

Строительство скважин при высоких забойных давлениях и температурах

Бурение и заканчивание скважин в условиях высоких забойных давлений и температур (НРНТ) представляет собой одновременно и сложную и опасную проблему. Но поскольку активность в этой области деятельности усиливается, то для уменьшения рисков, повышения безопасности и эффективности, а, в конечном итоге, и для улучшения экономических результатов важное значение имеет передача получаемого опыта и знаний о наилучших методах ведения работ от человека к человеку и от скважины к скважине.

Килан Адамсон
Джордж Бирч
Зру Гао
Анвер Квадри
Колин Макдоналд
Дэвид Мак
Стив Ханд
Абердин, Шотландия

Редакция благодарит за помощь в подготовке этой статьи Джона Оливера, Дауэлл, Шугар Лэнд, Техас, США и Демоса Пафитиса, Анадрилл, Шугар Лэнд, Техас.

Эта статья была впервые опубликована в номере журнала «Ойлфилд Ревью», лето 1998 г.

SemCADE, DensCRETE, FMP (программный продукт по регулированию свойств буровых растворов), MudCADE, MUD-PUSH, PRISM (точная регистрация данных при надзоре за проведением работ и управлении ими) and ULTIDRILL являются торговыми марками Шлюмберге.



Рис. 1. Скважины НРНТ в мире. Скважины НРНТ сконцентрированы на побережье Мексиканского залива в США и в Северном море, где пластовые давления составляют, как правило, 110,32 МПа, а забойные температуры — 177°C. В Таиланде пробурено более 45 высокотемпературных скважин.

Принципы строительства скважин при высоких забойных давлениях и температурах (НРНТ) не очень существенно отличаются от строительства менее проблемных скважин, однако, условия НРНТ ограничивают диапазон применяемых материалов и отрицательно сказываются на работе оборудования. Допуск для ошибок здесь очень ограничен, а потенциальные последствия неудач весьма велики.

Несмотря на серьезность этих проблем, интерес к таким скважинам остается высоким, и число скважин НРНТ постоянно растет. Скважины с пластовыми давлениями более 68,9 МПа эксплуатируются во многих частях мира, особенно в газодобывающей отрасли. Успешно бурились скважины в пластах, где температуры превышают 149°C — в Катаре, Рас аль Хайме, Судане и в ряде других мест. В Китае на 1998 г. проводилась разработка пластов с температурами 260°C.

Существуют еще более сложные условия, где одновременно соседствуют и высокие давления и высокие температуры — в Анголе, США, Йемене и в Северном море. В этих местах обычное явление, когда забойная температура скважины превышает 177°C одновременно с перепадами давления, требующими плотности бурового раствора более 1,9 г/см³. Скважины с наиболее экстремальными условиями — в Северном море (скважина Рейнджер 29/5В4), Йемене (Скважина Шелл Аббас 1) и в США (Скважина Сохио М.Е. Ковард) — имеют температуры выше 204°C и пробурены с буровыми растворами плотностью до 2,22 г/см³ (рис. 1).

Несмотря на растущий опыт, многие аспекты бурения и заканчивания скважин НРНТ продолжают требовать к себе особого внимания. Например, дополнительные условия контроля за скважиной определяются способностью наземного оборудования надежно функционировать в экстремальных

условиях. Эластомерные элементы противовыбросового превентора и гибкие шланги должны рассчитываться на достаточно долговременную устойчивость к температурам и давлениям с тем, чтобы можно было эвакуировать буровую установку при наихудшем сценарии (под которым часто подразумевается полный выброс бурового раствора после потери контроля за скважиной).

Исследования скважин НРНТ требуют специального каротажного и испытательного оборудования с подземным механическим и электрическим оборудованием, способным противостоять жестким условиям высоких температур и давлений, особых взрывчатых веществ для перфорирования при высоких температурах и регламентов для их эффективного функционирования.

Журнал «*Ойлфилд Ревью*» впервые затронул проблему бурения скважин НРНТ в 1993 г.¹ За прошедшие семь лет были достигнуты большие успехи. В настоящей статье рассматриваются последние достижения в деле строительства скважин НРНТ, в области буровых растворов и крепления скважин с приведением примеров регламентов и порядка действий в обычных и аварийных ситуациях. Мы рассматриваем здесь практикующиеся в настоящее время методы контроля за скважиной, при которых делается упор на применение компьютерного моделирования забойных температур и свойств буровых растворов. В сочетании с уточненными гидравлическими моделями эти модели помогают инженерам выдавать надежный прогноз забойных давлений в пределах до 1% от фактических условий. Дополнением к этим моделям служат методы измерения с такой же точностью параметров бурового раствора на поверхности, что позволяет контролировать их свойства и, в конечном итоге, забойные давления. И, наконец, здесь дается обзор новых методов цементирования, разработанных специально для скважин НРНТ.

Планирование успеха

Главные опасности при бурении скважин НРНТ связаны с аномально высоким пластовым давлением. В идеале, такие скважины следовало бы бурить с использованием бурового раствора достаточно высокой плотности, обеспечивающим необходимое превышение давления над поровым давлением. Тогда задача инженера по буровым растворам формулировалась бы достаточно однозначно: свести к минимуму загрязнение пласта и поднять до максимума механическую скорость проводки скважины.

Пласты с аномально высоким давлением становятся главной проблемой тогда, когда давление гидроразрыва пласта приближается в соответствующей зоне к аномальному. Это приводит к таким условиям бурения, когда можно легко получить газопроявления и спровоцировать непроизвольный гидроразрыв пласта, результатом чего будет трудноконтролируемая фильтрация бурового раствора.

Эти проблемы ясно просматриваются на примере месторождений Элгин и Франклин, разрабатываемых компанией Эльф Эксплорейшн Ю-Кей Пи-Эл-Си в Северном море приблизительно в 240 км к востоку от Абердина, Шотландия.² Пласты в песчаниках Франклин Верхнеюрского яруса и

1. MacAndrew R, Parry N, Prieur J-M, Wiggelman JH, Diggins E, Guichency P, Cameron D and Stewart A: "Drilling and Testing Hot, High-Pressure Wells," *Oilfield Review* 5, no. 2/3 (April/July 1993): 15-32.

2. Gibson MT, Bergerot J-L and Humphreys A: "Developing a Greater Understanding of the Well Hydraulics in HP/HT Wells: An Updated Study of the Wells in the Elgin/Franklin Fields," presented at Drilling '96: The 4th Annual Industry Forum, Aberdeen, UK, March 27-28, 1996.

Houwen OH and Geehan T: "Rheology of Oil-Base Muds," paper SPE 15416, presented at the 61st SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, October 5-8, 1986.

Помимо всех прочих соображений снижение рисков стимулирует планирование, необходимое для преодоления проблемы. С учетом потенциальных опасностей и затрат опыт, полученный в предыдущих работах, необходимо направить на обеспечение максимальной безопасности, устранение непроизводительных потерь времени и повышение эффективности. Если учесть практически повсеместные затраты на строительство скважины НРНТ в размере 20 миллионов долларов и самые высокие в отрасли дневные ставки бурового станка для условий НРНТ, то время, затрачиваемое на решение проблем контроля за скважиной, становится дорогим.

При планировании детальной программы строительства скважин НРНТ на месторождении Маллард представители Седко Форекс, Шелл Экспро и других субподрядчиков совместно разработали регламенты для всех возможных критических ситуаций, а также выпустили универсальное практическое руководство по НРНТ.⁴ Открытое обсуждение проблем во время их дискуссий способствовало достижению согласия при утверждении наилучших методов работ. На одно- и двухдневных учебных курсах проводилось ознакомление персонала с этими регламентами наряду с проведением инструктажей по работе на буровой установке. Обратная связь во время занятий и сам ход практических работ привели к уточнению и улучшению регламентов.

Рис. 2. Градиент давления месторождения Элджин. Для скважин НРПТ характерны интервалы с аномально высоким давлением. Градиент пластового давления (слева) относится к месторождению Элджин в районе Центрального Грabenа английского сектора Северного моря. В кровле газоконденсатных пластов с аномально высоким давлением, залегающих в песчаниках Франклин Верхнеюрского яруса и песчаниках Пентланд Среднеюрского яруса температура достигает 193,33°С при абсолютных значениях статического давления выше 110,32 МПа. Несогласованность в подошве нижнемелового пласта совпадает со сланцем, ответственным за избыток давления. На вставке показано прогнозное гидростатическое давление на забое по мере углубления скважины. Чтобы проконтролировать пластовое давление, необходимо немного повысить плотность бурового раствора на глубине 5100 м. Однако, в этом случае гидростатическое давление достигнет значения давления гидроразрыва пласта. Задача инженера по буровым растворам НРПТ — получить адекватное гидростатическое давление и при этом не допустить гидроразрыва пласта.

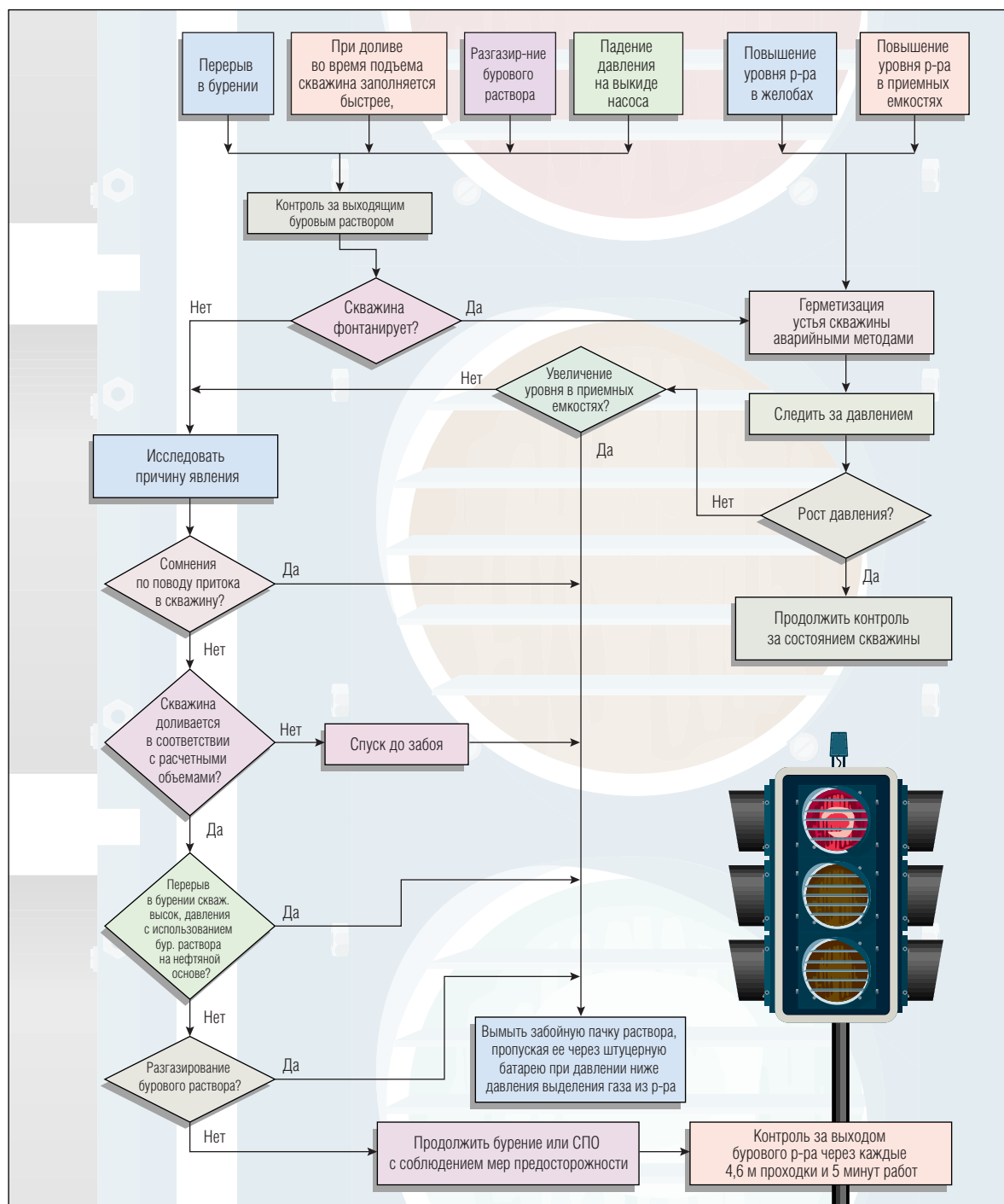


Рис. 3. Руководящие принципы обнаружения газопроявлений. Седко Форекс, выступая в качестве ведущего подрядчика Шелл в разработке месторождения Маллард, работает совместно с компанией-оператором и подрядчиками, чтобы объединить имеющийся опыт в строительстве скважин НРНТ. Для того, чтобы сосредоточить внимание персонала буровой установки на специфических проблемах НРНТ, реализуется система Уровней готовности к газопроявлениям. Персонал оповещают относительно уровня риска, вывесив плакаты в ключевых местах буровой установки, либо путем объявлений по громкоговорителю и на утренней планерке. На этой схеме выявления газопроявлений, взятой из «Руководства Седко 704 по НРНТ», показывается последовательность действий для выявления газопроявления с использованием одного или более индикаторов (верхний ряд).

Например, в руководстве аргументируется необходимость в квалифицированном персонале, чтобы обеспечить непрерывный и тщательный контроль ключевых параметров при вскрытии пласта. Другое требование — свести к минимуму количество ненужного персонала на буровой установке — присуще большинству видов работ НРНТ. Но здесь необходим разумный баланс. Не менее важно — описание порядка взаимосвязи. Сопровождения по нестандартным работам, например, необходимо проводить для того, чтобы обсудить любые нестандартные действия и обеспечить четкое понимание программы всеми участниками и их роли в ее осуществлении.

При проведении обычных буровых работ необходимо осуществлять контроль за передачей вахт, так как любое небольшое изменение в контролируемых параметрах бурения может указать на серьезную потенциальную проблему. Помимо регулярных совещаний, до спуска КНБК руководством НРНТ предусматриваются отчеты о долблении с целью доведения важной информации и тенденций до сведения новой вахты. Пример — «Отчет бурильщика о долблении», который требует, чтобы бурильщик проводил физическую проверку плотности бурового раствора, вязкости и

3. The Institute of Petroleum: "Well Control During the Drilling and Testing of High Pressure Offshore Wells," (Part 17 of the Institute of Petroleum Model Code of Safe Practice in the Petroleum Industry), London, England: John Wiley and Sons, May 1992.

4. SEDCO 704 HP/HT Manual, Mallard Development, Sedco Forex, November 1997.

температуры каждые 15 минут до подъема для смены КНБК и довел эту информацию до инженера по буровым растворам, газокаротажника и буровых бригад, а также до новой вахты. Частые проверки этих критических параметров могут выявить любые признаки потенциальных неприятностей уже на ранней стадии.

Контроль за газопроявлениями, как наиболее важная из всех процедур, начинается с осознания возможных опасностей в ходе каждой фазы бурения. В Седко Форекс разработан трехуровневый «Регламент готовности к газопроявлениям», с помощью которого внимание персонала буровой установки фокусируется на определенных процедурах (рис. 3). Самый высокий уровень аварийности требует увязки со всеми процедурами, мерами предосторожности и отчетами о долблении, приводимыми в руководстве НРНТ. Профилактика газопроявлений, конечно, лучше ликвидации их последствий, поэтому в регламент включают расчеты инженеров по буровым растворам и связанными с ними параметрами, такими как максимальная подача буровых насосов, скорость спускоподъемных операций и допуски на эти параметры. Начальник буровой установки ежедневно проверяет эти гидравлические расчеты, чтобы свести к минимуму риск газопроявлений или гидроразрыва пласта.

Аналогичный порядок был задействован недавно при бурении трех скважин Шелл Экспро на месторождении Херон. При вскрытии пласта не произошло ни одного выброса газа, и этот успех был достигнут в значительной степени за счет тщательно составленного регламента отслеживания параметров бурения, в частности, скоростей спускоподъемных операций. И лишь в одном случае при проходке скважины на месторождении Маллард во время бурения над продуктивным пластом выброс был обнаружен сразу после перелива на устье всего лишь 1,3 м³, что позволило быстро с ним (выбросом) справиться.

В некоторых случаях бывает трудно совместить противоречащие друг другу требования порового давления и давления гидроразрыва пласта, поэтому иногда имеет смысл провести анализ риска с тем, чтобы определить, что является более преобладающим. На основании такого анализа может оказаться выгоднее предпочесть гидроразрыв пласта выбросу газа, если изоляция трещины или ее цементирование не представляют особого труда.

Свойства буровых растворов

Основными функциями буровых растворов являются промывка ствола скважины и контроль пластового давления при бурении. Это достигается путем передачи буровому раствору давления, достаточного для того, чтобы противостоять поровому давлению, и придания ему вязкости, необходимой для того, чтобы выносить буровой шлам от долота на поверхность. Вязкость должна

быть также достаточной для того, чтобы удерживать твердую фазу во взвешенном состоянии.⁵

Типовые расчеты забойного давления, предполагающие постоянство свойств бурового раствора, являются одновременно практичными в ежедневной работе и достаточно точными при бурении обычных скважин. Забойное статическое давление нетрудно вычислить по плотности бурового раствора, замеренной на поверхности, в то время как дополнительное давление, возникающее ввиду циркуляции бурового раствора, можно рассчитать, используя установленные соотношения между величиной подачи бурового насоса и реологическими свойствами раствора.

Погрешности в результате игнорирования вариаций в свойствах бурового раствора невелики в относительно неглубоких скважинах. В таких условиях инженеры по буровым растворам могут сконцентрироваться на формулировании свойств бурового раствора при максимальной механической скорости проходки и оптимальных условиях ствола скважины. Пласты обычно успешно противостоят гидроразрыву при умеренном избыточном давлении, что дает возможность инженерам по буровым растворам пользоваться подходящим коэффициентом безопасности при определении

плотности бурового раствора.

Однако, в зависимости от забойных давлений и температур свойства бурового раствора изменяются, что отрицательно сказывается на точности замеров плотности и вязкости бурового раствора на поверхности и их оценок для забойных условий. В случае со скважинами НРНТ эти вариации могут быть критичными из-за ограничения имеющегося коэффициента безопасности. Совершенно очевидно, что возможность спрогнозировать эти эффекты имеет решающее значение для успешного бурения скважин НРНТ. Небольшие, но серьезные погрешности в расчете давления бурового раствора в интервале пласта могут быть следствием игнорирования неопределенностей, связанных либо с температурами, либо со свойствами бурового раствора. Поэтому ключом к пониманию поведения буровых растворов НРНТ является моделирование профиля температур по стволу скважины на всех стадиях бурения.

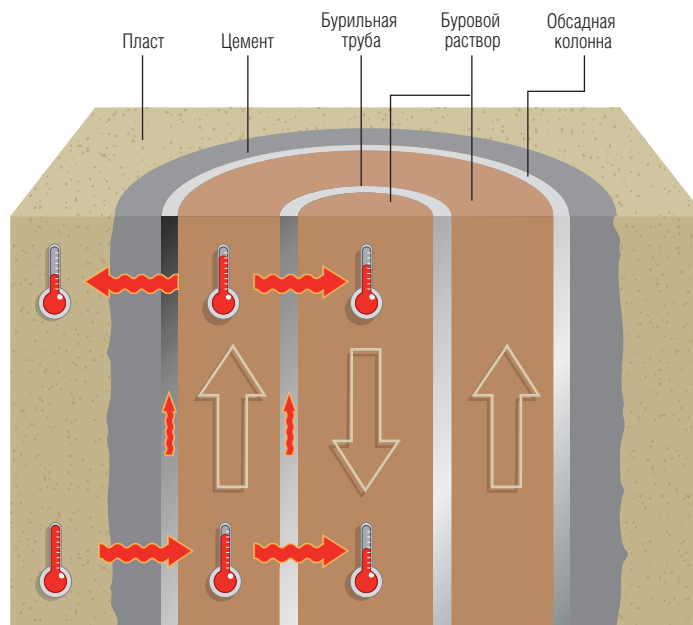


Рис. 4. Теплопередача в стволе скважины. Циркулирующий буровой раствор ведет себя подобно противоточному теплообменнику. Степень теплообмена между буровым раствором и материалом на любой конкретной глубине зависит от температуры, теплопроводности и удельной теплоемкости материалов и от скорости течения бурового раствора. В присутствии обсадных колонн температурный профиль усложняется значительной вертикальной теплопроводностью.

Моделирование бурового раствора

Моделирование начинается с модели скважины, которая включает профиль температур в различных участках скважины и теплопередачу между ними при соответствующих условиях течения. Термодинамика теплопередачи может быть смоделирована как «противопоточный теплообменник», знакомый студентам технических вузов.

Буровой раствор, перемещаясь по скважине, получает от окружающей его среды тепло или отдает ей тепло. (рис. 4). Степень теплообмена зависит от температуры и скорости течения раствора, теплопроводности пласта, геотермического градиента в незатронутом пласте, удельной теплоемкости бурового раствора и других факторов. В присутствии обсадных колонн температурный профиль усложняется значительной вертикальной теплопроводностью.

При перемещении бурового раствора вниз по скважине имеет место чистая теплоотдача от пласта буровому раствору. При достижении долота буровой раствор все еще холоднее окружающей его породы пласта. Поднимаясь к поверхности буровой раствор продолжает нагреваться пока не достигнет отметки, где температура пласта уравнивается с температурой бурового раствора. Выше этой отметки, при движении к поверхности раствор охлаждается.

Установившийся температурный профиль можно будет рассчитывать, когда будет создана удовлетворительная модель. Со временем, тепловое равновесие можно будет получать двумя способами — после прекращения циркуляции или при постоянных условиях циркуляции. Устойчивый температурный профиль будет приближаться к геотермическому градиенту, в то время как температурный профиль циркуляции будет меняться в зависимости от подачи бурового насоса.

Программный пакет MudCADE, разработанный в Дауэлл, рассчитывает вертикальный температурный профиль в различных условиях. Эта программа пополнялась данными, полученными в ходе многих других работ НРНТ. Основные входные данные — это удельная теплоемкость и теплопроводность каждого компонента, а основные выходные данные — температура бурового раствора внутри буровой колонны и внутри кольцевого пространства, между буровой колонной и обсадной трубой (рис. 5).

5. Фрейзер Л, Стэнжер Б, Гриффин Т, Джабри М, Соунз Г, Стилман М и Валко П: «Совместимость растворов — ключ к повышению качества строительства скважин.» *Нефтегазовое Обозрение* 2, № 2 (осень 1997): 4—21.

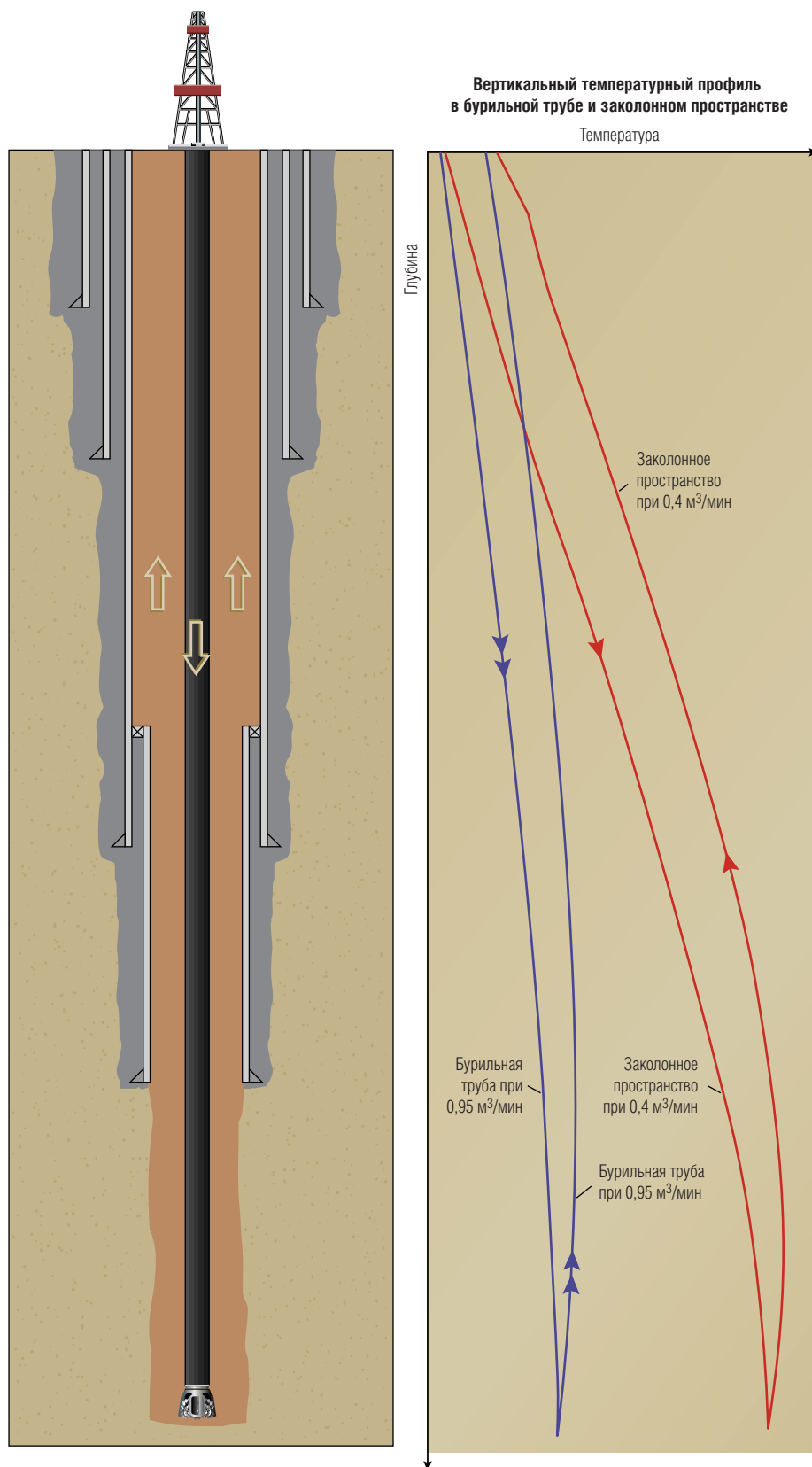


Рис. 5. Температурные профили бурового раствора. Плотность бурового раствора и вязкость изменяются с температурой и их необходимо знать точно, чтобы можно было рассчитать статическое и динамическое давление на каждой глубине. Теплота, передаваемая буровому раствору, поднимает его температуру по мере его продвижения вниз по скважине. Когда буровой раствор достигает долота, его температура — ниже пластовой и он продолжает нагреваться, возвращаясь в затрубное пространство. Приблизительно на одной трети пути из скважины буровой раствор в заколонном пространстве нагревается до пластовой температуры. Выше этой отметки теплота передается от бурового раствора породе пласта, в результате чего выходящий на поверхность буровой раствор охлаждается.

В промежутке между устойчивой циркуляцией и установившимися статическими условиями температурные профили изменяются во времени (рис. 6). В теории, после прекращения циркуляции требуется приблизительно 16 часов на то, чтобы температура бурового раствора достигла порядка 10% геотермического градиента, в то время как температуре циркулирующего бурового раствора может потребоваться 6 часов, чтобы уравновеситься. Температурный имитатор должен спрогнозировать неустойчивую температуру, чтобы можно было рассчитать забойное давление во время и после изменений подачи бурового насоса. В тех случаях, когда коэффициент безопасности невелик, уменьшение статического давления после циркуляции может оказаться критическим. После получения температурной картины скважины можно рассчитать на основе отношений между локальной плотностью, давлением и температурой эффективную плотность бурового раствора (EMW).

Эквивалентная плотность циркулирующего бурового раствора (ECD) в скважинах НРНТ часто намного выше EMW из-за небольших кольцевых зазоров между бурильной трубой и стенкой скважины (рис. 7). ECD, рассчитанная на основе размеров кольцевого пространства для данной вязкости бурового раствора, увеличивается с увеличением подачи бурового насоса. Эти вычисления становятся все более сложными, когда приходится учитывать изменения вязкости от температуры.

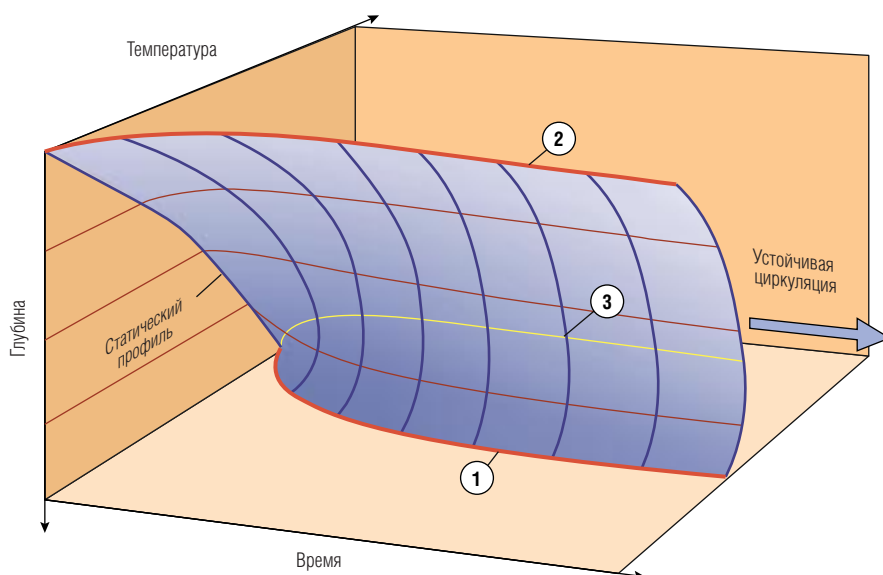


Рис. 6. Поведение неустойчивой температуры. При отсутствии циркуляции более 24 часов температура бурового раствора в заколонном пространстве приближается к геотермическому градиенту. После спускоподъемной операции циркуляция быстро охлаждает буровой раствор на забое (контур 1), в то время как температура бурового раствора, поднимающегося к поверхности от забоя, продолжает увеличиваться (контур 2). Глубина, на которой буровой раствор начинает охлаждаться, меняется вверх по стволу скважины со временем до приблизительно одной трети глубины скважины над забоем (3). Приблизительно через 6 часов циркулирующий раствор достигнет динамического равновесия, в течение которого температурный профиль остается постоянным. Для того, чтобы спрогнозировать общее забойное давление после начала бурения, необходимо смоделировать поведение неустойчивой температуры.

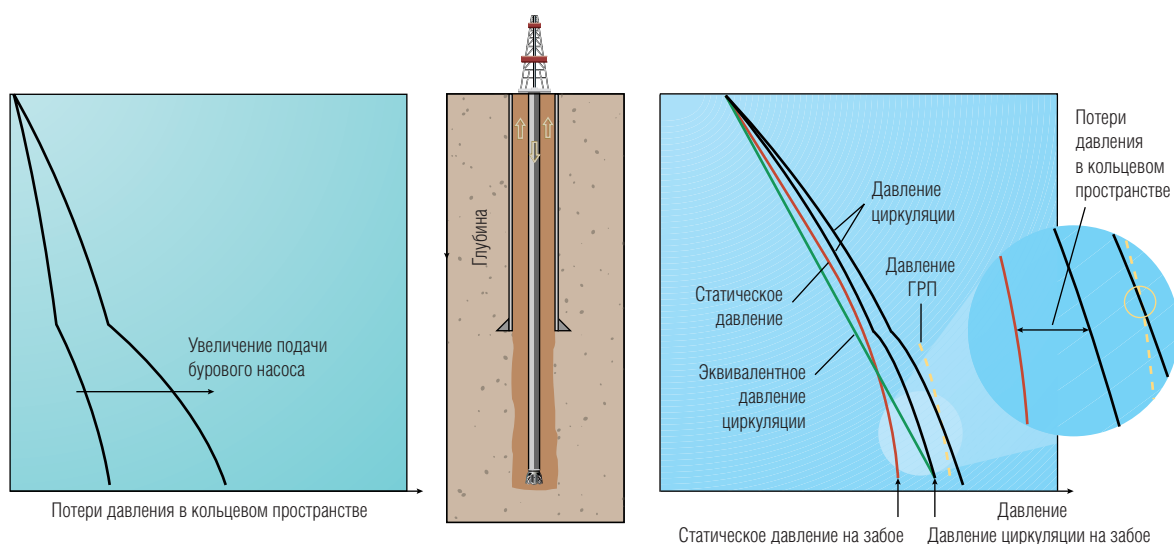


Рис. 7. Эквивалентная плотность циркулирующего бурового раствора (ECD). Во время циркуляции прирост давления, необходимого для того, чтобы преодолеть трение в кольцевом пространстве и прокачать буровой раствор с определенной глубины на поверхность, представляет потерю давления в затрубье (APL). APL увеличивается с увеличением подачи бурового насоса (слева), и вязкости раствора, и, добавляясь к гидростатическому давлению, увеличивает во время циркуляции общее забойное давление. Подача насоса не должна допускать, чтобы давление бурового раствора превысило давление гидроразрыва пласта. При каждой величине подачи бурового насоса можно вычислить эквивалентную плотность с получением того же общего давления на определенной глубине. Поскольку потери давления есть функция вязкости и геометрических параметров скважины, то концепция ECD наиболее полезна тогда, когда хорошо определена вязкость, APL может быть смоделирована как функция подачи бурового насоса.

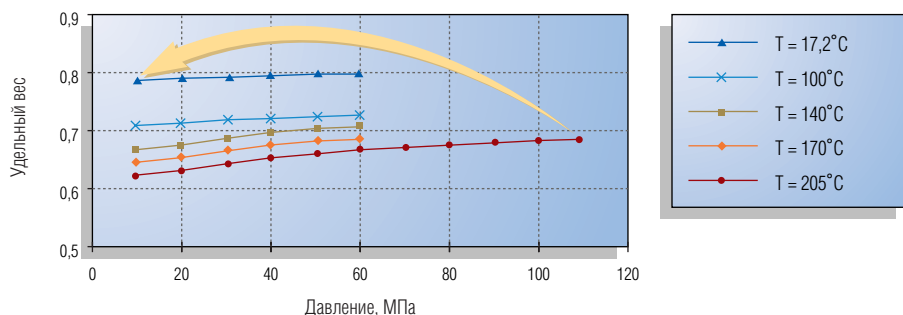


Рис. 8. Данные бурового раствора на основе системы ULTIDRILL. Кроме точного моделирования забойного температурного профиля прогнозирование гидростатического давления требует данных поведения бурового раствора по температуре, объему и давлению (PVT). Сжимаемость бурового раствора зависит от его базовой жидкости; твердая фаза несжимаема. В этом примере представлена диаграмма анализа PVT низкотоксичной, биологически разлагаемой органической жидкости системы ULTIDRILL, которая использовалась при температуре 202°C с плотностью до 2,28 г/см³. Плотность базовой жидкости в этих условиях на глубине 4877 м составляет 0,68. Та же самая жидкость (золотистая стрелка) при температуре и давлении на поверхности имеет плотность 0,79; уменьшение плотности базовой жидкости на 14% в забойных условиях является важным фактором при расчете статического давления.

Расчет забойного давления бурового раствора

Вместо использования EMW и ECD при расчете давления в скважинах НРНТ, с целью получения более точных данных лучше учитывать статическое и динамическое давление раствора и давление бурового шлама в качестве компонентов общего забойного давления бурового раствора.

Статическое давление — Статическое давление вычисляется интегрированием гидростатических давлений по глубине. Для этого обычно проводится анализ бурового раствора или базовой жидкости на температуру, объем и давление (PVT) (рис. 8). Многие базовые жидкости, используемые для буровых растворов на углеводородной основе, обладают более высокой сжимаемостью по сравнению с буровыми растворами на водяной основе.

Локальную плотность раствора можно начать рассчитывать с поверхности, где давление и температура известны. Прогнозные гидростатическое давление и температура позволяют рассчитать плотность на следующем, более глубоком уровне скважины. В условиях буровой площадки в качестве отправной точки используют замеренную плотность бурового раствора, что повышает точность начальных условий. Имея данные PVT, статическое давление на каждой глубине можно рассчитать с помощью программных пакетов Дауэлл MudCADE и DSHyd.

Динамическое давление — термин «динамическое давление» имеет более широкое толкование, чем это предусматривается концепцией ECD. Он может включать потери давления в затрубье (APL) из-за перемещающихся жидкостей, скорости движения бурильных труб (эффект поршневания) и инерционное давление от ускорения колонны при спуско-подъеме и избыточное давление, необходимое для разрушения тиксотропных гелей (рис. 9). Прогнозирование доли динамического давления в общем давлении требует точного моделирования реологии бурового раствора. Для увязки напряжения сдвига со скоростью сдвига и определения динамической вязкости при данной скорости сдвига и температуре имеется несколько различных зависимостей.

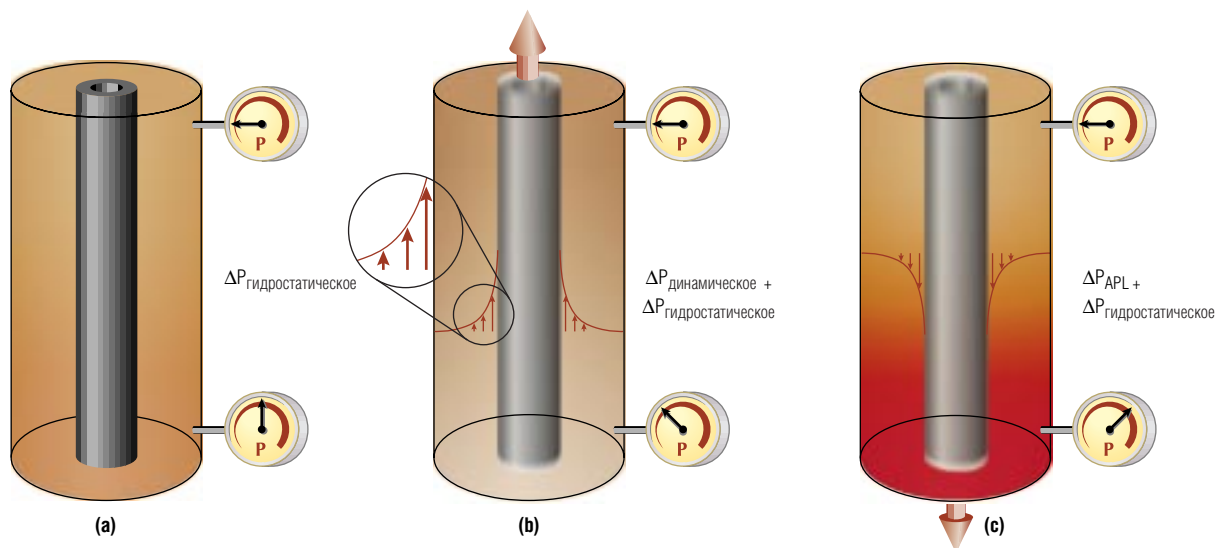


Рис. 9. Поршневой эффект. Перемещение трубы через вязкую жидкость вызывает сдвиг в пограничном слое, смежном с трубой, сопровождаемый напряжением сдвига в жидкости. Напряжение сдвига рассматривается как разность давления ΔP в жидкости, которая прибавляется к гидростатическому давлению (a). Забойное давление уменьшается при подъеме трубы («подсос») (b) и увеличивается при ее спуске («накачка») (c). Эти изменения давления являются функцией вязкости жидкости, геометрических параметров скважины и скорости движения труб. Подъем труб из скважины при чрезмерной скорости может привести к падению давления в скважине ниже пластового давления, провоцируя выброс газа. И наоборот, спуск труб при чрезмерной скорости может привести к превышению давления гидроразрыва пласта. Моделирование динамических давлений в результате поршневого эффекта позволяет инженеру по буровым растворам определять безопасные скорости спускоподъемной операции.

		Реометр Фанн 70	Реометр Хаксли-Бертрама
Данные	Температура	250°C	300°C
	Давление	140 МПа	103 МПа
Дополнительные измерения	Плотность/сжимаемость	Нет	Да
	Длительн. статич. напряж. сдвига	Да	Да
Недостатки	Возможно загрязнение	Да	Нет

Рис. 10. Реометры НРНТ. Модель вязкости бурового раствора в забойных условиях имеет важное значение для правильной оценки роли динамических сил и начинается она с измерения вязкости бурового раствора при забойных температуре и давлении. Эти измерения можно выполнить реометрами НРНТ Фанн 70 или Хаксли-Бертрам. Реометр Фанн 70 достаточно прочен для производства измерений на буровой. Хаксли-Бертрам — это коаксиальный цилиндрический лабораторный реометр, в котором внешний вращающийся цилиндр прилагает напряжение сдвига к жидкости, которая, в свою очередь, непосредственно передает измеряемый сдвиг на внутренний стационарный датчик. Температура и давление могут меняться независимо, позволяя моделировать большинство забойных условий. Реометр Хаксли-Бертрама имеет пятикратное разрешение на нижней границе спектра напряжения сдвига и может измерять плотность, сжимаемость и длительное статическое напряжение сдвига в условиях НРНТ.

В зависимости от конкретного типа жидкости инженер по буровым растворам выбирает соответствующую реологическую модель на основе подгонки реологической кривой к данным испытаний вискозиметра при НРНТ (рис. 10). И напротив, свойства бурового раствора могут соответствовать установленным зависимостям типа Бингамовской модели пластической жидкости или эмпирической модели степенного закона с параметрами, выбранными таким образом, чтобы отобразить какое-либо поведение бурового раствора (рис. 11).

Программные пакеты Дауэлл DSHyd и MudCADE включают алгоритмы для расчета динамического давления на основе модели пластической жидкости Бингама или модели степенного закона. Их преимущество (над более сложными моделями) состоит в том, что выведенные из них реологические параметры легко сравнимы с измерениями, выполненными на буровой с использованием данных вискозиметра.

Давление бурового шлама — дополнительная составляющая общего давления, определяемая аккумуляцией шлама. Хотя при бурении НТНР скважин буровые растворы высокой плотности и имеют тенденцию к уменьшению аккумуляции шлама, его вклад в общее давление бурового раствора не стоит игнорировать. Так как шлам, как правило, имеет большую плотность, чем буровой раствор, то любое его аккумуляции в стволе скважины приведет к соответствующему увеличению плотности бурового раствора в скважине. Дополнительное давление от шлама зависит от скорости проходки, подачи насосов, размера шлама и его распределения.

Высокие скорости проходки увеличивают аккумуляцию шлама и приводят к образованию частиц больших размеров, имеющих большую скорость осаждения. Хотя оба эти эффекта могут быть уменьшены увеличением подачи бурового насоса, они повышают давление циркуляции на долоте. Давление от шлама можно контролировать, изменяя скорость проходки.

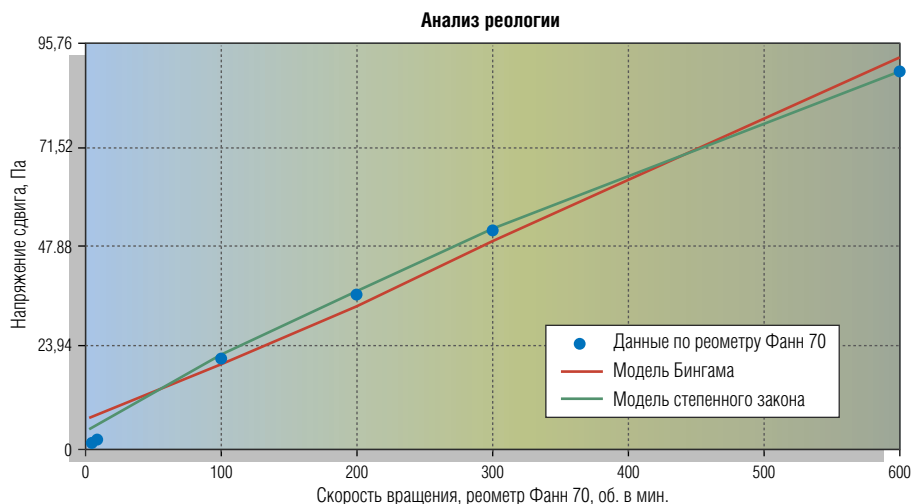


Рис. 11. Поведение жидкости ULTIDRILL по модели степенного закона. Модель зависимости между напряжением сдвига и скоростью сдвига можно выбрать после установления этой зависимости при данном наборе забойных условий (с использованием реометра НРНТ). В настоящем примере жидкость ULTIDRILL ведет себя в соответствии с моделью степенного закона, так что ее вязкость можно спрогнозировать по спектру скоростей сдвига в данных условиях. Иногда, в различных условиях, буровые растворы могут демонстрировать поведение схожее с более, чем одной моделью. Проведя серию лабораторных испытаний, можно спрогнозировать вязкость по целому спектру забойных условий.

Общее давление — Общее давление — это сумма статического, динамического давлений и давления бурового шлама. Выражение забойного давления в этой общей форме охватывает все фазы операции. Общее давление может уравниваться между самым низким безопасным статическим давлением и самым высоким приемлемым давлением циркуляции при достижении совместимого равновесия различных условий. Самые низкие давления достигаются при ускорении движения труб при их подъеме (свабирование) после вымывания забойной пачки. Самые высокие давления получают при бурении с высокой подачей насоса, высокой механической скоростью бурения, при прекращении циркуляции или при спуске труб через вязкий буровой раствор.

Во время бурения свойства бурового раствора могут измениться со временем до такой степени, что это может потребовать замены начальной реологической модели. Временные изменения в свойствах бурового раствора могут

заставить одну и ту же жидкость вести себя в одно время как жидкость степенного закона, а в другое время — как пластическая жидкость Бингама даже в одном и том же интервале скважины. Возможность сравнивать фактическое поведение с обеими моделями непосредственно на буровой и выбирать нужное — большое преимущество для точного прогнозирования потерь давления в затрубном пространстве. На практике программа DSHyd обычно дает среднюю разницу между прогнозными и измеренными давлениями на стояке менее 2% (рис. 12).

Контроль за давлением

Бурильщики стараются избежать гидроразрыва пласта, однако на критических глубинах разница между поровым давлением и давлением гидроразрыва пласта — безопасное давление — в некоторых скважинах очень невелика — порядка 3,4 МПа. Если общее давление достигает давления гидроразрыва пласта, то первое, что нужно сделать — это уменьшить динамическое давле-

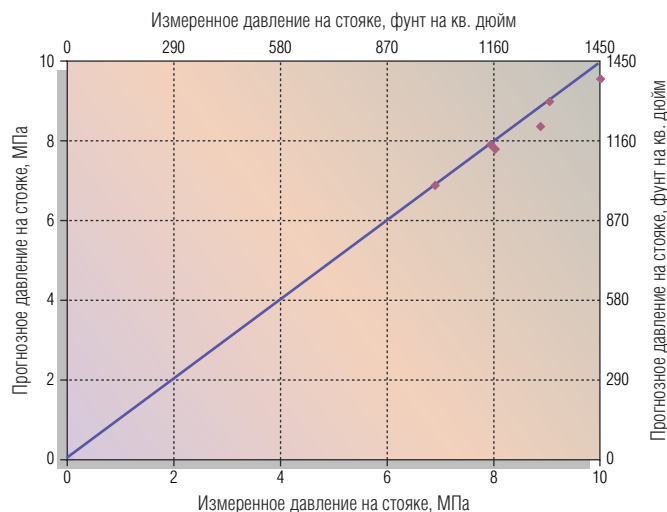


Рис. 12. Сравнение измеренного давления на стояке с прогнозируемым. Для описания потерь динамического давления в жидкостях, описываемых моделями Бингама и другими, используются точные математические выражения. После измерения вязкости на буровой для определения модели инженеры по буровым растворам рассчитывают потери давления с помощью программного обеспечения типа программы Дауэлл DSHyd. Здесь приводится сравнение спрогнозированного давления на стояке с измеренным. Средняя погрешность в прогнозе — меньше 2%.

ние. Контроль за забойным давлением в пределах давления бурового раствора можно осуществлять многими способами. Для получения выражения общего давления можно манипулировать значениями вязкости, плотности бурового раствора, содержанием его твердой фазы, подачей насосов и механической скоростью бурения.

Уточненные значения прогнозного давления, основанные на сделанных на скважине замерах, могут помочь в принятии решения относительно параметров, которые следует изменить, чтобы сохранить желательные забойные свойства бурового раствора. С этой целью можно также уменьшить подачу насоса или вязкость бурового раствора, одновременно удерживая подачу насоса на достаточно высоком уровне, чтобы промыть скважину и не допустить избыточного давления шлама. Задача состоит в том, чтобы найти такую величину подачи насоса, которая свела бы к минимуму влияние динамического давления и давления шлама.

При осуществлении контроля за динамическим давлением путем понижения вязкости бурового раствора необходимо тщательно следить за тем, чтобы утяжеляющий материал оставался во взвешенном состоянии. Твердая фаза бурового раствора, выпадающая из суспензии, вызывает его расслоение по плотности, называемое осаднением (рис. 13). Самая серьезная проблема, вызываемая пробками твердой фазы, — это плохой контроль за забойным давлением. Неожиданно высокая плотность бурового раствора может вызвать появление наведенной трещиноватости и потерю циркуляции, в то время как его низкая плотность провоцирует приток пластового флюида и неустойчивость ствола скважины. Осаждение может происходить как в динамических, так и в статических условиях, но скорее всего оно произойдет в условиях низкой скорости сдвига до достижения статической вязкости.

Понижение общего давления путем манипулирования статическим давлением можно получить только за счет коэффициента безопасности давления, превышающего давление поровое. Когда скважина находится в критической стадии, может потребоваться еще более уменьшить этот коэффициент во время бурения с дополнительным давлением циркуляции, препятствующим притоку. После этого, перед спускоподъемной операцией, раствор в скважине необходимо было бы заменить на более плотный буровой раствор. В таких случаях следует проявлять чрезвычайную осторожность при наращивании буровых труб, поскольку отсутствие динамического давления может способствовать притоку скважинного флюида (сообщение с газом).

Работы с буровой колонной следует проводить осторожно: поднимать ее медленно, чтобы минимизировать свабирование, но равномерно, потому что низкое ускорение сводит к минимуму инерционное давление. Надо тщательно отслеживать подачу насоса при замещении менее плотного бурового раствора на более плотный перед спускоподъемной операцией. Если скважину промыли должным образом, то во время спускоподъемной операции давление шлама будет нулевым. Влияние скорости спускоподъемной операции и ускорения на общее давление можно спрогнозировать с помощью программных пакетов DSHyd или MudCADE. При планировании строительства скважины можно определить и использовать оптимальные скорости спускоподъемных операций.

Какой буровой раствор предпочесть — на нефтяной или водной основе?

Прежде, чем проводить детальный анализ свойств бурового раствора, наверное, надо принять решение относительно того, с каким буровым раствором мы должны бурить — на нефтяной основе или на водной. Буровые растворы на водной основе (WBM) включают обычные бентонитовые растворы и полимерные системы, в то время как буровыми растворами на нефтяной основе могут быть инвертные эмульсии, полностью нефтяные системы или системы на основе синтетических

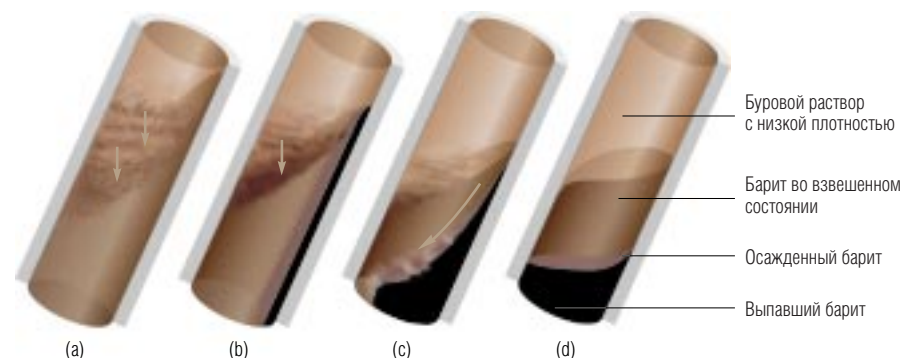


Рис. 13. Осаждение. При отсутствии циркуляции сила тяжести может вызвать выпадение утяжеляющего материала (барита), что выражается в расслоении бурового раствора по плотности, называемом осаднением (a). В наклонно направленных скважинах осаднение может привести к образованию слоя барита на нижней стенке скважины (b). В зависимости от зенитного угла скважины и прочности этого слоя напластования барита могут сползать по нижней стенке скважины напоподобие лавины (c). Движение твердой фазы в буровом растворе во время осаднения может вызывать понижение вязкости из-за сдвигового разжижения, ускоряя этот процесс. В конечном счете, выпадение барита может закончиться его накоплением и выраженным изменением плотности бурового раствора (d).

масел. Каждый имеет свои преимущества в стоимости, воздействии на окружающую среду и по буровым характеристикам.

Стабильность (как определяется реологией и фильтрацией) буровых растворов на углеводородной основе в условиях высоких температур является неоспоримым преимуществом для скважин НРНТ. Большинство их устойчивы по крайней мере к 230°C при 16-часовых лабораторных испытаниях. Однако, буровые растворы на нефтяной основе в условиях НРНТ имеют некоторые существенные недостатки. Возможно самый большой из них — растворимость газа в базовой жидкости, что затрудняет обнаружение газового выброса. Во время бурения поступающий газ внедряется (растворяется) в раствор и остается в нем, не вызывая существенного увеличения в объеме бурового раствора, даже когда он находится относительно недалеко от поверхности. При выходе из раствора газ быстро увеличивается в объеме, требуя быстрой реакции при контроле за скважиной. Кроме того, тепловое расширение буровых растворов на нефтяной основе выше чем у растворов на водной основе, что может приводить к излишнему давлению в затрубье.

Традиционные достоинства и недостатки буровых растворов на нефтяной основе в равной степени относятся и к скважинам НРНТ: хорошая защита против дифференциального прихвата буровых труб под действием перепада давлений, безопасность пласта и устойчивость скважины в глинистых сланцах, глинах и солевых отложениях. Синтетический буровой раствор на нефтяной основе ULTIDRILL разлагается микроорганизмами и имеет низкую токсичность, что уменьшает потенциальный ущерб окружающей среде при его использовании. Он успешно используется при температурах до 202°C.

Оптимизация бурения НРНТ

Чтобы удовлетворить всем требованиям, предъявляемым к системам буровых растворов, необходим тщательный расчет и контроль. (рис. 14). Регламенты работ с буровым раствором должны соответствовать реальной скорости спускоподъемной операции при обеспечении коэффициента безопасного давления прочности во всех условиях.

Проектирование бурового раствора — Очень важно поддерживать буровой раствор в хорошем состоянии — с помощью его эффективной очистки, минимизации потребности в разбавлении и уменьшения его насыщения твердой фазой (рис. 15). Хотя при проектировании бурового раствора НРНТ приходится учитывать много критериев, часто случается так, что какое-то одно желательное свойство можно получить только за счет другого. Чтобы решить эту проблему, Дауэлл разработал такой метод оптимизации свойств состава, который позволяет удовлетворить все требования инженера по буровым растворам (рис. 16).

Свойства бурового р-ра	Характеристики, необходимые при бурении скважин НРНТ
Пластическая вязкость	Насколько возможно низкая для минимизации эквивалентной плотности циркулирующего бурового раствора (ECD)
Предел текучести и статич. напряжение сдвига	Достаточные для предупреждения осаждения, но не слишком высокие для развития статич. напряжения сдвига или давлений свабирования и поршневания
Водоотдача в условиях НРНТ	Насколько возможно низкая для предупреждения загрязнения пласта и риска дифференциального прихвата буровых труб
Реология НРНТ	Предсказуема для контроля за осаждением, развитием статич. напряжения сдвига и эквивалентной плотностью циркулирующего бурового раствора (ECD)
Сжимаемость	Должна быть известна для определения забойного давления и ECD
Стабильность к загрязняющим примесям	Устойчивость в присутствии газа, соляного раствора и цемента
Растворимость газа	Необходима для точного выявления газовыброса и моделирования
Стабильность во времени	Свойства не меняются во времени ни в статических, ни в динамических условиях
Толерантность к шламу	Свойства не привязаны к буровому шламу
Утяжеление	Можно быстро утяжелить при выбросе газа

Рис. 14. Ключевые свойства бурового раствора. Инженеры по буровым растворам должны учитывать многие рабочие аспекты бурового раствора при проектировании буровой системы НРНТ. На таблице показано влияние нескольких ключевых свойств бурового раствора на его рабочие характеристики.

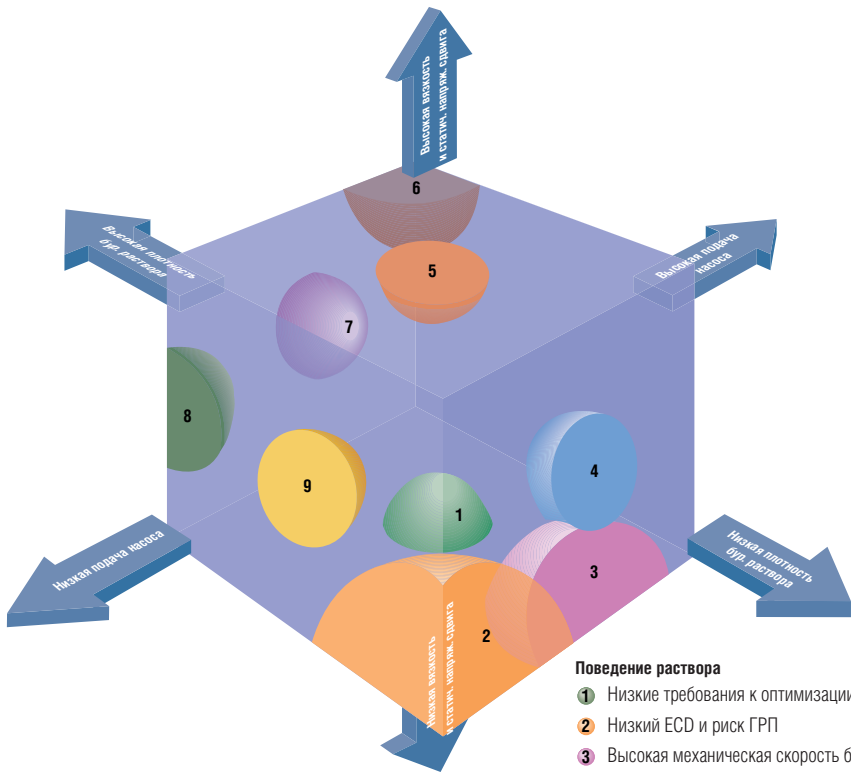


Рис. 15. Оптимизация свойств бурового раствора. Для получения удовлетворительных рабочих параметров бурового раствора можно манипулировать тремя переменными величинами — это вязкость, плотность бурового раствора и подача насоса. На рисунке видно, как разные значения этих величин ведут к разным свойствам бурового раствора. Например, низкая степень риска ГРП (низкий ECD) достигается за счет низкой плотности бурового раствора, низкой вязкости и статического напряжения сдвига и низкой подачи насоса.

- Поведение раствора
- 1 Низкие требования к оптимизации
 - 2 Низкий ECD и риск ГРП
 - 3 Высокая механическая скорость бурения
 - 4 Минимизация дифференциального прихвата
 - 5 Минимизация осаждения
 - 6 Хорошая промывка скважины
 - 7 Максимальное предупреждение газовыброса
 - 8 Хорошая устойчивость ствола
- Минимизация размывов
- 9 Увеличение гидравлической мощности на долоте

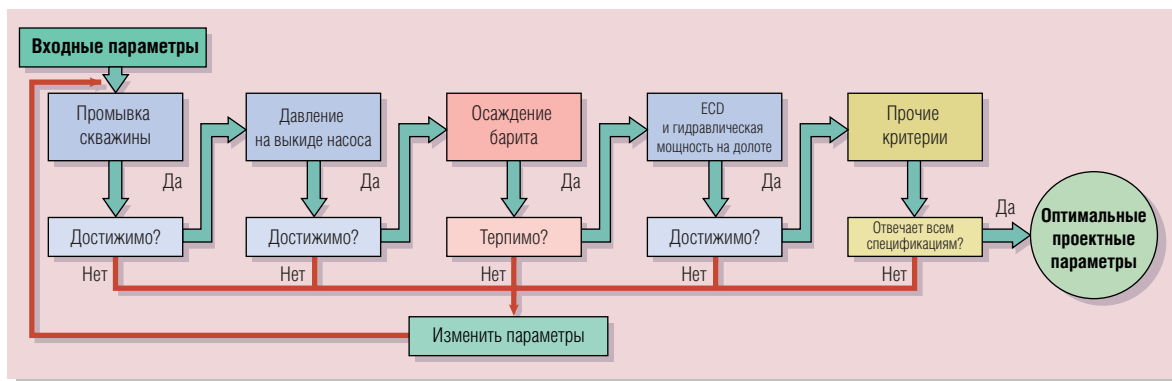


Рис. 16. Блок-схема проектирования бурового раствора в компании Дауэлл. Дауэлл разработал стандартный регламент оптимизации реологии и гидравлики бурового раствора. Начиная с характеристик промывки скважины, диапазон свойств предлагаемого бурового раствора проверяется с помощью моделирования. В параметры вносятся требуемые изменения до тех пор, пока свойства и рабочие характеристики предлагаемой системы бурового раствора не станут отвечать спецификациям.

Утяжеление — После выбора базовой жидкости начинают моделировать плотность на основе данных давления-объема-температуры (PVT) в конкретной точке. К тому времени уже имеется расчет статического давления с тем, чтобы обеспечить превышение над поровым давлением в пласте на уровне минимального коэффициента безопасности на всех глубинах. Хотя это и кажется слишком прямолинейным, следует, тем не менее, учесть вариации в плотности бурового раствора из-за температуры и давления при определении статического давления. С большими осложнениями можно столкнуться в морском бурении, где для превышения порового давления требуется минимальное статическое давление,

когда морской стояк отсоединен. Коэффициент безопасности морского стояка является коэффициентом безопасного давления при экстренном подъеме буровой колонны, и он увеличивает минимальное используемое динамическое давление при бурении — особенно в глубоководном, где дополнительное давление с подсоединенным стояком — высокое.

Утяжеляющий материал выбирается таким образом, чтобы достичь требуемой плотности бурового раствора на основе давлений соседней скважины и таких факторов, как осаждение и загустевание бурового раствора. Барит, измельчаемый до желаемого размера фракций (обычно менее 75 μm), является общепринятым утяжеляющим реагентом.⁶ Для буровых растворов НРНТ очень важно высокое качество барита, потому что загрязняющие примеси или неадекватное распределение по размеру фракций могут повлечь за собой проблемы, которые намного усугубляются в среде НРНТ (рис. 17). Присутствие глинистых примесей в барите может привести к структурообразованию при 135°C, поскольку глины «выгорают». Карбонат и ионы железа также вызывают изменения в буровом растворе, поскольку их растворение при изменении температуры бурового раствора вызывает флокуляцию. Другие химические осадки вызывают серьезные проблемы пенообразования в условиях высоких температур. Проблемы осаждения можно смягчить подбором сверх малых размеров фракций (менее 15 μm).

В системах буровых растворов высокой плотности на долю барита может приходиться до 78% массы и до 45% объема. Когда требуется буровой раствор высокой плотности, содержание твердой фракции может достичь такой точки, когда буровой раствор становится восприимчивым к гелеобразованию в случае фильтрации. Содержание твердой фазы можно уменьшить, используя утяжеляющие реагенты высокой плотности типа гематита. В любом случае инженер по буровым растворам при проверке бурового раствора обычно замеряет содержание твердой фазы и водоотдачу, чтобы исключить превышение проектных параметров при бурении.

Проблема гелей — Гели и жидкости высокой вязкости оказывают значительное влияние на давление бурового раствора, воздействующее на пласт при спускоподъемной операции. Решается эта проблема путем вариаций соответствующих добавок к буровому раствору с целью предупреждения чрезмерного структурообразования с одновременным удерживанием утяжеляющих реагентов во взвешенном состоянии. Если статическое напряжение сдвига геля и вязкость могут быть определены для забойных условий, то их влияние на динамическое давление можно смоделировать. В случаях, когда приток нельзя предупредить ограничением скорости и ускорения подъема буровой колонны, необходимы специальные регламенты для продолжения ведения работ. Самое простое — это увеличение плотности бурового раствора до подъема буровой колонны; возможны и другие методы.

Если прогнозируемое давление подсоса больше коэффициента безопасности при подъеме, то насосы во время спускоподъемной операции могут работать. Дополнительное динамическое давление, возникающее в результате поддержания циркуляции, можно довести до желательного коэффициента безопасности над поровым давлением. Возможен и другой вариант — для минимизации риска выброса газа можно закачать пачку раствора высокой плотности. При тщательном расчете объема и плотности этой пачки, достигается такой профиль гидростатического давления, при котором не допускается гидроразрыв пласта с одновременным поддержанием избытка давления, желательного для спускоподъемной операции.

6. В соответствии со спецификацией АНИ по бариту осадок более 75 μm соответствует максимуму 3% по весу.

Образец барита	A	B	C	D	E
Удельный вес	4,25	4,23	4,27	4,22	4,30
Площадь пов-сти, м²/г	1,3	1,1	4,1	1,7	0,4
Получается стандартный бентонит при горячей обработке в течение 16 часов при 204°C					
Пластич. вязкость, сП	31	34	34	38	34
Динам. напрж. сдвига, Па	7,68	1,92	9,6	0	0
Водоотдача по АНИ, мл	11,5	6,0	14,0	11,5	2,5
Свойства суспензии	ОХ	П	ОХ	Х	Х

Рис. 17. Влияние качества барита. На восприимчивость к осаждению в буровом растворе очень большое воздействие оказывает размер фракций утяжеляющего материала. Чем меньше размер фракции, тем медленнее скорость ее выпадения в статичной жидкости, поэтому вероятность осаждения ниже. Влияние качества барита суммировано в сводной таблице, в которой приводятся пластическая вязкость (PV), динамическое напряжение сдвига (YP), водоотдача, измеряемые по методике АНИ и качественная оценка частиц суспензии бентонитового бурового раствора на водной основе, утяжеленного пятью разными образцами барита. Суспендирующие свойства были оценены следующим образом: ОХ = очень хороший, Х = хороший, П = недостаточный. Размер фракции барита отражается площадью поверхности (м²/г). Чем меньше размер фракции, тем больше площадь их поверхности на грамм; следовательно барит более мелких фракций имеет большую площадь поверхности (как в образце С).

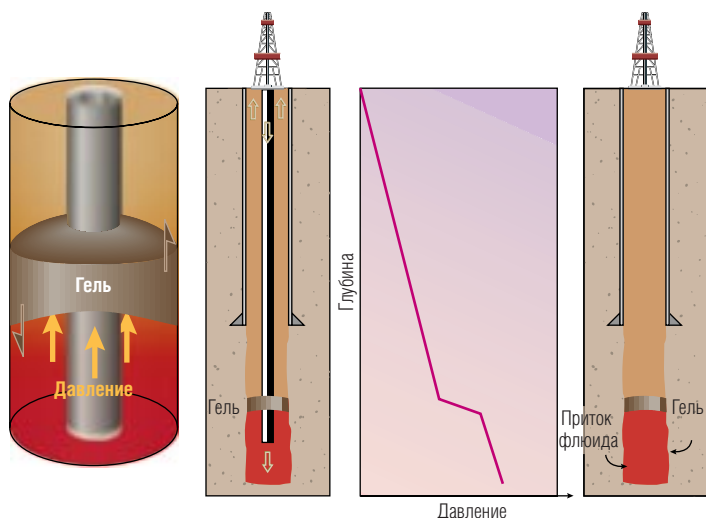


Рис. 18. Гель поддерживает перепады давления. Отсутствие движения в буровом растворе может вызывать гелеобразование, которое действует как слабо-упругое твердое тело. При прекращении циркуляции, часть давления ниже гелеобразной пакки будет приложена к буровой трубе или стенкам скважины (слева). В зависимости от статического напряжения сдвига это давление может быть высоким и может привести к гидроразрыву пласта. В случае притока пластового флюида под гелеобразной паккой его нельзя будет обнаружить, если перепад давления недостаточен для разрушения геля. Когда гель во время циркуляции в конце концов разрушается, это ведет к выбросу газа, что представляет собой существенную опасность (справа).

Чрезмерный подсос — не единственная проблема, связанная с высоким статическим напряжением сдвига. Добавочное давление, необходимое для восстановления циркуляции в присутствии гелей, может быть намного выше давления циркуляции. В наихудшем случае давление гидроразрыва пласта может быть достигнуто до разрушения геля. Статическое напряжение сдвига должно быть достаточным для поддержания твердой фазы бурового раствора во взвешенном состоянии, но не более того, иначе может понадобиться высокое избыточное давление для разрушения геля. Давление, необходимое для восстановления циркуляции, можно смоделировать еще на этапе проектирования, а значение этих дополнительных динамических давлений учесть при разработке проекта.

Чрезмерное статическое напряжение сдвига может повлечь за собой и другую опасность — «захват давления» (рис. 18). Приток пластового флюида в гелеобразный раствор не будет обнаружен в виде перелива на устье до тех пор, пока гель не будет прорван, а к этому времени может произойти большой приток, который приведет к стремительному ухудшению ситуации по контролю за скважиной. Проблема усугубляется возможностью газового притока, который при некоторых условиях вызывает гелеобразование в буровых растворах на водной основе. Если газ содержит двуокись углерода (CO_2), pH уменьшается, понижая эффективность диспергаторов и принуждая карбонат и ионы бикарбоната в буровом растворе к продолжению развития структурообразования. Гелевые буровые растворы на пресноводной основе с высоким содержанием

твердых фракций особенно восприимчивы к этому эффекту. Чтобы минимизировать «захваченное давление», гелеобразные свойства раствора следует удерживать на практически возможном низком уровне.

Управление плотностью бурового раствора — Для поддержания забойных давлений в рабочих пределах давления бурового раствора важное значение имеют частые проверки плотности бурового раствора. Недавно была разработана методика корректировки устьевых замеров плотности бурового раствора по температуре; эта методика использовалась компаниями Шелл Ю-Кей и Дауэлл при бурении скважин НРНТ на месторождениях Херон и Шируотер в английском секторе Северного моря.⁷ Планом буровых работ для этих скважин было определено, что избыточное давление должно быть ограничено 1,4 МПа. При традиционном регламенте измерения плотности бурового раствора, погрешность в градиенте давления бурового раствора в зависимости от температуры, которая на 3—8°C отличалась от принятой, составила 0,034—0,102 кПа/м. При глубине скважины по вертикали (TVD) более 4572 м, погрешности в забойных давлениях составили до 460 кПа — гораздо больше, чем то, что было приемлемо при таком небольшом планируемом избыточном давлении. Изменением регламента отбора «температурных» проб бурового раствора при измерении его плотности, такие погрешности в значительной степени были устранены.

Подача насосов — Минимальная подача насосов при промывке скважины обычно невелика из-за плавучести шлама в буровых растворах высокой плотности. Поэтому при бурении вертикальных скважин НРНТ промывка ствола обычно не является критическим фактором и подача насосов при бурении таких скважин скорее всего определяется другими факторами. Хотя низкая подача насосов поддерживает низкое ECD, план бурения скважины, тем не менее, может потребовать более высокой подачи насосов для сокращения времени на вымыв забойной пакки и для своевременного проведения анализа литологии бурового шлама, газопоказаний и твердой фазы бурового раствора. Хорошей практикой является проектирование давления на выкиде насосов ниже мощности буровой установки, что позволяет использовать динамическое глушение и намеренное увеличение динамического давления за счет повышения скорости течения в затрубье, чем можно воспользоваться при проведении мероприятий по контролю за скважиной.

Контроль за осаждением — если промывка скважины не представляет больших проблем, инженер по буровым растворам может сосредоточиться на оценке возможности и влияния осаждения. Смоделировать явление осаждения нелегко, и обычно оно эмпирически оценивается в лабораторных экспериментах и насколько возможно минимизируется. Исследовательский центр Шлюмберге в Кембридже (Англия) провел в условиях комнатных температур эксперименты с давлениями, используя динамический тестер осаждения, на основании чего были определены руководящие принципы влияния утяжеляющих реагентов, механизмов осаждения и добавок, устраняющих сильное осаждение. Регламенты, внесенные в планы бурения скважин по оптимизации свойств бурового раствора, управление плотностью бурового раствора и спускоподъемной операцией — все это может свести к минимуму последствия осаждения.

В условиях буровой объем осаждения, происходящего в буровом растворе, можно вычислить по наиболее и наименее плотным компонентам прокачиваемого бурового раствора. После определения объема осаждения в прокачиваемом буровом растворе применяются соответствующие процедуры, чтобы свести осаждение к минимуму. В частности, если происшедшие в плотности бурового раствора изменения указывают на появление расслоения в нем по плотности, это означает, что не следует допускать ламинарное сдвиговое

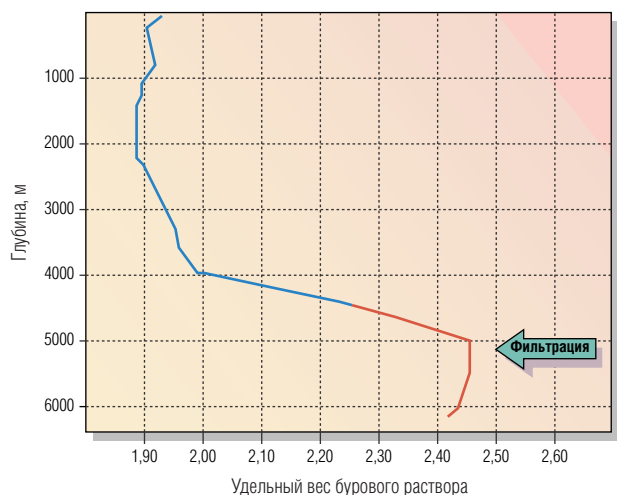


Рис. 19. Расслоение по плотности из-за осаждения. На диаграмме показана локальная плотность бурового раствора, зарегистрированная в конце записи комплекта диаграмм после 67 часов прокачки скважины НРНТ в Северном море. После сильного осаждения, утяжеляющий материал «сполз» до 4000 м и глубже. Номинальная плотность бурового раствора была 2,15. Однако, после того, как произошло расслоение по плотности, зарегистрированный минимум был 1,89, а максимум — 2,45. Увеличение локальной плотности в районе забоя привело к неустойчивости ствола скважины, сопровождаемой фильтрацией, хотя ситуацию удалось удержать под контролем. [Адаптировано из: Gibson, Bergerot и Humphreys, ссылка 2.]

течение при низкой подаче насосов — что способствует осаждению (рис. 19). Точно так же следует свести к минимуму промывку на низкой подаче до цементирования.

После того, как определили поведение осаждения, в ходе проектирования можно рассмотреть гидравлические свойства рецептуры бурового раствора. Задача инженера по буровым растворам состоит в том, чтобы спроектировать такой буровой раствор, который будет продолжать функционировать в пределах между поровым давлением и давлением гидроразрыва пласта в любое время. Эти предельные давления определяют окно критического рабочего давления и должны включать лимиты, учитывающие динамическое давление, возникающее в результате поршневого эффекта при спускоподъемной операции.

Стабильность бурового раствора

В скважинах НРНТ температурная стабильность бурового раствора является ключевым моментом при разработке его рецептуры. Дегградация буровых растворов и их составляющих связана с температурными и временными факторами и может затрагивать все свойства бурового раствора. Буровые растворы и на нефтяной и на водной основе могут ухудшаться от высокотемпературного структурообразования, хотя механизмы этого различны. Водоотдача с температурой увеличивается, и на ней сказываются и дегградация химреагентов и структурообразование. Наконец, небольшие изменения в содержании твердой фазы в результате водоотдачи могут иметь существенное воздействие на вязкость буровых растворов с высоким содержанием твердой фазы, типичных при бурении скважин НРНТ.

Температурная стабильность проверяется в лаборатории горячим «прокатыванием» образцов бурового раствора. Образцы помещаются в герметичные сосуды, известные как «бомбы», и нагреваются до тестовой температуры в печи при непрерывном перемешивании перекачиванием на вальцах. Цикл температур и давлений с периодической оценкой свойств проверяет способность рецептуры бурового раствора противостоять условиям бурения. В некоторых случаях, образцы могут быть преднамеренно загрязнены, чтобы проверить их на потенциальные неблагоприятные взаимодействия.

Контроль качества сырья имеет существенное значение, если поведение бурового раствора должно быть таким, как ожидается. Важное значение в определении осаждения и реологии имеет размер частиц, поэтому очень важно чтобы лабораторные испытания выполнялись на репрезентативных образцах. Номера и регламенты приготовления гарантируют, что буровой раствор, закачиваемый в скважину максимально возможно соответствует предложенному составу и образцу, проверенному в лаборатории. После получения результатов испытаний и оптимизации бурового раствора его состав можно зарегистрировать для замешивания на буровой. В особо чувствительных условиях рецептура включает номера замесов для химреагентов, чтобы обеспечить отслеживаемость. Рецептура также сопровождается регламентами приготовления и перемешивания бурового раствора после выдачи с тем, чтобы обеспечить его устойчивые рабочие показатели в скважине.

Регистратор данных для контроля за буровым раствором — Для непрерывного контроля за буровым раствором во время воздействия на него условий НРНТ Дауэлл разработал прибор для регистрации данных, называемый пакетом мониторинга буровых растворов — FMP (рис. 20). Прибор FMP регистрирует плотность бурового раствора, температуру, реологию (динамическое напряжение сдвига и пластическую вязкость при данной температуре) а в случае с буровым раствором на водной основе и pH, обычно в 10-минутных интервалах.

Данные бурового раствора анализируются прецизионным регистратором PRISM для программного обеспечения надзора за работами и их мониторинга и представляются в виде диаграммы параметров раствора по отношению ко времени. Способность видеть тенденции в этих данных имеет большую ценность при перепроверке других измерений и предупреждении буровой бригады об изменяющихся условиях. Например, весы, используемые на скважинах НРНТ, включают согласованные компоненты, которые, если случайно спутать установки, покажут неоткалиброванные данные. Противоречивые показания таких весов можно быстро заметить и немедленно внести коррективы.

Цементирование

После спуска обсадной колонны заключительным шагом в строительстве новой скважины является герметизация кольцевого пространства между обсадной колонной и стенками ствола скважины цементом. Одна из целей проекта цементирования — это удаление бурового раствора из затрубья путем замещения его буферной жидкостью, которая затем полностью замещается цементным раствором, не оставляя каких либо каналов или других дефектов. Для этого состав буферной жидкости и цементного раствора определяют по иерархии плотности и вязкости: буферная жидкость должна быть более вязкой и иметь более высокую плотность, чем у бурового раствора, который она замещает, а цемент — более вязкий и плотный, чем буферная жидкость.

Обычно применяемая техника турбулентного течения для удаления бурового раствора непрактична в условиях НРНТ из-за высокой вязкости и плотности и буферной жидкости и цементного раствора. Для получения турбулентного потока необходима скорость течения более 3,2 м³/мин. На практике можно достичь лишь 0,48—0,79 м³/мин. прежде, чем созданное динамическое давление приведет к забойному давлению, превышающему давление гидроразрыва пласта.

7. Gao E, Estensen O, Macdonald C and Castle S: "Critical Requirements for Successful Fluid Engineering in HPHT Wells: Modeling Tools, Design Procedures and Bottom Hole Pressure Management in the Field," paper SPE 50581, presented at the SPE European Petroleum Conference, The Hague, The Netherlands, October 20-22, 1998.

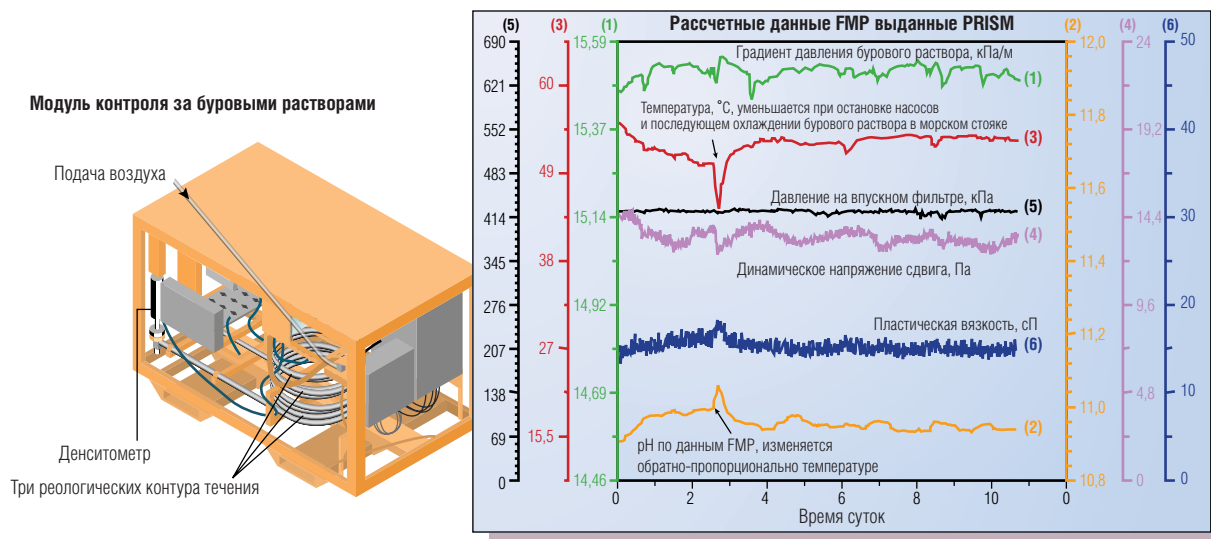


Рис. 20. Оборудование FMP. Пакет контроля за буровым раствором FMP — работающий в режиме «он лайн» агрегат, разработанный Дауэлл для измерения температуры бурового раствора, плотности, реологии и pH бурового раствора на водной основе. Все пробы измерений для анализа берутся с помощью программного обеспечения PRISM, работающего на базе персонального компьютера (справа). Нерадиоактивный денситометр измеряет резонансную частоту U-образной трубки, содержащей буровой раствор. Реология измеряется за счет перепада давлений в трех контурах реологического течения различных диаметров при постоянной скорости течения. Наблюдение за тенденциями и взаимозависимостями параметров помогает отличить потенциально опасные условия от нормальных изменений, что было бы невозможно оценить, пользуясь редкой выборкой вручную. На показанном примере незначительные изменения динамического напряжения сдвига (YP), пластической вязкости (PV) и pH были вызваны изменением в температуре бурового раствора. Если бы прибора FMP не было, то обычная выборка могла бы привести к ненужной корректировке параметров бурового раствора.

Для получения наивысших практических скоростей течения в затрубье существенное значение имеет моделирование гидравлического течения при цементировании скважин НРНТ. С помощью программного обеспечения типа пакета Дауэлл SemCADE моделируют цементировочные операции на основе геометрических параметров скважины, порового давления и давления гидро-разрыва пласта, плотности и реологии раствора и прочности обсадной колонны. Несколько комбинаций подачи насосов, плотностей растворов и реологии моделируются итеративно, без компьютера, чтобы получить самый широкий возможный диапазон подачи насосов, кратчайшее время для завершения операции с возможностью наиболее эффективного удаления бурового раствора. SemCADE также вычисляет температуры после прокачивания бурового раствора и во время цементирования для использования в расчете необходимого замедления схватывания цементного раствора.

Проектирование буферной жидкости приобретает еще более важное значение при работе с буровым раствором на нефтяной основе. Буферная жидкость должна быть совместима и с буровым и с цементным растворами при сохранении стабильности при высокой температуре, сохранении высокой вязкости и не допуская при этом чрезмерной водоотдачи. Буферная жидкость и цементный раствор должны также быть совместимы с забойными приборами и элементами на основе эластомеров. Для удовлетворения этим требованиями в скважинах НРНТ успешно используются водонефтяные эмульсии типа буферной жидкости Дауэлл MUDPUSH-XEO.

Проектирование цементного раствора — Проектирование цементного раствора в общем плане заключается в формулировании цементных добавок, чтобы придать раствору желательные плотность, водоотдачу и реологию при закачке, надлежащее время схватывания и прочность при затвердевании. Свойства раствора должны обеспечивать взвешенное состояние твердых фракций подобно тому как барит должен находиться во взвешенном состоянии в буровом растворе. Если этого не добиться, то результатом может быть потеря контроля за скважиной и образование каналов на верхней стенке наклонно-направленных скважин. По мере осаждения частиц цемента на нижней стенке скважины на ее верхней стенке может формироваться непрерывный водяной канал, создавая пути миграции газа.⁸

В условиях скважин НРНТ при проектировании цементного раствора следует учитывать особые соображения. Чистый цемент (без добавок) восприимчив к потере прочности и увеличению проницаемости из-за усадки при температурах выше 110°C. Для предупреждения этого часть цемента, как правило 25%, обычно заменяется кремневой мукой (с размером зерен от 40 до 50 μm).⁹ Плотность раствора до 2,1 г/см³ можно получить за счет регулирования содержания твердой фазы. В скважинах НРНТ удельный вес цементного раствора часто требуется гораздо выше, чем этот, и его можно достичь, добавляя к его рецептуре гематит (рис. 21).

Предупреждение непредсказуемого поведения цементного раствора является наивысшим приоритетом при цементировании скважин НРНТ. Из-за глубины и низкой подачи насоса, необходимых для минимизации динамического давления, можно ожидать увеличения времени на замещение. Когда эти факторы совпадают с повышенными температурами и если выбрана неверная рецептура, имеется существенный риск преждевременного схватывания раствора. Еще одна особенность цементирования скважин НРНТ состоит в том, что при длинных интервалах хвостовика температура в верхней части хвостовика может быть почти на 28°C ниже, чем в его нижней части. Однако, соответствующее замедление цементного раствора на забое может привести к чрезмерному удлинению времени его схватывания в верхней секции.

Диспергатор, замедлитель и другие добавки обычно поставляются в виде порошка, который добавляется в цементный раствор непосредственно на буровой. Многие из этих порошков начинают жизнь в виде жидкости, которая, для упрощения погрузочно-разгрузочных работ, сублимируется в порошок. В прошлом году Дауэлл вновь начал использовать жидкие добавки для приготовления цементных растворов непосредственно для скважин НРНТ. Перед отгрузкой на буровую их можно готовить и тестировать в полном объеме. Однородные жидкости

8. Бонетт А и Пафитис Д: «Миграция газа — взгляд вглубь проблемы», *Нефтегазовое Обозрение* 3, № 1 (весна 1998): 18—33.

9. Michaux M, Nelson E and Vidick B: "Cement Chemistry and Additives," *Oilfield Review* 1, no. 1 (April 1989): 18-25.
Nelson EB: *Well Cementing*. Sugar Land, Texas, USA: Schlumberger Educational Services, 1990.

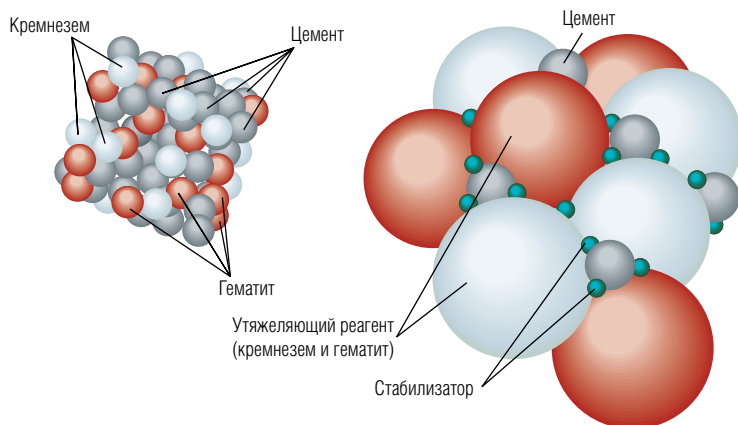


Рис. 21. Системы цементного раствора высокой плотности. Чтобы достичь удельного веса до $2,3 \text{ г/см}^3$, можно добавить гематит, чтобы заменить часть кремнезема и цемента, тем самым увеличивая плотность при сохранении той же пористости цементного раствора (слева). При необходимости достижения еще более высокой плотности задача состоит в том, чтобы уменьшить пористость раствора, используя разные размеры частиц (справа). Тщательно сортируя частицы по размеру в цементном растворе DensCRETE, можно получить новую систему твердой фазы, в которой крупнозернистые гематит и кремнезем связаны относительно небольшим количеством цемента и стабилизирующим реагентом подобно тому, как наполнитель связан цементом в строительном бетоне. С этой системой была получена плотность цементного раствора до $2,6 \text{ г/см}^3$.

способствуют улучшению контроля за рецептурой, а объем жидкости легче измерять, чем вес порошка. Образцы цементного раствора, отбираемые на буровой, испытываются в лабораториях.

Жидкий замедлитель обладает дополнительными возможностями. Замедлитель Дауэлл D161, например, эффективен в растворах, которые при перемещении долго загустевают, а при остановке закачки начинают схватываться. Это позволяет существенно замедлить процесс схватывания цементного раствора, обеспечивая существенный коэффициент безопасности против преждевременного схватывания в нижней части длинного интервала при удовлетворительном затвердевании в течение 10—12 часов после остановки закачивания в верхней части интервала. Целесообразный для длинных хвостовиков, где необходим большой коэффициент безопасности, этот подход использовался компанией Шелл на месторождении НРНТ Шируотер в Северном море, а также в других местах с другими компаниями-операторами. В дополнение к жидким замедлителям имеются жидкие диспергаторы, используемые для разжижения цементного раствора.

Латекс, например, используется в качестве добавки для контроля за водоотдачей и реологией цементного раствора. В цементе это улучшает предел прочности и предотвращает миграцию газа. Латекс, поставляемый в виде суспензии мелкодиспергированных в воде частиц, может использоваться как добавка в количестве около 13% от объема цементного раствора.

Гарантии Качества — Для успешного цементирования важнейшее значение имеют лабораторные испытания рецептур цементных растворов, но они имеют ценность только в том случае, если процесс замешивания на буровой может обеспечить ту же самую рецептуру. Для критичных усло-

вий НРНТ использование абсолютно точно тех ингредиентов, которые были проверены, обеспечивается правильной инвентаризацией. В то время, как небольшие количества добавок не представляют особых проблем, большие их количества представляют часто немалые трудности. Дополнительным осложнением для подрядчика может стать инвентарный контроль, чтобы обеспечить наличие именно данного замеса в достаточно большом количестве.

Лучше всего, чтобы весь материал имелся на буровой в двойном от требуемого количестве на случай, если по какой-либо причине (например, из-за загрязненной воды затворения) цементный раствор после замешивания необходимо слить.

Равновесие

Строительство скважины — это стремление уравновесить многие противоречивые требования. Процесс бурения не должен ухудшать контроль за скважиной, а давление закачки раствора не должно ставить под угрозу целостность пласта. В скважинах НРНТ зазоры между этими конфликтующими ограничениями весьма узки и для планирования успешной операции требуется тщательный анализ. Выполнение программы строительства скважины НРНТ требует квалифицированного персонала, руководствующегося установленными регламентами и имеющего точную информацию относительно параметров на устье скважины. Картину довершают компьютерное моделирование и измерения забойных параметров, которые дают достаточно точный прогноз поведения раствора в скважине, что гарантирует безопасное ведение буровых работ. Все эти факторы вместе взятые позволят в будущем успешно и безопасно строить все более сложные скважины НРНТ.

—ДХ, РР, РХ