

ПИМЕНОВ ИГОРЬ НИКОЛАЕВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ
СВОЙСТВАМИ МАЛОГЛИНИСТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ
РАСТВОРОВ В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Диссертация выполнена на кафедре бурения Ухтинского государственного технического университета.

Научный руководитель: Уляшева Надежда Михайловна
- кандидат технических наук, профессор

Официальные оппоненты: Близнюков Владимир Юрьевич,
- доктор технических наук, главный эксперт
Экспертно-аналитической группы ОАО «НК
«Роснефть»

Деминская Наталья Григорьевна
- Кандидат технических наук, ведущий инженер
отдела проектирования, строительства и
реконструкции скважин филиала ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г.Ухта

Ведущая организация: ФГБОУ ВПО «Самарский государственный
технический университет»

Защита состоится 13 декабря 2012 года в 12 часов на заседании диссертационного совета Д 212.291.01 при Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300 г. Ухта Республики Коми, ул. Первомайская, 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного технического университета.

Автореферат разослан 12 ноября 2012 года.

Ученый секретарь диссертационного совета Д 212.291.01,

кандидат технических наук, профессор



Н. М. Уляшева

Общая характеристика работы

Актуальность работы

Строительство нефтяных и газовых скважин в значительной степени зависит от степени взаимодействия горных пород и бурильного инструмента с буровыми промывочными жидкостями. Причем, это взаимодействие носит преимущественно физико-химический характер, обусловленный как поверхностными свойствами пород и металлических труб, так и компонентным составом и технологическими свойствами буровых растворов. Наиболее остро последствия таких взаимодействий проявляются при бурении в глинистых породах слабой литификации. Опыт строительства скважин в подобных породах показывает, что кроме набухания глин и последующего кавернообразования появляются проблемы, связанные с поддержанием технологических свойств буровых растворов на водной основе: повышаются реологические и структурно-механические свойства, содержание твердой фазы в основном, коллоидных размеров, и плотности. В свою очередь такие изменения отрицательно влияют на скорость разрушения горной породы долотом. В последние годы для строительства скважин в слаболитифицированных глинистых породах используют ингибирующие полимерные буровые растворы, предупреждающие в основном их увлажнение за счет регулирования осмотического массопереноса и изменения обменного комплекса глин. Тем не менее, не всегда удается даже в присутствии специальных добавок обеспечить управление свойствами таких систем.

Таким образом, направление исследований, посвященных технологии управления свойствами полимерных буровых растворов в условиях наработки глинистой фазы, является актуальным, особенно с учетом значительных объемов применения полимерных буровых растворов.

Цель работы

Совершенствование технологии управления свойствами малоглинистых полимерных буровых растворов в неустойчивых породах.

Основные задачи исследований

1. Анализ теоретических представлений о физико-химических процессах, влияющих на гидратацию глинистых пород.
2. Сравнительный анализ методов оценки ингибирующей и диспергирующей способности буровых растворов.

3. Оценка эффективности применения ингибирующих добавок в малоглинистых полимерных растворах в промышленных и лабораторных условиях
4. Разработка методики управления свойствами малоглинистых полимерных буровых растворов.

Научная новизна

1. Установлено, что капсулирование глинистого шлама акриловыми полимерами может быть обеспечено совместным применением с органическими реагентами – гидрофобизаторами.

2. Установлено, что изменение пластической вязкости полимерного малоглинистого бурового раствора, содержащего акрилаты и гидрофобизаторы, при увеличении коллоидного компонента носит ступенчатый характер с выраженными участками стабилизации и последующей интенсификацией загущения.

3. Установлено, что изменение относительных значений пластической вязкости и статического напряжения сдвига до 1,3 и 2,0 раз соответственно обеспечивает поддержание технологических параметров малоглинистых полимерных буровых растворов близких к первоначальной обработке акриловыми полимерами и гидрофобизаторами.

Основные защищаемые положения

1. Эффективность капсулирования глинистого шлама линейными акриловыми полимерами повышается при дополнительной обработке малоглинистого полимерного бурового раствора реагентами – гидрофобизаторами, что позволяет предупредить процессы диспергирования выбуренной породы.

2. Диспергирование глинистого шлама в полимерных буровых растворах, обработанных акриловыми полимерами и гидрофобизаторами, и изменение при этом их реологических характеристик протекает ступенчато с нарастанием интенсивности после каждого участка стабилизации.

3. Относительные изменения пластической вязкости и статического напряжения сдвига, которые характеризуют интенсивность наработки коллоидной фазы, могут использоваться в качестве управляющих критериев при химической обработке буровых растворов. Номограмма, сконструированная с их использованием, может применяться для определения периодичности химической обработки малоглинистых полимерных буровых растворов и расхода его компонентов.

Практическая значимость

Комплексное ингибирование органическим гидрофобизатором и капсулирующим полимером малоглинистых буровых растворов позволяет уменьшить время на предупреждение и ликвидацию осложнений и аварий, связанных с неустойчивостью глинистых пород, что подтверждается результатами применения на скважине 21 Южно-Лиственичного, а также на Южно-Приобском и Зимнем месторождениях.

Создание непроницаемой полимерной пленки на поверхности глинистого шлама обеспечивает сохранение технологических свойств буровых растворов и высоких показателей работы породоразрушающего инструмента, снижение расхода химических реагентов и времени на обработку, улучшение работы средств механической очистки.

Методика выбора направления химической обработки с использованием управляющих параметров $\bar{\eta}$ и $\bar{\Theta}$ позволяет сократить затраты времени и средств на принятие технологических решений и их реализацию по обработке малоглинистых полимерных буровых растворов.

Разработанная методика по управлению технологическими параметрами малоглинистых полимерных буровых растворов может использоваться в учебном процессе для повышения качества подготовки магистров по направлению 131000 – Нефтегазовое дело.

Реализация результатов работы

Разработанные технологические рекомендации по составу комплексного реагента и управления качеством малоглинистого полимерного бурового раствора успешно использованы в интервале глинистых пород на скважине 21 Южно-Лиственичного месторождения.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на научно-технической конференции преподавателей и сотрудников (2011, 2012 г.г.) и на международной научно-технической конференции «Севергеотех» 2007-2012 г.г. при Ухтинском государственном техническом университете, конференции «Ашировские чтения-2012» при Самарском государственном техническом университете, на технологических совещаниях ООО «ЕвроАльянс». Результаты опубликованы в 6 работах, в том числе 2 в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, библиографического списка из 105 наименований и 2 приложений, содержит 118 страниц текста, включая 25 рисунков и 10 таблицы.

Благодарности

Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю кандидату технических наук, профессору Уляшевой Надежде Михайловне за оказание огромной помощи и постоянный контроль на всех этапах научно-исследовательской работы.

Автор признателен коллективу кафедры бурения УГТУ за понимание и помощь при работе над диссертацией, и лично Логачеву Ю.Л.

Основное содержание работы

Во введении изложена актуальность работы.

В первой главе рассмотрены представления о строении и свойствах неустойчивых горных пород, представлена характеристика основных глинистых материалов и их физико-химические свойства, влияющие на устойчивость горной породы, рассмотрены основные причины нарушения устойчивости стенок скважины. Приведена технология выбора состава ингибирующего бурового раствора и методика его приготовления. Приведены современные составы ингибирующих буровых растворов. Обоснованы цель и задачи исследований.

Наибольшее число осложнений и аварий в бурении вызвано неустойчивостью стенок скважины, преимущественно в глинистых отложениях. Из общего объема осадочных пород на долю глинистых минералов приходится около 80 %. Поэтому характеристика этой породы представляет наибольший интерес.

Вопросами предупреждения неустойчивости стенок скважины в глинистых отложениях занимались многие исследователи такие, как Аветисян Н.Г., Ангелопуло О.К., Ахмадеев Р.Г., Белов В.П., Близнюков В.Ю., Быков И.Ю., Войтенко В.С., Габузов Г.Г., Гамзатов С.М., Городнов В.Д., Грей Дж., Дарли Г.С.Г., Дорошенко В.И., Жигач К.Ф., Иванников В.И., Исмайлов Ш.И., Кошелев В.Н., Лебзин Д.Е., Мавлютов М.Р., Михеев В.Л., Новиков В.С., Новицкая Н.А., Орман Л.М., Рельтов Б.Ф., Рябченко В.И., Садыхов Ю.В., Свиридов Л.А., Сергеев Г.Л., Сеид-Рза М.К., Уляшева Н.М., Шарафутдинов З.З., Яров А.К. и другие.

К важнейшим свойствам глины, определяющим ее качество и стабильность, относятся пластичность, набухаемость, дисперсность, гидрофильность, обменная адсорбция. Время стабильности глинистой породы в основном зависит от состава и свойств бурового раствора, а также природы гидрофильных связей системы глина-раствор.

Таким образом, одним из путей повышения устойчивости стенок скважины является регулирование состава и технологических свойств бурового раствора. Анализ опыта строительства скважин в потенциально неустойчивых слаболитифицированных глинистых породах показал, что интенсивность кавернообразования может быть значительно уменьшена использованием ингибирующих добавок различного механизма действия.

Однако, как показал опыт строительства скважин в терригенных отложениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Западной Сибири, повышение глиноемкости ингибирующих буровых растворов и присутствие ингибиторов гидратации глин в большинстве случаев только на какой-то период тормозят диспергирование глинистого шлама. Негативные процессы, связанные с увеличением твердой фазы коллоидных размеров, сопровождаются не только изменением качества бурового раствора, но и увеличением стоимости строительства скважины в целом.

Во второй главе приведены критерии оценки поведения глинистых пород и управления качеством бурового раствора. Проведен анализ методов оценки ингибирующей способности дисперсных систем, показателей устойчивости глин, а также управления технологическими свойствами буровых растворов.

Одним из основных методов оптимизации состава буровых растворов, предупреждающих или, по крайней мере, замедляющих гидратацию глинистых пород, является определение интенсивности набухания. Набухание, как правило, отмечается при взаимодействии бурового раствора с пластичными неметаморфизированными глинами. Существует множество методик определения величины набухания глинистых пород в различных средах с использованием лабораторных приборов, например, классических приборов Васильева, Шмелева, Жигача-Ярова. Широкое распространение получил метод К. Ф. Жигача и А. Н. Ярова, учитывающий начальную пористость образца и объем иммобилизованной жидкости. Дальнейшее развитие этот метод получил в работах В. Д. Городнова, давшего аналитическое решение оценки набухания и исследовавшего в огромном диапазоне и сочетаниях набухание глин в различных электролитах, химических реагентах, температурах, давлениях.

Большинство исследователей, модернизируя приборы и условия эксперимента, в конечном итоге, определяют основные показатели набухания K , K_1 , K_2 по методу К. Ф. Жигача и А. Н. Ярова.

Исследование процесса набухания глин, как одного из важнейших факторов в оценке устойчивости глинистых пород, широко применяется и в зарубежной практике бурения при выборе состава буровых растворов и разработке программ бурения. Для таких целей, как правило, используются природные глины, отобранные из бурящихся скважин.

В лабораторных условиях с использованием тестера набухания фирмы OFITE тестировались ингибиторы гидратации глин различного механизма действия на состояние глинистых пород, в частности хлориды калия и аммония, асфальтены, ПАА, ГКЖ и полигликоли. Исследования проводились на образцах, полученных из немодифицированного глинопорошка, основным минералом которого является монтмориллонит (85%), спрессованного под давлением 6 МПа. Кроме степени набухания оценивалось и изменение влажности глинистых образцов по методикам, принятым в грунтоведении.

Для исследований основных технологических свойств буровых растворов применялось сертифицированное оборудование и приборы Fann и OFITE

Основной задачей работы является создание методических подходов к технологии управления свойствами полимерных малоглинистых растворов в процессе углубления скважин в интервалах слаболитифицированных глинистых пород. Анализ существующих в настоящее время методик по поддержанию качества буровых растворов показал, что наиболее приемлемым направлением в данном вопросе является подход, предложенный ВНИИКРнефть (НПО «Бурение»), который заключается в использовании эмпирических формул, полученных в результате обработки методами математической статистики значительного объема результатов экспериментальных исследований. На основе формул, определяющих объем наработанного раствора Q_i (1) и формулы периодичности ввода химических реагентов ΔH (2), можно отметить, что эта методика может быть использована для разработки рекомендаций по управлению свойствами полимерных малоглинистых систем после проведения в них определенных изменений.

$$Q_1 = V_{\text{мех}} \left[\frac{E \cdot F \cdot K_n \cdot l (1 + \epsilon t) \rho \cdot 100}{P} \right] \quad (1)$$

где $V_{\text{мех}}$ – механическая скорость бурения, м/час; E – доля твердой фазы в буровом растворе после прохождения через систему механической очистки: $E=1-\mathcal{E}$ (\mathcal{E} – степень очистки от шлама); F – площадь кольцевого пространства, м^2 ; K_n – коллоидальность глинистых пород; P – параметр, зависящий от содержания коллоидной фазы C_k и плотности исходного бурового раствора ρ ($P=C_k \cdot \rho$); l – коэффициент, учитывающий влияние химической обработки на диспергирование шлама; t – температура циркулирующего раствора; ϵ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на диспергирование шлама, который равен 0,000715 при температурах до 130⁰С.

$$\Delta H = \frac{(\Gamma_2 - \Gamma_1) \cdot V}{100 \cdot F \cdot E \cdot K_n \cdot l \cdot (1 + \epsilon t)} \quad (2)$$

где Γ_1 и Γ_2 – оптимальное и максимальное содержание глинистой фазы в буровом растворе, %.

Анализируя представленную выше методику, принимаем за величину Γ_1 содержание твердой фазы в свежеприготовленном малоглинистом полимерном растворе, Γ_2 – содержание глинистой фазы при соответствующем критериальном параметре. Так как величины K_n и l практически трудно измеримы, даже в лабораторных условиях, предлагается заменить их параметрами, которые можно измерить с использованием стандартных приборов. Экспериментально установлено и подтверждено промышленными результатами автора и других исследователей, что диспергирующая способность буровых растворов отражается в изменении показателей структурообразования, в частности статического напряжения сдвига за 10 минут Θ_{10} , который довольно корректно отображает как коллоидальность глинистой породы, так и активность химических реагентов, являясь индикатором процессов диспергирования шлама в буровом растворе, т.е.

$$K_n \cdot l \equiv \bar{\Theta} \quad (3)$$

где $\bar{\Theta} = \frac{\Theta_{тек}}{\Theta_{исх}}$; $\Theta_{тек}$ – текущее значение СНС за 10 минут покоя, $\Theta_{исх}$ – значение СНС за 10

минут покоя свежеприготовленного раствора. Введя коэффициент пропорциональности α , получим

$$K_n \cdot l \equiv \alpha \cdot \bar{\Theta} \quad (4)$$

α – коэффициент пропорциональности, зависящий от вида гидрофобизатора. По результатам исследований и статистической обработке

$\alpha = 0,3-0,5$ для органических гидрофобизаторов

Таким образом, адаптированная формула расчета периодичности обработки бурового раствора будет выглядеть следующим образом (5) и может использоваться в дальнейшем для создания программы управления реологическими свойствами буровых растворов

$$\Delta H = \frac{(\Gamma_2 - \Gamma_1) \cdot V}{100 \cdot F \cdot E \cdot \alpha \bar{\Theta} \cdot (1 + \epsilon t)} \quad (5)$$

В третьей главе представлены результаты промышленных и лабораторных исследований полимерных малоглинистых буровых растворов, содержащих в своем составе ингибирующие добавки. Основное внимание было уделено базовым буровым растворам,

которые широко используются при строительстве скважин на Южно-Приобском и Зимнем месторождениях (Ханты-Мансийского АО). Необходимо отметить, что в геологическом разрезе перечисленных месторождений преимущественно содержатся глинистые породы, которые характеризуются как неустойчивые, склонные к набуханию и последующему диспергированию. Сложность проводки скважины в таких условиях заключается не только в необходимости управления деформационными процессами в околоскважинном пространстве, но и сохранении реологических характеристик буровых растворов в результате перехода коллоидного компонента выбуренной породы в их состав. Для решения первой проблемы были проведены как промысловые, так и лабораторные исследования, в ходе которых основное внимание было уделено ингибирующим добавкам к малоглинистому полимерному раствору, которые тестировались на Южно-Приобском месторождении, в частности силикату калия и органическому ингибитору – VXR-L. Предполагалось, при положительных результатах тестирования, включить в дальнейшем эти ингибиторы гидратации глин в составы полимерных буровых растворов.

Результаты применения VXR-L на скважине №24353 куст 112.1 Южно-Приобского месторождения в интервале активных глин показали, что:

- применение VXR-L приводит к стабилизации бурового раствора, его фильтрационных и реологических характеристик;
- при использовании VXR-L осложнений, вызванных неустойчивостью стенок скважины, не наблюдалось, т.е. VXR-L в полной мере обеспечивает устойчивость стенок скважины;
- обсадная колонна диаметром 245мм спущена и зацементирована без осложнений, несмотря на сложный профиль скважины с резкими изменениями зенитного угла.

Результаты пилотных испытаний силиката калия в целом тоже показали достаточную эффективность его ингибирующего действия. При этом, как и в случае с использованием VXR-L отмечалось:

- улучшение реологических и структурно-механических характеристик раствора;
- сохранение реологических свойств при загрязнении твердой фазой;
- применение комбинированного реагента, состоящего из силиката калия, кальцинированной соды, Polyac и Glycol, способствует длительной стабилизации структурно-механических характеристик раствора.

В связи с положительными результатами тестовых исследований силикат калия был включен в программу буровых растворов. Применение силиката калия в промысловых условиях Южно-Приобского и Зимнего месторождений позволило избежать осложнений, вызванных неустойчивостью ствола скважины при бурении всего интервала бурения до

проектного забоя, но при этом отмечалась сложность регулирования технологических свойств полимерного малоглинистого бурового раствора, в состав которого входят акриловый полимер и биополимеры; необходимость более «тонкой» (дробной) обработки раствора силикатом калия, что затруднительно в промышленных условиях; необходимость постоянных разбавлений при росте концентрации глинистой фазы в буровом растворе, что приводило к увеличению объемов обработанного раствора.

Таким образом, результаты исследований показали, что неорганические ингибирующие добавки в малоглинистых полимерных промывочных жидкостях при успешности, с точки зрения сохранения устойчивости стенок скважины, не предупреждают переход выбуренной породы в буровой раствор. Нам представляется более эффективным использование ингибирующих добавок в комплексе с реагентами усиливающими гидрофобизирующий эффект и стабилизирующими систему в целом. Для уточнения и обоснования данного тезиса был проведен комплекс исследований по оценке ингибирующих и диспергирующих свойств малоглинистых полимерных буровых растворов, в том числе со специальными добавками.

В качестве базовой рецептуры принят полимерный малоглинистый буровой раствор, содержащий биополимер и акрилат, который широко используется на месторождениях Западной Сибири. В его состав входят следующие компоненты: кальцинированная сода, бентонит, POLYAC PLUS, PAC LE, BARAZAN D.

Исследуемые ингибирующие добавки выбирались таким образом, чтобы была возможность оценить эффективность того или иного механизма ингибирования, которые заключаются в:

- уменьшении поверхностной гидратации за счет замены катиона обменного комплекса глинистых минералов (хлориды калия и аммония);
- капсулировании глинистых частиц линейными полимерами (ПАА);
- гидрофобизации поверхности глинистых минералов (полигликоли и ГКЖ);
- образовании в микротрещинах и порах конденсационно-кристаллизационной структуры (асфальтены).

Ингибирующая и диспергирующая способность бурового раствора оценивалась по степени набухания (рисунок 2) и изменения влажности (рисунок 3) глинистых образцов. Результаты лабораторных исследований (рисунок 1) не подтвердили возможность капсулирования глинистого шлама полимерными пленками при обработке акриловыми полимерами, что связано, по нашему мнению, с невозможностью адсорбции акрилатов на поверхности увлажненного шлама.

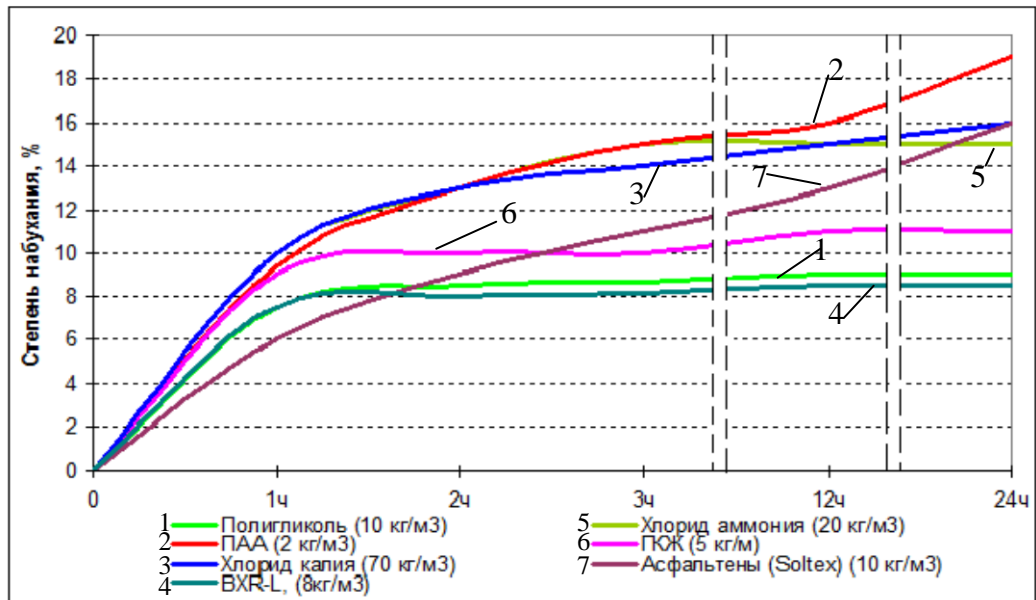


Рисунок 1. Изменение интенсивности набухания глинистого образца во времени при использовании ингибиторов гидратации

Необходима гидрофобизация поверхности глинистых частиц, либо неорганическими ингибиторами, либо органическими веществами, обладающими свойствами ПАВ.

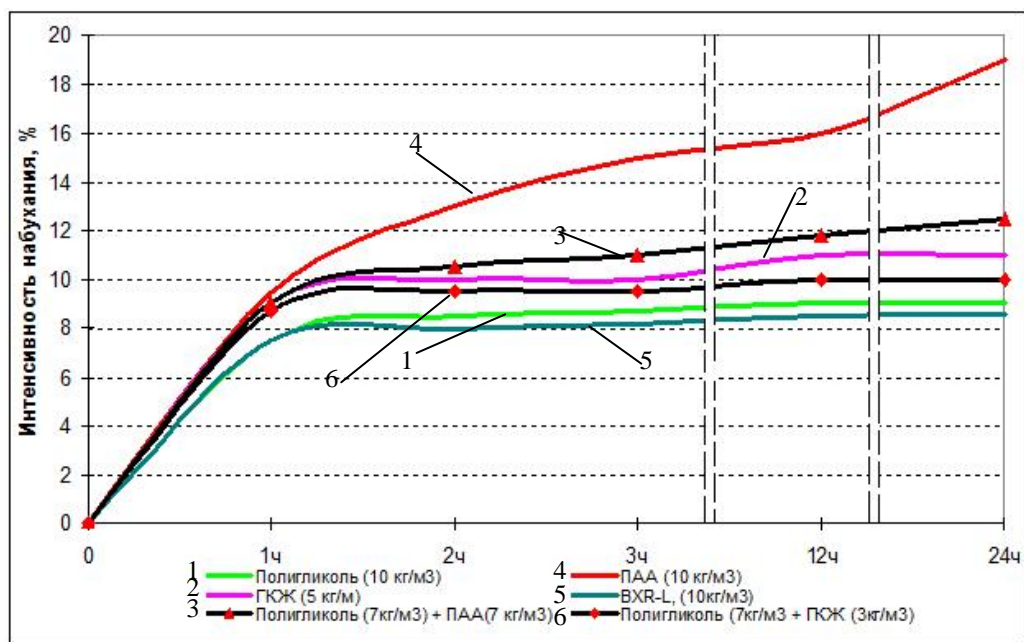


Рисунок 2. Изменение интенсивности набухания глинистых образцов во времени при обработке комбинированной ингибирующей добавки.

Комбинирование ингибирующих добавок (рисунок 2) позволяет снизить не только степень набухания, но и предупредить чрезмерное увлажнение глинистых образцов (рисунок 3), что предупреждает их диспергирование в среде полимерных буровых растворов.

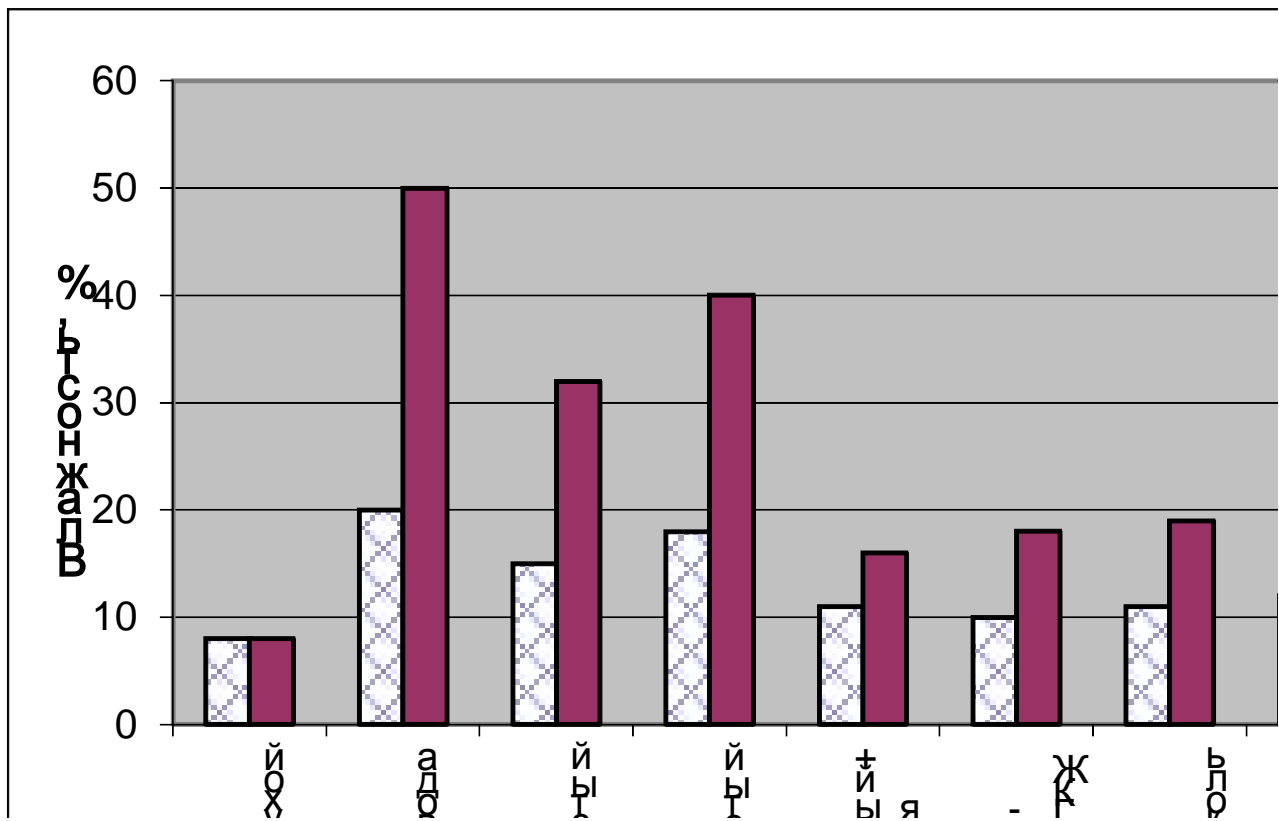


Рисунок 3. Диаграмма изменения влажности глинистых образцов в буровых растворах

Опыт применения базовых малоглинистых полимерных буровых растворов на Южно - Приобском месторождении показывает, что при прохождении определённых интервалов залегания глинистых пород наблюдается постепенная наработка при постоянной монотонной обработке бурового раствора компонентами, входящими в его состав.

Характерной особенностью технологии бурения в таких условиях является обеспечение максимально возможной подачи бурового насоса для предотвращения образования шламовых пробок в устье обвязки. Такое решение приводит к более интенсивному механическому диспергированию шлама при движении через элементы КНБК и накладывает ограничение на использование ситовых панелей с ячейками малого размера, т.к. их применение приводит к увеличению потерь бурового раствора на поверхности. С учетом всего вышесказанного становится невозможным полностью исключить наработку глинистой фазы в буровой раствор, однако её возможно контролировать. Как следует из графиков (рисунок 4) наработка глинистой фазы в буровой раствор происходит с различной интенсивностью. Так, например, в интервале залегания Талицкого и Ганькинского возрастов (650-900м), пластическая вязкость возрастает в 1,5 раза на 100м в сравнении с предыдущим интервалом, где пластическая вязкость практически не изменялась.

Похожая картина наблюдается на графике зависимости статического напряжения сдвига (СНС за 10 мин) от глубины бурения. Причем вследствие диспергирования глинистой породы

в буровом растворе рост показателя СНС продолжается и после выхода из подошвы Ганькинской свиты. Эти данные наглядно демонстрируют не только способность определенных пород интенсивнее диспергировать и переходить в буровой раствор, но и об ускорении падения концентрации реагентов стабилизаторов и ингибирующих добавок при прохождении интервалов наиболее активных пород, что требует на наш взгляд изменения соотношения компонентов бурового раствора, т.е. необходима корректировка программы по применению буровых промывочных жидкостей. При этом необходимо увеличение концентрации рабочих реагентов в интервалах активных глин, бурение которых сопровождается интенсивным падением их концентраций, и уменьшением в тех интервалах бурения, где их концентрация может сохраняться на определенном уровне длительное время.

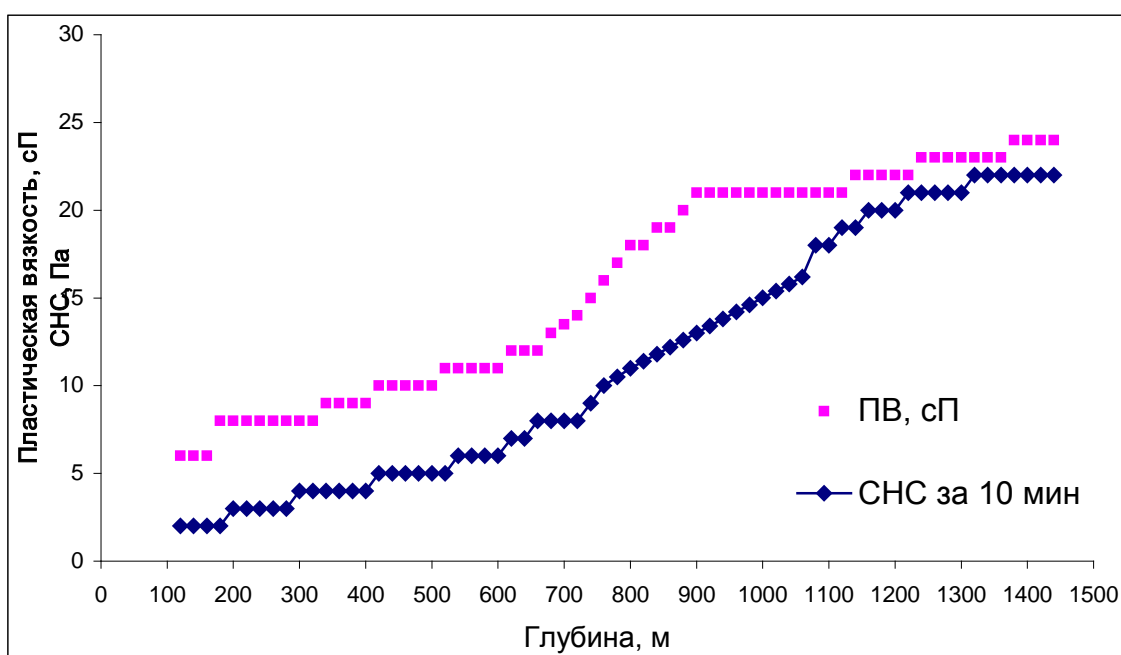


Рисунок 4. Изменение пластической вязкости и статического напряжения сдвига в процессе углубления скважины

Для сравнительной оценки характера изменения реологических свойств в условиях избыточного содержания коллоидной фазы были проведены лабораторные исследования пресных глинистых и полимерглинистых, ингибирующего хлоркалинного и полимерных малоглинистых с добавками органических и неорганических ингибиторов. Для исключения влияния исходных значений пластической вязкости на конечный результат колебания для всех испытуемых систем не превышали 1%.

Кривые изменения относительного изменения пластической вязкости (рисунок 5) показывают, что для классических рецептов характерно постепенное увеличение пластической вязкости по мере увеличения коллоидного компонента.

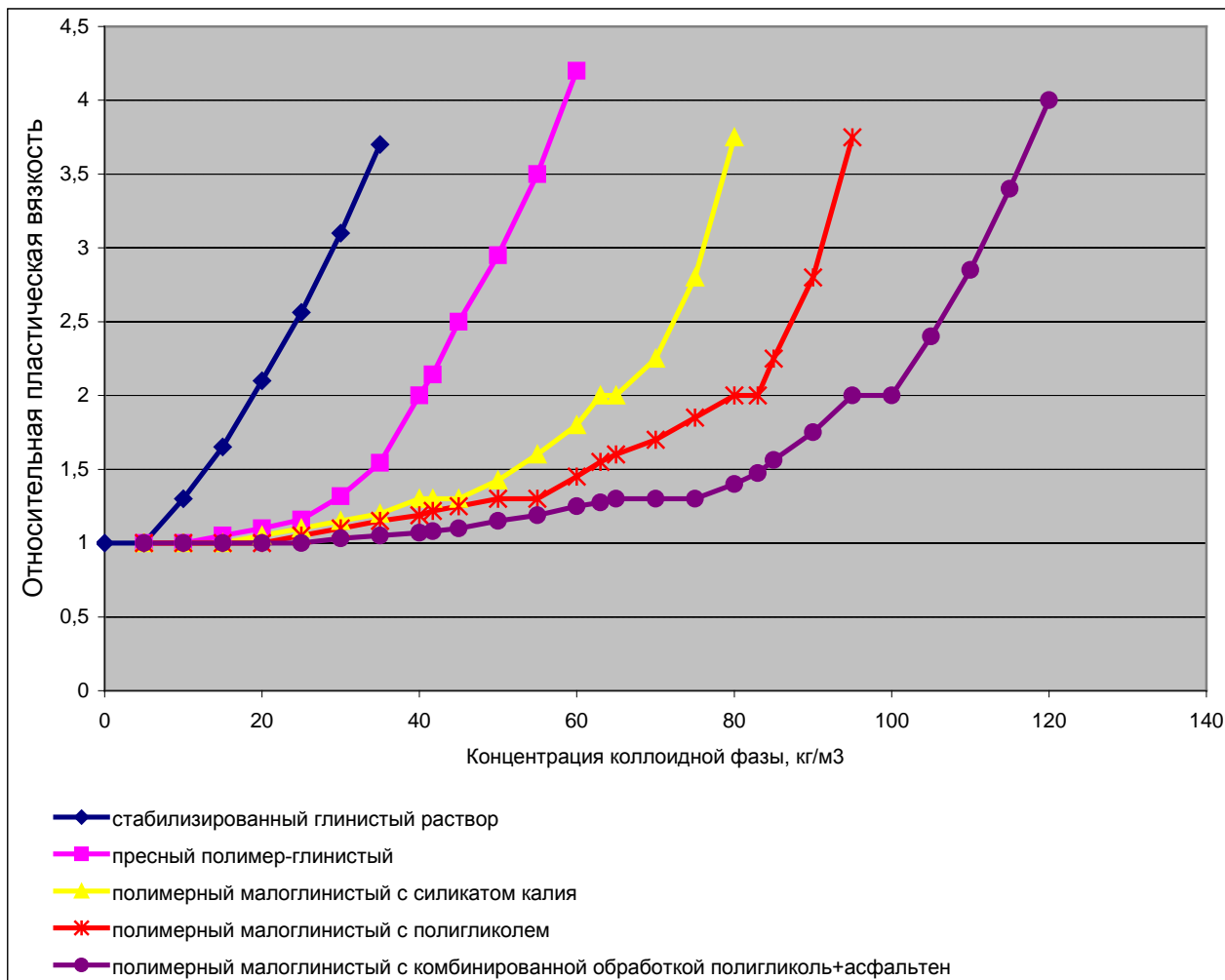


Рисунок 5. Кривые зависимости относительного значения пластической вязкости от содержания коллоидного компонента в буровых растворах

Добавка в полимерные растворы ингибиторов, играющих роль гидрофобизаторов поверхности шламовых частиц, позволяет удлинить начальный участок стабильности раствора. Кроме того, на кривых изменения относительной пластической вязкости отмечаются еще две ступени, где $\bar{\eta} = \text{const}$. После каждой ступени интенсивность наработки, а следовательно, и изменения вязкости возрастают. Мы предполагаем, что это связано в первом случае с флокуляционными процессами при недостаточном количестве полимера, во втором – с концентрационным загущением.

Четвертая глава посвящена исследованию различных способов восстановления реологической характеристики, а также разработке технологических рекомендаций по управлению свойствами малоглинистых полимерных буровых растворов. Определены управляющие параметры-критерии управления свойствами малоглинистых полимерных буровых растворов.

Наиболее сложным процессом в технологии буровых растворов, в том числе и пресных, является поддержание их качества в процессе углубления скважин. Конкретное

направление обработки бурового раствора зависит от рецептурного состава и причин изменения его свойств с учётом физико-химических процессов в буровом растворе. К этому направлению можно отнести комплексную технологию регулирования свойств буровых растворов, предложенную С.Ю. Жуховицким, и технологию управления свойствами бурового раствора, разработанную в институте ВНИИКрнефть (НПО «Бурение»).

Необходимость доработки и модернизации данных методик управления свойствами буровых растворов продиктована, прежде всего, временем, которое прошло с момента их разработки. За довольно большой по меркам буровой индустрии период времени успели появиться не только новые реагенты, но и целые системы буровых промывочных жидкостей. Полевые лаборатории по контролю за буровыми растворами также претерпели качественные изменения, что позволяет теперь проводить более полный анализ свойств буровых растворов и, тем самым, осуществлять более полный контроль за их качеством.

Условная вязкость уже довольно давно не является параметром, на который опираются для принятия решений по обработке бурового раствора. Предлагается обратить внимание на более информативный показатель нежели условная вязкость – пластическая вязкость.

Кроме того, рекомендации по разбавлению водой или загущению глинистой фазой не всегда приемлемы для малоглинистых полимерных буровых растворов. Например, для обеспечения стабильности системы в целом операции по разбавлению необходимо производить с применением реагентов, контролирующих фильтрацию, которая резко возрастает из-за появления избыточного количества свободной воды в системе.

Основываясь на результатах промысловых данных бурения скважин на Южно-Приобском месторождении и лабораторных исследований свойств малоглинистых полимерных буровых растворов, проведенных на кафедре бурения УГТУ, можно сделать вывод, что основными показателями качества малоглинистых полимерных буровых растворов в условиях наработки твердой фазы, являются значения пластической вязкости (ПВ) и показатель статического напряжения сдвига за определенное время покоя, например за 10 минут (CHC_{10}). С учетом показателя рН эти величины являются достаточными индикаторами изменения физико-химических и технологических свойств в полимерных буровых растворах. На основе результатов, представленных в третьей главе, можно утверждать, что стабилизация бурового раствора определенного состава обеспечивается наличием предельно допустимой для данной системы концентрации твердой фазы, после превышения которой полимерная система приобретает свойства обычного стабилизированного глинистого раствора с высоким содержанием твердой фазы. Значения минимальной концентрации реагентов стабилизаторов и предельно допустимой

концентрации твёрдой фазы могут контролироваться реологическими и структурно-механическими свойствами полимерных малоглинистых буровых растворов. Из вышесказанного (рисунок 5) видно, что изменение относительного показателя пластической вязкости сменяется периодом стабилизации, который длится до следующего скачка. При этом длина стабильного участка зависит от сбалансированности состава бурового раствора. После каждого участка стабилизации изменение показателя пластической вязкости происходит более резко. Таким образом, становится очевидным, что для поддержания качества бурового раствора необходимо удерживать показатель пластической вязкости в пределах одного определенного «скачка». Для определения допустимых границ изменения пластической вязкости и определения критериев управления целесообразно ввести следующую величину:

$$\bar{\eta} = \frac{\eta}{\eta_{\text{исх}}} \quad (6)$$

где η – фактическое значение и $\eta_{\text{исходное}}$ – начальное значение пластической вязкости.

На рисунках 6-7 представлены результаты различных способов управления реологическими свойствами полимерного раствора, в частности обработкой (для восполнения концентрации) полимерным флокулянтom и разбавлением водой.

Сохранение значения $\bar{\eta}$ в пределах от 1 до 1,3 говорит о стабильности системы в целом и ее устойчивости к загрязнению твердой фазой. В таких случаях достаточно поддерживать концентрацию полимеров в буровом растворе.

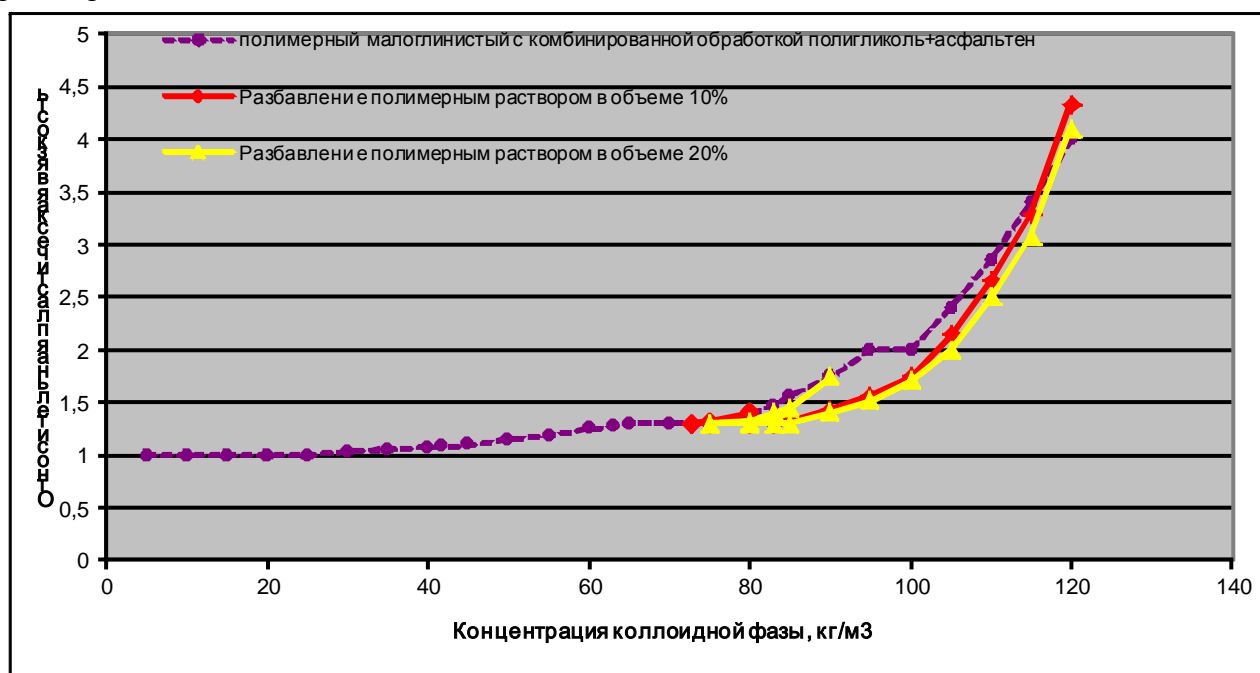


Рисунок 6. Изменение значения относительной пластической вязкости в результате обработки бурового раствора методом разбавления раствором полимера при $\bar{\eta} = 1,3-2,0$

Изменение значения $\bar{\eta}$ от 1,3 до 2 указывает не только на постепенное загрязнение системы твердой фазой (происходит наработка), но и на усиление флокуляционных процессов, что может привести к дестабилизации бурового раствора. Рекомендуемое действие – разбавление раствором полимера в количестве не менее 10% от циркулирующего объема (рисунок 6).

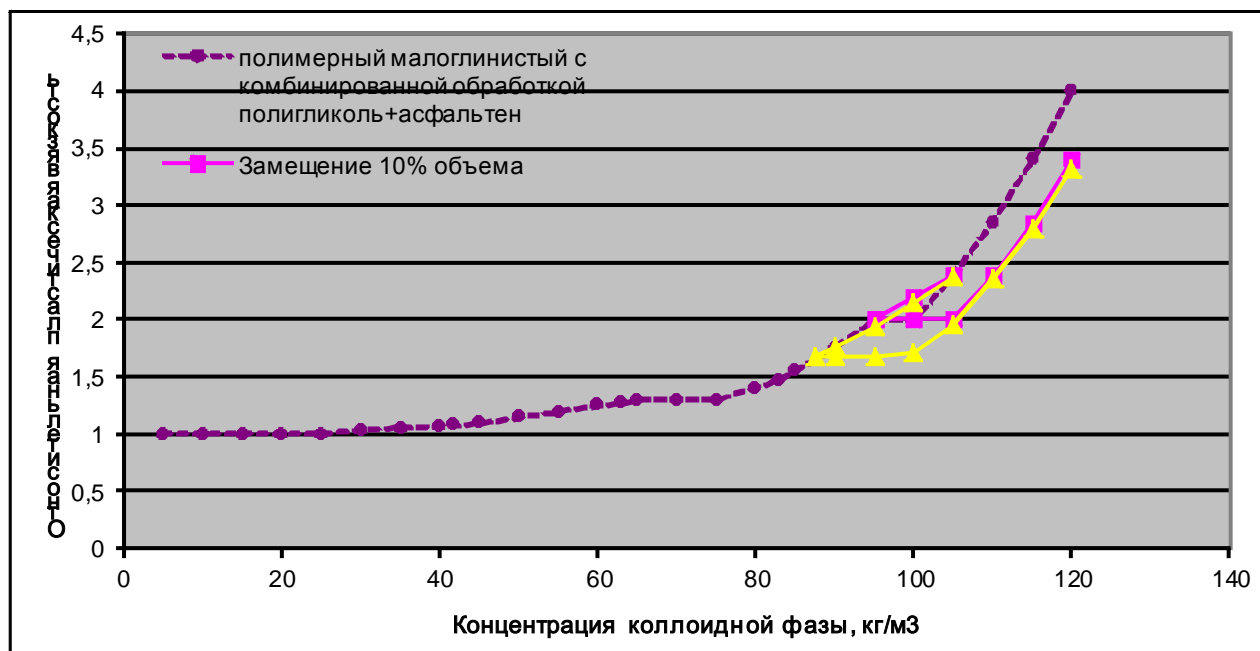


Рисунок 7. Изменение значения относительной пластической вязкости в результате обработки бурового раствора методом замещения.

Анализируя рисунок 7, можно с уверенностью утверждать, что при значениях $\bar{\eta}$ более 2 для поддержания стабильности системы бурового раствора разбавление не эффективно. Поэтому следует прибегнуть к замещению 10-20% циркулирующего объема свежеприготовленным буровым раствором с увеличенной концентрацией реагентов стабилизаторов из расчета (на основе уравнения материального баланса), что начальная концентрация реагентов стабилизаторов снизилась как минимум на 50%. При такой технологии обработки появляется более длинный участок стабилизации и участок роста пластической вязкости сдвигается в сторону больших концентраций коллоидной фазы.

Наиболее значительное влияние коллоидальность твердой фазы оказывает на структурно-механические свойства буровых растворов, в том числе и полимерглинистых, поэтому решения по обработке необходимо принимать с учетом изменения показателя статического напряжения сдвига (СНС), в частности СНС за 10мин. В отличие от характера изменения пластической вязкости участки стабилизации на кривой изменения СНС присутствуют в начальный период и на участке проявления флокуляционных процессов.

При этом относительные значения $СНС_{10}$ увеличивается в 1,8-2 раза. Дальнейшее повышение СНС свидетельствует о загрязнении твердой фазой и ее переходе в систему в виде коллоидной фракции. Как и в случае с пластической вязкостью в качестве управляющего параметра необходимо использовать относительный показатель $\bar{\Theta}$, определяемый отношением текущего значения СНС ($\Theta_{тек}$) к исходному ($\Theta_{исх}$):

$$\bar{\Theta} = \frac{\Theta_{тек}}{\Theta_{исх}} \quad (7)$$

Таким образом, необходимо отметить, что обе величины при бурении в коллоидальных глинах меняются синхронно, разница лишь в том, что показатель СНС меняется более резко и является более чувствительным к скачкам рН, поэтому его изменение в определенных условиях может быть не связано с наработкой твердой фазы. В связи с этим, в отсутствии воздействия других внешних факторов (температуры, химического загрязнения) основным управляющим параметром можно принять показатель относительной пластической вязкости.

Приведенные выше утверждения справедливы при условии отсутствия химического загрязнения. Наиболее распространенными загрязнениями являются цементное (при разбурировании цементного стакана), карбонатное загрязнение, загрязнение пластовыми водами (поступление хлоридов). Исключить большинство возможных загрязнений позволяет контроль за значением рН. Если же при изменении показателей ПВ и СНС значение рН неизменно, то можно учитывать преимущественное влияние глинистой фазы.

Учитывая лабораторные и промысловые исследования, а также теоретические предпосылки, предлагается алгоритм управления свойствами малоглинистых полимерных буровых растворов, приведенный в таблице 1.

Таблица 1 – Алгоритм управления свойствами малоглинистого полимерного бурового раствора

Значение управляющего параметра	Рекомендуемые действия по обработке
$\bar{\eta} = 1,0 - 1,3$	Поддержание концентрации акрилового полимера и органического гидрофобизатора
$\bar{\eta} = 1,3 - 2,0$	Разбавление свежеприготовленным полимерным раствором до $\bar{\eta} = 1,3$, с последующей обработкой комбинированной добавкой (акриловый полимер и ингибирующая добавка)
$\bar{\eta} > 2,0$	Замещение до 20% объема бурового раствора свежеприготовленным полимерным раствором

С учетом лабораторных и промышленных исследований, уравнения материального баланса и формулы (2) была составлена номограмма (рисунок 8) периодичности обработки акриловым полимером Polyac и органическим гидрофобизатором Glycol, при условии поддержания значения относительной пластической вязкости от 1 до 1,3.

Основываясь на данном алгоритме управления свойствами малоглинистого полимерного бурового раствора, разработана и прошла апробацию программа по применению буровых растворов на скважине 21 Южно - Листвиничного месторождения, которая позволила повысить показатели работы долот, сократить временные затраты на принятие решений по обработке и их технологическое исполнение, а также затраты на восстановление свойств буровых растворов и предупреждение осложнений.

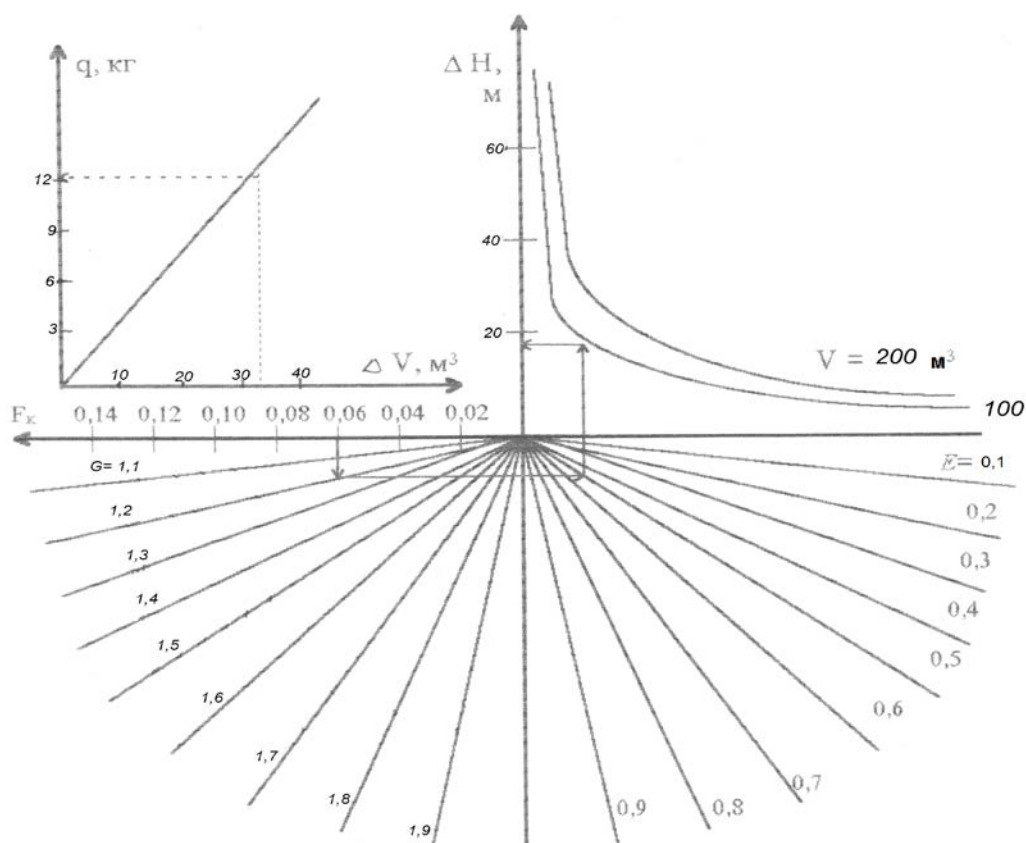


Рисунок 8. – Номограмма определения периодичности обработки бурового раствора

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Промысловыми исследованиями установлено, что полимерные малоглинистые буровые растворы, содержащие акриловые полимеры, не предупреждают их наработку при углублении скважины в диспергирующих глинистых породах.

2. Экспериментально установлена и подтверждена результатами бурения скважины на Южно-Приобском месторождении эффективность комплексного ингибитора гидратации глин, представляющего суспензию асфальтена в полигликолях, которая обеспечивает сохранение диаметра скважины и реологических характеристик полимерного малоглинистого раствора.

3. Установлено, что широко используемые в практике бурения ингибиторы гидратации глин (хлориды калия и кальция, силиката натрия и калия, сульфат кальция), а также акриловые полимеры не обеспечивают сохранение влажности глинистого шлама и не предупреждают его диспергирование в буровом растворе.

4. Установлено, что капсулирующий эффект полимерной пленки глинистого шлама при обработке бурового раствора акриловым полимером может быть обеспечен совместной обработкой с органическим гидрофобизатором.

5. Экспериментально доказана ступенчатость изменения пластической вязкости полимерных буровых растворов, содержащих акриловый полимер и гидрофобизатор при повышении содержания глинистого шлама. При этом участки стабилизации чередуются с участками повышения интенсивности изменения реологических характеристик.

6. Предложено использование значения относительной пластической вязкости ($\bar{\eta}$) и относительного статического напряжения сдвига ($\bar{\Theta}$) в качестве технологических критериев, определяющих целесообразность и необходимость обработки малоглинистых полимерных буровых растворов с целью поддержания и восстановления их технологических характеристик.

7. Успешное восстановление технологических характеристик малоглинистых полимерных буровых растворов возможно при условии, когда относительные изменения пластической вязкости и статического напряжения сдвига не превышают 1,3 и 2,0 соответственно.

8. На основе анализа уравнения материального баланса и методики, предложенной НПО «Бурение» с учетом пределов изменения относительных реологических параметров составлены технологические рекомендации и разработана номограмма для определения периодичности обработки комплексным реагентом: акриловым полимером (Polyac) и органическим гидрофобизатором (Гликоль или суспензия асфальтенов в полигликолях).

9. Разработанные технологические рекомендации по составу комплексного реагента и алгоритму управления качеством малоглинистого полимерного бурового раствора успешно апробированы на Южно-Приобском и Зимнем месторождениях и внедрены в интервале глинистых пород на скважине 21 Южно-Листвиничного месторождения.

10. Использование технологических рекомендаций и алгоритма управления свойствами малоглинистого полимерного бурового раствора на скважине 21 Южно-Листвиничного месторождения позволило повысить показатели работы долот на 12%, сократить временные затраты на принятие решений по обработке и их технологическое исполнение на 28%, а также затраты на восстановление свойств буровых растворов и предупреждение осложнений.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Пименов И.Н. К вопросу применения ингибиторов в малоглинистых полимерных буровых растворах [Текст] / И. Н. Пименов, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – №12. – С. 22–24.
2. Пименов И.Н. Анализ эффективности моделей управления свойствами буровых растворов, применительно к малоглинистым полимерным буровым растворам [Текст] / И. Н. Пименов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – №4. – С. 32–34.
3. Пименов И.Н. Выбор параметров-критериев управления свойствами малоглинистых полимерных буровых растворов [Текст] / И.Н. Пименов // Современные научные исследования и инновации. – Октябрь, 2012. [Электронный ресурс]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2012/10/17753>
4. Пименов И.Н. Реологические характеристики, как основной показатель качества бурового раствора [Текст] / И.Н. Пименов // Сб. науч. трудов: материалы научно-технической конференции (17-20 апреля 2012г): в 3 ч.; ч.1/ под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2012. – С. 115 –1 17.
5. Пименов И.Н. Анализ применения силиката калия в полимерных малоглинистых системах буровых растворов [Текст] / И.Н. Пименов // Сб. науч. трудов: материалы научно-технической конференции (20-23 сентября 2011г): в 3 ч.; ч.1/ под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2011. – С. 159 –161.
6. Пименов И.Н. Новое поколение буровых растворов на водной основе «Voremax™» [Текст] / И.Н. Пименов // УГТУ; VII международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех-2007»: материалы конференции (21-23 марта 2007г., Ухта): в 5 ч.; ч. 2. – Ухта: УГТУ, 2007. – С. 27 –30.