

Федеральное бюджетное государственное образовательное учреждение высшего
профессионального образования

«Ухтинский государственный технический университет»

На правах рукописи

Ружников Алексей Григорьевич

Совершенствование технологии предупреждения дестабилизации сильно
трещиноватых аргиллитов

25.00.15 — Технология бурения и освоения скважин

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук.

Научный руководитель:
профессор, к.т.н., Уляшева Н.М.

Введение

При бурении скважин в современных экономических условиях выполнение технико-экономических показателей является основной задачей. Поглощение промывочной жидкости, недостаточная осведомленность о геологической структуре района работ, проявления в процессе бурения, нарушение стабильности ствола скважины, механические и дифференциальные прихваты приводят к ухудшению качества проводки скважин и задержке сроков их окончания.

Одной из наиболее насущных проблем возникающих при строительстве нефтяных и газовых скважин, является сохранение стабильности открытого ствола. Нестабильность пробуренных отложений может сопровождаться осыпанием горных пород, кавернообразованием, повышением скручивающих и осевых нагрузок, прихватами колонны труб, а в конечном итоге приводит к низкому качеству полученного каротажа и цементных работ. Наиболее сложные случаи завершаются ликвидацией ствола скважины, перебуриванием и зарезкой боковых стволов.

Неполучение качественных геофизических данных в открытом стволе ведет к тому, что план по разработке месторождений является невыполненным и, в результате, нефтяные компании не имеют возможности произвести правильную оценку и характеристику отложений и скорректировать планы по разработке и добыче с учетом данных каротажа.

Большинство этих проблем возникает в слабосвязанных отложениях представленных глинами, глинистыми сланцами и аргиллитами. Аргиллиты, в свою очередь, создают около 70% всех проблем в нефтяной промышленности, связанных со стабильностью ствола скважины [88].

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

Проблема же отложений трещиноватых аргиллитов не так широко раскрыта. Существует достаточное количество публикаций по исследованиям отечественных и зарубежных специалистов, которые описывают основные возможные причины нестабильности отложений сильно трещиноватых аргиллитов и предлагают 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.

Научная новизна

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

- Определена зависимость стабильности аргиллитов от предела прочности породы на сжатие. Установлено нижнее граничное значение предела прочности породы на сжатие, равное 16.5 МПа, обеспечивающее стабильность аргиллитов.

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

Основные защищаемые положения

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

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

Практическая значимость

Обоснование основных причин потери стабильности отложений сильно трещиноватых аргиллитов совместно с использованием рекомендуемых химических 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, позволит увеличить механическую скорость проходки и снизить энтропию в процессе бурения.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на симпозиуме общества инженеров-нефтяников по теме «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.

Глава 1. Проблемы при строительстве скважин в отложениях сильно трещиноватых аргиллитов и современные подходы к их решению

1.1 Понятие об отложениях аргиллитов

Аргиллиты это мелкозернистая твёрдая осадочная порода, состоящая из смеси глинистых минералов и крошечных фрагментов других полезных ископаемых, с параллельным расположением низкотемпературных минералов. Отношение глины и других минералов варьируется. Аргиллиты характеризуются сланцеватостью – способностью расщепляться на отдельные пластины.

Отличительными характеристиками аргиллитов являются содержание глин, низкая проницаемость (вне зависимости от пористости) через узкие поры (типичный диаметр пор варьируется в интервале 3 нм – 100 нм с наибольшим количеством пор, имеющим диаметр 10 нм), и большой разницей в коэффициенте теплового расширения между водой и матрицей аргиллитов. Глинистые материалы представлены в основном каолинитом, иллитом и монтмориллонитами. Каолинит это глинистый минерал из группы водных силикатов алюминия. Химический состав: $Al_4 [Si_4O_{10}] (OH)_8$; содержит 39,5% Al_2O_3 , 46,5% SiO_2 и 14% H_2O . В основе кристаллической структуры каолинита лежат бесконечные листы из тетраэдров SiO_4 . Иллит - минерал из подгруппы гидрослюд группы слюд. Кристаллическая решетка представляет собой несколько разрыхлённую укладку слюдяных пакетов с недостатком катионов, как в межслоевом промежутке, так и в гиббситовом октаэдрическом слое. Межслоевое пространство, частично освобождённое от катионов, занимают молекулы воды. Монтмориллонит – широко распространенный глинистый минерал, относящийся к подклассу слоистых силикатов, основной компонент бентонита. Структура монтмориллонита отличается симметричным сложением пачек слоев (как у пиррофиллита). Между "пиррофиллитовыми" пакетами размещаются молекулы межслоевой воды и атомы обменных оснований Ca, Na и др. Характерно большое расстояние между пачками

слоёв. Данный минерал обладает способностью к сильному набуханию благодаря своему строению и имеет ярко выраженные сорбционные свойства [7, 37, 64].

Для того чтобы понять взаимодействие бурового раствора и аргиллитов необходимо начать с понимания базовых характеристик отложений аргиллитов, погребенных на разных глубинах, и далее проанализировать влияние изменений в напряженном состоянии на свойства аргиллитов.

Известны факторы, которые влияют на свойства аргиллитов. Количество и тип минералов слагающих породу, в частности глины, в аргиллитах определяют водную адсорбцию. Например, аргиллиты со значительным содержанием смектита (сукновальной глины) с удельной площадью поверхности $750 \text{ м}^2/\text{г}$ обладают большей адсорбирующей способностью, чем иллит (площадь поверхности $80 \text{ м}^2/\text{гм}$) или каолинит ($25 \text{ м}^2/\text{гм}$). Вода в глинистых породах может существовать в виде:

- межкристаллической воды, связанной с катионами, нейтрализующими заряды кристаллической решетки;

- пленочной воды (осмотической воды), которая присутствует в виде адсорбированного поверхностного слоя, связанного с заряженной поверхностью глины. Она покрывает тонкой пленкой поверхности отдельных частиц, пор, трещин и других пустот в горных породах поверх слоя гигроскопической воды. При этом набухание горных пород, связанное с осмотической водой, возникает, когда осадочные породы разгружаются из-за бурения ствола скважины;

- связанной воды, которая представлена в молекулах самой глины как структурное соединение водорода и гидроксильной группы, которые в экстремальных условиях, при температуре $600-700 \text{ }^{\circ}\text{C}$, отделяются от глины для формирования воды [86].

Свободная вода существует только в поровом пространстве между частицами породы. Пористость аргиллитов обычно представляют как процентное соотношение общего объема и воды. Это значение, как правило, измеряется путём сушки

известного объема породы при повышенной температуре. Таким образом, пористость является мерой свободной воды, осмотической воды и, в меньшей степени, межкристаллической воды. Химически связанная вода не измеряется при этом процессе. Свойства аргиллитов, а так же взаимодействия бурового раствора и аргиллита, сильно зависят от связанной воды и в меньшей степени от свободной воды.

Вода, связанная с глинами, так же может быть удалена из породы под давлением. Большинство слабосвязанной осмотической воды может быть удалено при горном давлении порядка 20 атм. Во внутрикристаллической среде аргиллитов может быть найдено до четырех слоев воды. Третий и четвертый слой могут быть удалены при давлении порядка 265 атм. Примерно 1600 атм. требуется для удаления второго слоя воды, и, по различным оценкам, давление более 3400 атм. требуется для удаления первого слоя воды из образца глины [93, 103]. Необходимо одновременно повышение температуры до 200 °С для удаления связанной воды. Основываясь на приведенных данных, сомнительно, что в процессе бурения скважины возможно создать такие условия, когда отложения аргиллитов будут полностью лишены воды. Точное количество связанной и свободной воды в породе зависит от фактического уплотнения глины.

Уплотнение глины проходит в три основных этапа. Глины смываются с суши в водоёмы, где происходит их оседание. Глины в начальной стадии осаждения и уплотнения обладают высокой пористостью и проницаемостью; флюид, насыщающий глины, находится во взаимодействии с водой. Одновременно отложения, содержащие способные к гидратации глины с абсорбированными слоями воды, предотвращают непосредственный контакт частиц породы друг с другом. Таким образом, в начале процесса отложения горных пород содержание воды может достигать 70-90%.

В процессе нормального уплотнения осадочных пород отложения глин теряют поровую воду, одновременно происходит уменьшение пористости. Однако при

любом отклонении от нормального процесса осадконакопления, уплотнение и высвобождение поровой воды может привести как к увеличению пористости, так и порового давления.

В процессе первого этапа осадконакопления и уплотнения пород свободная поровая вода, осмотическая вода и межслоевая вода, находящаяся за вторым слоем, вытесняется при увеличении горного давления. На глубине нескольких тысяч метров аргиллиты теряют порядка 30% объема воды, из которых 20-25% является связанная межслоевая вода и 5-10% остаточная поровая вода. На ранних стадиях уплотнение в основном зависит от глубины залегания, размера зерен породы (мелкозернистые глины имеют повышенную пористость, однако легче уплотняются), скорости осадконакопления (в результате более высокой скорости увеличивается поровое давление и возникает недостаточное уплотнение), минералогии глин (монтмориллониты, или иначе смектиты, содержат больше воды, чем иллиты или каолиниты), содержания органических веществ и геохимических факторов (например, концентрация натриевой соли влияет на пористость) [87, 97].

Во втором этапе давление становится относительно не эффективным для обезвоживания, и главную роль теперь играет нагрев – удаляя еще 10-15% воды. Второй этап начинается при температуре близкой к 100 °С. Третий и заключительный этап уплотнения и дегидрации также контролируется температурой, но протекает очень медленно и требует сотни лет для завершения и оставления лишь нескольких процентов воды в осадочных породах [93].

Подводя итог, можно сказать, что содержание воды и свойства пробуренных отложений аргиллитов, являющиеся важными для взаимодействия между буровым раствором и аргиллитами и стабильности этих аргиллитов, обуславливаются историей осадконакопления и уплотнения, напряжением горной породы и температурой. Эти факторы так же определяют пористость аргиллитов и их проницаемость.

1.2 Техничко-технологические проблемы при бурении в отложениях сильно трещиноватых аргиллитов

При проводке ствола скважины через отложения сильно трещиноватых аргиллитов достаточно часто ствол скважины становится нестабильным, на выбросах может наблюдаться огромное количество обвалившейся горной породы. Всё это приводит к дополнительным затратам времени на циркуляцию, проработку мест посадок и затяжек при спуско-подъемных операциях из-за высоких значений крутящего момента, дополнительных шаблонировок, и, в худшем случае, к механическому прихвату бурового инструмента. На некоторых скважинах бурение секции, проходящей через отложения трещиноватых аргиллитов, занимает порядка 4-5 дней и дополнительные 10-12 дней требуются для устранения проблем, связанных со стабильностью ствола и получения геофизических данных. Посадки и нестабильность отложений не позволяют спустить геофизические приборы до проектной глубины, что приводит к невозможности достижения одной из основных целей бурения скважины - получения каротажных данных, данных пластового давления и т.д. И, как следствие, добывающие предприятия не имеют возможности охарактеризовать пласты, что влияет на план по разработке и эксплуатации месторождения [48].

Дополнительные шаблонировки ствола скважины не приводят к желаемому результату, а зачастую ухудшают ситуацию.

Проблемы, возникающие со стабильностью ствола, приводят к инцидентам, когда обсадная колонна спускается с промывкой и проработкой до финального забоя с повышенными давлениями циркуляции и повышенным крутящим моментом (при условии, что вращение колонны труб возможно). В итоге, когда обсадная колонна спущена до проектной глубины, из-за обрушения стенок скважины происходит закупоривание межколонного пространства и механический прихват. И, как следствие, обсадная колонна не может быть зацементирована, что ведёт к перебурированию секции либо всей скважины.

Количество и размеры шлама на виброситах при бурении через отложения трещиноватых аргиллитов могут варьироваться. Например, размеры выносимой породы часто достигают 5-7 см, а некоторые превышают 12 см, и могут перегрузить вибросита. Происходят случаи, подобные описанному в [48], когда, из-за нестабильности ствола скважины прибор акустического каротажа не смог работать в нормальном режиме из-за того, что был заблокирован кусками породы (рис. 1.1).



Рисунок 1.1 Обвалившаяся порода

Основываясь на данных каверномера, полученного с пробуренных скважин, можно сделать вывод, что отложения песчаников, доломитов и известняков показывают открытый ствол номинального диаметра, либо слегка меньше номинального, что может быть связано с образованием фильтрационной корки, в то время как в интервалах сильно трещиноватых аргиллитов наблюдается значительное кавернообразование (рис. 1.2). При диаметре долота 215.9 мм диаметр каверн превышает 410 мм и выходит за пределы измерения прибора [48].

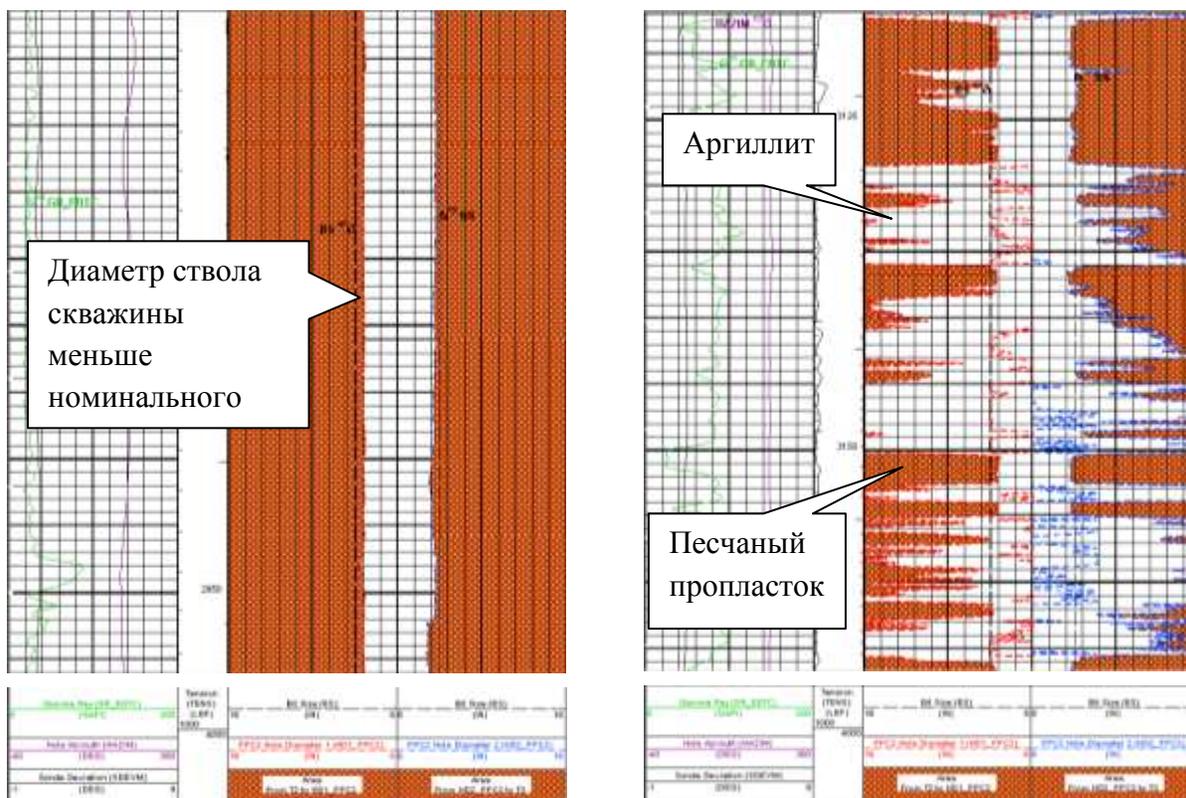


Рисунок 1.2. Каверномер в отложениях песчаников и аргиллитов

1.3 Текущее состояние проблемы

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. Boisson 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., Быков И.Ю., Деминская Н.Г, Ивенина И.В., Уляшева Н.М. и др.

Хотя существует достаточное количество литературы на тему стабильности скважины, в основном в ней затронута проблема глинистых отложений. Отложения же аргиллитов не описаны так широко, и оценка текущего состояния нефтяной промышленности показывает, что существующие методы бурения через такие отложения не позволяют обеспечить безаварийную проводку скважин. Причинами являются не чёткое понимание процессов, вызывающих потерю стабильности ствола скважины, и, как следствие, отсутствие методик для принятия превентивных мер для минимизации либо предотвращения осложнений в процессе бурения.

В настоящий момент в нефтяной промышленности доминирует применение растворов на нефтяной основе (РНО) для беспроблемного бурения через отложения трещиноватых аргиллитов. Однако применение РНО ограничено экологическими требованиями. Так же применение таких растворов значительно увеличивает стоимость строительства скважины и не всегда является экономически целесообразным его использование.

В случае бурения раствором на водяной основе нет четкой методики управления состоянием отложений аргиллитов. В буровой практике принято считать, что более высокая плотность бурового раствора способствует сохранению стабильности скважины [18]. Так, если наблюдается повышенный вынос обвалившейся породы на виброситах, появляются затяжки и посадки при бурении, то, как правило, первой мерой для уменьшения негативных последствий является поднятие плотности бурового раствора на $0.1-0.2 \text{ г/см}^3$. При этом считается, что созданное избыточное давление столба жидкости в стволе скважины предотвращает осыпание стенок скважины, как бы «сдерживая» их.

1.4 Основные механизмы влияющие на стабильность открытого ствола скважины в отложениях сильно трещиноватых аргиллитов

1.4.1 Понятие об основных факторах стабильности аргиллитов

Стабильность ствола скважины складывается из нескольких факторов, основным из которых являются дисбаланс, создаваемый между напряжением в породе и прочностью самой породы во время бурения. Данный дисбаланс возникает, когда порода выбуривается при строительстве скважины и замещается буровым раствором, который, в свою очередь, оказывает существенное воздействие на стенки скважины.

Для объяснения факторов, влияющих на стабильность ствола скважины необходимо разъяснить некоторые термины.

Эффективное напряжение в пределах объема породы равно общему напряжению за вычетом порового давления. Принцип эффективного напряжения заключается в следующем – на любую плоскость, проходящую через элемент А в объеме породы, действуют общее напряжение породы σ и поровое давление воды P_p [59]. Общее напряжение σ может быть представлено как вес водонасыщенного столба породы. Двумя компонентами этого веса являются порода с ненасыщенными порами и вес воды заполняющей поры. Таким образом, эффективное напряжение может быть определено как [15]:

$$\bar{\sigma} = \sigma - P_p \quad (1.1)$$

Выделяя общее вертикальное напряжение породы, σ_v , и общее горизонтальное напряжение породы, σ_Γ , получаем:

$$\bar{\sigma}_v = \sigma_v - P_p \quad (1.2)$$

$$\bar{\sigma}_\Gamma = \sigma_\Gamma - P_p \quad (1.3)$$

Во время бурения отложения аргиллитов теряют стабильность, когда состояние эффективного напряжения в прискважинной зоне превышает прочность породы (эффективным напряжением, как сказано выше, называется сила, удерживающая частицы породы в связанном состоянии). Осложняющим фактором, который отличает аргиллиты от других отложений, является повышенная чувствительность к определенным составляющим процесса бурения, а в особенности к воде. Стабильность аргиллитов находится под влиянием характеристик как самой породы (минералогия, пористость и т.д.), так и характеристик бурового раствора (смачиваемость, плотность, соленость и состав фильтрата). Наличие и образование надломов, трещин и ослабленных плоскостей напластования так же дестабилизирует аргиллиты при взаимодействии с буровым раствором. Буровой раствор может служить причиной потери стабильности путем изменения порового давления или действующего напряженно-деформированного состояния и прочности породы при взаимодействии аргиллитов и раствора. Стабильность аргиллитов так же зависит от времени, изменения в напряженно-деформированном состоянии породы и ее прочности проявляются через какое-то время. Все это требует более глубокого понимания механизмов, влияющих на стабильность отложений аргиллитов, для выбора правильных параметров бурового раствора и бурения для предотвращения потери стабильности ствола скважины.

В общих чертах проблема отложений аргиллитов может быть определена как: аргиллиты с определенными характеристиками (включая напряжение породы) обычно располагаются на значительных глубинах и находятся под влиянием давления горных пород и порового давления, при установившемся равновесии между напряжением в породе и ее прочностью. В процессе бурения аргиллиты подвергаются внезапному изменению напряжения и воздействию чужеродного бурового раствора. Баланс между напряжением в породе и ее прочностью нарушается по следующим причинам:

- Напряжение изменяется как в стволе, так и в призабойной зоне пласта, когда природные аргиллиты замещаются буровым раствором определенной плотности в стволе скважины.

- Взаимодействие бурового раствора с отложениями трещиноватых аргиллитов изменяет их прочность, так же как и поровое давление в призабойной зоне. Прочность аргиллитов обычно уменьшается, и поровое давление увеличивается по мере проникновения бурового раствора или его компонентов в породу.

Когда измененные напряжения в породе превышают её прочность, аргиллиты становятся не стабильными. Это в свою очередь ведет к осложнениям и авариям в процессе строительства скважин. Для предотвращения нестабильности отложений аргиллитов требуется восстановить баланс между новым напряжением и прочностью породы.

Факторами, влияющими на эффективное напряжение горной породы, являются внутрискважинное давление, поровое давление аргиллитов, траектория, зенитный угол скважины и т.д. Эффективное напряжение в любой точке на стенке скважины либо в призабойной зоне скважины обычно описывается тремя основными компонентами – радиальное напряжение, σ_r , действующее вдоль радиуса скважины, тангенциальное (касательное) напряжение, σ_θ , действующее по окружности ствола и осевое напряжение, σ_z , действующее параллельно стволу скважины, а так же иные компоненты связанные с напряжением сдвига (рис. 1.3).

Тангенциальное напряжение зависит от давления в стволе скважины (P_w), величины и ориентации напряжения в пласте, порового давления, азимутального и зенитного угла. Давление в стволе скважины напрямую зависит от плотности раствора и эквивалентной циркуляционной плотности. Для вертикальной скважины с равными горизонтальными напряжениями тангенциальное напряжение зависит от плотности раствора и величины горизонтальных напряжений, и является равномерно распределенным. Наклонно-направленная скважина создает

неравномерное распределение тангенциального напряжения вокруг скважины из-за перераспределения горизонтального и вертикального напряжений. Тангенциальное напряжение, действующее на сечение скважины, является максимальным на сторонах ствола перпендикулярных максимальному напряжению.

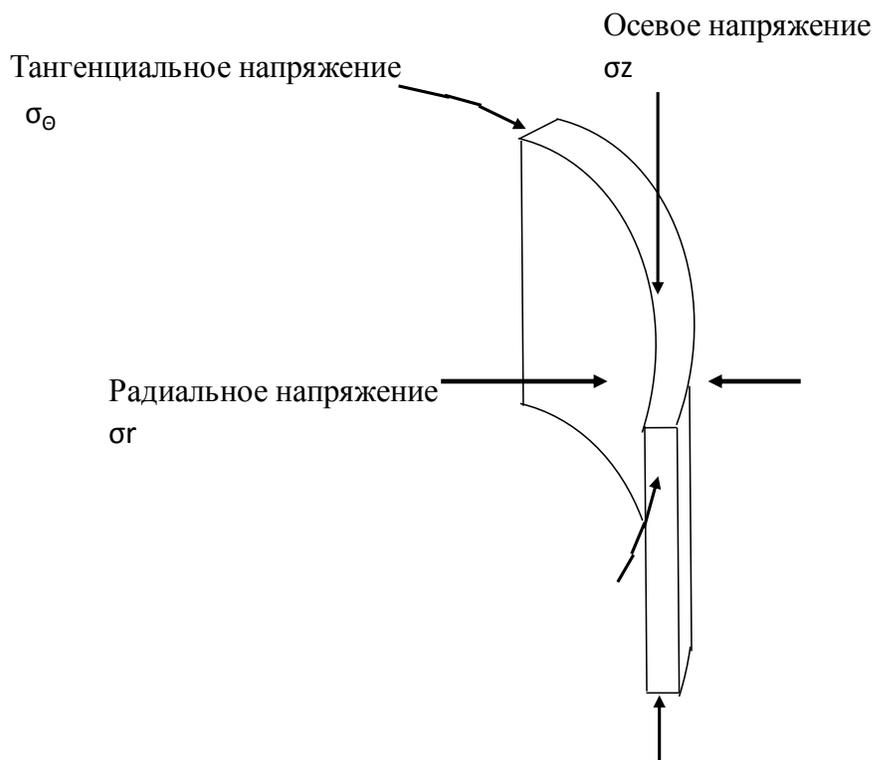


Рисунок 1.3. Основные компоненты эффективного давления.

Осевое напряжение ориентировано вдоль ствола скважины и может быть неравномерно распределено вокруг ствола скважины. Осевое напряжение зависит от величины и ориентации напряжения, порового давления, азимутального и зенитного углов. Осевое напряжение не зависит напрямую от плотности бурового раствора. Для вертикальной скважины с равномерным распределением горизонтальных напряжений в пласте осевое напряжение равно напряжению из-за веса вышележащих пород. Осевое напряжение в наклонно-направленной скважине является составляющей от горизонтальных напряжений и напряжения от веса вышележащих пород.

Радиальное напряжение является, по сути, разницей между давлением в стволе скважины и поровым давлением, и действует вдоль радиуса скважины. Поскольку эти давления действуют одинаково во всех направлениях, то их разница действует перпендикулярно стволу скважины вдоль его радиуса. Для предотвращения разрушения сдвига (под воздействием тангенциального напряжения) значение, полученное от разницы между компонентами напряжения (тангенциальное обычно выше, а радиально ниже), не должно превышать напряжение сдвига. Для предотвращения же разрушения растяжения, являющегося причиной трещинообразования, тангенциальное напряжение не должно снизиться до такой степени, когда оно станет растяжимым и превысит предел прочности породы на разрыв.

Компонентами, влияющими на состояние напряжения породы и поддающимися контролю при бурении скважины, являются состав бурового раствора, его плотность, траектория скважины, режим бурения и спускоподъемных операций. К примеру, радиальное напряжение увеличивается с увеличением плотности бурового раствора, и тангенциальное напряжение уменьшается с уменьшением плотности, приводя к нестабильности открытого ствола скважины. На давление в призабойной зоне и напряжение неблагоприятно влияет взаимодействие между буровым раствором и аргиллитами (так называемая проблема химической стабильности).

Проблема механической стабильности отложений сильно трещиноватых аргиллитов может быть предотвращена путем восстановления баланса между напряжением и прочностью породы путём корректировки плотности раствора и эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) с помощью изменения режимов бурения и скорости спускоподъемных операций, а так же улучшением контроля над планированием и реализацией траектории скважины. С другой стороны, проблема химической стабильности в отличие от механической зависит от времени и возникает, как только новая порода является выбуренной. Химическая

нестабильность может быть предотвращена путём оптимизации рецептуры бурового раствора для минимизирования либо отсрочки взаимодействия между породой и раствором, а так же путём уменьшения времени воздействия на отложения аргиллитов.

1.4.2 Механизмы взаимодействия между аргиллитами и буровым раствором.

Анализ существующих экспериментальных данных [69, 87] позволяет судить о том, что прочность аргиллитов и поровое давление в призабойной зоне находятся под влиянием взаимодействия бурового раствора и породы. Основные результаты, подтвержденные этими экспериментами, могут быть сформулированы как:

- нарушение баланса в породе в результате бурения скважины ведёт к перетокам флюида из / в трещиноватые аргиллиты;
- различные буровые растворы и их компоненты по-разному влияют на количество воды получаемое либо отдаваемое аргиллитами;
- дифференциальное давление является причиной поступления бурового раствора в отложения трещиноватых аргиллитов;
- поступление раствора в аргиллиты ведёт к развитию давления набухания;

Механизмы, влияющие на стабильность отложений сильно трещиноватых аргиллитов и взаимодействие между буровым раствором и такими породами, могут быть определены как [69, 74, 81]:

1. *Механическое напряжение* в породе меняется, как только буровой раствор определенной плотности замещает аргиллиты в стволе скважины.
2. *Проникновение раствора (фильтрация)*. Проникновение бурового раствора в естественные трещины и между плоскостями напластования за счёт:
 - *Капиллярного давления*, P_c , при контакте бурового раствора с естественным поровым флюидом содержащимся в порах.

- *Осмоза* (и диффузии ионов) возникающего между буровым раствором и естественным флюидом, заключенным в порах аргиллитов (с различной активностью воды и концентрацией ионов) через полупроницаемую мембрану из-за осмотического давления (либо разницы химических потенциалов), P_o .

3. *Гидравлика* (адвекция), P_h , вызывающая перемещение флюидов в горизонтальной плоскости.
4. *Набухание* (гидратация), P_s , 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 раствора в сильно трещиноватые аргиллиты и между плоскостями напластования может играть доминирующую роль в стабильности отложений аргиллитов из-за того, что больший объем породы подвергается воздействию и подвержен обвалу.

Влияние *капиллярного давления* на стабильность породы достаточно подробно описано в нескольких работах [97]. Увеличение капиллярного давления в водонасыщенных аргиллитах было успешно использовано для предотвращения проникновения бурового раствора путём использования раствора на нефтяной основе и синтетических растворов, содержащих сложные эфиры и другие органические низко-полярные вещества.

Капиллярное давление может быть описано как:

$$P_K = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad (1.4)$$

где, σ – поверхностное натяжение, Θ – угол контакта между буровым раствором и природным поровым флюидом, r – радиус пор.

При бурении водонасыщенных аргиллитов раствором на углеводородной основе капиллярное давление, образующееся на границе контакта между «маслом» и поровой водой, достаточно велико из-за значительного межфазного натяжения и крайне малого радиуса пор. Это предотвращает проникновение неводного раствора в породу, поскольку гидравлическое давление P_h меньше предела капиллярного давления P_c . В этом случае адвекция не может произойти. Однако осмос и феномен ионной диффузии по-прежнему могут иметь место при определенных условиях. Капиллярное давление таким образом изменяет гидравлическое давление, и изначальное гидравлическое давление P_h^I может быть представлено в виде [91]:

$$P_h' = P_h - P_c \quad 0 < P_c < P_h \quad (1.5)$$

$$P_h' = 0 \quad P_c > P_h \quad (1.6)$$

Капиллярное давление для низкопроницаемых водонасыщенных аргиллитов может быть достаточно высоким (порядка 15 МПа для пор со средним диаметром 10 нм). Это является одним из ключевых факторов успешного использования буровых растворов на основе жидких углеводородов, в том числе синтетических.

Осмотически индуцированное гидравлическое давление, P_o , развивающееся через полупроницаемую мембрану, дано как [93]:

$$P_o = -\eta P_\pi = -\eta \left(\frac{RT}{V} \right) \ln \left(\frac{A_{sh}}{A_m} \right) \quad (1.7)$$

где, η – эффективность мембраны, P_π – теоретическое максимальное осмотическое давление для идеальной мембраны ($\eta=1$), R – газовая постоянная, T – абсолютная

температура, V – молярный объем жидкости, A_s и A_m – активность водного бурового раствора и порового флюида, соответственно.

Существует несколько путей подсчета эффективности мембраны, большинство из которых используют параметры, которые сложно измерить [94]:

$$\eta = 1 - \frac{(a - r_s)^2}{(a - r_w)^2} \quad (1.8)$$

$$\eta = 1 - v_s/v_w \quad (1.9)$$

где, a – радиус пор, r_s – радиус растворенного вещества, r_w – радиус молекулы воды, v_s и v_w – скорости растворенного вещества и воды соответственно.

Предполагая медленный осмотический процесс близкий к равновесию и однородный раствор, линейную зависимость между давлением и расходом можно представить в виде [95]:

$$J_V \Delta x = L_P P_h - L_P \eta P_\pi \quad (1.10)$$

$$J_S \Delta x = C_S (1 - \eta) J_V + \omega_P P_\pi \quad (1.11)$$

$$J_V = J_W V_W + J_S V_S \quad (1.12)$$

Основываясь на уравнении 1.10, можно сделать вывод, что поток флюида J_V в аргиллитах является суперпозицией потоков, обусловленных гидравлическим градиентом давления P_h (адвекцией) и осмотически индуцированного давления P_o , связанных посредством коэффициента гидравлической проницаемости L_P . Коэффициент L_P связан с проницаемостью аргиллитов k и вязкостью фильтрата μ

как $L_p = k/\mu$. Уравнение 1.11 описывает поток солевого раствора в аргиллитах. А уравнение 1.12 дает упрощенное представление о балансе масс воды и солевого раствора и парциальные мольные объемы этих компонентов. Следует обратить внимание, что для идеальной мембраны $\eta=1$, следовательно, только вода может течь через мембрану, $J_s=0$ и, следовательно, $\omega=0$.

Гидравлика или адвекция P_h неявно представлена в уравнении 1.10. В случае, если жидкость, поступающая в аргиллиты, аналогична поровому флюиду (что подразумевает одинаковую активность $P_\pi=0$, осмос отсутствует), то это уравнение можно представить в виде закона Дарси, который представляет объемный расход как:

$$J_V \Delta x = L_P P_h \quad (1.13)$$

Исследования осмотического и гидравлического эффекта [78, 79] могут быть суммированы как:

- Увеличение гидравлического потенциала может увеличить количество воды привносимой в аргиллиты, и уменьшить прочность породы (со временем).
- Увеличение плотности раствора может ухудшить ситуацию вместо решения проблемы.
- В растворах на углеводородной основе количество воды, привносимой в аргиллиты, может контролироваться активностью активной фазы раствора (эферы и т.д.) по отношению к аргиллитам.

Давление *набухания* (гидратации) и набухание аргиллитов напрямую связаны с типом и количеством глин в определенном объеме аргиллитов. В глинах наблюдается два типа набухания:

а) Внутрикристаллическое набухание - в результате гидратации обменных катионов (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+ , H^+) сухой глины.

б) Осмотическое набухание – в результате большой разницы концентрации ионов близко к поверхности глины и в поровой воде.

Следует отметить, что осмос, обсуждаемый ранее, был связан с разницей в концентрации ионов либо в активности воды между буровым раствором или поровой водой.

Напряжение из-за внутрикристаллического набухания может достигать больших значений (до 2,500 атм. для формирования первого слоя воды, 1000 атм. для второго, 250 атм. для третьего и четвертого). С другой стороны, напряжение набухания вследствие осмотического влагопереноса является относительно не большим и обычно не превышает 20 атм. [90].

Физико-химические реакции между глиной и водой достаточно сложны и подробно описаны в различной литературе. Простое объяснение может быть дано следующим образом. В первую очередь Ван дер Ваальсовы силы притяжения (вторичные силы валентности, возникающие при поляризации молекул и образовании диполей) между частицами глины. Эти силы существуют в глинах из-за несимметричного распределения электронов в силикатных кристаллах, которые действуют как большое количество диполей. Они могут притягивать другие диполи (молекулы воды), которые являются постоянными диполями из-за несимметричного конфигурации молекулы воды и положение атомов в молекуле [53, 93].

Кроме того, глинистые частицы несут отрицательный заряд (в основном вызванный изоморфным замещением - например, замена трехвалентного Al на двухвалентный Mg). Этот отрицательный заряд уравновешен обменными катионами, сгруппированными на поверхности глины для нейтрализации частиц. Когда сухие глинистые частицы помещают в воду, катионы, находящиеся вокруг поверхности частиц глины, образуют двойной слой с определенным электрическим

потенциалом, который зависит от характеристик дисперсионной среды. Из-за отрицательного заряда, соседние частицы глины отталкиваются друг от друга, когда они приближаются друг к другу достаточно близко для формирования двойного слоя в результате перекрытия. Если полная потенциальная энергия уменьшается, когда соседние частицы приближаются друг к другу, они флокулируют (переходят в агрегатное состояние), но если она увеличивается - рассеиваются или раздвигаются. Суммируя описание реакции между глиной и водой можно сказать, что сила притяжения в связке глина-вода состоит из двух основных компонентов: притяжение диполярной воды к электрически заряженным частицам глины и притяжение диполярной воды к катиону в двойном слое, катионы в свою очередь притягиваются к воде. На основании относительной величины силы между водой и глиной (большей рядом с коллоидной поверхностью и уменьшающейся по мере удаления) воду можно разделить на три типа: адсорбированная – сильно удерживаемая глиной, двойного слоя – вся вода притянута к глине в любом месте двойного слоя и свободная вода – не притянутая глиной [69].

Для иллюстрации рассмотрим два глинистых минерала: каолинит и монтмориллонит. Для обоих минералов сила, требуемая для удаления адсорбированной воды с поверхности минерала, является чрезвычайно высокой (до 10000 атм. для ближайших молекул). Адсорбированный и двойной слой воды на каолините толще, чем на монтмориллоните из-за высокой плотности заряда каолинита (примерно в два раза). Однако количество адсорбированной воды (выраженное как процент от веса минерала) значительно больше у монтмориллонита по причине большей удельной поверхности [100].

Опыты по исследованию набухания аргиллитов показывают, что изменение объема подчиняется диффузионному закону, а совокупный поток воды в аргиллиты Q , время t , сорбция (горизонтальное просачивание воды) S , изменение в состоянии равновесия в поровом объеме (отношение объема флюида к объему породы) Δe и коэффициент диффузии D связаны как [71]:

$$Q = St^{0.5} \quad (1.14)$$

$$S = \Delta e(2D)^{0.5} \quad (1.15)$$

Линейная зависимость сорбции от изменения состояния равновесия при набухании установлена экспериментально. Коэффициент диффузии для аргиллитов зависит от характера связанных катионов и широко используемые полимеры мало влияют на его значение [87]. Низкие значения коэффициента диффузии для аргиллитов могут также объяснить причину возникновения нестабильности аргиллитов через значительный промежуток времени (до нескольких недель).

Обмен естественно связанных катионов (Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+}) с K^+ может образовать глинистую фракцию с более низкой тенденцией к набуханию. Результаты экспериментов [87], однако, показывают, что большая часть катионов глины должны быть заменены для получения значительного эффекта, и действие хлористого калия (KCl) является в большей степени осмотическим в связи с тем, что во время экспериментов был отмечен лишь незначительный ионный обмен с глиной.

Явление *диффузии* касается изменения давления с течением времени в породе вблизи ствола скважины, когда буровой раствор при давлении в стволе скважины P_w в сочетании с осмотическим давлением P_m , и т.д. внезапно контактируют и сжимают поровый флюид в стенках ствола скважины (находившийся при давлении P_0 до бурения). Давление в породе, находящейся дальше от стенок скважины, постепенно меняется с течением времени, пока не установится стационарное распределения давления в окружающем массиве. Это можно сравнить с увеличением давления, когда внезапное движение колонны труб в стволе скважины вниз сжимает буровой раствор. Для описания диффузии используются различные

математические методы и методы численного моделирования [79, 81]. Основным смыслом этих исследований можно проиллюстрировать с помощью рисунка 1.4.

Если буровой раствор не может проникнуть в аргиллиты (например, идеальный буровой раствор, на нефтяной основе, разработанный для определенных аргиллитов), то поровое давление в призабойной зоне является равным начальному пластовому давлению P_0 (без учета влияния изменений напряжений) в момент, когда буровой раствор вступает в контакт с аргиллитами ($t = 0$), и остается одинаковым в дальнейшем $t > 0$. Однако, когда не идеальный буровой раствор контактирует с аргиллитами, он будет диффундировать в них. Давление в порах призабойной зоны будет возрастать со временем. Скорость увеличения порового давления в призабойной зоне зависит от проницаемости аргиллитов, упругих свойств и других граничных условий. В общих чертах, чем меньше проницаемость - большее время требуется для увеличения давления с тенденцией к выравниванию с P_w , и, тем самым, уменьшается давление, сдерживающее породу. В зависимости от проницаемости, это может занять от нескольких часов до нескольких дней, прежде чем давление в призабойной зоне приблизится к давлению в скважине, приводя породу в нестабильное состояние. Этим можно объяснить зависимость стабильности отложений трещиноватых аргиллитов от времени, часто наблюдаемую при бурении скважин.

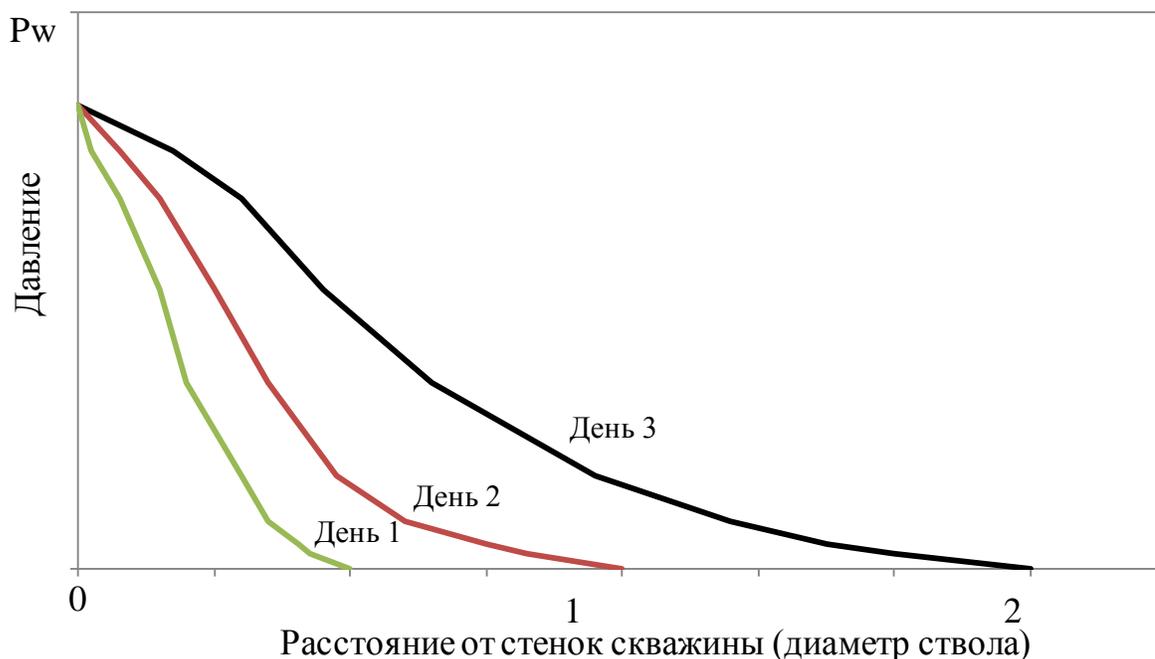


Рисунок 1.4. Проникновение фронта давления в породе в зависимости от времени

1.4.3 Влияние технологии бурения на стабильность отложений аргиллитов

Как было описано в параграфе 1.4.1 аргиллиты, залегающие на различных глубинах, находятся под воздействием напряжения горных пород и порового давления (при установившемся равновесии между напряжением в породе и ее прочностью). Напряжение нетронутого массива породы описывается эффективным напряжением, создаваемым толщей вышележащих пород σ_v , эффективными максимальным σ_H и минимальным σ_h напряжениями.

В результате бурения скважины порода замещается буровым раствором, и происходит изменение напряжений в призабойной зоне скважины, которые могут быть описаны с помощью радиального, тангенциального и осевого напряжений. Механическая стабильность ствола скважины напрямую зависит от управления этими напряжениями с целью предотвращения деформации горных пород.

Горные породы подвергаются двум основным видам деформации – сжатие и растяжение. Деформации же, в свою очередь, подразделяются на разрушающие и неразрушающие: “разрушающие деформации приводят к разделению породы на

отдельные части; неразрушающие — изменяют размеры, форму и объем породы без нарушения ее сплошности. Неразрушающие деформации бывают упругие и пластические. При упругих связях наблюдается прямая пропорциональность между напряжениями и соответствующими деформациями. С ростом величины упругой деформации в образце накапливается потенциальная энергия, которая после снятия нагрузки возвращает образец в исходное состояние. Характерной чертой пластических деформаций является их необратимость после снятия нагрузки — форма и размеры образца полностью не восстанавливаются. При достижении определенной величины нагрузки возможно возрастание деформации даже при постоянной или уменьшающейся нагрузке. Пластические деформации происходят длительное время” [28].

Как сказано выше породы подвергаются двум основным нагрузкам — это сжатие и растяжение. При этом предел прочности на сжатие редко превышает 10% от прочности на растяжение. Обычно нагрузки действуют на сжатие и создают напряжение сдвига в породе. Чем ближе величины нагрузок в породе, тем стабильнее она. В практике принято рассматривать два основных напряжения из трех — максимальное и минимальное. Наибольшее напряжение сдвига в объеме породы возникает между этими двумя напряжениями, так например, на рисунке 1.5 представлена двухмерная проекция взаимодействия радиального (минимального) и тангенциального (максимального) напряжений. В этом случае тангенциальное напряжение, являющееся максимальным, ведёт к разрушению сдвига.

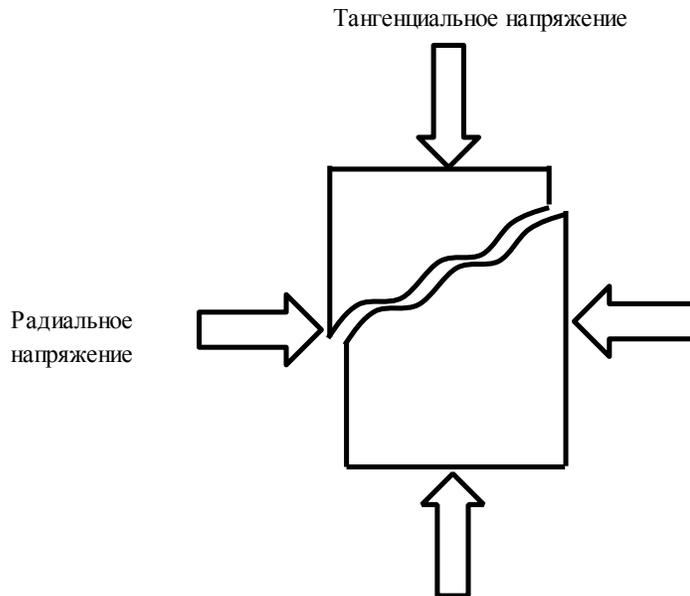


Рисунок 1.5. Взаимодействие радиального и тангенциального напряжений.

Согласно справочнику по стабильности ствола скважины [55] напряжение сдвига, которое разрушает породу должно превысить силы сцепления в породе (отвечающие за сцепление зерен породы между собой), а так же сопротивление трения между зернами. Сопротивление трения между зернами является произведением коэффициента трения (ψ) и эффективного напряжения сжатия (σ).

Предел прочности на сдвиг (τ) определяется как напряжение сдвига, разрушающее породу. Коэффициент трения (или коэффициент пропорциональности между приращениями нормальных и касательных напряжений при разрушении породы) так же может быть выражен через угол внутреннего трения α .

$$\psi = \operatorname{tg} \alpha \quad (1.16)$$

Сила сцепления в породе и угол внутреннего трения могут быть получены в лабораторных условиях при проведении испытания керна на сжатие. Так же их значения можно получить с помощью каротажных данных.

Для описания прочности горных пород наиболее широко используют теорию прочности Мора (рис. 1.6), с помощью которой можно получить наглядное

представление о напряжениях в различных сечениях, проходящих через данную точку. В системе координат (σ — τ) эта зависимость выражается кривой, огибающей семейство кругов напряжений, построенных для различных случаев предельного напряженного состояния испытываемого образца и называемой предельной огибающей напряжения сдвига. Кривая характеризует предельно напряженное состояние твердого тела в момент его разрушения и для отложений аргиллитов не исходит из начала координат. Огибающую кругов Мора часто называют паспортом прочности горных пород. Согласно теории Мора разрушение наступит тогда, когда либо касательные напряжения превысят величину, ограниченную предельной огибающей, либо нормальные растягивающие напряжения превысят определенный предел при $\tau = 0$ [69]. Предельная огибающая может быть прямолинейной или, в более общем случае, криволинейной - это зависит от свойств среды, т.е. породы.

Для построения круговых напряжений используют два предельных значения, расположенных на горизонтальной оси: напряжение сжатия, разрушающее породу σ_f являющееся наибольшим значением, и давление, используемое в тесте σ_c являющееся наименьшим.

Для построения кривой предельного напряжения используют уравнение типа [72]:

$$\tau = S_0 + \sigma \tan \psi \quad (1.17)$$

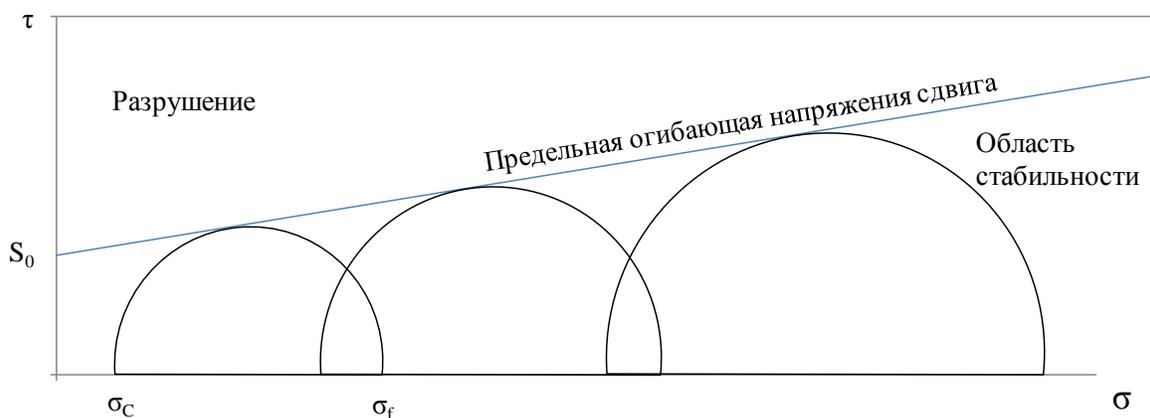


Рисунок 1.6. Пример кругов Мора

Механическая стабильность скважины достигается управлением параметрами, которые влияют на тангенциальное, радиальное и осевое напряжения, и основными из них являются:

- плотность бурового раствора и эквивалентная циркуляционная плотность;
- фильтрационная корка;
- траектория скважины. Азимут и зенитный угол.

Так же на механическую стабильность влияет взаимодействие между аргиллитами и буровым раствором. Химическая нестабильность является причиной механического разрушения породы на сдвиг и растяжение.

Плотность бурового раствора и эквивалентная циркуляционная плотность в стволе скважины напрямую влияют на радиальное и тангенциальное напряжения. При увеличении плотности происходит уменьшение тангенциального и увеличение радиального напряжения (рис. 1.7). И, аналогично, уменьшение плотности раствора увеличивает тангенциальное напряжение и уменьшает радиальное (рис. 1.8) [55]. Окончательный результат воздействия на стабильность открытого ствола будет зависеть от величины изменения плотности.

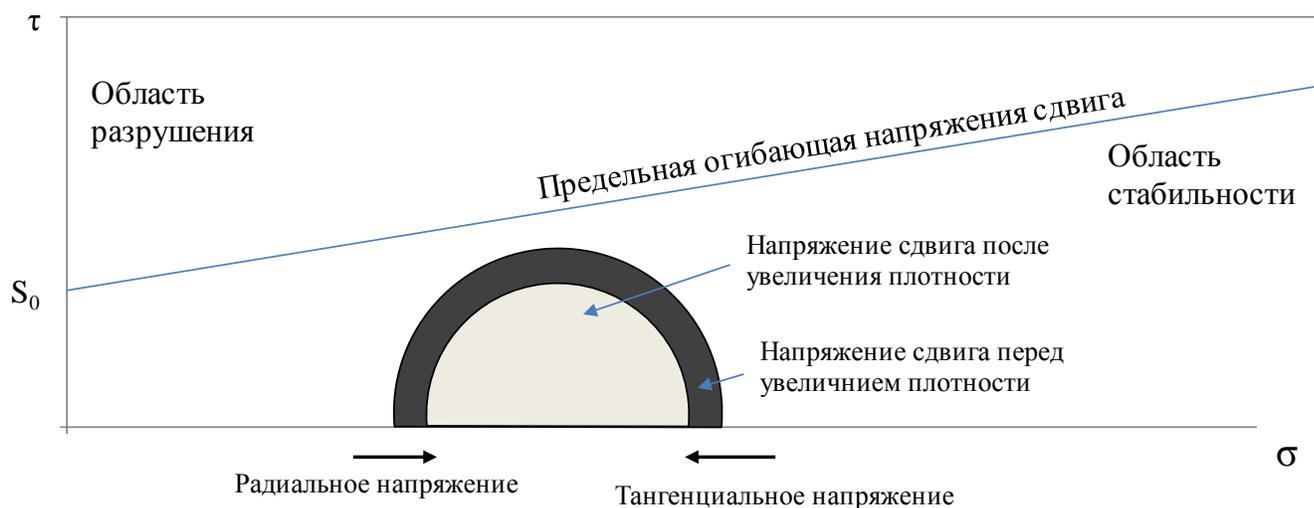


Рисунок 1.7. Увеличение плотности раствора.

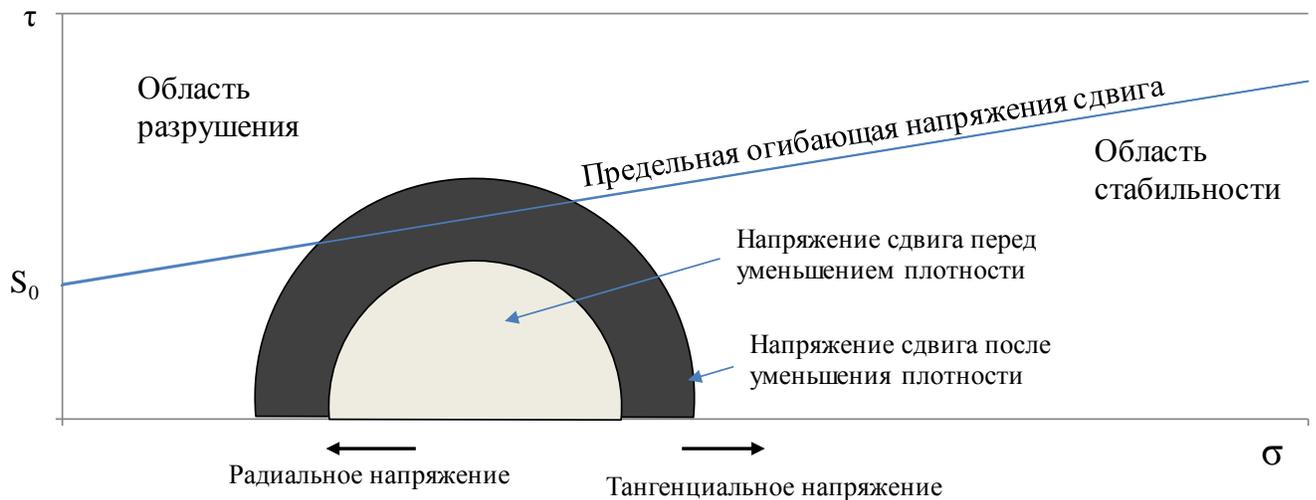


Рисунок 1.8. Уменьшение плотности раствора.

Значительное увеличение плотности раствора так же может привести к превышению напряжения сдвига (рис. 1.9). В этом случае происходит механическое разрушение породы (гидроразрыв), что особенно актуально в отложениях трещиноватых аргиллитов по причине их низкой прочности.

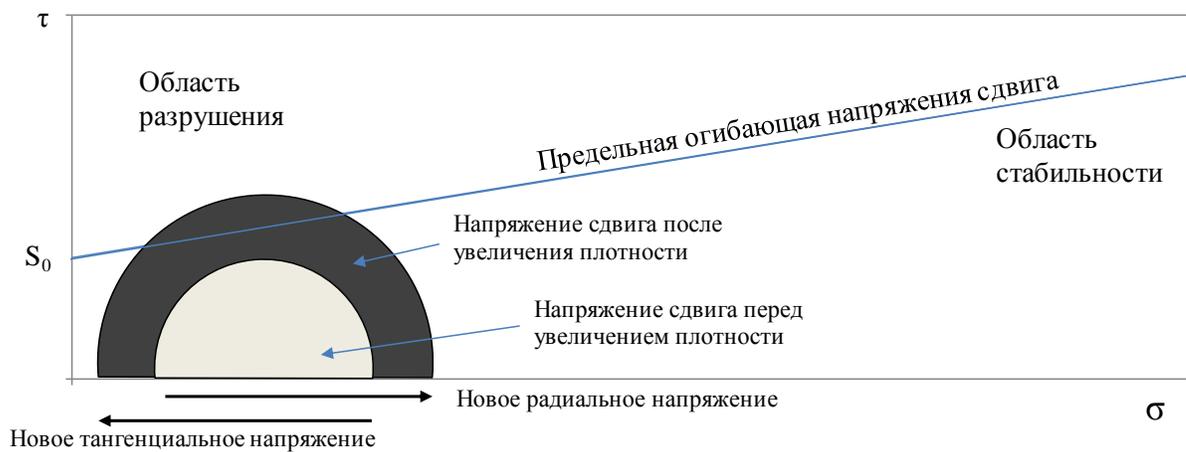


Рисунок 1.9. Значительное увеличение плотности раствора

Фильтрационная корка играет очень важную роль в процессе стабилизации отложений трещиноватых аргиллитов. Идеальная фильтрационная корка позволяет изолировать раствор в скважине от порового флюида в призабойной зоне. В случае если фильтрационная корка не выполняет свои функции, то поровое давление в

призобойной зоне скважины будет увеличиваться, пока не достигнет гидростатического давления. В этом случае эффективное радиальное напряжение будет равняться нулю. Одновременно уменьшение тангенциального напряжения приводит к смещению состояния напряжения влево на графике Мора и уменьшает стабильность ствола скважины (рис. 1.10).

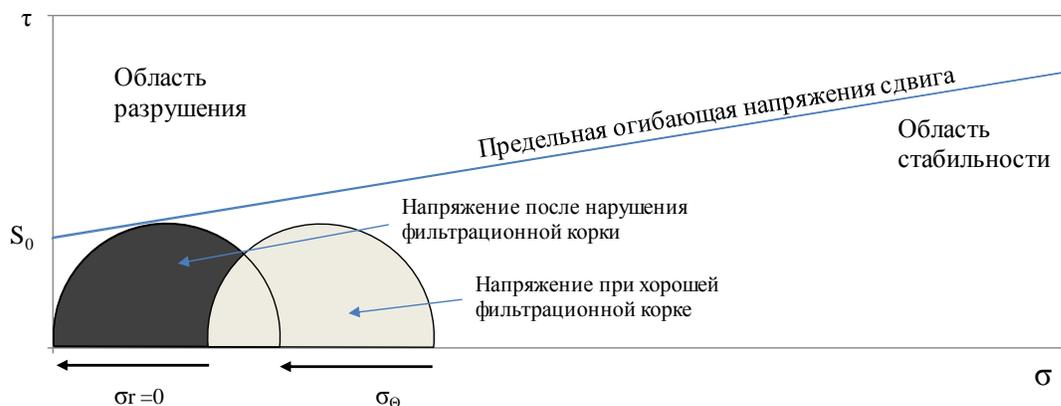


Рисунок 1.10. Пример некачественной фильтрационной корки

Траектория скважины, описываемая зенитным и азимутальным углами, имеет огромное влияние на стабильность открытого ствола. Вокруг вертикальной скважины в трансверсально изотропной среде возникает такое же распределение напряжений, как и в изотропной среде. Однако при наклоне скважины появляются существенные отличия [25]. Бурение горизонтальных скважин вызывает изменение распределения тангенциального и осевого напряжений вокруг ствола скважины. Перед набором зенитного угла тангенциальное напряжение распределяется равномерно. При бурении горизонтальной скважины радиальное напряжение σ_r во всех точках по контуру скважины одинаково и равно давлению жидкости в скважине. Тангенциальное же напряжение будет меняться от точки к точке. На рисунке 1.11 показано распределение тангенциальных напряжений σ_θ вокруг горизонтальной скважины. При расчетах допускается, что модуль упругости породы в вертикальном направлении в 1.5 раза меньше модуля упругости в горизонтальном

направлении. В качестве единицы на рисунке 1.11 принята разность между величиной горного давления на данной глубине и значением давления жидкости в скважине. Изображенная окружность представляет собой кольцевые напряжения s_Q , которые бы действовали в окрестности горизонтальной скважины, если бы пласт был изотропным. Из рисунка видно, что максимальные тангенциальные напряжения s_Q действуют в точках М и N. Поэтому максимальные тангенциальные напряжения, действующие в окрестности скважины и равные $(s_Q - s_r)/2$, также будут наибольшими в этих точках [61]. В результате неравномерного распределения тангенциального и осевого напряжений по окружности скважины порода становится менее стабильной [25].

Изменение в распределении напряжений на стенках скважины так же может быть описано с помощью диаграммы Мора, в данном случае радиальное напряжение остаётся неизменным, однако увеличение тангенциального напряжения увеличивает напряженное состояние (рис. 1.12).

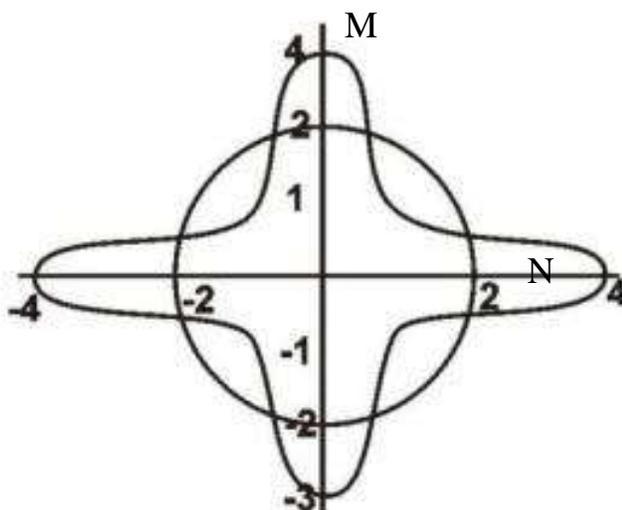


Рисунок 1.11. Распределение напряжений в горизонтальной скважине [61].

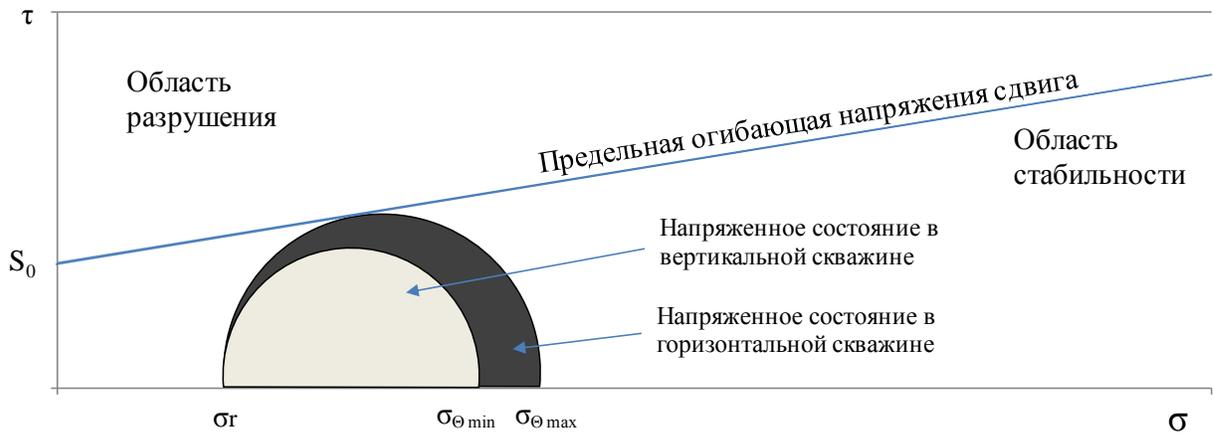


Рисунок 1.12. Напряженное состояние для вертикальной и горизонтальной скважин.

В общем случае влияние механической стабильности на отложения аргиллитов может быть представлено в виде рисунка 1.13.

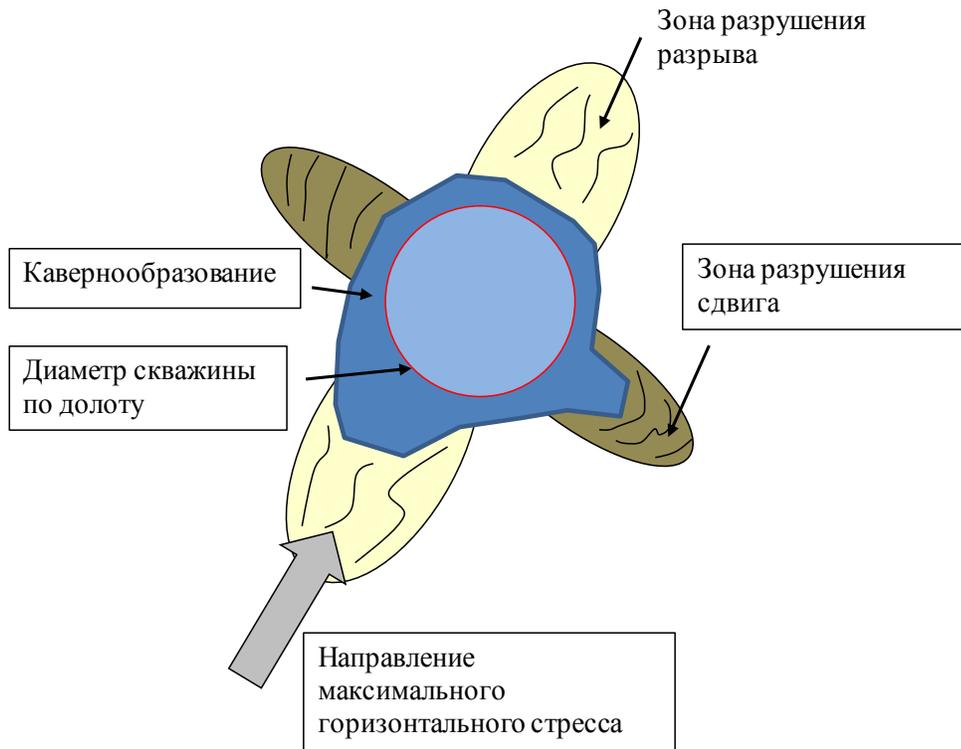


Рис. 1.13. Результат механического воздействия на ствол скважины [69].

1.5 Цель и задачи исследования

Основываясь на вышесказанном, целью работы является создание эффективных технологических методов для сохранения стабильности отложений сильно трещиноватых аргиллитов.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе решались следующие задачи:

1. Анализ особенностей механизмов дестабилизации отложений сильно трещиноватых аргиллитов в процессе бурения.

2. Исследование особенностей строения 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.

Глава 2. Исследование отложений сильно трещиноватых аргиллитов

2.1 Методики и методы исследования

Как описано в главе 1, вероятным доминирующим фактором в нарушении стабильности отложений трещиноватых аргиллитов (помимо набухания аргиллитов, которое зависит от минералогического состава породы) является проникновение бурового раствора в аргиллиты. Из-за переменного давления столба жидкости в скважине, связанного с увеличением давления циркуляции и появлением - исчезновением эквивалентной циркуляционной плотности, буровой раствор может проникать в призабойную зону либо выходить из нее («дыхание скважины»). Что, в свою очередь, приводит к продвижению фронта давления вглубь призабойной зоны пласта и ведёт к осыпям, обвалам и кавернообразованию.

Для понимания процессов, протекающих в отложениях сильно трещиноватых аргиллитов при бурении скважин, необходимо понимание текстуры самой породы и взаимодействие её с буровыми растворами. Для этого было предложено провести ряд исследований образцов породы в лабораторных условиях. Образцы керн были отобраны из отложений аргиллитов, относящихся к среднемеловому этапу и залегающих на глубине 2200 м.

Образцы керн представлены сильно слоистой текстурой. На некоторых фрагментах заметно переслаивание. Образец легко подвергается расщеплению вдоль плоскостей напластования. Самый большой обломок керн имеет трещины, проходящие перпендикулярно плоскостям напластования. Эти трещины, по-видимому, соответствуют естественным трещинам в породе (рис.2.1).

Для исследования текстуры керн и минералогического состава породы был использован рентгеноструктурный анализ с использованием *рентгеновского дифрактометра* типа X'Pert MPD PRO (производство Голландия). В основе данного метода лежит явление дифракции рентгеновских лучей на трехмерной кристаллической решетке.



Рисунок 2.1. Образцы керна

Другим исследованием, выполненным на образцах керна, было измерение *катионообменной способности* (КОС) минералов слагающих отложения аргиллитов. КОС является показателем количества положительно заряженных ионов (катионов), которые глины, аргиллиты или другой аналогичный материал, могут разместить на отрицательно заряженной поверхности. Единицей измерения является милли-ионный эквивалент на 100 г (мг-экв). Катионообменная способность часто выражается в пересчете на единицу объема пор. Для проверки катионообменной способности аргиллитов используют их способность сорбировать метиленовую синь методом кондуктометрического титрования. Кондуктометрическое титрование (его иногда называют также просто кондуктометрией) – это методика оценки катионообменной емкости образца, основанная на изменении электрической проводимости образца при химических реакциях, при которых концентрация ионов различной подвижности меняется. Методика включает в себя дробление образцов керна и смешивание его в растворе (например, ацетата бария), при этом все катионообменные позиции замещаются ионами бария (Ba^{++}). Затем раствор титруется с другим раствором, таким как $MgSO_4$, и наблюдается изменение проводимости, когда ионы магния (Mg^{++}) заменяют ионы бария (Ba^{++}) [9, 27].

Как было установлено рядом исследователей [100], наибольшая катионообменная способность выявлена у минералов группы монтмориллонита - до 100 - 150 мг-экв на 100 г вещества, наименьшая - у кварца, каолинита - около 10 мг-экв на 100 г.

В общем, катионообменная способность является максимальным количеством катионов любого класса, которые могут содержаться в породе при определенном факторе рН, доступным для обмена с флюидом породы. Твердая фаза заряжена преимущественно отрицательно, что является причиной того, что катионообменная способность (а не анионообменная) наиболее выражена.

Одним из тестов, дающих наиболее полную информацию о стабильности отложений, является *тест на образование трещин* в образце породы после взаимодействия с флюидом, который был предложен для качественной оценки стабильности трещиноватых аргиллитов. Этот тест используется для оценки стабильности низкорекреационных, твердых и расщепляющихся пород, имеющих тенденцию к трещинообразованию при контакте с жидкостью. Методика теста достаточно проста, однако это не уменьшает её эффективность – образец породы размером 10 на 3 см помещается в прозрачный сосуд, наполненный исследуемой жидкостью комнатной температуры. Образца керна описывается по результатам визуального осмотра, который повторяется через определённый промежуток времени. При этом на образец не действуют никакие дополнительные нагрузки (давление, температура, течение жидкости и т.д.), что позволяет оценить реальное влияние исследуемой жидкости на породу.

Для проведения теста на образование трещин было взято 4 образца керна отобранного из отложений трещиноватых аргиллитов. Образцы керна подвергались воздействию различных флюидов в течение 6 дней (144 часов). Выбор временного интервала был связан со средним временем бурения секции скважины в отложениях трещиноватых аргиллитов. Визуальный осмотр и фотографирование образцов проводилось через 48 часов и в конце теста.

При бурении в литифицированных породах для ингибирования (гидратации), предотвращения расслоения выбуренной породы и сохранения устойчивости стенок скважины стандартной практикой является использование хлорнатриевого или калиевого растворов (NaCl и KCl), в основу которых положены хлориды натрия и калия, соответственно. Процентное содержание хлоридов варьируется в пределах 3-7% для KCl, и от 5 до 20% для NaCl. Соли натрия обеспечивают умеренно-сильное ингибирование, соли калия обеспечивают сильное ингибирование. Одновременно используются различные полимеры с высокой молекулярной массой, предназначенные для ингибирования глин. Эти два раствора были взяты за основу при проведении теста на образование трещин. Так же использовался раствора хлористого калия с добавками ингибитора (KLA-STOP), и вода как контрольный образец:

1. Вода
2. 20% NaCl
3. 7% KCl
4. 7% KCl с 3% KLA-STOP

Для более глубокого понимания минералогии и текстуры керна был проведён *шлифовой анализ* керна. Информация, полученная в результате данного анализа, является основополагающей для оценки потенциального эффекта воздействия буровых растворов на стабильность породы.

В рамках исследования для оценки прочностных свойств трещиноватых аргиллитов были проведены исследования на определение предела прочности породы при объемном сжатии. В данный момент в нефтяной промышленности двумя основными методами определения прочности пород являются лабораторные исследования согласно ГОСТ 21153.8-88 либо проведение исследований в открытом стволе скважины с помощью приборов акустического каротажа. Согласно

опубликованным данным [1, 67, 91] каротажные результаты с достаточной точностью совпадают с лабораторными исследованиями для разных типов пород (в том числе литифицированных) и являются первоисточником при дальнейшем проектировании скважин. Проведение лабораторных испытаний ограничено количеством отобранных образцов керна, проведение же каротажных исследований даёт бóльшую базу данных и более четкое представление о распределении предела прочности вдоль ствола скважины.

2.2 Рентгенодифракционный анализ образцов керна

Образцы керна были проанализированы в лабораторных условиях с использованием *рентгеновского дифрактометра* (рентгеноструктурный анализ). Для проведения рентгеноструктурного анализа было взято три образца. Минералогический анализ показал, что керн в основном состоит из глины и кварца (таблица 2.1). 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 породы и нестабильности отложений аргиллитов.

Согласно исследованиям [74], основываясь на минералогическом составе, данный тип аргиллитов относится к 5 типу, который характеризуется практически полным отсутствием дисперсии и набухания. Иллит составляет не более 20% от общего веса породы. Согласно тому же исследованию, пласты, относящиеся к данному типу, подвержены осыпанию. При этом достаточно крупные куски породы (от 3 до 10 см) могут обваливаться со стенок скважины, в результате превышения давления в породе над напряжением пласта, и выноситься буровым раствором на дневную поверхность.

Таблица 2.1. 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

2.3 Катионообменная способность аргиллитов

Выполнены измерения *катионообменной способности* для описания породы. По результатам исследований керна определено, что катионообменная способность полученных образцов крайне низкая и аргиллиты имеют низкую реактивность (табл.2.1). Это может быть связано с высоким содержанием каолинита в образце, что обуславливает меньшую емкость катионного обмена, способность к набуханию и удерживанию воды.

2.4 Тест на образование трещин

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. Уже после 48 часов взаимодействия наблюдается раскрытие трещин, а через 144 часа образец оказывается практически расколотым на две части (рис. 2.2). При взаимодействии образца керна (образец №2) с 20% раствором хлористого натрия (NaCl) наблюдается увеличение и раскрытие существующих трещин вдоль плоскостей напластования с одновременным разрушением породы в местах сколов. Через 144 часа образуются трещины, пересекающие весь образец (рис. 2.3). Взаимодействие 7% раствора

хлористого калия (КСl) с образцом №3 даёт результат схожий с взаимодействием раствора хлористого натрия - наблюдается расширение существующих трещин, образец в местах сколов становится менее стабильным. Трещины не распространяются на всю длину образца (рис. 2.4). При обработке раствора хлористого калия ингибитором с содержанием 3% активного компонента (образец №4) наблюдается лишь незначительное увеличение существующих трещин вдоль плоскостей напластования. Одновременно появляются множественные микротрещины, которые, однако, не распространяются на всю длину образца (рис. 2.5).

Основные выводы, полученные в результате вышеописанных исследований, могут быть описаны как:

- подтверждено негативное влияние воды на стабильность трещиноватых аргиллитов;
- растворы хлористого натрия и хлористого калия не обеспечивают стабильность трещиноватых аргиллитов;
- стабильность трещиноватых аргиллитов может быть повышена комбинированием хлористого калия и ингибитора KLA.

Как было сказано выше, при проведении теста на образование трещин образец керна находится в состоянии, когда на него не действуют иные нагрузки, кроме проникающего флюида. При бурении скважины помимо проникновения флюида бурового раствора на породу, слагающую стенки скважины, будут действовать так же механические нагрузки, связанные с воздействием элементов низа бурильной колонны, а так же из-за автоколебаний самой колонны бурильных труб. Помимо этого будут возникать дополнительные нагрузки от перепадах давления из-за спускоподъемных операций и появления (исчезновения) эквивалентной циркуляционной плотности в процессе бурения, увеличения гидростатического

давления при углублении скважины и т.д. Всё это будет уменьшать стабильность отложений трещиноватых аргиллитов.

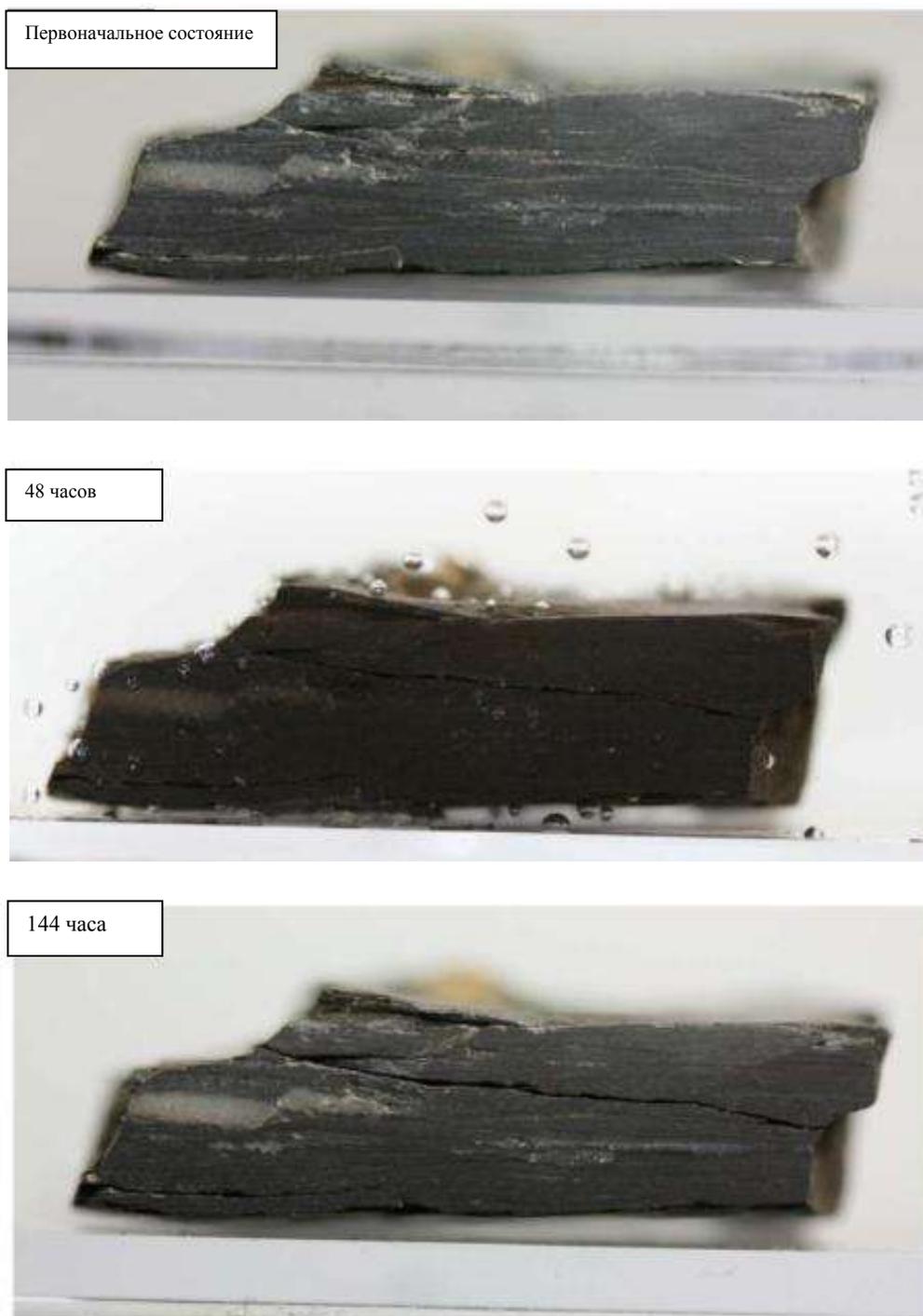


Рисунок 2.2. Образец №1 при взаимодействии с водой в начале теста, через 48 часов, через 6 дней.



Рисунок 2.3. Образец №2 при взаимодействии с 20% раствором хлорида натрия в начале теста, через 48 часов, через 6 дней.

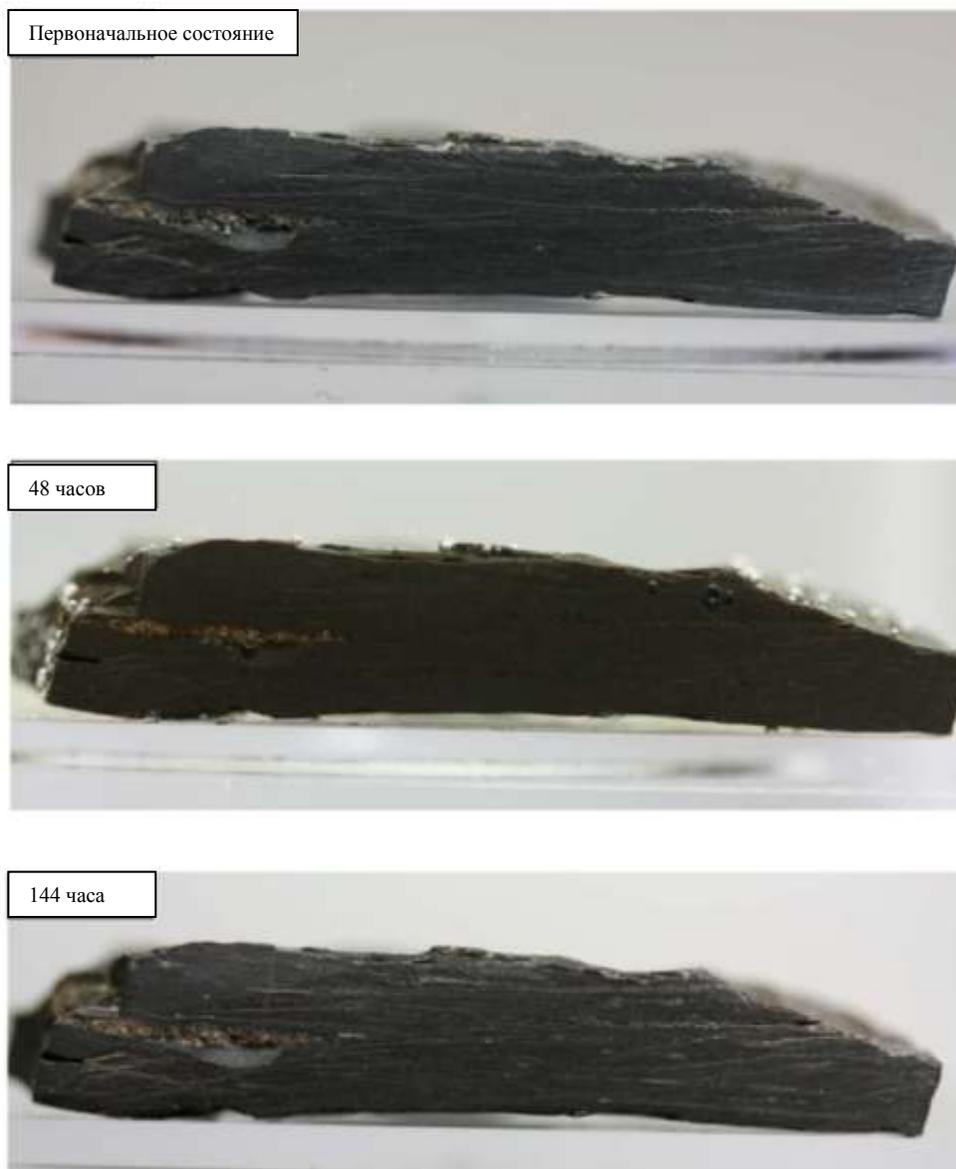


Рисунок 2.4. Образец №3 при взаимодействии с 7% раствором хлорида калия в начале теста, через 48 часов, через 6 дней.

Первоначальное состояние



48 часов



144 часа



Рисунок 2.5. Образец №4 при взаимодействии с 7% раствором хлорида калия с 3% содержанием ингибитора в начале теста, через 48 часов, через 6 дней.

2.5 Шлифовый анализ

Для получения более достоверного результата шлифовый анализ был выполнен под микроскопом с верхней и нижней части керна.

По результатам анализа первого образца шлиф характеризуется как чистый аргиллит с умеренно слоистой текстурой. Чёрные вкрапления являются пиритом либо нерастворимым органическим веществом. Белые вкрапления являются зёрнами минералов кальцита либо кварца. Некоторые природные ископаемые округлой или вытянутой формы так же присутствуют на срезе. Трещины (голубые линии) распространяются вдоль плоскости напластования. На срезе чётко видно несколько трещин, с различным поперечным сечением, пересекающих шлиф (рисунки 2.6 и 2.7). При увеличении разрешения микроскопа количество естественных трещин в шлиф становится более заметным.

Большинство трещин имеют ширину 5-30 мкм с преобладанием 10-20 мкм. Местами встречаются трещины до 50 мкм.



Рисунок 2.6. Шлиф аргиллита №1. Масштаб 500 мкм.

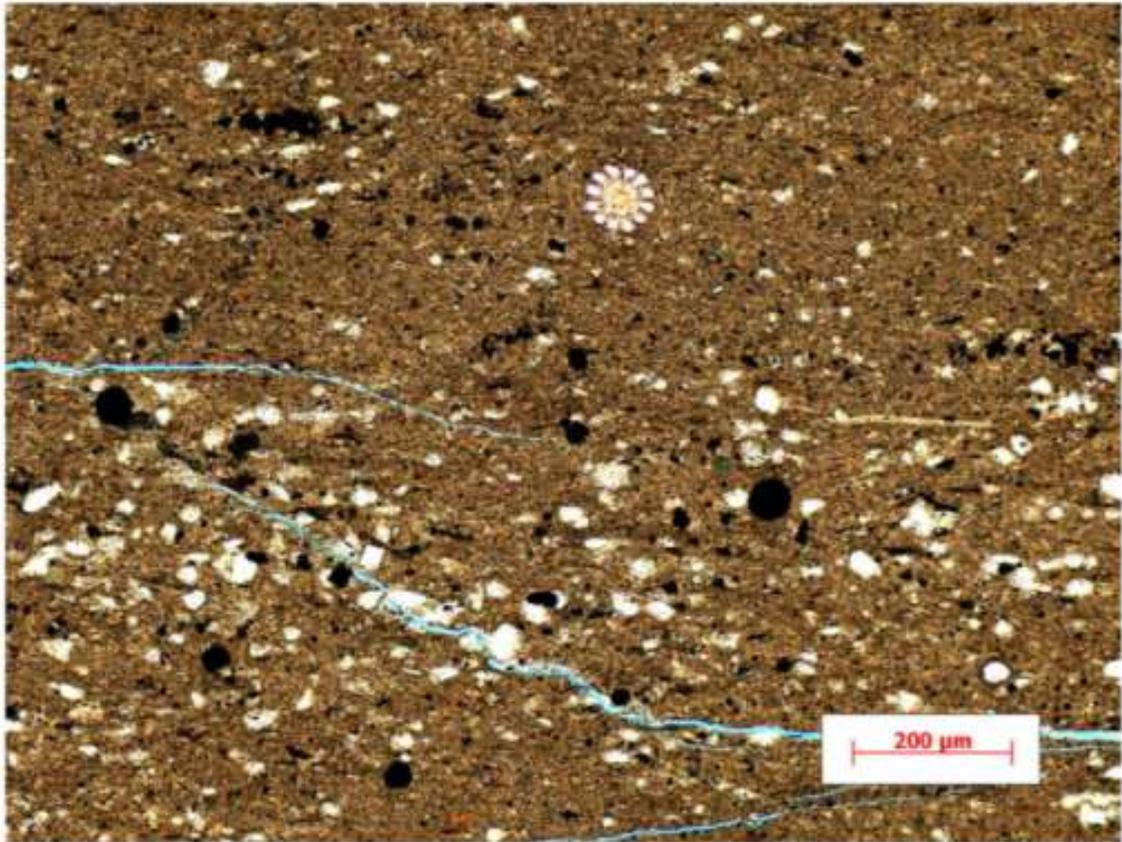


Рисунок 2.7. Шлиф аргиллита №1. Масштаб 200 мкм.

Второй образец, изученный под микроскопом, описан аналогично первому образцу как чистый аргиллит с умеренно-слоистой текстурой. На образце №2 трещиноватая порода аргиллитов еще более выражена и хотя трещины (голубые линии) располагаются в основном вдоль плоскостей напластования – одновременно значительную площадь шлифа пересекают трещины поперечные плоскостям напластования (рис. 2.8 и 2.9). Большинство трещин имеют ширину 5-30 мкм с преобладанием 10-20 мкм. Местами встречаются трещины до 50 мкм.

При наличии перпендикулярных трещин в аргиллитах несомненно, что некоторые из них пересекаются со стволом скважины. Наличие этих трещин, достаточных для постепенного проникновения бурового раствора из ствола скважины в пласт, при наличии дифференциального давления будет создавать избыточное давление в породе, вести к созданию напряжения и увеличивать

влажностное содержание аргиллитов. Одновременно это будет вести к увеличению капиллярного давления при контакте бурового раствора с естественным поровым флюидом, содержащимся в порах. При этом, как описано в главе 1, фронт давления будет продвигаться тем глубже, чем дальше происходит процесс бурения и, соответственно, расширять трещины и образовывать всё новые и новые разломы. Распределение напряжения в породе будет меняться при продвижении флюида и фронта давления вглубь породы, при возникновении «гидроударов» в результате спускоподъемных операций и снятия влияния эквивалентной циркуляционной плотности при остановке процесса бурения.

Это подтверждает теории, описанные в главе 1 связанные с проникновением раствора в трещиноватые аргиллиты. Проникновение происходит между плоскостями напластования и играет доминирующую роль в дестабилизации отложений трещиноватых аргиллитов, из-за того, что большой объем породы подвергается воздействию и подвержен обвалу.



Рисунок 2.8. Шлиф аргиллита №2. Масштаб 500 мкм.



Рисунок 2.9. Шлиф аргиллита №2. Масштаб 200 мкм.

2.6 Определение предела прочности отложений аргиллитов

Одним из параметров, получаемых с помощью акустического каротажа и дающих чёткое представление о максимальных возможных нагрузках на породу, является предел *прочности на одноосное сжатие*, который представляет собой максимальное значение осевого сжимающего напряжения, которое может выдержать порода [1]. Предел прочности на одноосное сжатие выражается в паскалях (Па).

На рисунке 2.10 представлен пример акустического каротажа, совмещенного со схематической литологической колонкой и каверномером, записанными на глубине 2100-2450 м по вертикали. Исследуемый разрез представлен карбонатными породами (доломитами) и аргиллитами: аргиллиты изображены в литологической колонке горизонтальными линиями линией; отложения доломитов изображены

блоками. В правой части графика представлена кавернограмма, записанная стволе скважины номинальным диаметром 215.9 мм.

Предел прочности на одноосное сжатие (ПОС) представлен синей каротажной кривой со шкалой от 0 до 200 МПа. Как видно из кривой ПОС, среднее значение для карбонатных пород варьируется в интервале 40 – 100 МПа с незначительными вариациями в сторону уменьшения либо увеличения. Когда же акустический каротаж записывается в отложениях аргиллитов можно увидеть резкое уменьшение значений ПОС, при среднем 9-11 МПа. При этом чётко видна граница перехода одних отложений в другие. В интервалах смешанных пород (доломиты с прослоями аргиллитов, аргиллиты с прослоями доломитов) так же преобладают пониженные значения (15-20 МПа), что говорит о преобладающем воздействии отложений аргиллитов на предел прочности породы.

Анализ данных предела прочности при сжатии позволил выявить зависимость между значением предела на одноосное сжатие и фактическим диаметром ствола скважины (кавернометрией). Каротаж был записан в открытом стволе в интервалах сложенных доломитами и аргиллитами. В случае хорошо сцементированных и устойчивых пород (доломитов) диаметр ствола скважины практически не изменяется и варьируется в пределах 2%, максимальное значение 221 мм. При этом прослеживается тенденция к понижению значений каверномера и получению ствола скважины равного номинальному при увеличении значений ПОС. Так, при значениях больше 50 МПа ствол фактически остаётся номинальным - 215.9 мм (рис. 2.10).

В случае вскрытия трещиноватых аргиллитов каверномер показывает значительное увеличение диаметра открытого ствола, которое может достигать до двух раз от номинального (максимальное значение 472 мм). Фактически же диаметр каверн может быть больше в связи с тем, что максимальные значения ограничены диапазоном измерений каверномера.

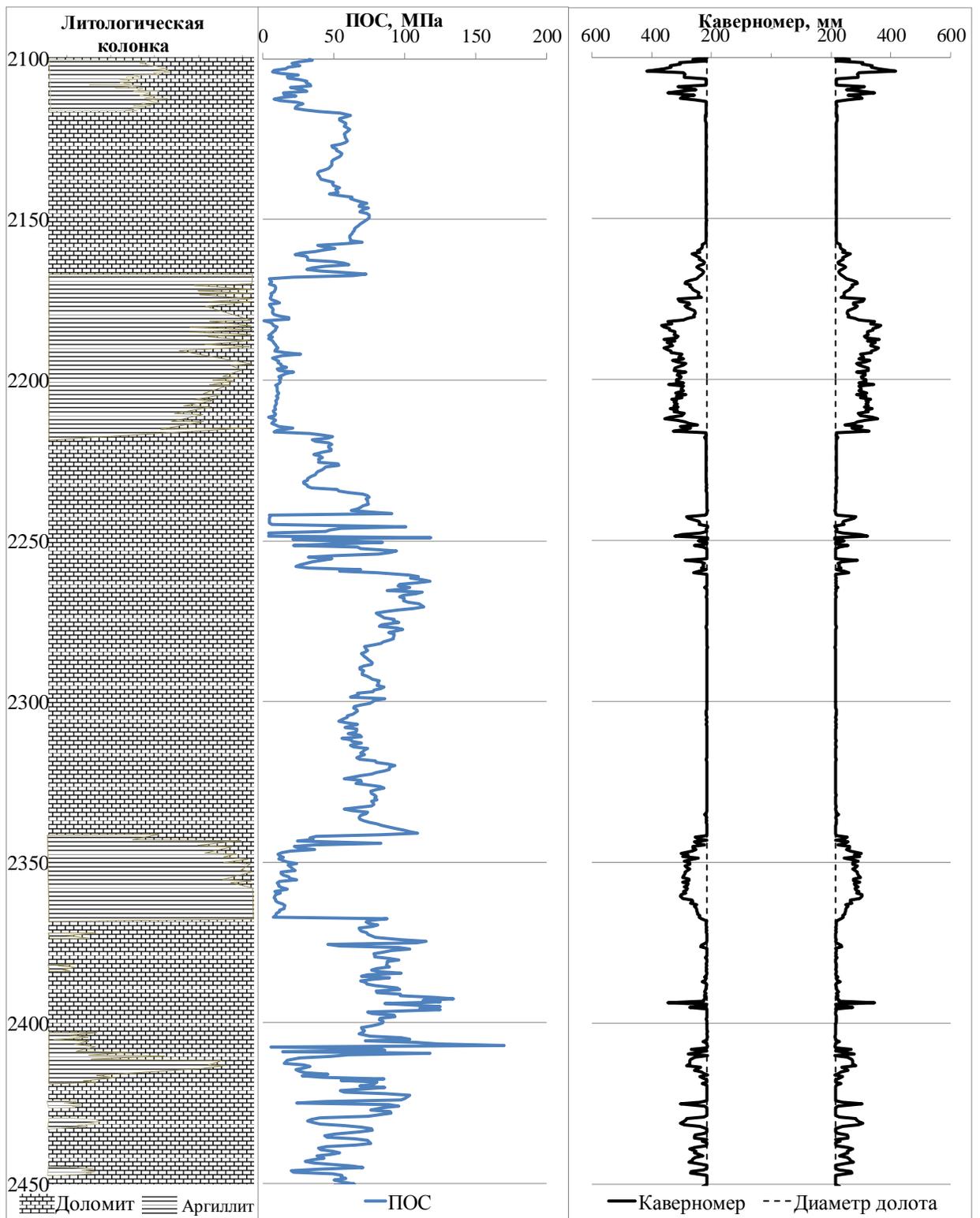


Рисунок 2.10. Распределение ПОС в исследуемом интервале.

На рисунке 2.11 чётко видна граница, при которой открытый ствол теряет стабильность и начинается кавернообразование - граничное значение определено как 16.5 МПа, что соответствует максимальному значению ПОС записанного в интервале смешанных пород. При этом прослеживается тенденция к увеличению диаметра ствола с уменьшением значений предела прочности и перехода смешанных пород к чистым аргиллитам.

Для получения зависимости данных каверномера записанных в отложениях аргиллитов от значения предела прочности на сжатие, данные, полученные в отложениях доломитов, были исключены из анализа (со значением ПОС больше 16.5 МПа на рисунке 2.11). Полученный график представлен на рисунке 2.12. Данный график является суммирующим для 8 скважин (повторяющиеся значения были убраны).

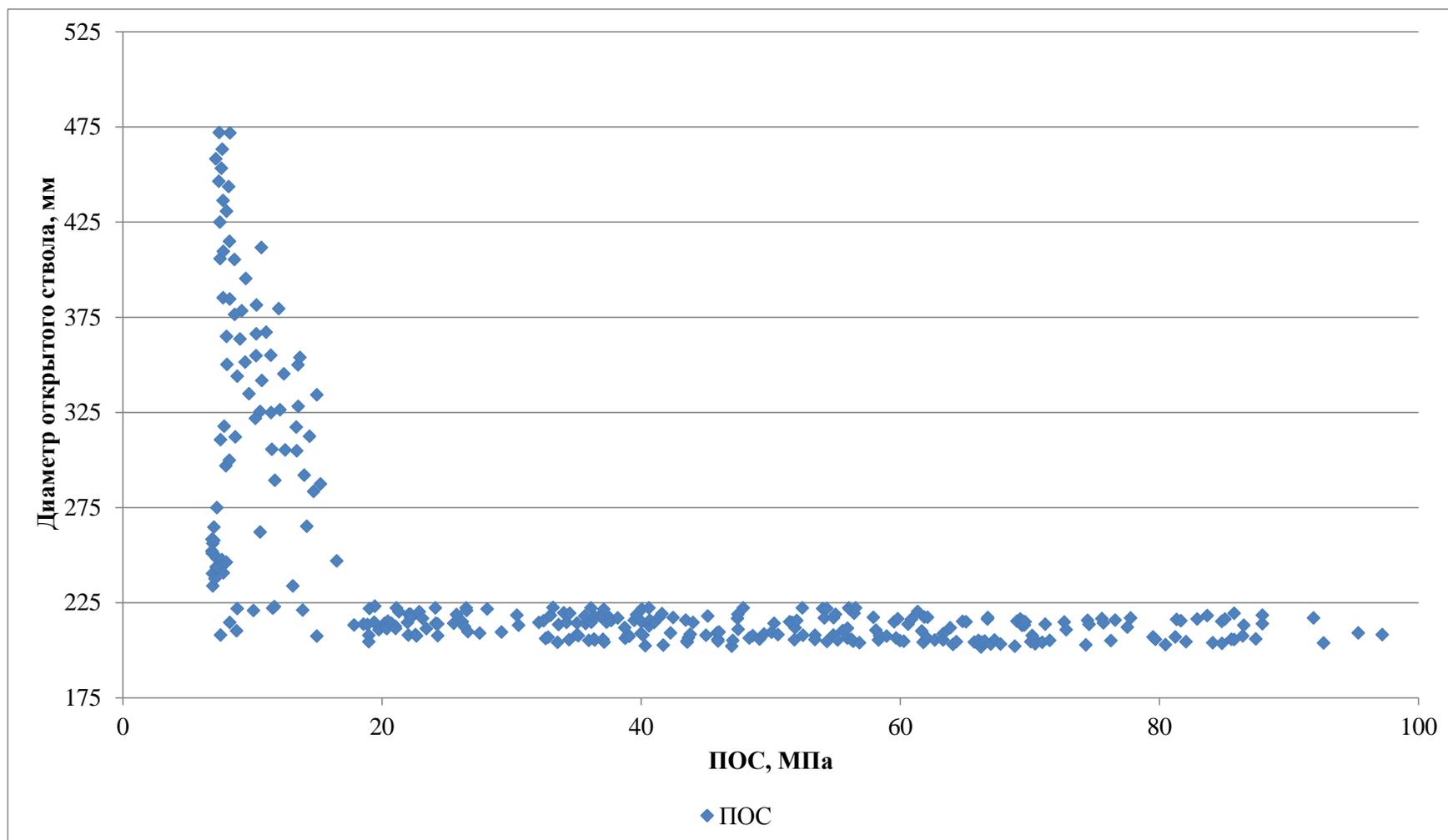


Рисунок 2.11. Распределение значений диаметра открытого ствола в зависимости от значений ПОС в интервале представленном доломитами и аргиллитами.

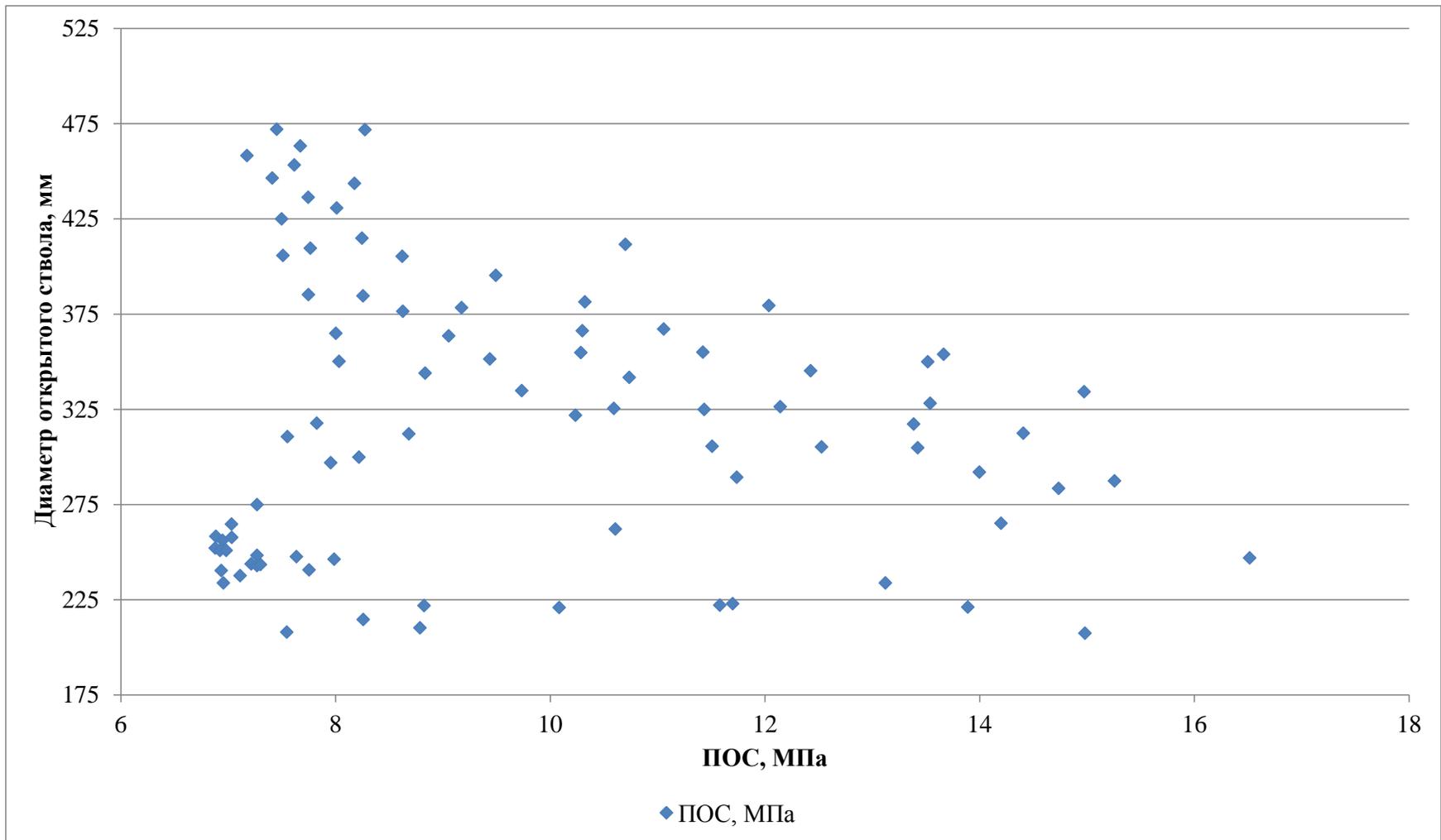


Рисунок 2.12. Распределение значений диаметра открытого ствола в зависимости от значений ПОС в интервале представленном аргиллитами.

Согласно полученным данным при значениях предела прочности ниже 16.5 МПа наблюдается значительное кавернообразование. Ствол становится менее стабильным и диаметр открытого ствола становится тем больше, чем меньше значение предела прочности. Одновременно на графике 2.12 присутствуют значения, которые не попадают под общую тенденцию и показывают практически стабильный ствол (215.9 мм) при низких значениях ПОС. Было высказано предположение, что эти значения относятся к интервалам аргиллитов с незначительной мощностью. В рассматриваемом интервале присутствуют пласты со следующей мощностью отложений аргиллитов:

- пять пропластков с мощностью от 1 до 3 метров;
- один пласт мощностью 8 метров;
- 1 пласт мощностью 14 метров;
- один пласт мощностью 27 метров.

Для подтверждения этого предположения была построена кривая зависимости фактического диаметра ствола скважины от мощности пластов аргиллитов (для значений предела прочности меньше 16.5 МПа). Полученный график представлен на рисунке 2.13.

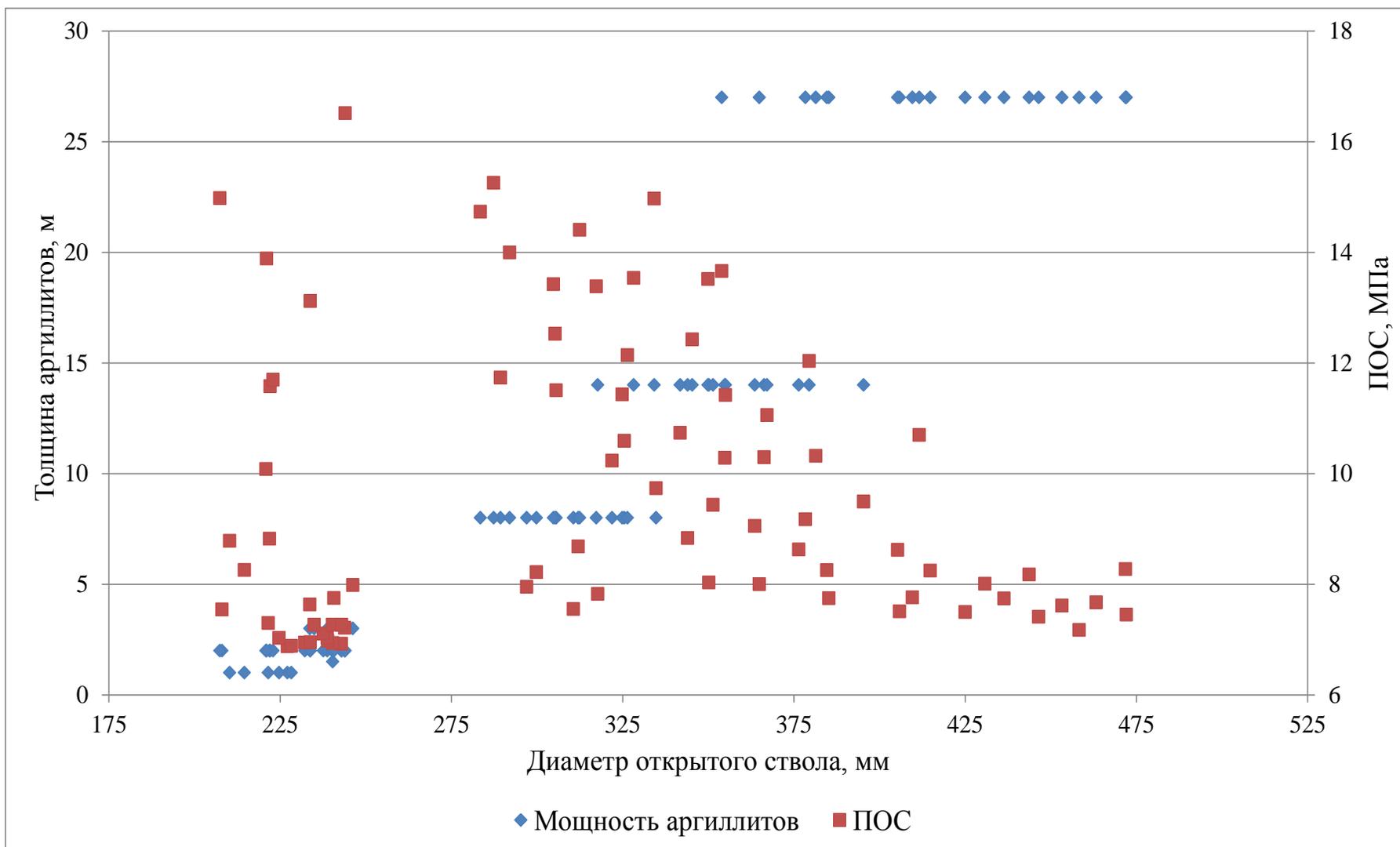


Рисунок 2.13. Зависимость диаметра открытого ствола от мощности аргиллитов.

Из графика видно, что даже при низких значениях предела прочности в отложениях сильно трещиноватых аргиллитов ствол скважины остаётся стабильным и равным номинальному диаметру, при незначительной толщине аргиллитов, и начинает терять стабильность и увеличиваться в диаметре при увеличении толщины пластов.

Основываясь на интерпретации рисунка 2.13, могут быть сделаны следующие выводы:

- незначительные пропластки трещиноватых аргиллитов в пределах 1-3 метров не оказывают критического воздействия на стабильность стенок скважины. Каверномер не показывает значительного отклонения от номинального размера даже при наиболее низких значениях предела прочности. Это объясняет значения каверномера близкие к номинальному при значениях предела прочности на одноосное сжатие равным 7 – 14 МПа;

- в интервалах трещиноватых аргиллитов мощностью 8 метров и выше увеличение ствола скважины приобретает заметные значения – 20-55% выше номинального. Значения предела прочности могут варьироваться от минимально зарегистрированного до 16.5 МПа;

- при мощности пласта в пределах 14 метров ствол скважины нестабилен и наблюдается значительное кавернообразование со значениями 45-85% выше номинального диаметра. Значения предела прочности варьируются от 7.8 МПа до максимального в интервале;

- при мощности трещиноватых аргиллитов 27 метров диаметр скважины увеличивается более чем в 2 раза выше номинального в результате осыпания стенок скважины. Ствол скважины не стабилен. При этом значения предела прочности варьируются от минимально зарегистрированного до 13.5 МПа.

В связи с тем, что пласты с малыми мощностями не подчиняются общему распределению, и ствол скважины остаётся стабильным при их бурении эти пласты были исключены из последующего анализа. На рисунке 2.14 представлено

распределение диаметра ствола скважины в зависимости от значений ПОС для отложений трещиноватых аргиллитов с мощностью 8 метров и более.

Согласно полученным данным уменьшение значения предела прочности ведет к увеличению диаметра каверн в результате осыпей и обвалов. При значениях ПОС 7.5 – 9 МПа кавернообразование значительно увеличивается: если при пределе прочности равном 10-12 МПа средний диаметр ствола скважины равен 345 мм, то уменьшение предела прочности до 7.5-9 МПа приводит к кавернам диаметром 472 мм (больше на 118% по отношению к номинальному).

Для оценки статистической взаимосвязи предела прочности на одноосное сжатие и диаметра открытого ствола скважины был определён коэффициент корреляции, который равен $k=-0.89$, что, согласно шкале Чеддока [14], показывает сильную корреляционную связь между рассматриваемыми параметрами. В данном случае отрицательное значение коэффициента корреляции показывает на то, что имеет место обратная связь, когда при уменьшении предела прочности породы происходит увеличение фактического диаметра скважины.

В общем случае зависимость предела прочности от фактического диаметра скважина в сильно трещиноватых аргиллитах может быть выражена степенной линией тренда:

$$D = a * R_c^b \quad (2.1)$$

, 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, соответственно.

Для оценки адекватности модели была проведена оценка остаточной дисперсии ($S_{ост}$) для различных функций (таблица 2.2). Основываясь на полученных данных можно сказать, что предложенная степенная функция наиболее точно описывает результаты опыта и может быть предложена в качестве регрессионной модели.

Таблица 2.2

Тип зависимости	Функция	Сост
Линейный	$D = -20.005 * Rc + 569.66$	715.5
Экспоненциальный	$D = 644.06 * e^{-0.057 * Rc}$	658.8
Логарифмический	$D = -217.6 * \ln(Rc) + 864.96$	617.8
Полиномиальный	$D = 1.6937 * Rc^2 - 57.655 * Rc + 767.22$	606.04
Степенной	$D = 1470.2 * Rc - 0.612$	584.80

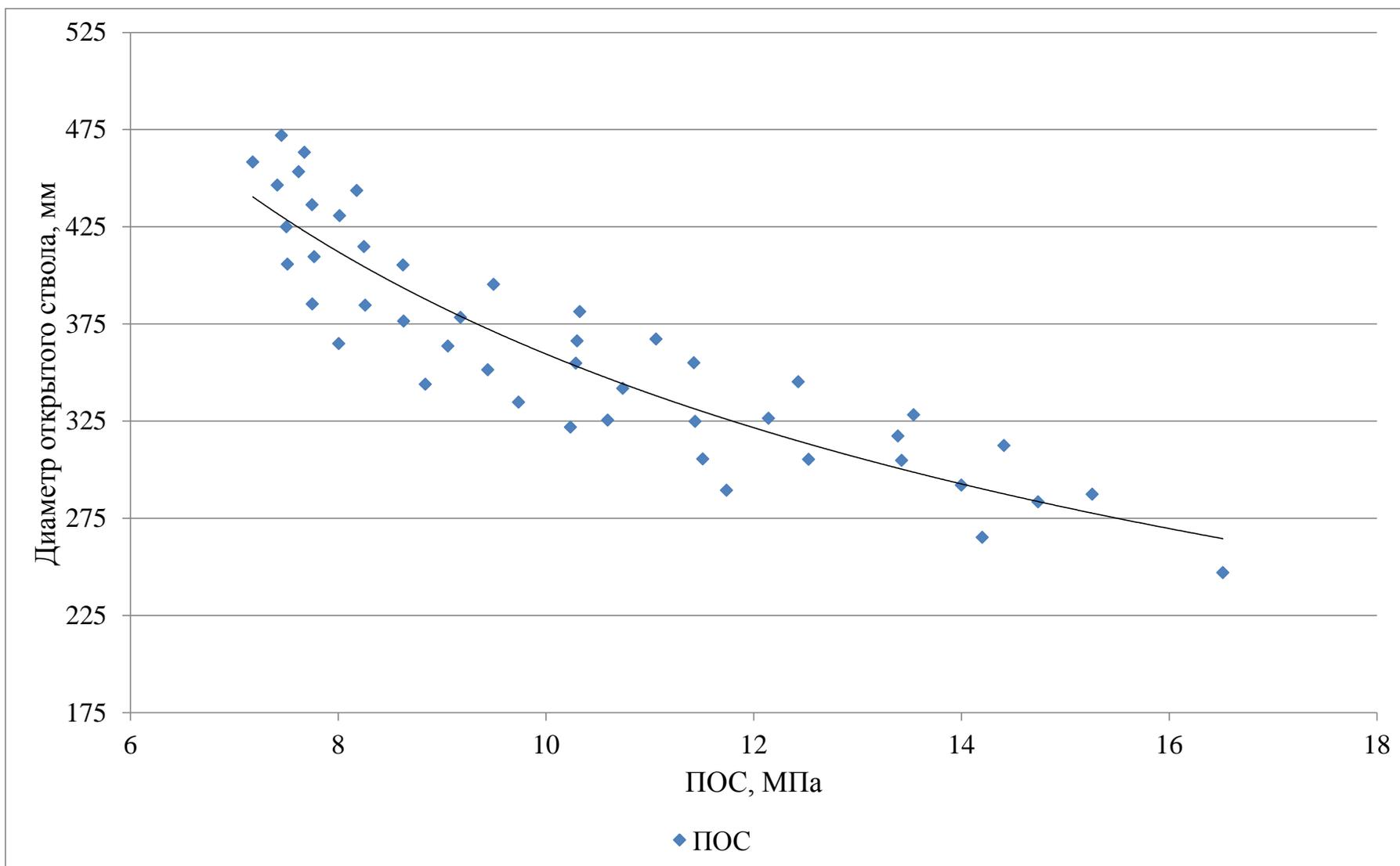


Рисунок 2.14. Распределение значений диаметра открытого ствола в зависимости от значений ПОС в интервале представленном сильно трещиноватыми аргиллитами с мощностью 8 метров и более.

В результате экспериментальных работ, проведенных на образцах аргиллитов и анализа каротажных данных, полученных в открытом стволе скважины, были сделаны следующие выводы:

- аргиллиты обладают трещиноватой текстурой. Размер трещин составляет от 5 до 30 мкм. Преобладают трещины шириной 10-20 мкм.

- трещины в аргиллитах располагаются не только параллельно плоскостям напластования, но так же и перпендикулярно им;

- при взаимодействии аргиллитов с водой и растворами калия и натрия происходит разрушение текстуры аргиллита в основном вдоль плоскостей напластования;

- трещиноватая текстура аргиллитов является отличным проводником для флюида;

- параллельное и перпендикулярное расположение трещин приводит к тому, что одни из них пересекаются со стволом скважины и являются проводником для флюида бурового раствора;

- нестабильность и разрушение аргиллитов в основном связано с проникновением флюида в породу пласта между плоскостями напластования и через микротрещины диаметром от 5 до 30 мкм. В результате происходит расширение существующих трещин и разрушение сколов, что в свою очередь ведет к механическому разрушению аргиллитов;

- в результате проникновения флюида между плоскостями напластования и в микротрещины размер их может увеличиваться до 70 мкм;

- отложения аргиллитов обладают меньшей прочностью по сравнению с окружающими породами. Разницы в пределе прочности на сжатие может достигать 13 раз;

- включения аргиллитов понижают общую прочность содержащей породы;

- трещиноватые аргиллиты не стабильны и подвержены значительному кавернообразованию при бурении скважины. Диаметр каверн пропорционален толщине аргиллитов;

- предел прочности на сжатие в отложениях трещиноватых аргиллитов, ввиду низких значений, оказывает значительное влияние на стабильность ствола скважина, а так же на диаметр каверн при бурении. Диаметр каверн обратно пропорционален пределу прочности отложений трещиноватых аргиллитов;

- зависимость предела прочности от фактического диаметра скважина в трещиноватых аргиллитах имеет степенную зависимость.

Глава 3. Оптимизация технологии бурового раствора для бурения в сильно трещиноватых аргиллитах.

Как отмечалось выше, эффективность бурения скважин в интервалах залегания отложений трещиноватых аргиллитов определяется технологией бурового раствора совместно с режимами бурения и спускоподъемных операций. Предотвращение аварийных ситуаций в трещиноватых аргиллитах связано в основном с поддержанием стабильности открытого ствола скважины. Как отмечено в главе 2 в результате проникновения фильтрата бурового раствора в породу по плоскостям напластования и через микротрещины диаметром от 5 до 30 мкм происходит расширение существующих трещин и разрушение сколов, что, в свою очередь, ведет к механическому разрушению аргиллитов. Другими словами воздействие циркулирующего агента ослабляет аргиллиты и делает их чувствительными к его характеристикам. Если плотность раствора в скважине слишком низкая, то возникает риск обвала стенок скважины из-за недостаточного гидростатического давления. Если плотность слишком высокая, проникновение бурового раствора через трещины и ослабление аргиллитов создают предпосылки для потери стабильности открытого ствола.

Данные, полученные при исследовании литературных источников, в результате лабораторных испытаний образцов керна и геофизических исследований, объяснили механизмы, отвечающие за нарушение стабильности ствола скважины. Основываясь на понимании процессов взаимодействия между трещиноватыми аргиллитами и буровым раствором, было необходимо разработать основные подходы для улучшения стабильности аргиллитов, обеспечивающие предотвращение либо минимизацию гидратационных процессов. Эти подходы должны основываться на предотвращении проникновения фильтрата бурового раствора в микротрещины и между плоскостями напластования. Для достижения

этого было необходимо произвести оценку фильтрационных свойств предложенных растворов.

3.1 Оценка фильтрационных свойств бурового раствора.

3.1.1 Методы подбора фракционного состава кольматанта

Методы подбора фракционного состава кольматанта подробно описаны в работах Ишбаева Г.Г., Дильмиева М.Р., S.Vickers и N. Davis [16, 23, 68, 70, 94]. Как следует из них, длительное время основным методом расчёта фракционного состава являлось правило Абрамса [68], согласно которому буровой раствор должен содержать тампонирующие материалы с диаметром частиц больше или равных одной трети среднего размера пор породы, с концентрацией минимум пять процентов от общего содержания твёрдых частиц в буровом растворе. Главным недостатком этого метода является то, что поддержание определённого размера частиц дисперсной фазы позволяет лишь начать кольматацию, но не обеспечивает полной упаковки пор пласта.

Для преодоления этого недостатка Кауффером [104] был разработан метод, основанный на теории идеальной упаковки (ИПТ – Ideal Packing Theory), который призван улучшить кольматирующий эффект буровых растворов. Согласно этой теории идеальная упаковка возникает, когда зависимость процента совокупного содержания частиц в растворе от квадратного корня размера частиц представлена прямой линией (рис. 3.1). В этом случае буровой раствор будет образовывать фильтрационную корку с наименьшей проницаемостью. Теория идеальной упаковки, хотя и является одной из основных, применяемых в нефтяной промышленности, имеет свои недостатки, основным из которых является то, что она в целом основана на оценке среднего размера пор, путём извлечения квадратного корня из проницаемости. Точность могла быть обеспечена, если бы распределение размера пор в породе было линейным. На практике линейного распределения не существует,

и в пласте наиболее часто встречающийся размер пор не будет равен среднему размеру, что, однако, не умаляет достоинств этого метода. Как было показано в работах [23, 94], метод Крауффера является оптимальным для определения фильтрационных свойств бурового раствора. Таким образом, а так же принимая во внимание, что для применяемых керамических дисков распределение размеров пор не известно этот метод был выбран для оценки свойств предлагаемых растворов.

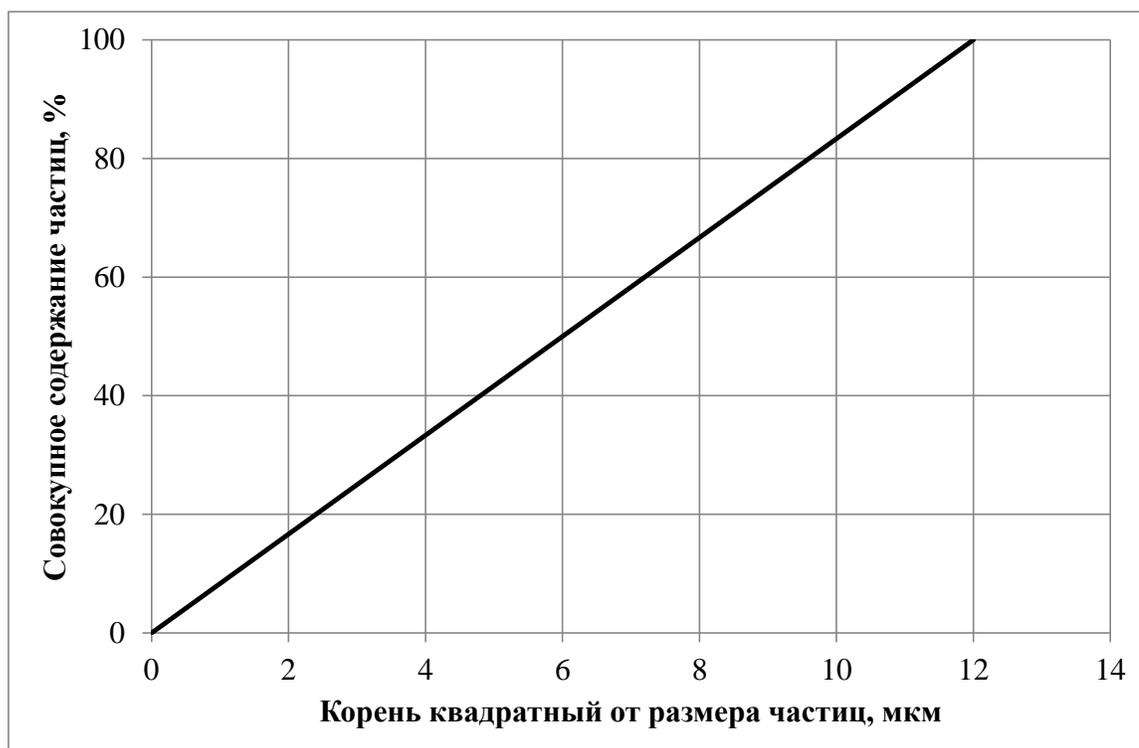


Рисунок 3.1. Теория идеальной упаковки Кауффера

3.1.2 Метод оценки фильтрационных свойств бурового раствора

Для определения фильтрационных свойств бурового раствора в лабораторных и полевых условиях применяется прибор для изучения закупоривающей способности частиц. Данный прибор представляет собой модификацию стандартного ВТВД (высокая температура – высокое давление) фильтр-пресса емкостью 500 мл. Тест позволяет с достаточной точностью смоделировать и измерить

статическую фильтрацию в условиях скважины и позволяет спрогнозировать способность бурового раствора эффективно кольтатировать поры породы и формировать проницаемую фильтрационную корку. Тест был разработан Американским нефтяным институтом (АНИ) и методика его проведения подробно описывается в инструкции API 13I [70]. Для проведения теста используются аппараты, выпускаемые как российской, так и зарубежной промышленностью. В данном случае использовался прибор производства OFITE (США). Принципиальная схема прибора приведена на рисунке 3.2.

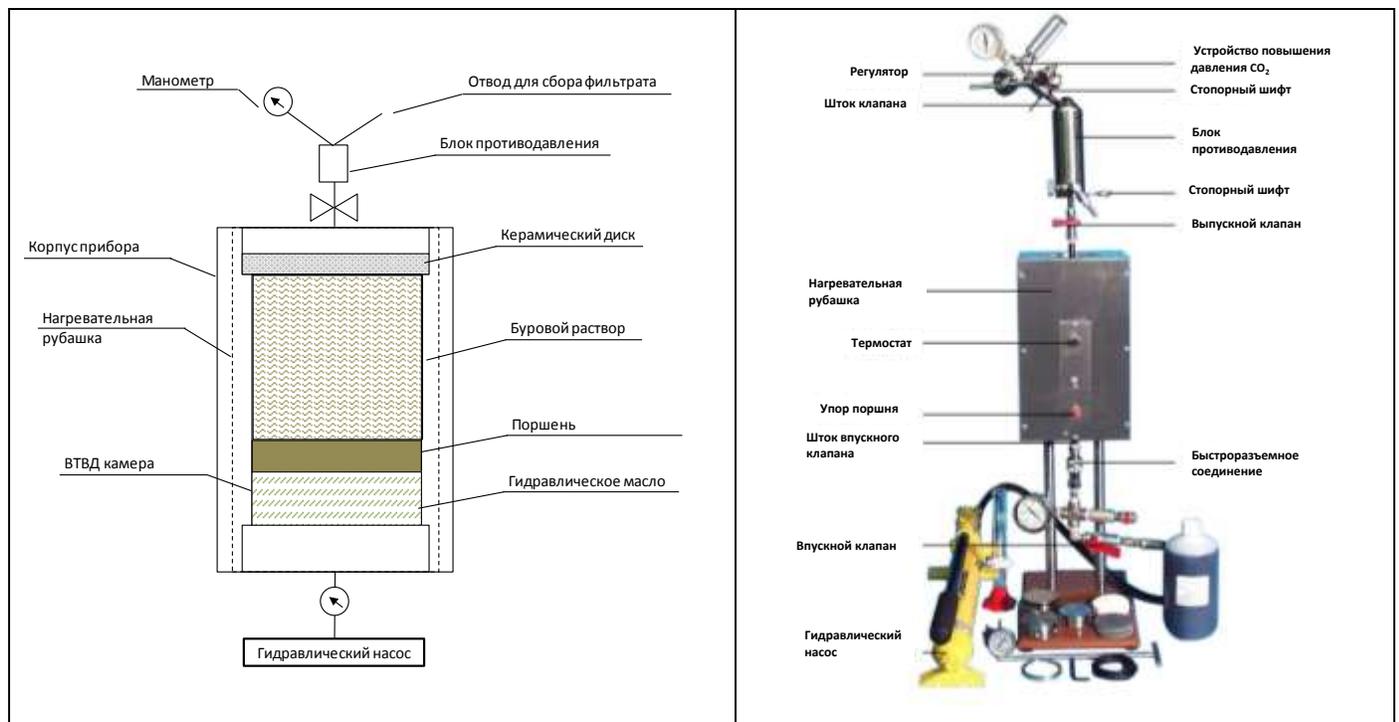


Рисунок 3.2. Схема прибора для определения проницаемости тампонирующих материалов.

Прибор представляет собой перевернутый фильтр-пресс для проведения работ под высоким давлением и температуре с керамическим диском, используемым для симуляции породы пласта и измерения способности частиц раствора кольтатировать поры породы. Максимальное достигаемое давление 34,474 МПа и максимальная температура 260 °С позволяют приблизиться к внутрискважинным условиям.

Прибор состоит из ВТВД камеры, которая спроектирована таким образом, чтобы устранить эффект гравитации (камера расположена «вверх ногами» с насосом, подключенным к нижней части, который обеспечивает гидравлическое давление) и в которой размещается керамический диск соответствующей проницаемости. Диск выбирают в соответствии с параметрами буримого пласта. Керамический диск находится в верхней части, чтобы осадок не повлиял на количество фильтрата. Для имитации забойной температуры используется обычная нагревательная рубашка, устойчивая к высокой температуре и давлению

Использование керамических дисков имитирует взаимодействие стенок скважины представленных конкретной породой с буровым раствором и, в сочетании с соответствующими переменными теста, такими как давление и температура, даёт представление о процессе фильтрации в поровую либо трещиноватую среду.

Во время испытания замеряются следующие основные показатели:

1. Объем фильтрата полученный за 30 минут, V_{30} (мл). В процессе теста объем фильтрата измеряется через 1, 7.5 и 30 минут. Для более четкого описания процесса замер может быть сделан каждую минуту, однако рекомендуемые временные интервалы 1, 5, 7.5, 25 и 30 минут (согласно API 13I).

2. Мгновенная водоотдача, V_1 (мл). Данный параметр отражает объем жидкости, проходящий через фильтрующую среду перед образованием фильтрационной корки, в момент скола породы долотом. На рисунке 3.3 дано графическое представление мгновенной водоотдачи в общем объёме фильтрата. Наличие фильтрата раствора показывает, что не происходила немедленная коагуляция породы при прохождении раствора через фильтр.

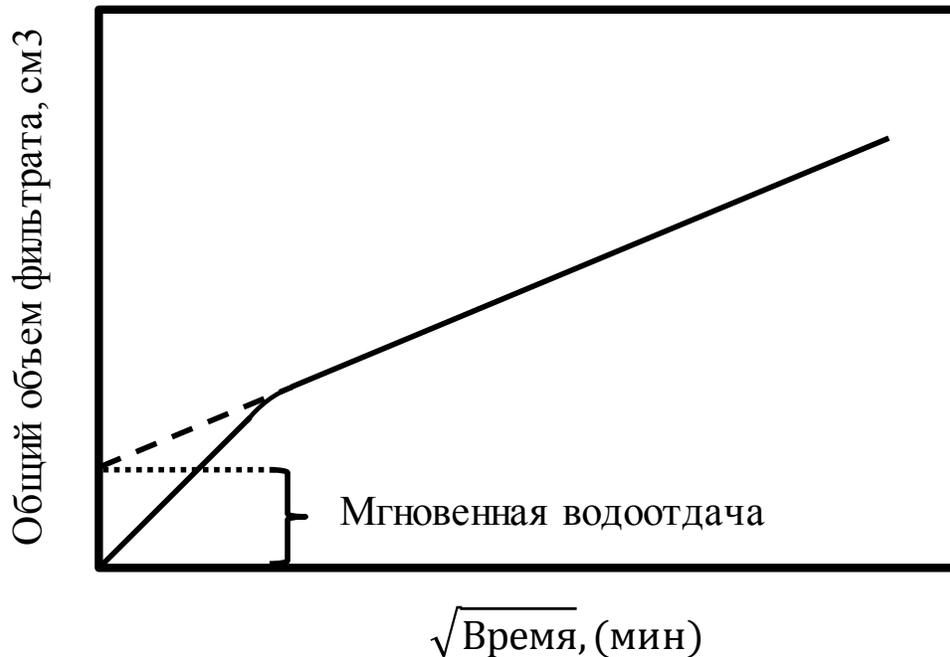


Рисунок 3.3. Графическое отображение мгновенной водоотдачи в общем объеме фильтрата

Данный параметр часто не учитывается при бурении в хорошо цементированных породах. Однако в связи с тем, что одной из главных целей при бурении в аргиллитах является предотвращение проникновения бурового флюида в породу, слагающую стенки скважины, и продвижения фронта давления, измерение и уменьшение мгновенной водоотдачи играет важную роль. При высоких значениях мгновенной водоотдачи буровой раствор проникает в отложения трещиноватых аргиллитов до того, как поры породы закольматированы. При прекращении циркуляции давление в скважине становится равным гидростатическому (меньше, чем эквивалентная циркуляционная плотность) и флюид, проникший в породу под давлением, будет выделяться обратно (так называемое «дыхание скважины»). Все это приводит к дестабилизации отложений аргиллитов.

3. Толщина фильтрационной корки. Проведение теста по методике API 13I даёт чёткое представление о реальной толщине фильтрационной корки в условиях скважины из-за того, что удаётся моделировать пластовые давления и температуру.

Основываясь на полученных данных, строится кривая зависимости объема полученного фильтрата от квадратного корня времени.

По значениям объема фильтрата через 7.5 ($V_{7.5}$) и 30 минут высчитываются общий объем фильтрата V_{PPT} , мгновенная водоотдача V_1 и статическая скорость фильтрации v_f (мл/мин). При этом значение мгновенной водоотдачи, получаемое графическим путём (как показано на графике 3.3) является более точным [66].

$$V_{PPT} = 2 * V_{30} \quad (3.1)$$

$$V_1 = 2 * (V_{3.5} - V_{30} - V_{7.5}) \quad (3.2)$$

$$v_f = \frac{2 * (V_{30} - V_{7.5})}{2.739} \quad (3.3)$$

3.2 Разработка бурового раствора для бурения отложений трещиноватых аргиллитов

Одновременно с теоретическими изысканиями и лабораторными тестами образцов керна, были пробурены несколько скважин в отложениях трещиноватых аргиллитов с использованием различных типов буровых растворов [48].

В первую очередь была применена система, содержащая 7% KCL с полимерами целлюлозы (Хибтрол, производства МИ-Свако). При этом применялась стандартная методика, то есть увеличенная плотность при бурении отложений аргиллитов. Плотность бурового раствора варьировалась в пределах 1,280 – 1,300 кг/м³. В буровом растворе присутствовал ингибитор, который должен был обеспечить стабилизацию аргиллитов, сохранение дисперсности частиц выбуренной

породы в растворе и улучшение характеристик фильтрационной корки. Основные параметры раствора при максимальной плотности приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Основные параметры раствора.

Характеристика	Значение
Плотность, кг/м ³	1300
Условная вязкость, мПа·с	58
ДНС, дПа	141
Пластическая вязкость, мПа·с	19
600/300 (об/мин / об/мин)	74/53
200/100 (об/мин / об/мин)	42/32
6/3 (об/мин / об/мин)	13/7
СНС 0, дПа	34
СНС 10 м, дПа	59
СНС 30 м, дПа	93
Водоотдача АНИ, (мл/30 мин)	4.4
МВТ, (кг/м ³)	10
рН	9.4
Са ⁺⁺	1200

Однако, как показали результаты бурения, при использовании данной системы ствол скважины был не стабилен. Наблюдался значительный вынос обрушившейся породы. Частицы обвалившейся породы имели размер от нескольких миллиметров до 4 см; крупные частицы представляли собой осколочную форму, возникающую при разрушении стенок скважины под давлением (рис. 3.4). Бурение было осложнено из-за постоянных затяжек, посадок и прихватов бурового инструмента. Каротажи, которые должны были быть выполнены в открытом стволе, не дошли до забоя, и программа по сбору геофизических данных не была выполнена. В итоге обсадная колонна не была спущена до забоя из-за прихвата и была зацементирована на месте.

Значительные проблемы со стабильностью ствола скважины привели к заключению, что из-за разницы между солёностью пробуренных отложений и

буровым раствором возникает осмотический эффект, который и приводит к этим проблемам.



Рисунок 3.4. Внешний вид шлама при обвалах.

В связи с тем, что стандартный хлоркалиевый раствор, применяемый для бурения глинистых отложений, не принёс положительных результатов, система бурового раствора была изменена на полимерную (Partially Hydrolyzed Poly-Acrylamide - РНРА) систему, содержащую частично гидролизованный полиакриламид и хлорид натрия (NaCl). РНРА является инкапсулирующим полимером, который обычно используется в сочетании с морской водой либо хлоридом натрия, для обеспечения высокой степени ингибирования аргиллитов. Полимер является анионным, в присутствии минерализатора присоединяется к положительно заряженным краям пластинок глины и, тем самым, связывает частицы между собой. Одновременно адсорбированный полимер снижает скорость проникновения воды в аргиллиты, таким образом улучшая стабильность скважины. Основными преимуществами РНРА, по мнению разработчиков, являются то, что он функционирует как ингибитор, покрывая («герметизируя») либо инкапсулируя пласт

и частицы выбуренной породы, ограничивает взаимодействие между водой и аргиллитами, предотвращая тем самым гидратацию и, обладая высокой вязкостью, улучшает очистку ствола скважины, тем самым уменьшая эквивалентную циркуляционную плотность.

Однако применение и этой системы не принесло каких-либо положительных результатов. Проблемы со стабильностью ствола остались теми же. Огромное количество обвалившейся породы наблюдалось на виброситах при бурении, шаблонировке и промывке при спуске колонны, проблемы с затяжками, посадками и прихватом колонн не уменьшились, так же как и с проведением каротажных работ в открытом стволе.

Полученные данные лабораторных испытаний и теоретических исследований показали, что проблема нестабильности отложений сильно трещиноватых аргиллитов связана с проникновением фильтрата бурового раствора в пласт и продвижением фронта давления вглубь породы, что приводило к её разрушению. Таким образом, основной целью стала необходимость исключения либо минимизации этого воздействия. Для этого была предложена рецептура бурового раствора, использование реагентов и методов измерения характеристик бурового раствора, которые отличаются от стандартно принятых.

Стандартным решением при бурении пластов с высокой тенденцией к потере стабильности ствола (в основном в глинистых отложениях) является применение полимерных систем, которые позволяют обеспечивать устойчивость стенок скважины в результате абсорбции полимеров. Таким полимером является, например, приведенный выше РНРА, который, являясь на сегодняшний момент одним из наиболее современных реагентов, не эффективен в трещиноватых аргиллитах. Это связано, в основном, с тем, что полимеры образуют фильтрационную корку на стенках скважины, которая должна предотвращать проникновение фильтрата бурового раствора в породу. В глинистых породах, не обладающих трещиноватостью, наличие хорошей фильтрационной корки является достаточным

для предотвращения потери стабильности скважины. В отложениях же трещиноватых аргиллитов даже небольшое проникновение будет увеличивать внутреннее напряжение и вести к дестабилизации, фильтрационная же корка на основе полимеров не способна полностью предотвратить фильтрацию в трещиноватых породах.

Таким образом, был необходим «герметик» снижающий проницаемость и герметизирующий микротрещины, присутствующих 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, представленный ниже.

Графит, обычно используется при бурении скважин для улучшения смазочных свойств с целью предупреждения прихватов в концентрации 1-2% от объема бурового раствора. Графит снижает вязкость и статическое напряжение сдвига. Вторичной функцией графита является кольматация микропустот и уменьшение фильтрации. Размер графита может варьироваться от 5 до 500 мкм в зависимости от помола. В случае использования стандартного графита создается фильтрационная корка, которая уменьшает проницаемость, однако из-за размеров частиц и того, что частицы не связаны между собой, не происходит полное блокирование трещин и пор аргиллитов, особенно в случае увеличенного размера трещин. Для 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. По результатам исследования данный помол графита является наиболее эффективным.

Гликоль. Являясь частью лубрикантов, используемых при бурении скважин, полиалкиленовый гликоль обеспечивает смазывающую способность раствора, уменьшает вероятность прихвата колонны бурильных труб путём уменьшения коэффициента трения между породой и КНБК, улучшает работу реагентов-понижителей фильтрации, предотвращает образование сальников на долоте и улучшает стабильность глинистых горных пород. 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 глин.

Сульфированный асфальт. Сульфированный асфальт, используемый в буровых растворах на водяной основе, является ингибитором глин, способствует понижению фильтрации (особенно при высоких температурах) и улучшает смазывающую способность раствора. Является хорошим стабилизатором трещиноватых аргиллитов.

Четыре основных компонента раствора описанных выше – РНРА, графит, гликоль и асфальт – образуют компонент-компаунд, который позволяет предотвратить проникновение бурового флюида в пласт 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. Одновременно РНРА создает тонкую и стабильную глинистую корку.

Графит мелкого помола добавляется в буровой раствор в концентрации 1.5% от объема и работает как герметик трещин аргиллитов. Графит является пластичным материалом и, имея размер частиц больше размера трещин породы, способен деформироваться и проникать в призабойную зону пласта. Для улучшения проникновения графита в призабойную зону используются смазывающие добавки, содержащие гликоль. Гликоли легко растворимы в водной фазе и их молекулы легко абсорбируются на поверхности графита. В этом случае гликоль обволакивает частицы графита, уменьшая коэффициент трения. Проникая в микротрещины пласта, компонент-компаунд 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 (рис. 3.5) [48].

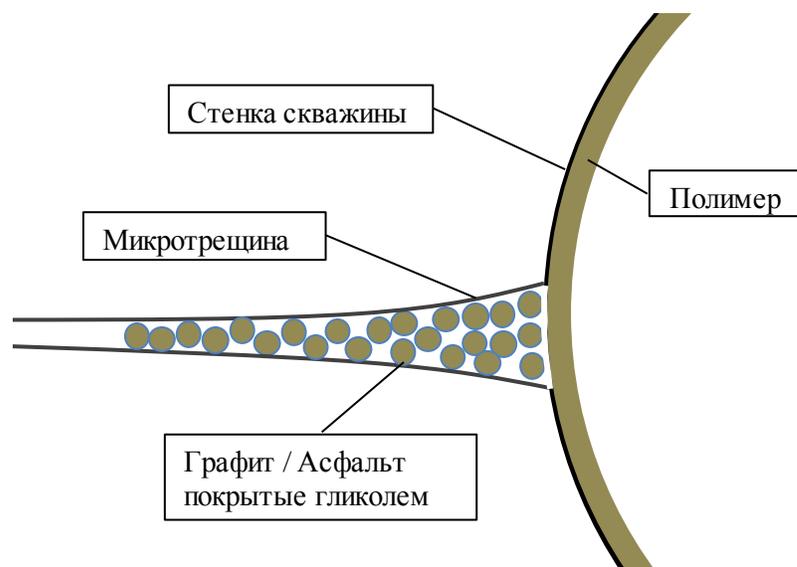


Рисунок 3.5. Схематическое изображение действия системы бурового раствора

В тоже время при использовании графита без гликоля эффекта герметика не достигается из-за того, что частицы графита в буровом растворе обволакиваются полимерами, капсулируются и вымываются при бурении (рис. 3.6) [48].

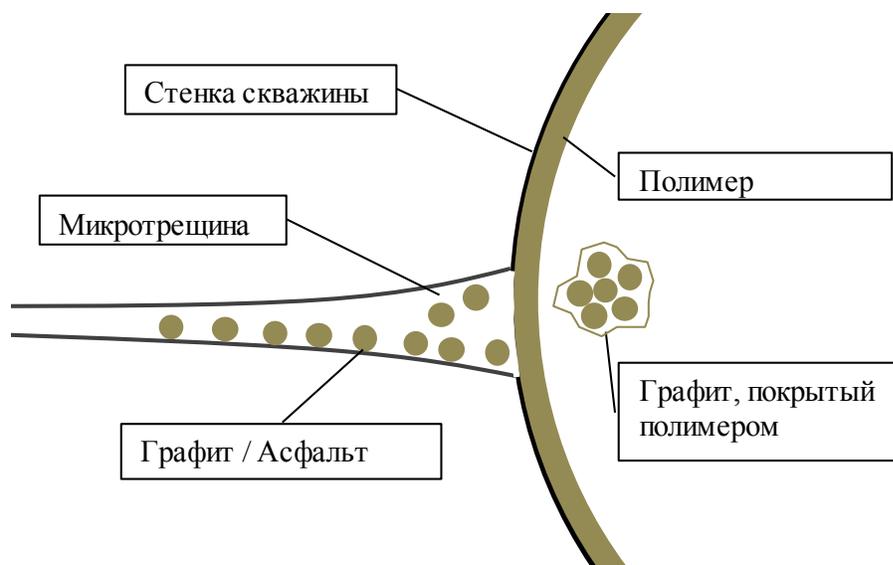


Рисунок 3.6. Схематическое изображение действия системы бурового раствора без применения гликоля

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 и, как следствие, ведет к продвижению фронта давления. Применение же компонента-компаунда позволяет блокировать трещины и поры призабойной зоны пласта, предотвращая воздействие бурового раствора и разрушение аргиллитов.

Предложенная РНРА / КСЛ / Гликоль / Графитовая полимерная система бурового раствора классифицируется как недиспергируемая, ингибируемая система с отсутствием химических разжижителей и диспергаторов, что предотвращает разрушение бурового шлама на более мелкие частицы и улучшает эффективность удаления их циркуляционной системой очистки буровой. Полимерная система обеспечивает тонкую фильтрационную корку с пониженным коэффициентом трения между колонной труб и стволом скважины. Низкая пластичная вязкость, низкое содержание твердых частиц и тонкая фильтрационная корка снижают риск

дифференциального прихвата, особенно при бурении в интервале высокопроницаемых пластов.

3.3 Результаты лабораторных испытаний бурового раствора

Для определения фильтрационных свойств на приборе РРТ были проведены лабораторные испытания следующих типов растворов:

1. Буровой раствор на водяной основе (5% KCl) плотностью 1,200 кг/м³ с применением композиции полимера, гликоля, асфальта и графита.
2. Базовый буровой раствор на водяной основе (5% KCl) плотностью 1,200 кг/м³.

В таблице 3.2 приведены основные характеристики испытываемых буровых растворов.

Таблица 3.2. Основные параметры испытываемых растворов.

Характеристика	Раствор 1	Раствор 2
Плотность, кг/м ³	1200	1200
Условная вязкость, мПа·с	70	70
ДНС, дПа	170	170
Пластическая вязкость, мПа·с	25	25
600/300 (об/мин / об/мин)	78/50	78/50
200/100 (об/мин / об/мин)	41/28	41/28
6/3 (об/мин / об/мин)	11/8	11/8
СНС 10 сек, дПа	29	34
СНС 10 м, дПа	59	63
СНС 30 м, дПа	89	93
Водоотдача АНИ, мл/30 мин	2.8	8
Водоотдача ВТВД, мл/ 30 мин	9.0	52
Мгновенная водоотдача, мл	1.6	30
МВТ, (кг/м ³)	12	12
рН	9.2	9.3
Ca++	200	200

При проведении теста для симуляции пористой среды использовались керамические диски с проницаемостью 10 и 20 мкм производства OFITE, что соответствует размерам микротрещин полученных при шлифовом анализе образцов керна.

По результатам исследований были построены кривые зависимости объема фильтра от времени для обоих растворов. Результаты тестов представлены на рисунках 3.7 – 3.11.

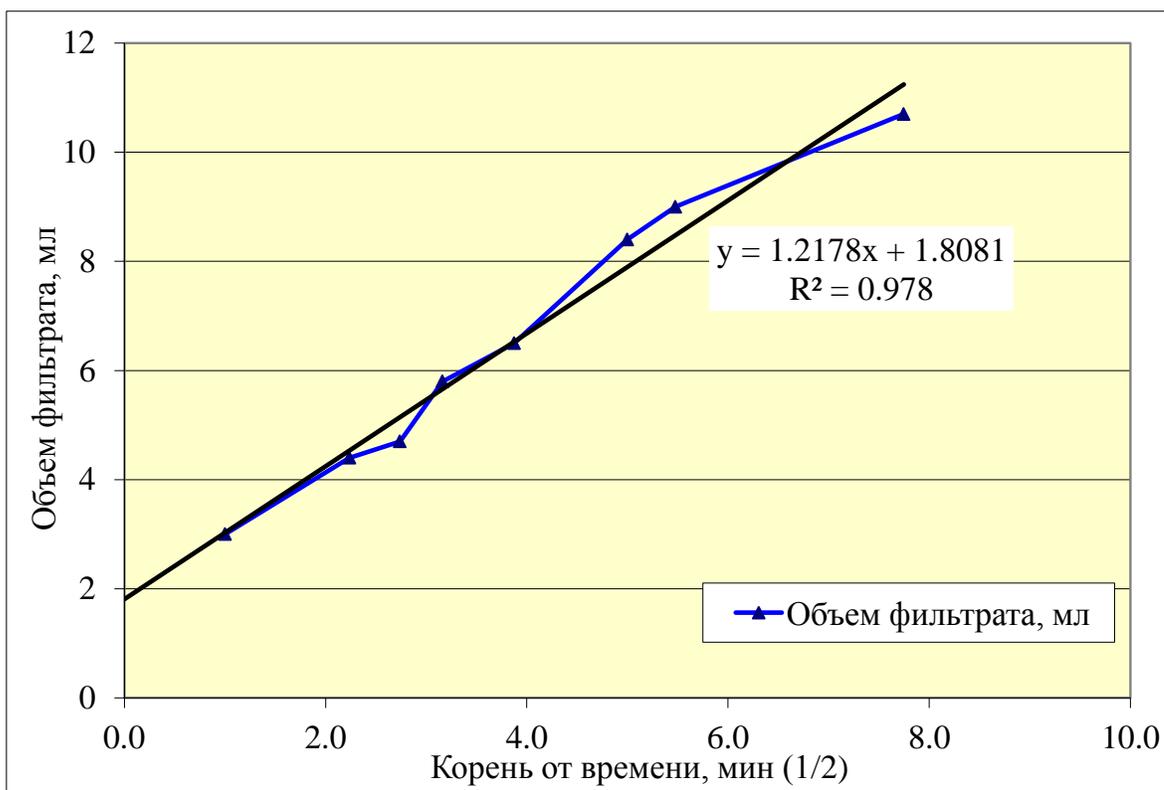


Рисунок 3.7. Изменение объема фильтра во времени. Раствор №1 с использованием керамического диска проницаемостью 20 мкм.

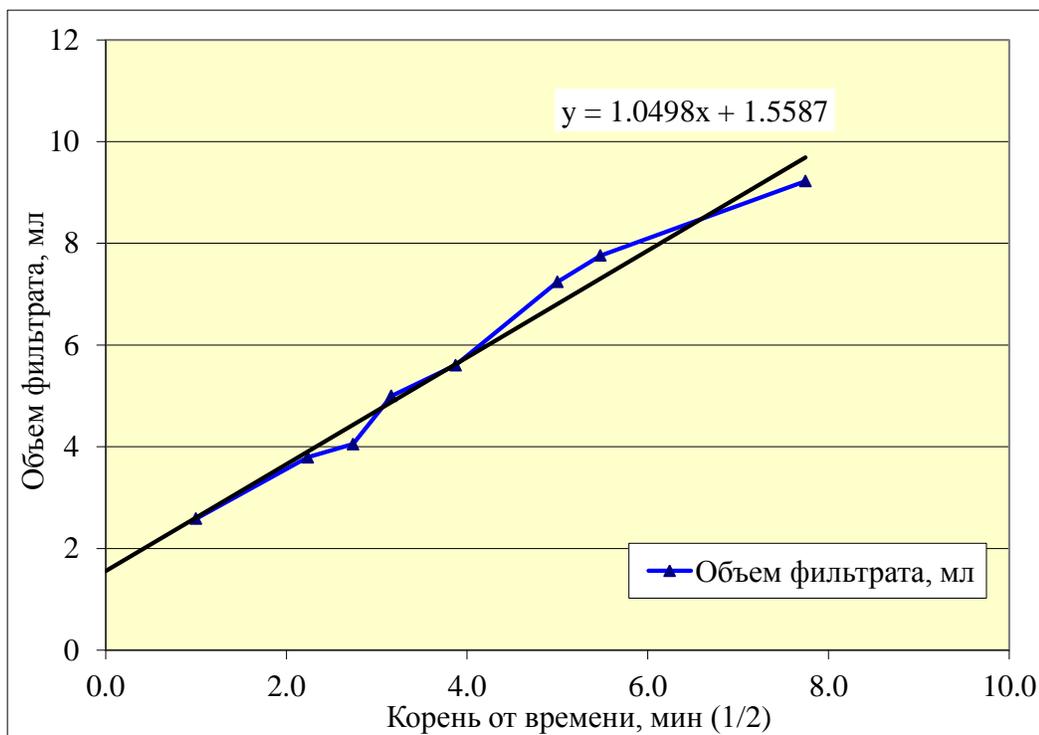


Рисунок 3.8. Изменение объема фильтрата во времени. Раствора №1 с использованием керамического диска проницаемостью 10 мкм.

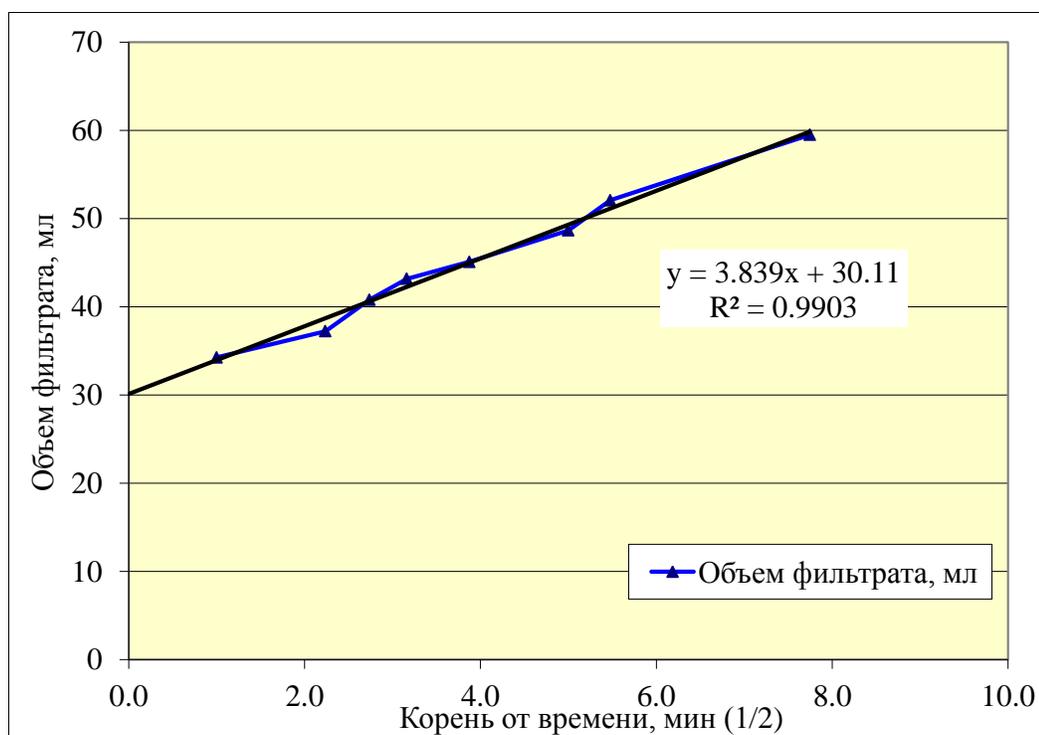


Рисунок 3.9. Изменение объема фильтрата во времени. Раствор №2 с использованием керамического диска проницаемостью 20 мкм.

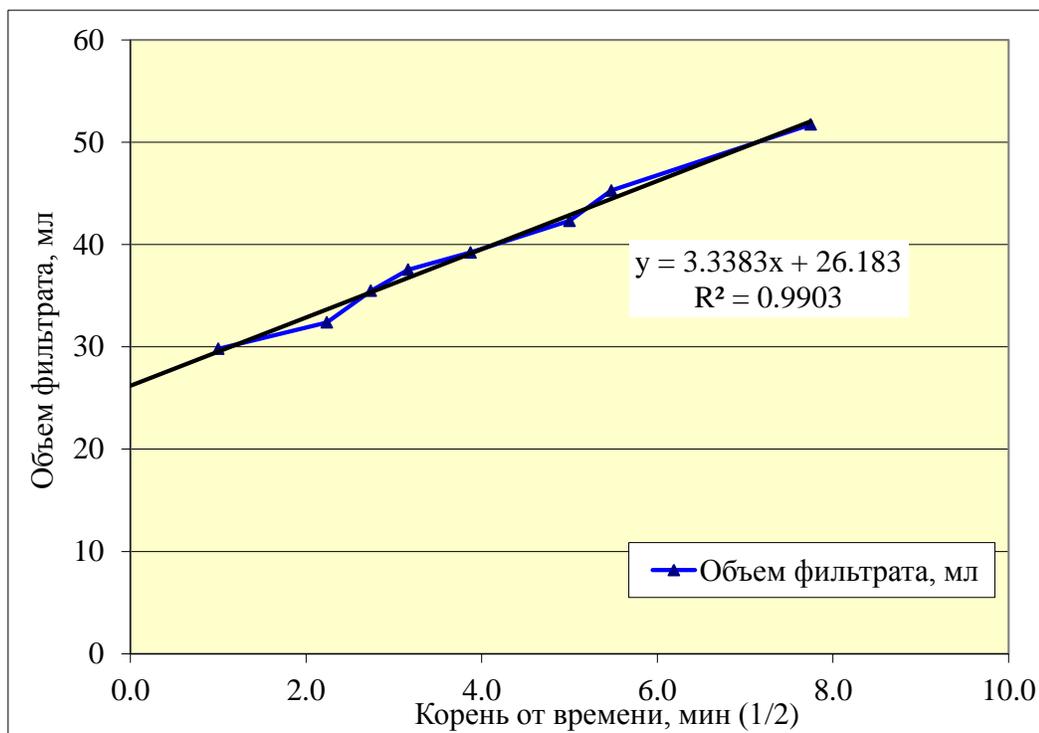


Рисунок 3.10. Изменение объема фильтрата во времени. Раствор №2 с использованием керамического диска проницаемостью 10 мкм.

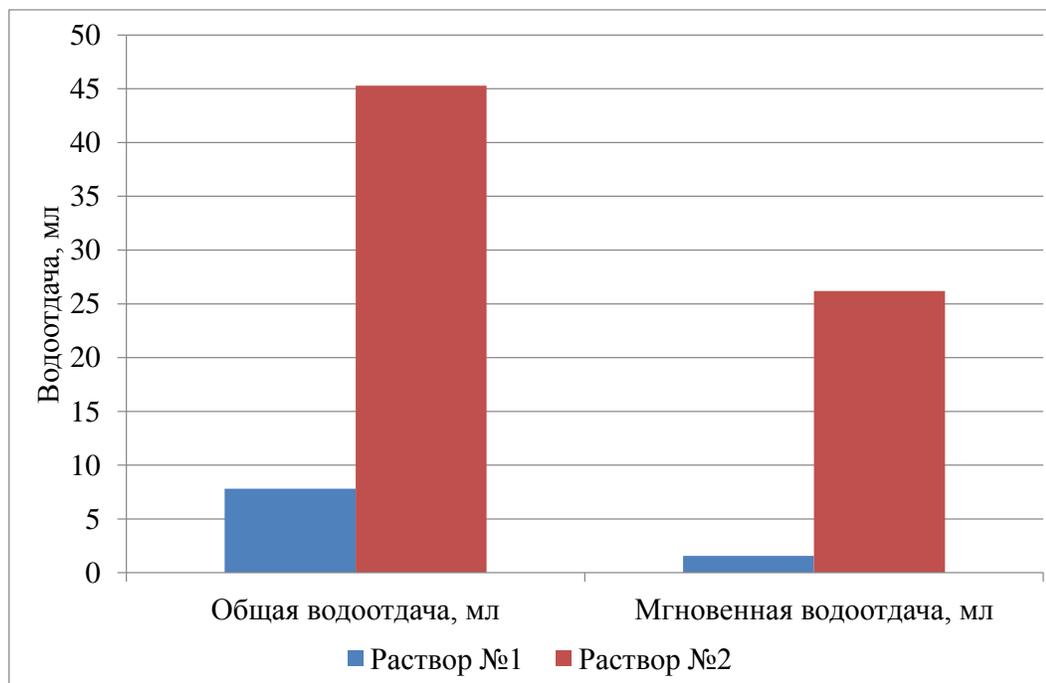


Рисунок 3.11. Сравнительный график результатов фильтрации бурового раствора на керамических дисках с проницаемостью 10 мкм.

Основываясь на приведенных результатах лабораторных испытаний растворов можно сделать вывод, что наилучшими фильтрационными свойствами обладает раствор номер 1. Максимальный объем фильтрата, полученный в течение 30 минут, равен 9 мл, в то время как при использовании раствора номер 2 максимальный объем фильтрата равен 52 мл.

Мгновенная водоотдача раствора с применением соединения графита и асфальта показывает наименьшее значение по сравнению с раствором номер 2 – 1.6 - 1.8 мл, в зависимости от проницаемости используемого керамического диска. В случае применения базового раствора мгновенная водоотдача повышается до 30 мл при проведении испытания на диске проницаемостью 20 мкм. Это означает, что данный объем раствора проникает в породу пласта до того, как сформировалась фильтрационная корка. Что, в свою очередь, не соответствует основному требованию, предъявляемому к растворам при бурении аргиллитов – создание фильтрационной корки, предотвращающей проникновения бурового флюида в породу, слагающую стенки скважины, и предотвращение продвижения фронта давления вглубь призабойной зоны скважины.

Соответственно определение, и как следствие уменьшение, мгновенной водоотдачи является одним из основных критериев для минимизации воздействия фильтрата бурового раствора сильно трещиноватые аргиллиты. Рекомендуемые значения мгновенной водоотдачи в отложениях сильно трещиноватых аргиллитов не должны превышать $2 \text{ см}^3/30 \text{ сек}$ [45].

Таким образом, экспериментально подтверждено, что применение композиции графита, асфальта, гликоля и РНРА существенно уменьшает не только общую водоотдачу бурового раствора, а так же его мгновенную водоотдачу. Уменьшение мгновенной водоотдачи в свою очередь ведёт к тому, что меньший объем фильтрата проникает в породу пласта и дестабилизирует её до образования фильтрационной корки [45].

3.4 Оптимизация характеристик бурового раствора для бурения через интервалы трещиноватых аргиллитов

В основу бурового раствора разработанного для предотвращения, связанных с нестабильностью отложений трещиноватых аргиллитов легли основные компоненты описанные выше. Однако буровой раствор является сложной многокомпонентной дисперсной системой и описывается набором различных характеристик. Для того, чтобы трещиноватые аргиллиты не теряли стабильность параметры каждого компонента входящего в буровой раствор должны находиться в определенных пределах.

Плотность бурового раствора является одним из важнейших показателей, который выбирается исходя из условий предотвращения притока пластового флюида в скважину, потери устойчивости горных пород слагающих стенки скважины и их гидроразрыва. Для рассматриваемого интервала залегания аргиллитов минимальное превышение гидростатического давления над пластовым должно составлять 5% [40]. При этом, основным методом, используемым в индустрии для обеспечения устойчивости скважины и предотвращения осыпей и обвалов, является увеличение плотности бурового раствора. Таким образом, рекомендуется повышение плотности выше 5%, что согласуется со стандартной практикой поднятия плотности на 10-30 кг/м³ при проявлении нестабильности открытого ствола.

На рисунке 3.12 предоставлен расчет максимального давления испытываемого породой. В данном случае секция скважина бурится с буровым раствором плотностью 1,200 кг/м³, что соответствует 5%-ному превышению над пластовым давлением равному 1,140 кг/м³. Дополнительное увеличение плотности на 20 кг/м³ для попытки стабилизации скважины привело бы к плотности раствора 1,220 кг/м³ и соответствовало бы 7%-ному превышению над пластовым давлением. Для этих случаев рассчитано усредненное пластовое давление, а так же

гидростатическое при превышении пластового на 5% и 7%, и рассчитаны давления циркуляции с учетом эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП).

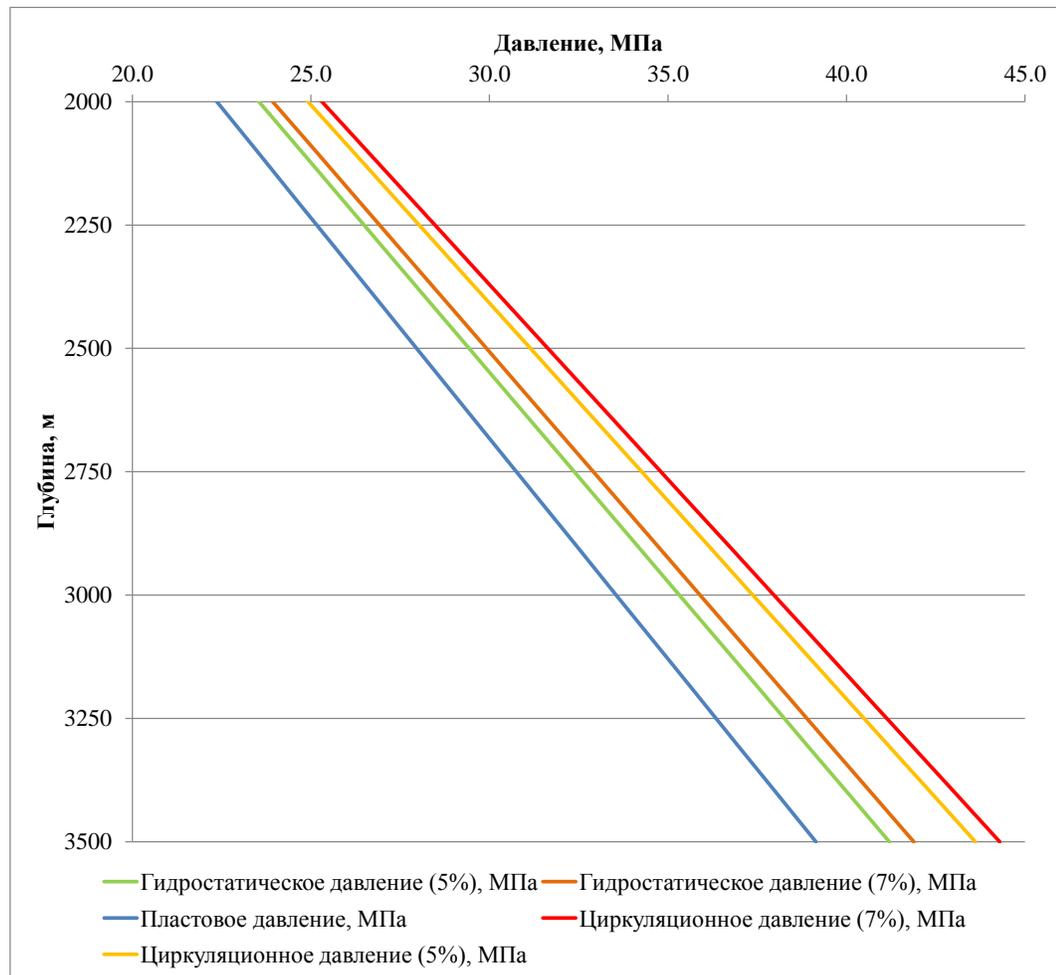


Рисунок 3.12. Распределение давлений в стволе скважины

Принимая во внимание эквивалентную циркуляционную плотность бурового раствора, превышение давления при циркуляции над пластовым получается значительным и достигает 4.5 МПа для 5%-ного превышения и 5.2 МПа для 7%-ного превышения. Так как одним из основных факторов дестабилизации трещиноватых аргиллитов, как следует из анализа литературы и лабораторных исследований, является проникновение флюида и распространение фронта давления вглубь породы, то повышение плотности и, как следствие, повышение эквивалентной

циркуляционной плотности в скважине не стабилизирует ситуацию, а лишь ухудшит её. Поэтому при бурении через отложения трещиноватых аргиллитов рекомендуется поддерживать минимальное необходимое превышение гидростатического давления над пластовым, достаточное для предотвращения притока пластового флюида в скважину. Одновременно, при прекращении циркуляции на длительное время (в связи с достижением проектного забоя и подготовкой к каротажным работам, в связи с поломкой бурового оборудования и т.д.), рекомендуется заместить скважину на вязкий раствор с плотностью равной эквивалентной циркуляционной плотности [48].

Данное утверждение действительно для вертикальных скважин. Для горизонтальных и наклонно-направленных скважин процесс выбора плотности бурового раствора является более сложным и будет зависеть от местных пластовых условий, связанных с давлением вышележащих пластов, горизонтальных и вертикальных напряжений, распределением горизонтальных напряжений (максимального и минимального) и т.д.

Реологические свойства бурового раствора характеризуются его текучестью при различных механических напряжениях. Эти свойства определяют непосредственным измерением параметров бурового раствора или путем расчетной обработки данных измерения. Выполняют измерения с помощью ротационных вискозиметров (или реометров) при различных скоростях сдвига (градиентах скорости) испытуемой системы. Основные реологические параметры, определяемые для буровых растворов: эффективная вязкость, пластическая вязкость, статическое напряжение сдвига после выдержки системы в покое в течение 1 и 10 минут, предельное динамическое напряжение сдвига [17]. Для полимерных растворов необходимо измерять так же параметр вязкость при низких скоростях сдвига (ВНСС).

Результаты анализа промысловых данных [48] показали, что оптимальная реология раствора достигается при поддержании *вязкости при низких скоростях*

сдвига в достаточно высоком диапазоне: 3 оборота в минуту - значение 7-8, 6 оборотов в минуту – значение 11-12. Эти показатели ВНСС обеспечивают ламинарный поток вдоль стенок скважины, что приводит к их минимальной эрозии. Что, в свою очередь, обеспечивает стабильную фильтрационную корку и предотвращает проникновения флюида в породу. Значение *динамического напряжения сдвига* в этом случае необходимо поддерживать в пределах 170 дПа для улучшения выносящей способности бурового раствора. *Пластическая вязкость* должна поддерживаться на наименьшем оптимальном уровне и будет зависеть от локальных условий.

Статическое напряжение сдвига является величиной, определяемой минимальным касательным напряжением сдвига, при котором начинается разрушение структуры в покоящемся буровом растворе. СНС характеризует прочность тиксотропной структуры и интенсивность упрочнения во времени. Рекомендуется измерять через 10 секунд и 10 минут с помощью вискозиметра. Рекомендуемый диапазон: $\text{СНС}_{10\text{сек}}$ 39 – 54 дПа, $\text{СНС}_{10\text{мин}}$ 54 – 83 дПа. *Содержание глины по испытанию метиленовой синькой* рекомендуется поддерживать в пределах 18 кг/м^3 для предотвращения абсорбции ионов калия K^+ . Для увеличения скорости реакции полимеров находящихся в буровом растворе необходимо поддерживать щелочную среду раствора с *коэффициентом рН* 8.0-9.5.

Водоотдача бурового раствора, относящаяся к способности бурового раствора образовывать тонкую, низкопроницаемую фильтрационную корку на поверхности проницаемых пластов, является одним из важнейших факторов при бурении в аргиллитах для минимизации вторжения в пласт фильтрата. В данный момент в нефтяной промышленности существует три основных метода измерения статической водоотдачи бурового раствора на буровой в процессе строительства скважины – основным является измерение водоотдачи в статических условиях при комнатной температуре и перепаде давления 0.1 МПа (например, прибором ВМ-6). Однако данный тест может привести к неправильному заключению из-за того, что

он проводится в атмосферных условиях и может показывать тонкую фильтрационную корку и хорошую водоотдачу. Когда же буровой раствор находится в пластовых условиях, забойная температура и давление могут значительно изменить его характеристики. При бурении в отложениях трещиноватых аргиллитов рекомендовано дополнительно проводить тест на водоотдачу по методу ВТВД позволяющему моделировать забойную температуру до 200⁰С и получать дифференциальное давление до 3.5 МПа в условиях буровой (например, прибор Fann 115B). С помощью данного теста измеряемая водоотдача приближается к реальным значениям на забое. Третьим тестом, дающим наиболее точные значения водоотдачи, является тест на закупоривающую способность частиц, описанный выше. Однако значительная стоимость аппаратуры и расходных материалов препятствует его широкому использованию.

На рисунке 3.13 представлены результаты статистических тестов буровых растворов №1 и №2 на определение водоотдачи проведенных при стандартных условиях (комнатной температуре и перепаде давления 0.1 МПа) и по методике ВТВД. Основываясь на полученных данных, можно сделать вывод, что тест по стандартной методике может привести к неверному заключению относительно фактической водоотдачи в процессе бурения из-за того, что проводится при атмосферных условиях (разница в получаемых значениях составляет до 650%). Тест может показывать низкую водоотдачу и тонкую фильтрационную корку, в то время как в условиях скважины под воздействием повышенной температуры и давления водоотдача будет наиболее близка к значениям, полученным с помощью ВТВД теста [45].

В связи с тем, что потеря стабильности сильно трещиноватых аргиллитов при бурении скважин происходит из-за проникновения фильтрата бурового раствора между плоскостями напластования и через микротрещины породы [45, 48], получение фактических значений водоотдачи является критическим для минимизации воздействия на призабойную зону скважины.

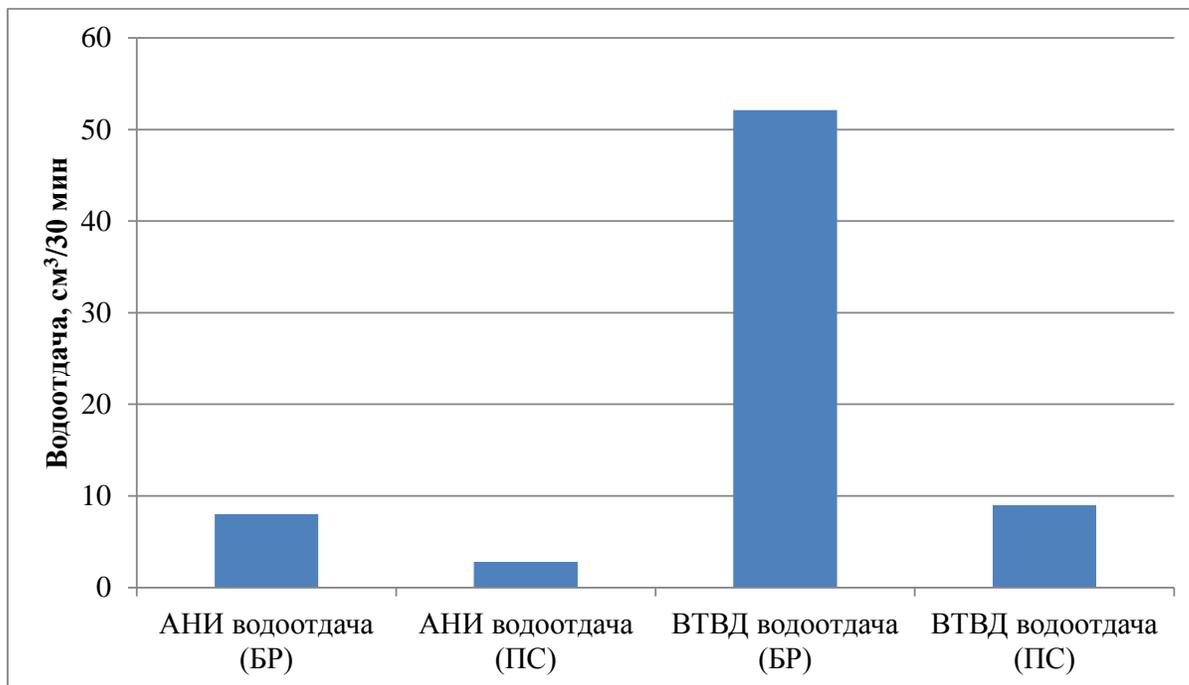


Рисунок 3.13. Результат статических тестов на определение водоотдачи

Таким образом, рекомендуется проводить тест ВТВД в процессе бурения скважины в отложения сильно трещиноватых аргиллитов, для получения наиболее достоверных результатов [45].

В результате экспериментальных работ проведённых на образцах растворов и анализа промысловых результатов были сделаны следующие выводы:

- Применение предложенной композиции полимер / асфальт / графит / гликоль позволяет уменьшить общую и мгновенную водоотдачу, что ведёт к уменьшению дестабилизации трещиноватых аргиллитов.

- Применение данной композиции без гликоля уменьшает эффективность из-за того, что эффекта герметика не достигается (частицы графита в буровом растворе обволакиваются полимерами, капсулируются и вымываются при бурении).

- ВТВД тест даёт более чёткое представление о водоотдаче по сравнению со стандартным тестом. Таким образом, рекомендуется использовать тест ВТВД для мониторинга фактической водоотдачи во внутрискважинных условиях в качестве основного при бурении трещиноватых аргиллитов.

- Мгновенная водоотдача является важным параметром, влияющим на стабильность трещиноватых аргиллитов, который следует контролировать в процессе бурения и поддерживать на планируемом уровне. Рекомендуемые значения мгновенной водоотдачи в отложениях трещиноватых аргиллитов не должны превышать $2 \text{ см}^3/30 \text{ сек}$.

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, как следствие, полностью устранить непродуктивное время при строительстве скважин связанное с данной проблемой [48].

Глава 4. Обоснование технологии выбора оптимальных параметров режима бурения в отложениях сильно трещиноватых аргиллитов

Параметры режима бурения отложений трещиноватых аргиллитов являются фактором, влияющим на стабильность ствола скважины. Использование бурового раствора, снижающего проникновение скважинного флюида и фронта давления в призабойную зону пласта, не принесёт желаемого результата без применения оптимальных технико-технологических параметров, обеспечивающих минимальное воздействие на породу. При обсуждении проблем, связанных со стабильностью ствола скважины, обычно основное внимание уделяется взаимодействию горных пород и бурового раствора. Хотя многие литературные источники соглашаются с тем, что параметры режимов бурения имеют значительное влияние на стабильность ствола скважины и рекомендуют их контролировать, главным образом путём контроля вибраций колонны бурильных труб возникающих при бурении скважин, которые приводят к значительному кавернообразованию и уменьшают механическую скорость проходки [80, 82, 84], однако они не предлагают практического решения.

Динамические процессы, протекающих в бурильной колонне при бурении вертикальных скважин, широко описаны в литературе. Одно из наиболее полных математических описаний процессов может быть найдено в работах [65, 66]. В этих работах авторы подробно описывают теоретические подходы к выбору стратегии безвибрационного бурения, которая может быть сформулирована как «минимум времени бурения заданного интервала при условии минимума энергетических затрат» [65].

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

проводит, во-первых, к уменьшению время взаимодействия между буровым раствором и породой, слагающей стенки скважины. И, во-вторых, к предотвращению дестабилизации фильтрационной корки и предотвращению образования каверн в результате биения элементов КНБК и бурильной колонной. Стабильная же фильтрационная корка позволяет минимизировать водоотдачу, что является одним из основных требований к бурению в отложениях трещиноватых аргиллитов.

4.1 Удельная механическая энергия

Процесс бурения скважины заключается в её углублении путём передачи крутящего момента к долоту с помощью колонны бурильных труб либо забойного двигателя, при этом энергия, передаваемая с поверхности, затрачивается на разрушение породы. Для определения количества энергии, требуемой для бурения объема породы, было введено понятие удельной механической энергии. Удельная механическая энергия (УМЭ) описывается как усилие необходимое для удаления определённого объема породы и является функцией от параметров бурения, характеристик выбуриваемой породы и динамического взаимодействия долота с породой [101].

Концепция удельной механической энергии была описана Теале [101] и может быть выражена следующим уравнением:

$$E_s = \frac{480 * M * n}{D_{\text{дол}}^2 * V_{\text{мех}}} + \frac{4 * G_d}{D_{\text{дол}}^2 * \pi} \quad (4.1)$$

, где E_s – удельная механическая энергия (фунт-сила/дюйм²), 480– эмпирический коэффициент, M – крутящий момент (фут/фунт), n – количество оборотов в минуту при бурении (об/мин), D - диаметр долота (дюйм), $V_{\text{мех}}$ – механическая скорость проходки (фут/час), G_d – нагрузка на долото (фунт).

В лабораторных условиях энергия, требуемая для разрушения объема породы, остается относительно постоянной и равной пределу прочности породы на одноосное сжатие [101]. В полевых же условиях при использовании буровой установки, как и в любой машине, присутствует коэффициент полезного действия (КПД). В среднем около 30 - 40% этой энергии являются эффективными и поступают к долоту, а 70-60 % являются не эффективным [49, 73, 78, 96]. Главными причинами потери эффективности являются вибрации при бурении – продольные, крутильные, изгибные – и литология, а так же конфигурация КНБК, геометрия скважины, траектория скважины, коэффициенты трения и т.д. То есть при превышении значений удельной механической энергии проявляются повышенные вибрации, ведущие к повышенному контакту бурового инструмента и стенок скважины, нерациональному расходу энергии, дестабилизирующие породу и фильтрационную корку вследствие биения. Так же было показано, что в условиях бурения с продувкой воздухом УМЭ примерно равна пределу прочности породы. В условиях же, когда столб жидкости воздействует на породу, КПД (который обратно пропорционален УМЭ) значительно уменьшается.

Для того чтобы иметь значение энергии поступающей к долоту введено понятие приведённой удельной механической энергии – $E_{s_{\text{ПР}}}$, которое может быть выражено как:

$$E_{s_{\text{ПР}}} = E_s * \text{КПД} \quad (4.2)$$

Анализ данных полученных в процессе бурения и сравнение их с расчетным значением $E_{s_{\text{ПР}}}$ подтвердили значения КПД описанные выше. Среднее значение коэффициента полезного действие составило 39% [46].

На рисунке 4.1 представлен график зависимости расчетной приведённой E_s и предела прочности на одноосное сжатие (ПОС) от глубины, на котором чётко видно, что значения энергии, потраченной на бурение, согласовываются со значениями предела прочности породы, что подтверждает теорию Теале. Одновременно на графике присутствует интервал (900 – 1150 м) не попадающий под общую

тенденцию. В данном случае этот интервал сложен абразивными ангидритами и не совпадение значений ПОС и $E_{sПР}$ указывает на неверный выбор параметров режимов бурения [46].

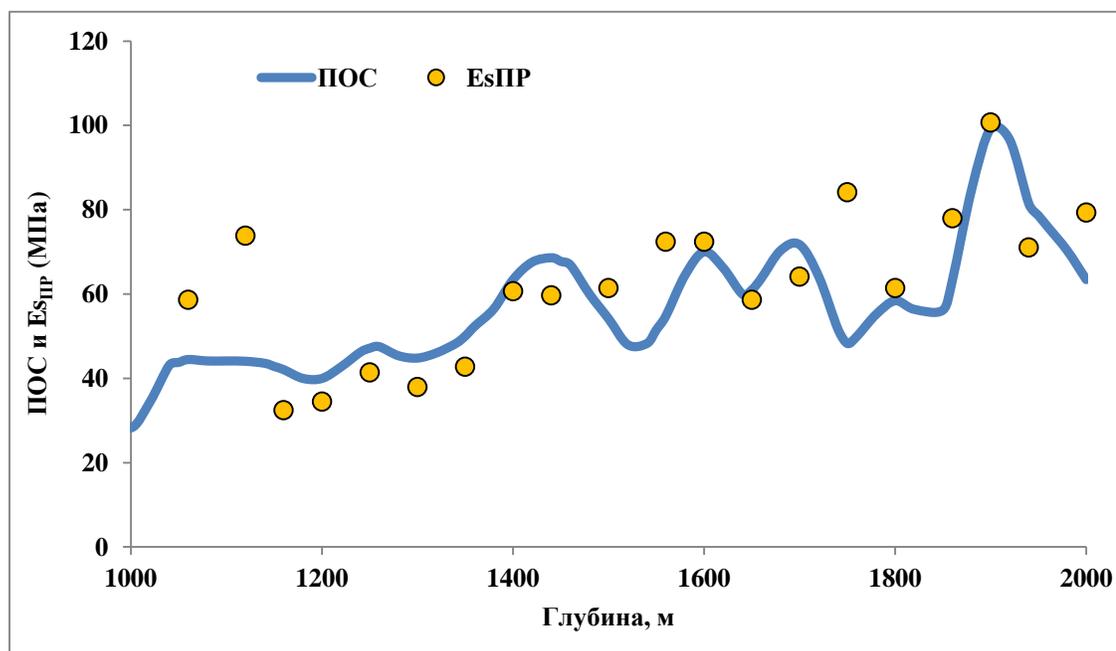


Рисунок 4.1. Распределение зависимости приведённой удельной механической энергии и предела прочности на одноосное сжатие от глубины.

В данном конкретном случае значения ПОС были использованы как начальные значения удельной механической энергии. В дальнейшем, после анализа данных на пробуренных скважинах, эти данные должны быть откалиброваны относительно действительных данных $E_{sПР}$ с пиковой эффективностью, и использоваться в дальнейшем как базовые значение для $E_{sПР}$.

Когда значение приведённой удельной механической энергии в процессе бурения близко к базовому значению, это означает, что процесс бурения происходит эффективно с минимальными потерями энергии. Когда это значение значительно выше расчётной величины, процесс является не эффективным, и происходят дополнительные потери энергии; когда ниже – не достигается оптимальная механическая скорость проходки.

4.2 Основные факторы, влияющие на передачу механической энергии

Основными факторами, ограничивающими передачу механической энергии на забой и влияющими на механическую стабильность ствола скважины, а так же лимитирующими механическую скорость проходки, являются вибрации колонны бурильных труб и сальникообразование на долоте (очистка долота).

Обычно изучение вибраций в процессе бурения происходит после аварий, связанных с целостностью колонны бурильных труб. Недостаточный интерес в области, описывающей воздействие вибрации на стабильность ствола скважины, связан с тем, что исторически химическое взаимодействие бурового раствора и породы принято считать основной причиной проблем, связанных со стабильностью пород (главным образом литифицированных отложений). Во многих ситуациях, где первопричиной проблем являются повышенные вибрации буровой колонны, идея взаимодействия порода - раствор затмевает истинную причину.

Вибрации в процессе бурения ствола скважины подразделяются на три основных типа: продольные, изгибные и крутильные (рис. 4.2).

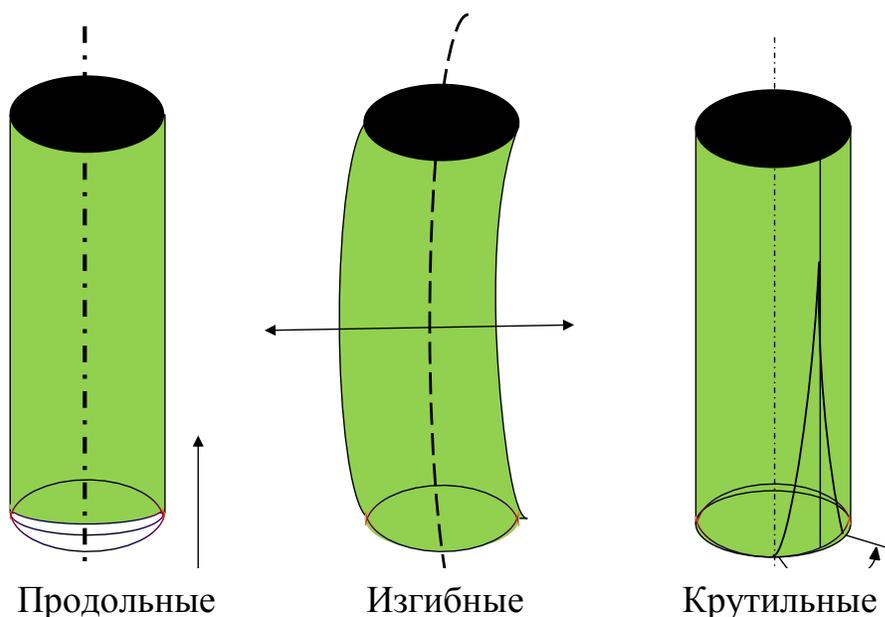


Рисунок 4.2. Типы вибраций.

Динамические продольные нагрузки на компоновку низа бурильной колонны и саму колонну бурильных труб исходят в первую очередь от взаимодействия порода-долото. Сильные продольные вибрации часто происходят при использовании шарошечных долот. Важной особенностью продольных колебаний является временный отрыв долота от забоя – так называемая продольная вибрация бурового долота, которая порождает неустойчивый процесс разрушения горной породы. Перемеживающиеся горные породы, обладающие разной прочностью, склонны к генерации осевых вибраций (например, карбонатные и глинистые породы).

Крутильные нагрузки связаны с явлением подклинки / проворота (реактивным крутящим моментом) бурильной колонны, возникающим в процессе бурения. Это явление не будет происходить, если длина бурильной колонны короче критической длины. Критическая длина в свою очередь является функцией от скорости вращения ротора, коэффициента трения возникающего на границе контакта между КНБК и стенкой скважины. Когда явление подклинки / проворота возникает в процессе бурения, долото может перейти в состояние покоя, вызванное внезапным увеличением нагрузки на долото либо комбинированным воздействием значительных осевых нагрузок (из-за сужения ствола скважины, повешенной жесткости КНБК) и повышенных значения кривизны ствола скважины, желобообразования и т.д. В дальнейшем из-за того, что верхний привод либо ротор продолжают вращаться, бурильная колонна аккумулирует скручивающие нагрузки и проворачивается. Это может привести к увеличению скорости вращения до 10 раз сверх номинальной или к появлению реактивного момента.

Изгибные вибрации происходят из-за динамических боковых нагрузок, действующих на КНБК за счет вращения и взаимодействия со стволом скважины. Сочетание с осевыми нагрузками увеличивает изгибные вибрации из-за создания дополнительных центробежных сил. Повышенные изгибные вибрации развивают мгновенное перемещение центра вращения, создавая эксцентрическое перемещение долота, ведущее к неэффективному разрушению породы на забое скважины.

Однородные интервалы высокопрочных пород, таких как ангидриты или доломиты, склонны к появлению изгибных вибраций. В менее прочных породах (аргиллитах) изгибные вибрации являются вторичными по сравнению с продольными и крутильными.

Описание воздействия вибрации колонны труб на стабильность ствола скважины описано в литературе. Дунаевский [75] и Дукстра [76] утверждают, что бурильная колонна, а особенно компоновка низа подвергается значительному воздействию вибраций, которые воздействуют либо по отдельности, либо в комбинации. При этом основными источниками вибраций являются взаимодействия между долотом и породой, бурильной колонной и стволом скважины. Авторы указывают, что вибрации в основном приводят к усталостному разрушению труб, плохому контролю над траекторией ствола и значительному кавернообразованию. Основное разрушение стенок скважины происходит при биении о них колонны труб и элементов КНБК. Как описано Митчеллом и др. [92], колебания усиливаются при условии приближения к резонансу системы, вызывая быстрое разрушение компонентов колонны труб. При скорости вращения бурильной колонны близкой к критической частоте деструктивные гармонические колебания могут генерировать повышенные значения напряжения, достигающие 550 МПа и значительно уменьшать долговечность элементов колонны. Эта динамическая энергия одновременно может быть рассеяна в породе при соприкосновении их с элементами КНБК. Так же было экспериментально установлено, что продольное смещение на 25 мм является достаточным для того, чтобы стабилизатор диаметром 159 мм свободно достигал стенок скважины номинальным диаметром 215.9 мм [76].

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

4.3 Влияние литологии на вибрации в процессе бурения

Литология оказывает сильное влияние на основные лимитирующие факторы, описанные в параграфе 4.2. Анализ литературных источников позволил определить, а анализ пробуренных скважин – подтвердить зависимость между типом породы и основным типом вибрации, возникающей при её бурении. Таблица 4.1 суммирует полученные данные для интервалов гомогенных породы, таблица 4.2 для интервалов гетерогенных пород [46, 99]. Вибрации подразделены на основные (О) и вторичные (В). Так же приведены породы, в которых сальникообразование встречается в первую очередь.

Таблица 4.1. Основные лимитирующие факторы в интервалах гомогенных пород.

Порода	Интервал гомогенных пород		
	Сальник	Продольные	Изгибные
Глинистый известняк (ГИ)	О		
Аргиллит (Ар)	О		
Сланец (Сл)	О		
Известняк (Из)		О	В
Доломит (Дл)		В	О
Ангидрит (Ан)			О

Таблица 4.2. Основные лимитирующие факторы в интервалах гетерогенных пород.

Порода	Интервал гетерогенных пород		
	Сальник	Продольные	Изгибные
Из и ГИ	О	В	
Ар/Сл с Из, Дл, Ан	О	В	
Дл и ГИ	В	О	
Дл и Из, Ан		О	В
Ан и Из, Ар, Сл, Дл		О	В
Ан и Дл		В	О

4.3 Технология применения удельной механической энергии для выбора оптимальных параметров режимов бурения

Процесс выбора оптимальных параметров был начат с создания базы данных законченных скважин, содержащей все основные параметры бурения для секции скважины, пробуренной в отложениях трещиноватых аргиллитов. Была разработана структура базы данных для создания надлежащей классификации - Скважина \ Секция \ Пласт и значения УМЭ, рассчитанное для каждого пласта. Основываясь на собранных данных, были созданы графики, отображающие каждый пробуренный интервал с точки зрения затраченной энергии, литологии, использованных параметров (нагрузка на долото и оборотов в минуту) и эффективности.

Далее был выполнен ретроспективный анализ собранной информации, путём наблюдения за реальным поведением приведённой удельной механической энергии в определённом интервале бурения и сравнения её с теоретическими выкладками о роли литологии. Это позволило классифицировать и разбить пласты на интервалы, склонные к тому или иному фактору, ограничивающему передачу механической энергии к долоту.

Важно отметить, что данные, собранные на этой стадии, являлись скорее качественными, чем количественными. Это означает, что работа была выполнена с целью идентификации и классификации наиболее вероятных тенденций, которые могут наблюдаться при бурении данного конкретного интервала, и не отражает численных значений. Рисунок 4.3 показывает пример такого анализа, в правой части рисунка приведено краткое описание критериев, по которым происходила классификация интервалов.

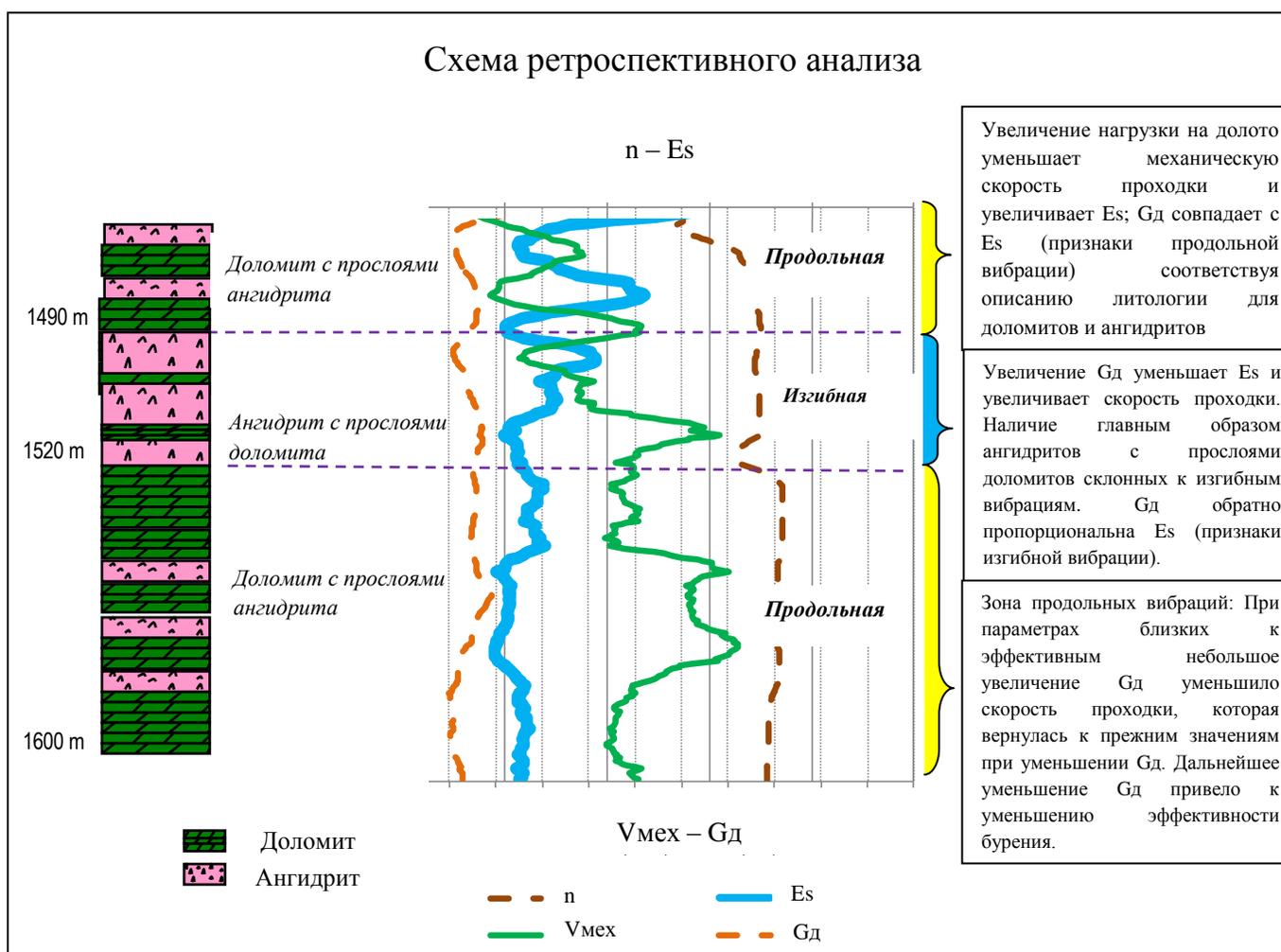


Рисунок 4.3. Схема ретроспективного анализа

Вторым шагом в выборе оптимальных параметров была количественная оценка параметров бурения (собранных на соседних скважинах), полученная путём

создания алгоритма, позволяющего создать «идеальную скважину». Создание «идеальной скважины» происходит путём выбора наиболее эффективно пробуренных интервалов (после нормализации случайных ошибок). Основная идея состоит в том, что каждый интервал, пробуренный в определённой скважине на определённой глубине, сравнивался с соответствующим интервалом на соседних скважинах. Интервалы с наибольшей эффективностью были отобраны и скомпилированы в «идеальную скважину» вместе с параметрами, использованными при их бурении.

Для проверки концепции «идеальной скважины» был произведён расчет значений приведённой удельной механической энергии и полученные значения сравнены с данными акустического каротажа (рис. 4.4). Полученная зависимость значений $E_{s_{ГП}}$ и ПОС от глубины показывает совпадение этих значений, что, в свою очередь, является индикатором того, что энергия требуемая для бурения гипотетической «идеальной скважины» имеет под собой реалистичную основу.

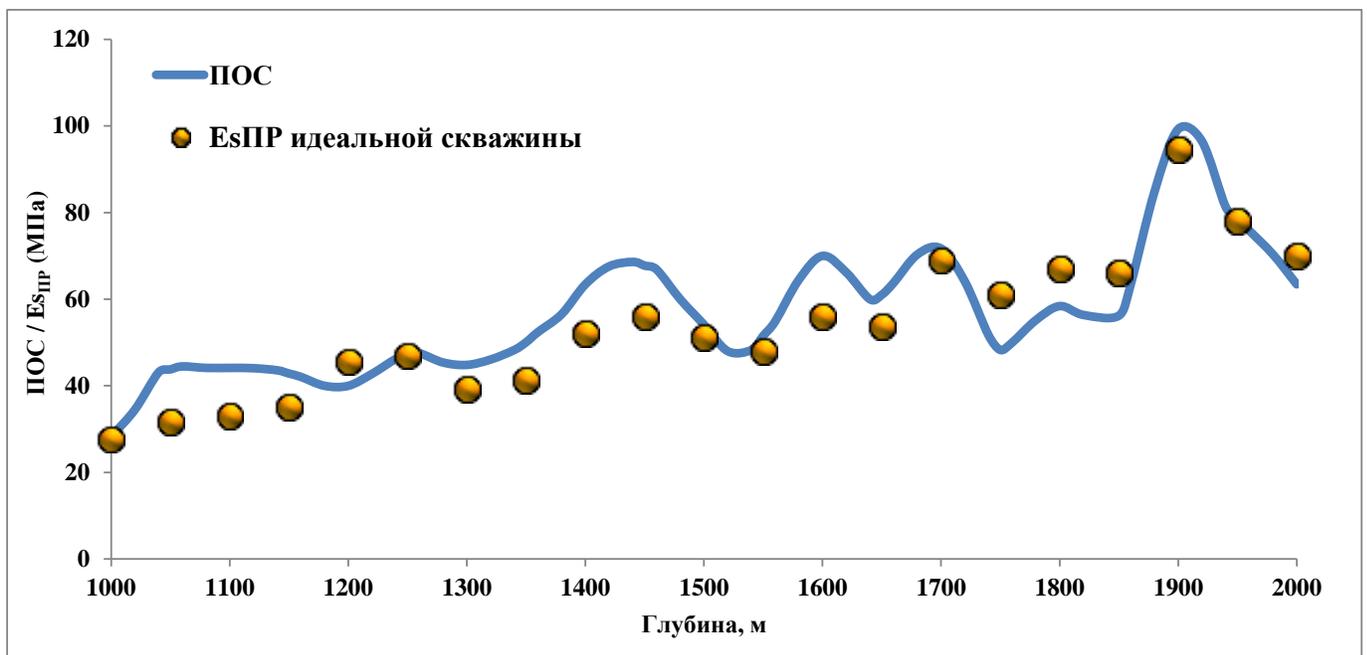


Рисунок 4.4. Расчётные значения $E_{s_{ГП}}$ для «идеальной скважины» и значения ПОС полученные при помощи акустического каротажа.

Для суммирования результатов анализа соседних скважин, расчетных значений механической энергии и каротажных данных была создана таблица рекомендованных параметров, обобщающая эти результаты и являющаяся руководством для применения при бурении скважин (таблица 4.3). Литологические характеристики и основные факторы, влияющие на эффективность бурения, были получены из ретроспективного анализа. Оптимальные параметры и расчётные значения приведенной удельной механической энергии получены из «идеальной скважины».

Таблица 4.3. Пример таблицы рекомендованных параметров

Глубина (до), м	Порода	Основной ограничивающий фактор	Вторичный ограничивающий фактор	Гд, т	n, об/мин.	Макс. V мех, м/ч	Es 1-ое приближение	Es _{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	Сальнокообразование	15	135	30	ННД ↑ ОБМ↓	55
1850	Известняк/Ангидрит	Сальнокообразование	Продольная	12	150	25-45	ННД ↓ ОБМ↑	66
1950	Песчаник гравилитовый	Продольная	Сальнокообразование	8	150	35	ННД ↓ ОБМ↑	77

При чётком следовании параметров бурения, описанных в таблице 4.3, и своевременной реакции на изменение пород удаётся достичь оптимальных параметров бурения, уменьшить потери энергии в результате вибрации и, как следствие, увеличить механическую скорость проходки.

В настоящее время в индустрии существует множество методов для получения и отслеживания параметров бурения (механическая скорость проходки, нагрузка на долото, обороты в минуту, давление и т.д.) в режиме реального времени с помощью газокаротажного оборудования не только на буровой, но так же транслирование их в

инженерно-технические центры сопровождения бурения. Одним из параметров, который может быть передан, является значение E_s ($E_{s_{\text{ГПР}}}$). На рисунке 4.5 представлен пример применения концепции удельной механической энергии для увеличения эффективности бурения, основываясь на результатах разработанной методологии. В данном случае фактическое значение приведённой удельной механической энергии при бурении первой свечи равнялось приблизительно 87 МПа, тогда как расчётное значение, согласно таблице рекомендованных параметров, равнялось 48 МПа. В соответствии с таблицей данный интервал склонен к проявлению продольной вибрации и рекомендованным подходом является уменьшение нагрузки на долото, когда $E_{s_{\text{ГПР}}}$ увеличивается выше расчётных значений. В этой ситуации была дана рекомендация уменьшить ННД с 8 до 4 тонн, которая мгновенно дала ощутимые результаты – механическая скорость проходки увеличилась с 20 до 50-70 м/час. В дальнейшем при следовании рекомендованным параметрам МСП была постоянна, когда же происходило кратковременное увеличение нагрузки на долото – скорость проходки значительно падала, проявлялись продольные вибрации и регистрировались пиковые значения механической энергии [46].

Хотя отложения аргиллитов характеризуются низким пределом прочности и не склонны к проявлению вибраций, в тоже время предел прочности пород, залегающих ниже (к примеру, доломитов), значительно выше [44]. Как показано в главе 2 разница может достигать 13 раз. В таком случае выбор оптимальных параметров для бурения доломитов, склонных к изгибной вибрации, становится очень важным, в связи с тем, что при биении колонны бурильных труб воздействие происходит не только и не столько вблизи долота, сколько вдоль КНБК и выше. Соответственно вибрационное воздействие ощущают все породы расположенные над забоем. С помощью выбора оптимальных параметров режимов бурения возможно значительное уменьшение энтропии за счёт уменьшения вибрационных процессов в бурильной колонне, что уменьшает дестабилизацию фильтрационной

корки и кавернообразование в местах биения колонны бурильных труб. А так же позволяет существенно увеличить механическую скорость проходки, а, следовательно, уменьшить время взаимодействия бурового раствора и породы [49].

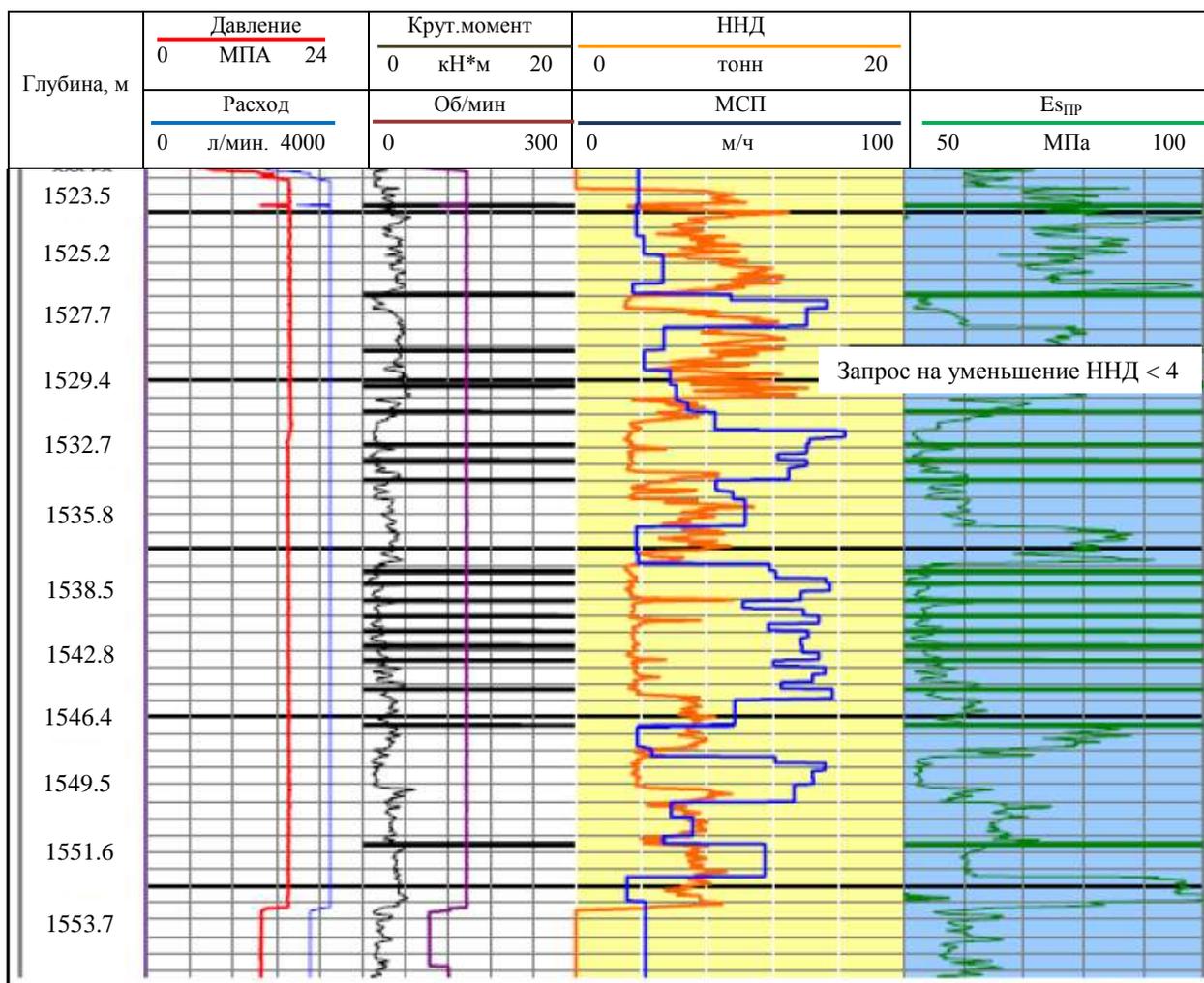


Рисунок 4.5. Пример применения удельной механической энергии в режиме реального времени

4.3 Воздействие температуры на забое скважины, расхода промывочной жидкости и конфигурации КНБК на стабильность пород

Одним из параметров, которым достаточно сложно управлять, является температура на забое скважины. Скважины с высокой температурой могут

испытывать проблемы со стабильностью, из-за изменения тангенциального напряжения вследствие разницы температур между буровым раствором и породой.

Если буровой раствор имеет более низкую температуру по сравнению с пластом, это уменьшает тангенциальное напряжение по мере охлаждения пласта. В свою очередь, это уменьшение может предотвратить разрушение сдвига и стабилизировать скважину, если тангенциальное напряжение было высоким из-за низкой плотности бурового раствора. С другой стороны, если плотность бурового раствора слишком высокая, и близко к давлению гидроразрыва, чрезмерное охлаждение может привести к снижению тангенциального напряжения, и привести к разрыву породы от растяжения либо гидроразрыву из-за уменьшения градиента гидроразрыва. Если раствор обладает более высокой температурой по сравнению с породой пласта, то, с точностью до наоборот, происходит увеличение тангенциального напряжения, что может привести к скалыванию либо разрушению сдвига.

При стандартных спускоподъемных операциях при бурении скважины с высокой температурой пласта происходит возвращение температуры пласта к нормальному значению, что ведет к увеличению тангенциального напряжения. После того, как компоновка низа буровой колонны снова спущена на забой скважины, и циркуляция восстановлена, буровой раствор с более низкой температурой начинает влиять на призабойную зону скважины и охлаждать её, тем самым вызывая уменьшение тангенциального напряжения. В то же время, когда раствор с забоя скважины с более высокой температурой проходит через вышележащие пласты, нагревая их, тангенциальное напряжение увеличивается. Эти изменения в напряжении имеют тот же эффект, что и перепад давления (гидравлический удар) возникающий при резком движении компоновки в стволе скважины, и могут вызвать как разрушение растяжения, так и сдвига (рис. 4.6).

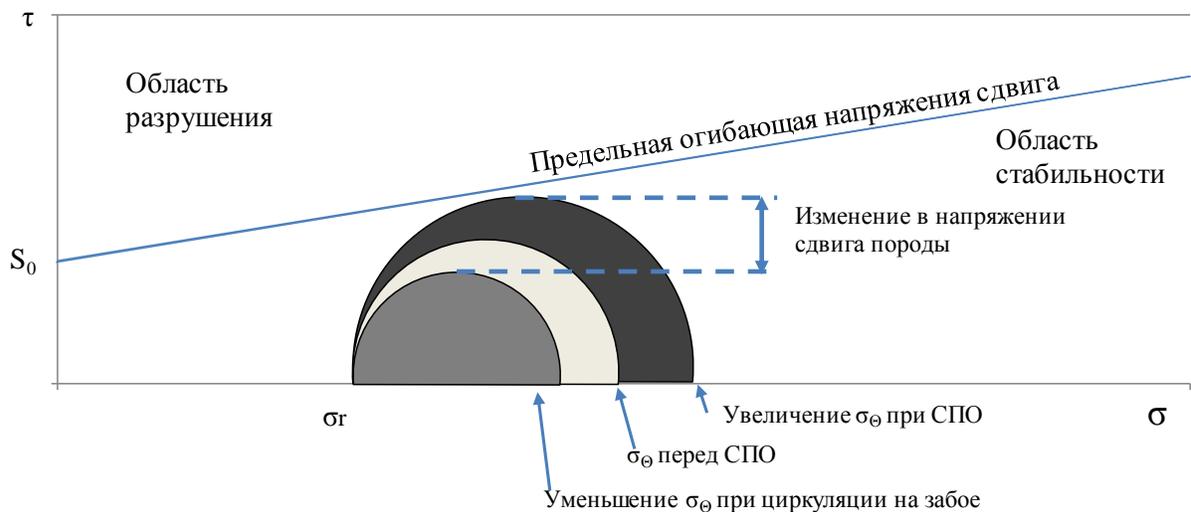


Рисунок 4.6. Изменение в напряжении сдвига породы в скважинах с высокой температурой пласта

Одновременно расход раствора при бурении скважины необходимо поддерживать в пределах, предотвращающих эрозию породы. Рекомендуется применять расход минимально необходимый для оптимальной очистки ствола скважины; процедура по запуску и остановке буровых насосов должна быть разработана с таким учётом, чтобы избежать воздействия «гидравлического удара» на открытый ствол. Практика взятия замеров при бурении скважины должна минимизировать циркуляцию в трещиноватых аргиллитах, а количество шаблонировок должно быть сведено к минимуму [48].

Так же положительный эффект может быть получен при закачке утяжеленных пачек раствора на забой скважины перед спускоподъемными операциями для компенсации потери эквивалентной плотности циркуляции и прокачке кольматирующих пачек при бурении. Не рекомендуется прокачивать утяжеленные пачки бурового раствора во избежание воздействия на породу в результате внезапного изменения в гидравлическом давлении.

Компоновка низа бурильной колонны (КНБК) является одним из важных параметров (включая долото и установку стабилизаторов). При бурении отложений

трещиноватых аргиллитов использование агрессивных долот приводит к увеличению механической скорости проходки и, как следствие, к меньшему воздействию бурового раствора на породу. При бурении вертикальных скважин рекомендуется использование полужесткой компоновки позволяющей уменьшить скручивающие и осевые нагрузки и, как результат, минимизировать проработки и обратные проработки. Идеальным вариантом является использование роторных управляемых систем, позволяющих увеличить механическую скорость проходки, уменьшить риск прихвата, уменьшить кривизну траектории, исключить проблемы, связанные с управлением КНБК при бурении компоновками с забойным двигателем и, как результат, улучшить очистку и уменьшить проработки ствола скважины [48].

В результате анализа данных теоретических и экспериментальных работ, проведенных на месторождениях, были сделаны следующие выводы:

- Оптимизация технологических параметров режима бурения, основанная на концепции удельной механической энергии, позволяет увеличить механическую скорость проходки и, как следствие, уменьшить время взаимодействия раствора и сильно трещиноватых аргиллитов.

- Применение концепции удельной механической энергии позволяет уменьшить энтропию путём уменьшения вибраций бурильной колонны и, как следствие, уменьшить кавернообразование.

Выводы

Аналитические, теоретически и экспериментальные исследования показали, что:

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 значение – 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. Выбор оптимальных параметров режимов бурения является важным фактором для уменьшения энтропии, предотвращения вибраций в процессе бурения и воздействия элементов КНБК на стенки скважины. Применение технологии основанной на удельной механической энергии позволяет выбрать наиболее оптимальные параметры, уменьшить потери энергии в процессе бурения, снизить вибрации бурильной колонны и, как следствие, достичь оптимальных параметров режима бурения.

Список литературы:

1. Анвар, Х. Моделирование механических свойств геологической среды как средство расшифровки напряжений в горных породах/ Х. Анвар, Т. Браун // Нефтегазовое обозрение. – 2005. – Том 9. – №1. – 20 с.
2. Ажгирей, Г.Д. Структурная геология. / Г.Д. Ажгирей. - М.: Изд. МГГУ, 1956 г. – 493 с.
3. Алябина, И.О. Закономерности формирования поглотительной способности почв./ И.О. Алябина - М.: РЭФИА, 1998. - 47 с.
4. Ананьев, А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам /А.Н.Ананьев; под ред. Пенькова А.И. - 1-е изд., - В.; Интернешнл Касп Флюидз, 2000. – 139 с.
5. Баклашов, И.В. Геомеханика: Учебник для вузов. В 2 т. / И.В. Баклашов. - М.: Изд. МГГУ, 2004. – 206 с.
6. Басарыгин, Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: Недра, 2000. – 680 с.
7. Бетехтин, А.Г. Курс минералогии. / А.Г. Бетехтин. - М.: КДУ, 2008. – 736 с
8. Близнюков В.Ю., Шарафутдинова Р.З. Создание псевдопластических свойств и Требования к составу бурового раствора / В.Ю. Близнюков, Р.З. Шарафутдинова. // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 5. – С. 15-18.
9. Булатов, А. И. Технология промывки скважин. / А.И. Булатов, Ю.М, Проселков, В. И. Рябченко. - М.: Недра, 1981. – 301 с.
10. Булатов, А.И. Справочник по промывке скважин / А.И. Булатов, А.И. Пеньков, Ю.М. Проселков. - М.: Недра, 1984. – 317с.
11. Вадецкий, Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для нач.проф. образования / Ю.В Вадецкий. - М.: Изд. центр «Академия», 2003. – 352 с.

12. Войтенко, В.С. Прикладная геомеханика в бурении / В.С. Войтенко. - М.: Недра, 1990. – 252 с.
13. Войтенко, В. С. Управление горным давлением при бурении скважин / В.С. Войтенко. - М.: Недра, 1985. – 182 с.
14. Гамкрелидзе, Л.И. Логистика: теория и практика / Л.И. Гамкрелидзе. - МГИУ, 2009. - 276 с.
15. Горднов, В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В.Д. Горднов. - М.: Недра, 1977. – 280с.
16. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. / Дж.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. М.: Недра, 1985. – 509 с.
17. Гусман, А.М. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / А.М. Гусман, К.П. Порожский. - Изд. Екатеринбург: УГГГА, 2002. – 577 с.
18. Ермолаева, Л.В. Буровые промывочные растворы: учеб. пособ. / Л.В. Ермолаева. – Самара: СГТУ, 2009. – 46 с.
19. Желтов, Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта / Ю.П. Желтов. - М.: «Недра», 1975. – 216 с.
20. Ивенина, И.В. Повышение эффективности ингибирования глинистых пород путем управления минерализацией буровых растворов: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук (25.00.15) / И.В. Ивенина. – Ухта, 2011. – 24 с.
21. Ильински, Г.А. Диагностика шлиховых минералов. Методические указания к курсу шлихового анализа / Г.А. Ильински. Ленинград: ЛГУ, 1991. – 102 с.
22. Ишбаев, Г.Г. Применение фракционного карбоната кальция в составе инвертно-эмульсионного бурового раствора для снижения загрязнения продуктивных пластов / Г.Г. Ишбаев, М.Р. Дильмиев. // Бурение и нефть. - 2012. - №3. - С.40-43.
23. Ишбаев, Г.Г. Теории подбора фракционного состава кольматанта / Г.Г. Ишбаев, М.Р. Дельмиев // Бурение и нефть. - 2011. - №5. – С.34-39.

24. Калинин, А.Г. Бурение наклонных скважин / А.Г. Калинин, Н.А. Григорян, Б.З. Султанов. - М.: Недра, 1990. – 348 с.
25. Карев, В. Исследование и прогнозирование устойчивости стволов горизонтальных скважин баженовских отложений, бурящихся на депрессии / В.Карев // Технологии ТЭК. – 2004. - № 5. - С. 18-23
26. Карев, В.И. Определение деформационных и прочностных свойств горных пород применительно к баженовским отложениям / В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко, К.Б. Устинов // Технологии ТЭК. – 2005. - № 3 (22) - С. 17-21.
27. Комиссаренко, А.А. Кондуктометрия и высокочастотное титрование. Учебно-методическое пособие / А.А. Комиссаренко, Г.Ф. Пругло. - ГОУ ВПО СПбГТУРП. СПб., 2009. – 64 с.
28. Лекции по курсу Физика горных пород [Электронный ресурс]. – М.: 2013. – Режим доступа: <http://lib.rushkolnik.ru>.
29. Лысенко, М.П. Состав и физико-механические свойства грунтов / М.П. Лысенко. М.: Недра. 1980. – 272 с.
30. Метод определения предела прочности при объемном сжатии. ГОСТ 21153.8-88. - М.: Издательство стандартов, 1988. – 17 с.
31. Нефтегазовое дело: Т.2. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие / Ф.А. Аг-замов и др. Под ред. проф. А.М. Шаммазова. - СПб.: Недра, 2012. - 436 с.
32. Новиков, В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / В.С. Новиков. М.: Недра, 2000. - 270 с.
33. Овчинников, В.П. Буровые промывочные жидкости / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенов. Тюмень: Изд-во Нефтегазовый университет, 2008. – 309 с.
34. Технология бурения глубоких скважин / под. ред. М.Р Мавлютова. М.: Недра, 1982. – 287 с.

35. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов / Под общей редакцией А.И. Спивака. 2-е изд., испр. и доп. – М.: Недра, 2004. – 509 с.
36. Технология и техника борьбы с поглощениями при строительстве скважин / под ред. Полякова В.Н. Уфа: Китап, 1998. – 192 с.
37. Открытая энциклопедия по наукам о Земле [Электронный ресурс]. – М., 2010. - Режим доступа: <http://wiki.web.ru>.
38. Попов, А.Н. Разрушение горных пород / А.Н. Попов. – Уфа: УГНТУ, 2009. - 152 с.
39. Порцевский, А.К. Основы физики горных пород, геомеханики и управления состоянием массива / А.К. Порцевский, Г.А. Катков. - М.: МГОУ, 2004. – 120 с.
40. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. – М.: Госгортехнадзор России, ПИО ОБТ, 2003. – 299 с.
41. Протоdjяконов, М.М. Обобщенное уравнение огибающих к предельным кругам напряжений Мора / М.М. Протоdjяконов // Исследование физико-механических свойств горных пород применительно к задачам управления горным давлением. – М.: Изд-во АН СССР. - 1962. - С. 27—38.
42. Пустовойтенко, И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении / И.П. Пустовойтенко М.: Недра, 1988. – 279 с.
43. Рабинович, Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении / Н.Р. Рабинович. М.: Недра, 1989. - 270 с.
44. 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.
45. 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.

46. Ружников, А.Г. Обоснование практического подхода к выбору стратегии безвибрационного бурения / А.Г. Ружников // Наука и бизнес. – 2014. - №5. - С. 9-14.
47. Ружников, А.Г. Оценка влияния временного фактора на коэффициент кавернозности литифицированных сланцев / А.Г. Ружников // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. - 2014. - №4. - С. 36-49.
48. 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.
49. 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.
50. Рябченко, В.И. Управление свойствами буровых растворов / В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1990. - 230 с.
51. Рязанов, А.Я. Энциклопедия по буровым растворам / А.Я. Рязанов. - Оренбург: Летопись, 2005. - 664 с. (стр.251).
52. Сеид-Рза, М.К. Устойчивость стенок скважины / М.К. Сеид-Рза, М.И. Исмайылов, Л.М.Орман. — М.: Недра, 1981. — 175 с.
53. Спивак, А.И. Разрушение горных пород при бурении скважин. Учебник для вузов. 4-е издание перераб. и доп. / А.И. Спивак, А.Н. Попов. — М.: Недра, 1994. – 272 с.
54. Справочник инженера по бурению: в 2 т. / под. ред. А.И. Булатова. - М.: Недра, 1991.
55. Справочник. Стабильность ствола скважины [Электронный ресурс] // Амоко. - 1996. – Режим доступа: <http://www.dl.drlginfo.com>.
56. Степанов, Н.В. Моделирование и прогноз осложнений при бурении скважин / Н.В. Степанов. - М.: Недра, 1989. – 252 с.

57. Сыркин, А.М. Поверхностные явления и дисперсные системы в нефтепромысловом деле: Учебн. пособие / А.М. Сыркин, Э.М. Мовсумзаде. – Уфа: УГНТУ, 2005. – 138 с.
58. Теория и практика заканчивания скважин: в 5 т. / под ред. А.И. Булатова. - М.: Недра, 1997.
59. Терцаги, К. Теория механики грунтов / К.Тергацци. — М.недра, 1961. – 507 с.
60. Уляшева, Н.М. К вопросу увлажнения глинистых пород в водных растворах электролитов / Н.М. Уляшева, И.В. Ивенина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 4. – С. 24–27.
61. Усачев, Е.А. Прогнозирование состояния ствола горизонтальной скважины. / Е.А. Усачев, Т.В. Грошева. // Сборник докладов VIII конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа: Геофизика. – 2009. С. 207-211.
62. Шарафутдинова, Р. З. Выбор бурового раствора для проводки скважин в глинистых горных породах: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук (25.00.15) / Р.З. Шарафутдинова. – Ухта, 2012. – 25 с.
63. Шарафутдинова, Р.З. Исследование неустойчивости глинистых горных пород при применении ингибированных буровых растворов. / Р.З.Шарафутдинова, В.Ю. Близнюков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2010. - № 7. - С. 31-33.
64. Штрюбель, Г. Минералогический словарь: Пер. с нем. / Г. Штрюбель, З. Циммер. — М.: Недра, 1987. – 496 с.
65. Юнин, Е.К. Динамика глубокого бурения / Е.К. Юнин, В.К. Хегай. - М.: Недра, 2005. – 286 с.
66. Юнин, Е.К. Основы механики глубокого бурения. Курс лекций / Е.К. Юнин, В.К. Хегай. - М.: Недра, 2010. -163 с.
67. Яланский, А.А. Особенности изучения свойств и состояния массива горных пород ультразвуковыми методами на скважинах глубокого и сверхглубокого бурения / А.А. Яланский // Геотехническая механика: Межвед.сб.науч. трудов

ин-та геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины. - 2010. – № 91. – С.33-42.

68. Abrams, A. Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion / A. Abrams // Journal of petroleum technology. - 1977. - № 5713. –7 p.
69. Amoco Wellbore Stability Team. State of the Art in Wellbore Stability // Amoco. Chicago, U.S. 1994. – 46 p.
70. ANSI/API 13I/ISO 10416 Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids // American petroleum institute, 2004. – 137 p.
71. Bailey, L. Drilling Fluids and Wellbore Stability – Current Performance and Future Challenges / L. Bailey, J. H. Denis, G.C. Maitland // Chemicals in the Oil Industry, Royal Soc of Chemistry. - 1991. - №12. - P. 53-70.
72. Burst, J.F. Diagenesis of Gulf Coast Clayey Sediments and Its Possible Relation to Petroleum Migration / J.F. Burst // Amer. Assn. Pet. Geol. Bull. - 1969. - № 53. - P.73-93.
73. Celada, B. The use of the specific drilling energy for rock mass characterization and TBM driving during tunnel construction / B.Celada, J.M. Galera, C.Munoz // ITA-AITES World Tunnel Congress, Budapest, Hungary. - 2009. – 12 p.
74. Dennis, E.O'Brien. Stabilizing Sensitive Shales With Inhibited, Potassium-Based Drilling fluids / E.O'Brien. Dennis, M.E.Chenevert // Journal of petroleum technology. - 1973. - №4232. – 12 p.
75. Dunayevsky, V.A. Dynamic Stability of Drillstrings under Fluctuating Weight on Bit / V.A. Dunayevsky, F.Abbassian, A.Judzis // Journal of petroleum technology SPE Drilling and Completion. – 1993. - № 14329-PA. – 9 p.
76. Dykstra, M.W. Drillstring Component Mass Imbalance: A Major Source of Downhole Vibrations / M.W. Dykstra, D.C-K.Chen, T.M.Warren // Journal of petroleum technology. – 1995. - №29350. – 8 p.
77. Eric, van Oort. On the physical and chemical stability of shales / van Oort Eric // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2003. - №38. - P. 213 – 235.

78. Fredd, E.B. Maximizing ROP With Real - Time Analysis of Digital Data and MSE / E.B.Fredd, J.W.Witt, S.M.Remmert // International Petroleum Technology Conference. – 2005. №10607. – 8 p.
79. Gazaniol, D. Wellbore Failure Mechanisms in Shales: Prediction and Prevention / D.Gazaniol, T.Forsans, M.J.F.Boisson // Journal of petroleum technology. – 1995. - № 28851. - 7 p.
80. Helio, S. Consequences and Relevance of Drillstring Vibration on Wellbore Stability / S.Helio, J.C.R. Placido, C.Wolter // Journal of petroleum technology. – 1999. - №52820. - 7 p.
81. Horsrud, P. Time Dependent Borehole Stability: Laboratory Studies and Numerical Simulation of Different Mechanisms in Shale / P .Horsrud, R.M.Holt, E.Sonstebo // Journal of petroleum technology. – 2006. - №28060. - 8 p.
- 82.Ibrahim, A.A. Drilling mechanics: Consequences and relevance of drill string vibration on wellbore stability / A.A.Ibrahim, T.A.Musa, A.M.Fadoul // Journal of applied sciences. – 2004. - № 4 (1). - P.106-109.
83. Jim, F. Testing and evaluation techniques for drilling fluids-shale interaction and shale stability / F.Jim, S.Gomez, Q.Gou at al. // American Rock Mechanics Association. - 2011. - №11-502. – 8 p.
84. João, C.R. Drillstring Vibration and Wellbore Instability / C.R.P.João, M.R.H. Santos, Y.D.Galeano // J. Energy Resour. - 2002. - №124 (4). - P. 217-222.
85. Karaborni, S. The swelling of clays: molecular simulations of the hydration of montmorillonite / S.Karaborni, B.Smit, W.K.Heidug at al. // Science. -1996. - vol.271. - №5252. – P. 1102-1104.
86. Keelan, D.K. Application of Cation Exchange Capacity in a Study of the Shaman Sand of Wyoming / D.K. Keelan // SPWLA Twentieth Annual Logging Symposium: abstr. – Tulusa, 1979. - 21 p.

87. Lal, M. Shale Stability: Drilling Fluid/Shale Interaction - State of the Art Report / M.Lal // SPE Asia Pacific oil and gas conference and exhibition. -1995. - №54356. – 10 p.
88. Lal, M. Shale Stability: Drilling Fluid/Shale Interaction Study and Shale Strength Correlations / M.Lal, T.Kristiansen, C.Deem at al. // Amoco Report. -1999. - №96348. – P. 96-99.
89. Martin, A.D. Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids / A.D. Martin, T.J. Heinz, C.F. Svoboda at al. // Journal of petroleum technology. – 2000. - №58793. – 8 p.
90. Madsen, F.T. The Swelling Behavior of Clays / F.T.Madsen, V.Muller // Applied Clay Science. – 1989. - Vol. 4. – P. 143-156.
91. Manohar, L. Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength / L.Manohar // Journal of Petroleum technology. – 1999. - № 54356. - 10 p.
92. Mitchell, R.F. Case Studies of BHA Vibration Failure / R.F.Mitchell, M.B. Allen // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 1987. - №16675. – 14 p.
93. Mody, F.K. A borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction / F.K. Mody, A.H. Hale // Proceedings of the SPE/IADC Drilling Conference. – 1993. - №25728. - P.473–490.
94. Nicolas, D. New Permeability Plugging Apparatus Procedure Addresses Safety and Technology / D. Nicolas, P.Mihalik, P.R.Lundie // Journal of petroleum technology. – 1999. - №52815. - 14 p.
95. Oort, van E. Critical Parameters in Modelling the Chemical Aspects of Borehole Stability in Shales and in designing Improved Water-Based Shale Drilling Fluids / van E. Oort, A.H.Hale, K.F.Mody // Journal of petroleum technology. – 1994. - № 28309. – 14 p.
96. Pessier, R.C. Quantifying Common Drilling Problems with Mechanical Specific Energy and Bit-Specific Coefficient of Sliding Friction / R.C. Pessier, M.J.Fear // Journal of petroleum technology. – 1992. - № 245884. -16 p.

97. Santarelli, F. Drilling through highly fractured formations: A problem, a Model, and a Cure / F. Santarelli, C.Dardeau, C.Zurdo // Journal of petroleum technology. – 1992. - №24592. -10 p.
98. Schlumberger Company [Электронный ресурс]. - G., 2013.- Режим доступа: <http://slb.com>.
99. Stephen, M.R. Implementation of ROP Management Process in Qatar North Field / M.R. Stephen, J.W. Witt, F.E. Dupriest // Journal of petroleum technology. -2007. - № 105521. - 10 p.
100. Tarsuhiko, W. Eliminating Additional Drilling Expense Due to Well Stability Problem in Laminated Fracture Nahr Umr Shale Formation / W.Tatsuhiko, K.Yamamoto, N. Tokuda // Journal of petroleum technology. - 2006. - № 101383. – 6 p.
101. Teale, R. The Concept of Specific Energy in Rock Drilling / R.Teale // Intl. J. Rock Mech. Mining Sci. -1965. – vol.2 №1. - P.57-73.
102. Uday, A. Tare. Interpretation and Application of Acoustic and Transient Pressure Response to Enhance Shale (In)Stability Predictions / A.T.Uday, A.I.Mese, K.M.Fersheed // Journal of petroleum technology. – 2000. - № 63052. – 9 p.
103. van Olphin, H. Compaction of Clay Sediments in the Range of Molecular Particle Distances / H. van Olphin // Clays and Clay Minerals. – 1962. - vol.11, №1. – P. 178-187.
104. Vickers, S. A New Methodology that Surpasses Current Bridging Theories to Efficiently Seal a Varied Pore Throat Distribution as Found in Natural Reservoir Formations / S.Vickers, M.Cowie, T.Jones // Wiertnictwo Nafta gas. – 2006. - Tom 23/1. – P. 501-515.