_I}; \qquad K_2 = \frac{Q_{II}}{P_{II}}; \qquad K_3 = \frac{Q_{III}}{P_{III}} \qquad (I3)$$

При этом гидравлическими потерями давлений в НКТ и необеспечением достижения установившихся режимов закачки пренебрегают, тем более, что ошибки эти до некоторой степени зачастую сглаживают друг друга.

9.3.3. Если $K_3 \gg K_1$ (не менее чем в 2 раза) считается, что в призабойной зоне произошли разрыв пласта или раскрытие существующих трещин.

9.4. Технологическую эффективность ВПТХО оценивают путем сопоставления результатов комплекса термогидродинамических и геофизических исследований скважины, проведенных до и после обработки скважин, а именно: КПД, индикаторные диаграммы или коэффициенты продуктивности или приемистости, профили приемистости или продуктивности скважин, графики термометрии и резистивиметрии, графики радиоактивного каротажа, динамометрии скважин, а также путем сопоставления значений дебитов скважин по нефти и процента уменьшения воды в продукции скважин.

9.4.I. Строят графики восстановления забойного давления, построенные до и после обработки призабойныхзон пластов (рис.5,6).

9.4.I.I. На рис. 6 представлены графики восстановления забойного давления, построение до и после обработки скважин, вскрывших терригенные некарбонатные или слабо карбонатные коллектора, путем введения в трещины пласта только магния. По I и 2 участкам графика I определяются значения коэффициентов проницаемости, как показано в пунктах I0.2.2. и I0.2.3., и оценивают степень и глубину загрязненности призабойных зон пластов. После удачной обработки скважин график П должен получиться только с одним углом наклона, как показано на рис. 6. При этом значение $K_1 = K_2$ или приближается к значению K_2 .

9.4.I.2. На рис.5,6. представлены графики восстановления забойного давления, построенные до и после обработки призабойной зоны пласта с терригенными некарбонатными или слабокарбонатными коллекторами путем введения гранулированного или порош-

кового магния, смешанных равномерно со всем объемом песка. Как видно из графика, после обработки скважин I участок графика восстановления давления имеет меньший угол наклона по сравнению с углом наклона к оси абсцисс второго прямолинейного участка графика П, что говорит о значительном увеличении проницаемости призабойной зоны пласта в результате растворения магния и рассредоточенной упаковки песка в трещинах пласта.

9.4.I.3. На рис.18 предоставлены графики восстановления забойного давления до и после обработки призабойной зоны пласта с терригенными некарбонатными или слабокарбонатными коллекторами путем последовательного введения сначала только гранулированного или порошкового магния, затем смеси гранулированного магния с песком. Прямолинейный участок I графика имеет меньший угол наклона к оси абсцисс по сравнению с 2 участком. Это объясняется более высокой проницаемостью околоскважинной трещиноватой зоны пласта в результате рассредоточенной упаковки песка, по сравнению с более удаленной зоной вновь образованных трещин, заполненных только песком.

9.4.I.4. Глубина трещин в околоскважинной зоне с рассредоточенной упаковкой песка определяется по формуле:

$$R_1 = 1{,}5\sqrt{\varkappa t_{m_1}} \qquad (I4)$$

Глубина обработки П зоны определяется по формуле

$$R_2 = R_1 + 1{,}5\sqrt{\varkappa_2 (t_{m_2} - t_{m_1})} \qquad (I5)$$

где R_1 – глубина обработки околоскважинной зоны по радиусу с рассредоточенной упаковкой песка, см;

$\varkappa_2$ – коэффициент пьезопроводности второй зоны пласта с

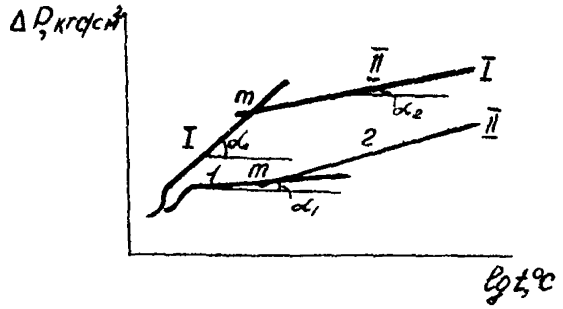
ΔP, кгс/см²
m
II
I
α₂
I
α₁
2
II
1
m
α₁
lgt, °C

Рис.7

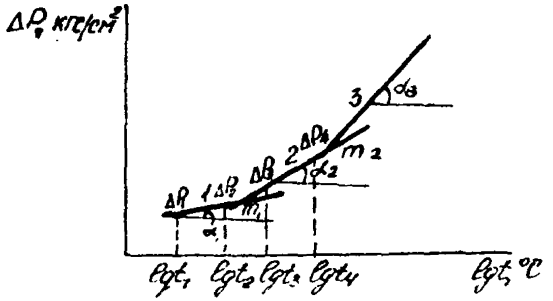
ΔP, кгс/см²
3
α₃
2
ΔP₄
m₂
α₂
ΔP₁
1
ΔP₂
ΔP₃
m₁
α₁
lgt₁
lgt₂
lgt₃
lgt₄
lgt, °C

Рис.8

плотной упаковкой песка, $см^2/сек$;

t_{m_1}, t_{m_2} - время, соответствующее точкам пересечения прямолинейных участков графика восстановления забойного давления, построенного после обработки скважины.

9.4.2. Путем сопоставления термограмм, резистивиметрограмм профилей приемистости и продуктивности скважин, снятых до и после обработки скважин, определяют изменение характера продуктивности скважин по мощности пласта.

9.4.3. Путем сопоставления значений коэффициентов продуктивности или приемистости скважин, углов наклонов индикаторных диаграмм (рис.9), построенных до и после обработки скважин, судят об общем увеличении продуктивности скважин. Если обработка скважин прошла удачно.

9.4.4. Эффективность ВПТХО также судят на основе периодических замеров суточных дебитов нефтяных скважин по нефти и по воде, а нагнетательных скважин - по приемистости после их обработок.

10. Определение экономической эффективности ВПТХО на нефтяных и нагнетательных скважинах.

10.1. Для расчета экономической эффективности ВПТХО принимаются следующие основные показатели [3]:

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

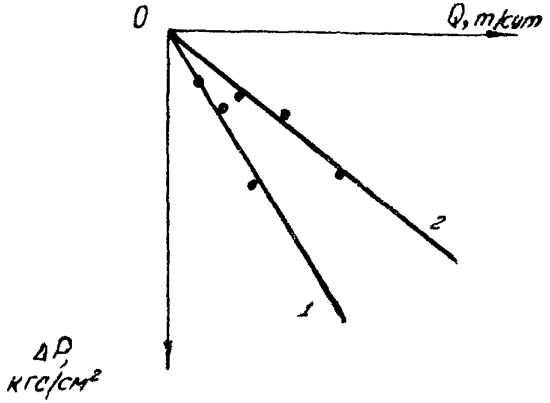

Рис.9

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

IO.I.I.I. Расчет прироста суммарного дебита, на нефтяных акважинах 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;

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

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

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 НГДУ ($q_н$).

Расчет производится по формуле:

$$K = \frac{q_в}{q_н}$$

IO.I.I.3. Средний суточный расход закачки воды по ВПТХО берется за 3 месяца до обработки скважины.

IO.I.2. Дополнительные капитальные вложения состоят из стоимости оборудования, включая издержки на его доставку и монтаж. Поскольку ВПТХО проводится с применением существующего

оборудования, дополнительные вложения отсутствуют.

I0.I.3. Дополнительные эксплуатационные затраты состоят из расходов по проведению ВПТХО и затрат по добыче дополнительной нефти в текущем году.

I0.I.3.I. Расходы по проведению ВПТХО складываются из заработной платы (основной и дополнительной с начислениями) бригады КРС, амортизации установки, стоимости электроэнергии, материалов, их транспортировки.

I0.I.3.2. Расходы по заработной плате определяются, исходя из численности обслуживающих работников, среднегодовой заработной платы или тарифных ставок одного работника.

I0.I.3.3. Затраты на материалы (соляная кислота, магний, нефть, конденсат) расчитывают по видам, удельным расходам и оптовой цене единицы, расходуемого материала.

I0.I.3.4. Амортизационные расходы установки определяют в соответствии с действующими нормами амортизационных отчислений на восстановление и капитальный ремонт по всем видам оборудования, входящих в установку.

I0.2. Экономический эффект от проведения ВПТХО 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 обьем продукции после ВПТХО, т;

E – нормативный коэффициент эффективности капвложений.

I0.2.I. Экономический эффект от ВПТХО определяется по каждой скважине. Общий экономический эффект по месторождению определяется суммированием результатов по отдельным скважинам с учетом затрат по неэффективным мероприятиям.

II. Правила техники безопасности и охраны окружающей среды при проведении ВПТХО на скважинах.

II.I. Эксплуатационная колонна скважины, подлежащая обработке методом ВПТХО, должна быть расчитана 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.

II.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.

II.3. Устье скважины должно оборудоваться полом, стеллажами в соответствии с "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности".

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

II.5. Около скважины должна находиться исправная фонтан-

ная арматура, опресованная на полуторакратное давление от ожидаемого максимального давления на устье при фонтанировании скважин.

II.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 цементировать или перевести в положение, при котором можно беспрепятственно установить заливочную арматуру и провести обвязку устья скважин.

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

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

II.9. Ответственный за проведение ВПТХО 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, промсанитарии и охране природы.

II.IO. Места установки агрегатов для проведения ВПТХО должны быть соответствующим образом подготовлены и освобождены от посторонних предметов, препятствующих установке агрегатов и прокладке коммуникаций.

II.II. Агрегаты для введения магния в пласт и закачки кислоты должны быть установлены на расстоянии, не менее IO м от устья скважины и расставлены так, чтобы расстояние между ни-

ми было не менее I м и кабины их не были обращены к устью скважины.

II.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.

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

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

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

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

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

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

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

II.20. Емкости для соляно-кислотного раствора, запорные устройства к ним должны быть кислотостойкими и герметичными.

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

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

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

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

II.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.

II.26. При приготовлении кислотного раствора на месте обработки скважины, рабочие должны быть одеты в суконную одежду, резиновую обувь, иметь резиновые перчатки.

II.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.

II.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.

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

II.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 поверхность околоскважинного земельного участка.

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

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

I2. ЛИТЕРАТУРА

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

2. Щелкачев В.Н. "Упругий режим пластовых водонапорных систем". М., "Гостоптехиздат", I948, I42 с.

3. Гужновский Л.П. "Экономика разработки 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 обьединения "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 г.

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 г.

II. Мустаев Я.А., Чеботарев В.В., Алексеев Г.А. "Оптималь-

ный режим электропрогрева скважин для месторождений Северо-Западного района Башкирии". НТС "Нефтепромысловое дело", № 6, 1969 г.

12. Результаты внедрения и совершенствование методов воздействия на призабойную зону скважин месторождения Узень. Труды КазНИПИнефть, вып. У, 1978 г., с. 50-59. Авт.: Смольников Н.В., Симонов В.А., Каштанов Е.П. и др.

О Г Л А В Л Е Н И Е

I. Введение .....

2. Характеристика нефтесодержащих пород и насыщающих их флюидов .....

3. Причины снижения проницаемости призабойных зон пластов нефтяных и нагнетательных скважин .....

4. Теоретические основы метода внутрипластовой термохимической обработки скважин (ВПТХО) .....

5. Свойства гранулированного и порошкового магния и условия их хранения .....

6. Расчет материалов и реагентов для проведения термохимической обработки скважин .....

7. Области применения, выбор и подготовка скважин для внутрипластовой термохимической обработки .....

8. Технологические схемы проведения ВПТХО на скважинах .....

8.2 Технологическая схема проведения ВПТХО на скважинах, оборудованных штанговыми глубинно-насосными установками ..

8.3. Технологическая схема проведения ВПТХО на фонтанных и газлифтных скважинах .....

8.4. Технологическая схема проведения ВПТХО на нагнетательных скважинах .....

9. Оценка состояния призабойной зоны пласта и определение технологической эффективности метода ВПТХО .....

IO. Определение экономической эффективности ВПТХО на нефтяных и нагнетательных скважинах .....

II. Правила техники безопасности и охраны окружающей среды при проведении ВПТХО на скважинах .....

12. Литература .....

gost.e-ecolog.ru

Сити-Вним-79 Зак. 248, Тир 60