

На правах рукописи



КОСЯК АНАТОЛИЙ ЮРЬЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ УДАЛЕНИЯ ИЗ СКВАЖИН
ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ ПРОБОК С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛОННЫ
ГИБКИХ ТРУБ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА УГЛЕВОДОРОДОВ
В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ**

Специальность 25.00.15
«Технология бурения и освоения скважин»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

г. Краснодар 2006 г.

Работа выполнена в Закрытом акционерном обществе «Газтехнология»

Научный руководитель:

кандидат технических наук
Бекетов Сергей Борисович

Официальные оппоненты:

доктор технических наук
Кошелев Владимир Николаевич

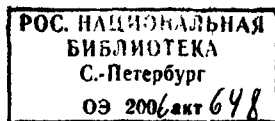
кандидат технических наук
Саркисов Николай Михайлович

Ведущее предприятие – ОАО «Славнефть-Мегийоннефтегаз»

Защита состоится шестого 2006 г. в 10⁰⁰ часов на заседании диссертационного Совета Д 222.019.01 при ОАО НПО «Бурение» по адресу: 350069 г. Краснодар, ул. Мира, 34.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ОАО НПО «Бурение».

Автореферат разослан 7 мая 2006 г.



Ученый секретарь
диссертационного Совета
доктор технических наук

Л.И. Рябова

Л.И. Рябова

2006А
16177

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Как показывает опыт эксплуатации месторождений нефти и газа, а также подземных хранилищ газа (ПХГ), по мере выработки ресурсов углеводородов, снижения пластового давления, старения фонда скважин, нарушения гидродинамической связи скважина-пласт, количество скважино-ремонтов и их сложность увеличивается. Это обуславливает необходимость разработки и внедрения новых, передовых технологий строительства и ремонта скважин, особенно в условиях низких пластовых давлений. Проведение работ традиционными методами в таких условиях часто приводит к значительной потере производительности скважин в результате взаимодействия технологических жидкостей с призабойной зоной пласта (ПЗП) и как следствие, снижения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта в этой зоне. По результатам промысловых наблюдений доказано, что извлечение фильтрата технологической жидкости из призабойной зоны пласта для карбонатных коллекторов может продолжаться до 3 лет, для терригенных - до 6 лет. Современные технологии интенсификации притока углеводородов должны отличаться высокой эффективностью, продолжительным эффектом действия, доступностью применяемых реагентов, а также низкой стоимостью (что важно в связи с ростом себестоимости добываемой продукции из месторождений, находящихся на поздней стадии разработки). Это обуславливает разработку прогрессивных технологий проведения ремонтных работ (в т.ч. технологических жидкостей, оборудования и т.д.).

Одним из новых и передовых направлений совершенствования технологий бурения и ремонта скважин является применение колонны гибких труб (КГТ). Ремонтные работы с использованием КГТ отличаются высокой эффективностью и низкой стоимостью по сравнению с работами, выполняемыми традиционными методами.

Одним из главных условий, предъявляемых к применяемым технологиям ремонта скважин с использованием КГТ является максимально возможное сохранение естественных коллекторских свойств вскрытых продуктивных отложений. Как показывает опыт, комплексный подход к проведению ремонтных работ существенно повышает их качество.

Актуальность задач, решаемых в диссертационной работе, подтверждается их соответствием основным направлениям стратегии научно-

технического развития нефтяной и газовой промышленности страны в области строительства и ремонта скважин, разработки месторождений.

Цель диссертационной работы. Разработка и внедрение на различных месторождениях и ПХГ технологий удаления из скважин песчано-глинистых пробок с применением КГТ и интенсификации притока углеводородов в условиях низких пластовых давлений.

Основные задачи работы:

- анализ современных методов и технологий капитального ремонта скважин по ликвидации песчано-глинистых пробок и интенсификации притока нефти и газа в условиях АНПД;
- разработка способа восстановления циркуляции при промывке и освоении скважин с применением КГТ в условиях низких пластовых давлений;
- разработка состава гидрофобной эмульсии, применимой в условиях Севера, для воздействия на карбонатные коллектора с целью интенсификации притока углеводородов;
- обоснование технологических параметров процесса пенокислотного воздействия на карбонатные породы при проведении работ по интенсификации притока углеводородов;
- разработка устройства для перекрытия межтрубного пространства в скважине при проведении технологических операций по интенсификации притока флюидов;
- проведение опытно-промышленных испытаний разработок на различных нефтяных месторождениях и ПХГ.

Методика исследований. Работа выполнена на основе анализа и обобщения опыта проведения работ в скважинах с применением гибких труб и интенсификации притока углеводородов в условиях низких пластовых давлений, а также собственных результатов лабораторных, стендовых и аналитических исследований с использованием современных приборов, оборудования, химреагентов отечественного и импортного производства, средств вычислений, программного обеспечения и др.

Научная новизна.

1. В результате аналитических исследований и промысловых испытаний разработан алгоритм принятия технологических решений и предложена научно обоснованная методика выбора режимных параметров при удалении песчано-глинистых пробок с использованием КГТ в условиях АНПД (при высокой проницаемости вскрытых отложений и отсутствии уровня технологической жидкости глушения скважины на устье).

2. В результате лабораторно-стендовых исследований разработан состав гидрофобной эмульсии для интенсификации притока углеводородов в карбонатных отложениях путем их пенокислотной обработки. Получен патент на изобретение РФ № 2236576.

3. Используя теоретические расчеты и результаты экспериментальных исследований, разработана математическая модель, техническое средство и научно обоснованная методика выбора основных технологических параметров процесса пенокислотного воздействия на карбонатные отложения, обеспечивающая эффективность скважино-операций.

Основные защищаемые положения.

1. Способ восстановления гидродинамической связи забоя с устьем скважины при удалении песчано-глинистых пробок с использованием КГТ в условиях низких пластовых давлений и высокой проницаемости вскрытых отложений.

2. Состав гидрофобной эмульсии для пенокислотной обработки карбонатного пласта с целью интенсификации притока углеводородов в карбонатных отложениях.

3. Методика выбора режимных параметров процесса пенокислотного воздействия на карбонатные отложения, обеспечивающая повышение эффективности ремонтных работ по интенсификации притока углеводородов.

4. Конструкция устройства для перекрытия межтрубного пространства в скважине при проведении технологических операций по интенсификации притока флюидов.

Практическая ценность и реализация работы.

Работа выполнялась в рамках договоров с ООО «Тюментрансгаз», Российско-Бельгийским СП «МеКаМиннефть», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

Практическая ценность работы характеризуется соответствием направлений исследований содержанию НИОКР ООО «Тюментрансгаз», Программ развития предприятий: ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» ЗАО СП «МеКаМиннефть», ЗАО «Газтехнология».

На основании обобщения и проведения автором теоретических, лабораторных, стендовых и промысловых исследований разработаны 3 руководящих документа (регламенты, рекомендации), применяемые при ремонте скважин.

Результаты проведенных автором исследований, выполненные разработки и сконструированное оборудование применяются при ремонте скважин в ООО «Тюментрансгаз», ЗАО СП «МеКаМиннефть», ЗАО «Газтехнология».

Апробация работы. Основные положения диссертации доложены на: межотраслевых научно-практических конференциях «Техника и технология вскрытия продуктивных пластов в условиях депрессии», «Заканчивание и ремонт скважин в условиях депрессии на продуктивные пласты» (Анапа, 2004); международной научно-практической конференции «Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин» (Кисловодск, 2004); международном семинаре «Воздействие на скважину» (Кассель, Германия, 2004).

Кроме того, результаты выполненных работ и положения диссертации докладывались (в период 2001 – 2006 гг.) на научно-технических совещаниях в ООО «Тюментрансгаз», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ЗАО СП «МеКаМиннефть», ЗАО «Газтехнология», СП «Петрогаз-Антика».

Публикации. Результаты проведенных исследований автора отражены в 13 публикациях, в т.ч. 2 изобретениях.

Объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и заключения, изложенных на 128 страницах машинописного текста, иллюстрируется 15 рисунками, 6 таблицами. Список использованных источников включает 77 наименований.

Диссертация выполнена под руководством кандидата технических наук С.Б. Бекетова, которому автор выражает глубокую признательность. В процессе выполнения работы автор пользовался советами и консультациями докторов технических наук: С.А. Рябокonia, К.М. Тагирова, А.В. Серова, кан-

дидатов технических наук Ю.А. Пули, Ю.К. Димитриади, А-Г. Г. Керимова, В.Е. Дубенко, В.М. Пищухина, кандидата экономических наук В.Т. Онищенко. Особую благодарность за помощь в выполнении работы автор выражает Ю.В. Шульеву, А.В. Афанасьеву, Ю.И. Лемешко, А.И. Куринному и др.

Многие коллеги оказали помощь в оформлении табличного и графического материалов. Всем автор выражает свою искреннюю признательность.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность решаемых в работе проблем, сформулированы цель, задачи и методы исследований, указана научная новизна, а также практическая реализация работы, дана общая ее характеристика.

Первая глава диссертации посвящена анализу современного состояния методов и технологий капитального ремонта скважин по восстановлению гидродинамической связи скважина-пласт, путем повышения эффективности ремонтных работ, а также интенсификации притока нефти и газа. Выполнен анализ причин снижения дебита скважин.

Как известно, определяющее значение на продуктивность скважин, нефтегазоотдачу пласта в целом оказывают коллекторские свойства пласта, а также состояния скважины в интервале продуктивных отложений. Вскрытие продуктивных отложений и КРС по очистке скважин от песчано-глинистых пробок, воздействию на ПЗП и др. в условиях АНПД с применением традиционных технологий (промывка в условиях репрессии на пласт, глушение скважин и т.д.) приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта в результате взаимодействия промывочной жидкости с пластом-коллектором. Доказано, что на стенках скважины и в ПЗП формируются различные зоны: глинистая корка; зона проникновения дисперсной фазы; зона проникновения фильтрата промывочной жидкости. Рядом исследователей установлено, что снижение проницаемости ПЗП в 5 раз приводит к снижению продуктивности скважины в 2 раза, снижение проницаемости в 10 раз уменьшает продуктивность в 3,5 раза.

Применение колонны гибких труб при вскрытии продуктивных пластов, а также для проведения ремонтных работ является одним из перспективных направлений развития новой техники и технологий, т.к. работы проводятся без предварительного глушения скважин, сокращается период монтажа-демонтажа

оборудования, уменьшается расход технологических жидкостей, снижается время проведения работ и их стоимость. Использование КГТ позволяет выполнять работы оперативно, гибко регулировать забойное давление в заданном диапазоне (допустимая депрессия \square минимальная репрессия на пласт), что обеспечивает безопасность ремонтных работ и сохранение естественных фильтрационно-емкостных свойств ПЗП. Активное использование КГТ на месторождениях нефти, газа и ПХГ в нашей стране началось сравнительно недавно \square в начале 90-х годов прошлого века. Многие эффективные технологии ведения ремонтных работ с применением КГТ, технологическое оборудование, находятся на стадии разработки и опробования на производстве. В этой связи следует отметить, что использование пенных систем в технологиях с применением гибких труб еще больше расширяет возможности новой техники, повышая эффективность ремонтных работ при общем снижении их стоимости. Разработка технологий ремонтных работ с применением колонны гибких труб с использованием пенных систем является сегодня важной задачей.

С целью интенсификации притока нефти и газа сегодня на практике применяются различные методы воздействия на пласт: гидромеханические; физико-химические; термические; комбинированные. Следует отметить, в условиях АНПД результативность многих методов интенсификации значительно снижена (в некоторых случаях не приводит к увеличению отдачи пластов), а технологии их применения усложняются, что ведет к удорожанию ремонтных работ в целом. Одним из наиболее эффективных методов воздействия на карбонатные коллектора являются кислотные обработки (и их модификации). Однако при АНПД вызов притока из пласта с целью удаления продуктов реакции после взаимодействия кислоты с породой затруднен и требует дополнительных затрат времени и средств. В таких условиях перспективными являются пенокислотные обработки, применение которых позволяет увеличить зону охвата пласта воздействием и использовать энергию газовой фазы при вызове притока флюидов из пласта для удаления продуктов реакции. Применение пакерующих устройств при интенсификации предохраняет эксплуатационную колонну от коррозионного воздействия интенсификационного агента и обеспечивает направленное воздействие на выбранный интервал.

Это диктует особые требования к разработке технологий, технологических составов и специального скважинного оборудования для интенсификации углеводородов в условиях низких пластовых давлений.

Исходя из выполненного анализа, были сформулированы основные задачи исследований, направленные на разработку: технологии удаления из скважин песчано-глинистых пробок с применением КГТ в условиях АНПД; состава пенокислотной эмульсии для обработки карбонатных отложений с целью интенсификации притока флюидов; методики, позволяющей прогнозировать основные технологические параметры процесса пенокислотного воздействия на продуктивный пласт; устройства для перекрытия межтрубного пространства в скважине при проведении технологических операций по интенсификации притока флюидов из пласта.

Во второй главе приведены результаты исследований по изучению пенообразующих свойств жидкостей и эмульсий на водной и нефтяной основах для промывки скважин с использованием КГТ, а также разработке состава пенокислотной эмульсии для обработки карбонатных коллекторов.

В первой части описаны результаты исследований пенообразующих свойств ПОЖ на водной и нефтяных основах, а также эмульсий с использованием нефти из различных месторождений ХМАО (Ватинского, Аганского, Левобережного) с целью определения оптимальных составов жидкостей и эмульсий при проведении ремонтных работ в скважинах с применением колонны гибких труб. Исследования проводились на специально созданном лабораторном стенде.

Порядок проведения исследования был следующим:

В термостатируемый металлический стакан гомогенизатора вносили 100см^3 нефти и расчетный объем дистиллированной воды. Через 20 ÷ 30 минут термостатирования, систему гомогенизировали при 10000 об/мин в течение 1 минуты и переливали в мерный цилиндр. Повторность проведения испытаний ÷ трех - пятикратная. Всего было выполнено около 200 опытов.

Пенообразующие свойства ПОЖ на водной основе изменяются незначительно в исследуемом диапазоне температур. На эти свойства оказывает значительное влияние компонентный состав ПОЖ. Анализ результатов исследований позволил выбрать оптимальный компонентный состав ПОЖ на водной основе для работы в скважинах перечисленных месторождений:

- | | |
|------------------|---------|
| - ПАВ (неонол) | - 0,1%; |
| - КМЦ 70/450 «О» | - 0,5%; |

- KCl (безводный) - 8%;
- тех. вода - остальное.

В лабораторных условиях изучались основные пенообразующие показатели как непосредственно нефти, так и смеси нефть-ПОЖ (содержание ПОЖ S , в % в различных опытах изменялось) в зависимости от температуры: устойчивость ΞU , сек; кратность Kr , ед. Измерения проводились последовательно при температурах $t = 10^{\circ}C, 20^{\circ}C, 50^{\circ}C, 65^{\circ}C$. Результаты исследований нефтеводных эмульсий (нефть Ватинского месторождения) выборочно приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты исследований смесей нефть-ПОЖ

| № п/п | Компонентный состав, % | Кратность пены при температуре ($^{\circ}C$), Kr , ед | | | | Стойкость пены при температуре ($^{\circ}C$) U , с | | | |
|-------|----------------------------|---|------|------|------|--|------------------|----|----|
| | | 10 | 20 | 50 | 65 | 10 | 20 | 50 | 65 |
| 1 | Нефть - 100 | 1,32 | 1,37 | 1,32 | 1,33 | 20 | 18 | 3 | 4 |
| 2 | Нефть Ξ 83 ПОЖ - 17 | 1,17 | 1,2 | 1,18 | 1,18 | 45 | 50 | 20 | 20 |
| 3 | Нефть Ξ 71 ПОЖ - 29 | 1,08 | 1,06 | 1,16 | 1,22 | стойкая эмульсия | стойкая эмульсия | 29 | 32 |

По приведенным результатам лабораторных исследований видно, что при работе в зимних условиях, на поверхности при температурах смеси нефть-ПОЖ $10 \Xi 20^{\circ}C$ будет образовываться стойкая эмульсия, нарушающая работу оборудования. Следовательно, во избежание образования эмульсии содержание нефти в составе смеси должно быть не менее 70%, в противном случае на устье скважины требуется производить подогрев смеси при выполнении ремонтных работ.

Для обработки результатов лабораторно-стендовых исследований были применены нейронные сети.

Температурная сетка в опытах была регулярной. Процентный состав смеси от эксперимента к эксперименту имел разные значения.

В этом случае сглаживание проводилось в два этапа. На первом этапе производилось одномерное сглаживания для каждого эксперимента в зависимости от процентного содержания воды S в нефти ($\ln(U) = f_1(s)$, $Kr = f_2(s)$), а на втором этапе производить двумерное сглаживание для

кратности и устойчивости в зависимости от процентного состава нефтewодяной смеси и температуры.

На первом этапе строилась одномерная интерполяция зависимости устойчивости и кратности эмульсии от процентного состава системы для каждого значения температуры.

На втором этапе, используя одномерную аппроксимацию, строилась зависимость устойчивости и кратности от двух параметров: процентного состава и температуры. Аналитические выражения строились вида

$$\ln U(x, t) = XK_U T^T \quad (1)$$

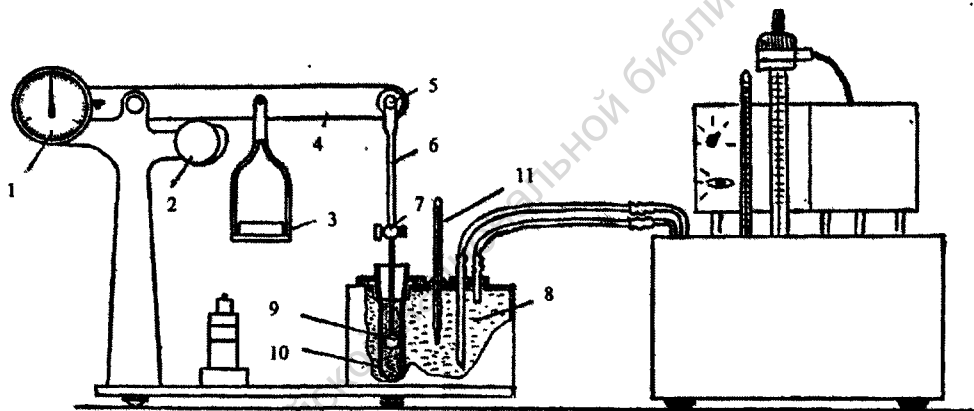
$$Kr(x, t) = XK_{Kr} T^T \quad (2)$$

На двумерной аппроксимации явно виден сложный характер зависимости пенообразующих свойств нефти от процентного состава смеси и температуры.

Использование полученных зависимостей позволяет оптимизировать технологические процессы промывки скважин с применением колонны гибких труб, оперативно, в процессе ведения работ непосредственно на скважине, оценивать пенообразующие свойства смесей и образование эмульсий, вносить изменения в их состав, а также управлять технологическими параметрами.

Во второй части приводятся результаты лабораторно-стендовых исследований с целью разработки состава пенокислотной эмульсии (ПКЭ) для проведения работ по интенсификации притока углеводородов в зимнее время в условиях Севера.

Как показывает накопленный опыт, работоспособность состава для ПКЭ при низких температурах во многом определяется его вязкостью в этих условиях. Вязкую эмульсию цементировочный агрегат просто не сможет выбрать из смесительной емкости и закачать в скважину через эжектор. Для разработки технологических составов, пригодных к применению в условиях отрицательных температур создана уникальная лабораторная установка. Схема установки приведена на рисунке 1. Установка позволяет определять вязкость жидкостей, эмульсий и дисперсий до температуры -60°C (нижний предел температуры обусловлен свойствами хладагента, в качестве которого использовали Тосол марки А-60). Для измерения вязкости в данной работе использовали термостатируемый реовискозиметр Гепплера. С помощью реовискозиметра можно измерять вязкость, как ньютоновских жидкостей, так и структурированных систем. Охлаждение хладагента в опытах производилось при помощи жидкого азота.



1 – индикатор; 2 – арретир; 3 – чашечка; 4 – коромысло; 5 – шарнир; 6 – маятник; 7 – крепление; 8 – термостат; 9 - стержень с шариком; 10 - измерительная пробирка; 11 – термометр; 12 – ультратермостат У2.

Рисунок 1 - Схема лабораторной установки для определения свойств пенокислотных эмульсий при низких температурах

С использованием установки была проведена серия опытов с применением химвеществ отечественного и импортного производства. На рисунке 2 приведены зависимости вязкости различных составов гидрофобных эмульсий от температуры. В составы входят компоненты: соляная кислота (8 ± 12%), углеводородная жидкость, ПАВ (неионогенное), ингибитор коррозии, хлористый кальций (безводный). Основное отличие составов в % содержании CaCl_2 : 1 ± 25%; 2 ± 18%; 3 ± 12%; 4 ± 6%; 5 ± 12%.

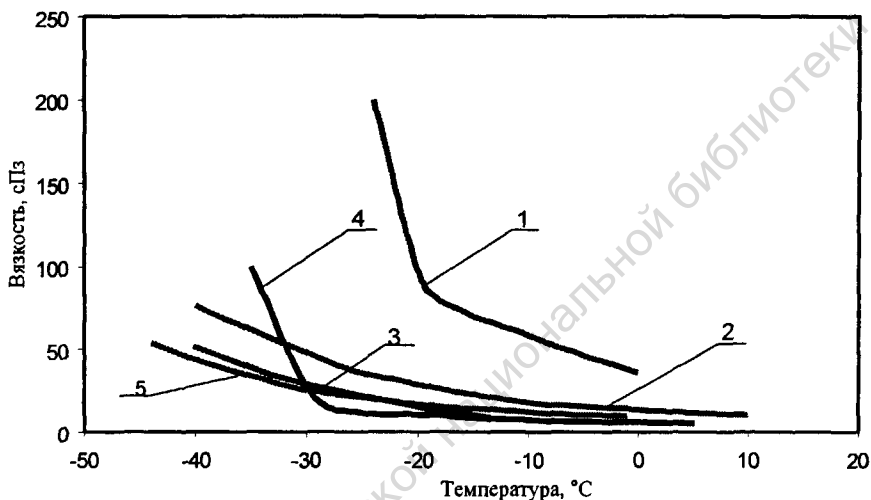


Рисунок 2 - Зависимость вязкости гидрофобных эмульсий различного состава от температуры

В результате выбран состав гидрофобной эмульсии №5 для обработки карбонатных коллекторов в условиях Севера в зимнее время (при температуре окружающей среды до -45°C):

- | | |
|---------------------------------|---------------------|
| - соляная кислота 8 - 12% | - 60 ± 5% об.; |
| - углеводородная жидкость | - 40 ± 5% об.; |
| - ПАВ (неионогенное) | - 1 ± 2% масс.; |
| - ингибитор коррозии | - 0,1 ± 0,3% масс.; |
| - хлористый кальций (безводный) | - 10 - 14% масс. |

Лабораторно-стендовыми исследованиями доказана высокая эффективность разработанного состава при взаимодействии с известняками различных месторождений Северного Кавказа и Сибири.

Кроме того, необходимо отметить, что состав обладает низкими коррозионными свойствами, что выявлено при лабораторно-стендовых исследованиях с использованием образцов стали труб различных марок. На разработанный состав получен патент РФ на изобретение (№2236576)

Третья глава посвящена разработке комплекса технологических решений по удалению песчано-глинистых пробок из скважин с применением КГТ и интенсификации притока углеводородов.

В первой части рассмотрены технологические решения по восстановлению циркуляции и промывке скважины в условиях АНПД. Применение КГТ является одним из путей повышения эффективности работ подземного и капитального ремонта скважин, снижения его стоимости. Особый практический интерес представляет использование КГТ при выполнении комплекса ремонтных работ в условиях АНПД, когда отсутствует уровень жидкости на устье (т.е. гидравлическая связь забоя и устья скважины), что позволяет оперативно проводить технологическую операцию и регулировать забойное давление непосредственно в процессе работы.

Разработанные технологические решения обеспечивают равновесие давлений в системе «скважина-пласт» в процессе выполнения работ по восстановлению гидродинамической связи забоя и устья скважины. Это достигается в результате применения азрированных жидкостей (пены) и поэтапного удаления эрлифтом части жидкости, находящейся в скважине, с последующей заменой оставшейся жидкости на азрированную жидкость заданной плотности. Последовательность операций и расчета технологических параметров, на примере работ по удалению из скважин песчано-глинистых пробок, выполняются по следующему алгоритму.

1. Рассчитываются основные технологические показатели при выполнении работ: забойное давление $P_{зоб}$ (создаваемое при проведении работ); давление на устье в кольцевом пространстве P_y (выходящего потока); давление нагнетания азрированной жидкости (пены) в КГТ $P_{КГТ}$; степень азрации жидкости (пены) α ; необходимый расход азрированной жидкости (пены) q_n (с целью обеспечения требуемой скорости восходящего потока в скважине для выноса частиц песчано-глинистой пробки на поверхность);

2. Рассчитываются глубины спуска КГТ для удаления из скважины эрлифтом первой пачки жидкости высотой l_1 (рисунок 2а) $h_1 = \{h_{np}, h_k\}$, где h_{np} - глубина спуска КГТ исходя из условия создания депрессии на пласт, обеспечивающей начало притока флюида с учетом начального градиента давления сдвига, м; h_k - глубина спуска КГТ исходя из условия выноса максимального объема жидкости (по технической характеристике компрессора), м.

- При условии $h_{np} > h_k$ КГТ спускается на глубину $h_1 = h_k$ и удаляется жидкость объемом $V_1 = \pi (d_{ок}^2 - d_{КГТ}^2) (h_k - h_0) / 4$,

где $d_{ок}$ - внутренний диаметр колонны (в которой производится циркуляция), м;

$d_{КГТ}$ - наружный диаметр КГТ, м, h_0 - глубина статического уровня жидкости, м.

Затем производится поинтервальный спуск КГТ на глубину $h_i = h_{i-1} + (h_\lambda - h_0)$, где $i = 2, \dots, n$ - интервал спуска КГТ; при этом $h_n = h_{np}$.

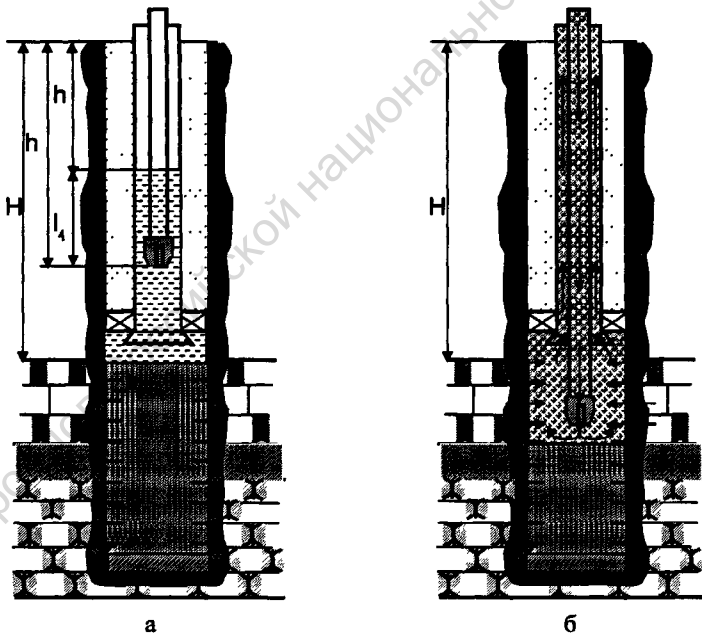


Рисунок 2 ■ Схема восстановления циркуляции и промывки пробки на забое с применением КГТ в условиях АНПД

При каждом i - том спуске производится удаление жидкости соответствующего объема. После допуска КГТ до глубины h_n из скважины удалена жидкость в объеме $V_{\Sigma} = \pi(d_{\text{ск}}^2 - d_{\text{КГТ}}^2)(h_{np} - h_n)/4$;

- При условии $h_{np} \leq h_k$ КГТ спускается на глубину $h_1 = h_{np}$ и удаляется жидкость объемом $V_1 = \pi(d_{\text{ск}}^2 - d_{\text{КГТ}}^2)(h_{np} - h_0)/4$.

3. В случае отсутствия притока пластового флюида одновременно производится закачка газа компрессором и спуск КГТ со скоростью не выше скорости удаления жидкости $v = 4q/\pi(d_{\text{ск}}^2 - d_{\text{КГТ}}^2)\alpha_0$, где v - скорость спуска КГТ, м/с.

Операция выполняется до момента получения притока флюида из пласта.

4. В случае притока пластового флюида производится спуск КГТ до забоя; при этом давление на продуктивный горизонт столба жидкости в скважине (с учетом азрированной жидкости и не азрированной) не должно вызывать поглощения жидкости, а также изменений коллектора и деформации эксплуатационной колонны вследствие недопустимой депрессии на пласт.

5. При допуске КГТ до забоя в скважине циркулирует азрированная жидкость (рисунок 26), при этом необходимо достижение расчетных параметров $P_{\text{заб}}$, P_y , $P_{\text{КГТ}}$, α_0 , q_k .

Следует отметить, что работы по восстановлению циркуляции и промывке газовых скважин отличаются от работ в нефтяных скважинах в части обнаружения и контроля притока пластового флюида.

Проведение КРС (вымыв песчаной пробки, интенсификация притока и др.) по разработанной технологической схеме позволяет оперативно регулировать забойное давление в заданных пределах, что обеспечивает качественное выполнение технологической задачи и повышает эффективность выполняемых работ.

Во второй части рассмотрена методика расчета технологических параметров обработки призабойной зоны газоносного пласта при интенсификации притока флюидов. Как уже отмечалось, результативность ремонтных работ зависит от рационального использования технических средств (КГТ, устройства герметизирующие устье скважины, межтрубное пространство и др.) и обоснования технологических параметров выполняемых операций. Исходя из этого, успешность выполнения работ по интенсификации притока углеводородов при обработке ПЗП разработанным составом гидрофобной эмульсии обуславливается не только рецептурными соотношениями, но и определени-

ем технологических параметров процесса применительно к геологическим условиям объекта интенсификации.

Процесс закачки пены (на основе разработанной эмульсии) в пласт с целью обработки запланированной зоны характеризуется рядом управляемых технологических параметров, в частности, забойным давлением при закачке пены в пласт и ее плотностью (степенью аэрации). Отметим, что пену в пластовых условиях с допущениями можно считать несжимаемой жидкостью. Для определения данных технологических параметров закачки используется решение задачи о движении границы раздела слабо сжимаемой жидкости, пены (П) и газа (Г) в условиях плоскорадиального установившегося движения по закону Дарси в пласте. В результате соответствующих математических преобразований получено выражение распределения давления на границе потока ПГ, которое дает возможность определить основные характеристики рассматриваемого процесса закачки: распределение давления в зоне закачиваемой пены; скорость фильтрации пены; закон движения границы раздела ПГ. На базе полученных выражений выведены функциональные зависимости для определения технологических параметров пенокислотной обработки ПЗП:

- необходимое забойное давление при закачке пены при заданных R_0 , Q , ρ_n ,

$$P_{зоб} = \sqrt{\frac{Q \cdot \eta_z \cdot \rho_n \cdot P_{ат}}{\rho_z \cdot k \cdot \pi \cdot h} \cdot \left[\frac{R_0^2 \cdot \ln(R_k / R_0) - r_c^2 \cdot \ln(R_k / r_c)}{(R_0^2 - r_c^2)} + \frac{1}{2} \right] + P_{пл}} \quad (3)$$

где Q - расход ПКЭ в забойных условиях, м³/с; η_z - динамический коэффициент вязкости газа, Па·с; ρ_n - плотность ПКЭ в пластовых условиях, кг/м³; $P_{ат}$ - атмосферное давление, Па; ρ_z - плотность газа в н.у., кг/м³; k - проницаемость пласта, м²; h - обрабатываемый интервал, м; R_k - радиус контура питания, м; R_0 - радиус обрабатываемой зоны пласта, м; r_c - радиус скважины, м; $P_{пл}$ - пластовое давление, Па;

- необходимая плотность пены при заданных значениях $P_{зоб}$, R_0 , Q (по формуле 3) и степень аэрации

$$\alpha = \frac{\rho_{позж} - \rho_n}{(1/RT)P_{ат} - 2\rho_{позж} + \rho_n} \quad (4)$$

Если известна величина давления на забое, то, выражая толщину пласта через радиус зоны проникновения пены, решается задача определения радиу-

са и толщины зоны проникновения в газоносный пласт пены заданного объема в течение определенного времени закачки

$$P_{\text{заб}} = \sqrt{\frac{m \eta \cdot \rho_o \cdot P_{\text{ам}}}{\rho_c \cdot k \cdot t_{\text{заб}}} \left[R_0^2 \ln(R_0 / R_c) - r_c^2 \cdot \ln(R_0 / r_c) + \frac{(R_0^2 - r_c^2)}{2} \right] + P_{\text{пл}}^2}. \quad (5)$$

На практике помимо прямых расчетов по формулам можно использовать предварительно построенные номограммы для конкретных условий пенокислотной обработки ПЗП.

Применение разработанной методики обоснования технологических параметров обработки призабойной зоны газоносного пласта ПКЭ позволяет оперативно изменять режимные параметры непосредственно во время проведения работ на скважине.

В третьей части приведено разработанное скважинное оборудование - гидромеханический пакер (ГП), который предназначен для перекрытия межтрубного пространства нефтяных и газовых скважин при проведении работ по интенсификации притока флюидов, что позволяет предохранить эксплуатационную колонну от коррозии и воздействия повышенного давления, производить направленную обработку заданного интервала пласта.

Технический результат, который достигается при использовании ГП, сводится к следующему:

- ☐ возможность гидравлической посадки пакера с надежным перекрытием межтрубного пространства комбинированным уплотнителем с одновременной фиксацией пакера в обсадной колонне;

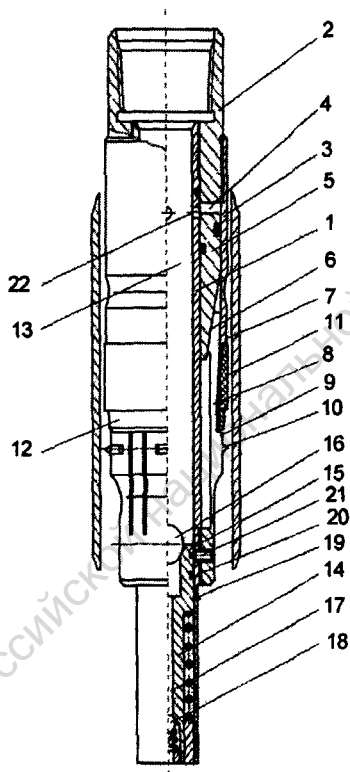
- ☐ совмещение якорящего узла с цангой для одновременной посадки-фиксации пакера и деформации уплотнителя в радиальном направлении упрощает конструкцию;

- ☐ возможность образования гидравлической связи осевого канала ствола пакера с подпакерной областью, например, в случае подачи изолирующего состава в подпакерную область и прекращения этой связи после сброса давления в осевом канале лифтовой колонны труб.

ГП спускается в скважину на рабочем инструменте. После выполнения технологической операции пакер может быть оставлен в скважине, для чего отсоединяется инструмент от пакера и поднимается на поверхность. При необходимости возврата на нижележащий горизонт, который был перекрыт

изолирующим составом, устройство может быть разбурено, поскольку оно выполнено из легкоразрушаемых материалов.

На гидромеханический пакер получен патент РФ на изобретение №2236556. Конструкция пакера приведена на рисунке 3.



1 - ствол пакера; 2 - переводник; 3 - гидроцилиндр; 4 - кольцевая камера; 5 - поршень; 6 - разжимной конус; 7 - металлическая уплотнительная оболочка; 8 - разрезная цанга; 9 - кольцевой выступ; 10 - якорь; 11 - уплотнительное кольцо; 12 - гайка; 13 - осевой канал ствола; 14 - втулка; 15 - седло втулки; 16 - шаровой клапан; 17 - осевой канал втулки; 18 - обратный клапан; 19 - радиальные отверстия ствола; 20 - уплотнительное кольцо; 21 - срезной элемент; 22 - радиальный канал

Рисунок 3 - Гидромеханический пакер

Четвертая глава посвящена описанию результатов внедрения разработок автора на различных нефтяных месторождениях и ПХГ. Опытные промышленные испытания разработок внедрены при проведении ремонта скважин и интенсификации притока углеводородов на предприятиях: ООО «Тюментрансгаз», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ЗАО СП «МеКаМи-нефть», ЗАО «Газтехнология».

Способ восстановления циркуляции пены при проведении ремонтных работ с использованием КГТ в скважинах в условиях низких пластовых давлений и высокой проницаемости вскрытых отложений внедрен при реализации технологии промывки 10-ти скважин с применением колонны гибких труб на Ватинском, Южно-Покамасовском, Мегионском, Локосовском, Северо-Покурском нефтяных месторождениях. В таблице 2 приведены сведения о внедрении разработок, представленных в диссертации.

Таблица 2 - Сведения о внедрении разработок на различных объектах

| № п/п | Название объекта | Пластовое давление, МПа | Коеф. аномальности | Наименование разработки | Количество скважин |
|-------|--|-------------------------|--------------------|---|--------------------|
| 1 | Пунгинское ПХГ | 5,6-5,9 | 0,64-0,63 | Технология пенокислотного воздействия на карбонатные отложения (с применением состава гидрофобной эмульсии и методики выбора режимных параметров) | 4 |
| 2 | Ватинское нефт. месторождение | 15,2-19,8 | 0,6-0,71 | Технология удаления песчано-глинистых пробок с применением КГТ (способ восстановления гидродинамической связи забоя с устьем скважины) | 6 |
| 3 | Южно-Покамасовское нефт. месторождение | 16,5-17,3 | 0,71-0,85 | -" | 1 |
| 4 | Мегионское нефт. месторождение | 15,7-18,6 | 0,72-0,81 | -" | 1 |
| 5 | Локосовское нефт. месторождение | 19,5-20,6 | 0,92-0,99 | -" | 1 |
| 6 | Северо-Покурское нефт. месторождение | 16,5-17,3 | 0,79-0,85 | -" | 1 |

В результате внедрения разработки сокращено общее время проведения ремонтных работ, снижена их стоимость, скважины практически сразу после ремонта введены в эксплуатацию.

При пенокислотном воздействии на продуктивные отложения на Пунгинском ПХГ на 4-х скважинах использовалась разработанная методика, позволяющая прогнозировать основные технологические показатели процесса: давление закачки пены в скважину; забойное давление пены; расчетную плотность пены и степень ее азрации; радиус обработки пласта пенокислотой; характер взаимодействия пенокислотной эмульсии с карбонатными породами. Состав пенокислотной эмульсии для обработки карбонатных коллекторов в зимних условиях Севера был применен при интенсификации притока газа на 4-х скважинах Пунгинского ПХГ. Среднее увеличение производительности скважин в результате воздействия на пласт составила 50%.

При внедрении технологий на 2-х скважинах использовалось разработанное автором техническое средство - устройства для перекрытия межтрубного пространства скважины гидромеханический пакер.

Все внедренные разработки автора показали высокую эффективность. Фактический экономический эффект от внедрения в производство выполненных по теме диссертации разработок составил:

- рублей

- более 7 185 тыс.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Выполнено научное обобщение опубликованных в печати исследований в области бурения, капитального ремонта скважин с применением колонны гибких труб, а также интенсификации притока углеводородов, намечены основные пути совершенствования технологий бурения и ремонта скважин с применением КГТ.

2. Усовершенствована технология удаления песчано-глинистых пробок промывки скважин с использованием КГТ. Применение технологии позволяет использовать пластовую энергию флюидов, что в целом повышает эффективность технологического процесса, сократить время проведения ремонта, а также уменьшить стоимость работ.

2.1. Применено нейросетевое моделирование для изучения пенообразующих свойств различных промывочных агентов на водной и нефтяной основе, применяемых при проведении ремонтных работ с КГТ, что позволяет в

процессе выполнения работ на скважине оперативно оценивать реологические свойства жидкостей (эмульсий) и вносить изменения в их состав.

2.2. Разработан способ восстановления циркуляции пены в скважинах при проведении ремонтных работ с применением КГТ в условиях АНПД. Способ позволяет предотвратить кольматацию ПЗП в условиях высокой проницаемости вскрытых отложений и отсутствии уровня технологической жидкости глушения скважины на устье.

3. Разработана математическая модель, позволяющая прогнозировать основные технологические показатели процесса обработки пласта пенокислотной эмульсией с целью интенсификации притока углеводородов, при планировании и проведении скважино-операций:

- необходимое давление на устье при закачке пены в скважину;
- давление пены на забой скважины;
- требуемую плотность пены (степень аэрации пены);
- радиус обработки пласта;
- объем пенокислотной эмульсии для обработки запланированного объема пласта;
- характер взаимодействия пенокислотной эмульсии в пласте с карбонатными породами при существующих горно-геологических условиях.

3.1. Создана установка, позволяющая изучать в лабораторных условиях реологические свойства различных жидкостей, эмульсий и дисперсий при низких температурах.

3.2. Разработан эмульсионный состав для обработки карбонатных продуктивных коллекторов «Гидрофобная эмульсия для обработки карбонатного пласта». Получен патент РФ на изобретение №2236576.

4. Разработано технологическое устройство для перекрытия межтрубного пространства в скважине при проведении технологических операций по интенсификации притока флюидов в условиях низких пластовых давлений - «Гидромеханический пакер». Получен патент РФ на изобретение №2236556.

5. Проведены опытно-промышленные испытания комплексной технологии ремонта скважин и интенсификации притока углеводородов с применением колонны гибких труб в условиях низких пластовых давлений на Пунгинском ПХГ. Испытания выполнены при ведении ремонтных работ на Ватинском, Мегионском, Локосовском, Северо-Покурском и Южно-Покамасовском нефтяных месторождениях.

6. Разработаны, выпущены и внедрены в производство инструктивные материалы:

- «Регламент на проведение работ по промывке скважин и волновому воздействию на пласт»;

- «Рекомендации на проведение работ по промывке и освоению скважин после ГРП агрегатом с гибкой трубой с применением пенных систем»;

- «Регламент на проведение работ по промывке и освоению скважин после ГРП агрегатом с гибкой трубой с применением пенных систем».

7. Фактический экономический эффект от внедрения в производство выполненных по теме диссертации разработок составил:

- рублей

- более 7 185 тыс.

Основное содержание диссертационной работы опубликовано в 13 печатных работах:

1. Бекетов С.Б., Пуля Ю.А., Косяк А.Ю. Зависимость скорости разрушения песчано-глинистых пробок от величины дифференциального давления в системе скважина-пласт / Горный информационно-аналитический бюллетень, №10. 2003. М.: МГГУ. С. 8-9.

2. Бекетов С.Б. Косяк А.Ю. / Особенности промывки скважин пенными системами с применением колонны гибких труб / Горный информационно-аналитический бюллетень, №12. 2003. М.: МГГУ. С. 5-7.

3. Бекетов С.Б., Косяк А.Ю., Дмитрияди Ю.К. Способ восстановления циркуляции пены при проведении ремонтных работ и освоении скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / Горный информационно-аналитический бюллетень. №2. 2004. М.: МГГУ. С. 24-28.

4. Бекетов С.Б., Дмитрияди Ю.К., Косяк А.Ю. Математическая модель циклического воздействия переменным давлением на продуктивный пласт с целью интенсификации притока флюидов / Горный информационно-аналитический бюллетень. №3. 2004. М.: МГГУ. С. 34-38.

5. Технологические решения восстановления циркуляции и промывки нефтяных скважин с применением гибких труб в условиях АНПД / Бекетов С.Б., Шульев Ю.В., Косяк А.Ю. и др. / «Сервисное обеспечение бурения и ремонта скважин». Сборник научных трудов. Вып. 11. ОАО НПО «Бурение». Краснодар.: 2004. С. 273-281.

6. Шульев Ю.В., Косяк А.Ю., Бекетов С.Б. Опыт промывки нагнетательных скважин пенными системами с применением колонны гибких труб / «Заканчивание и ремонт скважин в условиях депрессии на продуктивные пласты». Сборник научных трудов. Вып. 12. ОАО НПО «Бурение». Краснодар.: 2004. С. 48-57.

7. Бекетов С.Б., Димитриади Ю.К., Косяк А.Ю. Определение технологических параметров нагнетания жидкости в пласт с целью интенсификации притока флюидов / Сб. науч. трудов. №21. «Гипотезы, поиск, прогнозы». СКО Российской инженерной академии, КубГТУ, НТЦ ООО «Кубаньгазпром». Краснодар.: 2005. С. 40-44.

8. Бекетов С.Б. Пищухин В.М. Косяк А.Ю. Прогнозирование пенообразующих свойств нефти с применением нейронных сетей / Сб. научных трудов № 21. «Гипотезы, поиск, прогнозы». СКО Российской инженерной академии, КубГТУ, НТЦ ООО «Кубаньгазпром». Краснодар 2005. С. 8-15.

9. Бекетов С.Б., Косяк А.Ю. Результаты лабораторно-стендовых исследований с целью разработки составов для обработки карбонатных коллекторов при интенсификации притока углеводородов / Горный информационно-аналитический бюллетень, №12. 2005. М.: МГТУ. С. 98-102.

10. Бекетов С.Б., Косяк А.Ю., Димитриади Ю.К. Функциональные зависимости для определения технологических параметров пенокислотной обработки скважин с целью интенсификации притока углеводородов / Горный информационно-аналитический бюллетень, №12. 2005. М.: МГТУ. С. 103-106.

11. Бекетов С.Б., Косяк А.Ю. Опыт промывки скважин пенными системами в условиях аномально низких пластовых давлений с использованием колонны гибких труб / Сб. докладов Международной конференции «Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин» Кисловодск 20-25 сентября 2004 г. Ставрополь.: Газпром, СевКавНиПигаз. 2005. С. 108-114.

12. Гидромеханический пакер / С.Б. Бекетов, В.А. Машков, А.Ю. Косяк и др. / Патент РФ на изобретение №2235850. Приоритет от 14.04.2003 г.

13. Гидрофобная эмульсия для обработки карбонатного пласта / С.Б. Бекетов, А.Ю. Косяк, А.В. Серов / Патент РФ на изобретение №2236576. Приоритет от 25.08.2003 г.

Из фондов Российской национальной библиотеки

Из фондов Российской национальной библиотеки

Из фондов Российской национальной библиотеки

№ 16177
2006А

16177

Из фондов Российской национальной библиотеки

Косяк Анатолий Юрьевич
АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени кандидата
технических наук

Отпечатано в ООО «Юнитекс» с готового оригинал-макета.
Заказ № 89 Тираж 100 экз. Формат 60×84 Подписано к печати 23.06.2006 г.