

Неблагоприятные геологические процессы

Phil Christie* представляет коллекцию технических статей, касающихся опасных геологических процессов, которую он редактировал от имени журнала First Break.

Разведка и, особенно, добыча ресурсов из глубин земли - опасный бизнес. Будь то шахтер из Каменного века, добывающий кремь в Grimes Graves в Норфолке, или шахтеры оловянных рудников из Бронзового века, добывающие металл в Корнуолле, чтобы торговать с финикийцами, или их современные коллеги, бурящие скважины на нефть в неприветливых водах Северного моря или Мексиканского залива - для всех них требуется храбрость, чтобы добывать ресурсы из Матери Земли. Сегодня, извлекающая и добывающая промышленность стремится быть настолько безопасно-сознательной насколько возможно, чтобы минимизировать риск для людей, риск для окружающей среды, и риск для инвестиций.

В первой из трех статей в мининаборе этого месяца, Steve Willson из BP сообщает о некоторых проблемах, стоящих перед бурильщиком в скважинах с высоким давлением и высокой температурой (НПТ). В эти дни, конечно, мы пробуем осветить те условия, которые мы бы ожидали в скважине, пользуясь совокупностью предшествующего опыта и калиброванных инверсий данных дистанционного зондирования. Во второй статье Colin Sayers из Schlumberger и его соавторы описывают то, как трехмерные сейсмические данные могут быть тщательно обработаны с использованием высокоразрешающей томографии по сравнению с анализом нормальных кинематических поправок, для оценки физически-значимых значений скорости.

Завершая трио, Peter Styles из Университета Keele (и текущий президент Геологического Общества Лондона) и его соавторы пересматривают два практических исследования, в которых использовалась микрогравиметрия с высоким разрешением для идентификации и определения расположения 'потерянных' валов и галерей, которые могут представлять опасность при современных работах. Первый случай касается современного карьера золотого рудника в Kalgoorlie в Западной Австралии, где предыдущие плохо-документированные, остановленные работы приводят к авариям на новых уровнях шахты. Второй случай описывает картирование древних меловых шахт в Blackheath в Великобритании, которые привели к катастрофе на главной магистральной дороге A2 в Лондон в 2002. Несмотря на отсутствие жертв, образовавшаяся полость, конечно, причиняла неприятности тысячам автомобилистов в течение нескольких месяцев. Теперь расположение шахт стало известно лучше, и могут быть предприняты меры по ремонту и профилактике сооружений, для обеспечения целостности путей и жилья в этом районе.

** Phil Christie - член Дирекции EAGE на должности председателя Отделения Нефтегазовых Геофизических исследований. Он является научным советником в Кембриджском исследовательском центре Schlumberger, и работает в St Edmund's College в Кембридже.*

Слишком жарко и невыносимо высокое давление? Риски целостности ствола скважины при бурении при очень высоких давлениях и температурах (НРПТ) (Feeling the heat, can't

stand the pressure? Risks to borehole integrity when drilling in ultra-HPHT environments)

Stephen M. Willson (Консультант по механике горных пород, BP America, 501 Westlake Park Blvd., Houston, Texas 77079, USA)

Введение

Обнаружение новых углеводородных резервов не становится легче со временем. Несмотря на исторически высокие цены на нефть и газ, остаются существенным влияние стоимости на экономно и эффективно эксплуатируемые углеводородные резервы, доступные многонациональным компаниям. Один из потенциально рентабельных способов увеличения резервов и добычи – через 'поисково-разведочные работы на базе инфраструктуры'. Это включает в себя разведку запасов, которые имеют более глубокое залегание или сильно удалены по латерали от разбуренных месторождений и существующего оборудования и устройств для ведения добычи. Оба влекут за собой существенные, хотя и разные риски бурения. Это риски, связанные со вскрытием более глубоких пластов, при более высокотемпературных и барических условиях, которые описаны здесь.

Термин «НРПТ» обычно используется, чтобы описать скважины, в которых температура и давление превышают средние значения по большинству скважин. Термин был введен в отчете Cullen в 1990 по поводу аварии на платформе Piper Alpha в британском секторе Северного моря. Здесь, термин НРПТ формально определен как скважина, имеющая неискаженную забойную температуру больше чем 300°F (149°C) и поровое давление, по крайней мере, 0.8 psi/фут (приблизительно 15.3 фунт/галлон, или 1.83 г/см³), или требующая противовыбросового превентора с характеристикой по давлению более 10 000 psi (68.95 МПа). С совокупными забойными условиями 20 000 psi (137.9 МПа) и 420°F (215°C), Mobile Bay, недалеко от берега штата Алабама, США, все ещё удерживает рекорд самой горячей и высокобарической среды, из которой происходит добыча в морских условиях.

Поскольку объекты поисково-разведочных работ планируются все глубже и захватывают более глубокие породы, то разрабатывается новая терминология классификации условий НРПТ (Рис. 1). Определены три уровня суровости НРПТ: Категория 1 относится к скважинам с пластовым давлением до 15 000 psi (103.4 МПа) и с температурой до 350°F (177°C). Большинство скважин НРПТ, бурившихся до настоящего времени относится к этой категории. Категория 2 определяет скважины 'ультра-НРПТ', если забойное давление до 20 000 psi (137.9 МПа) и температура до 400°F (204°C). Несколько глубоких газовых скважин, в настоящее время планируемых (или в процессе бурения) в прибрежных областях Мексиканского залива

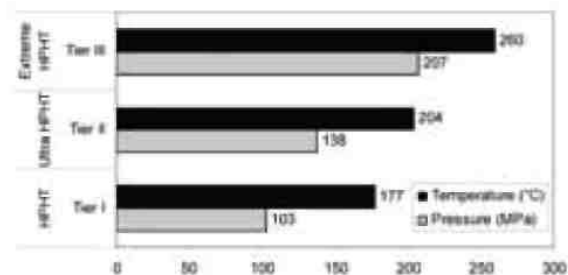


Рис. 2. Определение категорий НРПТ на основе давления и температуры.

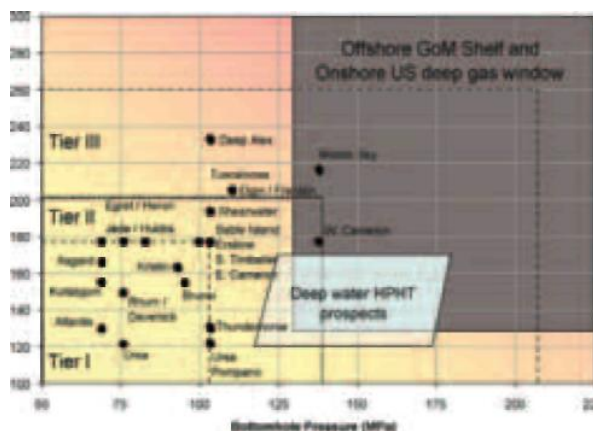


Рис. 1. Существующие месторождения и ожидаемые режимы работ в скважинах НРПТ.

относятся к этой категории. Категория определяет 'критические-НРПТ' условия, с пластовым давлением до 30 000 psi (206.8 МПа) и температурой до 500°F (260°C). Несколько глубоких коллекторов газа на побережье Северной Америки и в Мексиканском заливе, как на шельфе, так и глубоководной области попадают в эту категорию (см. Рис. 2, согласно Baker Hughes 2005).

Риски бурения при условиях НРПТ. Можно легко вообразить воздействие давления, превышающего 15 000 psi и температур более чем 350°F, при которых испытываются пределы и возможности любого бурильного долота или прибора "каротаж во время бурения" (LWD). Особые рабочие ограничения существуют для

приборов LWD (приблизительно 350°F / 177°C) и для скважинных вращательных двигателей направленного бурения (приблизительно 325°F / 163°C). При типичных геотермических градиентах на Шельфе Мексиканского залива, эти предельные температуры будут превышены на глубинах, более чем 25 000 футов / 7620 м ниже морского дна. Ниже этих глубин любой будет бурить 'вслепую', с небольшим количеством оперативных данных. Как только проектные глубины скважины достигнуты, становятся доступными возможности ГИС (с предельной температурой приблизительно 500°F/260°C) для исследования породы коллектора. Из промысловых жидкостей, были разработаны специальные жидкости на водяной основе для высокотемпературного бурения геотермальных скважин. Они использовались в скважинах, с забойными температурами выше 600°F (316°C), с плотностью до 19 фунт/галон (2.28 г/см³). Неблагоприятные забойные условия, ожидаемые для категории 1 и 2, создают дополнительные ограничения для используемых в настоящее время эластомеров, гидроизоляций, и металлургии. Поставки экзотических стальных сплавов никеля и Hastelloy (C-276), и также титана, являются потенциально недостаточными и дорогими. Уменьшение температурных характеристик минимального предела текучести стальных сплавных узлов и их способности противостоять кислой среде (воздействие сероводорода, H2S) также требует дальнейшего исследования.

Вне этих связанных с оборудованием проблем, большие глубины, внутрипластовые давления и температуры также подвергают риску целостность буровых скважин, пробуренных при условиях НРНТ. Поскольку горные породы становятся сильно уплотненными на большой глубине, скорость изменения пористости и, связанной с ней скоростью распространения продольной волны, с последующим затуханием становится малой величиной. Это приводит к большей неопределенности при прогнозе давления жидкости и градиентов давления гидроразрыва пласта на основе данных сейсмических скоростей (см. статью Colin Sayers в этом выпуске). Высокие избыточные давления на большей глубине приводят к более узкому диапазону допусков бурения и к повышению значимости температуры. Проблема управления скважиной, таким образом, становится более важной. Кроме

того, фазовый режим жидкостей, существующих при высоком давлении и температурах, является сложным и, возможно, должен быть описан более точно в геомеханических и буровых технических расчетах, чем это сделано для существующих традиционных скважин.

Обоснование стабильности ствола скважины

Критические величины внутрипластовых давлений и температур приводят к эффектам, которые имеют значение второго порядка при традиционном планировании скважины (и таким образом обычно они игнорируются), выходят на первый план при проектировании скважин НРНТ. Пренебрежение этими параметрами может привести к проблемам управления скважиной, или в худшем случае, к неспособности достичь целевых формаций по глубине.

Повышенная пластовая температура – это очевидное отличие от нормы, ее влияние должно учитываться при планировании скважины и при прогнозах стабильности ствола скважины. Риски неустойчивости ствола скважины при бурении в условиях НРНТ были хорошо освещены в литературе, особенно в отчетах Elf Aquitaine (теперь Total) при бурении месторождения Elgin в Центральном Северном Море (Mauray и Guenot, 1995; Mauray и Idelovici, 1995).

Проще говоря, когда буровая скважина нагрета выше внутрипластовых температур вследствие циркуляции горячих промысловых жидкостей, в окрестности ствола образуются сжимающие напряжения. Когда жидкость в буровой скважине холоднее, чем вмещающая порода, окрестность ствола скважины также охлаждается в течение времени посредством переноса тепла из породы. Это охлаждение вызывает уменьшение сжимающих напряжений, окружающих буровую скважину. Там где происходит существенное охлаждение, области вокруг буровой скважины могут подвергаться действию напряжений, и таким образом, образуются трещины отрыва в процессе бурения в стенке ствола буровой скважины (Рис. 3).

Влиянию температуры на неустойчивость буровой скважины и потерю бурового раствора, и методом расширения окна бурения с помощью увеличения градиента давления гидроразрыва пласта, уделялось большое внимание в современной литературе по бурению скважин (например, Gonzalez и др., 2004; Pepin и др., 2004).

Идея повышения градиента давления гидроразрыва пласта с помощью повышения температуры промысловой жидкости (поверхностным нагреванием емкостей, или фрикционным нагревом при нисходящем движении жидкости в скважине) является технически возможной, но нужно должным образом продумать методику практического использования. Изменение напряжения, $\Delta\sigma_T$, имеющего место в упругой среде, как результат температурного изменения, ΔT , может быть вычислен по следующему выражению (Timoskenko и Goodier, 1951):

$$\Delta\sigma_T = E\alpha_T\Delta T/(1-\nu) \quad (1)$$

Где E и ν – модуль Юнга и отношение Пуассона соответственно; α_T – коэффициент теплового расширения. Gonzalez и др., например, приписывают изменения в градиенте давления гидроразрыва пласта, замеченном на данном месторождении к этой термоупругой реакции. Этот подход, однако, является упрощением действительности. Связанная вода в глине с низкой проницаемостью приводит к существенной 'недренированной' реакции во время бурения, такой, что дренированная, или уравновешенная давлением, упругая реакция, данная уравнением (1) достигается только в течение длинного интервала времени после рассеивания

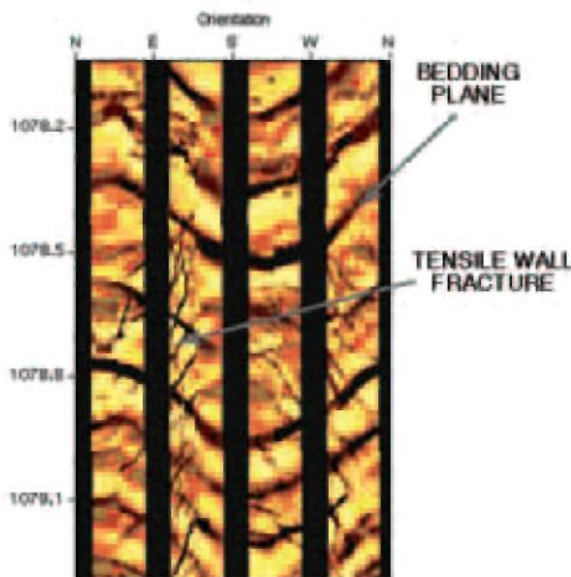


Рис. 3. Расположение термически индуцированных трещин, образовавшихся в процессе бурения на картине показаний прибора FMI из геотермальной скважины в Японии (Okabe и Hayashi, 2000).

наведенного порового давления (Li и др., 1998; Chen и Ewy, 2003).

Коэффициент теплового расширения воды приблизительно на один порядок больше чем для породы ($2 \times 10^{-4} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ по сравнению с $1.4 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ для глины). Поэтому, термически наведенная реакция породы вскоре после бурения определяется изменением напряжений, вызванных расширением или сжатием порового флюида, а не термоупругой реакцией породы непосредственно.

При традиционных буровых работах, быстрая циркуляция промывочной жидкости обычно приводит к понижению температуры промывочной жидкости около нижней части долота, контактирующей с породой. Результирующее охлаждение, если оно достаточно сильное, может привести к индуцированному бурением растрескиванию стенки ствола скважины (см. Рис. 3), и к началу процесса вздутия ствола скважины (потери и выход бурового раствора). В этом случае индуцированные трещины берут жидкость под воздействием более высокого давления циркуляции (потери), но возвращают часть этой жидкости в ствол скважины, после остановки насосов, для их подключения (выходы). Это может быть неверно воспринято как доказательство большего притока жидкости в скважину (выброс), таким образом, требуя остановки бурения для проведения гидротехнических исследовательских работ в скважине. Это может значительно увеличить время простоя при бурении (NPT) и привести к незапланированным затратам на скважину.

Охлаждение нижней части бурового долота также происходит при подготовке к тесту на разгерметизацию для проверки гидравлической целостности башмака недавно зацементированной колонны обсадных труб, в соответствии с чем итоговый тест давления требует выполнения некоторых рабочих процедур, выполняемых в процессе подготовки к тесту. На Рис. 4 представлены данные из работы Perin и др., (2004), демонстрирующие увеличение давления разгерметизации приблизительно на 1 МПа (0.93 фунт/галлон) эквивалентное увеличению плотности на рассматриваемой глубине, после повышения температуры промывочной жидкости на забое с 33°C (91°F) до 67°C (153°F), при проведении теста на разгерметизацию.

Промывочная жидкость в кольцевом пространстве нагревается в результате контакта с более горячими породами. В тех местах, где температура промывочной жидкости выше внутрипластовой температуры, наблюдаются два эффекта: (i) короткопериодные скачки порового давления и сжимающие стягивающие напряжения в окрестности ствола скважины могут значительно увеличиться, таким образом, понижая эффективную стабильность буровой скважины для данной плотности бурового раствора; и (ii) давление, требуемое для образования трещины в стенке ствола буровой скважины, увеличивается, но на короткий период времени, выгода от этого может быть уменьшена за счет увеличения плотности бурового раствора, необходимой для стабильности скважины.

Изменение температуры промывочной жидкости в буровой скважине, поэтому, может рассматриваться причинами:

- В скважинах НРНТ (Категория 1), нагревание промывочной жидкости для понижения степени охлаждения было предложено, для восстановления градиентов давления гидроразрыва пласта к их ожидаемым изотермическим значениям. (По-видимому, индуцированная нагреванием неустойчивость пород в этом случае не учитывается).
- В отличие от вышеупомянутого случая, при некоторых работах в скважинах из Категории 1 охлаждение промывочной жидкости использовалось для преодоления индуцированной нагреванием неустойчивости горных

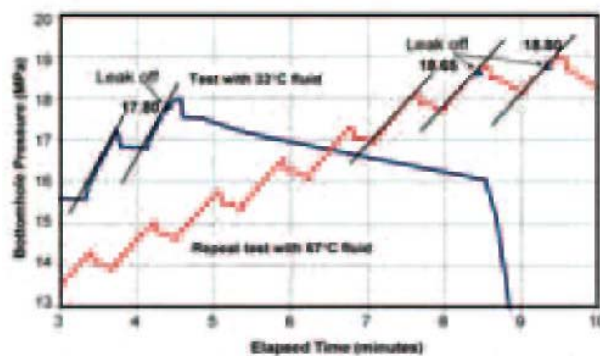


Рис. 4. Изменение давления разгерметизации, вызванное изменением температуры на забое скважины (Perin и др., 2004).

пород, например в работе Maury и Guenot, 1995. (По-видимому, вздутие ствола скважины, возникающее вследствие образования тепловых трещин, в этом случае не учитывается).

- В некоторых ультра НРНТ скважинах (Категория 2), охлаждение промывочной жидкости было предложено как требование HSE (система требований для сохранения Здоровья, Безопасности и Окружающей среды) с целью исключения работы буровой бригады с чрезмерно нагретыми промывочными жидкостями в емкостях.
- В некоторых ультра НРНТ скважинах (Категория 2), охлаждение промывочной жидкости было предложено для увеличения срока службы инструментальных средств LWD (скважинные исследования в процессе бурения) в высокотемпературных средах. Это должно быть соотнесено с риском вздутия ствола скважины.

Оборудование для нагревания или охлаждения, которое может быть установлено на буровых площадках для скважин Категории 1 и 2, обычно имеет способность изменять температуру бурового раствора в диапазоне $\pm 60^\circ\text{F}$ ($\pm 33^\circ\text{C}$). В зависимости от среды (наземные работы, мелководный или глубоководный участок) и геотермического градиента, может произойти больше критических температурных изменений. Хотя в настоящее время внимание буровой промышленности сконцентрировано на потенциальной стационарной долговременной возможности контроля температуры в стволе скважины, изменение устойчивости ствола скважины в результате теплового переходного процесса и реакции порового давления сразу после бурения действительно нуждается в осторожной оценке и интеграции в планы бурения.

Бурение солевых отложений при высоких температурах и давлениях

В некоторых нефтегазовых бассейнах, запасы полезных ископаемых залегают глубоко под автохтонными (стационарными) слоями соли или аллохтонными (мобилизованными) соевыми диапирами соли и их остатками. Эти породы создают особые риски к целостности буровой скважины (Willson и Fredrich, 2005; Willson и др., 2003). Поведение текучести (крипа) соли сильно зависит от внутрипластовой температуры и перепада давления между соевым телом (приблизительно при литостатическом давлении) и гидростатическим давлением промывочной жидкости в окрестности буровой скважины (Fossum и Fredrich, 2002). Соль при температурах, соответствующих

условиям Категории 2 (выше 400°F / 204°C) может также демонстрировать другой механизм ползучести, который может значительно увеличить скорость деформации посредством 'переползания дислокаций' при высоких температурах по сравнению с ползучестью по 'неопределенному механизму' при низких температурах – см. Fossum и Fredrich (2002) для описания механизмов ползучести. Для заданной разности напряжений, соль при внутрипластовой температуре 450°F (232°C) будет ползти приблизительно в 200 раз быстрее, чем та же самая соль при 140°F (60°C) в случае той же самой ползучести по 'неопределенному механизму'.

Если механизм ползучести переключается на 'переползание дислокаций' при более высокой температуре, то скорость деформации может возрасти в 400 000 раз по сравнению со скоростью при температуре 60°C! (Hickman, личное общение). Такие скорости ползучести наложили бы сильные ограничения на бурение, ввиду деформаций, которые протекают в течение месяцев при низких температурах и которые протекают в течение минут при более высокой температуре. Последствия большой скорости деформации соли нужно тщательно учитывать и во время бурения для целостности буровой колонны и в процессе полевых работ для безопасности обсадной колонны и НКТ скважины.

Эффективное напряжение – применение для условий НРНТ

Следующий недооцененный эффект привносит потенциальные проблемы в бурение в условиях ультра НРНТ. Общие свойства эффективного напряжения (компонента полного приложенного давления, которую несет скелет породы) обычно вытекают из опыта работы с породами, обладающими относительно высокой пористостью, подвергающимися относительно низкому общему напряжению и давлению жидкости. В дальнейшем может быть разумно применена концепция эффективного напряжения Terzaghi. Эффективное напряжение, σ' , вычисляется как разность между полным напряжением, σ , и давлением поровой воды, p (Terzaghi, 1943):

$$\sigma' = \sigma - p \quad (2)$$

Это снова упрощение действительности. Biot (1956) представил обобщенную теорию упругой пористой среды, где эффективное напряжение более правильно определено:

$$\sigma' = \sigma - \alpha p \quad (3)$$

где α – это параметр эффективного напряжения. Geertsma (1957) обнаружил, что величина α может быть выражена в терминах объемного модуля сухой породы (K_b) и объемного модуля твердых зерен породы (K_s):

$$\alpha = 1 - \frac{K_b}{K_s} \quad (4)$$

Экспериментальная работа над уплотненными песчаниками при высоком давлении и температуре показала, что значение α быть значительно меньше чем единица. Hettema и de Pater (1998), проверяя глинизированный песчанник Felsler (20%-ая пористость в ненапряженных условиях) обнаружили, что значение α зависит от напряжения, уменьшаясь приблизительно от 0.9 при нулевом дифференциальном

давлении приблизительно до 0.6 при дифференциальном давлении 36 МПа (5220 psi). (Дифференциальное давление – это разность между горным давлением и поровым давлением). Laurent и др., (1993), проверяя известняк, описал уменьшение параметра α с 0.83 до 0.20 при уменьшении пористости с 23 % до 4.5%. Сопоставимые данные для глин реже встречаются в изданной литературе. Hornby (1995) нашел, что для Р-волн на лабораторном образце Юрской глины, параметр α изменяется от единицы при нулевом дифференциальном давлении до 0.6 при дифференциальном давлении 100 МПа (14 500 psi). По данным ВР для глин из глубоководной части Мексиканского залива параметр α имеет значения в диапазоне 0.78-0.86 при дифференциальном давлении 15.1 МПа (2190 psi), соответствуя оцененным пластовым условиям.

Влияние констант эффективного напряжения, имеющих значения меньше чем единица на концентрации напряжений в буровой скважине и на разрушение горной породы действием долота не было строго исследовано в литературе по стабильности ствола скважины. При условиях ультра НРНТ Категории 2 неопределенность в этом параметре приводит к существенной неопределенности в определении дестабилизирующих напряжений буровой скважины. Этот эффект должен быть исследован более подробно для обеспечения целостности будущей ультра НРНТ скважины, в процессе бурения.

Итоги

В статье описаны различные факторы, влияющие на целостность будущей буровой скважины при высоком давлении и температуре. В то время как влияние температуры на стабильность было понятно, попытки его устранения при проектировании скважины имеют тенденцию к упрощению внутрипластовой среды. Влияние температуры и порового давления нужно рассматривать подробно. В пластах пород с низкой проницаемостью, процесс термодиффузии протекает более быстро, чем процесс гидравлической диффузии. Влияние температуры, поэтому, может преобладать над влиянием порового давления и изменением напряжений, происходящих в окрестности ствола скважины. Неправильно учитывать исключительно дренированную (длиннопериодную) термоупругую реакцию в прогнозах стабильности ствола скважины.

Изменение температуры в стволе скважины – либо нагрев промысловой жидкости до такой степени, чтобы температурные разности между породой и буровой скважиной были минимальными, либо дальнейшее охлаждение промысловой жидкости для продления срока службы инструментальных средств LWD - дает потенциал для расширения возможностей бурения в этих суровых условиях. Однако последствия изменения температур промысловой жидкости должны быть должным образом поняты.

Существуют существенные риски при бурении солевых отложений на больших глубинах и при высокой температуре, как для буровой колонны в короткий промежуток времени, так и для обсадной колонны скважины и НКТ в долгосрочной перспективе. Это – в значительной степени непонятая проблема, которая заслуживает внимания промышленности. В условиях НРНТ, эффективное напряжение не может быть определено просто, путем вычитания порового давления из полного напряжения. Коэффициенты эффективного напряжения, меньшие, чем единица, характеризуют ту часть полного напряжения, которую берет на себя скелет породы. Это приводит к увеличению дестабилизирующих напряжений, действующих в окрестности ствола скважины. Это также увеличивает кажущуюся (ограниченную) прочность породы, с последующим понижением эффективности бурения и уменьшением скорости проходки. Этот эффект также требует дальнейшего исследования для лучшего предсказания разбухаемости скважин в ультра НРНТ средах.

Ссылки на литературу

Baker Hughes [2005] *inDepth*, **11**(1), 12-25. Biot, M.A. [1956]. General solutions of the equations of elasticity and consolidation for a porous material. *J. Applied Mechanics*, **78**, *Trans. ASME*, 91-96. Chen, G. and Ewy, R.T. [2003]. Thermoporoelastic effect on shale stability. *Proceedings of SoilRock America, 12th Pan-American Conf. on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering*. Cambridge, USA. Fossum, A.F. and Fredrich, J.T. [2002] Salt mechanics primer for near-salt and sub-salt deepwater Gulf of Mexico field developments. *Report SAND2002-2063*, Sandia National Laboratories, Albuquerque, USA.

Geertsma, J. [1957] The effect of fluid pressure decline on volumetric changes of porous rocks. *Trans. Am. Inst. Min. Metal. Eng.*, **210**, 331-340.

Gonzalez, M.E., Bloys, J.B., Lofton, J.E., Pepin, G.P., Schmidt, J.H., Naquin, C.J., Ellis, S.T., and Laursen, P.E. [2004] Increasing effective fracture gradients by managing wellbore temperatures. Paper IADC/SPE 87217, *IADC/SPE Drilling Conference*, Dallas, USA.

Hettema, M.H.H. and de Pater, C.J. [1998] The poro-mechanical behavior of Felser sandstone: stress- and temperature-dependent. Paper SPE/ISRM 47270, *Eurock98 Conf.*, Trondheim, Norway.

Hornby, B.E. [1995] *Experimental determination of the anisotropic elastic properties of shale*. Ph.D. dissertation, Univ. Cambridge, Cambridge, UK.

Laurent, J., Boutéca, M.J., Sarda, J-P., and Bary, D. [1993] Pore pressure influence in the poroelastic behavior of rocks: experimental studies and results. *SPE Formation Evaluation*, June, 117-122.

Li, X., Cui, L., and Roegiers, J.-C. [1998] Thermo-poroelastic analyses of inclined boreholes. Paper SPE/ISRM 47296. *Eurock98 Conf.*, Trondheim, Norway. Maury, V. and Guenot, A. [1995]. Practical advantages of mudcooling systems for drilling. *SPE Drilling & Completions*, **10**(1), 42-48.

Maury, V.M. and Idelovici, J.L. [1995] Safe drilling of HP/HT wells: The role of the thermal regime in loss and gain phenomenon. Paper SPE/IADC 29428, *SPE/IADC Drilling Conference*, Amsterdam, The Netherlands. Okabe, T. and Hayashi, K. [2000] Estimation of stress field by using drilling-induced tensile fractures observed at well TG-2 and a study of critically stressed shear fractures based on the stress field. *Proceedings of World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japan. Pepin, G.,P., Gonzalez, M.E., Bloys, J.B., Lofton, J.E., Schmidt, J.H., Naquin, C.J., and Ellis, S.T. [2004] Effect of drilling fluid temperature on fracture gradient: field measurements and model predictions. Paper 04-527, *GulfRocks '04*, 6th North America Rock Mech. Symp. (NARMS), Houston, USA. Terzaghi, K. [1943] *Theoretical Soil Mechanics*. John Wiley and Sons, New York. Timoskenko, S., and Goodier, J.N. [1951] *Theory of Elasticity*. McGraw-Hill Book Company, New York. Willson, S.M., Fossum, A.F., and Fredrich, J.T. [2003] Assessment of Salt Loading on Well Casings. *SPE Drilling & Completion*, **18**, 1, 13-21. Willson, S.M. and Fredrich, J.T. [2005] Geomechanics Considerations for Through- and Near-Salt Well Design. Paper SPE 95621, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, USA.