

УДК 539.3

ОБЗОР СКВАЖИННЫХ МЕТОДОВ ИЗУЧЕНИЯ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ВЕРХНИХ СЛОЕВ ЗЕМНОЙ КОРЫ

© 2019 г. Н. В. Дубиня

Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН, г. Москва, Россия

E-mail: dubinya.NV@gmail.com

Поступила в редакцию 07.04.2018 г.

Принята в печать 15.08.2018 г.

Представлен обзор скважинных исследований параметров напряженно-деформированного состояния верхних слоев земной коры. Выделены некоторые основные способы оценки напряжений по скважинным данным, проведен анализ областей их применимости, неопределенности, возникающей при оценке с использованием этих методов. Рассмотрена реконструкция профилей напряжений вдоль ствола скважины с использованием информации о вывалах и трещинах растяжения, образовавшихся в ходе бурения, об особенностях распространения упругих волн в породах околоскважинного пространства, о закономерностях в положении и пространственной ориентации естественных трещин. Описана оценка параметров напряженного состояния на глубине проведения гидроразрыва пласта, на глубине извлечения ядерного материала.

Ключевые слова: геомеханика, напряженное состояние, гидроразрыв пласта, геофизические исследования скважин

DOI: <https://doi.org/10.31857/S0002-333720192137-155>

1. ВВЕДЕНИЕ

Скважинные исследования являются важным источником информации о свойствах горных пород. Именно исследования, проводимые в скважинах, позволяют прямо или косвенно судить о некоторых параметрах, характеризующих напряженное состояние, в котором пребывают породы в околоскважинном пространстве. Часто результаты интерпретации таких исследований, выполненной для оценки параметров напряженно-деформированного состояния, используются для решения практических задач геомеханики месторождений углеводородов, все чаще возникающих на практике [Zoback, 2007]. Вследствие этого активно развиваются методы интерпретации результатов геофизических исследований скважин (ГИС) для оценки напряжений, действующих вдоль ствола скважины. Типичным результатом такой интерпретации являются так называемые профили напряжений, восстановленные по скважинным данным значения компонент тензора напряжений, действующих в породах околоскважинной зоны, как функции от координаты вдоль ствола скважины. При решении практических задач геомеханики месторождений эти профили

в дальнейшем используются для решения таких задач как прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта [Афанасьев и др., 2009], расчет траектории развития трещины повторного гидроразрыва [Siebrits et al., 2000], оценка эволюции фильтрационно-емкостных свойств пород, слагающих месторождение, по мере его разработки вследствие вызываемого разработкой изменения напряженно-деформированного состояния [Schutjens et al., 2004], расчет устойчивости ствола скважины [Bradley, 1979] и другие. С другой стороны, профили напряжений, восстановленные при интерпретации скважинных данных, имеют не только практическую, но и фундаментальную значимость: в некоторых регионах Земли скважинные исследования являются важным источником информации о напряжениях, действующих в верхних слоях земной коры. Так, согласно оценкам [Heidbach et al., 2016] около 15% из 42 870 данных о направлениях главных осей тензора напряжений, занесенных в мировую базу данных по напряжениям в литосфере (World Stress Map), получены на основании интерпретации результатов геофизических исследований скважин. Ценность скважинных исследований параметров напряженного состояния верхних слоев земной коры повышается в сейсмически

спокойных регионах, в которых происходит активная разработка месторождений углеводородов, где использование методов изучения напряженного состояния, основанных на анализе природных индикаторов, осложняется слабой выраженностью этих индикаторов.

Необходимо понимать, что скважинные методы изучения параметров напряженно-деформированного состояния пород околоскважинной зоны имеют ряд ограничений. В частности, восстановление полноценных профилей напряжений вдоль всего ствола скважины возможно только при использовании косвенной информации о напряжениях, тогда как прямые методы позволяют определять напряжения лишь на определенных глубинах. Часто скважинные методы исследования напряженного состояния неприменимы при специфических условиях бурения, особенностях реологии пород околоскважинной зоны или при некоторых соотношениях между параметрами напряженного состояния. Кроме того, особенностью интерпретации результатов ГИС для оценки напряжений является значительная неопределенность, характеризующая реконструированные профили напряжений. Целью данной работы является обзор различных скважинных методов исследования напряженного состояния пород околоскважинной зоны, определение области их применимости и анализ погрешности, вносимой при оценке напряжений с помощью скважинных методов.

Скважинные методы исследования напряженного состояния можно разделить на два класса: методы, позволяющие судить о тенденциях изменения параметров напряженного состояния пород околоскважинной зоны вдоль всего ствола скважины, и методы, оценивающие компоненты тензора напряжений на точечных глубинах выполнения того или иного мероприятия, интерпретация результатов которого позволяет выполнять такую оценку. Среди методов первого класса можно выделить широко применяющийся на практике анализ вывалообразования и развития трещин растяжения при бурении, предложенный в работе [Zoback et al., 1986]; исследование особенностей распространения упругих волн в среде, находящейся в неоднородном напряженном состоянии [Sinha, 1997]; выделение естественных трещин в породах околоскважинного пространства и анализ напряжений, действующих на их поверхностях [Ito, Zoback, 2000]. Ко второму классу можно отнести методы, использующие результаты анализа данных, полученных при выполнении операции по гидроразрыву пород [Haimson, Fairhurst, 1969] или при

исследовании образцов горных пород [Funato, Chen, 2005]. Далее будет представлен подробный обзор каждого из перечисленных методов.

2. РЕКОНСТРУКЦИЯ ПРОФИЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЙ

Как было указано выше, характерным результатом реконструкции напряжений по скважинным данным является построение профилей напряжений – зависимостей различных параметров напряженного состояния пород околоскважинной зоны от координаты вдоль траектории скважины. Часто результаты реконструкции представляются в системе координат, ось z которой сонаправлена с вектором действия силы тяжести. В таком случае в качестве результата реконструкции напряжений используются четыре функциональных зависимости: зависимость вертикального напряжения σ_V от координаты вдоль оси z – $\sigma_V(z)$, зависимости максимального σ_H и минимального σ_h нормальных напряжений, действующих в горизонтальной плоскости, от глубины $\sigma_H(z)$ и $\sigma_h(z)$, профиль угла $\theta(z)$, образованного между направлением действия σ_H и направлением на север. Речь идет об эффективных напряжениях, учитывающих давление насыщающего породу флюида согласно подходу Био [Biot, 1962]. При этом в англоязычных источниках иногда подразумевается, что три перечисленных напряжения σ_V , σ_H и σ_h являются главными, то есть постулируется субвертикальность одной из главных осей тензора напряжений [Zoback et al., 1989], что, вообще говоря, необязательно является верным для верхних слоев земной коры [Родионов и др., 1986]. Так, субвертикальность одной из главных осей не наблюдается на больших глубинах и при приближении к разломам [Ребецкий, 2007]. Таким образом, в общем случае, о реконструкции тензора напряжений следует говорить при восстановлении шести независимых компонент тензора напряжений, например, при построении профилей трех главных напряжений и трех направляющих косинусов, характеризующих ориентацию главных осей тензора напряжений. При использовании же гипотезы о субвертикальности одной из главных осей два направляющих косинуса фиксируются, а третий задается через профиль угла $\theta(z)$. Можно также отметить, что использование гипотезы о субвертикальности одной из главных осей в некоторых работах приводит к возможности формирования схем геодинамического районирования [Zoback et al., 1989], использующих соответствие между

компонентами тензора напряжений σ_V , σ_H и σ_h и главными напряжениями σ_1 , σ_2 , σ_3 (здесь и далее сжимающие напряжения считаются положительными, подразумевается правило нумерации главных напряжений $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$). В случае выполнения неравенства $\sigma_V \geq \sigma_H \geq \sigma_h$ тектонический режим считается режимом формирования сбросов (Normal Fault в соответствии с классификацией [Anderson, 1951]), для случая $\sigma_H \geq \sigma_V \geq \sigma_h$ режим полагается режимом формирования сдвигов (Strike-Slip), в случае $\sigma_H \geq \sigma_h \geq \sigma_V$ реализуется режим формирования взбросов и надвигов (Reverse Fault). При использовании такой классификации не рассматриваются промежуточные тектонические режимы, сочетающие образование в среде разрушений различного типа.

Другим заслуживающим рассмотрения моментом при реконструкции профилей напряжений является методология экстраполяции оценок тех или иных параметров напряженного состояния на всю траекторию скважины.

Реконструкция профиля вертикального напряжения по данным скважинных исследований представляется одной из наиболее простых задач, возникающих при такой экстраполяции. Профиль вертикального напряжения может быть рассчитан, если известна траектория скважины и профиль плотности окружающей скважину породы, поскольку вертикальное напряжение на заданной глубине обусловлено действием веса вышележащих пород. В связи с этим, для расчета вертикального напряжения на глубине z используется соотношение:

$$S_V(z) = \int_0^z \rho(z)gdz, \\ \sigma_V(z) = S_V(z) - \alpha(z)P_{por}(z), \quad (1)$$

где: $\rho(z)$ – профиль плотности пород околоскважинного пространства; $\alpha(z)$ – профиль коэффициента Био, меняющегося для горных пород от 0 до 1; $P_{por}(z)$ – профиль порового давления. Считается, что в околоскважинном пространстве все эти параметры не зависят от горизонтальных координат. Необходимо также отметить, что если скважина не вертикальна, то координата вдоль ее траектории не совпадает с глубиной. В таких случаях предполагается, что строение среды может быть достаточно точно описано горизонтально-слоистой моделью; глубинные профили механических свойств могут быть связаны с профилями, полученными в результате выполнения работ ГИС в таких скважинах.

Задача восстановления профилей горизонтальных напряжений вызывает значительно большие сложности. На сегодняшний день наиболее широкое распространение получили два подхода к восстановлению профилей горизонтальных напряжений – один, основанный на анализе каротажных кривых [Prats, 1981]; другой, максимально упрощающий нелинейную зависимость значений горизонтальных напряжений от глубины [Zoback et al., 2003].

Первый подход базируется на гипотезе о подчинении исследуемых сред линейному закону Гука. Уже здесь видно, что реконструкция профилей напряжений по скважинным данным использует задание определяющих соотношений для пород околоскважинной зоны, что существенно снижает точность получаемых результатов, так как задание реологии, вообще говоря, является дополнительной связью, накладываемой на параметры напряженного состояния, подразумеваемой при интерпретации, остающейся предметом для дискуссии [Мухамедиев, 2016]. Предполагается, что действие тектонических сил обуславливает наличие в среде не зависящих от глубины (это условие обеспечивает жесткое сцепление слоев среды друг с другом и обосновано статистически [Афанасьев и др., 2009]) горизонтальных деформаций ε_h и ε_H , сонаправленных, соответственно, с векторами минимальных и максимальных горизонтально ориентированных тектонических сил. В таком случае горизонтальные напряжения, выраженные через деформации, могут быть определены из закона Гука, записанного с учетом изменения объема среды за счет влияния флюида (в терминах эффективных напряжений – эффективные напряжения, здесь и далее обозначенные символом σ с соответствующим нижним индексом, связаны с полными напряжениями аналогично второму выражению в (1) – из полного напряжения вычитается поровое давление, домноженное на коэффициент Био):

$$\sigma_h(z) = \sigma_V(z) \frac{\nu(z)}{1-\nu(z)} + [\varepsilon_h + \varepsilon_H \nu(z)] \frac{E(z)}{1-\nu(z)^2}, \\ \sigma_H(z) = \sigma_V(z) \frac{\nu(z)}{1-\nu(z)} + [\varepsilon_H + \varepsilon_h \nu(z)] \frac{E(z)}{1-\nu(z)^2}. \quad (2)$$

Здесь: $\nu(z)$ – профиль статического коэффициента Пуассона; $E(z)$ – статического модуля Юнга. Восстановление этих профилей с помощью данных интерпретации ГИС также является сложной задачей, в ходе решения которой возникают существенные неопределенности.

Рассмотрение этой задачи находится за рамками данной работы.

Анализ выражений (2) приводит к заключению, что значения напряжений, обусловленных действием тектонических сил, численно контролируются двумя управляющими параметрами — горизонтальными деформациями ε_h и ε_H . Можно сказать, что эти выражения полностью определяют профили напряжений, если известны значения горизонтальных деформаций. Необходимо понимать, что само использование понятий деформаций в этом случае требует пояснений. Деформации в выражении (2) являются упругими и в случае полной разгрузки напряженное состояние выродится в состояние, в котором напряжения распределены в соответствии с известными формулами Динника [Динник, 1925].

Второй подход к определению профилей горизонтальных напряжений [Zoback et al., 2007] нивелирует основной недостаток первого — чрезмерную чувствительность к погрешностям измерений, — который выражается в том, что изменение упругих модулей может быть весьма значительным на малых интервалах, приводя к нефизичным скачкам значений горизонтальных напряжений. Во втором подходе предполагается линейная зависимость эффективных горизонтальных напряжений от глубины, благодаря чему сохраняются отношения $\sigma_h(z)/\sigma_V(z)$ и $\sigma_H(z)/\sigma_V(z)$ на некотором рассматриваемом интервале глубин. При таком подходе управляющими становятся два отношения σ_h/σ_V и σ_H/σ_V , и приоритетной задачей является поиск их значений, а профили горизонтальных напряжений определяются по простым выражениям:

$$\sigma_h(z) = \frac{\sigma_h}{\sigma_V} \sigma_V(z), \quad \sigma_H(z) = \frac{\sigma_H}{\sigma_V} \sigma_V(z). \quad (3)$$

Необходимо понимать, что такие линейные выражения имеют свою область применимости: этот подход применим в осадочных бассейнах при незначительном вкладе тектонических сил в актуальное напряженное состояние, сформированное преимущественно за счет силы тяжести.

Здесь и далее при рассмотрении задачи реконструкции профилей горизонтальных напряжений будет использоваться понятие пары управляющих параметров — двух параметров, определяющих профили горизонтальных напряжений в рамках используемой модели. Управляющие параметры в первой модели являются горизонтальными деформациями ε_h и ε_H ,

во второй модели их роль играют отношения σ_h/σ_V и σ_H/σ_V .

Обе модели характеризуются ограниченной областью применимости и некоторыми недостатками. Недостатки первой модели подробно рассмотрены в работе [Zoback, 2007] — к ним, в первую очередь, относится большое количество неизвестных параметров. Действительно, для того, чтобы восстановить профили горизонтальных напряжений по выражениям (2), предварительно нужно определить профиль эффективного вертикального напряжения и профили статических упругих модулей, что приводит к наличию в правой части выражений (2) двух неизвестных деформаций, а также пяти величин, подлежащих экспериментальному определению и неизбежно осложненных ошибками. Более того, существуют модификации этого подхода, позволяющие учитывать анизотропию среды [Amadei et al., 1987; Sayers, 2010], что приводит к дальнейшему росту числа неизвестных параметров. Таким образом, модель использует большое количество параметров, само определение которых сопряжено со значительными трудностями, что, в первую очередь, касается статических упругих модулей. В связи с указанным недостатком некоторые авторы не рекомендуют использовать модель (2) для реконструкции профилей горизонтальных напряжений [Zoback, 2007].

В значительной степени задача реконструкции профилей напряжений сводится к тому, чтобы найти такие пары управляющих параметров, при которых напряжения, определенные с помощью соотношений (2) или (3) находятся в максимальном соответствии с их оценками, выполненными одним из перечисленных далее методов, на тех интервалах, на которых эти методы были применены.

3. СКВАЖИННЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕНИЙ

В данной работе рассмотрены следующие группы методов интерпретации ГИС для оценки параметров напряженного состояния пород околоскважинной зоны: анализ кривых давления и расхода жидкости при проведении гидроразрыва пласта или теста на приемистость; анализ вывалов и трещин растяжения, образовавшихся при бурении скважин; анализ особенностей распространения упругих волн в породах околоскважинной зоны, характеризующихся значительным различием между главными напряжениями; анализ естественной трещиноватости;

оценка напряжений с использованием кернового материала. Далее будет представлено описание каждого из этих методов.

3.1. Гидроразрыв пласта и тест на приемистость

Величины минимальных горизонтальных напряжений могут быть количественно определены только на конкретных глубинах с использованием прямых методов, например, таких как метод гидроразрыва или тесты на приемистость (*LOT*, leak-off test), причем только при условии, что минимальное главное напряжение направлено горизонтально. Надо отметить, что, согласно [Zoback, 2007, p. 206], прямые измерения минимального напряжения с помощью гидроразрыва являются единственным применимым на практике способом прямого измерения, дающим достоверные оценки вне зависимости от глубины.

В основе этих подходов лежит анализ функции давления на скважине от времени на протяжении процесса развития трещины от скважины. Впервые основные положения подхода были сформулированы в работе [Hubbert, Willis, 1957], где было обосновано, что трещина гидроразрыва будет распространяться в направлении, перпендикулярном направлению действия минимального главного напряжения σ_3 . Заключение, касающиеся значения минимального главного напряжения были развиты в работе [Gaarenstroom et al., 1993], где было рассмотрено характерное поведение кривой давления в течение процесса развития трещины (рис. 1).

Согласно схеме, представленной на рис. 1, давление закачиваемого флюида ведет себя нелинейно в течение процесса развития трещины: сначала происходит линейное его возрастание как функции от объема закачиваемого флюида (или времени, если происходит закачка с постоянным расходом). В определенный момент линейная зависимость нарушается из-за начала утечек (на рис. 1 этому моменту начала утечек соответствует величина давления *LOP*). Разрыв породы происходит при достижении давления разрыва пласта *FBP*, после чего происходит уменьшение давления до величины *FPP* – давления распространения трещины. Согласно оценкам [Hickman, Zoback, 1983], эта величина уже является достаточно близкой к величине минимального главного напряжения σ_3 . Тем не менее, более точная оценка достижима после прекращения закачки и быстрого спада давления до величины мгновенного давления закрытия *ISIP* и дальнейшего спада

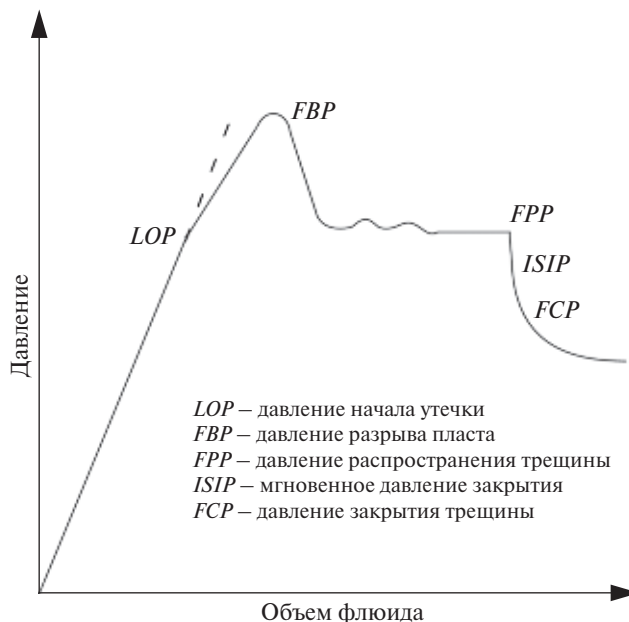


Рис. 1. Схематическое поведение давления при проведении гидроразрыва или теста на приемистость (по [Gaarenstroom et al., 1993, с изменениями]).

до величины давления закрытия трещины *FCP*. В зависимости от условий проведения теста последние две величины могут быть близки к значению σ_3 на глубине проведения исследования [Zoback, 2007]. В зависимости от тектонических условий в регионе эта величина соответствует или минимальному горизонтальному напряжению σ_h , или вертикальному напряжению σ_v . Таким образом, если минимальное главное напряжение горизонтально, данный метод позволяет определить σ_h .

Существует также подход к использованию данных о развитии трещин для оценки величины максимального горизонтального напряжения [Haimson, Fairhurst, 1969]. Согласно этому подходу, величина максимального горизонтального напряжения может быть определена по известным параметрам закачки, минимальному напряжению и прочности породы. В предложенном подходе используется условие разрушения среды:

$$\sigma_3 = UTS, \quad (4)$$

где введен прочностной параметр среды – прочность на одноосное растяжение *UTS*.

Минимальное главное напряжение, действующее на стенке скважины, может быть определено, если известно распределение напряжений вокруг скважины. В явном виде такое распределение может быть выписано, например, для

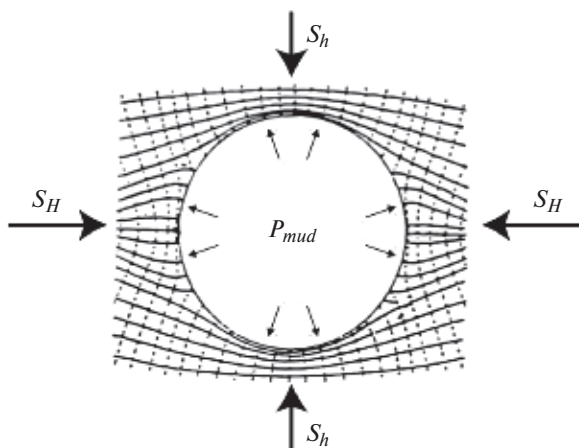


Рис. 2. Концентрация напряжений вокруг цилиндрического отверстия. Вне отверстия указаны траектории главных напряжений (по [Kirsch, 1898, с изменениями]).

решения классической задачи Кирша для концентрации напряжений вокруг кругового отверстия [Kirsch, 1898]. В качестве граничных условий используется двухосное сжатие (два перпендикулярных главных напряжения S_H и S_h , $S_H \geq S_h$) на бесконечно удаленных границах и давление бурового раствора на отверстии P_{mud} . При этом среда считается пороупругой, насыщенной жидкостью под давлением P_{por} [Jaeger, Cook, 1979]. Схема решаемой задачи показана на рис. 2.

Такая задача соответствует исследованию концентрации напряжений вокруг вертикальной скважины, вскрывающей пласт, характеризуемый поровым давлением P_{por} и горизонтально направленными тектоническими напряжениями S_H и S_h , при этом давление бурового раствора P_{mud} . Поле напряжений в окрестностях такого отверстия определяется как [Jaeger, Cook, 1979]:

$$\begin{cases} S_r = \alpha P_{por} + \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + (P_{mud} - P_{por}) \frac{R^2}{r^2} + \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 - 4 \frac{R^2}{r^2} + 3 \frac{R^4}{r^4}\right) \cos 2\vartheta, \\ S_\vartheta = \alpha P_{por} + \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - (P_{mud} - P_{por}) \frac{R^2}{r^2} - \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4}\right) \cos 2\vartheta, \\ \tau_{r\vartheta} = -\frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 + 2 \frac{R^2}{r^2} - 3 \frac{R^4}{r^4}\right) \sin 2\vartheta, \\ \sigma_H = S_H - \alpha P_{por}, \quad \sigma_h = S_h - \alpha P_{por}. \end{cases} \quad (5)$$

Здесь: r и ϑ – координаты полярной системы координат с началом, совпадающим с центром отверстия, угол ϑ отсчитывается от направления на S_H ; R – радиус отверстия. Вместо полных напряжений S_H и S_h используются эффективные напряжения σ_H и σ_h , выражающиеся, в соответствии с теорией Био, через полные напряжения, поровое давление и коэффициент Био α . Значения S_r , S_ϑ и $\tau_{r\vartheta}$ представляют собой соответствующие компоненты тензора полных напряжений в окрестности скважины. Поровое давление, входящее в правые части выражений (5), также зависит от координат и подчиняется законам фильтрации. Полное сопряженное решение задачи концентрации напряжений вокруг отверстия в пороупругой среде, учитывающее изменчивость поля порового давления, может быть найдено, например, в работе [Detournay, Cheng, 1988]. В рамках гипотезы о субвертикальности одной из главных осей тензора напряжений тензор эффективных напряжений, возникающих в окрестности рассматриваемой скважины, может быть описан как:

$$\sigma_{ij} = \begin{vmatrix} \sigma_V & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_r & \tau_{r\vartheta} \\ 0 & \tau_{r\vartheta} & \sigma_\vartheta \end{vmatrix}, \quad (6)$$

где σ_V – вертикальное напряжение, действующее на глубине рассматриваемого отверстия. Для известного тензора (6) можно найти главные напряжения σ_1 , σ_2 и σ_3

В предложенном подходе [Haimson, Fairhurst, 1969] в условие (4) подставляются главные значения тензора напряжений (6), компоненты которого определены на стенке скважины по выражениям (5) с условием $r = R$. При этом из условия (4) определяется минимальное значение напряжения, при котором происходит разрушение породы. Поскольку трещина гидроразрыва развивается перпендикулярно направлению действия минимального главного напряжения, рассматривается угол $\vartheta = 0^\circ$. В результате описанных операций можно получить следующие выражения для компонент тензора напряжений:

$$\begin{aligned} \sigma_r|_{r=R, \vartheta=0} &= P_{mud} - P_{por}, \\ \sigma_{\vartheta}|_{r=R, \vartheta=0} &= 3\sigma_h - \sigma_H - P_{mud} + P_{por}, \quad (7) \\ \tau_{r\vartheta}|_{r=R, \vartheta=0} &= 0. \end{aligned}$$

На поверхности развивающейся трещины гидроразрыва будут действовать растягивающие нормальные напряжения σ_{ϑ} , так что критерий разрушения (4) позволяет определить максимальное горизонтальное напряжение σ_H как:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_{mud} + P_{por} - UTS. \quad (8)$$

Выражение (8) устанавливает связь между двумя горизонтальными напряжениями и позволяет определить значение максимального горизонтального напряжения, если минимальное известно наряду с остальными параметрами, входящими в правую часть выражения. Несмотря на эффективность этого подхода при практических работах, проводимых на малых глубинах [Haimson, 1987], он имеет ограниченную применимость – требуется отсутствие вывалов, высокая прочность пород, малые глубины, так что в большинстве практических задач геомеханики месторождений углеводородов этот подход неприменим для определения значения максимального горизонтального напряжения [Zoback, 2007]. Таким образом, определение значений горизонтальных напряжений и, более того, их профилей $\sigma_H(z)$ и $\sigma_h(z)$ вдоль ствола скважины, по результатам интерпретации скважинных исследований остается наиболее сложной задачей ввиду отсутствия стандартных прямых способов измерения σ_H и точечного характера прямых способов измерения σ_h : гидроразрыв и тесты на приемистость позволяют определить значение напряжения только на глубине проведения. При этом данное исследование является одним из стандартизированных в промышленности методов оценки напряжений по результатам скважинных исследований [Raaen et al., 2006].

3.2. Вывалы и трещины растяжения

Существуют различные способы оценки параметров напряженного состояния по данным скважинных исследований. Достаточно подробное описание этих подходов может быть найдено в обзорной работе [Ljunggren et al., 2003], в которой рассмотрены основные способы реконструкции напряжений, в том числе и по скважинным данным. В работе отмечено, что на тот момент (и до сих пор) одним из наиболее часто применяемых на практике подходов является методика анализа проявлений при

бурении – вывалов и трещин растяжения, предложенная в работе [Zoback et al., 1986] и в дальнейшем развиваемая до состояния, описанного в работе [Zoback et al., 2003].

В основе этого подхода лежит изучение процесса разрушения горной породы, вызванного бурением в ней скважины. Как было показано выше, при бурении вокруг сечения скважины возникает концентрация напряжений, описываемая выражениями (5). Величины возникающих напряжений определяются условиями бурения и значениями горизонтальных напряжений на рассматриваемой глубине. Если возникающих напряжений достаточно для того, чтобы преодолеть критерий разрушения, в окрестности скважины порода может разрушиться, образуется так называемый вывал, а сечение скважины теряет круговую форму (рис. 3).

При этом надо понимать, что критерий разрушения (4), введенный выше, позволяет говорить лишь об образовании трещин растяжения, в то время как вывалы образуются за счет того, что сжимающие напряжения преодолевают предел прочности на сжатие. На практике широко распространено использование критерия неразрушения, соответствующего линейному критерию Кулона–Мора для главных напряжений [Jaeger, Cook, 1979]:

$$\sigma_1 \leq \sigma_3 \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} + 2C \frac{\cos \varphi}{1 - \sin \varphi}, \quad (9)$$

где введены прочностные параметры – коэффициент сцепления C и угол внутреннего трения породы φ . Вместо коэффициента сцепления

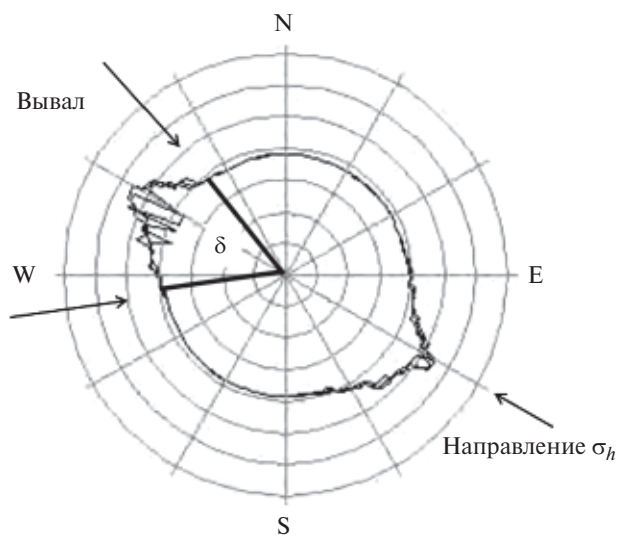


Рис. 3. Вывал в окрестности скважины (по [Zoback et al., 2003, с изменениями]).

также часто используется величина прочности на одноосное сжатие UCS (для линейного критерия Кулона–Мора $UCS = 2C \frac{\cos \varphi}{1 - \sin \varphi}$).

На рис. 3 изображено сечение скважины горизонтальной плоскостью. Видно, что на симметричных участках круговое сечение сильно искажается. Это искажение максимально в направлении действия минимального горизонтального напряжения и может быть описано с помощью угла δ , представляющего угловую меру дуги разрушенной породы.

Для математического описания этого явления используются выражения (5), переписанные для границы скважины $r = R$:

$$\begin{cases} \sigma_r = (P_{mud} - P_{por}), \\ \sigma_\vartheta = (\sigma_H + \sigma_h) - (P_{mud} - P_{por}) - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\vartheta, \\ \tau_{r\vartheta} = 0. \end{cases} \quad (10)$$

Соответствующие распределения главных напряжений σ_ϑ и σ_r как функции от азимутального угла изображены на рис. 4.

Видно, что напряжение σ_ϑ имеет максимумы при $\vartheta = 90^\circ$ и 270° , то есть в направлении действия σ_h . Согласно условию неразрушения (9) вывал произойдет, если величина σ_1 (равная σ_ϑ в направлении действия σ_h) превысит пороговое значение σ_{crit} , определяемое как:

$$\sigma_{crit} = \sigma_3 \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} + 2C \frac{\cos \varphi}{1 - \sin \varphi}. \quad (11)$$

В этой формуле можно положить $\sigma_3 = \sigma_r$, определяемое по первому выражению (10). Указанная величина также изображена на рис. 4 сплошной горизонтальной линией. Таким образом, в представленном примере образуются два вывала шириной около 80° каждый.

Зная ширину вывала, прочностные характеристики породы, условия бурения, а также

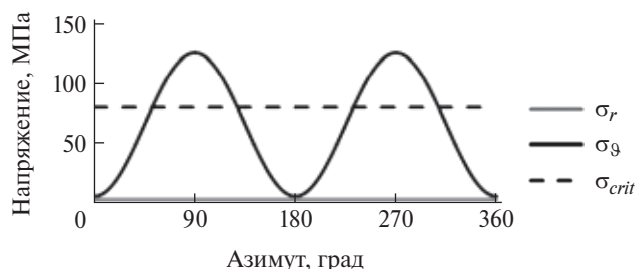


Рис. 4. Азимутальные распределения напряжений для условий: $P_{mud} = 35$ МПа, $P_{por} = 31.5$ МПа, $\sigma_H = 50$ МПа, $\sigma_h = 20$ МПа.

поровое давление и минимальное горизонтальное напряжение, можно рассчитать соответствующее этим условиям значение максимального горизонтального напряжения. Из второго выражения (10) можно определить σ_H :

$$\sigma_H = \frac{\sigma_\vartheta - \sigma_h(1 + 2\cos(2\vartheta)) + (P_{mud} - P_{por})}{(1 - 2\cos(2\vartheta))}. \quad (12)$$

В это выражение можно подставить условие:

$$\sigma_\vartheta = \sigma_{crit} = \sigma_3 \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} + 2C \frac{\cos \varphi}{1 - \sin \varphi}, \quad (13)$$

достижимое при азимутальном угле, соответствующем границе вывала:

$$\vartheta = \frac{\pi}{2} - \frac{\delta}{2}, \quad (14)$$

где δ есть угол вывала (рис. 3). Таким образом, максимальное горизонтальное напряжение может быть определено из выражения:

$$\sigma_H = \frac{\sigma_{crit} - \sigma_h(1 - 2\cos \delta) + (P_{mud} - P_{por})}{(1 + 2\cos \delta)}, \quad (15)$$

где σ_{crit} определяется из выражения (11), а угол вывала δ может быть оценен при анализе данных расширенного комплекса геофизических исследований скважин.

Вообще говоря, угол δ может быть определен по любым данным ГИС, позволяющим определить геометрические характеристики сечения ствола скважины. Чаще всего для этой цели используются данные так называемых микроимиджеров — специальных устройств, позволяющих получать азимутальную развертку различных свойств, вмещающих скважину пород на любой глубине. Такие развертки принято называть микроимиджами. На практике используются акустический [Zemanek et al., 1970] и электрический [Chen et al., 1987] скважинные микроимиджеры, позволяющие получать, соответственно, развертки акустических и электрических свойств пород около-скважинной зоны. Наличие вывалов существенно изменяет вид этих разверток, позволяя определять угол δ непосредственно из анализа развертки [Zoback et al., 2003]. Кроме того, анализ этих разверток позволяет определить азимутальный угол направления вывала, совпадающего, как видно из второго выражения (10) и рис. 4, с направлением действия минимального горизонтального напряжения σ_h , что позволяет определить азимут θ максимального горизонтального напряжения.

В результате выражения (15) и (11) позволяют оценить значение максимального горизонтального напряжения на любой глубине, на которой присутствует вывал с определенной шириной и сделаны оценки параметров, входящих в эти выражения. Здесь можно заметить первый существенный недостаток этого подхода – он позволяет оценить максимальное горизонтальное напряжение только на тех интервалах глубин, на которых в ходе бурения образовались вывалы. Для интервалов безаварийного бурения этот метод не подходит.

Кроме того, в указанных выражениях критическую роль играют прочностные свойства пород – необходимо знать точные значения угла внутреннего трения и коэффициента сцепления. Для того, чтобы получить оценки этих характеристик на интервале вывалообразования, необходимо провести испытания на керновом материале и корректным образом построить модель механических свойств, что сопряжено с рядом проблем, связанных с разномасштабностью процессов, протекающих в околоскважинном пространстве и в лабораторных условиях.

Наконец, результаты этого подхода являются чувствительными к погрешности в определении ширины вывала. На рис. 5 представлена оценка максимального горизонтального напряжения в условиях $P_{mud} = 35$ МПа, $P_{por} = 31.5$ МПа, $\sigma_h = 20$ МПа, $C = 20$ МПа, $\phi = 30^\circ$ (условия, для которых построен рис. 5, дополнены характеристическими прочностными свойствами).

Для рассмотренных условий в случае, если ширина вывала составляет 80° , максимальное горизонтальное напряжение может быть оценено как 52.2 МПа. При этом ошибка в 5° в определении ширины вывала приводит к коридору возможных значений σ_H от 48.6 до 55.9 МПа, ошибка в 10° ведет к коридору возможных значений 45.8–63.4 МПа.

Из анализа рис. 5 видно, что для меньших значений максимального горизонтального напряжения ошибки определения σ_H , связанные с погрешностью в определении ширины вывала, ниже, для больших – существенно выше. Таким образом, рассматриваемый метод достаточно чувствителен к ошибке в интерпретации микроимиджа, причем эта чувствительность носит нелинейный характер.

Практическое использование описанного подхода позволяет определять направления действия максимальных и минимальных напряжений, обусловивших возникновение вывалов, и считается достаточно точным, чтобы быть использованным,

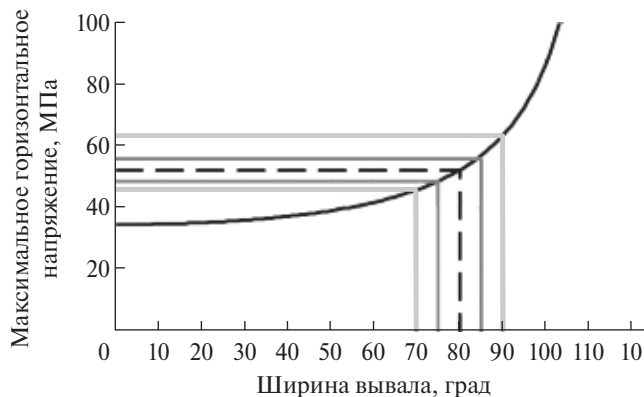


Рис. 5. Чувствительность результатов реконструкции величины максимального горизонтального напряжения к ошибке, допущенной при интерпретации микроимиджа. Сплошной линией показана функция реконструированного параметра от ширины вывала, длинный штрих соответствует «истинному» значению напряжения. Остальными линиями отображены возможные интервалы реконструированных напряжений при допущении ошибки: темно-серым цветом ошибки в 5° , светло-серым – 10° .

например, при введении данных в базу данных по напряжениям в литосфере (World Stress Map) [Tingay et al., 2008].

Тем не менее, оценка значений напряжений может быть осложнена отклонением траектории скважины от вертикали [Maloney, Kaiser, 1989], что приводит к значительному усложнению выражений, аналогичных выражениям (5) [Mastin, 1988]. Кроме того, анизотропия прочностных свойств пород околоскважинного пространства (невыполнение условия образования вывала (9)) может привести к невозможности не только корректно оценить значения напряжений по вывалам при использовании неверной геологической модели [Stephansson et al., 1989], но и к ошибке при оценке направления главных осей. В работе [Galybin, Mokhel, 1996] показано, что ориентация вывалов связана не только с направлениями главных напряжений, но и с направлениями осей анизотропии. Вообще говоря, на результат интерпретации микроимиджей для оценки напряжений оказывает влияние выбранный механизм разрушения породы – подробно обсуждению этого вопроса посвящена работа [Germanovich, Dyskin, 2000].

Отдельного внимания заслуживает вопрос наличия пластических деформаций в породах, окружающих вывал. Численное моделирование полей напряжений вокруг скважины в рамках модели флюидонасыщенной породы, дополненной законом ассоциированного течения,

представлено в работе [Frydman, da Fontoura, 1999]. Как показывают авторы [Frydman, da Fontoura, 2001], учет необратимых деформаций приводит к перераспределению напряжений вокруг скважины, что может быть учтено при реконструкции профилей напряжений [Frydman, Ramirez, 2006].

Наконец, последние работы [Agheshlui, Matthai, 2017] по численному моделированию напряженного состояния пород околоскважинного пространства показывают, что термические эффекты также оказывают серьезное влияние на оценку напряжений с использованием анализа вывалов.

Несмотря на указанные выше недостатки, анализ вывалов и трещин растяжения в ряде случаев позволяет с высокой достоверностью оценивать профили напряжений вдоль скважин [Zhang, 2013] и широко используется на практике для снижения рисков при бурении [Zohreh et al., 2014].

3.3. Распространение упругих волн

В работе [Sinha, 1997] было рассмотрено распространение быстрых поперечных упругих волн в среде, находящейся в напряженном состоянии, характеризуемом значительной разницей между главными напряжениями. Было показано, что

$$C_{hV} - C_{Hh} = A_E (\sigma_V - \sigma_H) \quad C_{HV} - C_{Hh} = A_E (\sigma_V - \sigma_h) \quad C_{HV} - C_{hV} = A_E (\sigma_H - \sigma_h), \quad (16)$$

где: C_{hV} — модуль сдвига, характеризующий изменение прямого угла в плоскости, образованной направлениями действия минимального горизонтального напряжения и вертикалью; C_{HV} — модуль сдвига, характеризующий изменение прямого угла в плоскости, образованной направлениями действия максимального горизонтального напряжения и вертикалью; C_{Hh} — модуль сдвига, характеризующий изменение прямого угла в горизонтальной плоскости; A_E — введенный автором [Sinha, 2002] коэффициент.

Используется следующий алгоритм реконструкции профиля максимального горизонтального напряжения. В первую очередь, модули сдвига, входящие в выражения (16), оцениваются по данным акустических исследований скважин (точная методология находится вне рамок рассмотрения данной работы). Далее вертикальное напряжение рассчитывается по выражению (1), а минимальное горизонтальное напряжение — по результатам интерпретации кривых,

дисперсия таких волн сильно зависит от параметров напряженного состояния, а изменение частоты может быть напрямую выражено через упругие модули среды и значения главных напряжений. Такие выражения были переписаны для изменения фазовых скоростей рассматриваемых волн таким образом, что значения напряжений и упругих модулей могли быть выражены через регистрируемые характеристики волн. Пример применения этого подхода для оценки напряжений по скважинным исследованиям может быть найден в работе [Huang et al., 1999], где акустические исследования позволили определить направление действия максимального горизонтального напряжения, а также значения горизонтальных напряжений на некотором интервале глубин.

В работе [Sinha, 2002] теоретически показано, что модули сдвига, характеризующие однородную изотропную среду, находящуюся в некотором однородном напряженном состоянии, могут быть связаны с модулями, характеризующими эту же среду при различных значениях главных напряжений. При этом изменение главных напряжений приводит к анизотропии упругих модулей: может быть записана система из трех уравнений, два из которых являются независимыми [Sinha et al., 2005]:

полученных при гидроразрыве. Тогда можно определить коэффициент A_E как:

$$A_E = \frac{C_{HV} - C_{Hh}}{\sigma_V - \sigma_h}. \quad (17)$$

После этого оставшиеся выражения позволяют выполнить оценку значения максимального горизонтального напряжения:

$$\sigma_H = \sigma_h + \frac{C_{HV} - C_{hV}}{A_E}. \quad (18)$$

Сравнение результатов применения такого подхода с оценкой горизонтальных напряжений с помощью анализа вывалов представлено в работах [Sinha et al., 2008; Pistre et al., 2009], где показано, что в интервалах, в которых оба подхода применимы, результаты реконструкции напряжений согласуются между собой. Безусловным достоинством подхода к анализу распространения упругих волн является тот факт, что этот метод не нарушает структуру породы

и может быть использован и в интервалах безаварийного бурения. Учитывая, что важным практическим результатом геомеханических исследований должно стать именно безаварийное бурение, в идеальном случае (отсутствия вывалов по всему стволу) этот подход будет предпочтителен. С другой стороны, этот подход по-прежнему страдает от ограниченной области применимости – для его успешной работы необходима существенная (вплоть до нескольких раз) разница между величинами горизонтальных напряжений, что обнаружено на практике [Zoback, 2007] и при численном исследовании модельных задач [Agheshlui, Matthai, 2017]. Это ведет к тому, что на практике этот подход используется нечасто, а в большинстве случаев он применяется лишь для оценки азимута максимального горизонтального напряжения [Zoback, 2007].

3.4. Анализ трещиноватости

Группа методов основана на анализе данных о трещиноватости пород околоскважинной зоны. Информация о трещинах может быть напрямую получена с помощью микроимиджей и дополнена другими свойствами пород, полученными в ходе интерпретации данных ГИС. Если удастся связать наблюдаемые особенности трещин в породах околоскважинной зоны с напряженно-деформированным состоянием, может быть решена обратная задача оценки напряжений по скважинным данным о трещиноватости.

В основе подходов к ее решению лежит гипотеза о связи критически напряженных и флюидопроводящих трещинах [Barton et al., 1995]. Под критически напряженной трещиной подразумевается трещина, на поверхности которой выполняется неравенство:

$$\tau_n \geq \sigma_n \operatorname{tg}(\varphi), \tag{19}$$

где: τ_n – касательное напряжение, действующее на поверхности трещины (трещина представляется плоской); σ_n – нормальное напряжение, действующее на поверхности трещины; φ – угол внутреннего трения породы. Для оценки нормального и касательного напряжений, действующих на плоскости трещины, необходимо знать ее пространственную ориентацию (углы между нормалью к трещине и главными осями тензора напряжений) и параметры напряженного состояния пород околоскважинной зоны, в которых трещина выделена с помощью скважинных методов. Если эти параметры известны, напряжения могут быть рассчитаны как:

$$\begin{cases} \sigma_n = \sigma_2 + l^2(\sigma_1 - \sigma_2) + n^2(\sigma_3 - \sigma_2), \\ \tau_n = \sqrt{\left(\frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2}\right)^2 + l^2(\sigma_1 - \sigma_2)(\sigma_1 - \sigma_3)} - \left(\sigma_n - \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2}\right). \end{cases} \tag{20}$$

где: σ_1, σ_2 и σ_3 – главные напряжения; l и n – косинусы углов между нормалью к плоскости трещины и направлениями действия σ_1 и σ_3 соответственно. Ориентация трещины может быть определена с помощью специальных методов интерпретации микроимиджей [Silva et al., 2003]: анализ развертки акустических или электрических данных позволяет рассчитать два угла, определяющих пространственную ориентацию каждой трещины, выделенной с помощью микроимиджа.

В работе [Barton et al., 1995] была рассмотрена скважина, обеспеченная данными ГИС высокого качества, что относится и к данным микроимиджеров. Предварительно для нее были построены профили напряжений, верифицированные

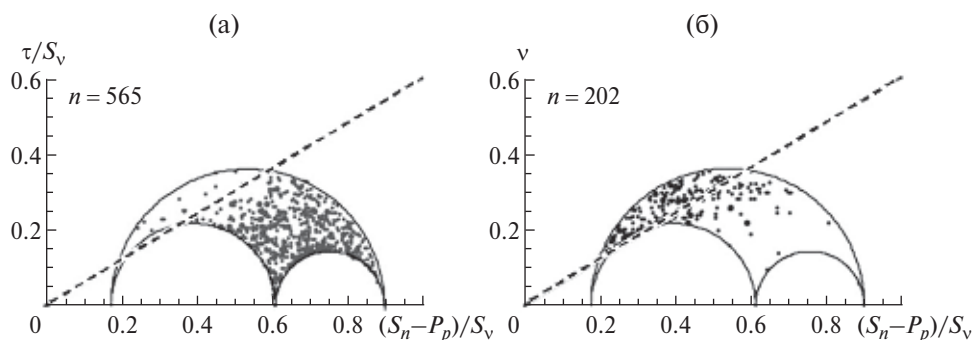


Рис. 6. Использование диаграммы Мора для разделения трещин на классы по их проводящим свойствам: (а) – непроводящие флюид трещины; (б) – проводящие. Ось абсцисс – нормальное напряжение на трещине, ось ординат – касательное, n – количество трещин соответствующего класса; штриховая прямая – линия сухого трения с $\varphi = 30^\circ$ (по [Barton et al., 1995, с изменениями]).

на большом количестве вывалов. В итоге, для каждой трещины по формулам (19) и (20) были рассчитаны значения нормального и касательного напряжений, нанесенные затем на нормализованную диаграмму Мора (рис. 6).

Точки, соответствующие трещинам, оказались внутри трехмерного круга Мора, характеризующего напряженное состояние в скважине (использовался подход, подразумевающий линейный рост горизонтальных напряжений с глубиной). Использование специальных методов интерпретации скважинных микроимиджей позволило спрогнозировать, какие трещины являлись флюидопроводящими, а какие – нет. Было обнаружено, что напряженное состояние оказывает серьезное влияние на флюидопроводимость трещин: как видно из рис. 6, практически для всех флюидопроводящих трещин выполняется неравенство (19), то есть эти трещины являются критически напряженными при актуальном напряженном состоянии. Для нефлюидопроводящих трещин неравенство (19) не выполняется, так что оно действительно может быть использовано для классификации трещин по признаку флюидопроводимости.

В работе [Barton et al., 1995] были также представлены результаты, схожие с показанными на рис. 6, полученные для трех скважин: скважины с участка Кахон Пасс (Cajon Pass), Калифорния; исследовательской скважины кальдерры Лонг-Велли (Long Valley Exploratory Well), Калифорния; скважины с тестового участка в штате Невада.

Эти результаты позднее были объединены [Townend, Zoback, 2000] на единой диаграмме Мора без нормировки на вертикальное напряжение (рис. 7). Видно, что практически для всех трещин (всего рассмотрено около 1500 трещин) выполняется выдвинутая ранее гипотеза: если трещина флюидопроводящая, соответствующая ей точка оказывается на плоскости Мора выше критерия сухого трения и наоборот. При этом такая тенденция остается справедливой для разных глубин и пород: на участке Кахон Пасс преобладали трещиноватые гранитные породы, на участке Лонг-Велли – трещиноватые породы метаморфического происхождения, на участке Невада – туфовые породы.

Полученные результаты подтверждают гипотезу о существовании связи между критически напряженными и флюидопроводящими трещинами, однако ее авторы [Barton et al., 1995] также описывают пределы ее применимости: такая связь ожидается только в хрупких породах с низкой матричной проницаемостью. При этом нельзя напрямую говорить о том, что если трещина находится в критическом напряженном состоянии, то она будет флюидопроводима: помимо напряженного состояния на проводимость оказывают влияние и геологические факторы [Fisher, Knipe 1998; Fisher et al., 2003].

Примеры подтверждения этой гипотезы могут быть найдены в работах исследования напряженного состояния по скважинным данным в различных регионах. В частности, состоятельность гипотезы была подтверждена

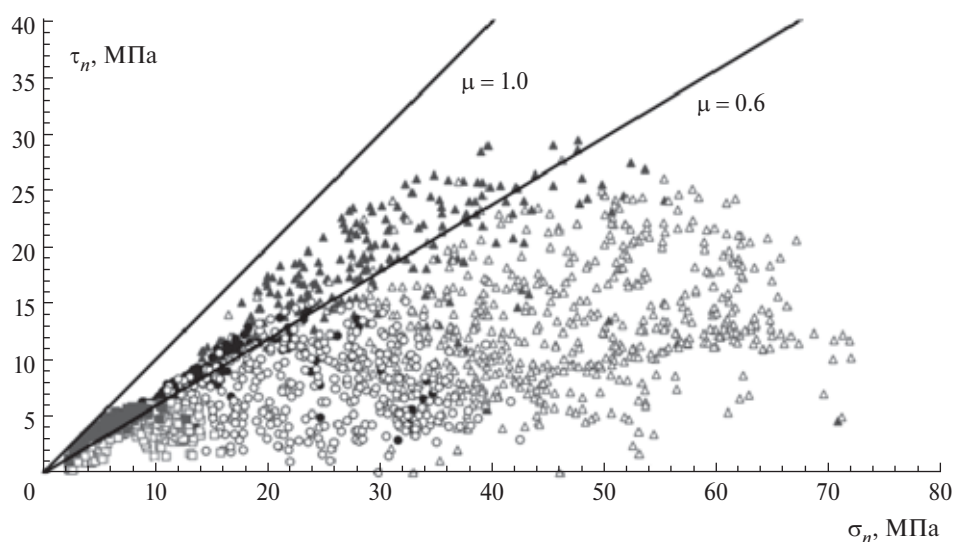


Рис. 7. Нормальное и касательное напряжения, действующие на трещинах, обнаруженных по данным скважин Кахон Пасс (треугольники), Лонг-Велли (круги), Невада (квадраты). Закрашенные символы соответствуют флюидопроводящим трещинам, незакрашенные – не флюидопроводящим (по [Townend, Zoback, 2000, с изменениями]).

при интерпретации температурных каротажей скважин в регионе Дикси-Велли (Dixie Valley), Невада [Nickman et al., 1997], где при построении диаграммы Мора были получены результаты, аналогичные представленным на рис. 6.

Другой пример, подтверждающий гипотезу, был представлен в работе [Rogers, 2002], в которой была рассмотрена анизотропия проницаемости пород, обнаруженная при исследовании региона проекта Селлафилд (Sellafield Project). Было показано, что направление максимальной проницаемости горных пород точно совпадает с направлением, предсказываемым в рамках гипотезы связи флюидопроводящих и критически напряженных трещин.

Важно отметить, что речь идет именно о трещинах сдвига (характеризующихся ненулевым касательным напряжением τ_n , действующим на их плоскости). При этом трещины раскрытия не рассматриваются, хотя часто могут обладать существенно большим влиянием на проницаемость горной породы. Таким образом, проницаемость горной породы может быть обусловлена далеко не критически напряженными трещинами, а трещинами растяжения, что может быть справедливо в некоторых случаях [Ligtenberg, 2005]. Важность одновременного учета трещин раскрытия, сонаправленных с направлением действия максимального горизонтального напряжения, и сдвиговых трещин, направленных под определенным углом к этому направлению, показана в работе [Laubach et al., 2004].

Тем не менее, существуют примеры регионов, в которых указанная гипотеза не подтверждается. В частности, детальные исследования региона проекта Селлафилд [Sathar et al., 2012] показали, что количественно гипотеза связи между критически напряженными и флюидопроводящими трещинами не подтверждается – ни одна из наблюдаемых трещин не находится в критическом напряженном состоянии, хотя некоторые из них являются флюидопроводящими. Авторы объясняют это несоответствие историей развития напряженного состояния: хотя в текущем поле напряжений флюидопроводящие трещины не являются критически напряженными, они могли быть критически напряженными раньше. В свою очередь, такой эффект требует существенного изменения напряженного состояния за небольшой геологический интервал времени, что накладывает дополнительное условие на справедливость гипотезы связи между критически напряженными и флюидопроводящими трещинами – отсутствие быстрого

(в геологических масштабах) изменения напряженного состояния региона. Помимо этого, напряженное состояние, в котором находятся трещины в окрестности скважины, усложнено наличием концентрации напряжений (5), тогда как для анализа критически напряженных трещин используются усредненные значения напряжений, действующих в массиве, что также может вызвать наличие отклонений от общей тенденции связи критически напряженных и флюидопроводящих трещин.

Гипотеза о связи критически напряженных и флюидопроводящих трещин может быть использована следующим образом: если тем или иным способом выполнено выделение флюидопроводящих трещин (с помощью методов ГИС), то можно определить те профили напряжений, которые обеспечивают максимальное соответствие между флюидопроводящими трещинами и теми трещинами, которые при этих профилях напряжений будут являться критически напряженными. Впервые такая обратная задача была сформулирована и решена в работе [Ito, Zoback, 2000] – в ней рассматривалась скважина, для которой флюидопроводящие трещины были выделены по данным профиля температуры вдоль скважины. Было рассмотрено, каким образом флюидопроводящая трещина проявляется на таком профиле – в ее окрестности возникает локальный экстремум температуры. Были выбраны такие профили горизонтальных напряжений, что локальные экстремумы температуры наблюдались именно в окрестности критически напряженных трещин. Подробный алгоритм выбора профилей напряжений для этого метода можно найти в работе [Ito et al., 2002]. К недостаткам этого метода можно отнести необходимость тщательного анализа профиля температуры и изучения каждого локального экстремума с поиском его возможных объяснений. Это ведет к возможности появления значительной ошибки при интерпретации скважинных данных, приводящей к возможной недостоверности выполненных реконструкций. Кроме того, неоднозначность в величинах горизонтальных напряжений остается существенной.

Некоторое развитие эти методы получили в работе [Дубиня, Ежов, 2017]: использование специального анализа микроимиджей позволило отойти от использования температурных профилей. Совместный анализ акустического и электрического микроимиджей дал возможность выделять флюидопроводящие трещины с большой достоверностью, что привело к снижению неопределенности в значениях горизонтальных

напряжений. Комплексование этого метода с результатами оценки минимальных горизонтальных напряжений по результатам интерпретации тестов на приемистость позволило добиться реконструкции максимальных горизонтальных напряжений с высокой точностью [Ezhov et al., 2017], использование же этого метода без дополнения другими подходами позволяет определять множество возможных пар горизонтальных напряжений [Dubinya et al., 2017]. Тем не менее, надо понимать, что подходы этой группы могут быть применены только в случае наличия трещин в породах околоскважинного пространства.

Подробное описание алгоритма реконструкции профилей напряжений с помощью анализа трещиноватости может быть найдено в работе [Дубиня, Ежов, 2017], где также показана устойчивость решения обратной задачи по отношению к погрешностям в данных о флюидопроводимости трещин в породах околоскважинного пространства. Кратко алгоритм реконструкции напряжений можно описать следующим образом.

В первую очередь исследуются геометрические характеристики трещин. Для этого с помощью специальных методов [Silva et al., 2003] для каждой трещины, наблюдаемой по скважинным исследованиям, определяются два угла, характеризующие ее пространственную ориентацию. Далее на основании данных комплекса геофизических исследований скважин каждая трещина относится к классу проводящих или непроводящих флюид. Эта классификация может быть с различной достоверностью выполнена при анализе температурных профилей, разверток скважинных микроимиджей, профилей скоростей пробега упругих волн.

На следующем этапе реконструкции проводится анализ критически напряженных трещин. Для этого управляющие параметры (горизонтальные деформации при использовании пороупругой модели (2) или отношения горизонтальных напряжений к вертикальному при использовании модели (3)) варьируются в некоторых пределах, выбранных так, чтобы на любой глубине не происходило разрушение пород, то есть везде выполнялось условие (9) и, в то же время, не достигалось условие (4). Для каждой пары управляющих параметров определяются критически напряженные трещины: по выражениям (20) определяются нормальное и касательное напряжения, которые далее подставляются в критерий (19). Если неравенство (19)

выполняется, трещина считается критически напряженной и наоборот. Важно понимать, что для использования выражений (20) недостаточно только знаний о пространственной ориентации трещин – поскольку в этих выражениях используются направляющие косинусы l и n , связывающие ориентацию нормали к плоскости трещины с главными осями тензора напряжений, необходимо также использование профиля азимута $\theta(z)$ направления действия σ_H . Этот угол может быть определен по данным о вывалообразовании (рис. 3) или по общим закономерностям, наблюдаемым в ориентации трещин, следуя общим подходам к реконструкции напряжений по трещиноватости горных пород [Белоусов, Мухамедиев, 1990]. В результате каждая пара управляющих параметров порождает собственную классификацию трещин на критически напряженные и не критически напряженные. Далее анализируется, какие пары горизонтальных напряжений обеспечивают максимальное совпадение между трещинами, критически напряженными при этих управляющих параметрах, и трещинами, выделенными на предыдущем этапе как флюидопроводящие. Степень совпадения может быть определена по интегральным свойствам, характеризующим интервалы глубин с развитой трещиноватостью (доля трещин, являющихся критически напряженными и флюидопроводящими [Дубиня, Ежов, 2017]), или по отдельным трещинам [Ito et al., 2002].

В результате среди всего множества пар управляющих параметров выбираются те пары, для которых совпадение критически напряженных и флюидопроводящих трещин максимально. Подход позволяет напрямую оценивать неопределенность решения обратной задачи реконструкции напряжений через степень достижения полного совпадения. Окончательным результатом применения подхода является множество допустимых пар управляющих параметров. Важно понимать, что отдельной информации о горизонтальных напряжениях такой метод не несет – реконструируется только линейная комбинация значений горизонтальных напряжений. В то же время, комплексование этого подхода с другими вышеперечисленными позволяет снизить неопределенность. Так, в работе [Ezhov et al., 2017] дополнение реконструкции напряжений из анализа трещиноватости данными о тесте на приемистость позволило достаточно точно восстановить величины горизонтальных напряжений в том числе, и в интервалах безаварийного бурения.

3.5. Деформации на образцах горных пород

В последнее время активно развивается подход к использованию кернового материала для оценки напряженного состояния на глубине извлечения керна [Funato, Chen, 2005; Funato et al., 2012]. В основе этого подхода лежит исследование деформаций керна в лабораторных условиях. Представлен алгоритм, по которому могут быть определены деформации образца относительно его состояния до выбуривания, то есть условий, соответствующих текущему напряженно-деформированному состоянию пород околоскважинного пространства на глубине извлечения керна.

В основе алгоритма лежит принципиальная схема, показанная на рис. 8. Рассматривается горизонтальная плоскость, выбирается некоторая область породы, ограниченная окружностью (а) диаметром d_0 . В рассматриваемой плоскости на породу действуют горизонтальные напряжения σ_H и σ_h . Если эти напряжения снять (б), рассмотренная окружность обратится в эллипс, большая d_{max} и меньшая d_{min} оси которого связаны соотношением (определяемым, в рамках модели изотропной среды, модулем Юнга E и коэффициентом Пуассона ν):

$$\frac{d_{max} - d_{min}}{d_{min}} = \frac{1 + \nu}{E} (\sigma_H - \sigma_h). \quad (21)$$

Авторами подхода предлагается считать, что при извлечении кернового материала (в) происходит аналогичная разгрузка напряжений и образец будет характеризоваться сходными деформациями (г). В итоге, выражение (21) может быть использовано для установления связи между горизонтальными напряжениями по измеренным диаметрам извлеченных образцов.

В результате применения этого подхода могут быть получены оценки горизонтальных напряжений на конечном интервале глубин – результат, близкий по характеру к оценкам напряжений после проведения гидроразрыва или тестов на приемистость. Такая реконструкция позволяет снизить неоднозначность оцениваемых параметров напряженного состояния, существуют примеры ее успешного применения в некоторых исследованиях [Ito et al., 2013].

Надо учитывать, что выражение (21) описывает среду в рамках модели однородного изотропного упругого тела, использование же более сложной реологии ведет к усложнению соответствующих соотношений. Кроме того, такой подход достаточно сложно реализуем

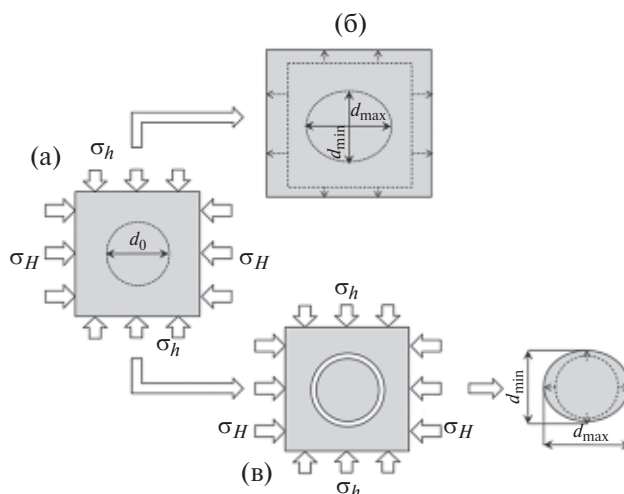


Рис. 8. Принципиальная схема измерения напряжений на керновом материале (по [Ito et al., 2016, с изменениями]).

технически – необходимо контролировать все процессы, происходящие с керновым материалом с момента выбуривания и до попадания в лабораторную установку. На настоящий момент ведутся работы по реализации этого метода на практике [Ito et al., 2016; Funato, Ito, 2017], однако повсеместное применение этого подхода на практике пока затруднено.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе перечислены основные подходы к оценке различных параметров напряженного состояния пород околоскважинной зоны по результатам интерпретации различных скважинных исследований. Описаны подходы к построению профилей напряжений, выделена проблема определения горизонтальных напряжений. Описаны 5 наиболее часто встречающихся на практике подходов: 1) оценка минимального горизонтального напряжения по кривым, наблюдаемым в ходе проведения гидроразрыва пласта и теста на приемистость; 2) оценка напряжений по геометрическим особенностям вывалов и трещин растяжения, образовавшихся при бурении; 3) оценка горизонтальных напряжений по особенностям динамических упругих модулей пород околоскважинной зоны; 4) оценка напряжений на основании анализа трещиноватости; 5) оценка горизонтальных напряжений по деформациям извлеченных образцов горной породы.

Гидроразрыв и тест на приемистость позволяют с высокой точностью определить значение минимального горизонтального напряжения

на глубине проведения соответствующего мероприятия. Этот подход, в отличие от остальных, не считается косвенным [Zoback, 2007], технически может быть реализован для разнообразных пород и условий их залегания, но дает только точечные результаты, а выполнение гидроразрыва и теста на приемистость является дорогостоящим мероприятием.

Вывалы и трещины растяжения позволяют с некоторой точностью оценивать и минимальные, и максимальные горизонтальные напряжения. При этом для корректной оценки чрезвычайно важно знать реологию пород околоскважинной зоны и механизм разрушения породы – метод очень чувствителен к ошибкам. Область применимости метода ограничена интервалами вывалообразования. При достижении же безаварийного бурения, что является одной из важных практических целей оценки напряжений, такая оценка невозможна.

Особенности распространения упругих волн, в отличие от вывалов и трещин растяжения, могут нести информацию о напряженном состоянии пород околоскважинной зоны даже на интервалах безаварийного бурения. Проблемой остается высокая чувствительность метода интерпретации к ошибке в определении скоростей волн, а также его неприменимость в условиях незначительного различия между горизонтальными напряжениями. Также данный метод позволяет определить одно из горизонтальных напряжений, если известно другое.

Анализ трещиноватости может быть применен вне зависимости от соотношения между горизонтальными напряжениями, но позволяет определить лишь их комбинацию. Кроме того, он применим только при изучении пород, в которых присутствуют естественные трещины, что существенно ограничивает его информативность при изучении некоторых объектов.

Деформации образцов горной породы могут нести информацию о напряжениях на глубине извлечения образцов. В рамках простейшей реологической модели может быть рассчитана комбинация горизонтальных напряжений, если с высокой точностью известна деформация образца, приобретенная за время извлечения. Данный метод, как и анализ гидроразрыва и теста на приемистость, несет точечную информацию о напряжениях, но технически тяжело осуществим.

Два последних подхода относятся к развивающимся на текущем этапе развития методам оценки напряжений по скважинным

данным – первые три подхода дошли до стадии технологии и широко используются на практике [Ward, Beique, 2000; Frydman, Ramirez, 2006; Sinha et al., 2008].

Анализ областей применимости различных подходов и их недостатков приводит к следующему выводу: для наиболее полноценного использования скважинных данных для оценки параметров напряженного состояния верхних слоев земной коры необходимо использовать комплекс всех применимых для каждой конкретной скважины методов. Кроме того, видна необходимость дальнейшего развития скважинных методов исследования напряженного состояния.

Работа выполнена в рамках Государственного задания ИФЗ РАН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Афанасьев И.С., Никитин А.Н., Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Борисов Г.А. Прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2009. Т. 11. С. 62–66.
- Белюсов Т.П., Мухамедиев Ш.А. К реконструкции палеонапряжений по трещиноватости горных пород // Изв. АН СССР Сер. Физика Земли. 1990. Т. 2. С. 16–29.
- Динник А.Н. О давлении горных пород и расчет крепи вертикальной шахты // Инж. работник. 1925. № 7. С. 1–23.
- Дубиня Н.В., Ежов К.А. Уточнение профилей горизонтальных напряжений, действующих в окрестности скважин, по геометрическим характеристикам трещин в породах околоскважинного пространства // Геофизические исследования. 2017. Т. 18. № 2. С. 5–26.
- Мухамедиев Ш.А. О дискретном строении геосреды и континуальном подходе к моделированию ее движения // Геодинамика и тектонофизика. 2016. Т. 7. № 3. С. 347–381.
- Ребецкий Ю.Л. Тектонические напряжения и прочность горных массивов. М.: ИКЦ «Академкнига». 2007. 406 с.
- Родионов В.Н., Сизов И.А., Цветков В.М. Основы геомеханики. М.: Недра. 1986. 304 с.
- Agheshlui H., Matthai S. Uncertainties in the estimation of in situ stresses: effects of heterogeneity and thermal perturbation // Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour. 2017. V. 3. P. 415–438.
- Amadei B., Savage W.Z., Swolfs H.S. Gravitational stresses in anisotropic rock masses // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics. 1987. V. 24 № 1. P. 5–14.
- Anderson E.M. The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Applications to Britain. Edinburgh: Oliver and Boyd. 1951. 206 p.

- Barton N., Bandis S., Bakhtar K.* Strength, deformation and conductivity coupling of rock joints // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. 1985. V. 22. № 3. P. 121–140.
- Biot M.A.* Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media // Journal of Applied Physics. 1962. V. 33. № 4. P. 1482–1498.
- Bradley W.B.* Failure of Inclined Boreholes // ASME Journal of Energy Resources Technology. 1979. V. 101. № 4. P. 232–239.
- Chen M.Y., Dahan C.A., Ekstrom M.P., Lloyd P.M., Rossi D.J.* Formation imaging with microelectrical scanning arrays // The Log Analyst. 1987. V. 28. № 3. P. 294–306.
- Detournay E., Cheng A.H.-D.* Poroelastic Response of a Borehole in a Non-hydrostatic Stress Field // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences Abstracts. 1988. V. 25. № 3. P. 171–182.
- Dubinya N., Tikhotsky S., Bayuk I., Beloborodov D., Krasnova M., Makarova A., Rusina O., Fokin I.* Prediction of Physical-Mechanical Properties and In-Situ Stress State of Hydrocarbon Reservoirs from Experimental Data and Theoretical Modeling. SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2017. SPE-187823-MS.
- Ezhov K.A., Dubinya N.V., Arsibekov A.A.* Application of special well logging techniques for geomechanical model improvement in naturally fractured reservoirs. SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2017. SPE-187821-MS.
- Fisher Q.J., Casey M., Harris S.D., Knipe R.J.* Fluid-flow properties of faults in sandstone: The importance of temperature history // Geology. 2003. V. 31. № 11. P. 965–968.
- Fisher Q.J., Knipe R.J.* Fault sealing processes in siliciclastic sediments // Geological Society, London, Special Publications. 1998. V. 147. № 1. P. 117–134.
- Frydman M., da Fontoura S.A.B.* Numerical modeling of poroelastoplasticity. Proceedings of the Sixth Pan-American Congress of Applied Mechanics – PACAM. 1999. V. 6. P. 417–421.
- Frydman M., da Fontoura S.A.B.* Modeling Aspects of Wellbore Stability in Shales. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25–28 March. 2001. SPE-69529.
- Frydman M., Ramirez H.A.* Using breakouts for in-situ stress estimation in tectonically active areas. 41st U.S. Symposium on Rock Mechanics Proceedings. 2006. P. 1–13.
- Funato A., Chen Q.* Initial stress evaluation by boring core deformation method. 34th Symposium on Rock Mechanics Proceedings. 2005. P. 261–266.
- Funato A., Ito T., Shono T.* Laboratory verification of the Diametrical Core Deformation Analysis (DCDA) developed for in-situ stress measurements. 46th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium Proceedings. 2012. P. 1–6.
- Funato A., Ito T.* A new method of diametrical core deformation analysis for in-situ stress measurements // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2017. V. 91. P. 112–118.
- Gaarenstroom L., Tromp R.A.J., Brandenburg A.M.* Overpressures in the Central North Sea: implications for trap integrity and drilling safety // Geological Society, London, Petroleum Geology Conference Series. 1993. V. 4. № 1. P. 1305–1313.
- Galybin A.N., Mokhel A.N.* Borehole breakout in rocks with strength anisotropy. First Australasian Congress on Applied Mechanics '96, Melbourne, The Institution of Engineers, Australia. 1996. V. 2. P. 943–948.
- Germanovich L.N., Dyskin A.V.* Fracture mechanisms and instability of openings in compression // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2000. V. 37. I. 1–2. P. 263–284. [https://doi.org/10.1016/S1365-1609\(99\)00105-7](https://doi.org/10.1016/S1365-1609(99)00105-7)
- Haimson B.C.* Measurement of in situ stress // Methods in Experimental Physics. 1987. V. 24 (B). P. 377–408.
- Haimson B., Fairhurst C.* In situ stress determination at great depth by means of hydraulic fracturing. 11th Symposium on Rock Mechanics Proceedings. 1969. P. 559–584.
- Heidbach O., Rajabi M., Reiter K., Ziegler M., WSM Team.* World Stress Map Database Release 2016 // GFZ Data Services. <http://doi.org/10.5880/WSM.2016.001>
- Hickman S.H., Barton C.A., Zoback M.D., Morin R., Sass J., Benoit R.* In situ stress and fracture permeability along the Stillwater fault zone, Dixie Valley, Nevada // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences Abstracts. 1997. V. 34. P. 3–4.
- Hickman S.H., Zoback M.D.* The interpretation of hydraulic fracturing pressure-time data for in situ stress determination // Hydraulic Fracturing Measurements. 1983. P. 44–54.
- Huang X., Sinha B.K., Toksöz M.N., Burns D.R.* Formation stress estimation using standard acoustic logging // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 1999. P. 53–56.
- Hubbert M.K., Willis D.G.* Mechanics of hydraulic fracturing // Petr Trans AIME (JPT). 1957. V. 210. P. 153–163.
- Ito T., Fujii R., Evans K.F., Hayashi K.* Estimation of Stress Profile with Depth from Analysis of Temperature and Fracture Orientation Logs in a 3.6 km Deep Well at Soultz, France. SPE/ISRM Rock Mechanics Conference Proceedings. 2002. SPE-78185-MS.
- Ito T., Funato A., Lin W., Doan M.L., Boutt D.F., Kano Y., Ito H., Saffer D., McNeill L.C., Byrne T., Moe K.T.* Determination of stress state in deep subsea formation by combination of hydraulic fracturing in situ test and core analysis: A case study in the IODP Expedition 319 // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 2013. V. 118. № 3. P. 1203–1215.
- Ito T., Nayuki T., Kato K., Funato A., Satoh T., Kitagawa Y., Kato H.* Development of the Deep Rock Stress Tester. ISRM International Symposium on In-Situ Rock Stress Proceedings. 2016. ISRM–ISRS–2016–034. P. 1–9.
- Ito T., Zoback M.D.* Fracture permeability and in situ stress to 7 km depth in the KTB scientific drillhole // Geophysical Research Letters. 2000. V. 27. № 7. P. 1045–1048.
- Jaeger J.C., Cook N.G.W.* Fundamentals of Rock Mechanics, 2nd edn. New York: Chapman and Hall. 1979. 593 p.

- Kirsch E.G.* Die Theorie der Elastizität und die Bedürfnisse der Festigkeitslehre, Zeitschrift des Verlines Deutscher Ingenieure // Zeitschrift des Vereines deutscher Ingenieure. 1898. V. 42. P. 797–807.
- Laubach S.E., Olson J.E., Gale J.F.W.* Are open fractures necessarily aligned with maximum horizontal stress? // Earth and Planetary Science Letters. 2004. V. 222. P. 191–195.
- Ligtenberg J.H.* Detection of fluid migration pathways in seismic data: implications for fault seal analysis // Basin Research. 2005. V. 17. P. 141–153.
- Ljunggren C., Chang Y., Janson T., Christiansson R.* An overview of rock stress measurement methods // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2003. V. 40. № 7. P. 975–989.
- Maloney S., Kaiser P.K.* Results of borehole breakout simulation tests. Proceedings of ISRM-SPE Internatioanl Congress, Pau, France. 1989. P. 745–752.
- Mastin L.* Effect of borehole deviation on breakout orientations // Journal of Geophysical Research. 1988. V. 93. P. 9187–9195.
- Pistre V., Yan G.R., Sinha B., Prioul R., Vidal-Gilbert S.* Determining stress regime and Q factor from sonic data // SPWLA 50 th Annual Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. 2009.
- Prats M.* Effect of burial history on the subsurface horizontal stresses of formations having different material properties // Society of Petroleum Engineers Journal. 1981. V. 21. № 6. P. 658–662.
- Raaen A.M., Horsrud P., Kjørholt H., Okland D.* Improved routine estimation of the minimum horizontal stress component from extended leak-off tests // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2006. V. 43. P. 37–48.
- Rogers S.* Critical stress-related permeability in fractured rocks. Fracture and in situ stress characterization of hydrocarbon reservoirs // Geological Society, London, Special Publications. 2002. V. 209. P. 7–16.
- Sathar S., Reeves H.J., Cuss R.J., Harrington J.F.* The role of stress history on the flow of fluids through fractures // Mineralogical Magazine. 2012. V. 76. № 8. P. 3165–3177.
- Sayers C.M.* The effect of anisotropy on the Young's moduli and Poisson's ratios of shales // SEG Expanded Abstracts. 2010. V. 29. P. 2606–2611.
- Schutjens P.M.T.M., Hanssen T.H., Hettema M.H.H., Merour J., de Bree J.Ph., Coremans J.W.A., Helliessen G.* Compaction-induced porosity/permeability reduction in sandstone reservoirs: Data and model for elasticity-dominated deformation // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2004. V. 7. № 3. P. 202–216.
- Siebrits E., Elbel J.L., Hoover R.S., Diyashev I.R., Griffin L.G., Demetrius S.L., Wright C.A., Davidson B.M., Steinsberger N.P., Hill D.G.* Refracture reorientation Enhances Gas Production in Barnett Shale Tight gas Wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings. 2000. SPE-63030.
- Silva I., Domingos F., Marinho P., Laronga R., Khan S.* Advanced Borehole Image Applications in Turbidite Reservoirs Drilled With Oil Based Mud: A Case Study From Deep Offshore Angola. SPWLA 44th Annual Logging Symposium. 2003. SPWLA-2003-AA.
- Sinha B.K.* Inversion of borehole dispersions for formation stresses // Ultrasonics Symposium 1997 Proceedings. 1997. P. 781–786.
- Sinha B.K.* Determining stress parameters of formations from multi-mode velocity data. U.S. Patent Number US6351991. 2002.
- Sinha B.K., Wang J., Kisra S., Li J., Pistre V., Bratton T., Sanders M., Jun C.* Estimation of formation stresses using borehole sonic data. 49th Annual Logging Symposium Proceedings. 2008.
- Stephansson O., Savilahti T., Bjarnason B.* Rock mechanics of the deep borehole at Gravberg. Proceedings of ISRM-SPE Internatioanl Congress, Pau, France. 1989. P. 863–870.
- Tingay M., Reinecker J., Müller B.* Borehole breakout and drilling-induced fracture analysis from image logs. World Stress Map Project Stress Analysis Guidelines. 2008.
- Townend J., Zoback M.D.* How faulting keeps the crust strong // Geology. 2000. V. 28. № 5. P. 399–402.
- Ward C., Beique M.* Pore and Fracture Pressure Information from PWD Data. AADE Drilling Technology Forum Proceedings. 2000. P. 9–12.
- Zemanek J., Glenn E.E., Norton L.J., Caldwell R.L.* Formation evaluation by inspection with the borehole televiewer // Geophysics. 1970. V. 35. № 2. P. 254–269.
- Zhang J.* Borehole stability analysis, accounting for anisotropies in drilling to weak bedding planes // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2013. V. 60. P. 160–170.
- Zoback M.D., Mastin L., Barton C.* In-situ stress measurements in deep boreholes using hydraulic fracturing, wellbore breakouts, and stonely wave polarization. ISRM International Symposium Proceedings. 1986.
- Zoback M.D.* Reservoir Geomechanics. Cambridge: Cambridge University Press. 2007. 505 p.
- Zoback M.D., Barton C.A., Brudy M., Castillo D.A., Finkbeiner T., Grollimund B.R., Moos D.B., Peska P., Ward C.D., Wiprut D.J.* Determination of stress orientation and magnitude in deep wells // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2003. V. 40. № 7. P. 1049–1076.
- Zoback M.-L., Zoback M.D., Adams J., Assumpção M., Bell S., Bergman E.A., Blümling P., Breerton N.R., Denham D., Ding J., Fuchs K., Gay N., Gregersen S., Gupta H.K., Gvishiani A., Jacob K., Klein R., Knoll P., Magee M., Mercier J.L., Müller B.C., Paquin C., Rajendran K., Stephansson O., Suarez G., Suter M., Udias A., Xu Z.H., Zhizhin M.* Global patterns of tectonic stress nature // Nature. 1989. V. 341. P. 291–298.
- Zohreh M., Junin R., Jeffreys P.* Evaluate the borehole condition to reduce drilling risk and avoid potential well bore damages by using image logs // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2014. V. 122. P. 318–330.

An Overview of Wellbore Methods of Investigating Stress State of the Upper Layers of the Earth's Crust

N. V. Dubinya*

Schmidt Institute of Physics of the Earth, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

**E-mail: Dubinya.NV@gmail.com*

Received April 7, 2018

The wellbore methods for studying the stress-strain state of the upper layers of the Earth's crust are overviewed. Some main methods for stress estimating from wellbore data are presented alongside with the analysis of their applicability and uncertainty appearing after their application. The reconstruction of stress profiles along the well trajectory based on the data on wellbore breakouts, drilling-induced tensile fractures, elastic wave propagation in the well surrounding the rock masses, and regularities in the spatial orientation and distribution of natural fractures is discussed. The estimation of stress state parameters based on minifrac and leakoff tests as well as on strain recovery techniques from the oriented core samples from wells is described.

Keywords: geomechanics, stress state, hydraulic fracturing, well logging