и Ленинградского ордена Ленина, ордена Октябрьской Революции
Трудового Красного Знамени горного института им. Г.В.Плеханова,
т. XXI, вып. 2, 1976 г.

ЗНАЧЕНИЕ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК ПРИ АЛМАЗНОМ БУРЕНИИ

А.М.ЯКОВЛЕВ

Используемые в буровой практике смазывающе-охлаждающие жидкости можно разделить на водные растворы электролитов ($NaCl$, $CaCl_2$ и др.); растворы поверхностно-активных веществ – ПАВ (мылонафт, сульфанол, ОП-7 и др.) и эмульсионные растворы, получаемые из специальных эмульсолов (Б, СМАД-I, ЭЛ-4 и др.), а также из различных масел, вводимых в раствор вместе с эмульгирующими добавками и специальными присадками. Эмульсионные растворы могут быть типа масло в воде или вода в масле.

Водные растворы электролитов и водорастворимых органических ПАВ характеризуются высокими охлаждающими и до определенной степени смазывающими свойствами. С помощью вводимых в раствор ПАВ можно значительно повысить эффективность алмазного бурения за счет наиболее полного удаления разрушенной породы из забоя и ствола скважины, предотвратить образование шуги при бурении скважин по многолетнемерзлым породам солевым раствором, улучшить условия разрушения горных пород из-за их адсорбционной пластификации. По данным Ю.А.Чистякова и В.Е.Копылова [4], добавка к воде 0,5% сульфанола снижала размах колебаний бурильных труб в 6–7 раз.

Эмульсионные растворы обладают высокой смазывающей, а растворы типа масло в воде и надежной охлаждающей способностью. В состав эмульсионных промывочных растворов, кроме эмульгаторов, вводят специальные присадки, позволяющие изменять свойства жидкости в требуемом направлении.

В соответствии с современными физико-химическими представлениями о механизме действия смазывающих добавок можно считать, что при бурении с жидкостной промывкой на трущихся контактах формируются тонкие и достаточно прочные пленки, роль которых могут выполнять вводимые в воду различные соли, ПАВ и масла. Такие смазочные слои, воспроизводя рельеф шероховатой поверхности, препятствуют сближению трущихся поверхностей, снижают молекулярные силы притяжения между ними, предотвращают появление ювенильного трения между контактирующими микродискретными поверхностями. Под действием высоких нагрузок и температуры граничный слой смазки может оказаться разрушенным. Развитие ювенильных дискретных микроконтактов, как известно, характеризуется процессом взаимной адгезии схватывания, который при отсутствии нормального отвода тепла и невозможности формирования новой граничной смазывающей пленки перерастает в сплошной контакт матрицы с породой. Это явление известно под названием прижога коронки.

В буровой практике граничные слои формируются из специальных эмульсионных растворов; слои ламельной структуры получают нанесением на бурильные трубы специальных консистентных смазок. Однако применение смазывающих покрытий менее эффективно, чем эмульсионных растворов, так как из-за отсутствия в циркулирующем растворе смазывающих добавок пленки после разрушения не восстанавливаются. Это положение подтвердил В.Н.Сенников [3], доказав, что показатели бурения с эмульсолом ЭЛ-4 более высокие, чем при использовании смазки КАВС-59.

Противоизносные свойства водного раствора $NaCl$ (противоморозная добавка, вводимая в количестве 106 г/л), ПАВ (ОП-7 + АНП-2) и масла (АС-8) оценивались на четырехшариковой машине трения типа 4ШМ с парами из стали ШХ-6 диаметром 12,7 мм. Определялось время до начала питтинга , диаметр пятна износа d и нагрузка сваривания P_c при различных смазывающих жидкостях:

	τ, с	d,	P_c
Вода	9	0,600	
Вода $NaCl$ (106 г/	24	1,033	25
Вода + ОП-7 (0,02%) АНП-2 0,5%)	60[x]	0,900	
Вода + ОП-7 (2,5%) + АС-8 (15%) + + $NaCl$ (106 г/л)	60[x]	0,870	

[x] При нагрузке 200 кгс за 60 с питтинга не наступил

Из приведенных данных видно, что лучшим противоизносным свойством обладает водомасляная эмульсия. Водный раствор $NaCl$ характеризуется более высокими смазывающими свойствами, чем пресная вода.

Тонкие смазывающие пленки, формирующиеся на трущихся контактирующих поверхностях (алмазосодержащая матрица буровой коронки – порода и наружная поверхность бурильных труб – порода) могут, по-видимому, выполнять роль демпфера.

Снижение амплитуд вынужденных продольных и поперечных колебаний бурильных труб при бурении с промывкой эмульсионными растворами может быть, вероятно, объяснено развитием вязкоупругих свойств граничного слоя смазывающей жидкости в зоне нагруженных контактов. Однако смазывающая жидкость может оказать демпфирующее действие, подобно вязкоупругому телу, только в том случае, если период релаксации смазывающей жидкости $\tau_р$ будет больше времени действия нагрузки $\tau_н$, т.е. при $\tau_р > \tau_н$

Период релаксации смазывающей жидкости, в соответствии с исследованиями Ю.А.Розенберга,

$$\tau_р = \frac{\mu_р}{E}, \qquad (I)$$

где $\mu_р$ – динамическая вязкость масла в зоне контакта, кгс·с/см^2; E – модуль Юнга, кгс/см^2 (по данным Барлоу и Лэмба для всех нефтяных масел $E \approx$ ≈ 10000 кгс/см^2).

При алмазном бурении применяется эмульсионный раствор типа масло в воде; его динамическую вязкость можно определить из уравнения Аррениуса

$$\mu_э = \mu_м^{x_1} \mu_в^{x_2}, \qquad (2)$$

где $\mu_м$ и $\mu_в$ – динамическая вязкость масла и воды, кгс·с/см^2; x_1 и x_2 – мольные доли масла и воды в составе эмульсионного раствора.

В отдельных нагруженных микроконтактах алмазной коронки с породой или бурильных труб с породой могут возникать большие давления, поэтому динамическая вязкость промывочной жидкости в зоне контакта при атмосферном давлении

$$\mu_{эр} = \mu_{м_0}^{x_1} \mu_{в_0}^{x_2} e^{ap} \qquad (3)$$

где $\mu_{м_0}$ и $\mu_{в_0}$ – динамическая вязкость масла и воды при атмосферном давлении, кгс·с/см^2; p – давление в зоне контакта, кгс/см^2; a – пьезокоэффициент вязкости, зависящий от химического состава масла и температуры, см^2/кг (для нефтяных масел $a = 1{,}5 \div 4{,}0 \cdot 10^{-3}$ см^2/кг).

Учитывая, что $\mu_{зр} = \mu_{мр}^{x_1} \mu_{вр}^{x_2}$, после логарифмирования и соответствующего преобразования

$$\lg \mu_{мр} = \lg \mu_0 + \frac{x_2}{x_1}\left(\lg \mu_{в_0} - \lg \mu_{вр}\right) + \frac{ap}{x_1} \lg e. \qquad (4)$$

Средний член этого выражения мал и поэтому окончательно

$$\lg \mu_{мр} = \lg \mu_0 + \frac{ap}{x_1} \lg e. \qquad (5)$$

Для нагруженного контакта (алмазосодержащая матрица – порода)

$$p = k P_т^3;$$

где

$$k = 1{,}29 \frac{d_а^2}{s}\left(\frac{1-\nu_а^2}{E_а} + \frac{1-\nu_п^2}{E_п}\right)^2;$$

$P_т$ – твердость горной породы по Шрейнеру, кгс/мм^2; $d_а$ – средний диаметр алмазного зерна, мм; s – площадь контакта алмаза с породой, мм^2; $\nu_а$ и $\nu_п$ – коэффициенты Пуассона для алмаза и породы; $E_а$ и $E_п$ – модули Юнга для алмаза и породы, кгс/мм^2.

Период релаксации промывочной жидкости определялся при следующих исходных данных: эмульсионный раствор – 15% масла АС–8; эмульгатор ОП–7; $P_т$ = 400 кгс/мм^2; $\nu_а$ = 0,4; $\nu_п$ = 0,25; $E_а$ = 90 000 кгс/мм^2; $E_п$ = = 5000 кгс/мм^2; $d_а$ = 1,63 мм; s = 0,0036 см^2; $a = 1{,}5 \cdot 10^{-3}$ см^2/кг; $\mu_{м_0}$ = 2,225 кгс·с/см^2. В этом случае $\tau_р$ = 0,5 с.

Время действия нагрузки на забой $\tau_н$ при алмазном бурении можно оценить, если рассмотреть в первом приближении трущуюся пару алмазная коронка – порода как механический генератор колебаний, число и период которых обуславливается частотой вращения бурового инструмента n и количеством

возможных контактов неровностей z. Как известно, контакты возникают в результате неравномерного износа алмазов в матрице породоразрушающего инструмента. В этом случае $\tau_н = z/60n$.

Тогда при бурении алмазными коронками типа 01А3 и 02И3 $z_1 = 100$ и $z_2 = 240$. При $n = 400$ об/мин время действия нагрузки на забое составит соответственно 0,004 и 0,01 с. С увеличением частоты вращения бурового инструмента $\tau_н$ будет еще более уменьшаться. Таким образом, условие $\tau_р > \tau_н$ соблюдается, т.е. появление эффекта вязкоупругости при алмазном бурении в зоне герцогского контакта (коронка–порода) можно считать вполне реальным.

Появление эффекта вязкоупругости можно также ожидать и в зоне точечно-нагруженного контакта бурильных труб и горной породы в стенках скважины.

Уже обращалось внимание на возможность снизить поперечные колебания бурильных труб в скважине за счет изменения параметров упругой основы (стенки скважины), т.е. физико-механических свойств промывочной жидкости, в частности, глинистой корки и состояния поверхности бурильных труб [2]

Пользуясь изложенной методикой для оценки $\mu_{эр}$, силу прижатия вращающейся колонны бурильных труб к стенкам скважины можно найти из уравнения М.М.Александрова [1]. Для рассмотренных условий при диаметре скважин 59 мм, диаметре бурильных труб 50 мм; осевой нагрузке на забой 1000 кгс и $n = 400$ об/мин значение прижимающей силы составило 15 кгс. В этом случае также соблюдается условие $\tau_р > \tau_н$. Поэтому эффект вязкоупругости может иметь место и в зоне контакта колонны бурильных труб с породой в стенках скважины.

Таким образом, выбирая химический состав смазывающих добавок и режим алмазного бурения можно снизить как продольные, так и поперечные колебания бурового инструмента. Эффект вязкоупругости, а отсюда и снижение вибрации бурового инструмента, возрастает с повышением твердости горных пород. Этот вывод подтверждается данными, полученными Г.Г.Присе [5], который указал, что использование масляной добавки наиболее эффективно при бурении в крепких породах; при этом им отмечалось повышение стойкости алмазной коронки, устранение вибрации бурового станка и увеличение производительности бурения.

Чтобы повысить способность масел адсорбироваться из промывочных растворов на металлической поверхности бурильных труб и создавать тонкие пленки, в них следует вводить органические вещества, например жирные кислоты. Снизить вибрацию бурового инструмента в процессе бурения можно, кроме того, за счет введения в раствор противоскачковых присадок, сглаживающих неравномерность вращения бурильного вала в скважине. Такой присадкой может служить стеарат алюминия.

В условиях Карамкенской ГРЭ был опробован эмульсионный раствор, состоящий из 5% индустриального масла 50 (отработки), 1% ОП-7; 0,1% серусодержащей присадки ОТП и 0,1% стеарата алюминия, а также водного раствора $NaCl$ (106 г/л). Скважина (горизонтальная) бурилась станком БСК-2М-100 с использованием алмазной коронкой 02И3 диаметром 46 мм. Амплитуды колебаний бурильных труб диаметром 42 мм измерялись у устья скважины виброгра-

фом ВР-I. Промывка осуществлялась водным раствором $NaCl$ (I06 г/л) и эмульсионным раствором. Амплитуды колебаний бурильных труб соответственно составили: продольных 9 и 2,75 мм; поперечных 2,5 и 0,5 мм.

Таким образом, при правильном выборе состава эмульсионного раствора, специальных присадок и режима бурения можно значительно снизить вибрации бурового инструмента и тем самым повысить стойкость алмазных коронок при бурении в твердых горных породах.

ЛИТЕРАТУРА

Александров М.М. О силе прижатия вращающихся труб к стенкам вертикальной скважины. - Изв. вузов. Нефть и газ, 1967, № 9.

2. Мухин Э.М. Определение эффективной вязкости глинистой корки с максимальными вибрационными свойствами. - Труды Тюменск. индустр. ин-та, 1972, вып. 13.

Сенников В.Н. Разработка рациональных режимов алмазного бурения и применение новых технических средств на Зыряновском месторождении полиметаллов. - В кн.: Методика техника разведки, № 83. Л., изд. ВИТР, 1973.

Чистяков Ю.А., Копылов В.Е. Повышение смазочных свойств промывочных жид- Труды Тюменск. индустр. 1968, вып. 2.

5. P r i c e G.G. - „Quarry. Mine and Pit.", 1969, v.8, N 1.