

На правах рукописи



РУЖНИКОВ АЛЕКСЕЙ ГРИГОРЬЕВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ
ДЕСТАБИЛИЗАЦИИ СИЛЬНО ТРЕЩИНОВАТЫХ АРГИЛЛИТОВ**

Специальность 25.00.15 — Технология бурения и освоения скважин

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук.

Ухта 2015

Диссертация выполнена на кафедре бурения Ухтинского государственного технического университета.

Научный руководитель: кандидат технических наук, профессор Уляшева Надежда Михайловна

Официальные оппоненты: Долгий Иван Емельянович доктор технических наук, профессор кафедры «Строительство горных предприятий и подземных сооружений» Национального минерально-сырьевого университета «Горный».

Молоканов Денис Равильевич кандидат технических наук, главный специалист авторского надзора за строительством скважин филиала ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" ПечорНИПИнефть" в г. Ухта.

Ведущая организация: ФГБОУ ВПО "Уфимский государственный нефтяной технический университет".

Защита состоится 22 апреля 2015 года в 12:00 часов на заседании Диссертационного совета Д.212.291.01 при Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300 Республика Коми г. Ухта ул. Первомайская д. 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного технического университета.

Автореферат разослан: 22 февраля 2015 г.

Ученый секретарь

кандидат технических наук, профессор



Н.М. Уляшева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

Одной из наиболее сложных проблем, возникающих при строительстве нефтяных и газовых скважин, является сохранение стабильности открытого ствола. В основном эта проблема возникает в слабосвязанных литифицированных отложениях представленных глинистыми сланцами, сланцевыми глинами и аргиллитами. Аргиллиты, в свою очередь, создают около 70% всех проблем в нефтяной промышленности, связанных со стабильностью ствола скважины.

В настоящий момент в российской и зарубежной литературе широко описана проблема стабильности ствола скважины при бурении в глинах и предложены различные технологические решения с применением полимерных, ингибирующих и недиспергирующих буровых растворов.

Проблема же стабильности трещиноватых аргиллитов не так широко раскрыта. При этом основное внимание уделяется описанию возможных причин нестабильности трещиноватых аргиллитов и предлагается ряд мер для борьбы с ними. Однако не существует чёткого подхода к понятию причин потери стабильности трещиноватых аргиллитов и, как следствие, путей решения этой проблемы. В связи с этим разработка практического подхода к выбору технологии предупреждения дестабилизации сильно трещиноватых аргиллитов является весьма актуальной проблемой.

Цель работы

Создание эффективных технологических методов для предупреждения дестабилизации сильно трещиноватых аргиллитов.

Основные задачи исследований

1. Анализ механизмов дестабилизации отложений сильно трещиноватых аргиллитов в процессе бурения.
2. Исследование особенностей строения трещиноватых аргиллитов с использованием комплекса современных методик.

3. Оптимизация технологии буровых растворов в отложениях сильно трещиноватых аргиллитов.

4. Разработка технологии оптимизации параметров режима бурения.

5. Промысловая апробация результатов исследования.

Научная новизна

1. Установлено, что диаметр кавернозного ствола прямо пропорционален толщине пластов трещиноватых аргиллитов. При этом ствол скважины остаётся стабильным в трещиноватых аргиллитах толщиной до 3 метров.

2. Определена зависимость стабильности трещиноватых аргиллитов от предела прочности породы на сжатие. Установлено, что нижнее граничное значение предела прочности породы на сжатие, достаточное для сохранения стабильности трещиноватых аргиллитов, равно 16,5 МПа.

3. Определено, что использование реагента-компаунда, состоящего из графита, асфальта, гликоля и полиакриламида минимизирует проникновение фильтрата бурового раствора в отложения трещиноватых аргиллитов и предотвращает потерю их стабильности.

Основные защищаемые положения

1. Кавернозность открытого ствола скважины в отложениях сильно трещиноватых аргиллитов зависит от их мощности.

2. Введение в состав полимерных буровых растворов композиции, состоящей из графита, асфальта, гликоля и полиакриламида, способствует сохранению стабильности сильно трещиноватых аргиллитов.

3. Технология выбора параметров режима бурения, основанная на концепции удельной механической энергии, позволяет уменьшить время взаимодействия бурового раствора и трещиноватых аргиллитов.

Практическая значимость

Обоснование основных причин потери стабильности отложений сильно трещиноватых аргиллитов совместно с использованием рекомендуемых реагентов для приготовления бурового раствора позволят повысить технико-экономические показатели бурения, а так же обеспечивать безаварийную проводку скважины.

Технология выбора оптимальных параметров бурения, основанная на концепте удельной механической энергии, позволяет снизить энтропию в процессе бурения, увеличить механическую скорость проходки и уменьшить время взаимодействия бурового раствора и породы.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на симпозиуме общества инженеров-нефтяников «Разработка месторождений, взаимодействие и оптимизация» (г. Стамбул, Турция, 2012), технической конференции «Стабильность ствола скважины» (г. Стамбул, Турция, 2012), научном семинаре (г. Ухта, 2014), научно-техническом совещании по проблемам стабильности ствола скважины (г. Санкт-Петербург, 2014).

По теме диссертации опубликовано 6 работ, из которых все входят в перечень изданий рецензируемых ВАК.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 4 глав и списка литературы. Содержит 120 страниц, включая 46 рисунков и 7 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В введении обсуждается актуальность проблемы, которой посвящена диссертационная работа.

В первой главе рассмотрены проблемы, связанные с бурением скважин в литифицированных горных породах. Определены основные механизмы, влияющие на стабильность открытого ствола в отложениях трещиноватых аргиллитов.

Проблема стабильности ствола скважины была исследована многими видными российскими и зарубежными исследователями. Значительный вклад был внесен: Аветисян Н.Г., Алябина И.О., Ангелопуло О.К., Гамзатов С.М., Городнов В.Д., Грошева Т.В., Карев В. И., Коваленко Ю. Ф., Кулинич Ю.С., Негомедзянов В.Г., Новиков В.С., Новицкая Н.А., Нурьев А.В., Орман Л.М., Попов А.Н., Рельтов Б.Ф., Рябченко В.И., Садыхов Ю.В., Спивак А.И., Усачев Е.А., Харламов К. Н., Шарафутдинов З.З., Шеметов В.Ю. Voisson M.J.F., Bowers T, Deem C, Eric van Oort,

Forsans T., Gazaniol D., Hale A. H., Hale H., Heidug B., Holt R.M., Horsrud P., Karaborni, Kristiansen S., Lal M., Madsen F.T., Mody A. H., Mody F., Muller V., Plau J.M., Roy K., Smit S., Sonstebo E., Urai J.L., van Olphin и другие. В УГТУ этим вопросом занимались: Ахмадиев Р.Г., Близнюков В.Ю., Быков И.Ю., Деминская Н.Г., Ивенина И.В., Уляшева Н.М. и др.

Анализ теоретических и промысловых исследований позволил выделить основные механизмы, влияющие на стабильность литифицированных отложений:

1. *Механическое напряжение*, как результат замещения выбуренной породы буровым раствором определённой плотности.
2. *Фильтрация* бурового раствора в естественные трещины и между плоскостями напластования за счёт капиллярного или диффузионно-осмотического массопереноса.
3. *Гидравлика* (адвекция), вызывающая перемещение флюидов в горизонтальной плоскости.
4. *Набухание* (гидратация), возникающее в результате взаимодействия влаги с частицами глины (данный механизм зависит от минералогического состава аргиллитов).
5. *Диффузия* и изменения давления в призабойной зоне (с течением времени) по мере того, как буровой раствор сжимает поровый флюид и рассеивает фронт давления в пласте.

Проникновение водного раствора в трещины и между плоскостями напластования может играть доминирующую роль в стабильности отложений трещиноватых аргиллитов. На основании выполненного анализа определены цель и задачи исследований.

Во второй главе приведено описание методов и приборов, использованных для исследования образцов породы в лабораторных условиях, а так же результаты анализа геофизических данных, полученных в открытом стволе скважин.

Исследованные образцы керна представлены сильно слоистой структурой. Образец легко подвергается расщеплению вдоль плоскостей напластования. КERN

имеет трещины, проходящие перпендикулярно плоскостям напластования, которые, по-видимому, соответствуют естественным трещинам в породе (рис.1).



Рисунок 1. Образцы керна

Рентгенодифракционный анализ показал, что горная порода в основном состоит из глины и кварца (табл. 1). Процентное содержание глины варьируется в пределах 51-52%. Основным минералом, входящим в состав глины является каолинит, содержание которого составляет 23-24%. Достаточно высокая концентрация каолинита в исследованных образцах может способствовать нарушениям структуры породы и нестабильности отложений аргиллитов.

Основываясь на минералогическом составе, данный тип аргиллитов характеризуется практически полным отсутствием дисперсии и набухания. Иллит составляет не более 20% от общего веса породы. Пласты, относящиеся к данному типу, подвержены осыпанию достаточно крупных кусков породы (от 3 до 10 см), в результате превышения давления в породе над напряжением пласта.

Катионообменная способность (КОС) полученных образцов крайне низкая и аргиллиты имеют низкую реактивность (табл. 1). Это может быть связано с высоким содержанием каолинита в образце, что обуславливает меньшую емкость катионного обмена, способность к набуханию и удерживанию воды.

Таблица 1. Минералогический состав образцов

	Образец 1	Образец 2	Образец 3
Смектит *	11%	12%	12%
Иллит	17%	15%	17%
Кварц	46%	43%	44%
Каолинит	24%	24%	23%
Пирит	2%	6%	4%
КОС, мэкв/100 гр	0.08	0.08	0.08

* Включает смешанные прослойки иллита и смектита

Тест на образование трещин. Для определения взаимодействия горной породы с различными флюидами, была предложена методика проведения теста на образование трещин. Согласно данной методике четыре образца аргиллита были помещены в воду и ингибирующие системы, и проводилось наблюдение за взаимодействием породы и флюидов в течение 144 часов. Время наблюдения было выбрано как среднее время бурения отложений аргиллитов.

При этом необходимо отметить, что при проведении теста на образование трещин образцы керна находились в состоянии, когда на них не действовали иные нагрузки (механические, эквивалентная циркуляционная плотность, колебания колонны труб и т.д.), кроме проникающего флюида.

Известно, что при бурении в литифицированных породах для ингибирования, предотвращения расслоения выбуренной породы и сохранения устойчивости стенок скважины стандартной практикой является использование хлорнатриевого или хлоркалиевого растворов. Процентное содержание хлоридов варьируется в пределах 3-7% для KCl и 5-20% для NaCl. Соли натрия обеспечивают умеренно-сильное ингибирование, соли калия обеспечивают сильное ингибирование, а полимеры с высокой молекулярной массой, предназначенные для ингибирования глинистых пород. Так же использовался раствора хлористого калия с добавками ингибитора (KLA-STOP).

Результаты тестов показали, что вода, как контрольный образец, способствует значительному увеличению существующих трещин в образце аргиллита (образец №1), которые в основном проходят вдоль плоскостей напластования и микротрещин. Уже после 48 часов взаимодействия наблюдается раскрытие трещин, а через 144 часа образец оказывается практически расколотым на две части (рис. 2). При взаимодействии образца керна (образец №2) с 20% раствором хлористого натрия (NaCl) наблюдается увеличение и раскрытие существующих микротрещин вдоль плоскостей напластования с одновременным разрушением породы в местах сколов. Через 144 часа образуются трещины, пересекающие весь образец. Взаимодействие 7% раствора хлористого калия (KCl) с образцом №3 даёт результат схожий с взаимодействием раствора хлористого натрия - наблюдается расширение существующих микротрещин, образец в местах сколов становится менее стабильным. Трещины не распространяются на всю длину образца. При обработке раствора хлористого калия ингибитором с содержанием 3% активного компонента (образец №4) наблюдается лишь незначительное увеличение существующих микротрещин вдоль плоскостей напластования. Одновременно появляются множественные микротрещины, которые, однако, не распространяются на всю длину образца.

Шлифовый анализ характеризует образцы как чистый аргиллит с умеренно слоистой текстурой. Трещины (голубые линии) распространяются в основном вдоль плоскости напластования, одновременно значительную площадь шлифа пересекают трещины поперечные плоскостям напластования. На рисунке 3 чётко видны несколько трещин, с различным поперечным сечением, пересекающих шлих. Большинство трещин имеют ширину 5-30 мкм с преобладанием 10-20 мкм. Местами встречаются трещины до 50 мкм.

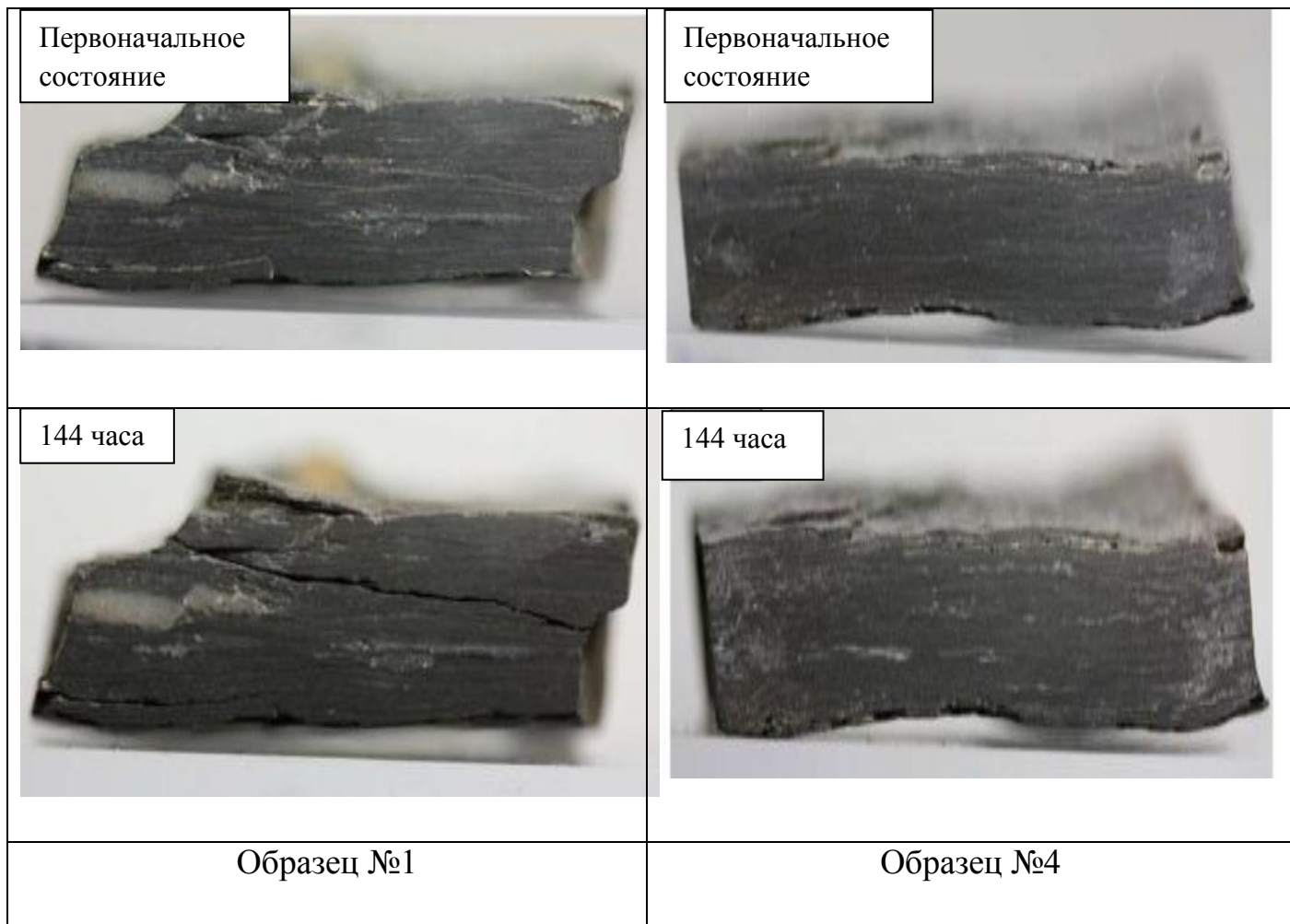


Рисунок 2. Образцы керн в начале теста и через 144 часа.

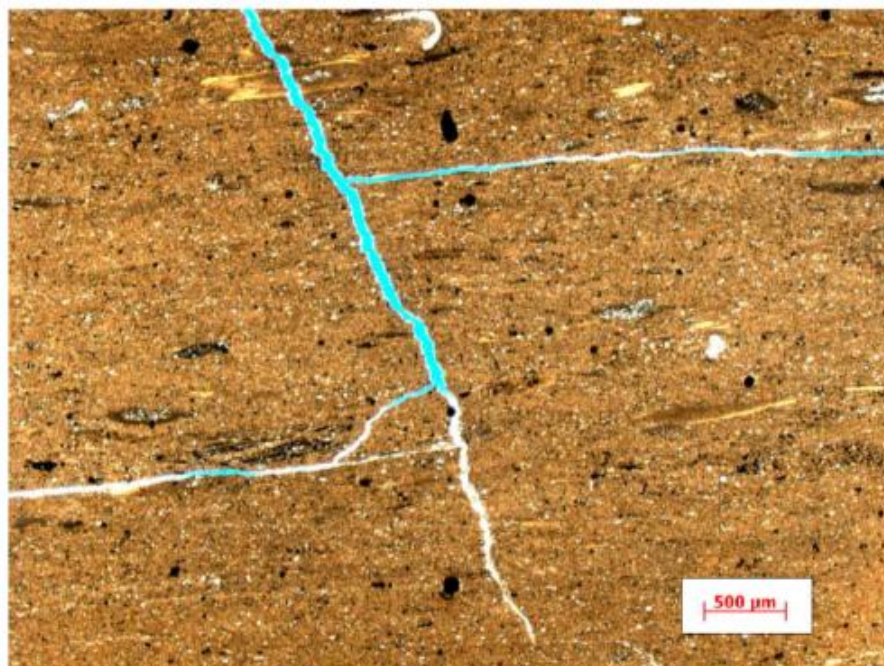


Рисунок 3. Шлиф аргиллита. Масштаб 500 мкм.

Параллельное и перпендикулярное расположение трещин приводит к тому, что одни из них пересекаются со стволом скважины и являются проводником для флюида бурового раствора, что, при наличии дифференциального давления, будет создавать избыточное давление в породе, вести к созданию напряжения и увеличивать влагосодержание аргиллитов. Одновременно это будет вести к увеличению капиллярного давления при контакте бурового раствора с естественным поровым флюидом, содержащимся в порах. Распределение напряжения в породе будет меняться при продвижении флюида и фронта давления вглубь породы. При этом фронт давления будет продвигаться тем глубже, чем дольше происходит процесс бурения и, соответственно, расширять трещины и образовывать всё новые разломы.

Это подтверждает теории, описывающие проникновение фильтрата бурового раствора в трещиноватые аргиллиты через микротрещины и между плоскостями напластования, что приводит к механическому разрушению стенок скважины и значительному кавернообразованию. Таким образом, водоотдача (и мгновенная водоотдача) бурового раствора становится ключевым фактором безаварийного процесса строительства скважины.

Предел прочности аргиллитов. В результате анализа предела прочности пород на одноосное сжатие (ПОС) были сделаны следующие выводы:

- аргиллиты отличаются низкими значениями предела прочности, определяющими их недостаточную стабильность при бурении, что сопровождается значительным кавернообразованием. То есть предел прочности аргиллитов по сравнению, например, с карбонатными породами уменьшается до 13 раз. При этом любые включения аргиллитов понижают общую прочность породы. Соответственно уменьшение значений предела прочности ведет к увеличению диаметра скважины. Например, при значениях предела прочности 10-12 МПа средний диаметр ствола скважины равен 345 мм (при номинальном 215,9 мм), а при уменьшении предела

прочности до 7,5-9 МПа диаметр ствола достигает значений более чем в 2 раза превышающих диаметр долота.

- Установлено нижнее граничное значение предела прочности породы на сжатие, достаточное для сохранения стабильности трещиноватых аргиллитов, равное 16,5 МПа.

- Степень изменения диаметра каверн пропорциональна толщине трещиноватых аргиллитов. При этом присутствие пластов толщиной менее 3 метров не оказывает существенного влияния на дестабилизацию ствола скважины. В интервалах трещиноватых аргиллитов мощностью в пределах 8 метров увеличение диаметра ствола скважины достигает заметных значений – 20-55% выше номинального; при мощности пласта до 14 метров диаметр скважины становится на 45-85% выше номинального диаметра; при мощности трещиноватых аргиллитов 27 метров диаметр скважины увеличивается более чем в 2 раза выше номинального.

На рисунке 4 представлен полученный график распределения значений диаметра открытого ствола в зависимости от значений ПОС в интервалах трещиноватых аргиллитов с мощностью более 8 метров.

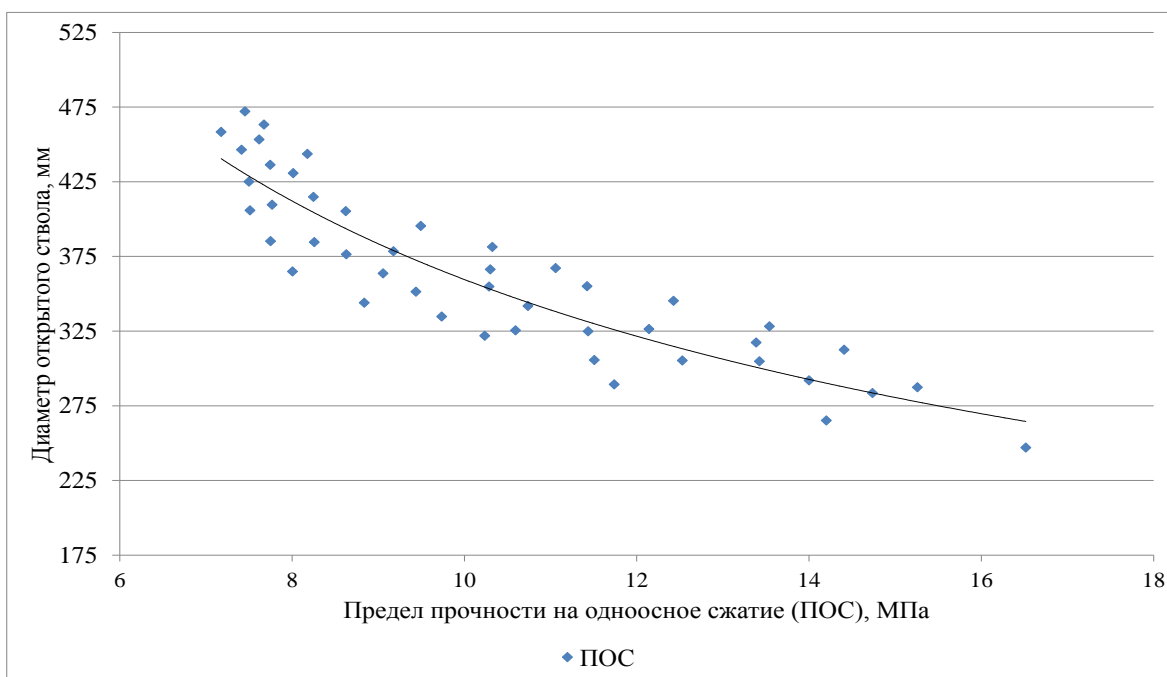


Рисунок 4. Зависимость диаметра открытого ствола от значений ПОС.

Коэффициент корреляций $k=-0.89$, определённый для оценка статистической взаимосвязи ПОС и диаметра открытого ствола скважины, показывает сильную корреляционную связь между рассматриваемыми параметрами. Данная зависимость может быть выражена степенной линией тренда:

$$D = a * R_c^b \quad (1)$$

, где D – диаметр открытого ствола скважины, мм; R_c – предел прочности на одноосное сжатие, МПа; a, b - эмпирические коэффициенты, равные 1470.2 и -0.612.

В третьей главе представлены результаты экспериментальных работ по оптимизации технологии бурового раствора для бурения в трещиноватых аргиллитах.

Первоначальные полевые испытания различных систем (1 – содержащая 7% КС1 с полимерами целлюлозы и ингибитором, с повышенной плотностью раствора; 2 - полимерная, содержащая частично гидролизованный полиакриламид и хлорид натрия) не принесли результата, ствол скважины оставался не стабильным.

Полученные данные лабораторных испытаний, описанные в главе 2, и теоретические исследования показали, что основной целью оптимизации бурового раствора должно являться исключение либо минимизация проникновения фильтрата бурового раствора в сильно трещиноватые аргиллиты путём снижения водоотдачи.

Для решения данной проблемы первоначально было предложено использование полимерной системы (ПС) содержащей частично гидролизованный полиакриламид (РНРА), которая позволяет обеспечивать устойчивость стенок скважины в результате адсорбции полимеров, и хлорид калия. Однако корка, сформированная в результате фильтрации водных растворов полимеров, не способна полностью предотвратить фильтрацию в трещиноватых породах.

Таким образом, был необходим «герметик» снижающий проницаемость и кольтатирующий микротрещины в аргиллитах для ограничения продвижения фронта давления. Основная проблема связана с тем, что трещины аргиллитов обладают малым размером (5 – 30 мкм). Существует множество реагентов, способных проникнуть в такие поры отдельными частицами, однако они бы продолжили свое движение вглубь пласта, не принося желаемого результата и не

формируя фильтрационную корку в минимальное время. Вторым ограничением является поддержание толщины фильтрационной корки в допустимых пределах для предотвращения проблем с очисткой ствола, уменьшением растягивающих нагрузок и прихватов. Для получения такого герметика было предложено использовать ряд компонентов, представленных ниже.

1. Графит. Для кольматации микропустот и уменьшения фильтрации предотвращения осложнений, связанных с неустойчивостью открытого ствола в отложениях трещиноватых аргиллитов, было предложено использование специально обработанного графита мелкого помола с размером частиц 10-50 мкм, что соответствует размеру микротрещин трещиноватых аргиллитов.

2. Гликоль. Являясь частью лубрикантов, используемых при бурении скважин, полиалкиленовый гликоль улучшает работу реагентов-понижителей фильтрации и улучшает стабильность глинистых отложений. Гликоли особенно эффективны в сочетании с ионами калия. В этом случае происходит электростатическая нейтрализация аргиллитов. При таком комбинированном воздействии активные поверхности аргиллитов слипаются (смыкаются), образуя устойчивые коагуляционные структуры, замедляя проникновение фильтрата в микротрещины.

3. Сульфированный асфальт, является ингибитором глин, способствует понижению фильтрации. Является хорошим стабилизатором трещиноватых аргиллитов.

Четыре основных компонента раствора описанных выше – РНРА, графит, гликоль и асфальт – образуют реагент-компаунд, который позволяет предотвратить проникновение бурового флюида в породу пласта и, как следствие, избежать продвижения фронта давления вглубь породы и ее разрушения. Суть процесса заключается в следующем: сульфированный асфальт добавляется в буровой раствор, содержащий РНРА, в концентрации 1.2 – 2 %. Имея хорошую растворимость в растворе на водяной основе (до 70%, остальная часть диспергируется в воде),

асфальт создает дополнительный слой в фильтрационной корке, для защиты ствола скважины от механического разрушения, и помогает контролировать водоотдачу.

Графит мелкого помола добавляется в буровой раствор в концентрации 1.5% от объема и работает как герметик трещин аргиллитов. Являясь пластичным материалом, он способен деформироваться и проникать в призабойную зону пласта. Молекулы гликоля абсорбируются на поверхности графита и уменьшают коэффициент трения. Проникая в микротрещины пласта, соединение графита, асфальта и гликоля закупоривает поры и каналы, проводящие фильтрат бурового раствора вглубь породы, и, тем самым, предотвращает продвижение фронта давления вглубь пласта. Одновременно РНРА полимер так же закупоривает микротрещины и покрывает поверхность аргиллитов плёнкой замедляющей диспергирование и распад

Главное отличие от стандартной практики применения РНРА систем заключается в том, что РНРА система создает тонкую и стабильную фильтрационную корку на стенке скважины, которая, однако, позволяет незначительному объему флюида проникать в трещиноватые аргиллиты, что ведёт к продвижению фронта давления. Применение же реагента-компаунда позволяет блокировать трещины и поры призабойной зоны пласта, предотвращая воздействие бурового раствора и разрушение аргиллитов (рис.5).

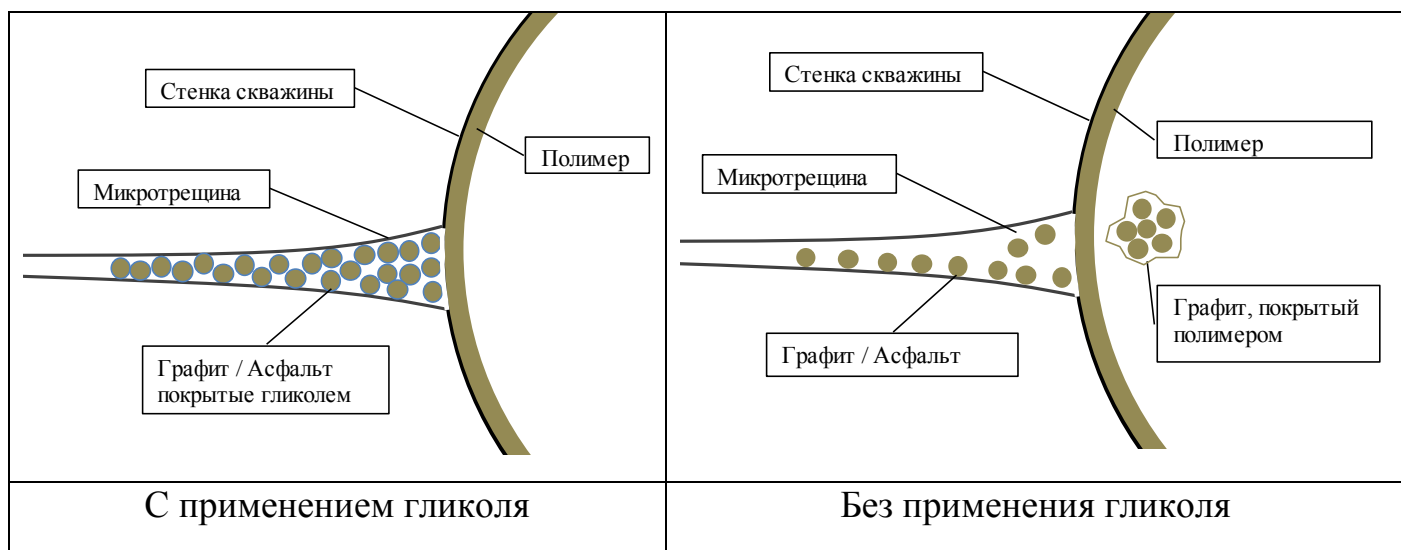


Рисунок 5. Схематическое изображение действия системы бурового раствора

Ввиду того, что водоотдача бурового раствора является одним из основных параметров, влияющих на дестабилизацию аргиллитов, был проведен статический тест для её оценки по двум основным методикам: 1) при комнатной температуре с использованием стандартного фильтр-пресса (методика Американского нефтяного института (АНИ)); 2) при высокой температуре – высоком давлении (ВТВД) (рис. 6).

Для проведения испытаний использовались:

1. Базовый буровой раствор (БР) на водной основе (5% KCl) плотностью 1200 кг/м³.
2. Буровой раствор на водной основе (5% KCl) плотностью 1200 кг/м³ с применением реагента-компаунда - полимерная система (ПС).

Для оценки фильтрационных свойств предложенного бурового раствора были проведены тесты с помощью прибора для изучения закупоривающей способности частиц (рис.6).

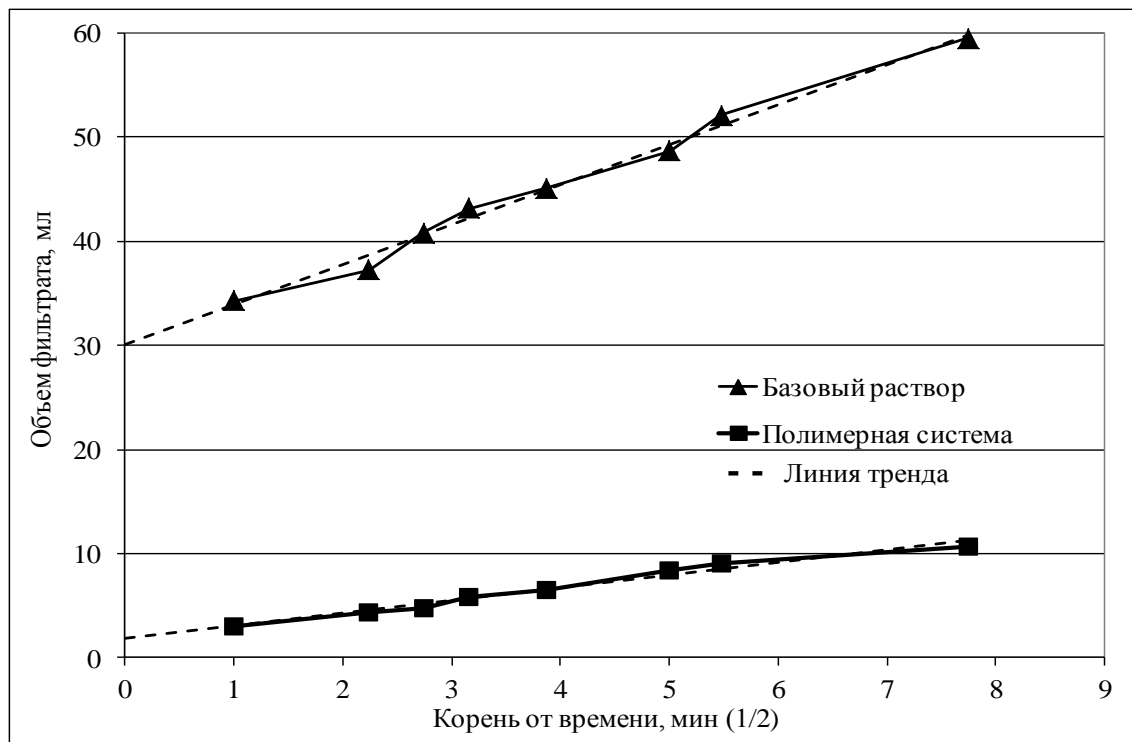


Рисунок. 6. Результаты испытаний базового и полимерного растворов

Анализ полученных графиков показал, что мгновенная водоотдача базового бурового раствора более чем в 15 раз превосходит водоотдачу предложенного полимерного раствора; также она выше значений, полученных при проведении теста АНИ. Это объясняет невозможность сохранения стабильности трещиноватых аргиллитов при использовании стандартного хлоркалиевого бурового раствора. Использование реагентов-компаундов ускоряет формирование фильтрационной корки, которая предотвращает проникновение бурового флюида в породу, слагающую стенки скважины, и предотвращение продвижения фронта давления вглубь призабойной зоны.

Таким образом, разработанный буровой раствор позволяет практически полностью устранить проблему стабильности открытого ствола скважины при бурении сильно трещиноватых аргиллитов. Применение его позволило пробурить более семидесяти скважин без признаков нестабильности аргиллитов и полностью устранить непродуктивное время, связанное с данной проблемой.

В четвёртой главе приведено обоснование технологии выбора оптимальных параметров режима бурения в отложениях трещиноватых аргиллитов, основываясь на концепции удельной механической энергии.

Современные подходы к выбору параметров режимов бурения основываются, в том числе, на контроле вибраций колонны бурильных труб, возникающих при бурении скважин, которые уменьшают механическую скорость проходки и приводят к значительному кавернообразованию. Их теоретическое описание наиболее полно дано Юниным Е.К. и Хегаем В.К. и может быть сформулировано как «минимум времени бурения заданного интервала при условии минимума энергетических затрат».

Технология, предложенная в данной работе, является практическим подходом к выбору стратегии бурения, обеспечивающим уменьшение энтропии, в результате воздействия компоновки низа бурильной колонны (КНБК) на стенки скважины из-за вибрационных процессов, и увеличивающим механическую скорость проходки.

Удельная механическая энергия (УМЭ). В процессе бурения скважины энергия, передаваемая с поверхности, затрачивается на разрушение породы. Для

определения количества энергии, требуемой для бурения объема породы, Теале Р. было введено понятие удельной механической энергии (E_s), которая описывается как усилие необходимое для удаления определённого объема породы и является функцией от параметров бурения, характеристик выбуриваемой породы и динамического взаимодействия долота с породой.

В лабораторных условиях энергия, требуемая для разрушения объема породы, остается относительно постоянной и равной пределу прочности породы на одноосное сжатие. В полевых же условиях всегда присутствует коэффициент полезного действия (КПД). В среднем около 30 - 40% этой энергии являются эффективными и поступают к долоту, а 70-60 % являются не эффективным.

Для того, чтобы иметь значение энергии поступающей к долоту введено понятие приведённой УМЭ ($E_{s_{\text{пр}}}$), которое может быть выражено как:

$$E_{s_{\text{пр}}} = E_s * \text{КПД} \quad (2)$$

Анализ данных, полученных в процессе бурения, и сравнение их с расчетным значением $E_{s_{\text{пр}}}$ подтвердил значения КПД описанные выше - среднее значение составило 39%, а так же установил, что значения энергии, потраченной на бурение, согласовываются со значениями ПОС, что подтверждает теорию Теале.

Основными факторами, влияющими на передачу механической энергии и являющимися причинами потери эффективности, а так же влияющими на стабильность ствола скважины, являются вибрации колонны бурильных труб (продольные, изгибные, крутильные), сальникообразование и литология, а так же конфигурация КНБК, геометрия скважины, траектория скважины, коэффициенты трения и т.д.

То есть при значениях УМЭ превышающих расчётные усиливаются процессы вибраций, ведущие к дополнительному контакту бурового инструмента и КНБК со стенками скважины, нерациональному расходу энергии, дестабилизирующие породу и фильтрационную корку вследствие биения. При этом колебания усиливаются при условии приближения к резонансу системы - деструктивные гармонические колебания могут генерировать повышенные значения напряжения, достигающие 550

МПа, которые могут быть рассеяны в породе при соприкосновении их с элементами КНБК.

Сальникообразование препятствует нормальной передаче нагрузки на долото. При образовании сальника в процессе бурения нормальной реакцией является увеличение ННД, что, в свою очередь, приводит к увеличению продольных вибраций, и, как следствие, уменьшению механической скорости проходки и увеличению значения приведённой УМЭ.

Литология оказывает значительное влияние на основные лимитирующие факторы, влияющие на передачу механической энергии. Анализ пробуренных скважин позволил установить зависимость между типом породы и основным типом вибрации, возникающей при её бурении. Вибрации, в свою очередь, подразделены на основные и вторичные. Так же приведены породы, в которых сальникообразование встречается в первую очередь.

Выбор оптимальных параметров режимов бурения начинается с создания базы данных соседних скважин, содержащей основные параметры режимов бурения, которые классифицируются по следующим категориям - Скважина \ Секция \ Пласт \ Расчётные значения УМЭ. Основываясь на собранных данных, строятся графики, отображающие каждый пробуренный интервал с точки зрения затраченной энергии, литологии, использованных параметров режимов бурения и эффективности.

Далее выполняется ретроспективный анализ собранной информации путём наблюдения за реальным поведением значений приведённой УМЭ в определённом интервале бурения, и сравнения её с теоретическими выкладками о роли в этих процессах литологии. Это позволяет классифицировать и разбивать пласты на интервалы, склонные к тому или иному фактору, ограничивающему передачу механической энергии к долоту (рис. 7).



Рисунок 7. Схема ретроспективного анализа

Вторым шагом в выборе оптимальных параметров является количественная оценка параметров бурения (собранных на соседних скважинах) путём создания «Идеальной скважины», когда интервалы, пробуренные с наибольшей эффективностью, отбираются и компилируются в Идеальную скважину» вместе с режимными параметрами, использованными при их бурении.

Для проверки концепции «Идеальной скважины» проводится расчёт значений приведённой УМЭ и сравнение их со значениями ПОС. Пример проверки сходимости результатов приведён на рисунке 8.

Третьим шагом является суммирование результатов ретроспективного анализа, расчетных значений приведённой удельной механической энергии и каротажных данных в таблицу рекомендуемых параметров, обобщающую эти результаты и являющейся руководством для применения при бурении скважин (табл. 2).

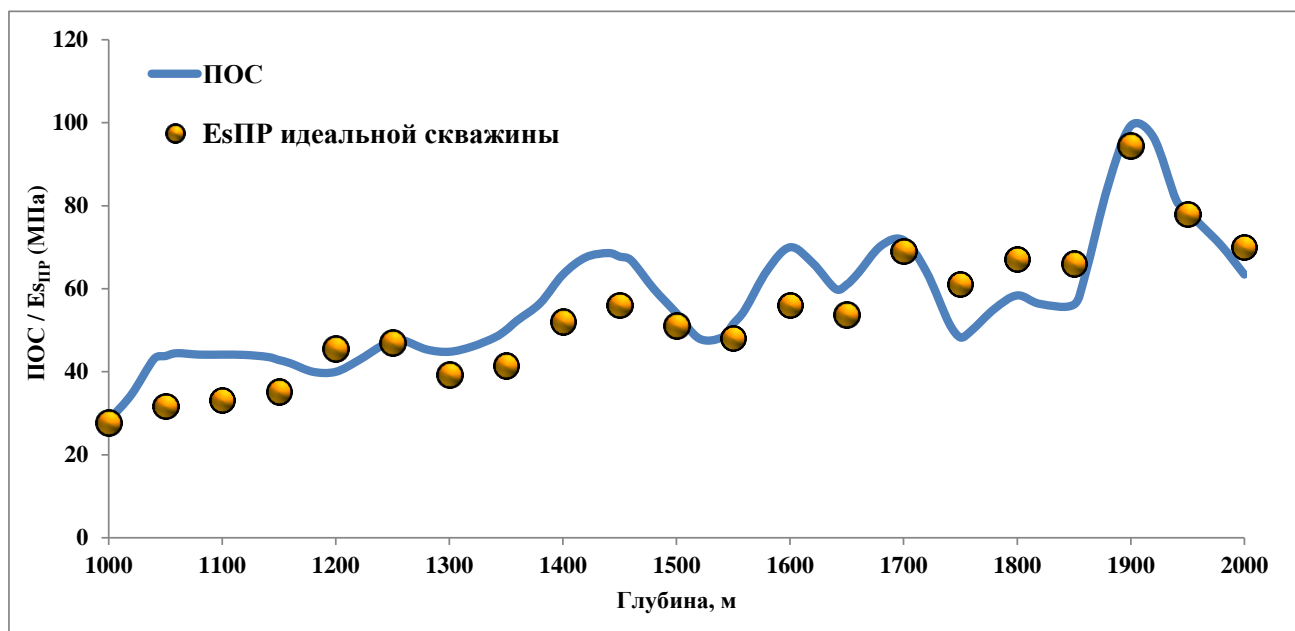


Рис. 8. Проверка сходимости ПОС и $E_{СПР}$

Таблица 2. Рекомендованные параметры

Глубина (до), м	Порода	Основной ограничивающий фактор	Вторичный ограничивающий фактор	Гд, т	п, об/мин.	Макс. V мех, м/ч	Es 1-ое приближение	$E_{СПР}$, МПа
1250	Песчаник Глина	Продольная		5	120	55	ННД ↓ ОБМ↑	47
1350	Песчаник Глина	Продольная		4	140	50	ННД ↓ ОБМ↑	41
1490	Доломит с прослоями ангидрида	Продольная		4-5	150	35	ННД ↓ ОБМ↑	52
1520	Ангидрит с прослоями доломитов	Изгибная	Продольная	7-8	150	30	ННД ↑ ОБМ↓	48
1610	Доломит с прослоями ангидрида	Продольная		4-5	150	50-60	ННД ↓ ОБМ↑	56
1670	Ангидрит/ Аргиллит	Изгибная	Сальникообразование	15	135	30	ННД ↑ ОБМ↓	55
1850	Известняк/Ангидрит	Сальникообразование	Продольная	12	150	25-45	ННД ↓ ОБМ↑	66
1950	Песчаник гравилитовый	Продольная	Сальникообразование	8	150	35	ННД ↓ ОБМ↑	77

Существующие технологии позволяют получать и отслеживать параметры бурения в режиме реального времени, в том числе значение $E_{СПР}$. Чёткое следование параметрам, описанным в таблице рекомендованных параметров, и своевременная реакции на изменение $E_{СПР}$ (например, в результате изменения породы) будет приводить к уменьшению потери энергии в результате вибрации и, как следствие, увеличению механической скорости проходки.

Шаги, для выбора оптимальных параметров режимов бурения, описанные выше, могут быть представлены в виде алгоритма (рис. 9).

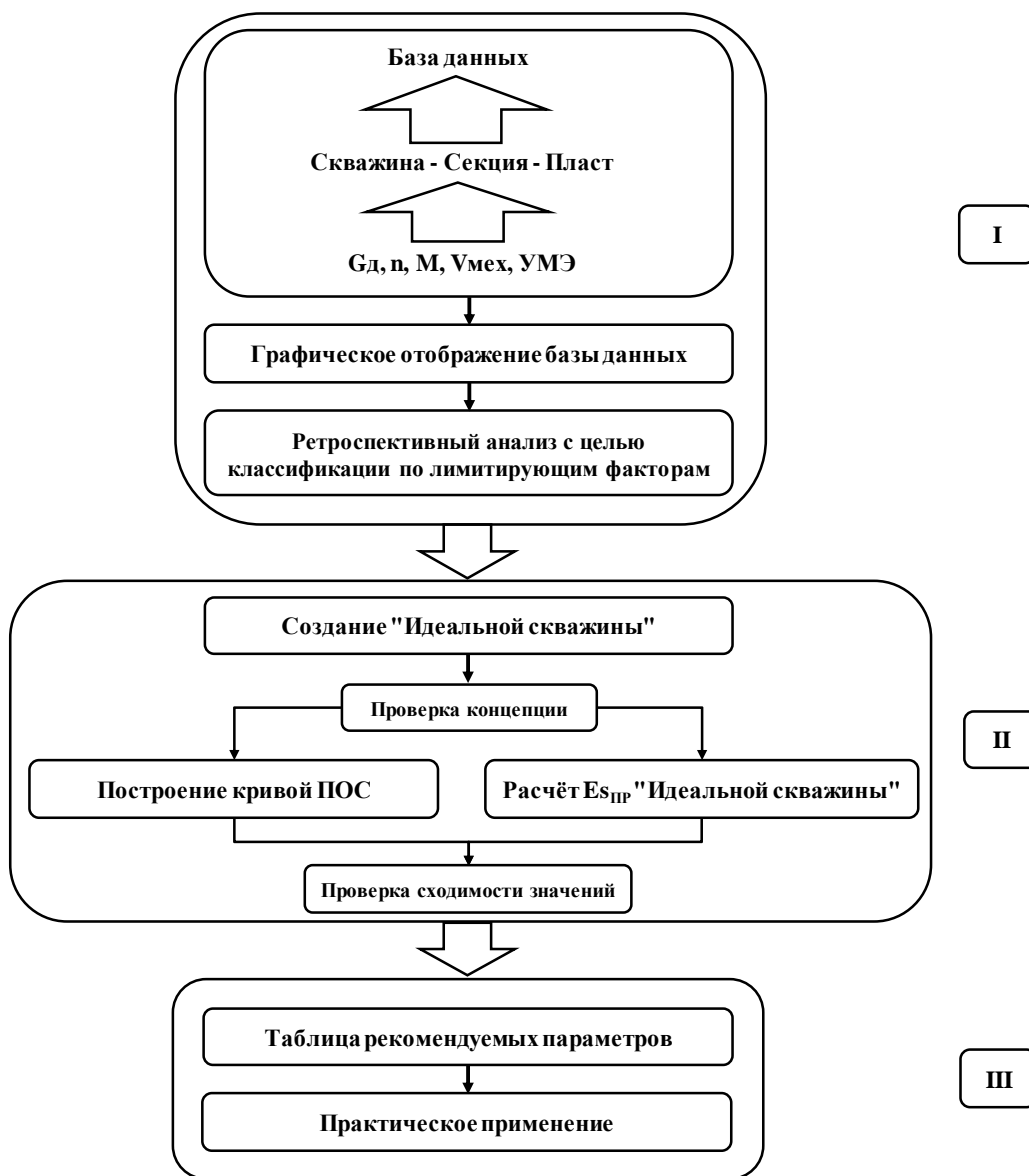


Рисунок 9. Алгоритм выбора оптимальных параметров режимов бурения

Применение предложенной технологии позволяет приблизиться к оптимальным параметрам режима бурения, уменьшить энтропию, а, следовательно, снизить дестабилизацию фильтрационной корки и уменьшить кавернообразование, увеличить механическую скорость проходки и уменьшить время взаимодействия бурового раствора и породы. Анализ промысловых данных позволил установить, что

среднее увеличение механической скорости проходки составляет 20%, с пиковыми значениями до 200%.

Так же значительным преимуществом предложенной технологии является простота её исполнения и отсутствие дополнительных затрат на осуществление.

Основные выводы

1. Экспериментально установлено, что основной причиной потери стабильности отложений сильно трещиноватых аргиллитов является проникновение фильтрата бурового раствора между плоскостями напластования и через микротрещины диаметром от 5 до 30 мкм.
2. Длина интервала отложений сильно трещиноватых аргиллитов напрямую влияет на стабильность ствола скважины. Ствол скважины остаётся стабильным при толщине аргиллитов до 3 метров. В интервалах аргиллитов мощностью 8 метров и выше увеличение ствола скважины приобретает заметные значения – 20-55% выше номинального; при мощности пласта в пределах 14 метров ствол на 45-85% выше номинального диаметра; при мощности аргиллитов 27 метров диаметр скважины увеличивается более чем в 2 раза выше номинального.
3. Установлено, что отложения сильно трещиноватых аргиллитов имеют меньший предел прочности по сравнению с окружающими породами до 13 раз. Граничное значение предела прочности, при котором отложения сильно трещиноватых аргиллитов начинают терять стабильность, равно 16.5 МПа.

Уменьшение значений предела прочности ведет к увеличению диаметра каверн в результате осыпей и обвалов. При значениях предела прочности 10-12 МПа средний диаметр ствола скважины равен 345 мм (при номинальной 215.9 мм), а уменьшение предела прочности до 7.5-9 МПа уже приводит к кавернам диаметром до 472 мм.

4. Теоретически и экспериментально установлено, что минимизация интенсивности проникновения фильтрата бурового раствора в отложения сильно трещиноватых аргиллитов возможна путём применения комбинации графита, асфальта, гликоля и гидролизованного полиакриламида, совместно с другими реагентами понижающими водоотдачу бурового раствора.
5. Применение технологии основанной на удельной механической энергии позволяет уменьшить потери энергии в процессе бурения, снизить вибрации бурильной колонны и, как следствие, увеличить механическую скорость проходки и достичь оптимальных параметров режима бурения.

Основное содержание диссертации опубликовано в работах:

1. Ружников, А.Г. Влияние прочностных свойств литифицированных отложений на стабильность ствола скважины / А.Г. Ружников // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. - 2014. - №1. - С.1-13.
2. Ружников, А.Г. Выбор методов измерения водоотдачи при бурении литифицированных сланцевых пород / А.Г. Ружников // Вестник Северного (Арктического) Федерального Университета. - 2014. - №2. - С.41-44.
3. Ружников, А.Г. Обоснование практического подхода к выбору стратегии безвибрационного бурения / А.Г. Ружников // Наука и бизнес. – 2014. - №5. - С. 9-14.
4. Ружников, А.Г. Оценка влияния временного фактора на коэффициент кавернозности литифицированных пород / А.Г. Ружников // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. - 2014. - №4. - С. 36-49.
5. Ружников, А.Г. Стабильность ствола скважины при бурении на месторождениях Южного Ирака / А.Г. Ружников // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. - 2013. - №6. - С. 58-80.
6. Ружников, А.Г. Удельная механическая энергия как критерий подбора оптимальных параметров режимов бурения / А.Г. Ружников // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. - 2014. - №5. - С.1-13.