



УДК 521

## ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕГО БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТенок СКВАЖИНЫ

### APPLICATION OF INHIBITING DRILLING FLUID TO MAINTAIN THE STABILITY OF THE WELL WALLS

**Саломатов Владислав Андреевич**магистрант,  
Тюменский Индустриальный Университет  
Vladhockey@yandex.ru**Кожаев Денис Павлович**магистрант,  
Тюменский Индустриальный Университет**Паникаровский Евгений Валентинович**кандидат технических наук,  
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Тюменский Индустриальный Университет

**Аннотация.** В работе рассмотрены одни из основных проблем, которые встречаются при бурении скважин с большим отходом от вертикали, проведён анализ по каким причинам возникают данные проблемы, а так же рассмотрены варианты, которые способствуют предотвращению или уменьшению влияния этих проблем при строительстве скважин.

**Ключевые слова:** скважина, устойчивость стенок, буровые растворы, ингибирующий буровой раствор, рецептура.

**Salomatov Vladislav Andreyevich**Undergraduate,  
Industrial University of Tyumen  
Vladhockey@yandex.ru**Kozhaev Denis Pavlovich**Undergraduate,  
Industrial University of Tyumen**Panikarovskiy Evgeniy Valentinovich**Candidate of technical Sciences,  
Associate Professor of  
the chair «Drilling oil and gas wells»,  
Industrial University of Tyumen

**Annotation.** The paper discusses some of the main problems encountered while drilling wells with high deviation from the vertical, the analysis of the reasons why these problems occur and the options considered, which contribute to prevent or mitigate the impact of these problems in the construction of wells.

**Keywords:** well, the stability of the walls, drilling fluids, inhibitive drilling fluid, compounding.

## Введение

В данной работе будет рассмотрена такая проблема как устойчивость стенок скважины на горизонтальном участке.

В настоящее время потребность в наклонно-направленном бурении существенно увеличивается, особенно широкое распространение получило конструкция скважины с большим отклонением от вертикали. Данный метод строительства скважин более эффективен и экономически выгоднее по сравнению с бурением вертикальных скважин, после ввода в эксплуатацию. Конструкция такой скважины позволяет увеличить площадь контакта в продуктивно пласте, следовательно, дебит скважины повышается.

В большинстве случаев скважины с горизонтальным окончанием бурятся параллельно плоскости напластования коллектора. Иначе говоря, образуется большая область контакта с коллектором. В свою очередь стоит отметить что, вертикальная скважина – это скважина, которая пересекает плоскость напластования коллектора под углом равным 90 градусам. Поэтому в настоящее время целесообразно проектировать скважины с горизонтальным окончанием или с большим отклонением от вертикали. Скважины такого строения подходят для коллекторов с вертикальным залеганием, траектория скважины всего-навсего пересекает несколько зон добычи. С точки зрения бурения, такой подход является перспективным потому что контроль над траекторией скважины осуществляется более эффективно.

Однако строительство скважин с горизонтальным окончанием связана с некоторыми проблемами, такие как устойчивость стенок скважины, процесс очищения горизонтальной или наклонной части скважины от шлама и непосредственно выноса шлама на поверхность.

Нарушение стабильности (устойчивости) стенок связано со следующими процессами: обрушение стенок скважины, прихват труб, потеря циркуляции. На все эти перечисленные процессы приходится до 40–44 % непроизводительности времени, в течение которого породоразрушающий инструмент не движется к поставленной проектной цели. Такие финансовые последствия приводит к значительным затратам, которые сервисные и частные компании могут предусмотреть на 10–20 % от утвержденных затрат.

Выделяют обычно три фактора разупрочнения пород и, следовательно, снижения их устойчивости.

1. *Механический размыв пород (эрозия) потоком промывочной жидкости.* Процесс заключается в воздействии потока бурового раствора на слабосвязанные породы и их цементы, и как следствие этого происходит обрушение стенок скважины.



2. *Изменения напряженного состояния в приствольной зоне.* Горизонтальное, вертикальное, боковое (горное) давление является причиной деформации пород при их вскрытии, особенно при наличии в разрезах увлажненных и пластичных глин.

3. *Физико-химическое и химическое воздействие промывочной жидкости на породу в приствольной зоне скважины.* химическая эрозия определяется физико-химическим процессом, который происходит на стенках при взаимодействии с фильтратом раствора. Эти процессы зависят от вида, параметра, состава применяемых буровых растворов, минералогического состава горных пород, химического состава пластовых жидкостей.

Решение данных проблем повлечет за собой повышения эффективности строительства скважин с большим отклонением от вертикали, снижения финансовых затрат, сокращение непроизводительного времени.

## 1. Проблемы устойчивости стенок скважин

### 1.1 Механика устойчивости стенок скважин

Механическая устойчивость стенки скважины напрямую связана с механическими свойствами горных пород. Горные породы-плотные или рыхлые агрегаты, слагающих земную кору.

Горные породы по происхождению делятся на метаморфические, магматические и осадочные. Основными породообразующими минералами являются: гидрофильные глинистые минералы (монтмориллонит, каолинит и др.), силикаты (полевые шпаты, слюда, пироксены, амфиболы), группа кварцев (кварц, кремень, халцедон и др.), карбонаты (кальцит, доломит) и водорастворимые материалы (гипс, галит и др.) [1].

В данной работе приоритет будет направлен на осадочные горные породы. Осадочные горные породы-породы образовались в результате постепенного осадконакопления. К данным породам относятся песчаник, сланцы, известняк, торф, лигнит, бурый и каменный угли, антрацит, каменная соль и др. При бурении нефтяных и газовых скважин часто встречаются породы, состоящие из следующих минералов: карбонатных (кальцит, доломит), оксидных (кварца и др.), глинистых (каолинит, монтмориллонит и др.), сульфатных (гипса, ангидрита, барита). Глинистые минералы-водные алюмосиликаты, которые характеризуются малым размером и чешуйчатым строением.

По своему строению породы классифицируются на кристаллические, аморфные и обломочные. Кристаллические породы образуются в результате химических реакций, происходящих в земной коре, или выпадения из водных растворов. К этим породам относятся соль, гипс, мел, доломиты, ангидриты, известняки и органогенные породы, который являются конечными продуктами жизнедеятельности организмов.

Горные породы могут быть неоднородными, однородными, изотропными и анизотропными. Изотропные породы обладают одинаковыми свойствами во всех направлениях, в свою очередь анизотропные- неодинаковыми свойствами в разных направлениях. Анизотропия обуславливается слоистостью. Прочность и упругие свойства пород различаются в зависимости от направления действия сил по отношению к плоскости напластования.

Способность горных пород реагировать на внешние воздействия изменением формы, целостности и размеров относится к механическим свойствам.

К механическим свойствам относят следующие понятия: прочность горных пород (теоретическая и техническая), твердость, упругость, пластичность.

*Прочность горных пород* – способность воспринимать силовые воздействия в определенных условиях без нарушения строения.

*Твердость горных пород* – способность сопротивляться внедрению постороннего тела.

*Упругость* – способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и полностью восстанавливать первоначальное состояние после устранения воздействия.

*Пластичность* – способность пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и сохранять остаточные деформации после устранения воздействия.

Горные породы принято делить на хрупкие и пластичные при обычных условиях. По мнению В.С. Федорова эти параметры следует рассматривать как состояние тела, а не как свойство материала. В понятие состояния горных пород входят: структура, дефекты и искажения, относящиеся к самим зернам (решеткам), их поверхности и веществу, который связывает зерна, температура и время действия сил и их значения. При определенных сочетаниях этих факторов породы могут вести себя как хрупкие так и пластичные тела.

*Хрупкое разрушение* – процесс, при котором горная порода разрушается внезапно. Процесс характерен для твердых (отвердевших) пород.

*Пластическая деформация* – процесс быстрого развития деформации при небольшом увеличении или снижении напряжения, который в конечном счете приводит к разрушению. Данный вид разрушения характерен для пластичных пород, таких как каменная соль и глинистые сланцы.

*Тектоническое напряжение*, давления выше лежащих пород, гравитационные силы вызывают напряженное состояние, которое испытывают рассматриваемые горные породы [2]. Совокупность



этих факторов определяет горное давление  $P_{gp}$  которой принято определять в зависимости от плотности  $\rho_0$  вышележащих пород (объемная плотность) и рассматриваемой глубины:

$$P_{gp} = \rho_0 \cdot g \cdot H, \tag{1}$$

где  $g$  – ускорение свободного падения;  $H$  – рассматриваемая глубина.

Горное давление влияет на боковое давление, которое обусловлено сопротивлением массива радиальной деформации выделенного объема породы. Значение  $\rho_0$  обычно принимается  $2,3 \text{ г/см}^3$ , поэтому градиент геостатического давления  $S / H = 22,6 \text{ кПа/м}$ . В осадочных бассейнах, которые образовались сравнительно недавно, объемная плотность пород у поверхности мала и увеличивается только с глубиной.

$$P_6 = \mu / (1-\mu) \cdot P_z, \tag{2}$$

где  $\mu$  – коэффициент Пуассона.

После того как осадочная порода уплотнилась в достаточной мере, образовался контакт между зернами, горное давление воспринимается независимо твердым скелетом и флюидом, который находится в порах

$$P_f = \rho_f \cdot g \cdot H, \tag{3}$$

где  $\rho_f$  – плотность флюида в поровом пространстве;  $H$  – глубина.

Горные породы по своей природе вязкоупруги, то вертикальные напряжения порождают горизонтальные составляющие. По мнению Итона горизонтальные составляющие напряжения равномерно распределены и могут быть определены с помощью коэффициента Пуассона:

$$\gamma = C_p / C_v, \tag{4}$$

где  $C_p$  – относительная поперечная деформация;  $C_v$  – относительная продольная деформация.

Однако в основе этого выражения есть допущение о том, что осадочные горные породы находятся в замкнутом жестком объеме, следовательно, никакого бокового перемещения не происходит. Однако факт о обширных сбросах, наблюдаемых в земной коре, говорит о обратном. Уиллис и Хабберт в своей работе показали, что горизонтальные напряжения видоизменяются под действием тектонических сил, действующих на протяжении всей геологической истории. Они сводят действительные напряжения в породах к трем неравным составляющим, действующих под прямыми углами друг к другу: наибольшее основное напряжение независимо от направления –  $\sigma_z$ ; промежуточное по амплитуде основное напряжение –  $\sigma_y$ ; наименьшее основное напряжение –  $\sigma_x$ . Когда разность между  $\sigma_z$  и  $\sigma_y$  превышает прочность горной породы, происходит сброс и снижения напряжения, с последующим его постепенным возрастанием.

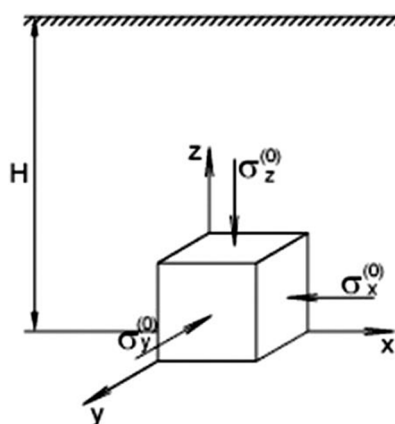


Рисунок 1 – Схема проявления главных напряжений в земной коре

Стоит отметить, что на поведение горных пород при воздействии всестороннего сжатия своеобразно влияние жидкости и особенно воды. Л.А. Шрейнер и Б.В. Байдюк изучили влияние напряженного состояния и влажности на устойчивость глинистых пород в скважинах. Они сделали вывод, что пластичные глинистые породы могут сохранять свою устойчивость до определенных глубин при условии отсутствия их увлажнения, которое в значительной степени снижает прочностные свойства, следовательно, приводит к нарушению устойчивости ствола и всевозможным осложнениям.



В настоящее время для поддержания параметром раствора и более качественной очистки скважины от шлама в раствор добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ). Но буровой раствор, основанный на воде, с растворенными в нем ПАВ, существенно понижает поверхностную энергию горной породы, тем самым уменьшая ее прочность и твердость (эффект П.А. Ребиндера).

## 1.2 Гидравлика

При направленном бурении требуются высокие давления циркуляции для качественной очистки от шлама, которые приводят к высокой скорости проходки. Однако, для того чтобы достичь высоких результатов, стоит учитывать следующие факторы: скорость проходки, изменения пространственного угла (искривления), прихват и ожидаемый абразивный износ бурильного инструмента, регулирования давления.

Проектировании скважин с большим отклонением от вертикали должно решить важный вопрос, а именно определение плотности бурового раствора, которая обеспечит устойчивость стенок при открытом стволе. В большинстве случаев бывает, что плотности буровых растворов, требующихся для стабилизации вертикальных разведочных и оценочных скважин, отличаются от плотностей, требующихся для устранения проблем в таких стволах.

Основное назначение бурового раствора – это непрерывная очистка забоя скважины от шлама, вынос его на поверхность, освобождение рабочего пространства породоразрушающего инструмента. Помимо основного назначения раствор охлаждает и смазывает буровой инструмент (долото, бурильную колонну), снижает трение о стенки скважины, предотвращая преждевременный износ инструмента.

Так же буровой раствор выполняет особую функцию, создает противодавление на стенки, которое позволяет избежать нежелательного проникновения пластовых флюидов в скважину и предотвратить разрушение стенок. Однако стоит понимать, что гидростатическое давление, создаваемое буровым раствором, должно быть ниже давления гидроразрыва пород.

Степень выполнения раствором вышеперечисленных функций и их соответствие разбуриваемым горным породам, поддержание таких условий, как стабильность, антикоррозионность, нетоксичность и других условий, определяется физико-химическими свойствами: плотностью, реологическими свойствами, фильтрационно-емкостными, стабильностью, удельным электрическим сопротивлением, теплопроводностью и удельной теплоемкостью.

1. *Плотность.* Значение данного параметра колеблется от  $0,0007 \text{ г/см}^3$  для природных газов и для утяжеленных буровых растворов до  $2,4 \text{ г/см}^3$ . С увеличением глубины плотность раствора регулируют таким образом, чтобы развиваемое гидростатическое давление не превысило давление гидроразрыва породы и препятствовало проникновению флюида из трещин или пор горных пород. Но стоит помнить о том, что уменьшение давления на забое скважины облегчает процесс разрушения пород.

2. *Реологические свойства.* Отдел науки, изучающий деформацию всех форм вещества. Инженеры по бурению контролируют это свойства с целью: определения давления в различных точках циркуляционной системы, особенно на линии нагнетания буровых насосов, в кольцевом пространстве; разработки режима бурения и определения затрат энергии на циркуляцию; определения условий промывки забоя и выноса шлама на поверхность, оценки взвешенной способности раствора; расчета затрат энергии, необходимы на преодоления трения между колонной бурильных труб и буровым раствором. В значительной мере на данные свойства влияют температура и давление.

3. *Фильтрационные и кольматационные свойства.* Как говорилось ранее, буровой раствор предотвращает приток пластового флюида в ствол скважины. Вследствие этого раствор имеет тенденцию вторгаться в проницаемые пласты, но процесс поглощения не интенсивный благодаря тому, что твердая фаза раствора проникает в поры и трещины на стенке ствола, образуя глинистую корку. Данная корка обладает более низкой проницаемостью, через которую может проходить только фильтр. Разделяют два вида фильтрации: статический и динамический. Первый протекает при отсутствии циркуляции, буровой раствор не препятствует росту фильтрационной корки. Второй вид характер для условий, когда происходит циркуляция, а рост фильтрационной корки ограничен из-за эрозивного действия потока бурового раствора.

4. *Стабильность* – свойство гетерогенных систем сохранять во времени исходное дисперсное состояние. Благодаря огромной поверхности раздела эти системы сохраняют равновесное состояние, при котором поверхность раздела между фазами и свободная поверхностная энергия минимальны. Это приводит к агрегированию дисперсных частиц и расслоению системы. Отсутствие стабильность проявляется в образовании жидкой фазы частиц на поверхности раздела, осаждения твердых.

5. *Удельное электрическое сопротивление.* Данные свойства бурового раствора контролируются для определения характеристик геологических формаций, вскрываемых скважиной, свойств и объема воды, внедрившийся в буровой раствор из пластов. Удельное электрическое сопротивление раствора определяется природой дисперсионной среды, температурой, концентрацией солей, типом и концентрацией твердой фазы в растворе. УЭС (удельное электрическое сопротивление) изменяется значительно в широких пределах: от  $0,1$  до  $1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  для пресноводных растворов; от  $1$  до  $10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  для растворов содержащих минерализованную воду. УЭС в значительной мере зависит от степени минерализации используемой воды, а для буровых растворов на углеводородной основе оно практически не ограничено.



6. *Теплопроводность и удельная теплоемкость.* Эти характеристики необходимы для определения радиального и продольного (по стволу скважины) распределения температуры как в процессе циркуляции, так в момент ее отсутствия. Значения теплопроводности и удельной теплоемкости зависят от состава бурового раствора и его температуры. Стоит отметить, что удельная теплоемкость бурового раствора снижается с увеличением содержания глин.

Основные свойства, на которые уделяется особое внимание в процессе проектирования и строительства скважины – это плотность, реологические и фильтрационно-емкостные свойства.

Как уже отмечалось на параметры бурового раствора качественно влияет температура и давление. Реологические свойства бурового раствора в забойных условиях и при давлениях и температурах на поверхности (окружающей среды) могут сильно отличаться. Температура зависит от геотермического градиента, на забое, при спуско-подъемных операциях она может превышать 260 °С. Геотермический градиент – это физическая величина, описывающая возрастание температуры горных пород в °С на участке земной толщи. В геологии при расчете геотермического градиента за единицу глубины принимают 100 метров. Порой весьма умеренные температуры могут оказывать значительное и в основном трудно прогнозируемое влияние на реологию системы. Вязкость буровых растворов в стволе скважины может оказаться больше или меньше, чем измерена на поверхности, а добавки снижать или увеличивать вязкость в процессе циркуляции.

Высокие температуры и давления влияют на реологические свойства бурового раствора с трех сторон:

1. Физическое влияние. Повышение температуры влечет за собой уменьшение вязкости жидкой фазы; повышения давления увеличивает плотность, а, следовательно, и вязкость жидкой фазы.

2. Химическое влияние. Все гидроксилы реагируют с глинистыми минералами при температуре выше 95 °С. Влияние температуры на реологические свойства слабощелочных растворов незначительно, однако, когда снижение щелочности уменьшает эффективность понизителя вязкости, наблюдается обратная зависимость. В зависимости от вида иона металла в гидроксиде это явление может оказать значительное влияние в сильнощелочных растворах.

3. Электрохимическое влияние. При повышении температуры происходит рост ионной активности любого электролита и растворимость любых частично растворимых солей, которые присутствуют в растворе.

Поведение буровых растворов разных типов при высоких температурах сильно отличается. Растворы приготовленные на минерализованной воде сравнительно стабильны, так как значительно высокое содержание электролита предотвращает диспергирование (распад) глин. Известковые растворы приобретают высокое предельное статическое напряжение сдвига благодаря реакции между гидроксидом и глинистыми минералами, но кальциевые растворы обработанные ПАВ (поверхностно активные вещества), остаются вполне стабильными при температурах до 180 °С.

В скважинах с большим отклонением от вертикали свойственны более интенсивные колебания плотности циркуляции, чем для скважин с вертикальным окончанием. С применением технологии Замеров Давления в процессе Бурения (ЗДБ) на основе Замеров Параметров в процессе Бурения (ЗПБ), понимание эквивалентной плотности циркуляции (ЭПЦ) серьезно переосмыслилось. Инженеры заметили, что величина колебаний ЭПЦ значительно превосходит ранее планируемые значения. Понятие эквивалентной плотности циркуляции в буровой деятельности использует для того, чтобы учитывать влияние дополнительных давлений, которые при любых обстоятельствах возникают во время циркуляции бурового раствора или если есть давление на устье. Более конкретно оно обозначает, какое давление действует в определенной точке потока и каково его соотношение к глубине.

ЭПЦ вызывает большее опасений в скважинах с большим отклонением от вертикали, потому что величина колебаний больше и допустимые отклонения значительно меньше.

Величина колебаний больше, связано это с тем что расстояние для прохождения флюидов больше, а глубина во вертикали значительно меньше. Особенно параметры бурения должны быть наиболее интенсивными для того чтобы поддерживать качественный процесс очистки ствола скважины, в то же время система бурового раствора имеет меньше возможностей для регулирования параметров. Большое влияние на параметры бурового раствора в скважинах с большим отклонением от вертикали проявляет температура и давление.

Качественное планирование гидравлики крайне важно для скважин с большим отклонением от вертикали, имеющих ограничение по скорости потока и давлению насоса. Это применимо для скважин с БОВ (большое отклонение от вертикали) большой длины и не большой длины, в зависимости от возможностей буровой установки.

Скважины с большим отклонением от вертикали, как обычно, это скважины небольшой глубины. Эти скважины, прилегающие на небольшой глубине, особенно подвержены проблемам с ЭПЦ, поскольку, пласты, которые пробуриваются инструментом, часто располагаются на малой глубине, следовательно, соответствующие горные породы имеют малую плотность (целостность). В результате



это приводит к необходимости использования бурильных труб большого диаметра для предотвращения проблем с изгибом на таких скважинах.

Постоянные колебания эквивалентной плотности циркуляции нарушает устойчивость ствола, связано это с постоянным выключением и включением насоса, следовательно, с постоянным колебанием давления в стволе скважины. Наиболее часто это проявляется, если породы хрупкие (такие как угли или хрупкие сланцы). Фактически ствол скважины деформируется от усталости, например, как скрепка, когда ее сгибают и разгибают. Не повреждая структуры скрепку можно согнуть и разогнуть несколько раз, при этом не применяя сильной нагрузки. Скрепка рано или поздно сломается, если ее уже сгибали и разгибали достаточное количество раз. Аналогично процесс происходит со стволом скважины и с перепадами ЭПЦ. Ствол скважины деформируется, в зависимости от литологии, размера и частоты колебаний ЭПЦ.

### **1.3 Неустойчивость ствола скважины, вызванная взаимодействием бурового раствора с пластами глинистых сланцев**

Неустойчивость стенок скважины, вызвана несбалансированным бурением и разрушением, набуханием глинистых пород, которые представляют собой явление одного процесса – гидратации. Процесс гидратации в одном случае приводит к увеличению объема породы, в другом – к разрыву сплошности породы.

Глинистые сланцы – это осадочные породы, осевшие в морских бассейнах. В основном состоят из прессованных пластов глин, алевроитов и ила. В мягком или несцементированном виде выступает ил или глина; в зацементированном виде – это глинистый сланец или аргиллит; в метаморфной форме – это аспидный сланец, филлит или слюдяной сланец. С увеличением глубины, в результате воздействия вышележащих пород, сланцы становятся более прочными. Глинистые минералы возникли в результате разложения вулканических пород в месте их залегания. В качестве материнских минералов у глин выступают слюда, полевой шпат, железисто-магниевого минералы.

Процесс образования глинистых минералов из материнских компонентов основан на выветривании. Главными факторами в процессе выветривания являются климат, топография и время в результате которого материнские породы подвергались воздействию.

Глины, которые образовались в месте залегания материнских пород, называются первичными. Глины, образовавшиеся из первичных в результате локализации и осаждения в пресной или соленой воде, называются вторичными.

Многие виды глинистых минералов в толще пород распределены неравномерно. Третичные отложения насыщены наличием монтмориллонита, реже он встречается в мезозойских формациях и еще реже – в более ранних осадочных породах. Наиболее широко распространены из глинистых минералов хлорит и иллит; их обнаруживают в осадочных породах всех возрастов, данные минералы преобладают в самых древних отложениях. Каолинит присутствует в молодых и в старых формациях, но в небольших концентрациях.

Монтмориллонит является активным компонентом более молодых глинистых формаций, которые наиболее подвержены набуханию и обваливанию. В результате особенностей кристаллической решетки этот минерал сильно подвержен набуханию. При наличии значительного количества ионов калия, давления набухания велико, в результате чего глинистые сланцы разделяются на мелкие частицы.

Иллиты относятся к гидрослюдам, которые не имеют разбухающей решетки, в результате чего вода не может проникать между слоями. Более прочная связь между слоями, обусловлена повышенными зарядами слоев, связано это с тем, что в тетраэдрическом подслое заряд расположен ближе к поверхности. Так же ионы калия из-за малого размера легко размещаются в пустотах кислородной решетки, образуя при этом побочные связи между слоями жидкости. Однако на наружных поверхностях происходит ионообменные реакции, вызывающие гидратацию и некоторое увеличение объема, который значительно меньше чем у монтмориллонита.

Каолинит представляет собой двухслойную глину, а именно, один тетраэдрический подслоя связан с октаэдрическим обычным способом, так что гидроксилы на поверхности октаэдрического подслоя располагаются против атомов кислорода на поверхности тетраэдрического подслоя следующего слоя. Каолинит не подвержен гидратации из-за существующей сильной водородной связи, которая препятствует увеличению объема.

Наиболее часто монтмориллонит в чистом виде находят в первичных отложениях бентонита. Как говорилось ранее, в ионообменных реакциях чаще всего участвуют натрий, кальций и магний. Монтмориллониты различной степени чистоты обнаружены во многих районах мира. Особенно много в формациях среднетретичного и верхнемелового возрастов.

Изначально бентонит определяли, как глину, которая образовалась в результате превращения вулканического пепла в месте его залегания в монтмориллонит, но сейчас этот термин используют для обозначения любой глины, физические свойства которой определяются главным образом присутствием какого-либо смектита.



Взаимодействия бурового раствора и глинистой формации, как уже отмечалось выше, связаны с явлением гидратации. Существуют два механизма гидратации, иначе говоря, процесс адсорбции воды на глинистых частицах: осмотическое набухание, которое происходит вследствие высокой концентрации ионов, удерживаемых электростатическими силами вблизи поверхности глинистых частиц и кристаллическое набухание (адсорбция мономолекулярных слоев воды на плоских поверхностях кристаллических решеток частиц).

Процесс набухания происходит даже при таком условии, если сухая глина находится в замкнутом пространстве, но к ней существует доступ воды, то процесс не обратим. Давление набухания развивается также при установившемся равновесии между глиной и свободной водой, при этом глина подвергается уплотнению с вытеснением воды. Давление набухания при любом заданном содержании воды связано с давлением паров в глине при том же содержании воды, следующим образом:

$$P_s = - RT / V \cdot \ln P/P_0, \quad (5)$$

где  $P_s$  – давление набухания;  $R$  – газовая постоянная ( $\text{л} \cdot \text{кгс}/\text{см}^2$ )/(моль  $\cdot$  К);  $V$  – парциальный мольный объем воды, л/моль;  $T$  – абсолютная температура, К;  $P/P_0$  – относительное давление паров воды, находящейся в равновесии с водой в глинистом сланце (равно активности воды в сланце).

Глинистые минералы всех типов адсорбируют воду, но учитывая выше приведенные данные можно сказать, что смектиты благодаря разбухающей решетке вбирают в себя значительно большие объемы воды, чем другие глины. По этой причине многие исследования набухания глин проводились с использованием непосредственно смектитов, а именно монтмориллонита.

Кристаллическое набухание (поверхностная гидратация). Данный процесс происходит в результате адсорбции (поглощение поверхностным слоем) мономолекулярных слоев воды на базальных поверхностях наружных и межслоевых кристаллов. Первый слой воды удерживается на поверхности водородными связями с шестигранной решеткой атомов кислорода. В результате удержания молекулы воды тоже образуют шестигранную структуру. Последующие слои имеют аналогичное строение и связываются с первым. Прочность связи уменьшается с увеличением расстояния от поверхности кристалла, однако связанная (структурированная) вода внедряется на расстояние до 10 нм от наружной поверхности. Эта вода обладает квазикристаллическими свойствами и более большой вязкостью чем свободная вода.

Осмотическое набухание происходит в результате различия концентрации катионов между слоями и в основной массе раствора. В работе С.М. Гамзатова изложена методика определения и прогнозирования проявлений осмоса в скважинах. Характер действия осмоса на процесс устойчивости стенок скважины зависит от коэффициента минерализации в приствольной зоне  $\alpha$ , которые представляет собой отношение минерализованной пластовой воды  $C_n$  минерализации фильтрата бурового раствора  $C_p$ .

$$\alpha = C_n / C_p, \quad (6)$$

где  $C_n$  – минерализация пластовой (поровой) вода;  $C_p$  – минерализация бурового раствора.

Существуют следующие условия осмотических процессов, а именно, при  $\alpha = 1$  в приствольной зоне должно наступить равновесии; при  $\alpha > 1$ , происходит переток воды из скважины в породу и при  $\alpha$ .

Когда  $\alpha > 1$  происходит дополнительное увлажнение глинистых пород и дальнейшие их разупрочнение. При  $\alpha < 1$  происходит обезвоживание и уплотнение пород, что будет способствовать повышению их устойчивости, только при наличии полупроницаемой перегородки.

В случае с горизонтальным интервалом скважины, при бурении глинистых сланцев основное усилие приходится на верхнюю стенку скважины. В данном интервале стоит учитывать вертикальную и горизонтальную составляющую напряжений, связано это с тем, что ствол скважины проходит вдоль линии залегания вскрываемых горных пород, в том числе и глинистых сланцев. В результате процесса бурения горизонтального интервала, вертикальное и горизонтальное напряжение на стенки скважины снижается, и обезвоженный сланец начинает адсорбировать воду из раствора. При этом процесс кавернообразования, увеличение диаметра более свойственно для верхней часть стенок. Способствующим фактором данным процессам является давление выше лежащих горных пород, которые интенсивно увеличивают разрушение стенки.

## 2 Тип бурового раствора, обеспечивающего устойчивость ствола скважины

### 2.1 Анализ выбора типа бурового раствора, обеспечивающего устойчивость ствола

Обеспечение устойчивости глинистых сланцев в процессе бурения является основной проблемой при проводки скважин с вертикальным окончанием и большим отклонением от вертикали. Так как геологический разрез нефтяных и газовых месторождений мира на 75 % представлен глинистыми отложениями и около 70 % технологических осложнений при строительстве связано с неустойчивым состоянием данной горной породы. Практически опыт бурения скважин показывает, что недостатки в



методах оценки состава и состояния глинистых сланцев не позволяют эффективно управлять параметрами промывочной жидкости. В итоге это приводит к снижению технико-экономических показателей бурения и качества строительства скважин.

Неустойчивость ствола скважины является серьезным осложнением, характер которого зависит от условий разбуривания формации и конструкции скважины. В результате этого тип бурового раствора, который обеспечивает максимальную устойчивость стенок скважины, разрабатывается индивидуально для каждой площади. Один раствор не может быть одинаково эффективен на всех площадях. Многие специалисты пытались составить программу выбора раствора, в основу которой легла бы классификация глинистых сланцев по признаку минерального состава и структуры. Однако трудность заключается в том, что свойства глинистых минералов определяется слишком большим числом переменных составляющих, распределить которых на отдельные группы невозможно. Помимо того на устойчивость ствола скважины, как уже отмечалось ранее. Влияют следующие факторы: тектонические напряжения, поровые давления, характер залегания глинистой породы, степень ее уплотненности.

При выборе основной дисперсионной среды бурового раствора, призванной свести к минимуму осложнения в стволе скважины, первым шагом является сбор максимально возможного объема информации о геологии, истории развития напряжений в породах и о распространении сбросов в конкретном регионе. По данным каротажа определить градиент температур и поровых давлений, содержание воды в глинистых минералах в пластовых условиях. Провести исследования образцов глинистых сланцев, которые могут вызвать осложнения.

В процессе лабораторных исследований должны проводиться следующие операции:

1. Анализ глинистых минералов с использованием рентгеновского дифрактометра, измерение катионообменной способности и выявление катионов, которые вступают в реакции. Если отсутствие необходимых приборов не позволяет провести данное исследование, то следует проводить испытание метиленовой синью. В результате этого испытания можно получить приближенно объемную долю монтмориллонита в глинистом сланце.

2. Построение изотерм адсорбции по методу Ченеверта. Данный метод основан на определении абсциссы точки изотермы с ординатой, которая равна содержанию воды в сланце при пластовых условиях. Этот параметр характеризует потенциальное давление набухания глинистого сланца, впитывающего воду из бурового раствора. Активность воды в пластовых условиях, определяет давление набухания.

3. Оценка диспергирующей способности. Исследования проводятся для определения твердой фазы, сохраняющейся в конкретном растворе. При исследовании может быть выбран любой набор стандартных условий, которые некоторой степени подходят для местных глинистых сланцев и соответствующих условий в скважине.

Информация о геологических условиях и результаты лабораторных исследований важны для выбора типа бурового раствора, который обеспечит необходимую устойчивость ствола скважины с большим отклонением от вертикали. Дж. Р. Грей отмечает следующие факторы, которые стоит учитывать при выборе промывочной жидкости:

1. Растворы на углеводородной основе полностью защищают сильно набухающие монтмориллонитовые глины. Но при небольших глубинах по экономическим соображениям целесообразно допустить некоторую неустойчивость ствола и применить полимерный хлоркалийевый раствор.

2. Для контроля аномально высоких пластовых давлений либо для противодействия высоким напряжениям в горных породах в зонах повышенной надвиговой активности, необходимо использовать буровой раствор, который значительно содержит твердую фазу (известковый, гуматно-калийевый). На значительно больших глубинах целесообразно использовать растворы на углеводородной основе со сбалансированной активностью водной фазы.

3. В цементированных глинистых сланцах, подвергшимся значительным тектоническим воздействиям, процесс разрушения ствола скважины в результате потери устойчивости однозначно будет происходить, независимо от типа используемого раствора. В таких случаях рекомендуется использовать буровой раствор, который может быть легко очищен (полиакриламидный хлоркалийевый раствор с гидротированным бентонитом или хлоркалийевый раствор с ксантановой смолой)

4. При вскрытии глинистых сланцев, которые имеют проницаемые пропластки, добавлением крахмала или производных целлюлозы можно добиться необходимых фильтрационных свойств полимерных буровых растворов

5. Рекомендуется использовать полимерный диаммонийфосфатный раствор, если при проведении геофизических исследований в скважине или экологические требованиям обязывают применять растворы на пресной воде.

Условия проведения исследований должны быть максимально приближены к характерным условиям, происходящих в скважине. Ни один из буровых растворов не может обеспечить сохранность устойчивости ствола, если не контролировать заданных свойств раствора. По этой причине стоит проводить частые проверки свойств бурового раствора и на их основе его исправительные обработки.





## 2.2 Применение ингибирующего бурового раствора для поддержания устойчивости стенок скважины

Ингибиторы – вещества, которые замедляют химические реакции. При бурении скважин ингибирования приводится для повышения стабильности технологических свойств промывочной жидкости в условиях агрессивного воздействия температуры, минерализованных пластовых вод и легко набухающих горных пород, также для сохранения устойчивости стенок скважин, которые сложены водочувствительными глинами. Последнее воздействие наиболее значимо при выполнении данной работы. Технология ингибирования заключается в многокомпонентной химической обработке бурового раствора путем введения в него коагулирующих агентов, регуляторов pH, понизителей вязкости, понизителей водоотдачи.

Механизм ингибирования растворов на углеводородной основе при процессе адсорбции данных компонентов (углеводородов) на поверхности глин признается как факт и лишь в редких случаях подтверждается косвенными количественными измерениями степени ингибирования. Аналогичный процесс происходит при использовании промывочной жидкости на синтетической основе.

Исходя из выше сказанного, а именно гипотезы о существовании трех концентрических слоев в пристволевой зоне, ингибиторы подразделяют на катионоактивные, анионоактивные и смешанного действия, которые различаются друг от друга по характеру воздействия на глинистые горные породы и на показатели бурового раствора. При соприкосновении первого слоя с буровым раствором и дальнейшего взаимодействия может происходить упрочнение и кольматирование, или, если неправильно подобрана рецептура раствора, происходит разупрочнение.

Во второй слой в основном проникает пресная вода, как уже приводилось ранее, за счет капиллярного всасывания или осмоса. При этом происходит увеличение объема глинистой породы или увеличение внутренних напряжений, и разупрочнением стенок скважины. Совместное использование анионных и катионных ингибиторов нецелесообразно, вследствие того что они сразу вступают в реакцию обмена с образованием труднорастворимых веществ.

Устойчивость глин, обладающих пластифицированно-коагуляционными свойствами, достигается в результате их гидратации или образования необратимых водоустойчивых кристаллизационно-конденсационных связей (по типу цемента).

По причине того что уменьшение гидратации не всегда приводит к сохранению устойчивости ствола скважины, применяют гидроокиси бария и кальция. При взаимодействии глин с этими гидроокисями происходит упрочнение стенок скважины в результате новообразований в кристаллической решетке. Повышение концентрации солей в буровых растворах приводит к уменьшению осмотического давления и дальнейшей степени гидратации глин.

Егорова Е.В. в процессе своей работы разделила ингибирующие системы по эффективности их влияния на устойчивость глинистых пород, на пять категорий:

- I. Высокоэффективные ( $IgC = 2-3$ ).
- II. Эффективные ( $IgC = 1-2$ ).
- III. Среднеэффективные ( $IgC = 0-1$ ).
- IV. Малоэффективные ( $IgC = 1-0$ ).
- V. Неэффективные ( $IgC < -1$ ).

C-обобщенный показатель, в составе которого самостоятельно входит коэффициент набухания. При нормальных условиях большинство ингибирующих растворов относится ко II группе.

Влияние температуры оказывает наибольшее влияние на ингибирующую способность бурового раствора. Наибольшую устойчивость при высоких показаниях температур и давления обеспечивает система малосиликатносолевые растворы.

В мировой практике признаю необходимость контроля активности бурового раствора и глин. Если активность пород уравнивается активностью раствора, то устойчивость глинистых сланцев будет достигать таких показателей, как при бурении с использованием растворов на углеводородной основе. Однако оценить эти свойства крайне затруднительно даже в лабораторных условиях.

Важнейшими показателями качества раствора являются фильтрационная характеристика и минерализации дисперсионной среды. Чем ближе схожесть этой среды к пластовой жидкости, тем меньше происходит проникновение в пласт и обратно.

Процесс увлажнения и набухания глинистых минералов уменьшается в результате ингибирования, из-за адсорбции на глинистых частицах поливалентных ионов, поверхностно-активных веществ, внедрения ионов, обладающих значительно меньшими размерами, в кристаллическую решетку, также возникновения новообразований на поверхности глин.

Ф.Ф. Лаптев в своей работе предложил использовать силикат натрия в качестве добавки бурового раствора. При вступлении в реакцию силиката натрия с солями, которые содержатся в глинистых горных породах, образуются осадки с высокой плотностью. В результате этого взаимодействия создаются нерастворимые силикаты, которые цементируют отдельные частицы глин. Однако при образовании защитной оболочки на поверхности глинистых частиц, процесс гидратации не ликвидируется.



Наибольшее ингибирующее воздействие на глины оказывают соли калия, алюминия и железа с анионами  $\text{SO}_4$ ,  $\text{NO}_3$ ,  $\text{PO}_4$ . При присутствии солей одновалентных ( $\text{KCl}$ ,  $\text{NaCl}$ ), двухвалентных ( $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{CaCl}_2$ ), гидроокиси ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ) и других металлов процесс набухания замедляется, наблюдается усиление прочности и устойчивости глин. Ингибирующие буровые растворы подразделяют на кальциевые, калиевые, алюминизированные и соленасыщенные.

По содержанию количества калия в растворе, ингибирующие провymочные жидкости подразделяют на известковые ( $0,15\text{--}0,3 \text{ кг/м}^3$ ), гипсовые ( $0,8\text{--}1,2 \text{ кг/м}^3$ ), хлоркальциевые ( $0,4\text{--}5 \text{ кг/м}^3$ ). При избыточном содержании в растворе  $\text{Ca}_2^+$  (более  $1\text{--}5 \text{ кг/м}^3$ ) происходит обрушение глинистых пород, это говорит о том, что такое содержание калия технологически и экономически нецелесообразно. Так же крепящий эффект хлоркальциевого раствора достигается при определенной влажности глинистых минералов. Использование кальциевых растворов не приводит к необходимой стабилизации стенок скважины.

Использование калиевых буровых растворов началось с 70-х годов XX века, и по сей день они непрерывно совершенствуются. Калиевые буровые растворы обладают более эффективными ингибирующими воздействиями на глинистую породу в массиве, а особенно на монтмориллонит и гидрослюда. Для проходки неустойчивых глинистых пород во всем мире широко используются калиевый буровые растворы, связано это с тем что  $\text{KCl}$  является наиболее доступным недорогой солью.

Успешно применяются хлор-калиевый полимерный глинистый и безглинистый буровой раствор. В состав этих растворов входят: загустители, полимеры разных модификаций (полиакриламид 88–100 и др.) и предварительно гидратированный бентонит. Действие данного раствора основывается на трех принципах: ингибирование гидратации глинистых пород, низкое содержание твердой фазы и обволакивающие воздействие полимера. В таких растворах обычно используют высокомолекулярные сополимеры акриламида и акрилата натрия в концентрации  $0,15\text{--}0,215 \%$  к объему.

Объемная доля полимеров в хлор-калиевых полимерных растворах должна быть незначительной, чтобы обеспечить стабилизацию глинистых сланцев. Но при проведении исследований были сделаны следующие выводы: анионные полимеры хорошо защищают глинистые сланцы, но только при низких температурах; катионные полимеры не могут стабилизировать сланцы; неионные полимеры защищают сланцы, только при значительно высокой концентрации.

Стабилизация глинистых горных пород объясняется анионной природой полимера и низкой эффективной концентрацией, вызывающие адсорбцию полимера не на всей поверхности глинистого минерала, а на положительно заряженные участки. Степень гидролиза определяется распределением отрицательных зарядов на молекуле полимера. Процесс адсорбции полимера в глинистом сланце происходит значительно быстрее, если присутствует хлор-калия при концентрации свыше  $2 \%$ . Буровой раствор с полиакриамидом и хлор-калия подвержен к присутствию многовалентных катионов, ухудшающих свойства раствора и делают его неэффективным.

Во ВНИИКРнефти был разработан раствор в рецептуру которого входил алюмокалиевый компонент, который обеспечивает ингибирование неувлажненных глинистых пород при температуре в пределах  $150\text{--}200 \text{ }^\circ\text{C}$ . В отличие от выше указанных растворов в эту провymочную жидкость ионы калия не вводились, что качественно сказывается на расходе полимерных реагентов, которые выступают в роли понизителя водоотдачи. При использовании алюмокалиевого раствора достигается высокая эффективность. Связано это с двойным ингибированием ионами калия и алюминия. Ион калия препятствует проникновению воды в межпакетное пространство глинистого минерала, а адсорбция гидроксида алюминия на глинистом минерале значительно повышает количество связанной воды, в результате образуется более прочные защитные слои.

Все указанные растворы имеют высокое содержание твердой фазы, которая снижает механическую скорость и увеличивает стоимость строительства скважин. По этим причинам все более широкое применение получили буровые растворы с низким содержанием твердой фазы и недиспергирующие растворы. В таких растворах используется полимер и растворимые соли для предупреждения набухания и диспергирования глинистых минералов.

Кистером Э.Г. и Дедусенко Г.Я. впервые были предложены недиспергирующие растворы. В качестве реагентов были предложены полиакриламид, метас, метилметакрилат. Действие полимера заключается связывании глинистых частиц и замедлении осмотического процесса. Когда частицы породы попадает в полимерный раствор, они покрываются оболочкой и не диспергируются, в результате снижается количество твердой фазы в растворе и увеличивается механическая скорость проходки. Полимерный раствор покрывает стенки тонкой прочной фильтрационной коркой, которая предотвращает гидратацию глин, ограничивающей эрозию стенок скважины и фильтрацию бурового раствора в пласт. По своему воздействию на породы эти растворы приравниваются к провymочным жидкостям на углеводородной основе.

Разновидностями полимерглинистых растворов являются гидрофобизирующие растворы на основе кремнийорганического соединения (ГКЖ). Кремнийорганические соединения из-за своей дефильности адсорбируются на глинистых породах, при этом создавая гидрофобный барьер, который препятствует контактированию глин с дисперсной средой. В результате этого растворы с ГКЖ и защитными реагентами, используются для проходки скважин в высококоллоидных глинистых породах.



Полимерные растворы на основе комплексных реагентов, содержащих два или более полимеров, один из которых обладает свойствами флокулянта, другой – стабилизатора. Предложено обрабатывать полимерглинистые растворы их комплексами (органические вещества, которые образуют комплексные соединения (комплексы) с ионами металлов) НТФ и  $Al_2(SO_4)_3$  для регулирования структурно-механических свойств.

В процессе лабораторных исследований было определено, что защитного действия полимеров недостаточно для предотвращения набухания, в результате этого для уменьшения диспергирования глинистых частиц в промывочной жидкости должен присутствовать растворимые соли, особенно KCl.

В научных трудах утверждается, что ингибирующий эффект достигается добавками гидролизованного полиакриламида (ГПАА), а присутствия олея калия в этих буровых растворах, не оказывает никакого влияния на предотвращение гидратации и диспергирования глин.

Эти полимерные безглинистые промывочные жидкости представляют собой воду с добавками полимера, которые улучшают реологические свойства, выносную способность и флокулирование выбуренной породы. При добавке солей переходных металлов в гидрогели водных растворов полимеров образуется рассол различной минерализации (полимер-солевые растворы).

Безглинистые буровые полимерные растворы применяются для разбуривания устойчивых разрезом с небольшими пропластками глин и аргиллитов, полимер-солевые безглинистые растворы могут применяться для бурения малопластичных глинистых пород. Использование полимерных систем сохраняет устойчивость ствола скважины. Однако поддержание стабильность стенок скважины не всегда удаются, связано это с тем конкретные глины обладают своим механизмом стабилизации.

Высказывались отрицательные точки о механизме действия полимеров на устойчивость глинистых сланцев. В своей работе Дедусенко Г.Я., Иванников В.И. высказывают мнение, что полимер адсорбируется на ребрах глинистых частиц. Однако в более поздней работе они доказывают, что полимеры акрилового ряда адсорбируются в межслоевом пространстве глин. В результате этого можно сказать, что механизм стабилизации глин полимерными растворами изучен еще недостаточно.

В настоящее время все более широко используются полимерные растворы на основе полисахаридов (биополимеров, полианионной целлюлозы и производственного крахмала), обладающих высокими ингибирующими действиями и коагулирующей кислото- или водорастворимой твердой фазой.

В 1991 году компанией «M-I Drilling Fluids Co» на Аляске была испытана промывочная жидкость Flo-Pro для бурения скважин с горизонтальным и сильно искривленным окончанием. Основой данной жидкости является биополимер на основе ксантановой смолы, которая образует в растворе структуру, обладающую ярко выраженными тиксотропными свойствами. Данные растворы отличаются высокой вязкостью при низкой скорости сдвига, хрупкой гелеобразующей структурой, низкой вязкостью при высоких скоростях течения. Ингибирующая способность и совместимость с пластовыми флюидами поддерживается введением NaCl, KCl, NaBr и другими солями.

При активировании полимера целлюлозы ионами алюминия, образуется раствор предназначенный для снижения и стабилизации водоотдачи, инкапсуляции и ингибирования глинистых сланцев в пресных и минерализованных растворах на водной основе. Природа анионов полимера в сочетании с добавлением катионов, позволяет добиться эффективного ингибирования глинистых пород путем нейтрализации электрически заряженных участков. Этот комплексный механизм позволяет существенно улучшить устойчивость стенок скважины.

Выбор типа ингибирующего бурового раствора зависит от условий залегания механизма стабилизации глинистых горных пород, технологических и экономических возможностей компании.

### **Вывод**

Рассмотренный вопрос устойчивости стенок скважины с большим отклонением от вертикали в настоящее время остаются одним из самых перспективных, актуальных и труднорешаемых.

В данной работе были определены причины нарушения устойчивости стенок скважины. При рассмотрении проблемы устойчивости стенок скважины со точки зрения изменения напряженного состояния в пристволевой зоне, делаем вывод, что независимо от возможностей технологического, технического и научного потенциала человечества процесс нарушения устойчивости стенок скважины с большим отклонением от вертикали не возможно предотвратить. По причине многолетнего формирования горных пород, которым свойственно наличие горизонтального, вертикального и горного давления, которые являются причинами деформации пород при их вскрытии.

Однако поддержание устойчивости стенок скважины достигается регулированием физико-химических процессов, происходящих между горной породой и промывочной жидкостью. Правильный подбор ингибирующей промывочной жидкости приведет к стабилизации горных пород, подверженных процессу набухания и пластического, хрупкого разрушения, то есть глинистых сланцев. Стоит отметить, что основным веществом способствующему процессу набухания является вода. Следует признать, что вопрос физико-химического взаимодействия воды и глинистых пород изучен не достаточно. Вода в системе глина-вода вносит свои коррективы в действие двух классических взаимодействий (дисперсионное и



электростатическое) в виде химического взаимодействия, а это говорит о том, что воду в составе дисперсных системах нельзя рассматривать только как ионно-молекулярное вещество.

Проведенный анализ в данной работе позволяет спрогнозировать возможные условия и осложнения при строительстве скважин с горизонтальным окончанием. Выбрать соответствующие параметры бурового раствора и непосредственно сам его состав. При создании технологий способных обеспечить устойчивость стенок скважины с большим отклонением от вертикали, необходимо при проектировании состава бурового раствора, учитывать особенности поведения глинистых пород, основных минералов подверженных процессу набухания и гидратации, глин и их свойств

Однако данная работа не является основополагающей для решения проблемы устойчивости стенки скважины с БОВ (большое отклонение от вертикали). Часть задач и вопросов которые были затронуты нуждаются в дальнейшем решении, практическом обосновании в конкретных геологических условиях при строительстве скважин с большим отклонением от вертикали.

### Литература:

1. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс]: все про нефть и газ. – URL : <http://www.neft-igaz.ru/litera/index0251.htm/#3>
2. Кулябин Г.А. Технология углубления скважин на нефть и газ. – Тюмень : Вектор Бук, 2001. – 160 с.
3. Карев В.И., Коваленко Ю.Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. – 2011. – № 4 (2). – С. 448–450.
4. Маковой Н. Гидравлика бурения: производственное издание / Пер. с Рум. – М. : Недра, 1986. – 6 с.
5. Майк Мимс. Проектирование и ведение бурения для скважин с большим отклонением от вертикали и сложных скважины : учеб. пособие / Майк Мимс, Крепп Тони, Вильямс Хари-Хьюстон. – Техас : K & M Текнолоджи Групп, ЛЛК, 1999. – 23 с.
6. Майк Мимс. Проектирование и ведение бурения для скважин с большим отклонением от вертикали и сложных скважины : учеб. пособие / Майк Мимс, Крепп Тони, Вильямс Хари-Хьюстон. – Техас : K & M Текнолоджи Групп, ЛЛК, 1999. – 170 с.
7. Глинистые сланцы [Электронный ресурс]: Википедия Свободная энциклопедия. – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki>
8. Грей Дж. Состав и свойства буровых агентов : учеб. пособие для инженеров / Дж. Грей, Г.С.Г Дарли; пер. с англ. – М. : Недра, 1985. – 149 с.
9. Сенченко М.А. Анализ исследований по управлению устойчивости горных пород в стенках скважины // Проблемы и перспективы бурения инженерно-геологических, гидрогеологических и эксплуатационных скважин. – 2012. – № 5. – С. 651–652.
10. Гамзатов С.М. Методика определения и прогнозирования осмотических явлений в скважине // Бурение. – 1973. – № 10.

### References:

1. Equipment and technology of drilling of oil and gas wells [An electronic resource]: all about oil and gas. – URL : <http://www.neft-igaz.ru/litera/index0251.htm/#3>
2. Kulyabin G.A. Technology of deepening of wells on oil and gas. – Tyumen : Bouck's vector, 2001. – 160 p.
3. Karev V.I., Kovalenko Yu.F. Geomechanik of oil and gas wells // Bulletin of the Nizhny Novgorod university of N.I. Lobachevsky. – 2011. – № 4 (2). – P. 448–450.
4. Makovey N. Drilling hydraulics: the production edition / Lane with Rhum. – M. : Nedra, 1986. – 6 p.
5. Mike Mims. Design and conducting drilling for wells with a big deviation from a vertical and difficult wells : studies. Grant / Mike Mims, Krepp Tony, Williams Hari-Houston. – Texas : To & M Technology Group, LLK, 1999. – 23 p.
6. Mike Mims. Design and conducting drilling for wells with a big deviation from a vertical and difficult wells: studies. Grant / Mike Mims, Krepp Tony, Williams Hari-Houston. – Texas : To & M Technology Group, LLK, 1999. – 170 p.
7. Clay slates [An electronic resource]: Wikipedia Free encyclopedia. – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki>
8. Gray J. Structure and properties of boring agents: studies. a grant for engineers/J. Gray, G.S.G Darli; the lane with English – M. : Nedra, 1985. – 149 p.
9. Senchenko M.A. The analysis of researches on management of stability of rocks in well walls // Problems and the prospects of drilling of engineering-geological, hydrogeological and operational wells. – 2012. – № 5. – P. 651–652.
10. Gamzatov S.M. A technique of definition and forecasting of the osmotic phenomena in the well // Drilling. – 1973. – № 10.