

*Этот материал находится на сайте
ООО "НПП "РосТЭКтехнологии" www.npprtt.ru*

На правах рукописи

Бояркин Алексей Александрович

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ,
ПОВЫШАЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЛУШЕНИЯ
ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С АНОМАЛЬНО НИЗКИМ
ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ**

Специальность 25.00.15
"Технология бурения и освоения скважин"

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Краснодар, 2005г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. В настоящее время большинство крупных газовых и газоконденсатных месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки. Этот этап характеризуется падением пластового давления, поднятием газодляного контакта, увеличением горного давления на скелет породы и изменением ее напряженного состояния в пристволенной зоне пласта, старением и изнашиванием конструктивных элементов скважин. Многолетний опыт эксплуатации Уренгойского, Ямбургского и Медвежьего месторождений показывает, что одним из основных способов поддержания объемов добываемого углеводородного сырья является капитальный и текущий ремонт скважин.

Проведение ремонтных работ в условиях аномально-низкого пластового давления (АНПД) отличается повышенной сложностью. Анализ горно-геологических условий эксплуатации скважин крупных газоконденсатных месторождений показывает, что применяемые в начальный период разработки месторождения традиционные жидкости глушения (растворы хлористого кальция и натрия, гидрофобные эмульсии, ивертно-мицеллярные дисперсии и т.д.) на поздней стадии эксплуатации, особенно при АНПД, малопригодны. Высокая инфильтрация этих растворов в условиях высокой репрессии способствует образованию значительной зоны их проникновения в пласт, что резко ухудшает фильтрационные характеристики пласта и создает ряд трудноразрешимых проблем при освоении скважин после ремонта. В частности, для восстановления притока требуются дополнительные мероприятия по воздействию на призабойную зону пласта (ПЗП), связанные с большими затратами средств и времени. В некоторых случаях глушение скважин вышеперечисленными жидкостями становится невозможным, поскольку происходит их поглощение в сильно дренированном интервале зоны перфорации с последующим газопроявлением из менее дренированных интервалов.

Поэтому в настоящий момент наиболее актуальным направлением в области глушения скважин с АНПД является разработка специальных составов, обладающих регулируемой инфильтраци-

ей в пласт, обеспечивающих сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта, технологичных в применении при температурах до минус 45°С. Кроме того, для обеспечения эффективности глушения выбор свойств технологической жидкости в конкретных условиях должен осуществляться на основе теоретических расчетов и лабораторных исследований по моделированию процессов глушения и последующего освоения скважин.

Цель работы. Разработка технологии глушения скважин гелированной углеводородной системой, обеспечивающей сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта в условиях аномально низких пластовых давлений.

Основные задачи исследований

1. Анализ причин снижения эффективности технологий глушения скважин в условиях АНПД.
2. Разработка методики выбора оптимальных параметров технологической жидкости, обеспечивающих высокоэффективное глушение скважин.
3. Научное обоснование подбора компонентов и разработка рецептуры гелированной жидкости глушения на основе стабильного газового конденсата или товарной нефти.
4. Разработка технологии глушения скважин с использованием гелированной углеводородной системы.
5. Практическая реализация и определение технико-экономической эффективности применения разработанных углеводородных систем.

Научная новизна.

1. На основании анализа причин снижения эффективности технологий глушения в условиях АНПД, приводящих к 50%-ному падению дебита скважин после ремонта, определено главное направление устранения недостатков путем применения новых гелированных блокирующих систем на основе пластовых углеводородов с регулируемыми в широком диапазоне структурно-механическими характеристиками.
2. Используя теоретические расчеты и результаты экспериментальных исследований по влиянию технологических жидкостей на продуктивный пласт, решены две взаимосвязанные за-

дачи: предложен способ оценки эффективности процесса глушения и определена последовательность выбора параметров технологической жидкости, обеспечивающих необходимое качество глушения.

3. Реологические характеристики разработанных гелированных систем соответствуют зарубежным аналогам. Определены возможности регулирования плотности, вязкости, инфильтрации, термостабильности гелированных систем, позволяющие применять их в пластах с проницаемостью до 5 мкм^2 и пластовой температурой до 120°C .
4. На основании качественных и количественных закономерностей, полученных при экспериментальном изучении перемещения пачек гелированной углеводородной системы при гравитационном замещении, определены соотношения для расчета скорости перемещения пачки в реальных условиях.

Практическая значимость.

Предложен общий способ выбора оптимальных параметров жидкости глушения, который может использоваться как на этапе проектирования, так и в промышленных условиях.

Разработанные гелированные углеводородные системы универсальны в том смысле, что имеют широкую область применения (глушение скважин, вторичное вскрытие, ГРП). В настоящее время эти системы применяются при ремонте скважин ООО "Уренгойгазпром", ООО "Ямбурггаздобыча" и заложены в проект на строительство скважин Энтельской площади ОАО "Юганскнефтегаз", Собинского лицензионного участка ОАО "Красноярскгазпром".

Наибольший объем работ выполнен на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении. Разработанные гелированные системы на газовом конденсате были успешно использованы при глушении газовых скважин с аномально низким пластовым давлением (коэффициент аномальности $0,25-0,4$) и высокой проницаемостью пластов (до $3-4 \text{ мкм}^2$).

Экономическая эффективность от внедрения разработанной технологии глушения на 15 газовых скважинах составила 4 562 720 рублей.

Апробация работы.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на совещаниях: "Пути повышения производительности скважин в процессе капитального и подземного ремонта – основные задачи интенсификации добычи газа" (26 февраля – 2 марта 2001г. п. Пангоды, на базе МГПУ ООО "Надымгазпром"), "Итоги работы геологической службы. Опыт применения новых методов и технологий при строительстве скважин", (14-16 апреля 2004г. в г. Жирновск, ООО "Лукойл-Бурение") - и на межотраслевых научных конференциях: "Последние достижения: технологии реновации скважин и повышения эффективности нефтегазодобывающих предприятий", 4-5 декабря 2003г., г. Новый Уренгой, ООО "Запсибгаз", "Комплексная технология и технические средства для заканчивания скважин с целью увеличения их продуктивности в 1,5 – 2 раза; технология, технологические средства и материалы для бурения и ремонта скважин в условиях АНПД" (20 – 24 мая 2002г. г. Анапа), "Пути повышения эффективности техники и технологии строительства, эксплуатации и ремонта нефтегазовых скважин" (14-17 февраля 2005г. г. Краснодар).

В полном объеме диссертационная работа докладывалась и обсуждалась на семинаре лаборатории технологий и материалов для вторичного вскрытия, освоения и ремонта скважин ОАО "НПО "Бурение".

Публикации. По теме диссертации опубликовано 14 печатных работ, в том числе 2 патента РФ.

Объем работы. Работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов, списка использованной литературы, включающего 87 наименований, изложена на 110 страницах машинописного текста, содержит 19 рисунков, 28 таблиц и 15 страниц приложений.

Автор выражает благодарность научному руководителю - заслуженному изобретателю РФ, д.т.н., профессору С.А. Рябокотно, сотрудникам лаборатории технологии и материалов для вторичного вскрытия освоения и ремонта скважин Бадовской В.И., Бурдило Р.Я., Герцевой Н.К., Горловой З.А., оказавшим помощь в работе над диссертацией, д.т.н. Ахметову А.А., Рахимову Н.В.,

к.т.н. Хадиеву Д.Н., к.т.н. Кирякову Г.А., оказавшим содействие при практическом внедрении разработанных углеводородных систем.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность решения проблемы глушения скважин с АНПД, определены основные направления и задачи исследований.

В первой главе проведен анализ имеющихся в литературе данных о воздействии жидкостей на продуктивный пласт при использовании различных технологий глушения скважин, определены их недостатки, отмечены характерные для Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) особенности, осложняющие проведение работ по глушению скважин.

Для анализа использованы работы ведущих специалистов ОАО "НПО "Бурение" Рябоконя С.А., Пенькова А.И., Кошелева В.Н., фундаментальные исследования Глущенко В.Н., Зарипова С.З., Зейгмана Ю.В., Касперского Б.В., Касьянова Н.М., Кендиса М.Ш., Кистера Э.Г., Липнесса М.И., Мавлютова М.Р., Мухина Л.К., Орлова Г.А., Рылова Н.И., Уханова Р.Ф., Харриса Т.М. и др., промысловые данные по Уренгойскому НГКМ. Проведенный анализ позволил отметить следующие наиболее важные положения.

Основные недостатки чужеродных по отношению к пласту фильтрующихся (маловязких) жидкостей глушения общеизвестны: значительная глубина проникновения в пласт и снижение его фильтрационных характеристик в этой зоне за счет различных негативных физико-химических явлений. К таким негативным явлениям, в первую очередь, следует отнести процессы самокольматации и принудительной кольматации поровых каналов. Самокольматация пласта происходит при нарушении термобарического и химического равновесия в процессе поступления жидкой фазы технологических жидкостей. Принудительная кольматация происходит за счет поступления в пласт с жидкостью глушения нерастворимой твердой фазы. В случае применения баритовых утяжелителей принудительная кольматация становится практически необратимой. Для предотвращения развития в пла-

сте негативных физико-химических явлений жидкости глушения очищаются от твердых частиц, в них вводятся различные функциональные добавки (ингибиторы, ПАВ и т.п.), но все эти меры лишь частично решают проблему повышения эффективности глушения.

Анализ промысловых данных позволяет отметить следующие особенности Уренгойского НГКМ, осложняющие проведение работ по глушению скважин.

Важной особенностью Уренгойского месторождения является наличие высокопористых и высокопроницаемых пластов: средняя пористость продуктивного коллектора сеноманской залежи достигает 32-37% при проницаемости 0,8-1,0 мкм², а так называемые "суперколлектора" имеют пористость 40-42%, при проницаемости 3-4 мкм².

Кроме того, разработка Уренгойского НГКМ происходит в условиях интенсивного подъема газо-водяного контакта. Темп внедрения пластовых вод составляет 0,25-1,5 м на 0,1 МПа падения пластового давления. Все это приводит к разрушению наиболее ослабленного участка коллектора и выносу пластовой воды и песка, сопровождается образованием каналов и микрокарстовых полостей, которые служат основными путями ухода жидкости в пласт при глушении скважин.

Как показывает промысловая практика, на многих кустах Уренгойского НГКМ образование каналов приводит к увеличению гидропроводности пласта между скважинами и к выходу жидкости глушения через соседнюю работающую скважину. Такая ситуация обычно отмечается на скважинах, забои которых находятся на расстоянии 65-70 м друг от друга. В этих случаях при глушении одной из кустовых скважин необходимо на период ремонта закрывать соседние скважины.

Применение маловязких технологических жидкостей не позволяет избежать осложнений и повысить эффективность глушения газовых скважин в этих условиях. Необходимо подобрать блокирующий раствор с минимально допустимой в условиях АНПД плотностью, с соответствующими реологическими характеристиками, способного временно заблокировать ПЗП, не снижая ее проницаемость.

Для временной блокировки дренированных интервалов некоторые отечественные и зарубежные компании, занимающиеся проблемой ликвидации поглощений жидкостей глушения при капитальном ремонте скважин, используют водорастворимые полимерные гели, различные отвердители (фенолформальдегидную смолу, жидкое стекло и т.д.), которые, однако, имеют следующие недостатки:

- большинство химических реакций, используемых для получения блокирующих растворов, имеет необратимый характер, что создает трудности при разблокировке пласта;
- смеси (из-за их высокой плотности) при глушении скважин проникают глубоко в пласт и закупоривают поровые каналы;
- увеличивается время освоения и выхода скважин на доремонтный режим эксплуатации;
- снижается дебит после проведения капитального ремонта, в среднем, на 50%.

Вследствие этих причин в условиях АНПД методы, основанные на использовании полимерных материалов и необратимых химических реакций, протекающих в пласте при блокировке ПЗП, не могут считаться эффективными.

Следовательно, наиболее перспективным направлением является применение недорогих систем на основе пластовых углеводородов: стабильного газового конденсата или товарной нефти. Однако пластовые углеводороды в чистом виде не способны блокировать ПЗП. Недостаточно высокая плотность не позволяет использовать их совместно с водными системами, т.к. в результате гравитационного замещения жидкостей происходит проникновение водного раствора в зону перфорации и неизбежное снижение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта.

В связи с этим важна разработка технологически несложных, эффективных и надежных способов глушения скважин с использованием новых блокирующих систем на основе пластовых углеводородов, обладающих регулируемыми в широком диапазоне структурно-механическими характеристиками.

Во второй главе рассматриваются вопросы, относящиеся к разработке технологических жидкостей с оптимальными параметрами для глушения скважин в условиях АНПД. Предложен

новый, теоретически обоснованный подход к выбору жидкостей глушения, разработаны гелированные углеводородные системы и изучены их свойства.

Методика оценки эффективности глушения и выбор оптимальных параметров жидкости глушения.

Выбор параметров жидкости глушения в общем случае должен базироваться на решении соответствующих задач теории фильтрации жидкости или газа в продуктивном пласте. В основу предлагаемой методики положен разработанный ранее в ОАО "НПО "Бурение" способ оценки эффективности первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, в котором рассматриваются соответствующие фильтрационные задачи. Аналогия фильтрационных процессов глушения и вторичного вскрытия, позволила развить его положения применительно к оценке эффективности глушения и выбору параметров жидкости глушения.

Суть методики выбора параметров жидкости глушения заключается в следующем. На основании решения задачи о фильтрации жидкости глушения в пласт под действием заданного перепада давления (репрессии на пласт) необходимо определить радиус ее проникновения, оценить степень влияния жидкости на фильтрационные характеристики пласта и затем выбрать параметры жидкости, которые бы обеспечили необходимое качество глушения

1. Расчет радиуса проникновения жидкости глушения в пласт. Приближенное решение нестационарной плоско-радиальной задачи фильтрации методом источников и стоков известно и может использоваться для определения радиуса фронта вытеснения пластового флюида при репрессии на пласт. Без учета диффузионного перемешивания последовательно движущихся в пласте жидкостей радиус фронта вытеснения R_f за время T определяется по следующей формуле:

$$R_o = R_n \sqrt{\left(1 + \frac{b \cdot \tau}{(\ln(\tau) + 2S_o)}\right)}, \quad (1)$$

где $b = \frac{1,8k\Delta P}{m\mu\chi}$; $\tau = \frac{1,9410^5 \chi T}{R_c^2}$; $\Delta p = p_c - p_{пл}$ - репрессия на пласт, МПа; k - проницаемость пласта, мкм^2 ; m - пористость пласта; μ -

вязкость жидкости глушения, мПа·с; χ - пьезопроводность пласта, м²/с; T - время воздействия жидкости глушения, сут; S₀- скин - эффект перед глушением.

Репрессия на пласт регламентируется в соответствии с "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности" и определяет величину плотности жидкости глушения.

Скин-эффект перед глушением перфорированной скважины определяется по-разному в зависимости от наличия в пласте зон со сниженной проницаемостью. В частности, если глушится скважина эксплуатационного фонда, в которой зона расформирована, то S₀ = S_n. Псевдоскин-эффект перфорации (S_n) рассчитывается на основании полуаналитических зависимостей Каракаса и Тарика, в которых учтено влияние потока на плоскости, вертикального потока и влияние скважины. Если при глушении используются жидкости, содержащие кольматирующий материал, то, учитывая порядок проницаемостей пласта $k \sim 10^{-14} - 10^{-12} \text{ м}^2$, корки $k_1 \sim 10^{-18} \text{ м}^2$ и малые размеры зоны кольматации $\ln(R_1/R_c) \sim 0,01 - 0,1$, получим $S_0 \sim 10^3 - 10^5$.

2. Оценка эффективности процесса глушения с точки зрения его влияния на породу пласта производится на основании решения задачи о стационарной плоско-радиальной фильтрации к скважине, но, в отличие от предыдущей нестационарной задачи, рассматривается приток флюида из пласта в скважину под действием постоянного перепада давления (депрессии на пласт). Для количественной оценки эффективности глушения используется показатель ОП, который определяется по известной формуле:

$$ОП = \frac{A}{(A+S)}, \quad (2)$$

где $A = \ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)$; R_c, R_k – радиус скважины и контура питания, соответственно, м; S – скин-эффект.

Применительно к процессу глушения под величиной ОП понимается отношение коэффициента продуктивности скважины после глушения к коэффициенту продуктивности скважины до глушения. Тогда в формуле (2) следует принять $S = S_k - S_0$, где S₀, S_k – скин-эффект до и после глушения, соответственно. Посколь-

ку внедрение разработанных составов предполагается проводить на скважинах эксплуатационного фонда, в дальнейшем будет рассматриваться только вариант расчета ОП при $S_o = S_n$. Тогда параметры A и S для вычисления ОП по формуле (2) изменятся следующим образом:

$$A = \ln\left(\frac{R_k}{R_c^*}\right), \quad (3)$$

$$S = S_k = \left(\frac{1}{\beta_2} - 1\right) \ln(R_o), \quad (4)$$

где $R_c^* = R_c \exp(-S_n)$ – приведенный радиус скважины; $R_o = R_f / R_c$ – относительный радиус проникновения жидкости глушения; R_f – радиус зоны проникновения жидкости глушения; β_2 – коэффициент восстановления проницаемости пласта при воздействии жидкости глушения.

Коэффициент восстановления проницаемости вычисляется по формуле Пенькова А.И.:

$$\beta = \exp\left[-\frac{c\sigma(\cos\theta R_\phi \ln\left(\frac{R_\phi}{R_c}\right))}{r_{\text{эф}}(\Delta P - 0,017\tau_0 \frac{R_\phi}{\sqrt{k}})}\right], \quad (5)$$

где σ – межфазное натяжение на границе фильтрат-флюид, мН/м; τ_0 – динамическое напряжение сдвига, дПа; θ – краевой угол смачивания, градусы; k – проницаемость пласта, мкм²; $r_{\text{эф}}$ – эффективный гидродинамический радиус поровых каналов пласта, мкм; ΔP – депрессия при освоении, МПа; c – коэффициент. Эти характеристики жидкости глушения определяются в лабораторных условиях по стандартным и авторским методикам.

Для оценки эффективности процесса глушения последовательно вычисляются:

- радиус проникновения жидкости глушения в пласт по формуле (1) при соответствующем S_o ;
- коэффициент восстановления проницаемости для жидкости глушения по формуле (5);
- величина ОП по формуле (2) при соответствующих A и S ;

Для обеспечения требуемой эффективности процесса глушения следует действовать в обратном порядке. Задать необходи-

мую величину ОП (может быть любой, кроме 1). Выбрать какой-либо технологический критерий, характеризующий эффективность глушения. В дальнейшем таким критерием предлагается считать ограниченный некоторой допустимой величиной объем жидкости, ушедшей в пласт. Затем на основании расчетных формул и принятых ограничений получить соотношения для определения параметров жидкости глушения.

Рассмотрим более подробно этот этап. Для того, чтобы оценить влияние аргументов R_0 и β_2 на поведение функции (ОП) при заданном значении $A = \ln(R_k/R_{c*})$, представим скин-эффект в следующем виде: $S = \alpha A$, где $\alpha = (1/ОП - 1)$. Тогда, например, если при $A = 6,9$ ($R_k/R_{c*} = 992,3$) необходимо получить $ОП = 0,95$, то значение S должно быть не более 0,37, если $ОП = 0,8$, то $S < 1,73$. Используя такое ограничение и формулу (4), получим следующее условие для определения минимально допустимого относительного радиуса проникновения жидкости глушения:

$$R_0 < \exp\left(\frac{\alpha A \beta_2}{1 - \beta_2}\right), \quad (6)$$

которое связывает показатель качества ОП с основными параметрами, характеризующими воздействие жидкости на пласт.

Записав иначе неравенство (7), получим условие для определения минимально допустимого значения β_2 при заданном R_0 :

$$\beta_{\min} \geq \frac{\ln(R_0)}{\alpha A + \ln(R_0)}, \quad (7)$$

Теперь воспользуемся выбранным критерием. Предположим, что жидкость глушения отфильтровалась в пласт на некоторую глубину R_0 . Вычислим объем жидкости, ушедшей в пласт: $V = \pi m h (R_0^2 - 1)$, и, ограничив его величиной V_0 , из соотношения (1) получим условие для выбора вязкости жидкости глушения:

$$\mu \geq \frac{\pi \cdot m \cdot h \cdot b_0 \cdot \tau}{(V_0 \cdot (\ln(\tau) + 2S_0))}, \quad (8)$$

где $b_0 = \frac{1,8 \cdot 10^{-3} \cdot k \cdot \Delta P}{m \cdot \chi}$; h - интервал глушения.

Вычислив по этой формуле минимальную вязкость жидкости глушения, рассчитаем R_0 и затем из условия (7) найдем ми-

нимально допустимые значения $\beta_{\min} = f(\text{ОП}, A)$, которые являются определяющими при выборе жидкости глушения.

Из формулы (5), задав интервал изменения депрессии при освоении и учитывая, что $|\cos\theta| < 1$, получим следующее соотношение для выбора необходимых функциональных добавок к жидкости глушения:

$$\frac{\sigma}{r_{\text{эф}}} < c_0 r_{\text{ср}} \left| \text{grad } p \right| \ln\left(\frac{1}{\beta_{\min}}\right), \quad (9)$$

где $r_{\text{эф}} = r_{\text{эф}} / r_{\text{ср}}$; $r_{\text{ср}} = 0,5 \text{ (к/м)}^{0,5}$; $r_{\text{эф}}$, $r_{\text{ср}}$, - эффективный и средний гидродинамический радиус поровых каналов, соответственно; σ - межфазное натяжение на границе фильтрат/ флюид; $c_0 = 1/c$.

Если за счет введения функциональных добавок нельзя обеспечить выполнение условия (9) при заданном ОП, то нужно использовать жидкости на углеводородной основе (считать $\beta = 1$) или жидкости, практически не фильтрующиеся в пласт, для которых повторяется вышеописанная процедура расчета с учетом соответствующих изменений.

По предлагаемой методике может подбираться жидкость не только для глушения скважин, но и для иных технологических процессов с различной продолжительностью воздействия на продуктивный пласт.

Помимо этих требований, относящихся к сохранению коллекторских свойств продуктивного пласта, жидкости глушения должны быть технологичными и соответствовать следующим условиям:

обладать подвижностью при прокачивании насосами и при транспортировании по НКТ к интервалу перфорации;

сохранять стабильность свойств в течение времени, достаточного для выполнения ремонтных работ;

легко удаляться с забоя и из пласта в процессе освоения скважины.

Выбор компонентного состава и изучение свойств гелированных углеводородных систем. На первом этапе следует подобрать эффективный загуститель для газового конденсата и нефти. Предварительно анализировались возможности известных загустителей по их способности удовлетворять следующим требованиям: легко растворяться в углеводородах (особенно при ми-

нусовых температурах без подогрева), эффективно загущать их, обладать устойчивостью к механической деструкции, быть жидкими или порошкообразными, недорогими. Из 15 исследованных загустителей, относящихся, в частности, к карбоцепным полимерам, полигидроксикарбоциклатам алюминия, ни один не соответствует всем необходимым требованиям. Для дальнейших исследований был отобран гелеобразователь на основе алициклических карбоновых кислот.

Технология приготовления исследуемых составов достаточно проста: в исходном углеводороде растворяется определенное количество загустителя и затем вводится активатор, при этом происходит мгновенное загущение и образование углеводородного геля.

Изучение свойств гелированных систем проведено в полном объеме в следующем порядке:

- определение минимально необходимой и максимальной концентрации загустителя и активатора;

- определение реологических характеристик и эффективной вязкости систем в зависимости от концентрации загустителя и температуры;

- регулирование плотности системы;

- определение коэффициентов фильтрации и восстановления проницаемости;

- оценка морозостойкости и стабильности систем во времени.

В результате исследований было установлено следующее.

Для составов на основе газового конденсата и нефти интервал изменения концентрации загустителя составляет 15 – 25%.

Поведение систем подчиняется степенному закону с двумя участками изменения показателей n и K - показатель поведения потока и коэффициент консистентности, соответственно, точка перехода при скорости сдвига 82 с^{-1} . Изменение концентрации загустителя позволяет получить системы с различной степенью псевдопластичности: n регулируется в интервале от 0,2 до 0,6. Поведение параметров n и K при повышении температуры различно для систем на основе газового конденсата и нефти. В системе на основе газового конденсата происходит рост степени

псевдопластичности, в системе на основе нефти значение n практически постоянно, а значение K снижается (табл. 1).

Таблица 1.

Зависимость показателей n и K от температуры для систем на основе газового конденсата и нефти при малых скоростях сдвига.

Состав жидкости	Температура, °С	Реологические характеристики	
		n	$K, \text{Па}\cdot\text{с}^n$
газовый конденсат + 20% загустителя	20	0,51	1,07
	60	0,13	22,6
нефть + 18% загустителя	20	0,49	3,14
	60	0,46	1,84
	80	0,48	1,41

Эффективная вязкость разработанных составов при $t = 80^\circ\text{C}$ изменяется от 50 до 200 мПа·с при высоких скоростях сдвига, и от 1500 до 3500 мПа·с - при низких. Этим они отличаются от применяемых в настоящее время загущенных рассолов, создавая значительный блокирующий эффект. Рис.1 позволяет сравнить эффективные вязкости системы на основе газового конденсата и водной системы, загущенной КМЦ.

Эф. вязкость, мПа·с

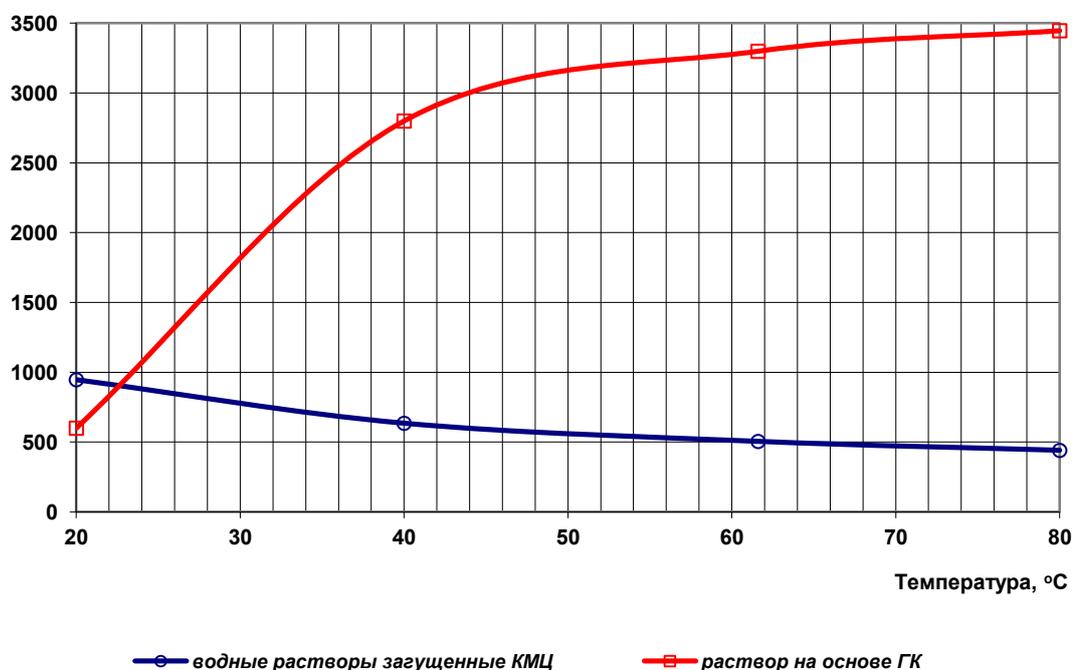


Рис. 1. Зависимость эффективной вязкости загущенных систем от температуры при скорости сдвига 9 с^{-1}

Для определения верхнего температурного предела использования разработанных систем проведены опыты в бомбах PVT по стандартной методике. Температурный предел - 120°C. Определен также нижний температурный предел, при котором возможно применение систем без подогрева – минус 45°C.

Фильтрационные характеристики разработанных составов определены по стандартной методике АНИ на фильтр-прессе высокой температуры/высокого давления. При температуре ниже 80°C и при репрессии 4МПа фильтратоотдача не превышает 2 см³/30 мин, а при 100 °С составляет 6 - 8 см³/30мин.

Для полного предотвращения поглощений, в частности, в высокопроницаемых продуктивных пластах, предусмотрено введение кислоторастворимого кольматанта, который создает легко удаляемую при освоении плотную корку. Его введение также позволяет регулировать плотность углеводородной системы от 0,75-0,8 г/см³ до 1,15-1,2 г/см³ без снижения реологических и технологических характеристик жидкости.

Влияние разработанного состава на коллекторские свойства пласта изучено на модифицированной установке УИПК-1М с использованием песчаных кернов различной проницаемости и состава. По экспериментальным данным определены радиус проникновения фильтрата, средний коэффициент восстановления проницаемости и показатель ОП, который во всех случаях изменяется от 96 до 99%.

В третьей главе рассмотрены вопросы, относящиеся к разработке технологии приготовления и применения гелированных углеводородных систем. Поскольку удалось создать практически не фильтрующуюся в пласт углеводородную систему с плотностью выше 1 г/см³, наиболее рациональным способом ее использования в пластах любой проницаемости может быть следующая технология. Рекомендуется применять указанную систему в малых объемах в сочетании с обычно используемыми водными растворами солей, перекрывая углеводородным составом только интервал перфорации и вышележащую зону на 200-250 м.

В связи с этим возникает вопрос о гравитационном замещении технологических жидкостей при глушении скважин. Предполагалось качественно изучить поведение пачек углеводородной

системы при гравитационном перемещении в вертикальных трубах, определить зависимость скорости перемещения от основных параметров, установить возможность ее количественного определения. Испытания проводились следующим образом: в мерный цилиндр помещался определенный объем исследуемой жидкости, затем с помощью системы кранов формировалась пачка технологической жидкости. После этого пачка перемещалась вниз под действием гравитационных сил. Зная путь, пройденный пачкой в центральной части трубы и время движения пачки с точностью до 0,1 с, определяли скорость осаждения пачки. Были исследованы различные смеси с условной вязкостью, изменяющейся в диапазоне от 40 до 400с, при различных фиксированных значениях разности плотностей среды (вода) и пачки, равных 0,07, 0,15, 0,20 г/см³.

По результатам исследований можно сделать следующие наиболее важные выводы.

Если длина пачки более, чем в три раза превышает диаметр трубы, то скорость ее перемещения не зависит от объема пачки. Скорость перемещения пачек меньшего объема может быть вычислена по известной формуле для расчета скорости падения большой капли с введением дополнительного коэффициента пропорциональности.

При значениях относительной разности плотностей K_{Π} , меньших 0,05, скорость перемещения пачки не зависит от ее вязкости ($K_{\Pi}=(\rho_c-\rho_{\Pi})/\rho_c$), отмечается ламинарный режим течения. При более высоких значениях K_{Π} происходит волновое течение пачки, при $K_{\Pi} > 0,25$ скорости возрастают настолько, что пачка дробится на небольшие фрагменты.

Маловязкие пачки (условная вязкость ниже 100с) перемещаются с высокой скоростью, приводящей к их дроблению. Скорость перемещения пачек с высокой вязкостью практически от нее не зависит и при $0,07 \leq K_{\Pi} \leq 0,15$ не превышает 0,04м/с.

Определена возможность перерасчета экспериментальных значений скорости перемещения пачки на реальные условия течения в НКТ с использованием соотношений теории подобия и теоретически полученной зависимости.

Помимо вопросов гравитационного замещения при разработке технологии необходимо было выполнить расчеты минимально допустимой вязкости жидкости глушения по формуле (8) для пластов Уренгойского НГКМ (для газовых скважин в формуле величина давления p заменяется на p^2). Расчеты показали, что разработанная гелированная система без введения наполнителя может применяться только в пластах со средней проницаемостью. Учитывая высокую проницаемость пластов НГКМ, был подобран универсальный блокирующий состав, который может использоваться в пластах с проницаемостью до 5 мкм^2 . Для разработки технологии определено время хранения приготовленных составов без изменения их свойств, которое составляет 2-3 суток.

Четвертая глава посвящена результатам промышленного использования разработанных углеводородных систем и технологии их применения при глушении скважин для капитального ремонта на Уренгойском газоконденсатном месторождении (ГКМ).

Были успешно проведены работы по глушению 15 скважин, в которых ведется эксплуатация сеноманских и валанжинских отложений.

Начальное среднее пластовое давление в сеноманской залежи составляет 12,2 МПа, пластовая температура плюс 31°C . Средняя газонасыщенная мощность по Уренгойской площади - 60,8 метра. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов сеномана изменяются в широких пределах: проницаемость от 0,002 до 4 мкм^2 , пористость от 20 до 36 %. Текущее пластовое давление снизилось на 60-70%, $K_{\text{ан}} = 0,3 - 0,4$.

Валанжинские отложения представлены коллекторами, которые имеют проницаемость от 0,002 до $0,3 \text{ мкм}^2$, пористость от 13 до 18%. Текущее пластовое давление составляет 13 – 15 МПа, $K_{\text{ан}} = 0,4-0,5$.

Глушение скважин производилось последовательной закачкой в НКТ при открытой затрубной задвижке раствора хлористого кальция или сеноманской воды в объеме затрубного пространства, далее производилась закачка в НКТ $8-10 \text{ м}^3$ разработанной жидкости с частичной продавкой в пласт, продавка осуществлялась основной ЖГ (рис.2). После этого скважину закрывали на 12 ч для определения статического уровня.

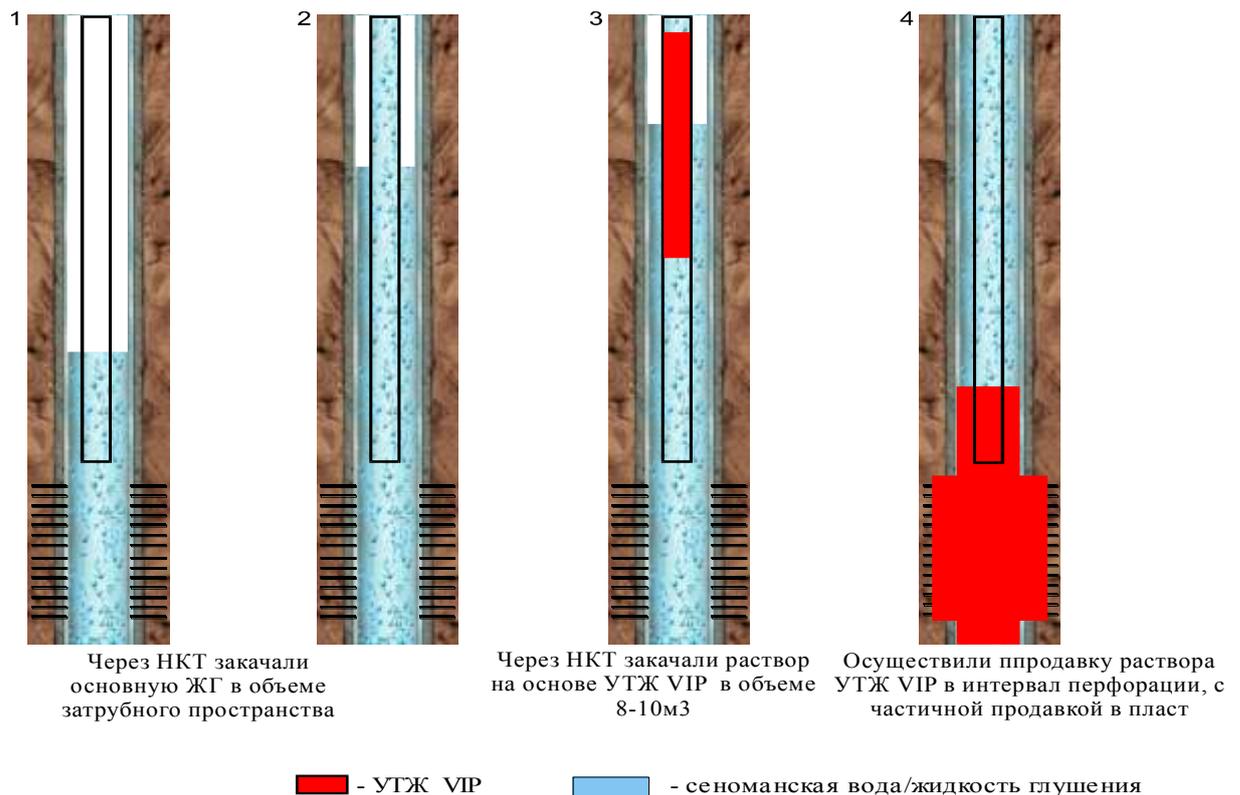


Рис.2. Технологическая схема применения гелированного стабильного газового конденсата на Уренгойском ГКМ.

Через 12 часов после проведения работ по глушению скважин и стравливания газовой шапки получены следующие результаты: $P_{тр.} = 0$ МПа; $P_{зт.} = 0$ МПа, уровень жидкости в стволе скважины не более 100 м (табл.2). Следует отметить, что репрессия на пласт в скважинах с валанжинскими отложениями достигает 14-18 МПа, а с сеноманскими - 8-9,5 МПа. При этом расчетный радиус фильтрации жидкости в пласт не превышает 0,20-0,22 м и 0,11-0,18 м, а величина ОП равна 0,9-0,95 и 0,93-0,98 по газоконденсатным и газовым скважинам, соответственно.

Применение разработанных составов и технологии глушения скважин на Уренгойском ГКМ обеспечило надежную блокировку ПЗП, достаточную для безопасной работы бригады КРС и выполнения технологических операций по восстановлению забоя скважины, разбуриванию цементного моста, фрезерованию постороннего предмета и др. Отмечается снижение объемов поглощаемой жидкости и времени ремонта скважин.

Таблица 2.

Исходная информация и результаты глушения скважин
на Уренгойском ГКМ

№ скважин	Мощность перфорированного интервала, м	Текущий забой, м	Пластовое давление, МПа	Величина репрессии / коэффициент аномальности	Статический уровень ч/з 12 часов после глушения, м
2306	53	3042,0	13,3	180,3 / 0,42	80
8284	53	2773,4	14,0	145,7 / 0,49	65
13092	35,6	1215,0	4,0	85,0 / 0,32	70
125	31	1217,0	3,6	89,8 / 0,28	60
241	40	1230,0	3,2	94,5 / 0,25	0
15232	33	1255,4	4,2	87,2 / 0,33	0
942	55	1230,0	3,1	96,0 / 0,24	100
15212	28	1184,0	3,9	82,4 / 0,32	0
15134	30	1205,0	3,9	84,4 / 0,32	0
13302	34	1224,0	4,0	85,7 / 0,32	0
15122	13	1195,0	4,1	84,2/0,33	0
2111	50	1224,8	3,3	93,2/0,26	65
13072	33	1220,0	3,3	92,7/0,26	80
5408	157	3354,0	15,5	190,5/0,45	0
15134-	30	1205,0	3,9	84,4/0,32	0

Таким образом, применение разработанных углеводородных систем и технологии их применения позволяет:

- выполнять работы по глушению скважин с АНПД с применением традиционных жидкостей;
- исключить повторное глушение и связанные с ним дополнительные затраты;
- сохранить производительность скважин на первоначальном (доремонтном) уровне.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Разработаны требования к технологической жидкости, обеспечивающей улучшение технико-экономических показателей подготовки скважин с АНПД к капитальному и текущему ремонту.

2. Разработанная методика выбора жидкости глушения позволяет достигать максимального коэффициента продуктивности скважин после глушения в каждом конкретном случае и может использоваться для иных технологических процессов, связанных с различной продолжительностью воздействия на продуктивный пласт.

3. Разработан и защищен патентом РФ комплексный реагент для получения термостабильных до 120°C технологических жидкостей на основе стабильного газового конденсата и товарной нефти, который может использоваться в пластах с проницаемостью до 5 мкм². Организовано его опытно-промышленное производство.

4. Установленная зависимость скорости перемещения пачки разработанной технологической жидкости от ее вязкости и плотности позволяет при необходимости регламентировать время выполнения операций по глушению скважин.

5. Разработанная технология глушения скважин с использованием гелированных углеводородных систем была применена в условиях АНПД на 15 газовых и газоконденсатных скважинах Уренгойского ГКМ. Во всех случаях получены положительные результаты, выражающиеся в сокращении сроков проведения ремонта и освоения скважин, в снижении расхода реагентов. Общий экономический эффект от внедрения разработанной технологии составил 4 562 720 рублей.

Основные результаты диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Патент РФ №2201498. Жидкость для глушения и консервации скважин./С.А.Рябокоть, Н.К.Герцева, Р.Я.Бурдило, А.А.Бояркин. 04.04.2001.

2. Патент РФ № 2255209. Способ глушения скважин./С.А.Рябокоть, Н.К.Герцева, З.А.Горлова, Р.Я.Бурдило, А.А.Бояркин, Б.А.Мартынов. 08.01.2004.

3. О выборе жидкостей для консервации нефтяных скважин/С.А.Рябокоть, В.И.Бадовская, А.А.Бояркин //Строительство нефтяных и газовых скважин. -1999. -№7-8. С.39.

4. Жидкости для глушения скважин, не повреждающие коллекторские свойства пласта /С.А.Рябокоть, Н.К.Герцева, А.А. Бояркин //Сб. трудов "НПО "Бурение", - 2001. - №6. – С 79-84.

5. Комплексная технология вторичного вскрытия пластов с использованием специальных технологических жидкостей и оборудования для их подготовки/ С.К.Шафраник, А.Ф.Косилов, М.Е. Ламосов, Б.А.Мартынов, А.А.Бояркин//Сб. трудов "НПО "Бурение", - 2002. - №8 – С 199-207.

6. Технологическая жидкость на углеводородной основе для глушения и перфорации скважин /С.К.Шафраник, А.Ф.Косилов, А.А.Бояркин //Бурение & нефть - 2002.- № 10.- С.20-21.

7. Опыт применения универсальной технологической жидкости VIP при глушении скважины на Котовском месторождении/А.А.Бояркин, Б.А.Мартынов, А.В.Пенкин //Сб. трудов "НПО "Бурение", - 2003. - №9. – С.140-144.

8. Новая технологическая жидкость для заканчивания и ремонта скважин / С.А.Рябокоть, Б.А.Мартынов, А.А.Бояркин, И.Е. Александров, Я.Г.Дударов //Интервал. -2003г.- №12 (59). - С.62-66.

9. Сохранение коллекторских свойств пластов при заканчивании и ремонте скважин/ С.А.Рябокоть, Б.А.Мартынов, А.А. Бояркин, И.Е.Александров, Я.Г.Дударов// Бурение & нефть - 2004.- № 3.- С.6-10.

10. Основные технологические операции в скважинах, обеспечивающие повышение их продуктивности/ С.А.Рябокоть, Б.А. Мартынов, А.А.Бояркин, И.Е.Александров, Я.Г.Дударов// Строительство нефтяных и газовых скважин.-2004г.-№ 3.- С.35-39.

11. Эффективная технология сохранения продуктивности коллекторов на стадиях перфорации, глушения и ремонта скважин/С.А.Рябокоть, Н.К.Герцева, Р.Я.Бурдило, А.А. Бояркин// Сб. трудов "НПО "Бурение", -2004. - №11. – С.98-107.

12. Технология глушения добывающих скважин товарной нефтью, регламентированная действующими правилами ведения ремонтных работ/ РябокотьС.А., Бояркин А.А., Мартынов Б.А., Сваровская Л.С. //Сб. трудов "НПО "Бурение", -2004. - №11. – С.108-114.

13. Универсальная технологическая жидкость для заканчивания и ремонта скважин/ С.А.Рябоконе, Б.А. Мартынов, А.А. Бояркин, И.Е.Александров, Я.Г.Дударов //Нефтяное хозяйство. - 2004г. -№5.- С.62-64.

14. Повышение эффективности глушения газовых и газоконденсатных скважин в условиях АНПД./ А.А.Бояркин.// Нефтяное хозяйство.- 2005г.- №5. - С. 49.

ООО "НПП "РосТЭКтехнологии"

ООО "НПП "РосТЭКтехнологии" является разработчиком и производителем материалов, реагентов, технических средств и предлагает следующую продукцию:

Скважинный инструмент для работы с колтюбинговыми установками и канатной техникой.

Тяжелая жидкость глушения СГС-18 без твердой фазы плотностью 1600, 1800 и 2150 кг/м³ для заканчивания, испытания и ремонта скважин с АВПД. Поставляется в сухом виде, в мягких контейнерах по 800 кг. Приготавливается непосредственно на скважине.

Жидкость глушения скважин с АНПД. Реагент для глушения скважин РГС-100 – загуститель нефти или газового конденсата, способный регулировать эффективную вязкость углеводородов.

Комплексный реагент КР. Повышающий АКЦ до 0,94-0,98 с эффектом расширения.

Комплексные реагенты-компаунды для обработки тампонажных растворов КРОС. Данные реагенты позволяют получить тампонажные растворы с улучшенными технологическими свойствами по водоотдаче, седиментационной устойчивости, адгезии камня к металлу обсадных колонн и стенкам скважины, срокам загустевания и схватывания, реологическим показателям и отсутствию вспенивания.

Буферный порошкообразный материал БПМ. Предназначен для приготовления буферных жидкостей с целью разделения различных по составу и плотности тампонажных и буровых растворов и эффективного вытеснения бурового раствора из интервала цементирования. Моющая способность в 8-10 раз выше чем у воды.

Технические средства по обезвреживанию и очистке отходов бурения. Технологии без амбарного бурения и переработки отходов на полигоне.

Природоохранная документация и санитарно-экологические паспорта на буровой раствор и отходы бурения.

Отверждающие (обезвреживающие) составы для различных видов отходов бурения.