

Содержание

Введение	1
Происхождение и величина горного напряжения	
Влияние горного давления	2
Влияние упругости	2
Влияние разломов	3
Поровое давление, $\Delta\sigma_{cl}/\Delta p_{res}$	4
Влияние тектоники (и др. факторы)	5
Ориентация и направление горн напряжения	6
Разность горных напряжений	7
Рост высоты трещины	7
Вторичные трещины	8
Измерение горных напряжений	10
Влияние напряжений на проппант	11
Библиографические источники	12

Введение

Процесс гидравлического разрыва всецело обусловлен горными напряжениями, или состоянием напряженной породы. Минимальное напряжение (напряжение смыкания трещины) в продуктивной зоне определяет необходимое давление закачки и выбор проппанта. Также в связи с тем, что гидравлическая трещина открывается перпендикулярно направлению минимального напряжения, направление такого напряжения определяет ориентирование трещины (т.е. горизонтальное, вертикальное или наклонное); что касается вертикальных трещин, горное напряжение обуславливает азимут или направление. Последнее, т.е. влияние на азимут трещины может быть критичным для ситуаций, когда длина трещины занимает значительную

Важность горных напряжений

- Обуславливает давление закачки, и таким образом определяет выбор НКТ, мощности и т.д. (*Величина*)
- Определяет ориентирование трещины, горизонтальное или вертикальное (под углом наклона – редко), а при вертикальных трещинах определяет азимут трещины. (*Направление*)
- Доминирующая роль в ограничении высоты, таким образом, управляет длиной трещины (*Разность*)
- Определяет, какие пласты могут быть стимулированы одновременно. (*Разность*)

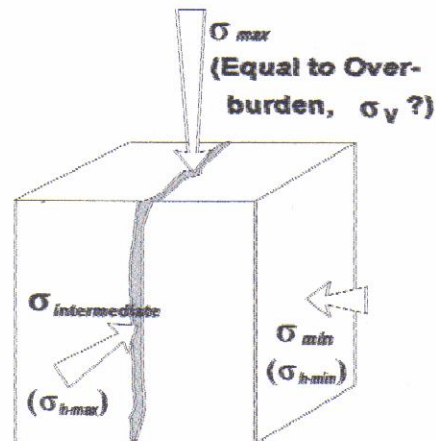
часть площади дренирования скважин.

Наряду с действием напряжения смыкания трещины (минимальное напряжение в продуктивной зоне), разность напряжений между продуктивной зоной и прилегающими пластами определяют высоту трещины. Поскольку высота является доминирующей переменной в определении длины трещины, разница напряжений косвенным образом контролирует допустимую длину трещины. Указанный и другой вид влияния обсуждается ниже, наряду с рассмотрением имеющихся «инструментов» для измерения или прогноза напряжения. Тема измерения напряжений также обсуждается в главе *Анализ давлений*.

Горное напряжение – происхождение и величина

Первый важный момент в связи с горным напряжением – это величина минимального горного напряжения, или давление смыкания трещины. Оно определяет величину забойного давления, необходимую для разрыва пласта, а также обуславливает требования к НКТ, мощности наземного оборудования и т.д.

Диаграмма 1 – напряженное состояние породы



**Fracture Opens Perpendicular to Minimum Stress
(At Shallow Depths or in Highly Over-pressured Reservoirs, This Can Lead to Horizontal Fractures)**

В любой ситуации напряженное состояние может быть охарактеризовано тремя принципиальными напряжениями, как иллюстрируется на диаграмме 1. В ситуации механики горных пород сжатие рассматривается как положительная величина

$$\sigma_{\max} \geq \sigma_{\text{intermediate}} \geq \sigma_{\min}$$

Для большинства обычных разломов, осадочных пород (т.е. на большей части Земного шара) горное давление вышележащих пород – это максимальное напряжение, таким образом, напряженное состояние выражается

$$\sigma_v \geq \sigma_{h-\max} \geq \sigma_{h-\min}$$

где $\sigma_{h-\min}$ – напряжение смыкания трещины. Такие напряжения пород на Земле имеют два источника происхождения. Первый источник напряжения – это сила тяжести и вес вышележащих горных пород (иногда называется литологическим напряжением). Второй источник горного напряжения – тектоническая деятельность, как-то: солевой купол протыкающего типа, континентальный сдвиг и т.д.

Зависимость напряжения от давления горных пород

Для «расслабленной» геологии при минимальной тектонической деятельности типичная величина минимального горного напряжения составляет 0.7 psi/фут. Более обобщенно эмпирическим путем было доказано, что в таких условиях минимальное горное напряжение (напряжение смыкания трещины) связано линейной зависимостью глубины (весом вышележащих пород), порового давления (давления пластовой жидкости)

$$\sigma_{h-\min} = K (OB - p_{res}) + p_{res}$$

Данное общее эмпирическое наблюдение иллюстрируется данными на диаграмме 2. [1] В

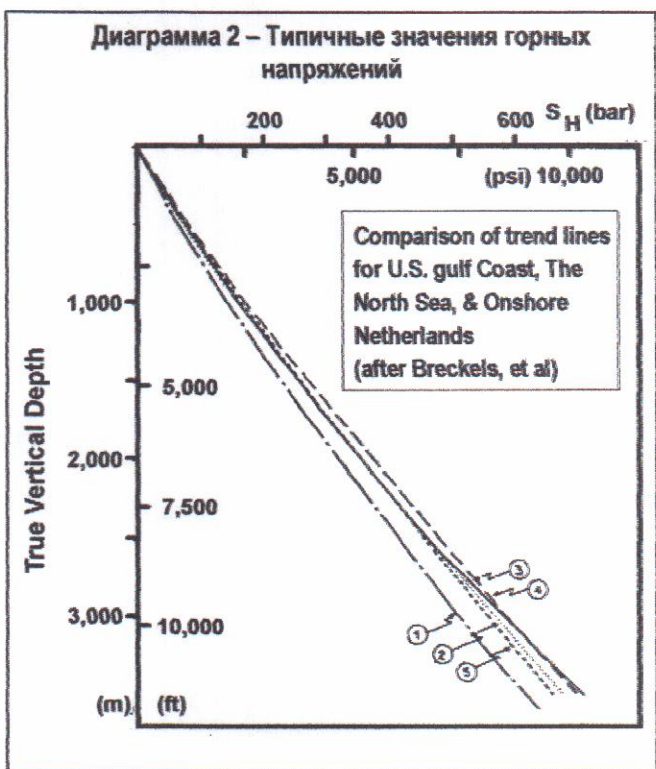


Схема 3 – Уравнения упругости

Cube of Rock
L x L x L

Stress = $\sigma = F/A = F/L^2$
Strain = $\epsilon = \delta / L$
Poisson's Ratio = $\nu = -\delta_2 / \delta_1$
Young's Modulus = $E = \sigma / \epsilon$

$\sigma_z = \sigma_v$

$\delta_2 = 0$

$\epsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)]$
 $\epsilon_y = \frac{1}{E} [\sigma_y - \nu(\sigma_x + \sigma_z)]$

Assume Uniaxial Strain in "z" Direction
 $\epsilon_x = \epsilon_y = 0$, & $\sigma_x = \sigma_y = \sigma_h$
Then Due To Overburden

$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v$

настоящей зависимости «OB» – это вес вышележащих пород, а p_{res} – это поровое давление пласта. «OB», как правило, составляет 1.0 psi/фут, но может варьироваться от 0.8 (или менее) до 1.1 psi/фут. Вопрос заключается в том, что такое «K», и какую величину имеет «K»?

Влияние вышележащих пород – Теория упругости

В простом случае на теорию упругости можно опираться при расчете горизонтальных напряжений на основании простой упругой реакции на вес вышележащих пород. Это иллюстрируется на диаграмме 3.

Для пористых пород упругая зависимость на диаграмме,

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v$$

Имплицитно предполагает «нулевое» поровое давление. Механическое поведение пористых пород практически не зависит от наложенного гидростатического давления (т.е. порового давления), и напряжение нужно разложить на два компонента: 1) эффективное напряжение, компонент, который деформирует породу, и 2) поровое давление. Это иллюстрируется на диаграмме 1, и выражается следующей формой уравнения

$$\sigma = \text{Total Stress} = \sigma' \text{ (effective stress)} + p_{res} \text{ (pore pressure)}$$

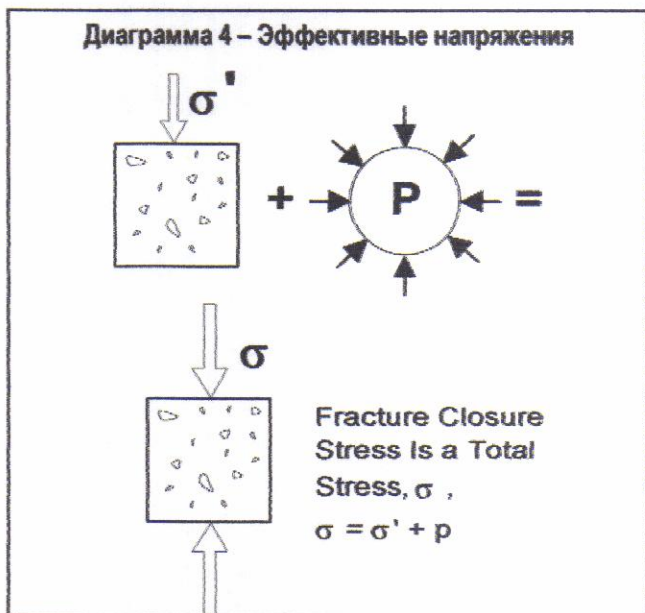
или

$$\sigma' = \sigma - p_{res}$$

Поскольку именно эффективное напряжение действует на деформацию породы, предыдущую зависимость для отношения вертикального напряжения к горизонтальному можно сформулировать следующим образом:

$$\sigma_h' = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v'$$

или $(\sigma_h - p_{res}) = K (\sigma_v - p_{res})$, $K = \frac{\nu}{1-\nu}$



Для определения общего горизонтального напряжения, или напряжения смыкания трещины, к эффективному горизонтальному напряжению прибавляется поровое давление.

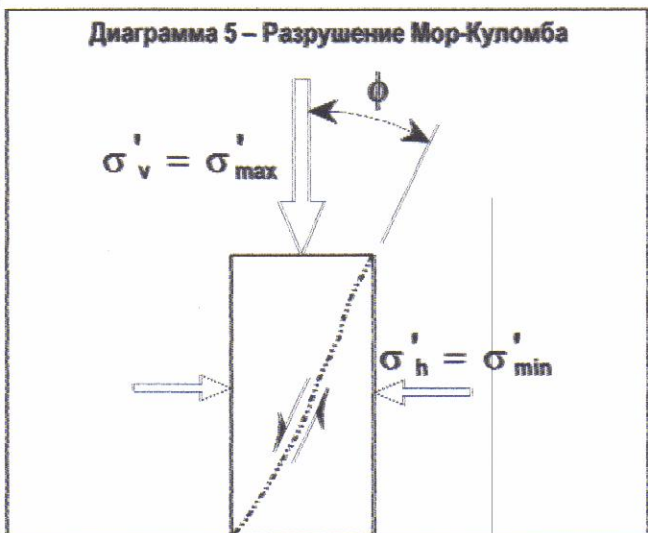
$$\sigma_{cl} = \sigma_h' + p_{res} = K (\sigma_v - p_{res}) + p_{res}$$

где из решения теории упругости получаем $K = \nu / (1 - \nu)$. При типичном значении коэффициента Пуассона 0.25 получаем $K \approx 1/3$.

Влияние горных пород – теория образования сбросов

Хубберт и Виллис [2] в классической публикации обсуждали зависимость между горными напряжениями и ориентацией трещины, а эту публикацию авторы часто ссылаются по поводу вышеприведенных уравнений по коэффициенту Пуассона. Фактически, когда они рассматривали отношения между вертикальными (вышележащих пород) и горизонтальными напряжениями, они ссылались на образование разрывов и сбросов, т.е. характер разрушения (и деформационно-прочностные свойства) горной породы.

Как правило, породы (и почвы) разрушаются в соответствии с критериями разрушения Мора-Куломба. По этому критерию нарушение произойдет вдоль плоскости сдвига, которая имеет определенное критическое отношение нормального напряжения перпендикулярно плоскости к напряжению сдвига действующего вдоль плоскости. По лабораторной пробе на диаграмме 5 имеем плоскость разрушения, ориентированную под некоторым углом к оси максимального напряжения. Данный угол называется углом внутреннего трения материала; для пород он, как правило, составляет примерно 30°.



Для расслабленной геологии вертикальное напряжение будет максимальным, и такой вид разрушения приведет к сбросу под большим углом. Угол

сброса составит примерно 60° при значении угла внутреннего трения 30° . По разрушению Мор – Куломба отношение минимального напряжения к максимальному выражается следующим отношением:

$$\sigma_h' = \frac{1 - \sin \phi}{1 + \sin \phi} \sigma_v'$$

или

$$(\sigma_h - p_{res}) = K (\sigma_v - p_{res}), \quad K = \frac{1 - \sin \phi}{1 + \sin \phi}$$

Для определения суммарных горизонтальных напряжений, или напряжения смыкания трещины, к эффективному горизонтальному напряжению прибавляется поровое давление

$$\sigma_{cl} = \sigma_h' + p_{res} = K (\sigma_v - p_{res}) + p_{res}$$

Где для решения сбросообразования $K = (1 - \sin \phi) / (1 + \sin \phi)$. Для «типичного» значения угла внутреннего трения, ϕ , приблизительно равного 30° , получаем $K \approx 1/3$.

Влияние вышележащих горных пород – выводы

Другие факторы, которые влияют на горные напряжения, обсуждаются ниже. Однако множество промысловых данных подтверждают общую обоснованность следующей зависимости:

$$\sigma_{h-min} = K (OB - p_{res}) + p_{res} + T$$

Данное уравнение дает прогноз линейного увеличения напряжения с глубиной, и, как видно на диаграмме 2, это подтверждается большим объемом имеющихся данных. Общее соответствие данному простому уравнению предполагает, что геологический процесс отложений, вес вышележащих пород и пластовое давление являются *главными* факторами, участвующими в создании горных напряжений. Однако в определенных ситуациях значительную роль могут играть и другие факторы. Кроме того, не ясно, что является более важным: квазиупругие процессы или характеристики сбросообразования и прочности пород. Вероятно, оба механизма играют роль в определении величины горного напряжения в большей или меньшей степени в зависимости от времени и местности.

$\Delta\sigma_{cl} / \Delta p_{res}$

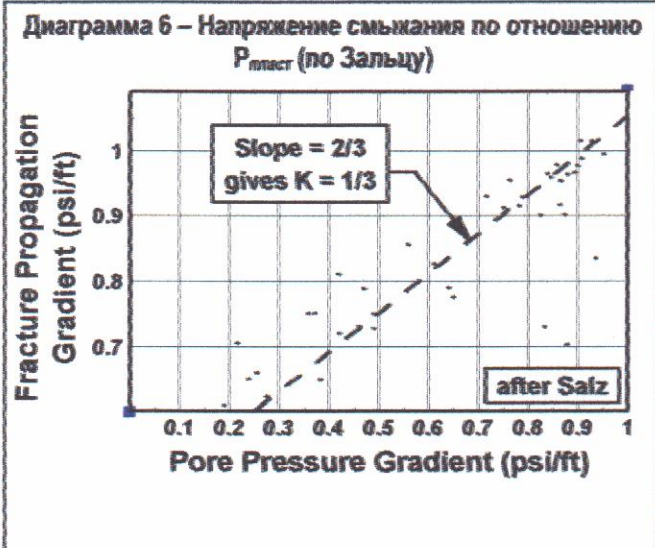
Как обсуждалось выше, первоначальное горное напряжение пласта является функцией давлений вышележащих пород, пластового давления, тектонической деятельности, химических изменений, динамики температуры, Прогноз горного напряжения в определенной местности поэтому невозможен, его можно только измерить. Однако изменения пластового давления в связи с деятельностью

по добыче или закачке ППД происходят за короткий промежуток времени, т.е. за несколько лет. В таких условиях влияние упругости, коэффициента Пуассона, в целом будут выполнять доминирующую роль, и изменения в напряжении, $\Delta\sigma_{cl}$, с изменениями пластового давления, Δp_{res} , могут быть предсказуемыми.

Это выполняется с использованием производной уравнения основного напряжения, как показано ниже. Также при $K = 1/3$ данная зависимость прогнозирует отношение изменений напряжения смыкания к изменениям порового давления $2/3$, т.е.,

$$d\sigma_{cl} / dp_{res} = 1 - K \approx 2/3$$

и, как показано на диаграмме 6, такое общее поведение наблюдалось при обширных исследованиях пласта Виксбург [3], где давление в трещине замерялось по мере выработки пласта, а затем поднятия давления с помощью заводнения.



Notes:

Влияние тектонических явлений на горное напряжение

Такие тектонические явления, как обычное сбросообразование или надвиги, могут существенным образом изменить состояние горного напряжения, и предварительные расчеты напряжения смыкания трещины должны в обязательном порядке учитывать геологические условия. Ниже приводится краткая выборка по тектоническим влияниям, см. Таблицу 1.

Таблица 1 – Тектоническое влияние

Геологические условия	Общее влияние
Открытый сброс	Высокое горизонтальное напряжение перпендикулярно простиранию сброса, а минимальное напряжение может оставаться горизонтальным (позтому трещина вертикальная).
Протыкающий соляной купол	Вертикальное напряжение > вышележащие породы выше соляного купола, в целом низкое горизонтальное напряжение на крылах соляного купола, с вертикальными трещинами и сильным азимутом простирания трещины по направлению к солевому куполу.
Складчатость	Низкие горизонтальные напряжения, вертикальные трещины, и в целом сильная тенденция естественной трещиноватости

Для заметок:

Влияние температуры на величину стресса

Включения влияния температуры в уравнение упругости, которое обсуждалось выше, получаем

$$\epsilon_h = \frac{1}{E} [\sigma_h (1-\nu) + \nu \sigma_v] + \alpha \Delta T,$$

где ΔT – изменение температуры, и это уравнение предполагает следующее:

$$\sigma_{h-max} = \sigma_{h-min} = \sigma_h.$$

Затем при $\epsilon_h=0$, т.е. одноосной деформации получаем

$$\sigma_{h-max} = \frac{\alpha E \Delta T}{1-\nu}$$

Таким образом, изменения температуры могут играть важную роль при определении величины горного напряжения. Кроме того, при долгосрочных операциях по нагнетанию, где объем жидкости достаточно велик для изменения температуры пласта, в который производится закачка, эта закачка (и результирующее ΔT) может значительно повлиять на напряжение смыкания. См. Перкинс, эт аль. [4], рассматривающего это влияние.

Другие ограниченные расширения/сжатия

Результаты химического воздействия, такие как набухание глин или увеличение порового давления, могут служить причиной увеличения напряжения. Уменьшение объема в связи с уменьшением порового давления или в результате физических и химических изменений в породе, превращающейся из известняка в доломит, могут приводить к ослаблению напряжения.

Ослабление напряжения (вязкоупругое поведение)

Некоторые породы, такие как соли или мягкие глины не могут поддерживать напряжение сдвига, но со временем проявляют вязкий или вязкоупругий характер поведения. Для таких пород характерна тенденция выравнивания напряжений со временем до того, как $\sigma_h = \sigma_v$.

Упоминание о таком влиянии сделано для того, чтобы показать, что прямой расчет горного напряжения невозможен. Однако общее уравнение

$$\sigma_{h-min} = K (OB - p_{res}) + p_{res} + T$$

остаётся применимым для предварительных расчетов напряжений и может служить мощным инструментом экстраполяции данных по всему месторождению или для прогноза изменений давления в трещине по мере изменения пластового давления (по мере определения K конкретных пластов).

Для заметок:

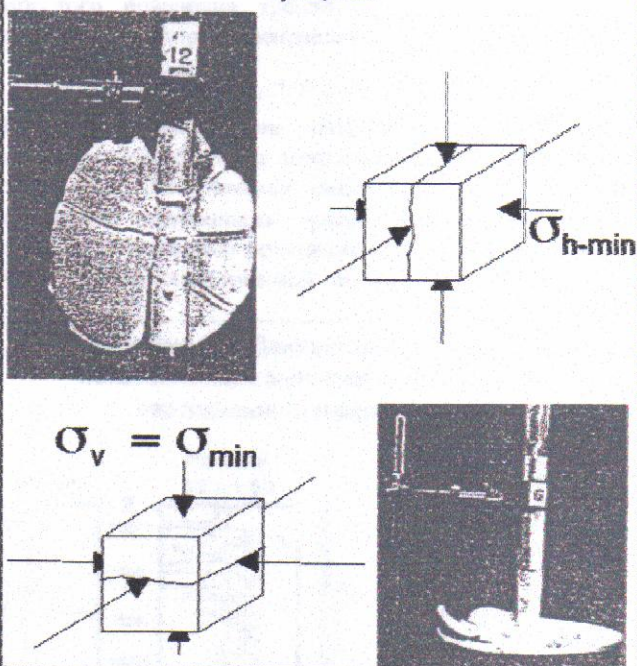
Blank space for notes.

Направление горного напряжения, ориентация трещины и азимут

Наряду с величиной напряжения во многих ситуациях очень важно иметь представление о направлениях горных напряжений или ориентации. Направления напряжения обуславливают ориентацию трещины (горизонтальную против вертикальной) и для вертикальных трещин – азимут трещины.

Как показано Хубертом и Виллисом в некоторых классических экспериментах (схема 2), гидравлическая трещина открывается перпендикулярно минимальному основному напряжению. В большинстве случаев это предполагает, что трещины должны быть

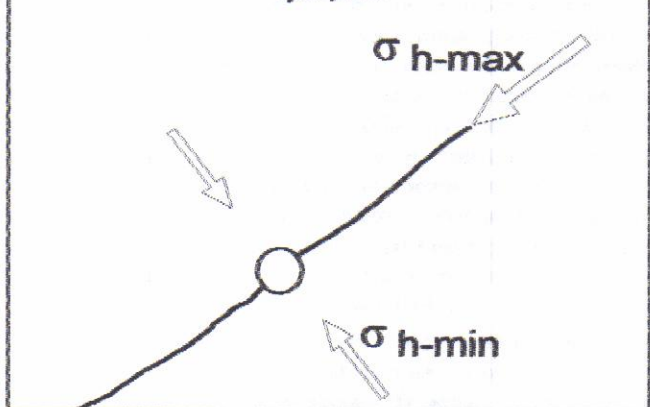
Схема 7 – Напряжение определяет ориентацию трещины



вертикальными, поскольку горизонтальные напряжения, как правило, меньше вертикальных (которые, в целом, равны весу вышележащих пород). Однако для небольших глубин или участках тектонической активности, или в пластах с высоким пластовым давлением, вторичные влияния на горные напряжения могут опровергнуть общее уравнение, и горизонтальные

напряжения окажутся сильнее, чем вертикальные. В таких случаях возможны горизонтальные или наклонно направленные трещины. [Следует заметить, что наклонные трещины встречаются довольно редко. Наклонная трещина подразумевает, что вертикальное напряжение НЕ является принципиальным, и что пласты поддерживают активное напряжение сдвига. Породы, как правило, не могут испытывать активное напряжение сдвига на протяжении геологического времени, и происходят малые (или крупные) землетрясения для ослабления напряжения сдвига. Поэтому наклонно

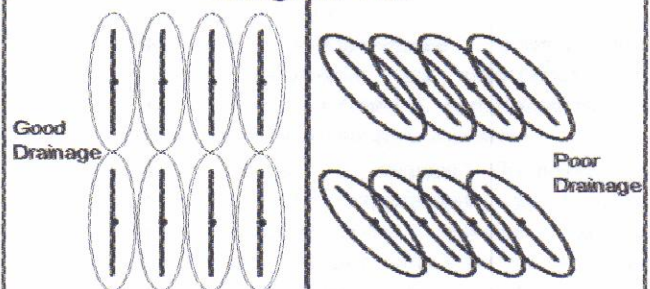
Схема 8 – Горное напряжение определяет азимут трещины



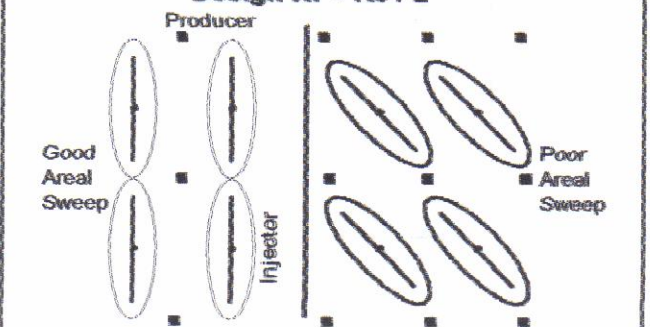
направленные трещины встречаются редко, и, как правило, ассоциируются с районами активной тектонической деятельности. В качестве примера можно упомянуть о наклонных трещинах, обнаруженных на некоторых южных нефтяных месторождениях Калифорнии [5], принадлежащим к области очевидной активной тектоники.]

В общем, гидравлические трещины развиваются

Диаграмма 9 – Влияние азимута трещины
Low Permeability – Loss Of Reserves
Design $X_f < Re$



High Permeability – Sweep Effects
Design $X_f < Re / 2$



In Situ Stress

а во многих ситуациях разность напряжений может быть равна «0».

Вторичные трещины

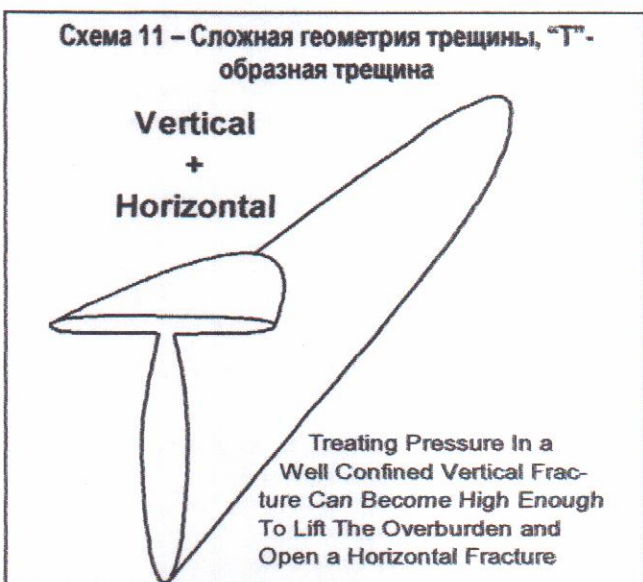
Хотя основная трещина формируется и открывается перпендикулярно минимальному горному напряжению, могут существовать особые условия, при которых происходит вскрытие вторичной, или второстепенной, трещины с ориентацией или азимутом, не совпадающими с предпочтительной геометрией. Такое скорее всего наблюдается: 1) в скважинах с небольшой глубиной или чрезмерно высоким давлением, когда разница между горизонтальным и вертикальным напряжением незначительна; 2) на скважинах с кривизной ствола, когда он и гидравлическая трещина не находятся в одной плоскости; и 3) районах с тектонической активностью, где минимальное напряжение может быть ни горизонтальным, ни вертикальным. *Возможное создание ил вскрытие вторичных трещин также связано с разностью горных напряжений.* Также необходимо заметить, то, что называется вторичными трещинами, в данном случае представляет одну из форм извилистости, т.е. какое-то ограничение контакта ствола с трещиной.

Вторичные (Т-образные) трещины

Диаграммы 4 и 5 иллюстрируют случаи геометрии возможных вторичных трещин, вероятность которых существует при небольших глубинах (и в коллекторах с АВГД), где разница между горизонтальным и вертикальным напряжением относительно незначительна. В данном случае давление внутри трещины превышает давление вышележащих горных пород,

$$\sigma_{cl} < \sigma_{OB} < BHTP = \sigma_{cl} + p_{net}$$

Случай геометрии трещины, отраженные на данной схеме, могут создавать (или не создавать) проблемы для выполнения графика закачки. Однако, будучи причиной неверной интерпретации данных ГИС после ГРП или других данных, необычная геометрия может привести к завышенным или нежелательно заниженным объемам обработки. *Также возможны проблемы при закачке,*



если открытие горизонтального компонента трещины на поздних стадиях обработки ускоряет фильтрацию в призабойной зоне.

Случай вертикальной трещины с хорошим ограничением высоты иллюстрируется схемой 11. По мере развития трещины эффективное давление (Рзаб обработки минус напряжение смыкания трещины) будет увеличиваться до некоторого момента, когда давление закачки будет превышать вес вышележащих пород. В этот момент может произойти инициирование горизонтальной трещины выше вертикальной. В худшем случае фильтрация в призабойной зоне, вызванная горизонтальными трещинами, может вызвать приствольную дегидратацию смеси преждевременный «стоп». В лучшем случае в коллекторах с естественной трещиноватостью или в пластах с хорошей вертикальной проницаемостью вторичная горизонтальная трещина может существенно улучшить результаты стимуляции.

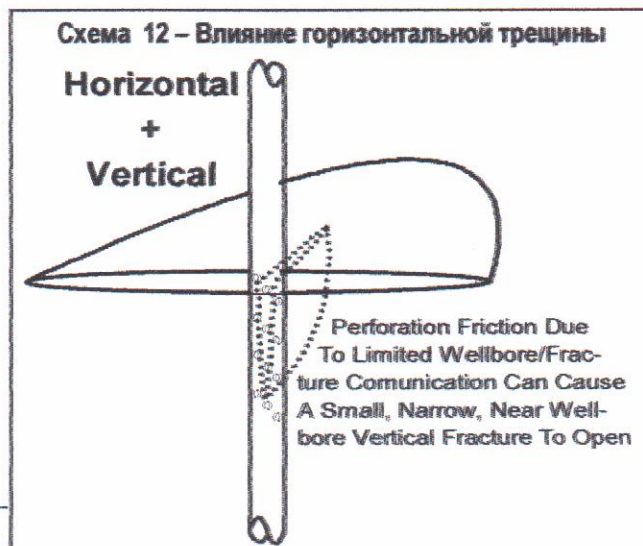
Вторичные трещины

(горизонтальная + вертикальная в призабойной зоне)

В некоторых случаях вертикальное напряжение (вышележащих пород) может быть минимальным, тогда основная гидравлическая трещина будет развиваться в горизонтальной плоскости. Однако в ситуации вертикального обсаженного колонной и перфорированного ствола контакт между стволом и трещиной может быть весьма ограниченным. (ВНИМАНИЕ: аналогичная ситуация может иметь место при горизонтальном стволе и вертикальной трещине!) В связи с данным ограничением давление в стволе скважины будет вынуждено намного выше нормального, и это давление может оказаться достаточно высоким для создания и открытия короткой узкой приствольной вертикальной трещины. Такая призабойная трещина будет служить каналом для потока жидкости от перфораций в основную горизонтальную трещину.

На схеме 12 изображен случай предпочтительной горизонтальной геометрии трещины. В данном случае чрезмерные перфорационные трения могут вынуждать формирование призабойной вертикальной трещины.

Вторичные трещины (открытие естественных



трещин)

Как только гидравлическая трещина создается, она имеет тенденцию развиваться по одной прямой при условии, что не встретит на своем пути неоднородности коллектора, такие как естественную трещиноватость. - Если это происходит, то гидравлическая трещина склонна пересекать естественные трещины при этом σ_{h-max} выше, чем σ_{h-min} . По мере дальнейшего распространения трещины могут наблюдаться чрезмерные утечки в естественную(ые) трещину(ы), однако пока давление внутри трещины остается ниже напряжения, который держит естественную трещину закрытой, эти дополнительные утечки будут минимальными. В данном случае естественные трещины, возможно, не окажут большого влияния на обработку. **ОДНАКО** как только рабочее давление превысит критический уровень, связанный с σ_{h-max} произойдет вскрытие естественных трещин, кардинальным образом меняя фильтрацию и поведение всей гидравлической трещины в целом. В таком случае давление жидкости внутри гидравлической трещины превышает максимальное горизонтальное напряжение,

$$\sigma_{cl} < \sigma_{H-Max} < BHTP = \sigma_{cl} + P_{net}$$

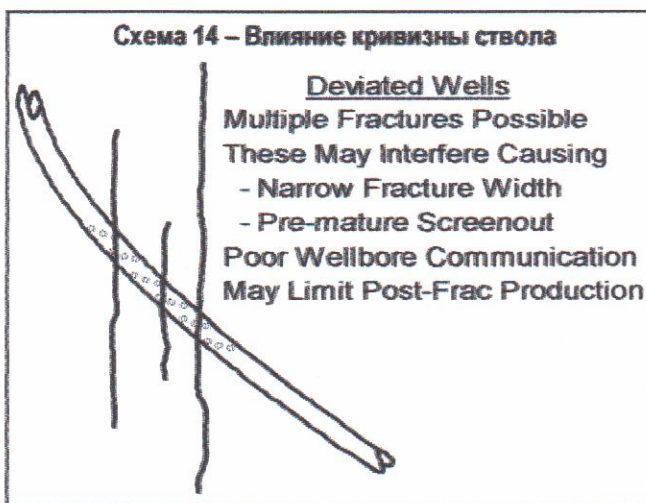


Настоящий процесс иллюстрируется на диаграмме 6. Диаграмма также показывает, что фактически давление будет необходимо превышать максимальное горизонтальное напряжение. Вскрытие вертикальных трещин вызывает увеличение напряжения параллельно трещине непосредственно на ее поверхности. Поэтому для фактического вскрытия естественной трещины давление внутри гидравлической трещины должно превысить некоторое пороговое, или критическое

значение. Более подробно этот материал обсуждается в главе *Дизайн обработки ГРП*.

Вторичные трещины (скважины с кривизной ствола)

На схеме 14 приводится случай, который, как правило, дает больше повода для обеспокоенности. В скважинах с кривизной ствола (или вертикальных скважинах в районах активной тектонической деятельности) могут наблюдаться множественные трещины. Они скрещиваются друг с другом, это приводит к недостаточной ширине гидравлической трещины и возможному «стоупу», когда начинается закачка проппанта. Также по мере роста трещины и с началом перекрещивания некоторые трещины могут закрыться, и число трещин может варьироваться со



временем – кардинальным образом влияя на поведение обработки. По существу, **ПОЛНОСТЬЮ** теряется контроль над процессом. Такая геометрия также может привести к ограниченному контакту между стволом/трещиной, тем самым в большой степени ограничивая продуктивность после стимуляции, как обсуждается Шульте. [9]

Notes:

Замеры горного напряжения

Существует три методики замера горных напряжений. Они включают: 1) нагнетательные испытания; 2) акустический каротаж с зондом дальнего действия; и 3) замер восстановления квазиупругой деформации на пробах керна. Преимущества и недостатки вышеуказанных методов обсуждаются в таблице 2. В большинстве случаев наилучший результат замера при проведении ряда прямых испытаний напряжений (т.е. нагнетательных испытаний) для того, чтобы калибровать каротажи и/или данные керна. А затем результаты более простых косвенных измерений можно применить для вертикальной и горизонтальной экстраполяции данных. Хороший анализ имеющихся методов напряжений

**Таблица 2 – Методы замера напряжений
Нагнетательные испытания**

Преимущества

- Однозначные данные (возможная сложность интерпретации)
- Усредненные данные на несколько футов

Достоинства

- Ограниченный вертикальный охват
- Оставляет нежелательные перфорации
- Трудноосуществимо технически

Специальные ГИС

Преимущества

- Полный вертикальный охват
- Средние данные на несколько футов
- Отсутствие дополнительных перфораций
- Простота операций

Недостатки

- Нет теоретической базы (каротажи могут врать)
- Нужна калибровка
- Обычные проблемы при проведении ГИС (размывы стенок и т.д.)

Исследования керна

Преимущества

- Нет дополнительных перфораций
- Замер по трем напряжениям
- Дают ориентацию напряжений

Недостатки

- Необходимо наличие ориентированного керна с полным диаметром
- «Точечное» исследование
- Возможна необходимость в калибровке
- Лабораторные данные требуют существенных корректировок

приводится в библиографических источниках [10].

Испытания с нагнетанием

Испытания с проведением закачки выполняются с предварительной перфорацией небольшого интервала (как правило, от 1 от 2 футов), изоляцией зоны сдвоенным пакером и ГРП закачкой небольшого объема жидкости. Более подробное обсуждение полевых процедур и методики анализа приводится в главе «Анализ давления». Данные испытания являются **единственным замером**, дающим истинный результат горного напряжения.

Данные акустического каротажа

Впервые применение данных каротажа для определения напряжения породы обсуждалось Роузпайлером. [11] Акустические каротажи с дальним зондом действия являются специальными ГИС, которые дают скорость сдвиговых волн в породах наряду с более традиционными замерами скорости волн сжатия. Данные скорости (V_s = сдвиг и V_c = скорость волны сжатия) применяются для расчета динамического коэффициента Пуассона по формуле

$$\nu = \frac{1 V_c^2 - 2 V_s^2}{2 V_c^2 - V_s^2}$$

Затем полученный результат применяется для расчета значения «К», которое обсуждалось ранее, из следующей простой зависимости упругости

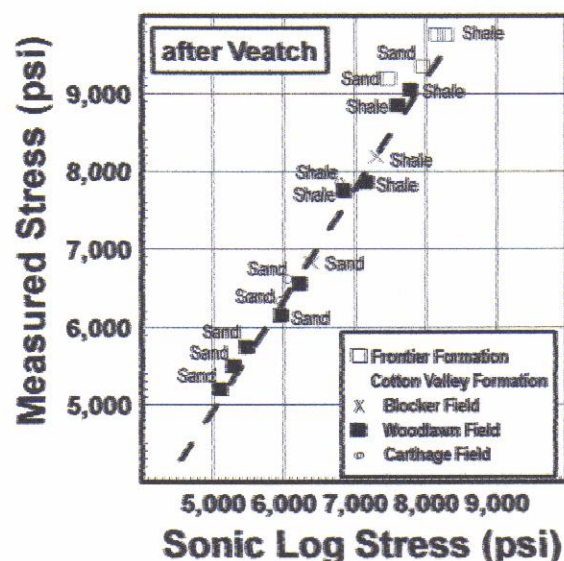
$$K = \frac{\nu}{1 - \nu}$$

Вводим значение порового давления и рассчитываем напряжение смыкания трещины следующим образом:

$$\sigma_{cl} = K (Overburden - p_{res}) + p_{res}$$

В настоящей зависимости p_{res} – пластовое давление. У

**Диаграмма 15 – Пример корреляции каротажа
напряжения**



нас нет достаточной теоретической базы ни для подтверждения данной простой зависимости, ни для обоснования динамических упругих констант, применяемых для отражения динамики поведения на протяжении геологической истории. Несмотря на то, что каротаж не дает результата прямого механического замера пластов, были предложены разумные результаты корреляции для ряда коллекторов песчанисто-глинистых пачек. [12, 13] Один пример такой корреляции приводится на диаграмме 7 по Витчу [14]. **ОБРАТИТЕ ВНИМАНИЕ на то, что такая корреляция носит исключительно локальный характер**, напряжения по данным каротажа могут быть завышенными или заниженными по сравнению с фактическими напряжениями. Результаты разумной корреляции были предложены только лишь для песчаных коллекторов.

Замеры исследований керна

Замеры при восстановлении после деформации заключаются в записи зависимой от времени релаксации керна с полным диаметром сразу же после его извлечения на поверхность. Затем в ходе лабораторных испытаний производятся замеры механических и термомеханических свойств керна, корректировка данных с учетом температурной деформации кернов и расчет первоначального напряжения в породе. Данная методика описывается Тойфелем. [15]

Замеры ГИС на электрическом кабеле

Вышеописанные методики представляют текущее техническое состояние возможностей определения напряжений горных пород. Однако в этой области продолжаются работы, направленные на разработку прибора для замера напряжения со спуском на электрическом кабеле. Одна из таких разработок описана Thiercelin. [16]

Влияние напряжения на проппант

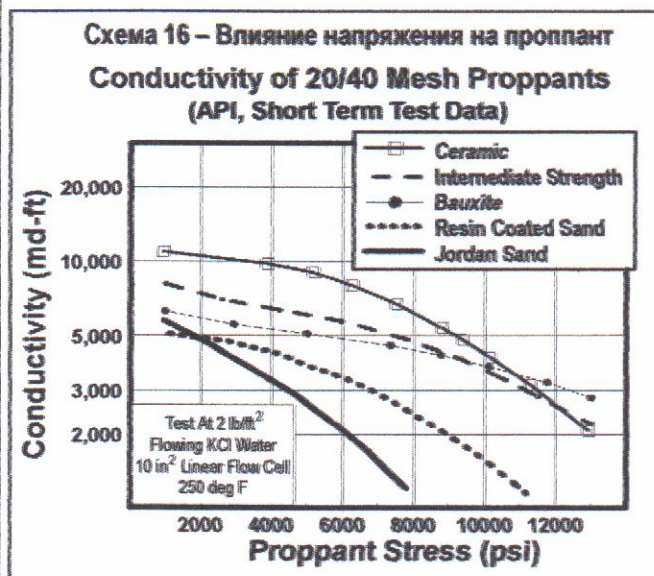
Проводимость закрепленной трещины в значительной степени обусловлена напряжением, действие которого направлено на проппант, и проводимость проппанта, как правило, представляется как функция напряжения, см. схему 8. Напряжение, которое направлено на разрушение проппанта (напряжение на проппант), выражается

$$\begin{aligned} \sigma_{prop}' &= \sigma_{cl} - P_{bhfp} \\ &= K(OB - p_{res}) + p_{res} - P_{bhfp} \end{aligned}$$

В данной зависимости OB – градиент вышележащих пород, или вертикальное напряжение (как правило, равен приблизительно 1 psi/фут), p_{res} –пластовое давление, а P_{bhfp} – динамическое забойное давление (т.е. поровое давление внутри трещины). Действие на σ_{prop}' указывает,

что эффективное напряжение действует непосредственно на проппант. (Примечание: Данная форма уравнения применима для вертикальной трещины). Если пластовое давление меняется, меняется и напряжение смыкания, и напряжение на проппант изменится в соответствии

$$\sigma_{prop}' = \sigma_{cl-initial} + (1 - K) \Delta p_{res} - P_{bhfp}$$



В данной зависимости Δp_{res} – изменение пластового давления (уменьшение давления дает отрицательное значение Δp_{res}). Таким образом, для типичного значения “K” 1/3, падение среднего пластового давления на 1500 psi (при том же динамическом P_{zab}) уменьшает давление на проппант примерно на 1000 psi.

(ВНИМАНИЕ: кратковременные данные АНИ, приведенные в настоящем графике, как правило, слишком оптимистичны. Причины этого обсуждаются в главе Дизайн обработки.)

Изучение данного уравнения показывает, что наиболее потенциальный риск повреждения проппанта – при высоком давлении ($\Delta p_{res} = 0$) и низком динамическом забойным давлением P_{bhfp} , т.е. когда скважина выводится на режим. Если прочность проппанта минимальная, или проводимость значительная, тогда долгосрочный эффект стимуляции добычи можно сохранить при поддержании высокого динамического давления (т.е. обеспечив соответствующее давление на устье) сразу после освоения, пока p_{res} (среднее пластовое давление) не снизится на расстоянии пропорциональном высоте продуктивной зоны. Зачастую значительное снижение напряжения на проппант может быть реализовано при медленном выводе скважины на режим в течении нескольких дней или недель. Однако подходящий темп депрессии необходимо устанавливать индивидуально для каждого случая.

Для заметок:

In Situ Stress – References

1. Breckels, I. M. and Van Eekelen, H. A. M., "Relationship Between Horizontal Stress and Depth in Sedimentary Basins," SPE 10336, presented at 1981 Annual Meeting of SPE, San Antonio, Texas, Oct. 5-7, 1981.
2. Hubbert, M. K. and Willis, D. G.: "Mechanics of Hydraulic Fracturing," *Trans AIME* (1957) 210, 153-166.
3. Salz, L. B., "Relationship Between Fracture Propagation Pressure and Pore Pressure," SPE 6870, presented at 52nd Annual Fall Meeting of SPE, Denver, Colorado, Oct. 9-12, 1977.
4. Perkins, T.K., and Gonzalez, J.A., "The Effect of Thermoelastic Stresses on Injection Well Fracturing," SPE 11332, *SPE Journal*, p 78, 1985.
5. Wright, C.A., et al., "Reorientation of Propped Refracture Treatments in the Lost Hills Field," SPE 27896, presented at the SPE Western Regional Meeting, Long Beach, California, U.S.A., 23-25 March 1994.
6. Smith, M. B., "Effect of Fracture Azimuth On Production With Application To The Wattenberg Gas Field," SPE 8298, presented at the 54th Annual Fall Technical Conference of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Las Vegas, Nevada, September 23-26, 1979.
7. Meehan, D.N., "Optimization of Fracture Length and Well Spacing in Heterogeneous Reservoirs," SPE 21717, *SPE Production & Facilities*, May 1995.
8. Warpinski, N. R.; Branagan, P.; and Wilmer, R., "In Situ Stress Measurements at U. S. DOE's Multi-Well Experiment Site, Mesaverde Group, Rifle, Colorado," *J. Petroleum Technology*, March, 1985.
9. Schulte, W. M., "Production From a Hydraulically Fractured Well With Well Inflow Limited to Part of the Fracture Height," SPE/DOE 12882, presented at 1984 Unconventional Gas Recovery Symposium, Pittsburgh, Pennsylvania, May 13-15, 1984.
10. Hill, R.E., Warpinski, N.R., Lorenz, J.C., and Teufel, L.W., "Techniques for Determining Subsurface Stress Direction and Assessing Hydraulic Fracture Azimuth," SPE 29192, presented at SPE Eastern Regional Conference, Charleston, West Virginia, November 8-10, 1994.
11. Rosepiter, M. J.: "Determination of Principal Stresses and Confinement of Hydraulic Fractures in Cotton Valley," SPE 8405, Sep. 1979.
12. Miller II, W. K., et al, "In-Situ Stress Profiling and Prediction of Hydraulic Fracture Azimuth for the West Texas Canyon Sands Formation," *SPE Production & Facilities*, August 1994.
13. Smith, M. B., Reeves, T. L., and Miller II, W. K., "Multiple Fracture Height Measurements: A Case History," SPE 19092, presented at SPE Gas Symposium, Dallas, Texas, June 7-9, 1989.
14. Veatch, R. W. and Moschovidis, Z. A., "An Overview of Recent Advances in Hydraulic Fracturing Technology," SPE 14085, presented at SPE 1986 International Meeting On Petroleum Engineering, Beijing, China, March 17-20, 1986.
15. Teufel, L. W., "Determination of In-Situ Stress From Anelastic Strain Recovery Measurements of Oriented Core," SPE 11649, presented at SPE/DOW Low Permeability Symposium, Denver, Colorado, March 14-16, 1983.
16. Thiercelin, M. J., et al, "A New Wireline Tool for In-Situ Stress Measurement," SPE 25906-P, presented at SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, April 12-14, 1993.

Other Significant & Historical References

1. Harrison, E., Kieschnich, W. F., Jr. and McGuire, W. J.: "The Mechanics of Fracture Induction and Extension," *Petroleum Transactions, AIME* (1954).
2. Lubinski, A.: "The Theory of Elasticity for Porous Bodies displaying a Strong Pore Structure," *Proc. 2nd U.S. National Congress of Applied Mechanics* (1954).
3. Warpinski, N.R., Schmidt, R.A., and Northrop, D.A., "In-Situ Stresses: The Predominant Influence on Hydraulic Fracture Containment," *J. Petroleum Technology*, p 653, March 1982.
4. Prats, M. "Effect of Burial History on the Subsurface Horizontal Stresses of Formations having Different Material Properties," *SPE Journal*, Dec. 1981.
5. Hanikrishnan, R. and Hareland, G., "Prediction of Minimum Principal In-Situ Stress by Comparison and Verification of Four Methods," SPE 29258, presented at SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 20-22 March 1995.