

боя скважины.

3. Значение скорости потока в зоне расширения струи соизмеримо со скоростью в зоне смешивания, при расстоянии между центрами периферийных и центрального отверстий не более, чем $0,8 \frac{r}{R}$.
4. Структура потока с минимальными размерами зон смешения и полным перекрытием плоскости забоя имеет наиболее выгодный с позиций размыва силовой профиль

Библиографический список

1. Ганичев И.А., Анатольевский П.А., Шнееров О.М. Производство буровых работ в строительстве. – М.: Стройиздат, 1966. – 227 с.
2. Козодой А.К., Зубарев А.В., Федоров В.С. Промывка скважин при бурении. – М.: Гостоптехиздат, 1963 – 172 с.
3. Нурок Г.А., Агаева Э.И. Вопросы теории гидромониторной струи и гидравлического разрушения пород. – М.: Изд. МГИ, 1968. –60 с.
4. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1968. – 207 с.
5. Шавловский С.С. Основы динамики струй при разрушении горного массива. – М.: Наука. 1979. – 173 с.
6. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя.– М.: Наука, 1974. – 711 с.
7. Юшков И.А. Исследование процесса формирования ствола подводной скважины при бурении гидроразрывом // Сб. науч. трудов ДонГТУ. – Донецк: ДонГТУ, 2000. – Вып.17. — с. 44–49.
8. Юшков И.А. Обоснование условий гидромониторного бурения морских скважин погружным пробоотборником // Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые. Межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург: УГГГА, 1998. –Вып. 21.– с. 132–138.

© Юшков И.А., 2001

УДК 622.244.46: 622.248.3

Канд. техн. наук ЯКОВЛЕВ А.А.

Санкт-Петербургский государственный горный институт, г. Санкт-Петербург, Россия

ВЛИЯНИЕ ВОДО-ТВЕРДОГО ОТНОШЕНИЯ И СТЕПЕНИ АЭРАЦИИ НА ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ

Знание теплофизических свойств газожидкостных тампонажных смесей позволяет разрабатывать их с заранее заданными технологическими свойствами. Особое значение они приобретают при разработке технологии тампонирувания в породах с отрицательными температурами. Известно, что нарушение температурного режима в скважине приводит к потере сплошности тампонажного камня с окружающими породами, обсадными трубами [1] и в самом тампонажном камне [2, 3], а также к другим осложнениям (удлинение или сокращение срока твердения тампонажного раствора).

При использовании газожидкостных тампонажных смесей возможность развития указанных осложнений сохраняется.

Как указывается в работе [4], теплофизические свойства обычных тампонажных растворов остаются мало изученными. Данные по изменению теплоемкости, теплопроводности

сти и температуропроводности тампонажных растворов скудны, а по газожидкостным тампонажным смесям практически отсутствуют в литературе. Экспериментальное изучение теплофизических свойств при низких и высоких температурах как для традиционных тампонажных растворов, так и для газожидкостных тампонажных смесей сопряжено со значительными трудностями, а иногда и невозможно [4].

Для определения удельной теплоемкости газожидкостных тампонажных смесей (табл.1) использовано правило аддитивности

$$C_{\text{смесь}} = \frac{C_{\text{ц}}G_{\text{ц}} + C_{\text{жс}}G_{\text{жс}} + C_{\text{г}}G_{\text{г}} + C_{\text{ПАВ}}G_{\text{ПАВ}}}{G_{\text{ц}} + G_{\text{жс}} + G_{\text{г}} + G_{\text{ПАВ}}}, \quad (1)$$

где $C_{\text{ц}}, C_{\text{жс}}, C_{\text{г}}, C_{\text{ПАВ}}$ - удельные теплоемкости компонентов, входящих в состав газо-жидкостных тампонажных смесей, Дж/(кг с); $G_{\text{ц}}, G_{\text{в}}, G_{\text{г}}, G_{\text{ПАВ}}$ - вес сухого цемента, воды, газа и поверхностно-активного вещества, кг; $C_{\text{смесь}}$ - удельная теплоемкость газо-жидкостного тампонажного раствора, Дж/(кг с).

Учитывая, что $\frac{G_{\text{в}}}{G_{\text{ц}}} = m, \frac{G_{\text{г}}}{G_{\text{в}}} = \alpha \frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{в}}}$, где $\alpha = V_{\text{г}}/V_{\text{жс}}$ - степень аэрации раствора,

получим

$$C_{\text{смесь}} = \left[C_{\text{ц}} + m(C_{\text{жс}} + C_{\text{г}} + \frac{\rho_{\text{г}}\alpha}{\rho_{\text{жс}}} + Ck) \right] / \left[1 + m(1 + \frac{\rho_{\text{г}}\alpha}{\rho_{\text{жс}}} + k) \right], \quad (2)$$

где $\rho_{\text{г}}, \rho_{\text{в}}$ - плотность газа и жидкости при нормальных условиях (температура 20⁰С и давление 0.1 МПа), кг/м³, k - принимается в процентах от веса воды, $k = (0.2 - 3\%)G_{\text{в}}$.

С ростом водо-твердого отношения и степени аэрации их удельная теплоемкость возрастает также интенсивно, как и у обычных тампонажных растворов [4]. Значения удельной теплоемкости газожидкостных тампонажных смесей при фиксированном водо-твердом отношении мало зависят от их степени аэрации. Это объясняется тем, что теплоемкость газа, входящего в их состав, очень мала по сравнению с другими компонентами.

Таблица 1- Зависимость удельной теплоемкости газожидкостных тампонажных смесей от водо-твердого отношения и степени их аэрации

Степень аэрации	Удельная теплоемкость газожидкостных тампонажных смесей (Дж/(кг ⁰ С)) при водо-твердом отношении, равном					
	0,35	0,4	0,45	0,5	0,6	0,7
0,2	1674,0	1763,6	1847,0	1924,8	2065,7	2190,1
1,0	1673,6	1763,1	1846,4	1924,2	2065,0	2189,3
2,0	1673,1	1762,5	1845,7	1923,4	2064,1	2188,2
2,5	1672,9	1762,2	1845,4	1923,0	2063,7	2187,7
3,0	1672,6	1761,9	1845,1	1922,7	2063,2	2187,2
3,5	1672,4	1761,6	1844,7	1922,3	2062,8	2186,6
4,0	1672,1	1761,3	1844,4	1921,9	2062,3	2186,1
4,5	1671,8	1761,1	1844,1	1921,5	2061,9	2185,6
5,0	1671,6	1760,8	1843,7	1921,2	2061,4	2185,1
5,5	1671,3	1760,5	1843,4	1920,8	2061,0	2184,5

По данным зарубежных исследователей теплопроводность газожидкостных тампонажных смесей значительно ниже, чем у обычных тампонажных растворов [2], так как данные растворы обладают малой плотностью и наличием пустот, заполненных газом. Теплоемкости входящих в тампонажный раствор компонентов отличаются по своим тепло-

физическим свойствам. Современные газожидкостные тампонажные смеси получают с достаточной структурной однородностью. Все это позволяет использовать для оценки их теплопроводности модель обобщенной проводимости гетерогенных систем. Газожидкостные тампонажные смеси представляет собой систему, состоящую из газожидкостного раствора и цемента. Поэтому последовательно оценим эффективную теплопроводность газожидкостной смеси $\lambda_{гжс}$ и газожидкостной тампонажной смеси $\lambda_{гжтс}$. Эффективную теплопроводность $\lambda_{гжс}$ найдем из следующих условий

$$\lambda_{гжс} = \lambda_2 \left(1 - (1 - \alpha) (1 + \alpha) \right) / \left((1 - \lambda_{гж} / \lambda_2)^{-1} - [1 - (1 - \alpha) (1 + \alpha)] / 3 \right),$$

где $\lambda_в, \lambda_г$ - теплопроводности воды и газа, Вт/(м °С).

Затем определим эффективную теплопроводность газожидкостной тампонажной смеси

$$\lambda_{гжтс} = \lambda_ц \left(1 - m^* / \left((1 - \lambda_{гжс} / \lambda_ц)^{-1} - (1 - m^*) / 3 \right) \right) \quad (3)$$

при

$$m^* = 1 + \alpha / \left(1 + \alpha + \frac{\rho_в}{\rho_ц m} \right),$$

где $\rho_в, \rho_ц$ - плотности воды и цемента соответственно, кг/м³; $\lambda_ц$ - теплопроводность цемента, Вт/(м °С).

Расчетные значения эффективной теплопроводности газожидкостных тампонажных смесей для разных значений их степени аэрации и водо-твердого отношения приведены на рис.1. По данным Smith T. [3] их теплопроводность при $\alpha=0.17$ - $\lambda_{гжтс} = 0.25$ Вт/(м °С), что не противоречит полученными автором результатам.

Коэффициент температуропроводности газожидкостных тампонажных смесей (табл.2) можно определить из выражения

$$a_{гжтс} = \frac{\lambda_{гжтс}}{C_{гжтс} \rho_{гжтс}} \quad (4)$$

В зависимости от конкретной технологической задачи и геологических условий газифицируют любые тампонажные растворы. Для получения газожидкостной тампонажной смеси могут использоваться разные естественные вяжущие: портландцемент, пуццолановые, глиноземистые, гипсоглиноземистые, магнезиальные, быстротвердеющие и особо прочные цементы и др., а также их композиции с любыми твердыми наполнителями (песок, глиноматериалы и др.), синтетические вяжущие и композиции, включающие естественные и синтетические материалы. Для их получения необходимо обеспечить высокую степень стабильности (до 100%) газожидкостной тампонажной смеси.

Таблица 2 – Зависимость коэффициента температуропроводности газожидкостных тампонажных смесей от степени их аэрации и водо-твердого отношения

Степень аэрации	Коэффициент температуропроводности ($\times 10^4$ м ² /с) газожидкостных тампонажных смесей при водо-твердом отношении, равном					
	0,35	0,4	0,45	0,5	0,6	0,7
2,0	2,22	2,15	2,09	2,04	1,97	1,91
2,5	2,24	2,17	2,12	2,07	2,00	1,94
3,0	2,27	2,21	2,16	2,11	2,05	1,99
3,5	2,31	2,25	2,21	2,17	2,10	2,05
4,0	2,36	2,31	2,26	2,22	2,16	2,12
4,5	2,41	2,36	2,32	2,29	2,23	2,19
5,0	2,47	2,42	2,38	2,35	2,30	2,26
5,5	2,52	2,48	2,45	2,42	2,37	2,34

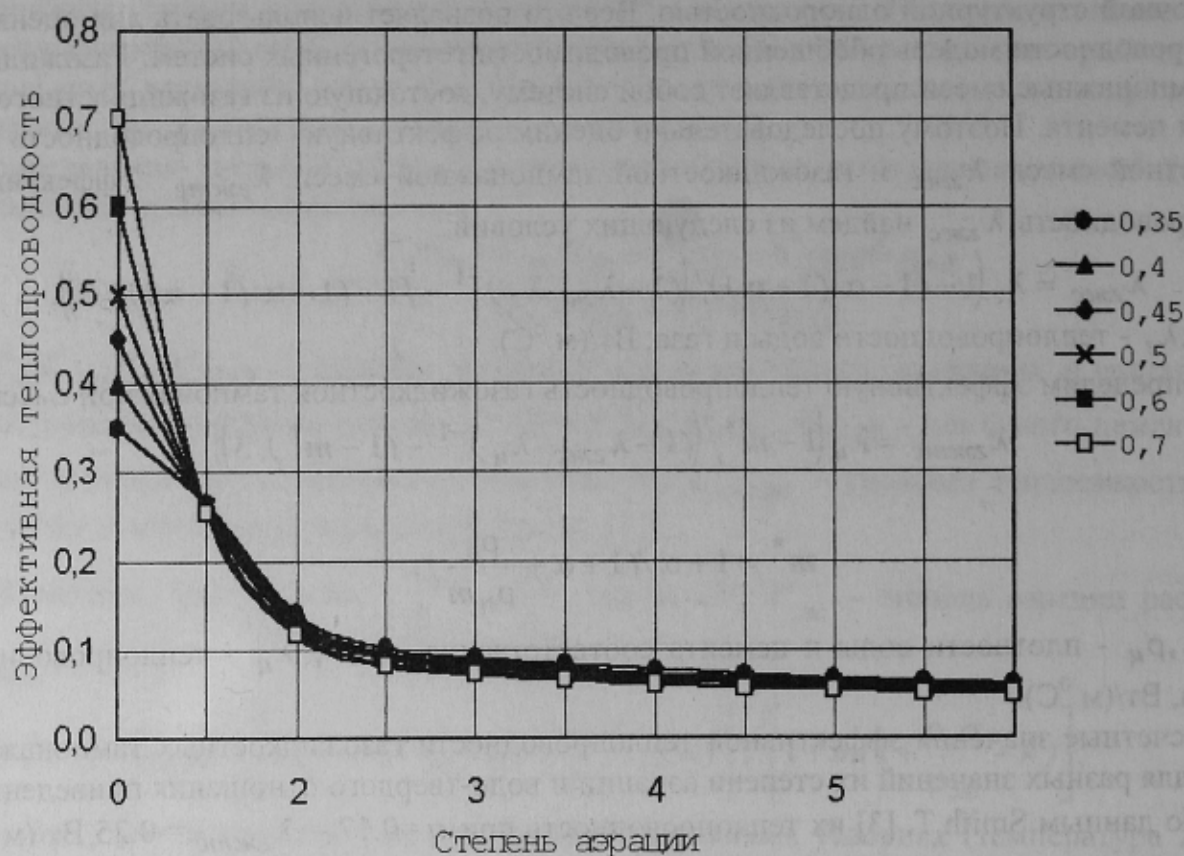


Рис.1 – Зависимость теплопроводности газожидкостных тампонажных смесей от α при $m=0,35 - 0,7$

Вводимый в тампонажный раствор газ не оказывает влияния на химические свойства газожидкостной тампонажной смеси [5]. Это позволяет проектировать основные технологические параметры (водо-твердое отношение, прокачиваемость, прочность и др.) применительно к конкретным условиям на базе исходного негазированного тампонажного раствора любого состава. Вводя газ в тампонажный раствор с заранее заданными технологическими параметрами можно получить необходимую плотность раствора. В тех случаях, когда к прочности и проницаемости тампонажного камня не выдвигают особых требований, степень аэрации зависит от требуемой плотности тампонажного раствора. Однако следует учитывать, что для конкретного водо-твердого отношения существует вполне определенное адсорбционно-связанное количество газа. Излишний газ выделяется из тампонажной суспензии. Количество адсорбционно-связанного газа при определенном водо-твердом отношении зависит также от удельной поверхности используемого цемента (тонкость его помола).

Таким образом, становится возможным проектировать заранее параметры тампонажного раствора из любых естественных вяжущих для тампонирования скважин в сложных горно-геологических условиях, характеризующихся аномально низким пластовым давлением, по трещиноватым и кавернозным, многолетнемерзлым породам.

Библиографический список

1. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в мерзлых породах. – М., Недра, 1983, – 286с.
2. Медведовский Р.И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномерзлых породах. – М., Недра, 1987, – 230с.
3. Smith T. Foamed cements application in Canada. – J. of Canada Petrol. Technol., 1984, III – IV, vol. 23, № 2, pp.65 – 70.
4. Есьман Б.И. Термогидравлика при бурении скважин. – М., Недра, 1982, – 186с.

5. **Low-density foamed portland cements fill variety of needs.** / Montman R., Sutton D.L., Harms W.M., Mady B.G. – Oil and Gas J., 1982, 26/VII, v.80, N 30, pp.209–216.

© Яковлев А.А., 2001

УДК 622.248.4

Инж. АРТАМОНОВ В.Б., инж. ПАПАКА Ю.И.
СПКТЬ ГХК "Спецшахтобурение", г. Донецк, Украина

ОПЫТ СООРУЖЕНИЯ ВОДООТЛИВНЫХ СКВАЖИН

В последнее время предприятиям угольной промышленности совместно с проектными организациями приходится решать вопросы усовершенствования водоотливного хозяйства шахт. В основном проектные решения сводятся к сооружению одиночных скважин большого диаметра для прокладки водоотливных ставов и других технологических коммуникаций.

СПКТЬ ГХК "Спецшахтобурение" совместно с ПКБ ГХК "Макеевуголь" при решении вышеуказанного вопроса на ГОАО "Шахта Холодная балка" была предложена конструкция скважины большого диаметра (1,56 м, глубиной 295 м) с оснащением 7-ю ставами труб, с точкой заложения на промплощадке шахты, которая была одобрена на техническом совете ГХК "Макеевуголь" и институтом "Донгипрошахт". Несмотря на стесненные условия площадки для строительства бурового комплекса, проектировщикам удалось удачно разместить буровое оборудование, не нарушая технологического цикла.

Сооружение скважины выполнялось Первомайским шахтопроходческим управлением по бурению стволов и скважин ГХК "Спецшахтобурение".

Скважина предназначена для откачки шахтных вод на поверхность (4 става диаметром 324 мм), для прокладки силового кабеля (2 става диаметром 219 мм) и для прокладки телефонного кабеля (1 став диаметром 168 мм).

Условия проходки скважины ожидалось сложными, т.к. на глубине 139,7 м от поверхности земли скважина пересекала зону влияния отработанного угольного пласта k_5^1 . Расчетный размер барьерного целика 22 м. Расстояние от скважины до ближайшей горной выработки 13 м. На глубине 190,5 м от поверхности земли скважина проходила в 16 м от горной выработки пласта k_4 . Расчетный размер барьерного целика – 20 м. Проектом были предусмотрены специальные мероприятия, предотвращающие проникновение промывочной жидкости в действующие выработки пластов k_5^1 и k_4 . Угол падения пород в месте заложения скважины составлял 35 градусов. Крупных тектонических нарушений при пересечении толщи пород не наблюдалось. Проектом прогнозировалась встреча мелких геологических нарушений.

Бурение скважины осуществлялось в четвертичных и каменноугольных отложениях. Четвертичные отложения представлены глинами (мощность 0,5 м), перекрытыми почвенно-растительным слоем (мощностью 0,8 м) и являлись неустойчивыми. Каменноугольные отложения представлены чередующимися слоями песчаников, сланцев песчаных и глинистых, известняков и угольных пластов и пропластков. Зона выветривания каменноугольных отложений распространялась до глубины 50 м. Породы в этой зоне преимущественно неустойчивы. Общая характеристика разреза показана в табл.1.

При бурении скважины были встречены подземные воды, заключенные в каменноугольных отложениях. Подземные воды до глубины 280 м по своему химическому составу характеризовались как сульфатно-гидрокарбонатно-натриево-кальциевые. Минерализация вод – до 2,5 г/л. Ниже залегала зона сульфатно-натриево-магниевых вод. В техническом