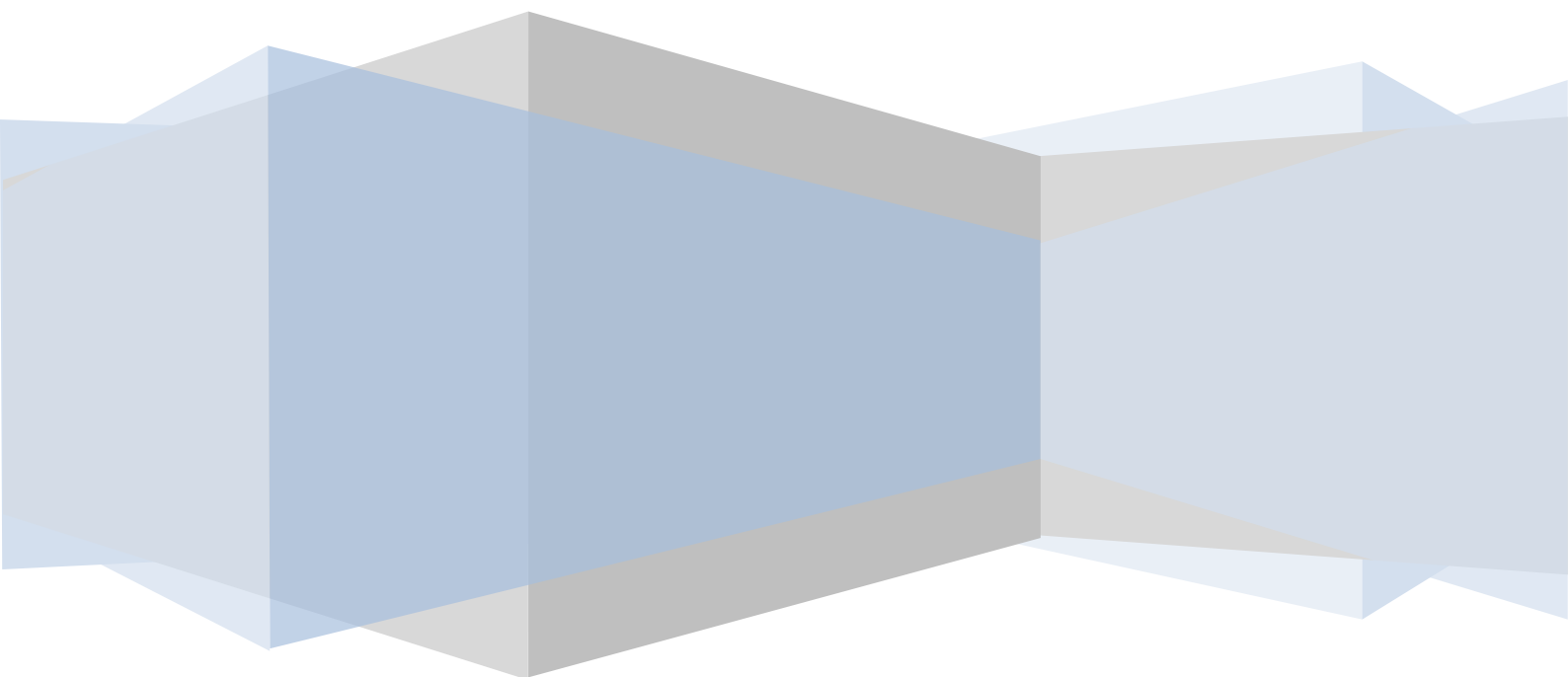




Технологія обмеження водопритоків в нафтяних скважинах терригенного колектора з пластовою температурою 70-100 °С з використанням водоізолюючого складу на основі осадкогелеобразуючої композиції «ВІС-1»

За підтримки ЗАТ «ХІМЕКО-ГАНГ»

www.himeko.ru



1. Общие положения

1.1. Технология обработки скважин предназначена для изоляции путей обводнения в нефтяных скважинах и включает комплекс технологических приемов и реагентов для обработок.

1.2. Технология основана на закачке в пласт состава на основе промышленно-выпускаемого реагента ВИС-1.

В результате происходящих в пластовых условиях реакций гидролиза реагентов, входящих в изолирующий состав с выделением аммиака и последующей нейтрализацией хлоридов алюминия, происходит образование неорганического геля, создающего высокий фактор сопротивления притоку воды. В тоже время неорганический гель образуется в водонасыщенной части пласта, поскольку в нефтенасыщенном коллекторе, за счет растворения выделяющегося аммиака в углеводородах, гидролиз хлоридов алюминия, а следовательно и образование геля, не происходит.

1.3. Объемы порций выбираются в зависимости от коллекторских свойств пласта и строения призабойной зоны, степени и характера обводнения скважин, действующих перепадов давления и температур.

2. Область применения

2.1. Технология имеет цель обеспечить ограничение отборов воды на участке залежи, предназначена для ограничения притока закачиваемых, контурных, подошвенных и пропластковых вод любой минерализации; применима в условиях терригенных коллекторов и пластовых температур 70-100°C при приемистости скважин перед обработкой не менее 0,6 м³/час*МПа.

2.2. Целесообразность и эффективность работ по ограничению отборов воды, связанные непосредственно с регулированием процесса разработки нефтяной залежи, зависят от общего состояния выработанности участка залежи, строения пласта и интенсивности системы заводнения, что должно учитываться при выборе скважин для обработок.

2.2.1. Обработки нефтедобывающих скважин с целью ограничения притока подошвенных, контурных или закачиваемых вод в монолитных пластах (без их отключения) осуществляются при отсутствии прямого влияния нагнетательных скважин (скважина должна быть удалена от нагнетательной более чем на 600 м) или ее расположении не в первом добывающем ряду. Накопленный отбор нефти с 1 м первоначальной нефтяной толщи не должен превышать 15 тыс.т перед обработкой. Наиболее эффективны обработки обводненных скважин с толщиной пласта более 5 м и нефтенасыщенной толщиной не менее 3 м при вязкости пластовой нефти до 10 мПа·с и не менее 4-5 м при вязкости нефти свыше 10 мПа·с.

2.2.2. Обработки добывающих скважин с целью ограничения притока воды из обводнившихся интервалов целесообразно осуществлять при разделении горизонта на отдельные пропластки глинистыми разделами толщиной 1 м и более. Наибольший эффект от обработки по схеме селективной изоляции в неоднородных пластах следует ожидать при соотношении проницаемостей отключаемого и продуктивных пропластков равном 2 - 4. При большей величине неоднородности и проницаемости продуктивных пропластков менее 0,15 мкм² необходимо предусматривать проведение специальных операций по интенсификации работы из малопроницаемых пропластков.

2.3. Обводненность добывающих скважин перед обработкой может достигать 99%.

3. Технические средства и материалы

3.1. Обработки скважин осуществляются с использованием стандартного оборудования устья скважины, механизмов и агрегатов, применяемых при капитальном ремонте скважин: цементируемых агрегатов типа ЦА-320 М (ТУ 26-02-30-75 с изм.№2 и №3), блока манифольдов и автоцистерн.

3.2. Используемые в разработанной технологии реагенты выпускаются в промышленном масштабе.

3.2.1. Изолирующий состав ВИС-1, представляет собой композицию, полученную на основе солей алюминия, карбамида и поверхностно-активных веществ, выпускается по ТУ 2484-087-17197708-2004.

3.2.2. Нефтенол К представляет собой многокомпонентную смесь анионных и катионных поверхностно-активных веществ разного химического строения. Выпускается по ТУ 2483-065-17197708-2002.

3.2.3. Портландцемент тампонажный, ГОСТ 10178-85.

4. Технологические схемы обработок скважин

4.1. Технологическая схема изоляционных работ с использованием состава «ВИС-1» предусматривает спуск колонны НКТ при необходимости с пакером до верхних перфорационных отверстий.

4.2. Закачка и продавка рабочего состава производится через НКТ. Доводка состава до башмака НКТ и продавка его в пласт производится путем закачки в НКТ продавочной жидкости: технической, пресной воды или солевого раствора.

4.3. Смешение и приготовление рабочих составов в емкости или бункере агрегата осуществляется отдельным растворением в пресной воде (применение минерализованной воды ускоряет гелирование состава).

Приготовление гелеобразующего состава «ВИС-1» на 1 м³ пресной воды:

в 1000 л пресной воды при подогреве до температуры 20°C, растворить 300 кг ВИС-1.

Время гелирования при 80-100°C составляет 6-3 часов.

4.4. Соединение насосных агрегатов со скважиной должно быть жестким. Перед началом обработки нагнетательные линии должны быть опрессованы давлением, превышающим в 1,5 раза максимально допустимое рабочее давление обработки.

5. Технология обработки добывающих нефтяных скважин

5.1. Технология обработки включает нагнетание в пласт изолирующего материала из расчета, указанного в таблице:

Перфорированная толщина пласта, м	Объем порции состава в зависимости от длины интервала перфорации, м ³ /м
более 5	Общий объем не менее 50 м ³
2-5	15-8

5.2. Продавка осуществляется в объеме НКТ+0,5 м³ на 1 м пласта технической, пресной водой или соевым раствором.

5.3. При приемистости скважины 1,2 - 2,5 м³/час*МПа и планируемой после изоляционных работ депрессии на пласт более 5 МПа, рекомендуется вслед за составом «ВИС-1» закачать закрепляющий материал. В качестве которого рекомендуется использовать нефтецементный раствор (НЦР) в объеме 3-4 м³. НКТ при этом необходимо приподнять над зоной перфорации на 15-20 м. Продавка ведется нефтью из расчета полного задавливания НЦР в пласт.

5.4. В случае роста давления выше допустимого (см. раздел 10) излишний НЦР вымывается обратной промывкой.

5.5. После окончания задавки закрепляющего состава в пласт, НКТ приподнимаются над зоной перфорации на 100-150 м и осуществляется обратная

промывка НКТ с противодавлением на пласт. После чего скважина закрывается на ожидание затвердевания цемента 2 суток под давлением равным 40 - 60 % от достигнутого при задавке составов в пласт.

5.6. Технологическая схема обработки и объемы закачки уточняются по мере проведения промысловых испытаний.

6. Освоение скважин после обработки

6.1. Освоение скважины после обработки осуществляется по общепринятой на данном месторождении технологии. При этом надо иметь виду, что проведение водоизоляционных работ приводит к созданию дополнительного сопротивления в призабойной зоне скважины. Однако резкое увеличение депрессии на пласт может привести к преждевременному выходу изолирующего состава.

6.2. Безопасным пределом депрессии на пласт сразу после водоизоляционных работ можно считать 2-4 МПа, что должно учитываться при планировании рабочих режимов эксплуатации скважин. Учитывая, что в первые дни работы скважины происходит восстановление продуктивности нефтяных интервалов, рекомендуется плавный ввод скважины на рабочий режим.

7. Исследования, проводимые перед обработкой

7.1. Для выбора технологической схемы проведения обработки на скважине проводятся геолого-промысловые исследования:

- по пробам, отобранным из продукции скважины, определяются соотношения нефти и воды;
- анализируются промыслово-геологические данные по скважине и месторождению и дается заключение о характере обводнения, коллекторских свойствах пласта и состоянии призабойной зоны;
- при недостаточной промыслово-геофизической информации в скважине проводятся специальные исследования с целью определения мест водопритоков. Исследования должны

включать полный промыслово-геофизический комплекс, предусмотренный для контроля разработки нефтяного месторождения [1].

8. Оценка результатов обработок

8.1. Предварительно результат обработки нефтяных скважин оценивается по изменению дебита нефти и обводненности за 3 полных месяца работы.

8.2. Общий результат обработок скважин на участке залежи оценивается по изменению на стандартных характеристиках вытеснения, применяемых при анализе разработки нефтяных месторождений.

[1] Руководство по применению геолого-физических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений. РД 39-4-699-82, ВНИИнефтепромгеофизика, М., 1982г.

9. Требования безопасности и влияние на окружающую среду

9.1. Технологический процесс обработки скважин осуществляется с использованием стандартного оборудования, в полном соответствии с действующими правилами и нормами по технике безопасности на капитальный ремонт и обработку призабойной зоны скважин.

9.2. Обработка скважин производится под руководством ответственного инженерно-технического работника по плану, утвержденному руководителем предприятия. При отсутствии утвержденного плана работ проведение обработки запрещается.

9.3. К работе по приготовлению и закачке рабочих растворов и составов в скважину допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, инструктаж по правилам производства работ, техники безопасности и пожароопасности.

9.4. Используемые реагенты для приготовления водоизолирующих составов являются малотоксичными (3-й класс опасности) и основной предосторожностью при работе с ними является предохранение от попадания их в глаза и на открытые участки кожи.

9.5. При приготовлении водоизолирующих составов работающие должны быть обеспечены спецодеждой, рукавицами и защитными очками.

9.6. Для оказания первой помощи необходимо иметь на скважине универсальную аптечку, 10-20 литров воды.

9.7. На цементировочных агрегатах должны быть опломбированные манометры, а нагнетательные системы должны иметь предохранительные устройства для защиты насосов и нагнетательных линий от разрыва при превы-

шении допустимого давления. Выкид от предохранительного устройства должен быть соответствующим образом закреплен и направлен в мерник.

9.8. Закачку реагентов в скважину начинают только по сигналу ответственного лица. Запрещается производить ремонт нагнетательных линий под давлением - затяжку фланцевых соединений, устранение течей и т.д. Разборка коммуникаций после обработки допускается только после стравливания давления до атмосферного.

9.9. Соединение цементировочных агрегатов с устьем скважины должно быть жестким. Перед началом обработки нагнетательные линии должны быть опрессованы давлением, превышающем в 1,5 раза максимально допустимое рабочее давление.

9.10. С целью охраны окружающей среды остатки используемых химических реагентов и их растворов, образующиеся при промывке загрязненного оборудования, промывке скважин и т.п., следует утилизировать в специально-отведенных местах: амбарах на кустах скважин, специально отведенных местах захоронения.

Категорически запрещается закачка используемых химреагентов в нефтесборные коллекторы, их слив на поверхность почвы, в реки или водоемы.

10. Возможные неисправности работы оборудования и способы их устранения

10.1. При отказе цементировочного агрегата в процессе закачки рабочих жидкостей он заменяется на резервный без остановки процесса.

10.2. При пропусках на устье скважины, фонтанной арматуре, не останавливая процесс закачки, рабочие растворы заменяют на воду и по истечении времени закачки воды в объеме НКТ,

прекращают подачу воды, устраняют нарушения, после чего возобновляют процесс закачки рабочих жидкостей.

11. Возможные отклонения от нормальной работы по технологической схеме и способы их устранения

11.1. Максимальное давление закачивания и продавливания реагентов в пласт не должно превышать $0,8P_{грп}$. $P_{грп}$ - среднее по обрабатываемому пласту давление гидроразрыва. Приблизительно давление гидроразрыва можно определить из соотношения $P_{уст}=1,8 \cdot H/10$, где $P_{уст}$ - давление на устье скважины, атм.; H - глубина скважины, м. Тогда, приблизительно, давление на устье при обработке не должно превышать $0,144 \cdot H$, а также допустимую величину давления на обсадную колонну.

11.2. В случае роста давления продавки до $0,144 \cdot H$ или до давления, допустимого на эксплуатационную колонну или НКТ с пакером, продавку прекращают, резко сбрасывают давление и возобновляют продавку. При росте давления и в этом случае, обработку прекращают и промывают оборудование от остатков реагентов.

11.3. В случае закупорки обрабатываемого пласта в нежелательных интервалах, проводят обработку интервала перфорации 12% раствором соляной кислоты с добавкой 4% Нефтенола К из расчета $0,5-1,5 \text{ м}^3$ на 1 м перфорированной толщины пласта. При необходимости осуществляют повторное вскрытие желаемых интервалов перфорацией.