

УДК 622.24

А.Н. Давиденко, д-р. техн. наук

*Национальный горный университет, г. Днепрпетровск, Украина*

### ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

*In the article the questions of increase of stability of walls of mining hole are considered in the process of the boring drilling.*

Сохранение устойчивости стенок – важная часть цикла сооружения скважин. Под действием горного давления, промывочной жидкости и в результате химического и термодинамического взаимодействия, на поверхности стенок ствол скважины может необратимо деформироваться, что приводит к каверно- и трещинообразованию, обвалам, осыпям, сужению и т. д.

Для объяснения локальной неустойчивости стенок предложено рассматривать вертикальную скважину, не защищенную обсадной колонной вблизи забоя на расстоянии более ста диаметров, как цилиндрическую полость в земной коре с координатами  $r < r_0$ ;  $0 < Z < 1 + Z < H$  (рис. 1) [1, с. 95-97]. При этом не учитывали фильтрацию промывочной жидкости в породы.

Забой скважины (торец цилиндра при  $Z=0$ ) изменяется под действием породоразрушающего инструмента. Процесс естественного разрушения стенок под влиянием горного давления рассмотрен на расстоянии более  $5r_0$ . Обозначив невозмущенное вертикальное горное давление  $q$ , и боковое  $\eta q$  (в зависимости от геотектонических условий коэффициент бокового распора  $\eta$ ), опишем пространство вдали от скважины в следующих формулах (1):

$$\sigma_z = -q; \sigma_r = \sigma_\theta = -\eta q (q \geq 0), \quad (1)$$

где  $\sigma_z, \sigma_r, \sigma_\theta$  – напряжения при трехосном сжатии;  $q = \rho g H$  – ускорение силы тяжести;  $\rho$  – средняя плотность вышележащих пород;  $H$  – расстояние рассматриваемой точки от поверхности Земли;

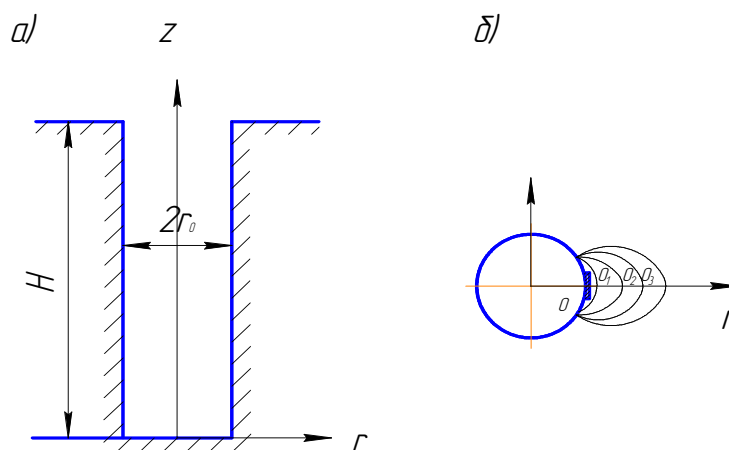


Рис. 1. Локальное разрушение стенок скважины:  
 а – цилиндрическая скважина в земной коре; б – развитие выемки на контуре скважины

При рассмотрении начального кругового контура скважины, созданного породоразрушающим инструментом, было принято, что некоторая точка  $O$  на т. е. стенке находится под действием трехосного сжатия напряжениями (см. рис. 1):

$$\sigma_z = -q; \sigma_r = -p; \sigma_\theta = p - 2\eta q, \quad (2)$$

где  $p$  – гидростатическое давление жидкости в скважине.

Окружное напряжение получается из решения задачи теории упругости для круглого отверстия. Возможны два случая [1]:

$$\sigma_\theta \geq \sigma_z \geq \sigma_r, \text{ когда; } \sigma_z \geq \sigma_\theta \geq \sigma_r, \text{ когда } (2\eta - 1)q \leq p.$$

Характер локальных разрушений в точке  $O$  различный и по-разному происходит карвернообразование.

Для разработки надежных и доступных методов поддержания устойчивости ствола необходимо учитывать физико-химические процессы, протекающие при взаимодействии промывочной жидкости с породами, из которых состоят стенки скважины. Осыпям и обвалам подвержены в основном глинистые и глиносодержащие породы, способные к набуханию и самопроизвольному диспергированию при контакте с водой или с фильтрами промывочных жидкостей. Показатели набухания этих пород изменяются в широких пределах в зависимости от минералогического и химического составов среды, размера и состава обменного комплекса, условий образования, степени дисперсности, температуры, гидравлического давления и пр. Поддержание стенок – одна из основных задач, требующих решения при сооружении скважин.

Различные формы неустойчивости ствола, возникающие в результате взаимодействия промывочной жидкости и глинистых пород, связаны с явлением гидратации. Возможны два механизма адсорбции воды на глинистых частицах: поверхностная гидратация и осмотическое набухание [2, с 59– 61; 3 с. 57–58]. При исследовании влияния промывочных жидкостей на гидратацию пород в качестве объектов использовали натриевый монтмориллонит, палыгорскит и гидрослюда Черкасского месторождения (рис. 2). Адсорбция воды на натриевом монтмориллоните приводит к значительному увеличению его объема, однако вода на поверхности глины удерживается слабо. У палыгорскита адсорбция воды сопровождается кристаллическим и осмотическим набуханием. Для гидрослюдистых глин отмечено только кристаллическое набухание.

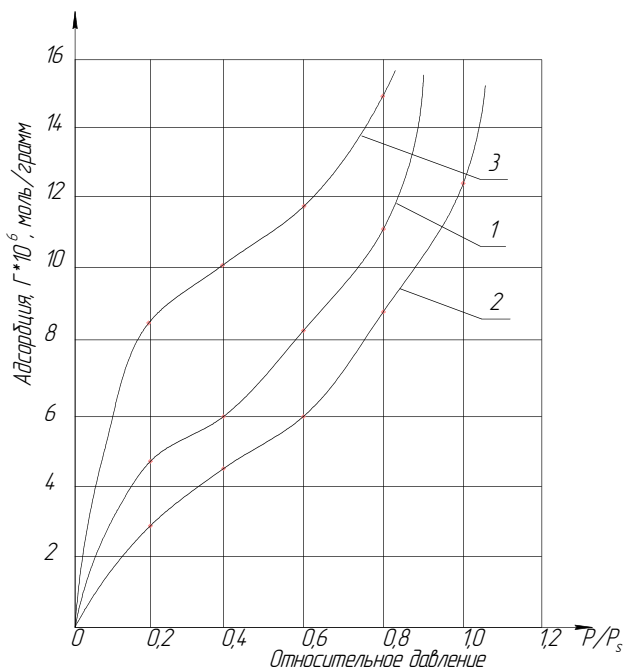


Рис. 2. Изотермы адсорбции  $\Gamma$  воды при  $20^\circ\text{C}$  на палыгорските (кривая 1), гидрослю-  
дистой глине (кривая 2), монтмориллоните (кривая 3)

В целях уменьшения гидратации глинистых пород в состав промывочной жидкости предложено вводить вещества, способные вытеснить с их поверхности адсорбированную воду; их следует выбирать согласно условию равенства потенциалов ионизации адсорбента и адсорбата. Установлено, что потенциал ионизации черкасского монтмориллонита  $I_p = 16,34 \cdot 10^{-19}$  Дж.

Исходя из результатов изучения влияния адсорбции пикриновой кислоты и феносола ВИС-15, потенциалы, ионизации которых равен соответственно  $16,34 \cdot 10^{-19}$  и  $16,5 \cdot 10^{-19}$  Дж, на гидратацию черкасского монтмориллонита приходим к выводу о том, что такие вещества существенно снижают гидратацию. При контакте с водой или водными растворами глины в отличие от других горных пород самопроизвольно переходят из твердого состояния в пастообразное. В результате некомпенсированных молекулярных сил на поверхности глинистых минералов образуются сольватные (гидратные) слои и увеличивается объем частиц. Этот процесс сопровождается развитием давления набухания, или расклинивающим давлением, и выделением теплоты набухания. Основную роль в межпакетном набухании и в образовании сольватных (гидратных) слоев на внешних поверхностях глинистых минералов играют адсорбционные силы.

Количество жидкости, связываемое глиной и вызывающее увеличение объема ее частиц, не зависит от пористости сухого порошка. Органические соединения и их первые потенциалы ионизации приведены в табл. 1.

Коэффициент набухания (отношение объема жидкости набухания  $V_{ж}$  к объему сухих частиц глины  $V_0$ ) определяем по формуле [2; 3]

$$K = \frac{\rho_s a}{m} + \text{tg}(\beta - 1), \quad (3)$$

где  $\rho_s$  – плотность сухой глины;  $m$  – масса навески пробы;  $\beta$  – коэффициент, показывающий, долю объема порового пространства в набухшей пробе;  $a$  – коэффициент, зависящий от свойства глины и величины  $\beta$ .

Таблица 1. Органические соединения и их первые потенциалы ионизации

Соединение	Потенциал ионизации, $I_p \cdot 10^{-19}$ , Дж	Соединение	Потенциал ионизации, $I_p \cdot 10^{-19}$ , Дж
Бензидин	11,02	2-Пиколин	14,45
N,N-Диметиланилин	11,44	1,4-Нафтохинон	15,31
Дифениламин	11,64	n-Бромдиметиланилин	11,29
I-Нафтиламин	11,69	Бензамид	15,06
M-Толудин	12,01	2,5-Динитробензойная кислота	17,14
Анилин	12,33	Пирокахетин	12,93
I-Нафтол	12,47	Пикриновая кислота	16,34
Пирогалол	12,82	2,4-Динитротолуол	16,26
n-Креозол	13,20	n-Нитробензальдегид	16,50
Резорцин	13,31	Нитрометан	17,99
Фенол	13,61	Нитробензол	15,78
Хинолин	13,81	1,4-Динитробензол	16,72
Фурфулол	14,75	Акрилонитрил	17,48
Пиридин	14,89	2-Нитро-2-Метилпропан	17,14
Бензойная кислота	15,06	2-Аминопиридин	13,36
Бензальдегид	15,23	Анизол	13,16
Бензонитрил	15,55	Дибензфуран	12,65
M-Нитробензойная кислота	16,50	Дифениленоксид	12,96
M-Метилнафталин	12,75	Индол	12,40
Флорглюцин	12,61	Диметилхиалин	13,36
2,6-Лутидин	14,19	Анисовый альдегид	13,98

При исследовании влияния промывочных жидкостей на набухание глинистых пород для характеристики процесса использовали степень набухания  $K$ , равную отношению суммы объемов  $V_{жс} = V_0 K$ , свидетельствует увеличений объема сухих частиц. Поскольку набухание глин исследовали в промывочных жидкостях, содержащих различные вещества, то в качестве эталонной жидкости использовали дистиллированную воду. Процесс изучали на черкасском монтмориллоните ( $I=16,34 \cdot 10^{-19}$  Дж), а так как характер зависимости для других глин примерно одинаковый, то результаты обобщили и распространили также на них. Данные лабораторных исследований влияния промывочных жидкостей (дистиллированной воды) на набухание черкасского монтмориллонита (длительность набухания – 40 мин) приведены в табл. 2.

Таким образом, пикриновая кислота ( $I_p=16,34 \cdot 10^{-19}$  Дж), анионоактивные и неионогенные ПАВ ( $I_p=16,18 \cdot 10^{-19} - 16,50 \cdot 10^{-19}$  Дж), адсорбируясь на поверхности глинистых частиц вследствие вытеснения молекул воды с поверхности, обуславливают уменьшение их проникновения в межпакетное пространство и снижения набухания образцов.

Правильный подбор типа и рецептуры промывочной жидкости может обеспечивает устойчивость ствола скважины. Снижение гидратации, набухания и диспергирования достигается введением в состав жидкостей органических соединений, ПАВ и электролитов, потенциалы, ионизации которых равны потенциалам ионизации глинистых пород. Применение водорастворимых полимеров, в большинстве которых сочетаются свойства анионных ПАВ и полиэлектролитов, способствует уменьшению набухания глин.

Карбоксиметилцеллюлоза способствует снижению набухания глин, причем наибольший эффект достигается при концентрациях до 0,5 %. Крахмальные реагенты вызывают несущественное изменение набухания, добавки РС-2 и гипана – его значительное уменьшение.

**Таблица 2. данные лабораторных исследований влияния промывочных жидкостей (дистиллированной воды) на набухание черкасского монтмориллонита**

Добавка	Потенциал ионизации, $I_p 10^{-19}$ , Дж	Степень набухания, % (+, -)
<b>Влияние органических веществ</b>		
Вода техническая без добавки	-	100
Анилин	12,33	100
Резорцин	13,31	100
Пиридин	14,89	100
Бензойная кислота	15,06	100
Бензальдегид	15,23	100
Пикриновая кислота	16,34	-14
Нитрометан	17,99	100
<b>Влияние поверхностно-активных веществ (ПАВ)</b>		
Вода техническая без добавки	-	100
Анионоактивный сульфол	16,18	-23
Катионоактивный катапин-А	16,34	-32,5
Неионогенный феноксол	16,50	-22

Результаты лабораторных исследований показали, что для повышения защитного действия промывочных жидкостей полимеры надо вводить вместе с водорастворимыми солями, например, с силикатом натрия. Зависимость показателей набухания в дистиллированной воде в течение 40 мин черкасского монтмориллонита от содержания высокомолекулярных соединений в промывочной жидкости приведены в табл. 3.

**Таблица 3. Зависимость показателей набухания в дистиллированной воде черкасского монтмориллонита от содержания высокомолекулярных соединений в промывочной жидкости**

Добавка	Содержание, %	Степень набухания, % (+, -)
Вода техническая без добавки	-	100
Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ)	0,5	-48
Модифицированный крахмал (МК)	0,5	-18
Гидролизированный полиакрилонитрил (гипан)		-50
Нитролигнин	0,5	-15
Гипан+силикат натрия (1:10)	5	-87
Гидролизированный полиакриламид (РС-2)	5	-52

На основании результатов исследований разработаны составы рабочих сред [4; 5]. Для оценки влияния промывочных жидкостей на устойчивость глинистых пород, из которых состоят стенки скважины, в геологоразведочных организациях Донбасса было изучено состояние ее ствола в процессе бурения. Анализировали результаты данных кавернометрии, проведенной в скважинах, где промывку осуществляли глинистым раствором без ПАВ и с их добавлением. При этом провели кавернометрию сопоставимых интервалов через одинаковые промежутки времени, и пришли к выводу, что введение в состав промывочных жидкостей

веществ, способных хемосорбироваться на горных породах, обеспечивает снижения разра-  
ботки ствола скважины в процессе бурения.

### **Литература**

1. Черепанов Г.П. Механика разрушения горных пород в процессе бурения. – М.: Недра, 1987
2. Сеид-Рза М.К., Исмайылов М.И., Орман Л.М. Устойчивость стенок скважины. – М.: Недра, 1981
3. Круглицкий Н.Н. Физико-химические основы регулирования свойств дисперсий глинистых минералов. – К.: Наук. думка, 1968
4. А.с. 908783 СССР, МКИ С09К7/02. Промывочная жидкость для бурения глинистых пород./Е.Ф. Эпштейн, А.Н. Давиденко, Н.А. Дудля
5. А.с. 1446138 СССР, МКИ С09К7/02. Безглинистый буровой раствор./ Е.Ф. Эпштейн, А.Н. Давиденко, Н.А. Дудля

*Поступила 08.07.08*