

УДК 622.279:553

М.В. Пятахин, д.ф.-м.н., главный научный сотрудник, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», e-mail: M_Pyatakhin@vniigaz.gazprom.ru;
Ю.М. Пятахина, студентка РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Геомеханика межпластовых перетоков в околоскважинном пространстве: причины и способы борьбы

Показано, что даже в случае идеального цементирования существуют геомеханические причины межпластовых перетоков газа при эксплуатации скважин. Определены горно-геологические условия «геомеханических» межпластовых перетоков. Предложен новый способ борьбы с межпластовыми перетоками.

Ключевые слова: эксплуатационная скважина, межпластовые перетоки, напряженно-деформированное состояние и разрушение породы, горно-геологические условия, механические свойства породы.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время межпластовые перетоки газа в околоскважинном пространстве являются одной из основных проблем при эксплуатации скважин. Они приводят к уходу и потерям газа из объектов добычи и хранения, формированию техногенных залежей и могут представлять опасность как для людей, так и для оборудования в случае прорыва газа на поверхность. Обычно в качестве причины околоскважинных межпластовых перетоков рассматривается несовершенство

цементирования. При этом перетоки осуществляются либо по трещинам в цементном камне, либо по оставшимся после цементирования пустотам и каналам.

В данной работе показано, что даже в случае идеального цементирования без трещин, пустот и каналов существуют геомеханические причины межпластовых перетоков газа. Они обусловлены разрушениями прилегающей к цементу скважины породы при определенных горно-геологических условиях.

ПЛАСТИЧНОСТЬ И РАЗРУШЕНИЕ ПОРОДЫ ЗА СТЕНКОЙ СКВАЖИНЫ

Разрушения околоскважинной породы могут быть двух видов.

В первом случае это обусловленные геомеханикой глобальные разрушения породы всего прилегающего к скважине пласта или пропластка. Они существуют в исходном, до бурения скважины, состоянии. Этот случай природной пластичности пластов рассмотрен ранее в работах [1, 2]. В [1] подробно проанализированы напряженно-деформированное состояние породы и горно-геологические условия природной пластичности. Положив в полученных формулах [1] пластовое давление равным нулю, мы получаем частный случай

природной пластичности непроницаемых пропластков, через которые обычно проходит большая часть ствола скважины. Например, из формулы (9.3) [1] получаем условие для коэффициента Пуассона породы ν , при котором порода пропластка находится в состоянии пластической деформации:

$$\nu < \frac{p_{\text{горн}} - 2C \operatorname{tg} \alpha}{p_{\text{горн}} - 2C \operatorname{tg} \alpha + p_{\text{горн}} \operatorname{tg}^2 \alpha},$$

где

$p_{\text{горн}} = \rho_n g H$ – горное давление;

ρ_n – средняя плотность вышележащих пород; g – ускорение свободного падения; H – глубина залегания; C – сцепление породы; α – угол разрушения:

$$\alpha = \frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2},$$

где φ – угол внутреннего трения породы.

Таким образом, если горно-геологические условия залегания всего пласта или пропластка соответствуют пластической деформации породы, для анализа следует использовать результаты [1, 2]. Во втором случае при определенных горно-геологических условиях происходят локальные разрушения породы вблизи скважины. Прилегающие пласты и пропластки до бурения находят-

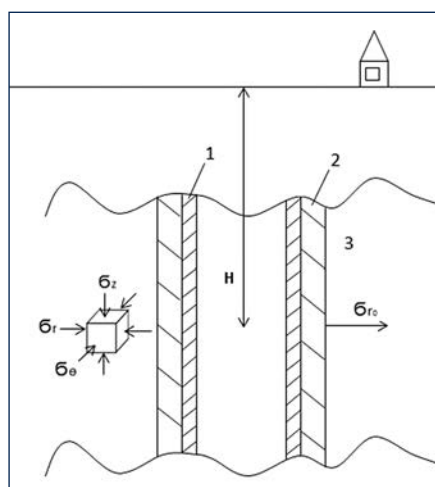


Рис. 1. Схема напряженного состояния породы за цементным камнем скважины

ся в состоянии упругой деформации. В процессе строительства скважины изменения напряженного состояния затрагивают только околоскважинную область, в основной массе породы деформации остаются упругими. Переход от упругой к пластической деформации породы вблизи стенки скважины в процессе ее строительства соответствует началу разрушения породы.

В данной работе рассмотрена геомеханика разрушения породы в околоскважинном пространстве вдоль ствола скважины. Показано, при каких горно-геологических условиях могут происходить разрушения как для пород с относительно большим коэффициентом Пуассона (глины), так и для пород с относительно малым коэффициентом Пуассона (песчаники, алевролиты, аргиллиты и т.п.). Рассмотрено влияние на напряженно-деформированное состояние пород их механических, в том числе прочностных свойств. Предложен метод стабилизации породы в околоскважинном пространстве путем управления ее напряженно-деформированным состоянием.

Схема напряженного состояния породы за цементным камнем скважины приведена на рисунке 1. Здесь цифрами обозначены: 1 – обсадная колонна; 2 – цементный камень; 3 – горная порода. Рассматривается участок разреза вдоль ствола скважины на глубине залегания H от поверхности. Цементирование предполагается герметичным, с надежной связью с породой. Прочностные свойства цемента предполагаются высокими, обеспечивающими отсутствие его разрушений при рассматриваемых горно-геологических условиях.

Найдем напряженное состояние породы вблизи скважины в предположении, что деформации являются упругими. В дальнейшем полученные решения будем проверять на соответствие этому предположению, подставляя их в критерий прочности Кулона – Мора.

Если в соответствии с критерием Кулона – Мора напряженное состояние упругое, то начальное предположение верно, пластические деформации и разрушение породы за цементным камнем отсутствуют, и нет опасности межпластовых перетоков. Полученное упругое

решение полностью и правильно описывает напряженное состояние породы. Нас особенно будет интересовать случай, когда критерий Кулона – Мора указывает на пластичность деформаций и разрушение породы за цементным камнем. В данной работе мы определим горно-геологические условия, при которых наступает пластичность и разрушение породы в околоскважинном пространстве. Проведенный анализ покажет, как при строительстве скважин нужно управлять напряженным состоянием породы за колонной, чтобы деформации оставались упругими, разрушение породы и риск межпластовых перетоков газа отсутствовали.

Решение для составляющих полного напряжения в околоскважинном пространстве известно и приведено, например, в [1], в том числе при наличии фильтрации флюида. В данной работе нас интересует область вблизи ствола скважины, где характерные для забоя процессы фильтрации не играют роли. При отсутствии фильтрации зависимости радиальной, тангенциальной и вертикальной составляющих полного напряжения от расстояния до оси скважины r упрощаются и имеют вид:

$$\begin{aligned}\sigma_r &= p_{\text{горн.бок}} \left(1 - \frac{r_{\text{СКВ}}^2}{r^2}\right) + \sigma_{r0} \frac{r_{\text{СКВ}}^2}{r^2}, \\ \sigma_\theta &= p_{\text{горн.бок}} \left(1 + \frac{r_{\text{СКВ}}^2}{r^2}\right) - \sigma_{r0} \frac{r_{\text{СКВ}}^2}{r^2}\end{aligned}\quad (1),$$

$$\sigma_z = p_{\text{горн}}$$

$$\text{где } p_{\text{горн.бок}} = \frac{\nu}{1-\nu} p_{\text{горн}} + \frac{1-2\nu}{1-\nu} \beta p_{\text{пл}}$$

боковое горное давление;

$r_{\text{СКВ}}$ – радиус скважины; σ_{r0} – радиальное напряжение на границе скважины и породы; $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление флюида (при его наличии в породе); β – коэффициент, характеризующий отношение сжимаемостей пласта и материнской породы. В типичных условиях месторождений и подземных хранилищ газа (ПХГ) $\beta \approx 1$. Коэффициент Био принят равным единице. В дальнейшем принято $p_{\text{пл}} = 0$, поскольку случай перетоков сквозь проницаемый для флюида пласт является тривиальным.

Результаты расчетов радиальной и тангенциальной составляющих главного напряжения в породе в окрестности ствола скважины приведены на рисунке 2, при глубине залегания $H=1000$ м и горном давлении $p_{\text{горн}}=22$ МПа при средней плотности вышележащих пород $\rho_n=2,2$ г/см³.

Расчеты проведены как при коэффициенте Пуассона $\nu = 0,35$, единственном значении, приведенном в справочнике [3] для глин (верхняя группа кривых), так и при $\nu = 0,2$ (нижняя группа кривых), соответствующем середине интервала значений коэффициентов Пуассона для песчаников ($\nu = 0,03 \div 0,37$), аргиллитов ($\nu = 0,08 \div 0,45$), алевролитов ($\nu = 0,1 \div 0,49$) и некоторых других осадочных пород [3].

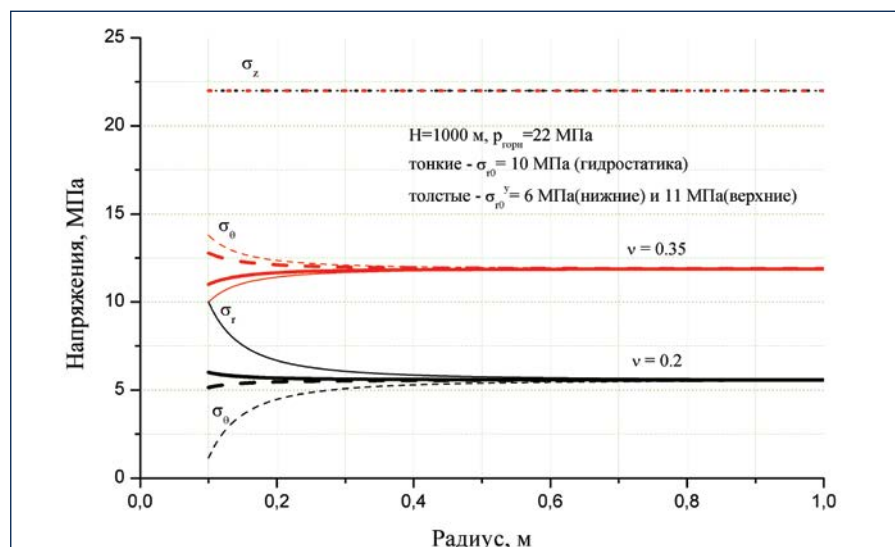


Рис. 2. Напряжения в окрестности скважины: σ_r – сплошные линии; σ_θ – пунктир; σ_z – точки. $H = 1000$ м; $p_{\text{горн}} = 22$ МПа

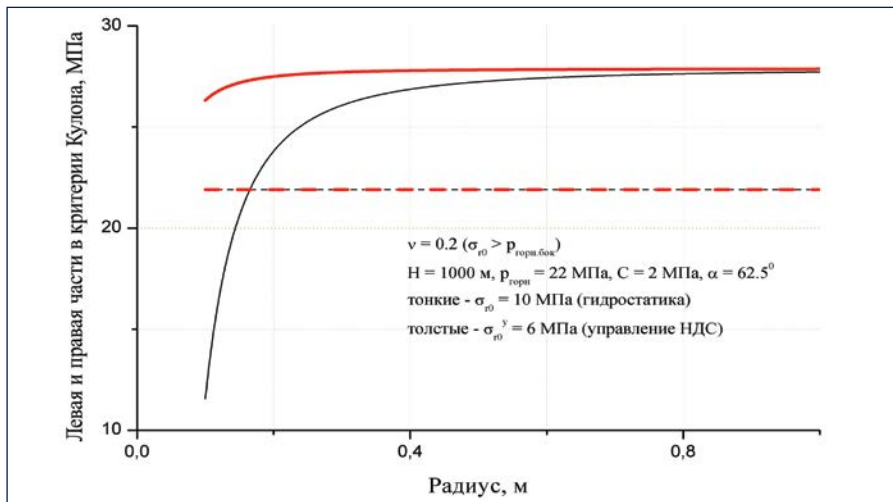


Рис. 3. Правая (сплошные линии) и левая (пунктир) части в критерии Кулона – Мора

Радиус скважины, равный внешнему радиусу цементного кольца, составлял в расчетах 10 см. Радиальное напряжение на границе цемента и породы σ_{r0} в соответствии с результатами [4], равно гидростатическому и при рассматриваемой глубине залегания составило 10 МПа (тонкие кривые).

Из рисунка 2 также следует, какой смысл вкладывается в понятия «большие» и «малые» значения коэффициента Пуассона породы. Видно, что при больших ν боковое горное давление превышает радиальное напряжение на границе скважины и горной породы:

$$p_{\text{горн.бок}} > \sigma_{r0}$$

а при малых коэффициентах Пуассона породы радиальное напряжение на

границе цемента и породы превышает боковое горное давление:

$$p_{\text{горн.бок}} < \sigma_{r0}$$

Переходное значение коэффициента Пуассона породы определяется выражением:

$$\nu_0 = \frac{\rho_b}{\rho_n + \rho_b}$$

где ρ_b – плотность воды. В рассматриваемом примере переходное значение коэффициента Пуассона $\nu_0 = 0,3125$. Картины напряженного состояния (рис. 2), как показали расчеты, существенно отличаются для случаев больших и малых коэффициентов Пуассона породы. Во-первых, для больших ν общий уровень радиального и танген-

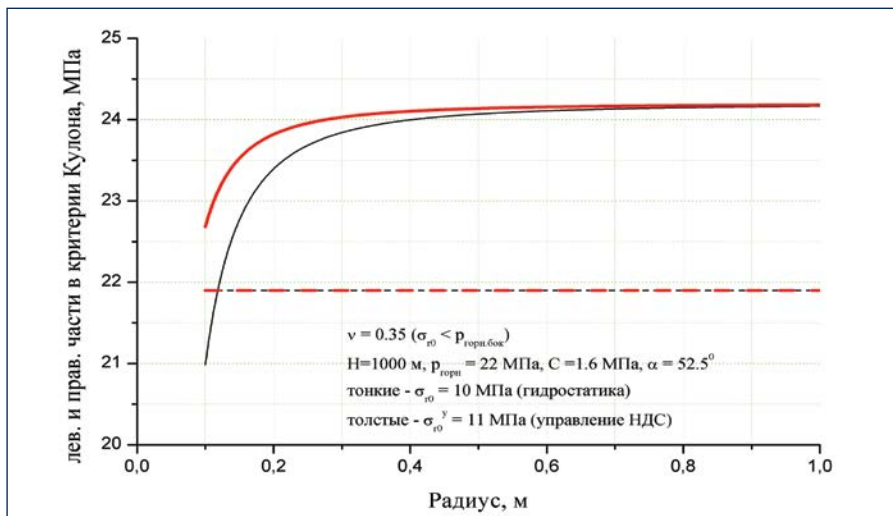


Рис. 4. Правая (сплошные линии) и левая (пунктир) части в критерии Кулона – Мора

циального напряжения значительно выше, чем для малых коэффициентов Пуассона, на рисунке 2 – приблизительно в 2 раза. Во-вторых, при $\nu > \nu_0$ тангенциальная составляющая напряжения в породе в окрестности скважины превышает радиальную, а при $\nu < \nu_0$ радиальная составляющая напряжения превышает тангенциальную. Проверим для полученных результатов выполнение критерия прочности Кулона – Мора:

$$\sigma_1 = 2C \operatorname{tg} \alpha + \sigma_3 \operatorname{tg}^2 \alpha,$$

где σ_1 – максимальное напряжение в породе (σ_2 – в рассматриваемом случае); σ_3 – минимальное напряжение.

Сначала рассмотрим случай малых коэффициентов Пуассона породы $\nu < \nu_0$. На рисунке 3 представлены левая и правая части в критерии прочности Кулона – Мора при $\nu = 0,2$. При этом минимальное напряжение в породе равно тангенциальному напряжению:

$$\sigma_3 = \sigma_0.$$

В расчетах использовались значения прочностных показателей породы $C = 2$ МПа и $\alpha = 62,5^\circ$ в соответствии с экспериментальными результатами [1] для песчаников Касимовского и Увязовского ПХГ. Выбранное значение сцепления попадает также в диапазон значений по справочнику [3] для алевролитов $C = 0,2 \div 51$ МПа и аргиллитов $C = 0,2 \div 30$ МПа. В работе [5] приводится среднее экспериментальное значение угла разрушения для пород $\alpha = 62^\circ$, что согласуется с использованным нами.

Анализ результатов (рис. 3) показывает, что в околоскважинной области критерий прочности Кулона – Мора для рассматриваемого случая нарушается, поскольку кривые (тонкие линии), соответствующие правой и левой частям в критерии, пересекаются. Таким образом, порода за цементным камнем подвержена пластической деформации и разрушению.

В случае больших коэффициентов Пуассона породы $\nu > \nu_0$ результаты расчетов правой и левой частей в критерии прочности Кулона – Мора приведены на рисунке 4 при $\nu = 0,35$. При этом мини-

мальное напряжение в породе в отличие от случая малых ν равно радиальному напряжению:

$$\sigma_3 = \sigma_r,$$

Как уже отмечалось, взятое значение коэффициента Пуассона породы равно единственному приведенному в справочнике [3] для глин. Такие коэффициенты Пуассона могут иметь и другие осадочные породы – песчаники, алевролиты и аргиллиты [3]. Выше приведены соответствующие диапазоны изменения ν .

Результаты измерения сцепления для глин в [3] отсутствуют. Можно оценить минимальный уровень сцепления, используя приведенные в справочнике [3] значения для предела прочности при растяжении для глин и корреляции показателей прочности на разрыв и сцепления, а также данные [5] о коэффициенте структурного ослабления глин. В итоге $C = 1,6$ МПа. Это значение использовалось в расчете. Для угла разрушения глины в работе [5] приводятся два значения: $\alpha = 56^\circ$ и $\alpha = 62^\circ$. Для алевролита, согласно [5], минимальное значение $\alpha = 47^\circ$, а максимальное значение $\alpha = 59^\circ$. В расчетах использовалось значение $\alpha = 52,5^\circ$.

Как показывает анализ результатов подстановки «упругих» решений для вертикальной и радиальной составляющих напряжения в критерий прочности Кулона – Мора (рис. 4, тонкие линии), в породе за цементным кольцом критерий прочности для рассматриваемого случая больших коэффициентов Пуассона породы нарушается, кривые, соответствующие правой и левой частям в критерии, пересекаются. Таким образом, и при больших коэффициентах Пуассона, как и ранее при малых ν , порода за цементным камнем при определенных горно-геологических условиях может быть подвержена пластической деформации и разрушению.

Найдем для заданных горно-геологических условий глубину H_n начала пластических деформаций породы за цементным камнем скважины.

Для пород с малым коэффициентом Пуассона $\nu < \nu_0$ из критерия прочности Кулона – Мора получаем:

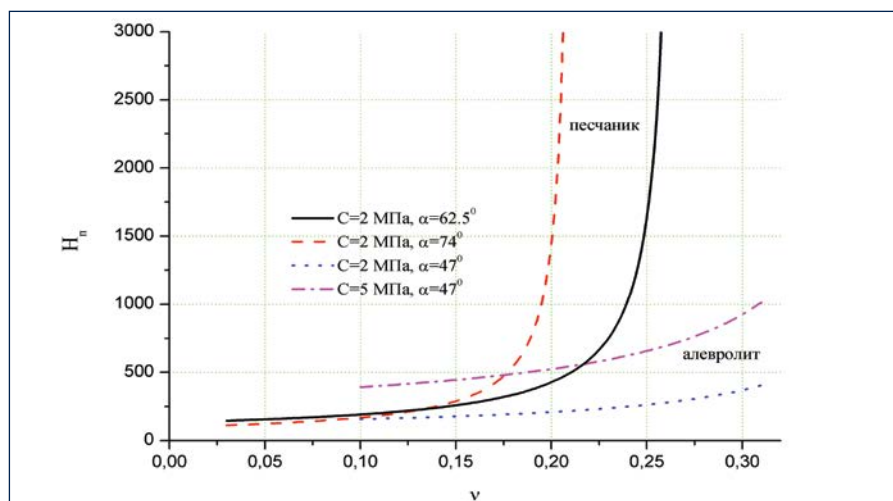


Рис. 5. Глубина начала пластической деформации в зависимости от коэффициента Пуассона породы

$$H_n = \frac{2C}{\rho_s \text{tg} \alpha \left[1 - \frac{\rho_n}{\rho_s} \left(\frac{2\nu}{1-\nu} - \frac{1}{\text{tg}^2 \alpha} \right) \right]}.$$

Как видно из полученной формулы, глубина начала пластических деформаций и разрушения породы в околоскважинном пространстве увеличивается пропорционально сцеплению породы. Зависимость от угла разрушения α и, соответственно, от угла внутреннего трения породы – нелинейная. На рисунке 5 приведены зависимости глубины пластичности H_n от коэффициента Пуассона породы для различных горно-геологических условий.

Сплошная кривая на рисунке 5 соответствует случаю слабосцементированных песчаников Касимовского и Увязовского ПХГ со сцеплением $C = 2$ МПа и углом

разрушения $\alpha = 62,5^\circ$ [1], пунктир – слабосцементированным песчаникам с углом разрушения $\alpha = 74^\circ$ [5], точки – слабосцементированным алевролитам ($C = 2$ МПа [3]) с углом разрушения $\alpha = 47^\circ$ [5], штрихпунктир – алевролитам с тем же углом разрушения и со сцеплением $C = 5$ МПа [3].

Как показывает анализ результатов, начиная с определенных значений коэффициента Пуассона ($\nu \sim 0,15$, рис. 5), чем больше угол разрушения породы, тем больше глубина начала пластичности породы.

Таким образом, при малых коэффициентах Пуассона наиболее подвержены разрушению за цементным камнем породы со сравнительно малыми углами внутреннего трения $\phi < 30^\circ$.

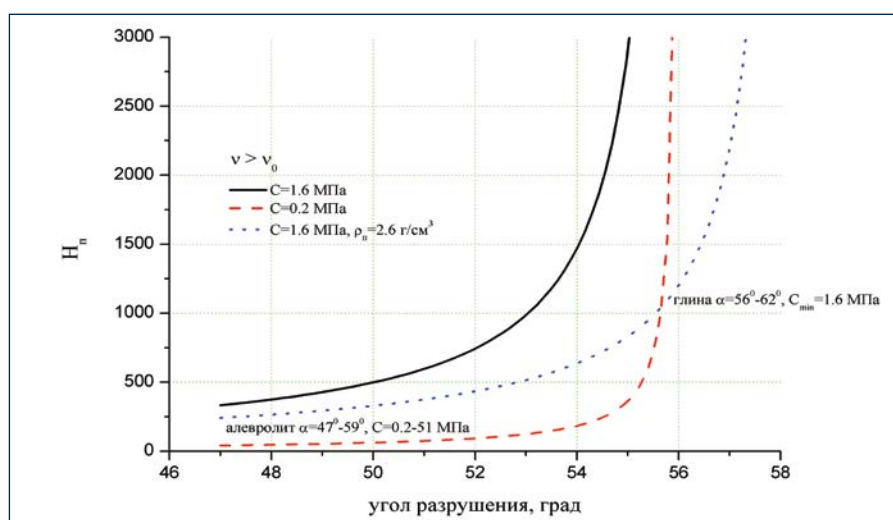


Рис. 6. Глубина начала пластической деформации в зависимости от угла разрушения породы

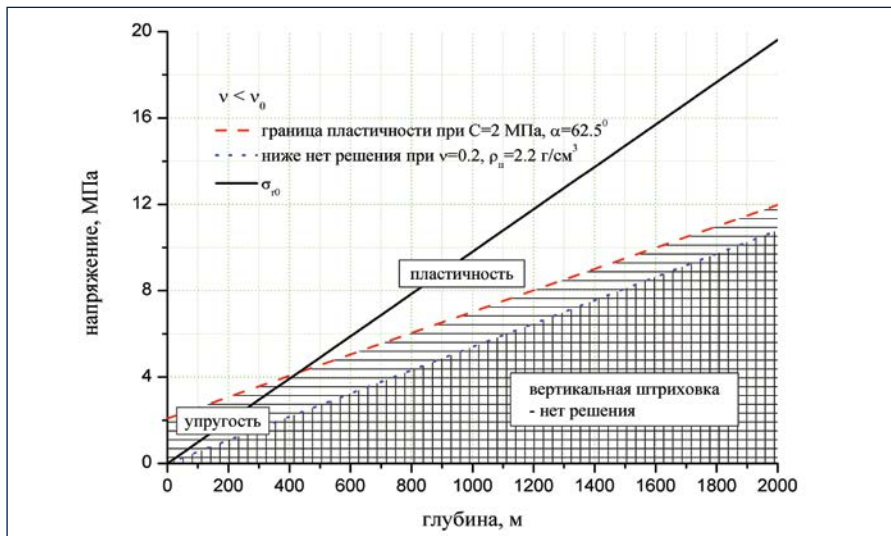


Рис. 7. Радиальное напряжение на границе скважины и породы при малых ν

Как следует из полученной формулы для глубины пластичности и видно из рисунка 5, для фиксированного значения α существует максимальное значение ν , ниже которого порода может быть пластичной. Это значение коэффициента Пуассона соответствует обращению в ноль знаменателя в формуле для H_n и, например, для рассматриваемых условий и $\alpha = 62,5^\circ$ составляет $\nu \approx 0,26$.

Глубину H_n начала пластических деформаций породы за цементным камнем скважины для пород с большими коэффициентами Пуассона $\nu > \nu_0$ получаем из критерия прочности Кулона – Мора:

$$H_n = \frac{2C}{g \left(\frac{\rho_n}{\rho_b} - \rho_b \operatorname{tg} \alpha \right)}$$

Как и для пород с малыми коэффициентами Пуассона, глубина пластичности пропорциональна сцеплению породы за колонной скважины. Но существенным отличием в случае больших ν при выполнении необходимого условия превышения переходного значения ν_0 является отсутствие зависимости глубины пластичности от коэффициента Пуассона породы.

Зависимости глубины начала пластичности породы за цементным камнем скважины от угла разрушения породы приведены на рисунке 6.

Видно, что для пород с большими значениями коэффициента Пуассона пластическая деформация породы с глубиной наступает тем раньше, чем меньше угол внутреннего трения породы. Для сла-

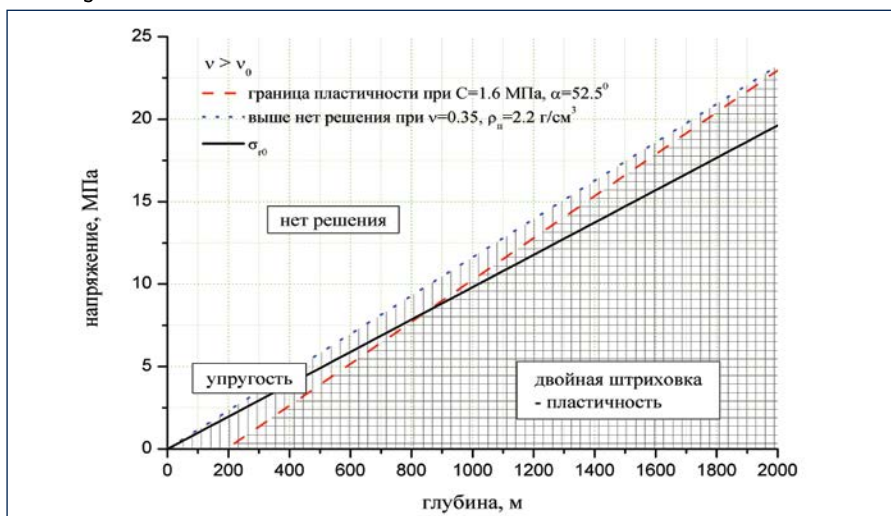


Рис. 8. Радиальное напряжение на границе скважины и породы при больших ν

босцементированных алевролитов ($C = 0,2$ МПа [3]) при небольших углах разрушения $\alpha = 47^\circ \div 54^\circ$ [5] пластическая деформация и разрушение породы за колонной будут происходить, уже начиная с глубины порядка 100 м (рис. 6, пунктир).

Глубина пластичности H_n нелинейно растет с углом разрушения до определенных значений α . Как следует из полученной формулы, при значениях угла разрушения

$$\alpha > \arctg \left(\frac{\rho_n}{\rho_b} \right)$$

пластической деформации и разрушения породы в околоскважинном пространстве не происходит.

С ростом плотности вышележащих пород и горного давления, во-первых, заметно уменьшается глубина начала пластических деформаций в породе за цементным камнем. Во-вторых, максимальные значения угла разрушения, при которых деформации породы вблизи скважины пластические, увеличиваются и могут достигать характерного для глин диапазона $\alpha = 56^\circ \div 62^\circ$ [5] (рис. 6, точки при $\rho_n = 2,6$ г/см³, $C = 1,6$ МПа).

Таким образом, при выполнении рассмотренных горно-геологических условий порода за цементным камнем скважины подвержена пластической деформации и разрушению. Анализ пластичности породы за колонной должен быть произведен для каждой скважины на основе исследований кернового материала с целью принятия мер против возможных межпластовых перетоков.

Отметим также скудность экспериментальных данных по механическим свойствам пород, типичных для разреза скважин на месторождениях и ПХГ. Так, практически отсутствуют данные о сцеплениях и углах разрушения глин, хотя именно глины являются основными перекрывающими покрывками для объектов добычи и хранения газа. Необходимо проведение промысловых и экспериментальных работ для определения горно-геологических условий и механических свойств прилегающих к скважине пород с целью предотвращения межпластовых перетоков.

НОВЫЙ СПОСОБ БОРЬБЫ С РАЗРУШЕНИЕМ ПОРОДЫ И МЕЖПЛАСТОВЫМИ ПЕРЕТОКАМИ

На основе проведенного в данной работе анализа мы предлагаем новый способ борьбы с перетоками путем управления напряженно-деформированным состоянием породы в окрестности скважины. Для иллюстрации метода построим диаграммы теоретически возможных значений радиального напряжения на границе скважины и породы в координатах «глубина – напряжение», где выделим области упругой и пластической деформации породы и отложим зависимость радиального напряжения на границе цемента и породы σ_{r0} [4] от глубины. При построении используем критерий прочности Кулона – Мора. Для малых коэффициентов Пуассона $\nu < \nu_0$ построенная нами диаграмма приведена на рисунке 7.

Сплошная прямая соответствует зависимости σ_{r0} от глубины, пунктирная прямая разделяет области упругой и пластической деформации, а под прямой из точек решение отсутствует. При небольших глубинах вдоль ствола скважины пря-

мая σ_{r0} проходит через область упругой деформации породы, а при глубинах более порядка 400 м – через область пластической деформации, т.е. начиная с этих глубин порода за колонной подвержена пластической деформации и разрушению.

Для больших коэффициентов Пуассона $\nu > \nu_0$ диаграмма теоретически возможных значений радиального напряжения на границе скважины и породы с областями упругой и пластической деформации приведена на рисунке 8. Здесь также при рассматриваемых условиях ($C = 1,6$ МПа; $\alpha = 52,5^\circ$; $\nu = 0,35$; $\rho_n = 2,2$ г/см³) прямая зависимости радиального напряжения на границе цемента и породы сперва проходит с ростом глубины область упругой деформации, а начиная с глубин больше порядка 850 – через область пластической деформации и разрушения породы за цементным камнем.

Суть предлагаемого способа борьбы с перетоками путем управления напряженно-деформированным состоянием породы заключается в целенаправленном изменении радиального напряже-

ния на границе скважины и породы от естественного для цемента σ_{r0} до управляемого σ_{r0}^y так, чтобы деформации породы за стенкой скважины были упругими.

Чтобы показать, как выбирать радиальное напряжение σ_{r0}^y , используем диаграммы на рисунках 7 и 8.

Например, для малых коэффициентов Пуассона при глубине $H = 1000$ м нужно уменьшить радиальное напряжение на границе скважины и породы так, чтобы оно попадало в область упругости породы на диаграмме-рисунке 7. Возьмем $\sigma_{r0}^y = 6$ МПа и проведем расчеты напряженного состояния породы в окрестности скважины. Результаты приведены на рисунке 2 (толстые нижние кривые). Подстановка найденных решений в критерий прочности Кулона – Мора (рис. 3, толстые кривые) подтверждает упругость деформации породы при выбранном радиальном напряжении σ_{r0}^y . Полученное нами из критерия Кулона – Мора и условия малости ν выражение для управляемого радиального напряжения на границе скважины и породы имеет вид:



**Воронежский
механический
завод**

СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ФОНТАННОЙ АРМАТУРОЙ

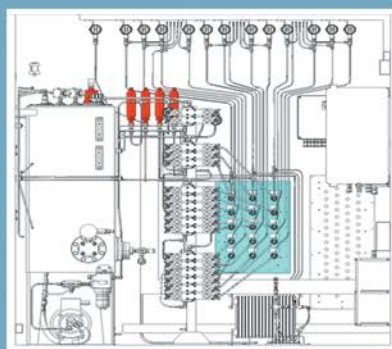
диапазон температур
–60 ... +40°C

3 режима
функционирования

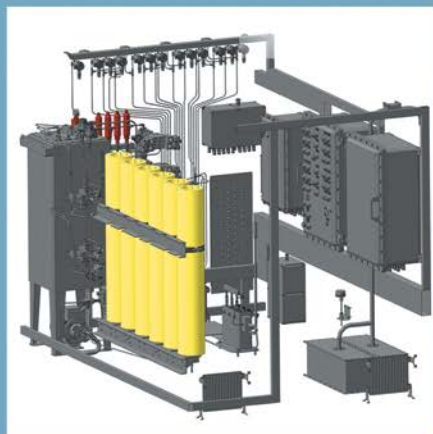
срок эксплуатации
– от 20 лет

управление
агрегатами
– от 1 до 15

сертификация
API и ISO



ПРОЕКТИРОВАНИЕ



ИЗГОТОВЛЕНИЕ



УСТАНОВКА И СЕРВИС

394055, г. Воронеж, ул. Ворошилова, 22,
тел.: (473) 234-87-49, 234-82-73,
e-mail: 348168@rambler.ru, www.vorzvrn.ru

$$p_{\text{горн.бок}} < \sigma_{r0}^y < p_{\text{горн}} \left(\frac{2\nu}{1-\nu} - \frac{1}{\text{tg}^2\alpha} \right) + \frac{2C}{\text{tg}\alpha}.$$

Таким образом, для пород с малыми коэффициентами Пуассона при управлении напряженным состоянием для борьбы с перетоками нужно уменьшать радиальное напряжение на границе скважины и породы в указанных пределах. Как видно из рисунка 2, при этом напряженное состояние как бы возвращается к исходному невозмущенному состоянию породы до бурения скважины.

В случае больших коэффициентов Пуассона $\nu > \nu_{cr}$ как видно из диаграммы на рисунке 8 при глубинах $H = 1000$ м, для управления напряженным состоянием и перехода в область упругой деформации породы нужно увеличивать радиальное напряжение σ_{r0} на границе скважины и породы. Например, увеличим σ_{r0}^y до 11 МПа ($\sigma_{r0} = 10$ МПа) и проведем расчеты главных напряжений вблизи

скважины. Результаты приведены на рисунке 2 (толстые верхние кривые). При подстановке полученных решений в критерий Кулона – Мора (рис. 4, толстые кривые) подтверждается упругость деформации породы при выбранном σ_{r0}^y . Для больших коэффициентов Пуассона полученное нами из критерия Кулона – Мора выражение для управляемого радиального напряжения на границе скважины и породы имеет вид:

$$\frac{p_{\text{горн}} - 2C}{\text{tg}^2\alpha} < \sigma_{r0}^y < p_{\text{горн.бок}}.$$

В результате для пород с большими коэффициентами Пуассона при управлении напряженно-деформированным состоянием породы для борьбы с перетоками нужно увеличивать радиальное напряжение на границе скважины и породы в указанном диапазоне, в отличие от уменьшения σ_{r0} для пород с малыми ν . Для пород с большими коэффициентами Пуассона, как и для пород с малыми ν ,

главные напряжения стремятся к исходным невозмущенным напряжениям до строительства скважины (рис. 2) при реализации предложенного способа борьбы с межпластовыми перетоками путем управления напряженным состоянием породы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В работе показано, что даже в случае идеального цементирования существуют геомеханические причины межпластовых перетоков газа при эксплуатации скважин.

2. Определены горно-геологические условия «геомеханических» межпластовых перетоков, включающие диапазон глубин вдоль ствола скважины, величины горного давления и механические свойства пород за колонной.

3. Предложен новый способ борьбы с перетоками путем управления напряженно-деформированным состоянием породы в окрестности скважины.

Литература:

1. Пятахин М.В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 266 с.
2. Пятахин М.В., Пятахина Ю.М. Особенности природной и техногенной пластичности шельфовых месторождений // Сборник докладов IV Международной конференции «Освоение ресурсов нефти и газа Российского шельфа: Арктика и Дальний Восток». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 69–83.
3. Протодьяконов М.М., Тедер Р.И., Ильницкая Е.И. и др. Распределение и корреляция показателей физических свойств горных пород: Справочное пособие. – М.: Недра, 1981. – 192 с.
4. C.E. Cooke, Jr., M.P. Kluck, and R. Medrano. Field measurement of annular pressure during primary cementing. Paper SPE 11206, 57th Annual Meeting, New Orleans, Sept. 26–29, 1983.
5. Карташов Ю.М., Матвеев Б.В., Ильинов М.Д. и др. Рекомендации по определению полного паспорта прочности и деформируемости горных пород. – Л., 1988. – 52 с.

UDC 622.279:553

M.V. Pyatakhin, Doctor of Science, Chief Research Associate of Limited Liability Company Gazprom VNIIGAZ, e-mail: M_Pyatakhin@vniigaz.gazprom.ru; **Yu.M. Pyatakhina**, student of Gubkin Russian State University of oil and gas

Geomechanics of interstratal overflows in borehole environment: causes and methods of control

It was shown there are geomechanical causes of interstratal gas overflows when operating the wells even for perfect cementing. Geological factor was defined for «geomechanical» interstratal overflows. A new method of control of interstratal overflows was proposed.

Keywords: production well, interstratal overflows, the stress-strain state and the failure of rock, geological factor, the mechanical properties of rock.

References:

1. Pyatakhin M.V. Geomekhanicheskie problem pri ekspluatatsii skvazhin (Geomechanical problems in wells operation). – Moscow: Gazprom VNIIGaz, 2011. – 266 p.
2. Pyatakhin M.V., Pyatakhina Yu.M. Osobennosti prirodnoi i tekhnogennoi plastichnosti shel'fovykh mestorozhdenii (Features of natural and man-caused plastic properties of offshore fields) // Book of reports of the IV International Conference «Development of oil and gas resources of the Russian shelf: Arctic and Far East». – Moscow: Gazprom VNIIGaz, 2013. – P. 69–83.
3. Protodyakonov M.M., Teder R.I., Il'nitskaya Ye.I., etc. Raspredelenie i korrelyatsiya pokazatelei fizicheskikh svoistv gornyx porod (Distribution and correlation of rock physical properties indicators): Resource Book. – Moscow: Nedra, 1981. – 192 p.
4. C.E. Cooke, Jr., M.P. Kluck, and R. Medrano. Field measurement of annular pressure during primary cementing. Paper SPE 11206, 57th Annual Meeting, New Orleans, Sept. 26–29, 1983.
5. Kartashov Yu.M., Matveev B.V., Ilinov M.D., etc. Rekomendatsii po opredeleniyu polnogo pasporta prochnosti i deformiruemosti gornyx porod (Recommendations for determination of full certificate of rock strength and rock deformability). – L., 1988. – 52 p.