

ЧЕМЕЗОВ ПАВЕЛ ВЛАДИМИРОВИЧ



**ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ РАЗРУШЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ
ЗОНЫ ПЛАСТА НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ СКВАЖИН
(на примере Ямбургского и Уренгойского ГКМ)**

Специальность 25.00.17

Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Краснодар
2004

Работа выполнена в Северо-Кавказском научно-исследовательском и проектном институте природных газов (ОАО «СевКавНИПИгаз»).

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Гасумов Рамиз Алиевич

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Антониади Дмитрий Георгиевич

кандидат технических наук
Игнатенко Юрий Карпович

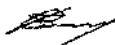
Ведущая организация: ООО «Уренгойгазпром»

Защита состоится «17» декабря 2004 года в 14 часов на заседании диссертационного Совета КМ 222.015.01 при Российском научно-исследовательском и проектном институте по термическим методам добычи нефти (ОАО «РосНИПИтермнефть») по адресу: 350063, Краснодар, ул. Мира, 36.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ОАО «РосНИПИтермнефть».

Автореферат разослан «16» ноября 2004 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук,
доцент



Ю.И. Сташок

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Ямбургское и Уренгойское газоконденсатные месторождения обеспечивают более 50 % объема добываемого газа в Российской Федерации. При этом установлено, что около 80 % действующего фонда работает ниже своих потенциальных возможностей из-за разрушения призабойной зоны пласта эксплуатационных скважин

Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений севера Тюменской области, связанных с сеноманским продуктивным горизонтом, сопровождается выносом песка от 0,1 до 20 г/сут и более, что приводит к выходу из строя действующих скважин, износу подземного и наземного оборудования. Последствия абразивного воздействия песка на скважины и оборудование ликвидируются проведением многократных операций капитального ремонта, что удорожает себестоимость добычи газа. Чтобы прекратить разрушение пласта-коллектора приходится в процессе эксплуатации скважин снижать депрессии на пласт, что уменьшает объемы добычи газа и конденсата и коэффициент газоотдачи месторождений. По этой причине растет бездействующий фонд скважин.

В связи с изложенными проблемами технического состояния скважин, вопросы предупреждения разрушения призабойной зоны скважин и укрепления пласта-коллектора становятся весьма актуальными и являются основной задачей диссертационной работы. Указанные вопросы рассмотрены на примере сеноманских газовых залежей Ямбургского и Уренгойского газоконденсатных месторождений. Вопрос о разрушении призабойной зоны сеноманских газоносных отложений рассматривался и ранее во многих работах. Однако в них недостаточно учитывались структура слагающих пластов, минералогический и гранулометрический состав, прочностная их характеристика и другие вопросы.

Проблема борьбы с пескопроявлением является комплексной, включающей вопросы геологического строения, разработки, эксплуатации и капитального ремонта скважин. Несмотря на то, что этой проблеме посвящено значительное число исследований, она далека от своего разрешения. Предложенные способы борьбы с песком недостаточно эффективны и требуют индивидуального подхода. Основная трудность при решении проблемы состоит в том, чтобы применяемые методы крепления призабойной зоны не снижали естественную проницаемость продуктивного пласта.

Изучению проблемы, связанной с разрушением призабойной зоны пласта на месторождениях, посвящены исследования Алиева З С, Алиева Р М, Ахметова А А, Башкатова А Д, Гасумова Р.А, Динкова А В, Долгова С.В., Дмитриук В.В., Дубенко



В Е., Ермакова В.И., Зотова Г.А., Ильченко В.П., Каприсова К.Л., Керимова В.А., Конторщикова О.А., Короткова Б.С., Маслова В.Н., Нифантова В.И., Плотникова А.А., Ремизова В.В., Савченко Н.В., Тагирова К.М., Тенишева Ю.С., Тимониной Л.Ю., Ханина А.А. и других исследователей.

Цель работы. Повышение производительности скважин путем укрепления призабойной зоны пласта для предупреждения и ограничения выноса пластового песка.

Основные задачи исследований.

1. Анализ строения сеноманской продуктивной толщи с целью выделения в разрезе пород-коллекторов, склонных к песскопроявлению и разработка способа определения (по структуре вынесенного из скважины песка) размеров зоны разрушения пласта-коллектора.

2. Разработка геолого-промысловой модели (размеров зоны) разрушения сеноманского пласта-коллектора на основе изучения прочностной характеристики пород пласта-коллектора по данным промыслово-геофизических исследований скважин, при бурении, освоении и разработке залежей.

3. На основе анализа работы эксплуатационных скважин выделение стадии разрушения сеноманского пласта-коллектора и установление корреляционной связи между содержанием воды в добываемом газе и содержанием выносимого песка.

4. Разработка методики оценки снижения продуктивности сеноманских скважин при разрушении пласта-коллектора.

5. Усовершенствование технологии укрепления призабойной зоны пласта с целью предотвращения и ограничения выноса песка из скважин сеноманской залежи.

Научная новизна

1. Разработана геолого-промысловая модель (размеров зоны) разрушения сеноманского продуктивного пласта Уренгойского и Ямбургского месторождений.

2. Научно обоснованы стадии разрушения сеноманского пласта-коллектора.

3. Впервые разработана методика оценки снижения продуктивности скважин при разрушении призабойной зоны пласта.

4. Усовершенствована технология укрепления призабойной зоны рыхлых продуктивных пластов растворами на основе силиката натрия.

Практическое значение исследований и их реализация

На основе разработанной геолого-промысловой модели, обоснованны стадии разрушения призабойной зоны и даны рекомендации по уточнению технологических режимов эксплуатации сеноманских скважин, усовершенствована технология укрепления

призабойной зоны пласта, позволяющая выводить скважины из бездействующего и простаивающего фонда.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались: на секциях научно-технического Совета ОАО «Газпром», г.Тюмень (2003г.), г.Ставрополь (2001г.), на технических советах ООО «Уренгойгазпром», «Ямбурггаздобыча», г.Новый Уренгой (2004г.) на международных научно-практических конференциях «Проблемы эксплуатации и ремонта скважин», г.Кисловодск (2003, 2004 гг).

Публикации. Основные положения исследований диссертационной работы опубликованы в 7 печатных изданиях.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти разделов и заключения, изложенных на 146 страницах текста, иллюстрируется 41 рисунком, и сопровождается списком использованных литературных источников из 39 наименований.

При работе над диссертацией автор пользовался советами и консультациями сотрудников ОАО «СевКавНИПИгаза» доктора технических наук, академика АГН Долгова С.В, кандидатов наук Гаспаряна В.Р., Гридина В.А., Нерсесова С.В., Остапова О.С., Мосиенко В.Г., Переймы А.А. и др. Всем им автор выражает глубокую признательность.

Особую благодарность автор приносит своему научному руководителю доктору технических наук, профессору, академику РАЕН и АГН Р.А. Гасумову и кандидату геолого-минералогических наук, старшему научному сотруднику Ю.В. Терновому.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В настоящей работе рассматриваются вопросы влияния разрушения призабойной зоны пласта на разработку и эксплуатацию сеноманских газовых залежей Западной Сибири на примере Ямбургского и Уренгойского месторождений.

В первом разделе дается характеристика сеноманской продуктивной толщи. Разрез сеномана представлен частым чередованием пород-коллекторов высокой, средней и пониженной емкости. Газоносные породы-коллекторы высокой емкости (суперколлекторы) представлены рыхлым песком, имеющими по данным геофизических исследований скважин (ГИС) удельные электрические сопротивления 50-90 Ом.м, относительную амплитуду $\Delta\text{ПС} - 0,7-0,8$, коэффициенты пористости 34 - 38 % и газонасыщенности 85-90 %. Данный тип пород-коллекторов обладает повышенной способностью к песскопроявлению по сравнению с остальными классами пород-коллекторов.

Фациальный анализ распространения литологических типов пород показал, что максимальная песчаность секоманского разреза приурочена к сводовой части, а наибольшая глинистость - к склонам Уренгойской и Ямбургской структур. Причем установлена характерная особенность в том, что максимальная песчаность и преобладание конгломератовых и крупнозернистых фракций песка совпадает с контурами палеоподнятий, существовавшим к концу сеноманского века, а также с русловыми фашиями

Установлено, что зональное распределение пород-коллекторов с повышенной песчаностью определяет максимальные рабочие дебиты газовых скважин. Глинистая составляющая цемента пород-коллекторов представлена каолинитом, монтмориллонитом и гидрослюдой. В слабосцементированных рыхлых песках и песчаниках содержание глинистого материала не превышает 7-15 %. Для выявления закономерностей фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) по центральной части Ямбургской сеноманской залежи построены схематические карты песчаности, эффективных газонасыщенных толщин и удельных эффективных газонасыщенных объемов. Максимальная песчаность 80 % приурочена к центральной сводовой части Ямбургского поднятия, на западном и восточном его погружениях песчаность снижается до 70-65 %. С ростом песчаности увеличивается размер слагающих породу-коллектор частиц, то есть, в сводовой части были отложены в процессе осадконакопления более грубозернистые песчаные, а на ее погружениях мелкозернистые алевроитовые разности.

ФЭС пород-коллекторов проанализированы на основании лабораторных исследований керна, выполненных лабораторией физики газового пласта ООО «ВНИИГАЗА».

В разрезе сеномана по данным разведочных скважин выделяются прослои слабосцементированных песчаников, которые, имея пористость 35 % и проницаемость $> 3,0 \text{ мкм}^2$, относятся к суперколлекторам. По своим физическим свойствам указанные породы-коллекторы в подавляющем большинстве склонны к пластовому пескопроявлению. Подробный анализ гранулометрического состава пород-коллекторов показывает, что наличие фракции 0,25-0,1 мм определяет емкостно-фильтрационные свойства суперколлекторов. Построенная зависимость проницаемости от величины фракции 0,25-0,1 мм показывает на наличие корреляционной связи и свидетельствует о том, что если в породе указанная фракция составляет более 30 %, то проницаемость ее оценивается $0,5 \text{ мкм}^2$, а с повышением ее количества до 45-60 % проницаемость увеличивается от 1,0 до $3,5 \text{ мкм}^2$.

С позиций пескопроявления преобладание мелкозернистой фракции песка 0,25-0,1 мм благоприятно для создания сводообразных (арочных) структур вокруг перфорационных отверстий при эксплуатации скважин, которые, как установлено, препятствуют разрушению пласта-коллектора.

Исследовано влияние на величину проницаемости содержания в пласте пелитовой фракции (размер зерен $< 0,01 \text{ мм}$). По установленной зависимости увеличение глинистости в суперколлекторах от 10 до 15 % приводит к снижению проницаемости от $3,5$ до $1,0 \text{ мкм}^2$. Особенно значительное снижение проницаемости пород-коллекторов отмечается при увеличении содержания пелитовой фракции от 15 до 25 %. что приводит к снижению проницаемости от $0,785$ до $0,2 \text{ мкм}^2$. Следует особо отметить, что дальнейшее увеличение пелитовой фракции от 25 до 30 % приводит к снижению проницаемости до нуля, что характерно для пород-коллекторов. Выявленная зависимость может быть использована для оценки величин выноса пелитовых фракций из пласта при наблюдающемся увеличении проницаемости призабойной зоны пласта. В то же время это важно для оценки состояния пласта, так как известно, что вынос глинистого цемента из пласта приводит к его деформации

Анализ kernового материала позволил установить, что наиболее склонными к пластовому пескопроявлению являются породы-коллекторы 1 и 2 классов (по А.А. Ханнину), относимые к суперколлекторам.

На основании анализа гранулометрического состава сеноманского разреза и вынесенного песка установлена принципиальная возможность определения глубины интервала разрушения пласта-коллектора (на примере скв № 7214 Ямбургского ГКМ). В условиях низкого выноса зерна рыхлых песков и слабосцементированных песчаников

рекомендовано использование взаимосвязи между относительной амплитудой кривой ПС и медианным размером зерен породы-коллектора.

Рассмотрено состояние рыхлых песков при падении давления при разработке сеноманских газовых залежей. Сделан прогноз о том, что вследствие увеличения сжимающего давления процесс деформации и дробления песчаных частиц будет происходить в суперколлекторах, что будет увеличивать масштабы пескопроявления.

Анализ строения сеноманской продуктивной толщи позволил сделать следующие выводы:

- анализ структуры слагающих разрез рыхлых песков и слабосцементированных песчаников даст возможность выделять в разрезе сеноманской продуктивной толщи породы-коллекторы, склонные к пескопроявлению;
- предложен способ определения медианного диаметра частиц слагаемых пород в скважинах, пробуренных без отбора керна, с использованием относительной амплитуды ПС;
- по данным о коэффициентах медианного диаметра и отсортированности песка, вынесенного из скважины при пескопроявлении, показана возможность определения глубины интервала разрушения пласта-коллектора;
- на этапе проектирования размещения эксплуатационных скважин необходимо учитывать закономерности размещения ФЭС пород-коллекторов, их физико-механические свойства и гранулометрический состав, которые определяют процесс пластового пескопроявления

Во втором разделе рассмотрена геолого-промысловая модель разрушения сеноманского пласта-коллектора. На основании данных о прочностной характеристике для условий Ямбургского ГКМ рассчитана максимально допустимая забойная депрессия, которая для рыхлых суперколлекторов составила 0,11 и для сцементированных песчаников 3,25 МПа. Расчеты показывают, что пескопроявление возможно в начале эксплуатации залежи и что в первую очередь разрушению должны подвергаться суперколлекторы. Проведенные лабораторные исследования на искусственных образцах позволили выяснить условия их разрушения и коагуляции пылевидными частицами. При проведении стендовых испытаний фиксировались прочность при сжатии, газопроницаемость, глубина проникновения механических включений, нарушение структуры образца керна. При фильтрации сухих включений при давлениях 0,12-0,14 МПа наблюдался незначительный вынос механических примесей без разрушения керна. Проникновение мехвключений в керн по наиболее проницаемым каналам составляло 7 -8

мм. При перепаде давления 0,3 МПа наблюдался незначительный вынос цементирующего межзернового материала и начало выноса песка.

При фильтрации влажных включений через натуральный керн при расходе воздуха от 2 до 8 м при давлениях 0,25 - 0,45 МПа происходит катастрофическое разрушение образцов с выносом песка до 8 % от начального объема. Проведенные эксперименты показывают, что наиболее целесообразно вскрытие сеноманских продуктивных пластов проводить на растворах, приготовленных на нефтяной основе.

Величина максимально допустимой депрессии установлена по литературным источникам. По водозаборным скважинам НГДУ «Нижнесортнымскнефть» при долговременной эксплуатации на Камынском, Алехинском, Северо-Алехинском и Нижне-Сортнымском месторождениях установлено, что разрушение сеноманского водоносного пласта-коллектора начинается при депрессиях 0,1 - 0,2 МПа. Прогнозирование допустимой забойной депрессии по данным ГИС, при которой наступает вынос породы, выполнено для 25 кустов Ямбургского ГКМ. Для оценки применимости методики, предложенной ранее В.В. Масленниковым и В.В. Ремизовым, брались максимальные величины удельных электрических сопротивлений коллекторов первого и второго классов, которые склонны к пескопроявлению. Анализ расчетных и фактических данных показывает, что по ряду скважин, имеющих нижний расчетный предел допустимой депрессии, составляющей 0,14 - 0,28 МПа, выноса песка не наблюдалось при депрессиях 0,5 - 1,2 МПа. На основании анализа данных установлено, что прогноз максимально допустимой депрессии возможен только для газонасыщенных пород. Установлено, что для скважин, в которых вокруг перфорационных отверстий формируются сводовые (арочные) структуры из крупнозернистых саммитовых фракций, последние работают без песка при депрессиях выше расчетных по промыслово-геофизическим данным. В разделе рассмотрено влияние бурения и освоения скважин на процессы пластового пескопроявления. В связи со значительной заболоченностью территории сеноманская газовая залежь Ямбургского ГКМ разбурена кустами из 5 - 8 скважин с искривлением стволов. В соответствии с теоретическими исследованиями разработана принципиальная схема разрушения сеноманского массива горных пород вследствие кривизны скважины и анизотропии напряжений. В результате искривления ствола скважины на внешней стенке скважин созданы условия разрушения при растяжении со сдвигом, то есть в условиях суперколлекторов созданы первичные условия для разрушения структуры пластов, которые проявляются в виде пластовых пескопроявлений при эксплуатации скважин. В эксплуатационных скважинах с вертикальным стволом интенсивность процесса пластового пескопроявления будет меньшей по сравнению со скважинами с искрив-

ленным стволом. Рассмотрено также влияние промывочной жидкости и процесса освоения скважин. Особенно значительное разрушение скелета пород-коллекторов, приводящее к суффозии, в основном, зависит от внедрения пластовой воды. В этой связи важен прогноз обводнения залежи. Согласно данным ООО «Ямбурггаздобыча» в результате разработки в центральной части Ямбургской сеноманской газовой залежи произошло активное внедрение пластовых подошвенных вод. Интенсивная разработка залежи вызвала снижение пластового давления и проявление упруговодонапорного режима, что привело к существенному обводнению эксплуатационных скважин. Согласно прогнозу ООО «Ямбурггаздобыча» массовый процесс обводнения и связанного с ним разрушения призабойной зоны пласта будет наблюдаться после 2010 г.

В третьем разделе выполнен анализ работы более 300 эксплуатационных сеноманских скважин Ямбургского ГКМ. Анализ специальных газодинамических исследований ООО «Ямбурггаздобыча» с помощью установки «Надым-Ж» свидетельствует о том, что 68 % эксплуатационных скважин работают без разрушения призабойной зоны пласта. При рабочих дебитах от 1140 до 140 тыс.м³/сут и максимальных депрессиях 1,2 - 0,5 МПа выноса песка не зафиксировано. Как показывают эти данные, депрессия на пласт не является определяющим фактором разрушения структурных связей в сеноманском газоносном пласте-коллекторе. Основным фактором отсутствия разрушения призабойной зоны пласта является то, что влага находится в парообразном состоянии, вследствие чего накопление воды в призабойной зоне не происходит или она содержится в незначительных количествах. Сопоставление работы скважин за 2000 и 2001 гг. позволило сделать вывод о том, что в результате выноса, преимущественно, мелких фракций песка вокруг перфорационных каналов в указанных скважинах сформировались устойчивые песчаные своды из крупнозернистых фракций, препятствующие выносу пластового песка. В этой связи ~~сделан вывод о том, что~~ о том, чтобы при проектировании системы размещения эксплуатационных скважин учитывалась закономерность распространения пород-коллекторов по вертикали и простиранию, в частности, приуроченность зон максимальной песчаности, конгломератовых и крупнозернистых фракций песка к контурам палеоподнятий или русловых тел. Подтверждением защищаемого положения является анализ работы сеноманских скважин Ямбургского ГКМ. Здесь эксплуатационные скважины, расположенные в палеосодовой части сеноманской газовой залежи, где коэффициент песчаности составляет 85-70 %. эффективная газонасыщенная 130 - 80 м и размер фракции рыхлых песков 0,15 - 0,2 мм, работают без песка или с незначительным пластовым пескопроявлением (до 1,0 мг/м³ добываемого газа). Указанные скважины характеризуются минимальным содержанием кон-

денсационной воды (от 0 до 0,1 г/м³) и жестким сцеплением цементного камня с эксплуатационной колонной, что определяет «сухие» забои

Анализ работы пескопроявляющих эксплуатационных скважин, а также моделирование процесса разрушения призабойной зоны позволило выделить и обосновать три стадии разрушения призабойной зоны пласта. Для газоносных объектов, представленных слабосцементированными песчаниками и рыхлыми песками, установлены начальная, промежуточная и стадия разрушения скелета пласта коллектора, которые характеризуются следующими критериями

а) начальная (содержание песка 0,01 - 1,0 мг/л м³, воды 0,1 - 0,2 г/м³, критическая депрессия на пласт 0,25 МПа),

б) промежуточная (среднее содержание песка 5,2 мг/л м³, воды 0,4 г/м³, критическая депрессия 0 - 0,25 МПа),

в) разрушение скелета пласта коллектора (содержание песка от **5 до 300 г/м³**, воды **1,2 г/м³**, критическая депрессия 0,1 МПа)

Для начальной стадии характерно присутствие только конденсационной воды, для промежуточной - конденсационной или смеси конденсационной и пластовой воды. Для стадии разрушения скелета пласта-коллектора характерно наличие в призабойной зоне преимущественно пластовой воды, однако разрушение скелета пласта может протекать при наличии на забое скважин конденсационной или технической воды.

В зависимости от содержания песка в добываемом газе, дебита скважины, продолжительности пескопроявления и толщины разрушаемого суперколлектора за эксплуатационной колонной образуется каверна с толщиной кольца от 10 до 60 см. С целью уменьшения пескопроявлений на Ямбургском ГКМ рекомендуется

- в связи с более активным подъемом ГВК продлить этап безводной эксплуатации скважин (путем регулирования отборов газа по УПГ для выравнивания гипсометрии),

- назначать технологический режим эксплуатации скважин таким образом, чтобы не допускать начальную стадию пескопроявления,

- необходимо систематическое удаление с забоя скважин воды различного генезиса путем перевода ее в парообразное состояние или систематическое удаление ее с помощью ПАВ,

- не рекомендуется глушение скважин водой или промывочными жидкостями на водной основе. При проведении КРС необходимо использовать промывочные жидкости, приготовленные на конденсате, ацетоне или применять пенные системы,

- во вновь бурящихся скважинах в качестве эксперимента, желательно, провести селективную перфорацию против суперколлекторов, исключив пропластки с повышен-

ным содержанием глинистого материала, которые более подвержены пескопроявлению в начальной стадии

В этом разделе разработана методика оценки снижения продуктивности сеноманских скважин при разрушении пласта-коллектора. При оценке снижения продуктивности газовых скважин в качестве основного фактора, обычно, рассматривается толщина продуктивного пласта и песчаной пробки и их соотношения. Установлено, что фильтративный поток газа определяется не только толщиной, а удельным эффективным газонасыщенным объемом продуктивного пласта. В методическом отношении этот вопрос рассмотрен для Ямбургских сеноманских скважин с учетом таких параметров, как эффективная газонасыщечная толщина, коэффициентов эффективной пористости и газонасыщенности. По данным дебитометрии и газодинамического каротажа установлено, что газоотдающими являются породы-коллекторы 1, 2 и 3 классов. В этой связи удельный эффективный газонасыщенный объем рассчитывался для указанных классов. Установленная нами зависимость дебита газовых скважин (при принятых депрессиях 0,1 или 0,2 МПа) от удельного эффективного газонасыщенного объема (коэффициент корреляции 0,76) рекомендуется для оценки влияния песчаных пробок на снижение продуктивности скважин и принятия решения о целесообразности проведения капитального ремонта скважин.

Вопросу диагностики характера и масштабов разрушения терригенных коллекторов посвящен отдельный подраздел. Установлено, что для оценки суммарного выноса песка во времени и его абразивном воздействии на оборудование целесообразно применение датчиков американской фирмы «Еххон», а также датчиков износового типа.

Четвертый раздел посвящен разработке комплекса технологических решений для повышения надежности эксплуатации сеноманских скважин. Проанализирована эффективность применения забойных фильтров с гравийной набивкой и метода гидрофобизации, применяемых на Уренгойском и Ямбургском ГКМ. Автор, на основании анализа газогидродинамических исследований, по которым получено увеличение фильтрационного коэффициента «В», согласен с выводом ООО «Уренгойгазпром» о том, что оборудование скважин забойными фильтрами является временным техническим мероприятием, не решающим коренным образом существующей проблемы борьбы с пескопроявлением скважин. Метод гидрофобизации, позволяющий в результате обработки призабойной зоны смесью нефти и конденсата в соотношении 1:1 снизить проницаемость пласта для воды, однако увеличивает несовершенство скважины по характеру вскрытия, о чем свидетельствует увеличение в два раза коэффициента фильтрационного сопротивления «В».

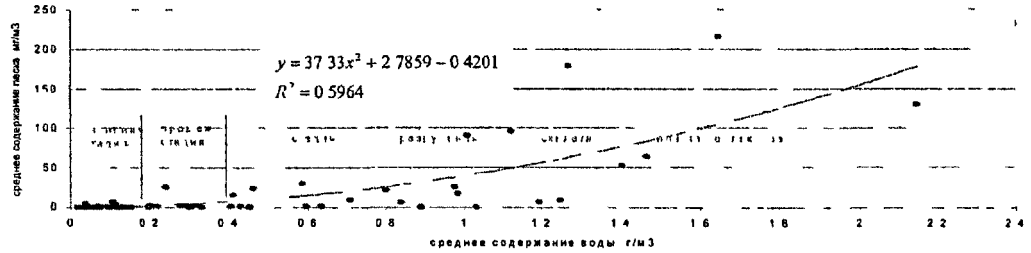


Рисунок 1 Ямбургское ГКМ (сеноман) Зависимость выноса песка от количества воды для всех стадий разрушения пласта-коллектора

13

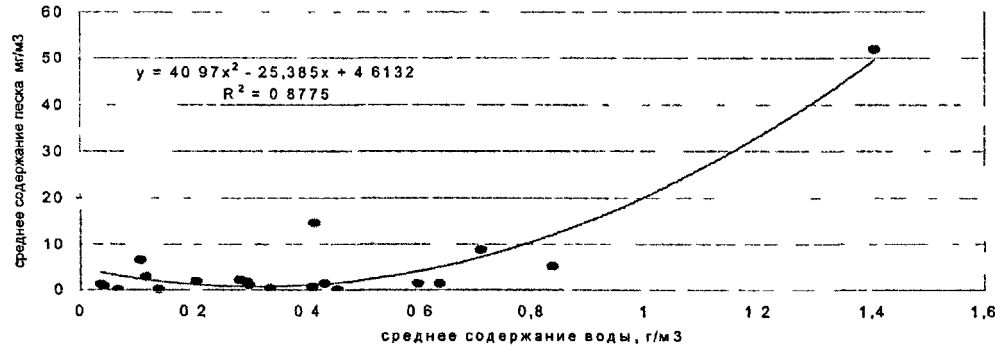


Рисунок 2 - Ямбургское ГКМ (сеноман) Зависимость выноса песка от количества воды на промежуточной стадии разрушения пласта-коллектора

В развитие методов и технологий для ликвидации пескопроявлений ОАО «СевКавНИПИгаз» с участием автора разработана технология по укреплению обводненного песчаника призабойной зоны для месторождений Западной Сибири с использованием жидкого (растворимого) стекла, которая усовершенствована для ликвидации пластовых пескопроявлений. Отличие от ранее принятой технологии заключается в том, что при проведении экспериментальных работ на скважинах было рекомендовано закачивать жидкое стекло не в виде эмульсии, а в виде смеси с газовым конденсатом, обеспечивая турбулентный режим ее в призабойной зоне пласта. Кроме того, для обеспечения удовлетворительной прочности обрабатываемого интервала пласта процесс отверждения силиката натрия предложено проводить в две стадии: сначала гелеобразующей и затем отверждающей жидкостями. С учетом указанного были выполнены экспериментальные и опытно-промышленные испытания по совершенствованию технологии укрепления призабойной зоны сеноманского продуктивного пласта. Для проведения лабораторных и стендовых испытаний использовались силикат натрия (растворимое жидкое стекло) - $\text{Na}_2\text{O} \cdot m \text{SiO}_2$, хлористый кальций CaCl_2 , метиловый спирт (метанол) — CH_3OH , газовый конденсат (плотность 740-800 кг/м³). В качестве материалов использовался «крупный» и «мелкий» (сеноманский) песок. При проведении исследований решались основные задачи: определение оптимального соотношения компонентов вяжущей смеси «силикат натрия - углеводородная жидкость»; разработка и исследование гелеобразующего и отверждающего растворов; установление оптимального соотношения между вяжущей, гелеобразующей и отверждающей жидкостями. При приготовлении смеси «вяжущее вещество - углеводородная жидкость» силикат натрия применяется в виде водного раствора, имеющего следующую химическую формулу: $2\text{NaOH} + n \cdot \text{SiO}_2 \cdot (n-1)\text{H}_2\text{O}$, который, вступая в химическую реакцию с хлористым кальцием (отвердитель) в пласте образует с зернами породы конгломерат, связанный гидросиликатом кальция $\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2 \cdot n \text{H}_2\text{O} + 2\text{HCl}$. Соляная кислота, выделяющаяся при химической реакции, является катализатором твердения конгломерата.

В процессе проведения стендовых испытаний установлено, что с увеличением содержания жидкого стекла в смеси «силикат натрия - углеводородная жидкость» до 40 % и его плотности 1400 кг/м³ газопроницаемость песчаных кернов составляла 1,45 - 1,69 мкм², при плотности жидкого стекла 1300 кг/м³, содержании его 40 % проницаемость увеличивалась до 5,0 - 5,3 мкм². Соответственно установлено, что с повышением концентрации силиката натрия прочность зерна составляет 4 - 4,52 МПа, а при минимальной его плотности 0,78 - 1,78 МПа. При максимальном содержании отверждающей жидкости (хлористого кальция) наблюдалось увеличение прочности и значительное

снижение проницаемости. С учетом полученных результатов рекомендовано выбирать параметры оптимизации процесса закрепления призабойной *юны* с учетом переменных значений вяжущей смеси (x_1) и расхода отверждающей жидкости (x_2). Кроме указанных опытов, было проведено исследование влияния содержания глины (5 % от объема песка) в песке и влажности песка. Нагнетание технологических жидкостей в «образец-керна» проводили в следующей последовательности¹ сначала нагнетали вытесняющую «пластовую воду» (углеводородную жидкость), затем вяжущую смесь, буферную, гелеобразующую и отверждающую жидкости. При этом концентрация жидкого стекла в вяжущей смеси составляла 40 %, плотность 1350 кг/м^3 , концентрация хлористого кальция в отверждающей жидкости - 30 %, отношение в объемах частей - гелеобразующая, отверждающая жидкости и раствор силиката натрия - 1.1.1. После твердения в течение 2 суток при температуре 22°C получили для песка с содержанием глины 5 % и влажности 15 % проницаемость 0,167 мкм² (крупный), 0,039 мкм² (мелкий) и прочность соответственно 2,48 и 1,24 МПа. Проведены также опыты с целью изучения влияния продолжительности процесса и температуры твердения. Установлено, что увеличение газопроницаемости сцементированного песчаного ядра наблюдается с ростом времени и температуры твердения. Это связано с повышением открытой пористости за счет уменьшения толщины пленки силиката натрия. Данный факт позволяет прогнозировать некоторое восстановление ФЭС обрабатываемого интервала. В результате экспериментальных работ установлено.

- проведенные опытно-экспериментальные работы показали, что разрушение призабойной зоны можно остановить путем совершенствования технологии укрепления призабойной зоны продуктивного пласта силикатом натрия;

- применение указанной технологии вызывает снижение проницаемости призабойной зоны, однако позволяет обеспечить работу скважин продолжительное время без пескопроявления.

В пятом разделе разработана усовершенствованная технология укрепления призабойной зоны слабосцементированных пластов на месторождениях севера Западной Сибири. Рекомендуемую рецептуру технологических жидкостей и очередность проведения операций на эксплуатационных скважинах предусматривается проводить при обработке интервалов пескопроявлений силикатом натрия? с целью меньшего воздействия на ФЭС пород-коллекторов в две стадии - сначала преобразующей и затем отверждающей жидкостями. Разработка рецептуры технологических жидкостей и технологии крепления призабойной зоны пласта осуществлялась таким образом, чтобы технологические жидкости с силикатом натрия проникали в продуктивный пласт и прочно

скрепляли слабосцементированный пластовый песок с образованием проницаемого барьера. Технологические жидкости должны легко удаляться из продуктивного пласта и созданный проницаемый барьер должен быть устойчив во время эксплуатации.

Таблица 1 - Рекомендуемые составы технологических жидкостей для укрепления призабойной зоны силикатом натрия и их объемные соотношения

Наименование рабочих растворов	Состав растворов	Объем растворов относительно объема жидкого стекла
вязущий состав – смесь “жидкое стекло газовой конденсат”	жидкое стекло с газовым конденсатом в объемном соотношении 1:1	2
вытесняющая и разделительная жидкость	газовый конденсат	0,2
гелеобразующий раствор	метанол	1,5
отверждающий раствор	водно-спиртовой раствор хлористого кальция с содержанием метанола в растворе 50 % (объемных)	2

В разделе отмечаются, какими должны быть подготовительные операции, последовательность проведения работ при запакерованном и незапакерованном межтрубном пространстве.

Последовательность проведения работ при незапакерованном межтрубном пространстве.

С целью предотвращения перетока технологических жидкостей выше обрабатываемого интервала параллельно с закачиванием вязущего состава закачать в межтрубное пространство газовый конденсат для создания противодавления. Закачку газового конденсата осуществлять с такой производительностью цементировочных агрегатов, чтобы обеспечить в межтрубном пространстве турбулентный режим. При этом давление на продуктивный пласт не должно превышать давления гидроразрыва.

Турбулентный режим потока за НКТ обеспечивается при условии значения числа Рейнольдса.

$$Re_{кр} \geq Re_{кр},$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 He^{0,58},$$

$$He = \rho \cdot (d_c - d_n)^2 \cdot \tau_0 / \eta^2,$$

где $Re_{кр}$ – критическое число Рейнольдса;

ρ – плотность жидкости, $кг/м^3$;

d_c – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

d_n – наружный диаметр НКТ, м,

τ_0 – предельное динамическое напряжение сдвига жидкости, Па,

η – пластическая вязкость жидкости, Пас

$$Re_{cr} = \frac{4 \cdot \rho \cdot Q}{\pi \cdot (d_c + d_n) \cdot \eta},$$

где Q – производительность насоса (расход жидкости), м³/с.

При этом из уравнений вытекает, что обеспечить турбулентный режим потока можно при производительности

$$Q = \frac{Re_{cr} \cdot \pi \cdot (d_c + d_n) \cdot \eta}{4 \cdot \rho},$$

Опытно-промышленные работы по закреплению призабойной зоны сеноманских скважин проведены на скважинах Уренгойского и Ямбургского ГКМ.

Сохранение проницаемости призабойной зоны при закреплении силиката натрия, является весьма трудной задачей. Вследствие неоднородности строения сеноманского продуктивного пласта процесс крепления является недостаточно контролируемым. При обработке пласта силикат натрия будет проникать в наиболее проницаемые пропластки (суперколлекторы) и поэтому определить радиус обработки можно достаточно условно. В этой связи определение необходимого количества силиката натрия и, соответственно, технологических жидкостей должно проводиться для каждой скважины индивидуально. По скважинам, в которых проводилось закрепление призабойной зоны, проведен подробный анализ строения продуктивных пластов их емкостно-фильтрационной характеристики, объемов закачанного силиката натрия и технологических жидкостей, результатов газогидродинамических исследований до и после проведения операций по закреплению призабойной зоны через один и два года эксплуатации скважин, который позволил разработать усовершенствованную технологию укрепления призабойной зоны.

Закрепление призабойной зоны пласта раствором силиката натрия необходимо рассматривать с позиции закачки в пласт определенной доли пелитовых частиц, так как силикат натрия, оседая на зернах рыхлого песка или слабосцементированного песчаника, уменьшает сечение порового пространства, что приводит к снижению проницаемости и, следовательно, уменьшению продуктивности скважины. По количеству закачиваемого силиката натрия и расчетному радиусу закрепления можно качественно оценить снижение проницаемости призабойной зоны пласта. Количественную же оценку снижения продуктивности в результате проведения капитального ремонта необходимо проводить путем сопоставления фильтрационных коэффициентов «А» и «В», по данным газогидродинамических исследований, проведенным до и после ремонта скважин.

Предварительную же качественную оценку снижения проницаемости необходимо оценивать до проведения капитального ремонта скважины. Согласно установленной нами зависимости проницаемости пласта от содержания пелитовых частиц в сульфатколлекторе до 10 %, его проницаемость составляет 2,5 - 3 мкм². При увеличении пелитовых частиц до 15 % проницаемость пласта снижается до 0,5 - 0,7 мкм². Указанная зависимость позволяет произвести качественную оценку снижения проницаемости призабойной зоны пласта. Необходимо отметить, что если в процессе закрепления силикатом натрия произошло блокирование пескострояющего интервала, то вследствие исключения его из работы, рабочий дебит скважины должен уменьшиться в соответствии с величиной удельного эффективного газонасыщенного объема пласта-коллектора. Последнюю можно оценить по установленной нами зависимости дебита от удельного эффективного газонасыщенного объема. В связи с изложенным, по скважинам, в которых производилось закрепление призабойной зоны пласта, оценены объемы кольтманта, остающегося в продуктивном пласте.

В работе качестве примера приводим технологию проведения работ на скважине 322 Уренгойского ГКМ. Во избежание осложнений при проведении технологических операций отключили от работы все скважины куста, в который входит данная скважина.

Проведение газодинамических исследований на скв. 322 УГКМ после укрепления призабойной зоны пласта раствором жидкого стекла показало уменьшение выноса механических примесей из скважины в 2,8 раза.

Опытно-промышленные испытания по укреплению призабойной зоны силикатом натрия были проведены на скважинах № 322, 454, 2113, 4181, 421, 793, 1124, 8182 Уренгойского месторождения.

В результате опытно-промышленных испытаний установлено три категории скважин, в которых получены различные результаты по влиянию силиката натрия на продуктивную характеристику скважин.

1 Скважины, в которых продуктивная характеристика приблизилась или равна таковой до начала пластового пескопроявления.

2 Скважины, в которых продуктивная характеристика незначительно снизилась по сравнению с доремонтным периодом.

3 Скважины, в которых произошло снижение продуктивности.

1. Скважина 793. В скважине сеноманский горизонт перфорирован в интервале 1141-1173 м, который представлен породами-коллекторами 1 и 2 класса.

В скважине в начале 2000 г. происходит процесс разрушения призабойной зоны пласта, что наглядно прослеживается по результатам временных газогидродинамических исследований. По значениям фильтрационных коэффициентов «А» и «В» отмечается следующая закономерность. Снижение коэффициента «А» указывает на рост проницаемости пласта, которое происходит вследствие выноса песка из продуктивного пласта, но рост коэффициента «В» с 0,00046 (02.06.2000 г.) до 0,00327 (26.09.00 г.), то есть в 7,1 раза, показывает на снижение площади фильтрации при разрушении призабойной зоны пласта. В результате этого рабочий дебит скважины снизился с 500 до 280 тыс.м³/сутки. Была проведена операция по закреплению призабойной зоны пласта с применением силиката натрия. Объемы силиката натрия и технологических жидкостей приведены в таблице 3. Об эффекте применения предложенной технологии можно судить по результатам газогидродинамических исследований до (26.09.00 г.) и после (23.10.00 г.) проведения экспериментальных работ на скважине. Сопоставление индикаторных кривых показывает, что коэффициенты снизились: «А» - с 0,14 до 0,12; «В» - с 0,00327 до 0,0011. В результате работ рабочий дебит скважины приблизился к такому до разрушения призабойной зоны и составил 316 тыс.м³/сут ($\Delta P=2$ атм). Полученный эффект объясняется оптимальным соотношением в выборе количества силиката натрия и учета высокой емкостно-фильтрационной характеристики сеноманского продуктивного пласта. В работе приведена промыслово-геофизическая характеристика скважины 793, на основании которой вычислен удельный эффективный газонасыщенный объем и изменение проницаемости по разрезу. При проведении КРС было закачено 3,5 м³ силиката натрия и 60,9 м³ продавочной жидкости. Соотношение «химического кольматанта» к удельному эффективному объему составляет 0,435, а если учесть, что последний увеличивается при отверждении CaCl_2 , то соотношение составит 0,62.

Таблица 2 - Основные геолого-технологические показатели результатов опытно-промышленных работ по укреплению призабойной зоны пласта на Уренгойском ГКМ

№№ скв	Дата проведения КРС	Интервал обработки, м	Vзг>, удельный газонасыщенный объем, м	Объем кольматанта (силиката натрия), м ¹	Общий объем технологической жидкости, м ¹	R обработки, м		Q, тыс м ³ /сут до крепления	Q, тыс м ³ /сут после крепления	Коэффициент продуктивности	Кнр до крепления, мкм ²	Кпр после крепления, мкм ²
						без учета анизотропии	с учетом анизотропии					
793	08 10 00	1141-1173	8,043	5,0	64,4	1,6	5,2	152,1	315	1,64	1,497	1,746
322	19 07 00	1173-1198	6,88	5,57	60,2	1,67	4,17	327	460	1,4	1,186	2,955
454	22 08 00	1112-1155	6,381	0,8	36,8	1,355	1,62	245	67	0,27	0,471	0,039
S1S2	08 10 00	1107-1162	14,49	5,0	79,95	1,32	3,43	372	245	0,66	1,698	0,408
1124	06 10 00	«160-1185	5,8	2,1	29,7	1,27	2,64	179	132	0,74	1,152	0,932
2113	12 08 00	1130-1180	11,06	4,7	54,0	1,24	1,36	326	172	0,53	1,28	0,125
4181	30 08 00	1123-1172	10,286	3,6	43,5	1,16	1,22	154	57	0,37	0,446	0,076
421	20 0? 00	1118-1183	10,1	5,43	44,8	1,21	1,28	192	105	0,55	0,273	0,052

Расчет показывает, что обработке должна была подвергнуться призабойная зона пласта с радиусом 1,6 м. Однако, как показывает анализ фильтрационно-емкостных свойств обрабатываемого интервала, нижняя часть (1160-1170 м) представлена супер-коллекторами с проницаемостью 1-2 мкм². Вышележащий интервал имеет проницаемость 0,05 мкм¹. Вследствие того, что сеноманский продуктивный горизонт характеризуется наличием пропластков с разной проницаемостью и неодинаковой эффективной пористостью определен коэффициент анизотропии, позволяющий рассчитать на какую глубину происходит закачка силиката натрия в пропластки. Без учета анизотропии пласта радиус обработки призабойной зоны пласта составляет 1,6 м, а с учетом ее радиус обработки в супер-коллекторе составил 5,2 м. Учет этого основного фактора показывает, что чем больший достигнут радиус обработки пласта и в большем объеме высокопроницаемого (пескопроявляющего) пласта распределился «химический кольматант», тем эффективнее получается операция по закреплению призабойной зоны пласта. Аналогичный результат обработки призабойной зоны пласта получен в скв. 322 Уренгойского ГКМ. В этой скважине в интервале 1173 - 1198 м было закачано 3,9 м³ силиката натрия и 52,3 м³ технологических жидкостей. Соотношение «химического кольматанта» и удельного эффективного порового объема составило 0,8. Радиус обработки составил 1,67 м, а с учетом коэффициента анизотропии 4,17 м. Коэффициент продуктивности в этой скважине увеличился по сравнению с тем периодом, когда скважина работала с песком, в 1,4 раза и составил 460 тыс м³/сутки.

Ко второй категории относятся скважины № 8182 и 1124 Уренгойского ГКМ. Согласно анализу газогидродинамических исследований до и после крепления призабойной зоны коэффициент продуктивности в них составил 0,66 и 0,74 соответственно.

В скв. 8182 коэффициент проницаемости призабойной зоны пласта до КРС составлял 1,698 мкм², а рабочий дебит 372 тыс. м³ газа. При закреплении призабойной зоны было закачано 5,0 м³ силиката натрия и 79,95 м³ технологической жидкости. По результатам ГДИ после КРС рабочий дебит составил 245 тыс. м³/сутки, а коэффициент проницаемости 0,408 мкм². Согласно установленной нами зависимости проницаемости от содержания пелитовых частиц в сеноманском пласте в результате закрепления призабойной зоны произошла кольматация пласта, составившая 4 %. Это, в первую очередь, привело к уменьшению процентного содержания крупных поровых каналов, возрастанию тонких пор. На снижение продуктивности повлиял радиус обработки, который составил 1,32 м, а с учетом коэффициента анизотропии 3,43 м.

Таблица 3 - Объемы технологических жидкостей, закачанных в скважины Уренгойского ГКМ при укреплении призабойной зоны силикатом натрия

№ скв	Дата	Определение проницаемости пласта, м ³			Закачка силиката натрия, м ³			Закачки буфера (УВЖ)		20% гелеобразующая жидкость V, м ³	60% отверждающая жидкость V, м ³	Продаваемая жидкость (УВЖ)			Объем состава оставшегося в пласте, м ³	Общий объем м ³
		V _г , м ³	P _{нач} , МПа	P _{кон} , МПа	V, м ³	P _{нач} , МПа	P _{кон} , МПа	V, м ³	P _{нач} , МПа			P _{кон} , МПа	V, м ³	P _{нач} , МПа		
322	19 07 00		4,5		$\frac{3,9}{9,8}$ 0,39	4,0	2,0	4,0	0,9	6,0 10%	$\frac{8}{11}$	20	1,0	1,0	5,57	60,2
2113	12 08 00	7	4,0	1,5	$\frac{3,2}{9,3}$ 0,37	1,5	0	7		4,5	$\frac{6}{11}$	23		3,0	4,7	54,0
454	22 08 00	11	3,5	0	$\frac{0,55}{1,75}$ 0,31	0	0	3,5		2	$\frac{3}{21}$	15		3,0	0,8	36,8
4118	30 08 00	11	3,5		$\frac{2,5}{8,5}$ 0,29			3,8		4	$\frac{5}{11}$	8,7			3,6	43,5
1124	06 10 00	5	3,0		$\frac{1,5}{6}$ 0,25			4		2,2	$\frac{3}{11}$	8			2,1	29,7
793	08 10 00	10			$\frac{3,5}{14}$ 0,25			4,5		5	$\frac{6,4}{11}$	21			5,0	64,4
8182	08 10 00	10	4,0		$\frac{3,5}{14}$ 0,25			5,25		5,2	$\frac{7}{11}$	35			5,0	79,95
421	20 07 00	5,5			$\frac{3,8}{9,7}$ 0,39			4,5		6,3	$\frac{8}{11}$	7			5,43	44,8

Снижение продуктивной характеристики произошло и в скв. 11124 При обработке интервала 1160 - 1185 м здесь было закачано $2,1 \text{ м}^3$ силиката натрия. Поэтому снижение продуктивности оказалось менее значительным. Кольматация пласта составила около 2 %. Без учета коэффициента анизотропии радиус обработки пласта составил 1,27 м, с учетом анизотропии для суперколлекторов - 2,64 м.

Особенно значительное снижение продуктивности скважин (третья категория) при обработке призабойной зоны отмечено в скв. 454 и 4181, составившее 0,27 и 0,37 от дебитов до обработки. В скважине № 454 Уренгойского ГКМ закрепление призабойной зоны производилось в интервале 1112 — 1155 м. Было закачано $0,8 \text{ м}^3$ жидкого стекла и $36,8 \text{ м}^3$ технологической жидкости. При коэффициенте проницаемости $0,471 \text{ мкм}^2$ (по данным ГДИ), и $0,160 \text{ мкм}^2$ (по данным ДПС) дебит до обработки составлял 245 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. После обработки проницаемость снизилась до $0,039 \text{ мкм}^2$, а дебит составил 67 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Несмотря на то, что было закачано $0,8 \text{ м}^3$ силиката натрия произошла кольматация призабойной зоны. Для таких пластов с низкой проницаемостью увеличение глинистости за счет (кольматанта) приводит к резкому снижению ФЭС вплоть до потери проницаемости. На неудовлетворительный результат обработки повлиял также небольшой радиус обработки, составивший 1,35 м. В силу того, что в разрезе сеномана отсутствуют суперколлекторы коэффициент анизотропии равен 1,62 м. Поэтому радиус обработки значительно ниже рассмотренных выше скважин. Аналогичные результаты получены в скважине № 4181 Уренгойского ГКМ.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

На основании обобщения результатов научных публикаций, анализа опытно-промышленных работ по укреплению призабойной зоны слабосцементированных песчаников позволил сделать следующие выводы.

1. Установлено, что силикат натрия вместе с технологическими жидкостями продавливается в суперколлекторы на большую глубину (до 5 м и более) по сравнению с коллекторами, обладающими меньшей проницаемостью. В результате этого происходит целенаправленная обработка преимущественно пескопроявляющих интервалов

2. Выявлено, что для скважин с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (суперколлектора) укрепление призабойной зоны силикатом натрия оказывает незначительное кольматирующее воздействие. С увеличением радиуса обработки и в результате размещения силиката натрия в суперколлекторах достигается наилучший результат - скважины выходят на рабочие дебиты до пескопроявлений или превосходят их.

3. Установлено, что пласты-коллекторы при креплении силикатом натрия кольматируются в зависимости от проницаемости призабойной зоны. Наибольшей кольматации подвергаются пласты с проницаемостью от 0,5 мкм² и менее. Правильный подбор объема силиката натрия и технологических жидкостей, для укрепления призабойной зоны скважины позволяет повысить надежности проводимых работ и прогнозировать продуктивность скважины после проведения капитального ремонта.

4. Выявлено, что после крепления призабойной зоны пласта силикатом натрия вынос песка не происходит при депрессиях до 3,0 МПа. Это свидетельствует о том, что в продуктивном пласте образуется прочный барьер песчаника, состоящего из зерен сеноманского песка, сцементированного силикатом натрия с SiO₂.

5. Результатами повторных газогидродинамических исследований установлено, что применяемые технологические жидкости легко удаляются из пласта при работе скважины, не оказывая заметного воздействия на продуктивность скважин. Отмечено, что через год работы в результате выноса технологических жидкостей продуктивность скважин возрастает.

6 Наиболее целесообразно применение разработанной технологии по закреплению высокопроницаемых слабосцементированных песчаников и песков на начальной стадии пескопроявления с тем, чтобы обеспечить надежную работу эксплуатационных скважин с максимальной продуктивностью в течение эксплуатационного периода.

7. Разработана геолого-промысловая модель разрушения сеноманского пласта-коллектора на основе изучения прочностной характеристики пород пласта-коллектора по данным промыслово-геофизических исследований скважин. Предложены методики оценки снижения продуктивности сеноманских скважин при разрушении пласта-коллектора.

8 Разработаны рекомендации повышения производительности скважин путем укрепления призабойной зоны для предупреждения и ограничения выноса пластового песка

9 Все методические разработки и технологические решения, приведенные в диссертации, использованы при проведении капитального ремонта скважин месторождений ООО «Урснгойгазпром», 0 0 0 «Ямбурггаздобыча», 0 0 0 «Ноябрьскгаздобыча» и 0 0 0 «Надымгазпром» и получен экономический эффект. **23,6 млн. руб.**

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ:

1. Технологические жидкости для укрепления обводненного песчаника (пльвуна) призабойной зоны продуктивного пласта на месторождениях Западной Сибири /РА. Гасумов, П В. Чемизов, В Г. Мосиенко [и др.] /7 Сб. науч. тр. / СсвКавНИПИгаз - Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2002 - Вып. 6 - С 109-114

2. Технология укрепления обводненной призабойной зоны газовых и газоконденсатных скважин в месторождениях Западной Сибири / Р.А. Гасумов, П.В. Чемизов, О.С.Остапов [и др.] // Сб науч. тр. / СевКавНИПИгаз. - Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2002.- Вып. 36. - С.105-109.
3. Влияние геолого-технологических параметров на характер и масштабы разрушения сеноманского продуктивного пласта Ямбургского ГКМ / Р.А. Гасумов, М.Г. Гейхман, П.В. Чемизов, Ю.В.Терновой [и др.] // Сб. науч. тр. / СевКавНИПИгаз. - Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2003.- Вып 39. - С.86-103
4. Исследование проникающей способности пылевидных частиц через цементированный проницаемый песчаный барьер / П.В. Чемизов, Р.А. Гасумов, В.Г. Мосиенко [и др.] // Сб. науч. тр. / СевКавНИПИгаз. - Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2002.- Вып. 36. - С. 140-145.
5. Газовый режим высокотемпературной газовой залежи с учетом фазовых переходов воды / В.И.Петренко, В.Я. Зленко, П.В. Чемизов, [и др] // Проблемы эксплуатации и ремонта скважин на месторождениях и ПХГ: тез. докл. межд. науч.-практ. конф (Кисловодск, 22-26 сент. 2003 г.) / СевКавНИПИгаз. - Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2003. - С. 59-66.
- 6 О количественной оценке разрушения коллекторов / П.В. Чемизов, Н.К.Никитин // Проблемы эксплуатации и ремонта скважин на месторождениях и ПХГ: тез. докл. межд. науч.-практ. конф (Кисловодск, 22-26 сент. 2003 г.) / СевКавНИПИгаз. - Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2003. - С. 141-142.
7. Усовершенствованная технология закрепления призабойной зоны слабосцементированных пластов на месторождениях севера Западной Сибири / Р.А.Гасумов, Ю.В.Терновой, П.В. Чемизов // Проблемы эксплуатации и ремонта скважин : тез. докл. межд. науч.-практ. конф (Кисловодск, 20-25 сент. 2004 г.) / СевКавНИПИгаз. - Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2004. - С. 41-43

Изд. лиц. серия ИД № 00502 Подписано к печати 15.11.04 г.
Формат 60x84. 1/16 Усл. печ. л. - 1,56. Уч.-изд. л. - 1,25.
Бумага офсетная. Печать офсетная. Заказ № 238 Тираж 100 экз.
Северо-Кавказский государственный технический университет
355029 г. Ставрополь пр. Кулакова, 2

Отпечатано в типографии СевКавГТУ
Издательство Северо-кавказского государственного
технического университета

23238