

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ НАГНЕТАНИЯ ЖИДКОСТИ В УГЛЕПОРОДНЫЙ МАССИВ С ЦЕЛЬЮ ЛОКАЛЬНОГО ИЗМЕНЕНИЯ ЕГО НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ

Представлено математичну модель динаміки напруженого стану вуглепородного масиву під впливом спрямованого на нього гідродинамічного впливу. Вона дозволяє розрахувати тиск рідини, що нагнітається, її обсяг і радіус проникнення по міжшаровому контакту порід, а також величину деформації вугільного пласта.

## THE DEFINITION PARAMETERS OF LIQUID CHARGING TO THE COAL-ROCK MASSIF WITH AIM OF LOCAL CHANGE OF ITS INTENSE CONDITION

The mathematical model dynamics of intense condition of coal-rock massif under influence of directed hydrodynamic influence is presented. It allows to calculate the pressure of a forced liquid, its volume and penetration radius on between-layer contact of rockss, and also size of deformation of a coal layer.

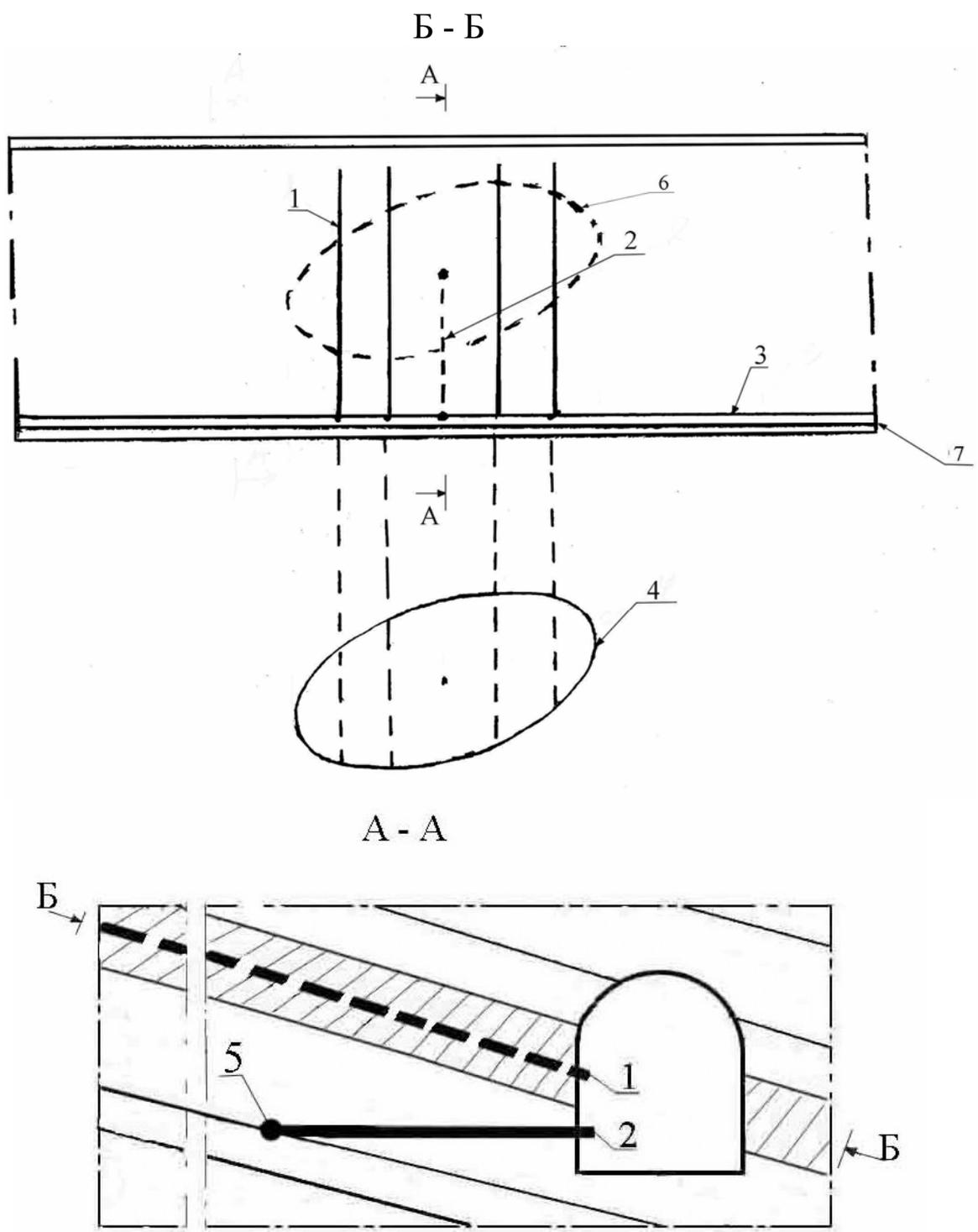
Неразгруженные от горного давления пласты имеют низкую газопроницаемость, что требует значительных затрат времени на их дегазацию [1]. Существенно повысить их газопроницаемость можно за счет локального (в зоне заложения дегазационных скважин) изменения напряженного состояния углепородного массива посредством направленного на него гидродинамического воздействия [2, 3].

Сущность этого воздействия заключается в том, что в межслоевую толщу пород, расположенную под угольным пластом, подлежащим дегазации, нагнетается жидкость, которая, продвигаясь по плоскости напластования, деформирует породы и пласт угля. При достижении углепородным массивом в районах дегазационных скважин деформаций, сопоставимых с деформациями, возникающими при приближении к ним очистных работ, они увеличивают газоотдачу. Сначала рассмотрим более простой случай, а, именно, деформации углепородного массива с помощью коротких нагнетательных скважин.

На рис. 1 приведена схема предварительной дегазации пласта при нагнетании жидкости в межслоевой контакт пород, расположенных ниже угольного пласта, с помощью короткой нагнетательной скважины.

Для определения параметров нагнетания жидкости в углепородный массив с целью его деформирования может быть использована теория распространения в горном массиве горизонтальной трещины под воздействием нефилтующейся жидкости [4]. В соответствии с этой теорией давление жидкости и скорость ее распространения при разрыве межслоевой толщи описываются уравнениями:

$$P(r) = P_w - \frac{6q\mu}{\pi} \int_{r_0}^r \frac{dr}{r \cdot [w(r)]^3}, \quad (1)$$



1 – дегазационная скважина; 2 – нагнетательная скважина; 3 – газопровод;  
4 – полость; 5 – устье скважины; 6 – проекция полости на пласт; 7 – штрек.

Рис. 1 – Схема дегазации пласта с использованием локального изменения его напряженного состояния.

$$V(t) = -\frac{w^2(r)}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r}, \quad (2)$$

где  $P(r)$  – давление жидкости на расстоянии  $r$  от центра полости, МПа;  $w(r)$  – величина раскрытия трещины на расстоянии  $r$  от центра полости, м;  $q$  – темп нагнетания жидкости, м<sup>3</sup>/сек;  $\mu$  – вязкость нагнетаемой жидкости (для воды  $\mu = 10^{-9}$  МПа·сек);  $P_w$  – давление жидкости в центре полости, МПа;  $V(r)$  – скорость распространения жидкости на расстоянии  $r$  от центра полости, м/сек;  $r$  – текущий радиус полости, м.

Недостаток уравнений (1) - (2) заключается в том, что они не учитывают потерю давления на упругие деформации защитных плит при увеличении полости, а также задержку этих деформаций во времени. Работа напряжений нагнетаемой жидкости превращается не только в энергию разрушений межслоевого контакта, но значительная ее часть тратится на упругие деформации вмещающих пород. При действии напряжений на недеформированную горную породу упругие деформации не появляются мгновенно (или даже со скоростью звука). Время запаздывания упругих деформаций определяется по формуле из [5]:

$$t_{zt} = \frac{\sigma}{\eta}, \quad (3)$$

где  $\sigma$  – модуль сдвига породы, МПа;  $\eta$  – вязкость породы, МПа · сек.

Вязкость породы зависит от ее пластичности и предела прочности на сжатие. Поскольку общепризнанного метода определения вязкости пород не существует, то для определения времени запаздывания упругих деформаций используем результаты проведенных ДонУГИ работ по гидрорасчленению пластов угля [6,7,8].

Из этих работ следует, что время задержки упругих деформаций  $t_{zt}$  при расчленении угольных пластов зависит от темпа нагнетания жидкости и колеблется в пределах от 25 до 40 минут. Эти значения  $t_{zt}$  могут быть использованы в качестве приближенных значений для практических расчетов.

Рассмотрим процесс фактического изменения давления жидкости при увеличении времени нагнетания.

На первом этапе время роста давления в устье скважины  $t_0$  зависит от длины скважины, ее радиуса, глубины работ и темпа нагнетания жидкости. Приближенное значение длительности 1-го этапа  $t_0$  и коэффициента пропорциональности  $\alpha_0$  в формуле роста давления на этом этапе можно определить по

формулам:

$$t_0 = \frac{\pi r_w^2 \ell_k}{q}, \quad (4)$$

$$\alpha_0 = \frac{0,01 \rho H}{t_0}, \quad (5)$$

где  $r_w$  – радиус скважины, м;  $\rho$  – плотность пород, кг/м<sup>3</sup>;  $H$  – глубина работ, м;  $\ell_k$  – протяженность короткой нагнетательной скважины, м;  $q$  – согласно формуле (1).

На втором этапе гидрорасчленения из-за сопротивления пород упругим деформациям и расхода энергии на образование трещин величина  $P_w$  менее интенсивно увеличивается в течение времени  $t_2$ .

На 3-ем этапе рост давления значительно замедляется, что авторы отмеченных выше работ связывают с продвижением жидкости по уже образовавшимся трещинам. Этот факт можно также объяснить интенсивной затратой энергии на упругие деформации вмещающих пород и преодоление сопротивления массива распространению полости.

Поскольку расход жидкости на этом этапе в 3-4 раза превосходит суммарные расходы первых двух этапов, то можно предположить, что время 2-го этапа  $t_2$  фактически является временем задержки упругих деформаций  $t_{3t}$ . На 3-ем этапе упругие деформации происходят все более интенсивно, поскольку радиус полости, которая образовалась, и давление гидрорасчленения достигли уровня, достаточного для интенсивного изгиба пород и значительного увеличения раскрытия трещин.

Используя данные изменения давления в устье скважины при гидрорасчленении угольных пластов [6,7,8] и песчаников [9,10] предложим приближенную формулу для его расчета с учетом упругих свойств пород и времени запаздывания их упругих деформаций.

Поскольку в дальнейшем будем рассматривать процесс деформации углепородного массива во времени, то вместо  $P_w$ ,  $P(r)$ ,  $R$ ,  $r$  в формулах (6)-(10) используем обозначения  $P_w(t)$ ,  $P(r, t)$ ,  $R(t)$ ,  $r(t)$ .

Для любого момента времени нагнетания жидкости  $t$  давление в устье скважины вычисляется по формуле:

$$P_w(t) = \begin{cases} \alpha_0 \cdot t & \text{при } t \leq t_0; \\ P_2 + \beta_0 \cdot H \cdot q \cdot \mu \cdot E_{cp} (1 + \nu_{cp}^2)^2 \left[ 1 - \exp \left[ - (t_1)^{0,3} \right] \right], & \text{при } t > t_0 \end{cases} \quad (6)$$

где  $t_1 = \frac{(t - t_0)}{t_{3t}}$ ;  $P_w(t)$  - давление в устье скважины в момент времени  $t$ , МПа;  $t$  -

время работы нагнетательной скважины, сут.;  $q$  - согласно формуле (4);  $\mu$  - вязкость нагнетаемой жидкости (для воды  $\mu = 1.16 \cdot 10^{-14}$ , МПа·сут.);  $t_{3t}$  - время задержки упругих деформаций, сут. ( $t_{3t} = 0,017$  сут);  $t_0$  - время, за которое давление в устье скважины достигнет величины  $P_2$ , сут.:

$$P_2 = 0,01 \rho H, \text{ сек},$$

$$E_{cp} = \frac{E_6 + E_n}{2}, \text{ МПа}, \quad (7)$$

$E_6$ ,  $E_n$  - модули упругости пород, соответственно, верхнего и нижнего защитных слоев, МПа;

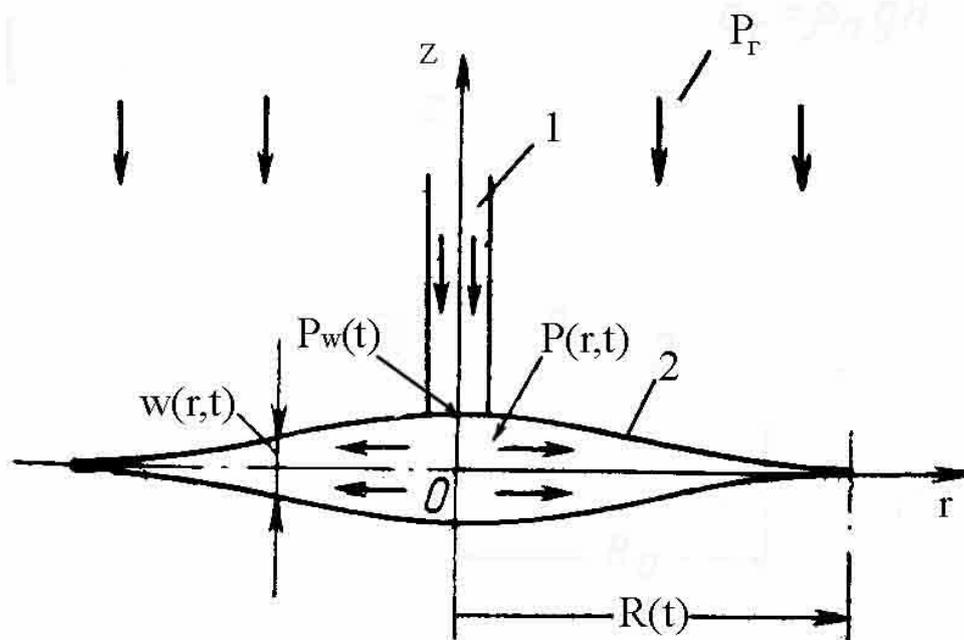
$$v_{cp} = \frac{v_e + v_n}{2}, \quad (8)$$

$H$  - согласно формуле (5);  $v_e, v_n$  - коэффициенты Пуассона пород верхнего и нижнего защитных слоев;  $P_e$  - полное горное давление, МПа;  $a_0$  - согласно формуле (5);  $P_o = 2,053 \times 10^6$ .

Расчет параметров распространения жидкости по межслоевому контакту будет проведен в несколько этапов и шагов.

На первом шаге рассчитаем радиус полости, которая образуется при нагнетании жидкости короткой скважиной в межслоевой контакт в течении времени  $t$  (рис.1).

Рассмотрим ситуацию, когда в горном массиве, являющимся упругим материалом, находится горизонтальная трещина круговой формы (рис.2). К внутренней поверхности трещины симметрично относительно оси полости  $Z$  приложено давление  $P(r,t)$ . Решается задача о распространении трещины в горных породах под действием давления жидкости, изменяющегося вдоль трещины из-за сопротивления, которое оказывает сама трещина движению жидкости.



1 – скважина, 2 – трещина

Рис. 2 – Образование горизонтальной трещины в горном массиве при нагнетании жидкости в межслоевой контакт пород

По мере увеличения объема нагнетаемой жидкости, роста ее давления и увеличения диаметра полости происходит изгиб защитных слоев и деформация вышележащего угольного пласта.

Расчет напряжений и деформаций в угольном пласте будем рассматривать как задачу расчета деформаций плиты, которая лежит на бесконечном упругом основании [11,12]. Первой плитой является защитный слой, расположенный между полостью с водой и пластом угля и лежащий на угле, как на упругом основании.

Второй плитой является слой пород, расположенный между полостью с водой и нижележащими упругими породами.

Для выполнения расчетов необходимо уточнить закономерности изменения радиуса полости в зависимости от времени нагнетания жидкости, ее давления и упругих свойств вмещающих пород. В свою очередь, для решения этой задачи необходимо знать распределение давления жидкости  $P(r,t)$  в каждой точке полости, расположенной на расстоянии  $r$  от её центра. Определить скорость изменения радиуса полости  $R(t)$  с учетом отмеченных выше причин и запаздывания изгиба защитных плит позволяет метод, изложенный в [13]. В этой работе предложено заменить распределение давления жидкости  $P(r,t)$  в каждой точке полости, расположенной на расстоянии  $r$  от ее центра, равномерно распределенным давлением  $P_w(t)$  на участке, радиус которого равняется  $R_{ек}(t)$ . Значение этого радиуса рассчитывается таким образом, чтобы равнодействующие силы и их моменты для исходной и эквивалентной деформаций были равны.

На рис. 3 показан результат замены истинной эпюры давления жидкости  $P(r,t)$  эквивалентной ей эпюрой, где  $P_w(t)$  постоянное давление на некотором участке трещины  $R_{ек}(t)$ .

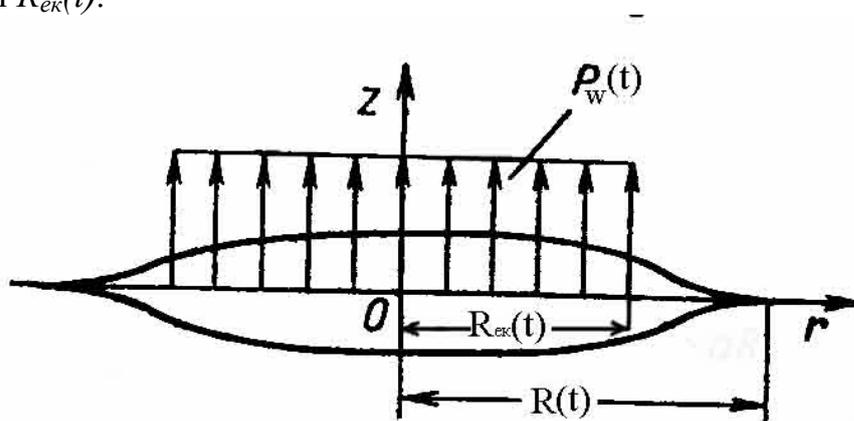


Рис. 3 – Деформация пород под действием равномерно распределенной нагрузки на части полости, радиус которой равен  $R_{ек}(t)$

Предложенный метод позволяет использовать формулы для расчета круглых плит, нагруженных равномерно распределенной нагрузкой на части плиты, радиус которой равен  $R_{ек}(t)$ . При этом радиус полости  $R(t)$  может быть определен [13] как корень уравнения

$$q \cdot (t - t_0) = k_R(t) \cdot \pi R^2(t) \cdot [w_{ор}(t, R) + w_{он}(t, R)], \quad (9)$$

где  $k_R(t)$ - коэффициент формоизменения полости (значения  $k_R(t)$  приведены в табл. 1);  $t_0$  - согласно формуле (4).

Приведенная в таблице 1 величина  $k_{ек}(t)$  является коэффициентом перехода от реального радиуса приложения нагрузки  $R(t)$  к эквивалентному радиусу  $R_{ек}(t)$ :

$$k_{ek}(t) = \frac{R_{ek}(t)}{R(t)} = \sqrt{1 - \left(1 - \frac{0,01\rho H}{P_w(t)}\right)^2}, \quad (10)$$

где  $R(t)$  - фактический радиус полости в момент времени  $t$ , м;  $R_{ek}(t)$  - эквивалентный радиус полости в момент времени  $t$ , м;  $P_w(t)$  - согласно формуле (6);  $\rho, H$  - согласно формуле (5).

Таблица 1 – Значения коэффициентов  $k_R(t)$ , соответствующих значениям  $k_{ek}(t)$

Коэффициент перехода к эквивалентному радиусу $k_{ek}(t)$	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
Коэффициент формоизменения полости $k_R(t)$	0,13	0,20	0,26	0,31	0,35	0,39	0,43	0,47	0,50

Приведенные в формуле (9)  $w_{об}(R)$  и  $w_{он}(R)$  являются максимальными значениями прогибов верхней и нижней плит в момент времени  $t$  при давлении  $P_w(t)$  в устье скважины. Они рассчитываются по формулам:

$$w_{об}(t, R) = \frac{\Delta P_w(t) \cdot R^4(t) \cdot \alpha_в \cdot k_f(t) \cdot 53,38}{[13440 + 308 \cdot \alpha_в \cdot R^3(t)] \cdot \pi \cdot E_{вд}}, \quad (11)$$

$$w_{он}(t, R) = \frac{\Delta P_w(t) \cdot R^4(t) \cdot \alpha_н \cdot k_f(t) \cdot 53,38}{[13440 + 308 \cdot \alpha_н \cdot R^3(t)] \cdot \pi \cdot E_{нд}}, \quad (12)$$

где  $\Delta P_w(t) = P_w(t) - P_с$ ;  $P_w(t), P_с$  - согласно формуле (6).

В формулах (11) - (12) величины  $\alpha_в$  и  $\alpha_н$  представляют собой показатели гибкости конструкций, состоящих из защитных плит и упругих оснований (для верхней и нижней плит, соответственно):

$$\alpha_в = \frac{\pi \cdot E_{вд} \cdot (1 - \nu_в^2)}{(1 - \nu_{об}^2) \cdot E_в \cdot j_в}, \quad (13)$$

$$\alpha_н = \frac{\pi \cdot E_{нд} \cdot (1 - \nu_н^2)}{(1 - \nu_{он}^2) \cdot E_н \cdot j_н}, \quad (14)$$

$P_w(t)$  - согласно формуле (6).

В этих же формулах  $E_{вд}$  и  $E_{нд}$  - модули деформаций верхней и нижней плит

$$E_{ed} = \frac{E_{о\delta}}{(1 - \nu_{о\delta}^2) \cdot m_{о\delta}}, \quad (15)$$

$$E_{nd} = \frac{E_{о\eta}}{(1 - \nu_{о\eta}^2) \cdot m_{о\eta}}. \quad (16)$$

В формулах (11)–(16)  $E_{о\delta}$   $E_{о\eta}$   $\nu_{о\delta}$   $\nu_{о\eta}$  - модули упругости и коэффициенты Пуассона для верхнего и нижнего упругих оснований, соответственно,  $E_{\delta}$   $E_{\eta}$  - согласно формуле (7),  $P_w(t)$  - согласно формуле (6).

В формулах (13)-(14)  $j_{\delta}$ ,  $j_{\eta}$  - моменты инерции:

$$j_{\eta} = \frac{(h_{\eta})^3}{12}; \quad (17)$$

$$j_{\delta} = \frac{(h_{\delta})^3}{12}, \quad (18)$$

$h_{\delta}$  и  $h_{\eta}$  - толщина верхней и нижней плит, соответственно.

Величины  $m_{о\delta}$  и  $m_{о\eta}$  представляют собой мощности верхнего и нижнего упругих оснований для защитных плит, а  $k_f(t)$ - коэффициент перехода к равномерно распределенной нагрузке на части полости (рис.3):

$$k_f(t) = 0,076 + 2,593 \cdot \log [k_{ек}(t) + 1], \quad (19)$$

где  $k_{ек}(t)$  - согласно формуле (10).

Для любого времени нагнетания жидкости  $t$  по формуле (9) можно определить радиус распространения круглой полости  $R(t)$ . Прогибы верхней и нижней защитных плит в любой точке полости, отстоящей от ее центра на расстоянии  $r$ , вычисляются по формулам:

$$w_{\delta}(t, r) = w_{о\delta}(t, R) \cdot W(t, r), \quad (20)$$

$$w_{\eta}(t, r) = w_{о\eta}(t, R) \cdot W(t, r), \quad (21)$$

где

$$W(t, r) = 7,27 \cdot [x_{tr} - 2 \cdot x_{tr}^3 + x_{tr}^4] + 1298,4 [7 - 420 \cdot x_{tr} + 420 x_{tr}^2 - 448 \cdot (x_{tr} - 0,5)^6]; \quad (22)$$

$$x_{tr} = \frac{R(t) - r}{2 \cdot R(t)}; \quad (23)$$

$R(t)$  - согласно формуле (9).

Форма полости, скорость и величина деформаций углеродного массива

под воздействием давления нагнетаемой жидкости зависят не только от упругих свойств вмещающих пород, но также и от угла падения пород и направления кливажа.

Коэффициент увеличения скорости распространения жидкости в направлении кливажа  $k_e$ , превращающий полость в эллипс с полуосями  $a(t)$  и  $b(t)$ , определяется по формуле:

$$k_e = 3 \sqrt{\frac{E_1}{E_2}}, \quad (24)$$

где  $E_1$  и  $E_2$  - средние значения модулей упругости обеих защитных плит, соответственно, параллельно и перпендикулярно слоистости пород [14].

Величина большой и малой полуосей эллипсоидной полости определяются по формулам:

$$a(t) = k_e \cdot R(t), \quad (25)$$

$$b(t) = \frac{R^2(t)}{a(t)}, \quad (26)$$

где  $R(t)$  – согласно формуле (10).

Угол поворота большой оси эллипса относительно выработки, из которой осуществляется бурение, вычисляется по формуле:

$$\beta = \beta_k - \beta_v, \quad (27)$$

где  $\beta$  - угол между направлениями кливажа и выработки;  $\beta_k, \beta_v$  - направление кливажа и выработки.

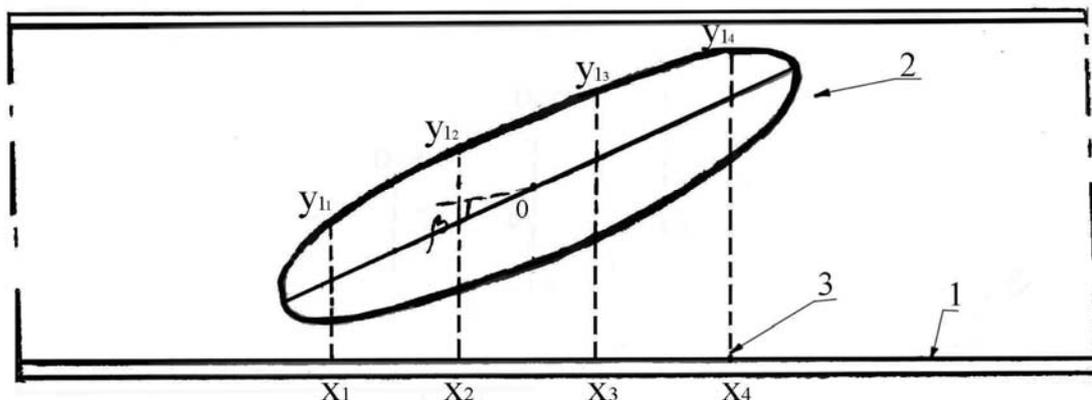
Проекция большой полуоси эллиптической полости  $\ell R(t)$  на выработку, из которой ведется нагнетание жидкости (рис 4), определяется по формуле:

$$\ell R(t) = a(t) \cdot \cos \beta, \quad (28)$$

$a(t)$  - согласно формуле (25);  $\beta$  - согласно формуле (27).

Прогиб угольного пласта в момент времени  $t$  в любой точке эллипса с координатами  $(x, y)$  равняется прогибу пласта для полости круглой формулы радиуса  $R(t)$  на расстоянии  $r$  от ее центра (центр полости считается началом координат). В этом случае  $r$  вычисляется по формуле:

$$r = \sqrt{\frac{x \sqrt{x^2 + y^2} - x \cdot \cos \beta}{\cos \beta}}. \quad (29)$$



1 - выработка, из которой пробурены дегазационные скважины; 2 - проекция полости на угольный пласт; 3 - дегазационные скважины.

Рис. 4 – Схема расположения проекций полости на дегазационные скважины

Обозначим  $r_{xy}$  радиус полости, соответствующий радиусу в точке с координатами  $(x, y)$ , приведенный в формуле (29). Тогда прогибы верхней и нижней плит в любой точке полости в момент времени  $t$  можно обозначить:

$$ww_e(t, x, y) = w_e(t, r_{xy}), \quad (30)$$

$$ww_n(t, x, y) = w_n(t, r_{xy}), \quad (31)$$

где  $w_e(t, r_{xy})$  и  $w_n(t, r_{xy})$  - согласно формулам (20, 21).

Форму полости необходимо учитывать при расчете параметров нагнетания жидкости, поскольку соседние нагнетательные скважины должны полностью перекрывать дегазируемый участок пласта. Расстояние между нагнетательными скважинами должно быть кратным расстоянию между дегазационными скважинами:

$$l_{мчн} = n \cdot L_{мс}, \quad (32)$$

где  $L_{мс}$  - расстояние между дегазационными скважинами;  $n$  - количество дегазационных скважин;  $l_{мчн}$  - расстояние между нагнетательными скважинами.

В [16] приведена формула для определения расстояния между дегазационными скважинами:

$$L_{мс} = 5,15 \cdot m_y^{0,5} \cdot \cos \alpha_{nl} \cdot \left[ \frac{13,2 \cdot H^{0,1}}{(V^{daf})^{0,4}} - \frac{22}{(V^{daf})^{0,45}} \right], \quad (33)$$

где  $m_y$  - мощность угольного пласта, м;  $H$  - согласно формуле (5);  $V^{daf}$  - выход

летучих веществ, %.

Таким образом, максимальное время нагнетания жидкости через одну нагнетательную скважину и расстояние между нагнетательными скважинами должны рассчитываться из условия:

$$\ell_{мсн} = 2 \cdot \ell R (t_{max}), \quad (34)$$

где  $t_{max}$  - максимальное время нагнетания жидкости;  $\ell R (t_{max})$  - согласно формуле (28).

В случае круглой полости

$$\ell R (t_{max}) = 2 \cdot R(t_{max}), \quad (35)$$

где  $R (t_{max})$  - согласно формуле (5).

Для расчета степени влияния деформаций углепородного массива на увеличение газоотдачи угольного пласта определим динамику коэффициента перекрытия полостью дегазационных скважин по мере ее увеличения. Рассмотрим процесс изменения во времени протяженности проекции расширяющейся полости на дегазационные скважины.

На рис.4 проекции эллиптической полости на дегазационные скважины обозначены отрезками прямых  $y_{1i} y_{2i}$  (где  $i$  - номер скважины). Протяженность участка перекрытия  $i$ -той скважины полостью, образовавшейся за время  $t$ , определяется по формуле:

$$LP_i (t) = y_{1i} (t) - y_{2i} (t), \quad (36)$$

где  $y_{1i} (t)$ ,  $y_{2i} (t)$  - координаты точек пересечения  $i$ -той скважиной проекции границ полости.

Для вычисления координат  $y_{1i} (t)$ ,  $y_{2i} (t)$ , а также коэффициента деформации углепородного массива, определим координаты границ эллиптической полости для любого расстояния  $x(t)$  от центра проекции полости на пласт. При расчетах началом координат будем считать центр эллиптической проекции полости. Ординаты точек эллипса, расположенных в верхней полуплоскости (рис.4), принимаются положительными, а расположенных в нижней полуплоскости – отрицательными. Абсциссы точек эллипса в правой полуплоскости принимаем положительными, а в левой – отрицательными.

Для любого значения  $x(t)$ , находящегося в интервале  $[x_{min} (t), x_{max}(t)]$ , координаты  $y_1 (t,x)$ ,  $y_2 (t,x)$  могут быть определены как положительный и отрицательный корни уравнения:

$$\sqrt{[x(t) \cdot \cos \beta_r + y(t,x) \sin \beta_r + C(t)]^2 + [-x(t) \cdot \sin \beta_r + y(t,x) \cdot \cos \beta_r]^2} + \sqrt{[x(t) \cdot \cos \beta_r + y(t,x) \sin \beta_r - C(t)]^2 + [-x(t) \cdot \sin \beta_r + y(t,x) \cdot \cos \beta_r]^2} = 2 \cdot a(t), \quad (37)$$

где  $C(t) = \sqrt{a^2(t) - v^2(t)}$ ;  $a(t)$ ,  $v(t)$  - согласно формулам (26), (27);

$$x_{min}(t) = -\ell R(t); \quad (38)$$

$$x_{max}(t) = \ell R(t); \quad (39)$$

$\ell R(t)$  - согласно формуле (28).

Координаты точек пересечения  $i$ -той скважины с границей проекции полости  $y_{1i}(t) = y_{1i}(t, x_{LLi})$  и  $y_{2i}(t) = y_{2i}(t, x_{LLi})$  вычисляются как корни уравнения (37) при  $x$ , равному  $LLi$  (расстоянию  $i$ -той скважины от центра проекции).

Для расчета деформаций углепородного массива с помощью длинных нагнетательных скважин (рис.5) возможно частичное использование приведенных выше закономерностей деформации массива при нагнетании жидкости через короткие скважины.

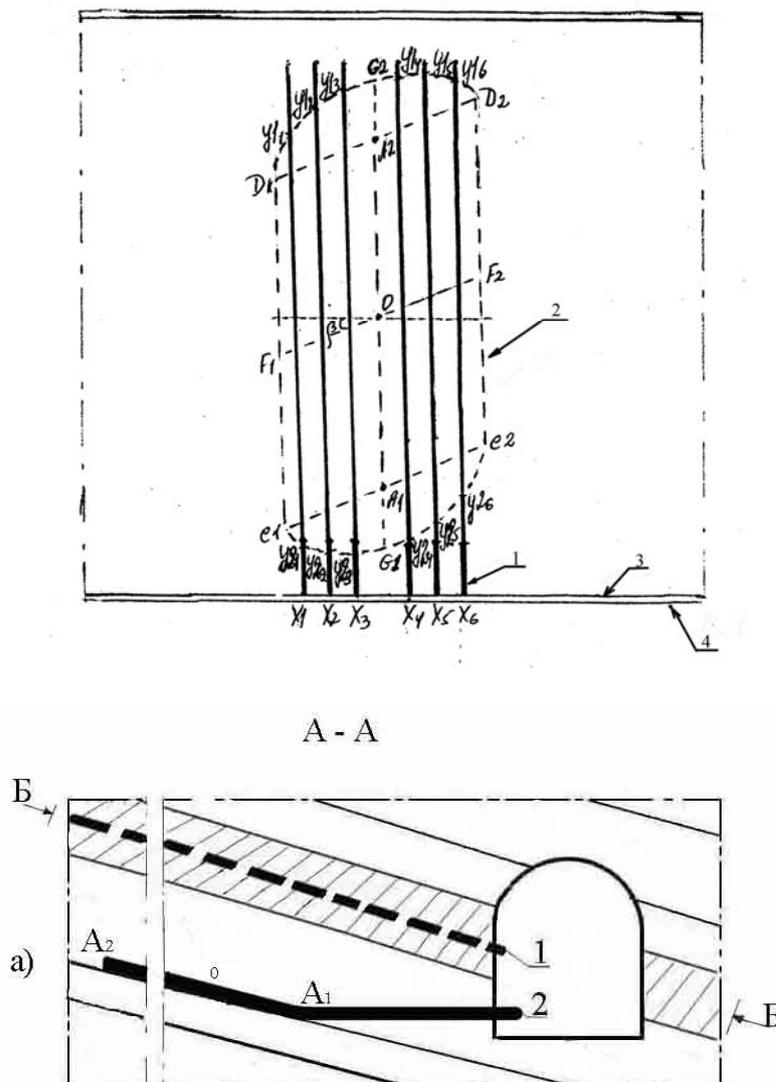


Рис. 5 - К расчету деформаций углепородного массива с помощью длинных нагнетательных скважин

Каждую точку протяженного участка нагнетательной скважины (точки участка A1, A2 на рис.5) будем рассматривать как центр полости, распределяющейся по межслоевому контакту. Закономерности распределения жидкости вокруг всех точек отрезка A1A2 будем считать аналогичными закономерностям для короткой скважины.

Основное отличие этих закономерностей состоит в увеличении времени заполнения скважин, уменьшений скорости изменения давления жидкости в межслоевом контакте и скорости деформаций углепородного массива.

Приведем формулы расчетов, скорректированные для деформаций массива длинными нагнетательными скважинами.

1. Формула расчета времени  $t_{od}$  за которое давление в нагнетательной скважине достигает величины геостатического:

$$t_{od} = \frac{\pi \cdot r_w^2 (\ell_d + \ell_k)}{q}, \quad (40)$$

где  $\ell_d$  - длина протяженной части нагнетательной скважины; расположенной в межслоевом контакте, м;  $t_{od}$  - суммарное время, за которое давление в нагнетательной скважине достигает величины геостатического, сут.;  $r_w, \ell_k, q$  - согласно формуле (4).

2. Давление в нагнетательной скважине в момент времени  $t$ :

$$P_w(t) = \begin{cases} \alpha_{od} \cdot t - npu & t \leq t_{od} \\ Pr + \beta_o \cdot H \cdot \ell_d^{-\beta_1} \cdot \mu \cdot E_{cp} (1 + v_{cp}^2)^2 [1 - \exp(-t_1)^{0.3}] npu & t > t_{od} \end{cases}, \quad (41)$$

где  $t_1 = \frac{(t - t_{od})}{t_{3t} \cdot \ell_d^{\beta_1}}$ ;  $\alpha_{od} = \frac{p_z}{t_{od}}$ ;  $q$  - согласно формуле (4);  $P_r, E_{cp}, E_{nb}, v_{cp}, v_{nb}, t_{3t}, \beta_o, \beta_1, \mu$  - согласно формуле (6);  $t_{od}$  - согласно формуле (40);  $H$  - согласно формуле (5);  $\beta_o = 1,851 \cdot 10^6$ ;  $\beta_1 = 0,565$ .

3. После расчета увеличившегося времени заполнения длинной скважины (длиной  $\ell_d$ ) и замедлившегося роста давления в устье скважины  $P_w(t)$  пересчитаем необходимые для дальнейших расчетов переменные, заданные формулами (9) - (12), (19) - (23), (25) - (26), (28) - (31), (34) - (39).

4. Прогибы верхней и нижней защитных плит в момент времени  $t$  в центре протяженного участка нагнетательной скважины (точка 0 на рис.5):

$$w_{овд}(t, \ell dR) = \frac{\Delta P_w(t) \cdot [\ell dR(t)]^4 \cdot \alpha_n \cdot k_{fd}(t) \cdot 53,38}{[13440 + 308 \cdot \alpha_n \cdot [\ell dR(t)]^3] \pi \cdot E_{nd}}, \quad (42)$$

$$w_{онд}(t, \ell dR) = \frac{\Delta P_w(t) \cdot [\ell dR(t)]^4 \cdot \alpha_n \cdot k_{fd}(t) \cdot 53,38}{[13440 + 308 \cdot \alpha_n \cdot [\ell dR(t)]^3] \pi \cdot E_{nd}}, \quad (43)$$

где  $\ell dR(t) = 0,5 \cdot \ell_{\delta} + R(t);$  (44)

$$k_{fd}(t) = \frac{\ell_{\delta} + 2 \cdot R(t) \cdot k_f(t)}{\ell_{\delta} + 2 \cdot R(t)}; \quad (45)$$

$P_w(t)$  - согласно формуле (6);  $\alpha_{\delta}, \alpha_{н}, E_{\delta d}, E_{нд}$  - согласно формулам (13-16);  $\ell_{\delta}$  - согласно формуле (40).

Значение  $R(t)$  вычисляется как корень уравнения (9).

5. Прогибы верхней и нижней плит в любой точке полости вдоль расположения нагнетательной скважины на расстоянии  $y_{\delta}(t)$  от ее центра:

$$w_{\delta d}(t, y_{\delta}) = w_{\delta d}(t, \ell dR) \cdot W(t, z_{ty}), \quad (46)$$

$$w_{нд}(t, y_{\delta}) = w_{нд}(t, \ell dR) \cdot W(t, z_{ty}), \quad (47)$$

где  $W(t, z_{ty}) = 7,27[z_{ty} - 2z_{ty}^3 + z_{ty}^4] + 1298,4[7 - 420 \cdot z_{ty} + 420 \cdot z_{ty} - 448(z_{ty} - 0,5)^6];$  (48)

$\ell dR(t)$  - согласно формуле (42);

$$z_{ty} = \frac{\ell dR(t) - y_{\delta}(t)}{2 \cdot R(t)}; \quad (49)$$

$y_{\delta}(t)$  - расстояние от центра полости вдоль нагнетательной скважины (положительное число);  $R(t)$  - согласно формуле (10).

6. Прогибы защитных плит в зоне, обозначенный на рис.5 С1Д1Д2С2 по линиям, параллельным прямой  $F_1 F_2$ , для всех  $x$  в интервале  $(x_{min}(t), x_{max}(t))$ :

$$ww_{\delta d}(t, x, y) = k_{\delta d} \cdot ww_{\delta}(t, x, y), \quad (50)$$

$$ww_{нд}(t, x, y) = k_{нд} \cdot ww_{н}(t, x, y), \quad (51)$$

где  $yy = x \cdot tg \beta_r;$  (52)

$$k_{\delta d} = \frac{w_{\delta d}(x, y)}{w_{\delta d}(t, R)}; \quad (53)$$

$$k_{нд} = \frac{w_{нд}(x, y)}{w_{нд}(t, R)}; \quad (54)$$

где  $w_{\delta d}(t, R), w_{нд}(t, R)$  - согласно формулам (11), (12).

7. Прогибы защитных плит в зонах, обозначенных на рис.5 C1G1C2 и D1G2D2, для всех точек  $(x, y)$ :

$$ww_{\partial R}(t, x, y) = k_{\partial R} \cdot ww_{\partial}(t, x, yyR), \quad (55)$$

$$ww_{\text{н}\partial}(t, x, y) = k_{\text{н}\partial R} \cdot ww_{\text{н}}(t, x, yyR), \quad (56)$$

где

$$yyR = \begin{cases} y + 0,5\ell d_{\text{нпу}} - y \leq 0 \\ y - 0,5\ell d_{\text{нпу}} - y > 0 \end{cases}; \quad (57)$$

$$k_{\partial R} = \frac{w_{\partial\partial}(t, \ell dR)}{w_{\partial\partial}(t, R)}; \quad (58)$$

$$k_{\text{н}\partial R} = \frac{w_{\text{н}\partial}(t, \ell dR)}{w_{\text{н}\partial}(t, R)}; \quad (59)$$

где  $ww_{\partial}(t, x, y)$ ,  $ww_{\text{н}\partial}(t, x, y)$  - согласно формулам (30, 31);  $w_{\partial\partial}(t, \ell dR)$ ,  $w_{\text{н}\partial}(t, \ell dR)$  - согласно формулам (42, 43).

8. Показатель деформированности угольного пласта вблизи  $i$ -той дегазационной скважины:

$$k_{\text{def}, \partial i}(t) = \begin{cases} \frac{1}{L_{mc}(L - L_2)} \int_{B_{1i}}^{B_{2i}} \int_{D_{1i}}^{D_{2i}} ww_{\partial\partial}(t, x, y) dy dx_{\text{нпу}} - |y_{2\partial i}(t)| \leq 0,5L - L_2 \\ \frac{1}{L_{mc}(L - L_2)} \int_{B_{1i}}^{B_{2i}} \int_{D_{1i}}^{D_{2i}} ww_{\partial\partial}(t, x, y) dy dx_{\text{нпу}} - |y_{2\partial i}(t)| > 0,5L - L_2 \end{cases}, \quad (60)$$

где  $B_{1i}$ ,  $B_{2i}$  - границы влияния  $i$ -той дегазационной скважины, м;

$$B_{1i} = LL_i - 0,5 \cdot L_{mc}; \quad (61)$$

$$B_{2i} = LL_i + 0,5 \cdot L_{mc}; \quad (62)$$

$t = t_n - t_{\partial\partial}$ ;  $L$  - длина дегазационной скважины, м;  $L_2$  - длина герметизированной части дегазационных скважин, м;  $LL_i$  - расстояние от  $i$ -той скважины до центра проекции полости на угольный пласт;  $L_{mc}$  - согласно формуле (32);

$$y_{2\partial i}(t, x) = y_{2i}(t, x) + 0,5 \cdot \ell \partial; \quad (63)$$

$$y_{1\partial i}(t, x) = y_{1i}(t, x) + 0,5 \cdot \ell \partial; \quad (64)$$

$D_{1i} = y_{2\partial i}(t, x)$ ;  $D_{2i} = y_{1\partial i}(t, x)$ ;  $y_{1i}(t, x)$ ,  $y_{2i}(t, x)$  - согласно формуле (38).

9. Объем жидкости  $V_{жс}(t)$ , закачанной в скважины за время их заполнения  $t_{од}$  и в межслоевой контакт до момента времени  $t$ , равный сумме объемов деформаций верхней и нижней защитных плит и объема жидкости в нагнетательных скважинах:

$$V_{жс}(f) = \int_{C_1}^{C_2} \left\{ \int_{C_3}^{C_4} [ww_{од}(t, x, y) + ww_{нд}(t, x, y)] dy \right\} dx + V_c, \quad (65)$$

где  $C_1 = x_{min}(t)$ ;  $C_2 = x_{max}(t)$ ;  $C_3 = y_{2\partial}(t, x)$ ;  $C_4 = y_{1\partial}(t, x)$ ;  $x_{min}(t)$ ,  $x_{max}(t)$  - согласно формулам (38, 39);  $y_{1\partial}(t, x)$ ,  $y_{2\partial}(t, x)$  - согласно формулам (63, 64);  $ww_{од}(t, x, y)$ ,  $ww_{нд}(t, x, y)$  - согласно формулам (55, 56);  $t_{од}$  - согласно формуле (40);  $V_c$  - объем жидкости, находящиеся в скважинах:  $V_c = q \cdot t_{од}$ ;  $q$  - согласно формуле (4).

В качестве критерия правильности определения параметров нагнетания жидкости будем использовать коэффициент интенсификации газовыделения из дегазационной скважины в момент времени  $t$ . Величина этого коэффициента зависит от показателя деформированности угольного пласта  $k_{def, \partial i}(t)$  нагнетаемой жидкостью.

Параметры нагнетания жидкости будут считаться правильно вычисленными, если рассчитанный при этих параметрах коэффициент интенсификации будет достаточным для обеспечения безопасности ведения шахтных работ и сопоставимым с величиной характерной для зоны влияния очистных работ.

Коэффициент интенсификации будем рассчитывать по формуле:

$$k_{int, \partial i}(T_i) = \frac{V_{1i}(t_{1i}) + V_{2i}(t_2) + V_{3i}(t_{3i})}{V_{1i}(T_i)}, \quad (66)$$

где  $V_{1i}(t_{1i})$  - объем метановыделения из  $i$ -той скважины, не подверженной влиянию деформаций угольного пласта,  $m^3$ ;  $V_{2i}(t_2)$  - объем метановыделения из  $i$ -той скважины, подвергавшейся влиянию деформаций угольного пласта в течение времени  $t_2$ ,  $m^3$ ;  $V_{3i}(t_{3i})$  - объем естественного метановыделения из  $i$ -той скважины в течение времени  $t_{3i}$  после завершения нагнетания,  $m^3$ ;  $V_{1i}(T_i)$  - условный объем метановыделения из  $i$ -той скважины при отсутствии деформаций угольного пласта в течение времени  $T_i$ ,  $m^3$ ;  $t_{1i}$  - время работы  $i$ -той скважины до начала деформаций пласта, сут.

$$t_{1i} = t_{ci} + t_{од}; \quad (67)$$

$$T_i = t_{1i} + t_2 + t_{3i}; \quad (68)$$

$t_2$  - время нагнетания жидкости после заполнения нагнетательной скважины, сут.;

$$t_2 = t_n - t_{od}; \quad (69)$$

$t_n$  - время нагнетания жидкости, сут.;  $t_{od}$  - согласно формуле (40);  $t_{3i}$  - время работы  $i$ -той скважины после завершения нагнетания жидкости, сут.;  $t_{ci}$  - время от начала работы  $i$ -той скважины до момента начала нагнетания жидкости, сут.

В формуле (66) объемы метановыделения равны [17]:

$$V_{1i}(t_{1i}) = \int_0^{t_{1i}} q_{oi} \cdot e^{-a_{1i}t} dt, \quad (70)$$

$$V_{2i}(t_2) = \int_0^{t_2} q_{2i}(t) dt, \quad (71)$$

$$q_{2i}(t) = b_o q_{oi} \cdot d_i(t)^{b_1} e^{b_2 \cdot d_i(t)}, \quad (72)$$

$$V_{3i}(t_{3i}) = \int_0^{t_{3i}} q_{2i}(t_2) \cdot e^{-a_{1i}t} dt, \quad (73)$$

$$d_i(t) = k_{def, \partial i}(t), \quad (74)$$

где  $q_{oi}$  - начальное удельное газовыделение из  $i$ -той скважины, м<sup>3</sup>/сут.;  $a_{1i}$  - коэффициент, вычисленный по наблюдениям за газовыделением из  $i$ -той скважины до начала нагнетания жидкости;  $q_{2i}(t)$  - начальное удельное газовыделение из  $i$ -той скважины под влиянием деформаций угольного пласта в течение времени нагнетания  $t$ , м<sup>3</sup>/сут.;  $b_{oi}$ ,  $b_{1i}$ ,  $b_{2i}$  - коэффициенты, вычисленные по наблюдениям за газовыделением из  $i$ -той скважины за время нагнетания жидкости от  $t_{od}$  до  $t_2$ , сут.;  $k_{def, \partial i}(t)$  - согласно формуле (60).

При многократном нагнетании жидкости в межслоевой контакт коэффициент интенсивности газовыделения в районе  $i$ -той скважины определим по формуле:

$$kn_{int, \partial i}(T_i) = \frac{V_{\Sigma i}(T_i)}{V_{1i}(T_i)}, \quad (75)$$

$$V_{\Sigma i}(T_i) = V_{1i}(t_{1i}) + V_{2i}(t_2) + \sum_{m=2}^{n_h} V_{1mi}(t_{1mi}) + \sum_{m=2}^{n_h} V_{2mi}(t_{2m}) + V_{3Mi}(t_{ni}), \quad (76)$$

где  $V_{1mi}(t_{1mi})$  - объем метановыделения из  $i$ -той скважины, не подверженной влиянию деформаций угольного пласта между  $(m-1)$ -м и  $m$ -тым и нагнетанием,  $\text{м}^3$ ;  $V_{2mi}(t_{2m})$  - объем метановыделения из  $i$ -той скважины, подвергавшейся влиянию деформаций угольного пласта за время  $m$ -того нагнетания,  $\text{м}^3$ ;  $V_{3Mi}(t_{ni})$  - объем естественного метановыделения из  $i$ -той скважины в течение времени  $t_{ni}$  после завершения последнего нагнетания,  $\text{м}^3$ ;  $n_h$  - количество нагнетаний;  $V_{1i}(t_{1i})$ ,  $t_{1i}$ ,  $V_{2i}(t_2)$ ,  $t_2$  - согласно формуле (66);

$$V_{1mi}(t_{1mi}) = \int_{t_{2\ell i}}^{t_{2ni}} q_{2li}(t_{2\ell i}) \cdot e^{a_{1i} \cdot t} dt, \quad (77)$$

$$V_{2mi}(t_{2mi}) = \int_{t_{2ni}}^{t_{2ki}} q_{2mi}(t) \cdot \delta m_i(t) dt, \quad (78)$$

$$T_i = t_{1i} + t_2 \sum_{m=2}^{n_h} t_{1mi} + \sum_{m=2}^{n_h} t_{2m} + t_{ni} \quad (79)$$

$q_{2mi}(t)$  - согласно формуле (72);  $t_{2ni}$  - время начала  $m$ -го нагнетания, сут.;  $t_{2li}$  - время окончания  $(m-1)$ -го нагнетания, сут.;  $t_{2ki}$  - время окончания  $m$ -го нагнетания, сут.;  $q_{2li}(t_{2li})$  - газовыделение из  $i$ -той скважины в момент окончания  $(m-1)$ -го нагнетания,  $\text{м}^3$ ;  $\delta m_i(t)$  - часть объема газа, которая осталась в зоне влияния  $i$ -той скважины в момент времени  $t$ ;  $t_{1mi}$  - время работы дегазационной скважины между  $(m-1)$ -м и  $m$ -тым нагнетанием, сут.;  $t_{2m}$  - время  $m$ -того нагнетания, сут.;  $t_{ni}$  - время работы  $i$ -той дегазационной скважины после завершения последнего нагнетания, сут.;

$$\delta m_i(t) = \frac{\Delta V_{\Gamma \max, i}}{V_{\Gamma \max}}, \quad (80)$$

$\Delta V_{\Gamma \max, i} = V_{\Gamma \max} - V_{\Sigma i}(T_i)$ ;  $V_{\Gamma \max}$  - максимальный объем газа, который возможно извлечь из угольного пласта, находящегося в зоне влияния  $i$ -той дегазационной скважины:

$$V_{\Gamma \max} = L \cdot L_{mc} \cdot m_{nl} \cdot \rho_y \cdot V_{\Gamma, об} \cdot k_{об}, \quad (81)$$

$L$  - согласно формуле (40);  $L_{mc}$  - согласно формуле (32);  $m_{nl}$  - мощность

угольного пласта, м;  $\rho_y$  - объемный вес угля, кг/м<sup>3</sup>;  $V_{Г,об}$  - объем газа, содержащийся в 1т угля, м<sup>3</sup>;  $k_{об}$  - объемная часть газа, которые возможно извлечь из 1т угля.

Рассмотрим на примере расчет динамики напряженного состояния углепородного массива при воздействии увеличивающегося давления жидкости, нагнетаемой в межслоевой контакт защитных слоев пород. В таблице 2 приведены характеристики деформируемых пород.

Требуется определить величины прогибов угольного пласта при увеличении радиуса полости, изменение давления жидкости в полости, а также необходимые объемы жидкости, темп и время нагнетания.

Параметры нагнетания жидкости рассчитаны по формулам (4- 81).

Таблица 2 – Характеристики деформируемых пород и параметры процесса нагнетания жидкости

Характеристики деформируемых слоев пород	1	Пласт угля (упругое основание для деформирующихся слоев, которые расположены над полостью): мощность (м), модуль упругости (МПа), коэффициент Пуассона, соответственно	0,98; 0,8·10 <sup>4</sup> ; 0,18
	2	Слой песчаника (характеристики те же, что и в п.1)	2,0; 3,9·10 <sup>4</sup> ; 0,2
	3	Слой глинистого сланца (характеристики те же, что и в п.1)	1,3; 1,63·10 <sup>4</sup> ; 0,2
	4	Породы межслоевого контакта (зона нагнетания жидкости): мощность (м), временное сопротивление разрушению (МПа√м), модуль сцепления (МПа), соответственно	0,002; 2; 1
	5	Слой песчаника (характеристики те же, что и в п.1)	4,8; 3,9·10 <sup>4</sup> ; 0,2
	6	Пласт угля (характеристики те же, что и в п.1)	0,3; 0,8·10 <sup>4</sup> ; 0,18
	7	Слой глинистого сланца (характеристика та же, что и в п.1)	5,0; 1,63·10 <sup>4</sup> ; 0,2
	8	Глубина расположения зоны расслоения контакта (м)	175,3м
Параметры процесса нагнетания	1	Максимальное давление жидкости (МПа)	14,9
	2	Радиус скважины (м)	0,038
	3	Вязкость нагнетаемой жидкости (МПа·сек)	10 <sup>-9</sup>
	4	Проекция на выработку большой полуоси эллипсоидной полости, м	30
	5	Темп нагнетания жидкости (м <sup>3</sup> /сек)	0,92·10 <sup>-3</sup>
	6	Объем закачанной жидкости при (м <sup>3</sup> )	436,2
	7	Время нагнетания жидкости (сутки)	5,49

Коэффициенты зависимости удельного газовыделения от деформаций угольного пласта определены по данным газовыделения при приближении очистного забоя к скважине в подобных условиях (ш. № 21 ГП "Макеевуголь").

Согласно выполненным расчетам получены результаты динамики напряжений и деформаций углепородного массива при увеличении радиуса полости, которые приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 3 - Параметры деформации углепородного массива и эффективности предложенного способа дегазации, вычисленные для  $t = t_{max}$

Номер скважин	1	2	3	4	5	6
Расстояние от центра полости	- 25 м	- 15 м	- 5м	5м	15м	25м
Коэффициент перекрытия скважины	0,899	0,951	0,967	0,972	0,96	0,899
Коэффициент деформации массива	$9,22 \cdot 10^{-3}$	0,026	0,037	0,037	0,026	$9,22 \cdot 10^{-3}$
Коэффициент интенсификации газовыделения	1,74	3,67	4,88	4,91	3,78	1,83

На рис.6 приведен график изменения объемов метановыделения из скважин № 4 при увеличении деформации угольного пласта

На основании теоретических расчетов определены параметры нагнетания жидкости с помощью длинных нагнетательных скважин для проведения экспериментов по дегазации угольных пластов.

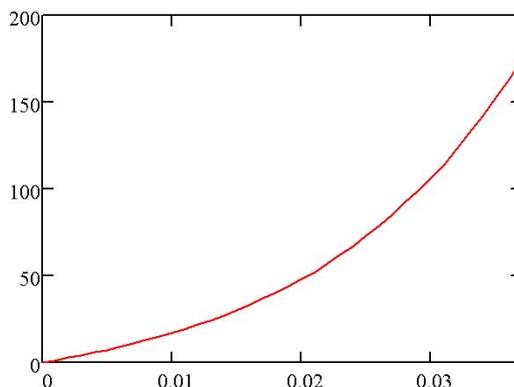


Рис. 6 – Изменение объемов метановыделения из скважины № 4 при увеличении деформации угольного пласта

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булат А.Ф. Управление состоянием предельно-напряженного породного массива малоэнергоемкими воздействиями / А.Ф. Булат, А.Т. Курносов, Ю.А. Русанцов Ю.А. - К. Наукова думка, 1993. - 176 с.
2. Балов С.В. Спосіб попередньої дегазації нерозвантажених від гірського тиску вугільних пластів за рахунок локального зміння їх напруженого стану / С.В. Балов, І.Є. Золотухін. // Свідectво про реєстрацію авторського права на твір № 33563.
3. Балов С.В. Определение параметров нагнетания жидкости в углепородный массив с целью локального изменения его напряженного состояния / С.В. Балов, Л.В. Голубева. – Донецк: Сборник научных трудов Донуги, 2011 - с.159-177.
4. Желтов Ю.П. Механика нефтеносного пласта./ Ю.П. Желтов - М., Недра, 1975.-216 с.
5. Рейнер Маркус. Деформация и течение./ Маркус Рейнер - М., 1963 г., 468 с.
6. Исследование эффективности гидроразрыва неразгруженного угольного пласта, как средства интенсификации газоотдачи в дегазационные скважины и снижения газовыделения в очистной забой. // Отчет Донуги, Донецк. 1973.
7. Разработка технологических схем и определения основных параметров гидрорасчленения разрабатываемых пластов из горных выработок. // Отчет Донуги, Донецк, 1975, 141 с.
8. Отработка техники и технологии нагнетания воды в угольный массив на экспериментальном участке с целью снижения его выбросоопасности. // Отчет Донуги по теме 2260190200, 1974, 63 с.
9. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти./ М. Маскет - М. - Л.: Гостоптехиздат, 1953.- 606 с.
10. Максимович Г.К. Гидравлический разрыв нефтяных пластов. / Г.К. Максимович - М.: Гостоптехиздат, 1957.- 98 с.
11. Китовер Н.А. Круглые тонкие плиты. статические расчеты при осесимметричной нагрузки и сосредоточенных силах./ Н.А. Китовер - Л-М.: Государственное издательство литературы по строительству и архитектуре, 1953.-112 с.
12. Жёмочкин Б.Н. Прктические методы расчета фундаментальных балок и плит на упругом основании./ Б.Н. Жемочкин, А.П. Сеницын. - М., Государственное издательство литературы по строительству, архитектуре и строительным материалам, 1962.-236 с.
13. Баренблатт Г.И. О некоторых задачах теории упругости, возникающих при исследовании механизма гидравлического разрыва нефтеносного пласта. / Г.И. Баренблатт.// Изв. АН СССР, ПММ. - М.,1956. - с. 475-486.
14. Ржевский В.В. Основы физики горных пород./ В.В. Ржевский, Г.Я. Новик. - М.: Недра, 1978. - 391 с.
15. Каркашадзе Г.Г. Механическое разрушение горных пород. / Г.Г. Каркашадзе. - М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2004.- 224с.
16. Дегазация угольных шахт. Требования к способам и схемы дегазации. СОУ 10.1.00174088.001-2004 Минтопэнерго - Киев, 2004. - 162 с.
17. Резник Л.Г. Исследование метановыделения в скважины, предназначенные для дегазации разрабатываемых пологих пластов Донбасса. / Л.Г. Резник – Донецк: Донуги, 1971. - 162 с.

Д-р техн. наук Е.В. Семененко  
(ИГТМ НАН Украины),  
ст. преп. Л.Г. Татарко  
(ДГХТУ МОН Украины)

## **РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ГИДРОТРАНСПОРТА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

Проаналізовано можливість застосування відомих методик розрахунку критичної швидкості та гідравлічного ухилу при гідротранспортуванні сипких матеріалів по полімерних трубопроводах. Визначено необхідні заходи для адаптації відомих методик розрахунку для цього типу трубопроводів та наведено приклад такої адаптації для методики А.Є. Смолдирєва.

## **CALCULATION OF HYDROTRANSPORT PARAMETERS WHEN USING POLYETHYLENE PIPELINES**

The possibility of use of well-known calculation procedures of critical velocity and hydraulic gradient for hydrotransportation of bulk solids by polymeric pipelines was analysed. The required measures for well-known calculation procedures adaptation for pipelines of this type are determined and the example of such adaptation for A. Smoldirev calculation procedure is given.

На обогатительных фабриках горно-обогатительных комбинатов (ГОК) Украины отходы обогащения отводятся посредством напорных гидротранспортных комплексов, а на таких предприятиях, как Вольногорский горно-металлургический комбинат (ВГМК) и Иршанский ГОК напорные гидротранспортные комплексы используются и для доставки исходных песков на обогатительные фабрики [1 – 4]. Кроме того, известны примеры применения этого вида транспорта при разработке техногенных месторождений, когда лежалые отходы из хранилища подаются на повторное обогащение. Такое широкое применение трубопроводного гидротранспорта на предприятиях горнорудной промышленности обусловлено характером транспортируемых сред, технологической совместимостью и его преимуществами в данных условиях над другими видами транспорта: конвейерным, автомобильным и железнодорожным [1, 2, 5 – 10].

Опыт эксплуатации украинских и зарубежных обогатительных фабрик показывает, что за время их работы протяженность магистралей гидротранспортных комплексов, обеспечивающих доставку перерабатываемого сырья и отведение отходов обогатительного производства, постоянно увеличивается [1, 2, 4]. По мере отработки месторождения фронт горных работ и места складирования отходов удаляются от обогатительных фабрик, что требует перемещения насосной станции и увеличения длины трубопроводов.

Периодическое удлинение трубопровода гидротранспортного комплекса без установки дополнительных насосов или увеличения диаметров рабочих колес ограничено из-за возникновения критических режимов течения, которые резко снижают эффективность и надежность гидротранспортирования [1 – 4].

Например, опыт эксплуатации карьерного гидротранспортного комплекса ВГМК показывает, что зачастую для обеспечения сверхкритических режимов работы после удлинения трубопровода необходима меньшая мощность, чем