

скорость износа образцов эластомера, особенно в присутствии соляного раствора. Для данного раствора была также замечено, что для нагрузок 4 и 5 кг после указанного на графике времени эксперимента происходил прихват инструмента и остановка процесса разрушения. Данные результаты можно объяснить тем, что взаимодействие дизельного топлива и образца эластомера происходит интенсивно (учитывая, что происходит дополнительный нагрев среды из-за трения «резина-металл»), начинается размягчение резины, следовательно, повышается ее восприимчивость к износу. В результате, инструмент вырывает крупные куски резины из образца. В присутствии соляного раствора, наоборот, происходит отверждение образца, что для небольших нагрузок (2-3 кг) характеризуется хрупким разрушением с образованием мелкодисперсного резинового порошка. А при больших нагрузках инструмент под силой осевой нагрузки за короткий период времени внедряется в образец и у привода не хватает мощности, чтобы справиться с оказываемым со стороны образца сопротивлением.

В результате проведенных исследований было подтверждено влияние дисперсионной среды бурового раствора на скорость износа образцов эластомера. Показано, что при незначительных нагрузках на эластомер разрушение идет интенсивнее в присутствии соляного раствора, предположительно, за счет хрупкого разрушения образца. С увеличением нагрузки на образец скорость износа для обеих дисперсионных сред выравнивается, но в дизельном топливе происходит полный износ образца, а в соляном растворе возникает прихват инструмента с невозможностью дальнейшего ведения эксперимента. В дальнейших исследованиях планируется проанализировать влияние альтернативных дисперсионных сред на скорость износа образцов эластомера.

Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол_а).

Литература

1. Балденко, Д.Ф. Новая серия ВЗД для горизонтального бурения / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ. 1995. № 10-11. С. 23-25.
2. Балденко, Д.Ф., Балденко Ф.Д., Шмидт А.П. Винтовые забойные двигатели: Новые конструкции и способы управления / М.: Нефтяное хозяйство. 1997. № 1. С. 13-17.
3. Новое поколение винтовых забойных двигателей Пермского филиала ВНИИБТ / Ю.А. Коротаев, М.Г. Бобров, С.Г. Трапезников и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. № 9. С. 7-11.
4. Кочнев, А.М., Кочнева Б.В. Обзор информации по забойным двигателям / М.: Нефтяное хозяйство. 1979. № 8. С. 59-61.
5. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин / М.Т. Гусман, Д.Ф. Балденко, А.М. Кочнев и др. / М.: Недра, 1981. С. 232.
6. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д. Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели / М.: Недра. 1999. С. 374.
7. Кочнев А.М., Голдобин В.Б. Разработка гаммы винтовых забойных двигателей и результаты их применения при бурении и капитальном ремонте скважин / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. № 6-7. С. 2-6.
8. Балденко Д.Ф. Кочнев А.М. Винтовые забойные двигатели. Разработка лаборатории конструирования технических средств для научных и стендовых испытаний / М.: Нефтяное хозяйство. 1993. № 1. С. 26-27.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ БУРЕНИЯ ГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ В ЛЕДНИКОВОМ ПОКРОВЕ АНТАРКТИДЫ СНАРЯДАМИ НА ШЛАНГОКАБЕЛЕ

В.К. Чистяков, В.С. Ковальчук

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Одним из значительных нетрадиционных подходов и технологических прорывов в исследованиях ледников и ледниковых покровов является разработка специальных буровых снарядов, способных быстро и надежно проникать в ледниковые и подледниковые толщи, получать и передавать на поверхность качественную информацию о их строении, составе и динамике. Используя достижения в лазерной технологии, исследователи из Франции разрабатывают в настоящий момент проект бурения и получения качественной информации «in situ» с помощью встроенного в скважинный электромеханический буровой снаряд лазерного спектрометра [1].

Для повышения производительности сооружения и информативности исследования глубоких скважин в центральных районах Антарктиды в проектах «ANR SUBGLACIOR and ERC Ice&Lasers» [1] предусматривается применение для бурения вместо буровой колонны или грузонесущего электрического кабеля специального шлангокабеля, обеспечивающего энергией забойное буровое устройство и передачу получаемой информации от установленной в нем научной аппаратуры на поверхность. Использование шлангокабеля при глубоком бурении в Антарктиде позволяет эффективно решать проблемы очистки скважины от ледяного шлама, обеспечения длительной устойчивости ее ствола за счет создания необходимого гидростатического противодавления на стенки, проведения спускоподъемных и других операций. С целью проведения исследований льда непосредственно в скважине забойный буровой снаряд снабжен тепловым пенетратором, с помощью которого в центре забоя проплавляется опережающее отверстие небольшого диаметра для получения и исследования на установленном в снаряде лазерном спектрометре пробы воды. Результаты спектрального анализа предаются для дальнейшей обработки на поверхность. Проходка самой скважины осуществляется специальным забойным устройством с вращающимся кольцевым долотом, которым разрушается до номинального диаметра большую часть ее забоя. Образующийся при этом крошка (буровой шлам) транспортируется циркуляционным потоком

специальной промывочной жидкости на поверхность, где собирается и используется в дальнейшем для получения дополнительной информации о ледниковых и подледниковых толщах.

Экспериментальную проверку разрабатываемой технологии бурения и исследования ледниковых и подледниковых толщ французские ученые предполагают провести в центральных районах Антарктида, где мощность ледника достигает 3500 – 4000 м, а минимальная температура льда -55 С. Разрабатываемый макет бурового снаряда позволяет проходить скважину диаметром 120 мм при общей потребляемой мощности для бурения и проведения скважинных исследований не более 1000 Вт. В качестве промывочной среды предусматривается использовать кремнийорганическую (силиконовую) жидкость, обладающей низкой вязкостью при отрицательных температурах, достаточной плотностью для создания необходимого гидростатического давления в скважине и отвечающей всем другим технологическим и техническим требованиям [4]. Проектная глубина бурения экспериментальной скважины должна составить 3000 м.

В основе разработанных новых технологии бурения и исследования скважин в мерзлых породах, ледниках и ледниковых покровах лежит созданная в СПбГУ теория температурного режима бурящейся скважины [2, 3], позволившая получать с высокой точностью аналитическое решение задачи о нестационарном распределении температуры в разнообразных промывочных средах в процессе их циркуляции в системе буровой снаряд - скважины с учетом всех основных технических и технологических факторов при общепринятых в горной теплофизике упрощающих допущениях, связанных с определением коэффициентов нестационарного теплообмена k_t и его интенсификации при изменении агрегатного состояния проходимых пород k_a .

В результате проведенных исследований сформулированная математическая модель процесса была сведена к линейному неоднородному дифференциальному уравнению второго порядка с постоянными коэффициентами, решение которого позволило получить распределение температуры в циркуляционных потоках по глубине скважины: внутри бурительных труб (нисходящий поток промывочной среды) $t_1(h)$ и в кольцевом пространстве скважины $t_2(h)$ (восходящий поток), в следующем виде:

$$t_1(h) = m_1 e^{r_1 h} + n_1 e^{r_2 h} + T_n - \sigma \frac{Gc}{k\pi} \quad (1)$$

где

$$m_1 = -\frac{Ar_2 e^{r_2 H} + B}{E}; \quad n_1 = \frac{Ar_1 e^{r_1 H} + B}{E};$$

$$t_2(h) = m_2 e^{r_1 h} + n_2 e^{r_2 h} + T_n, \quad (2)$$

где

$$m_2 = \frac{Ar_1 e^{r_2 H} + B \frac{r_1}{r_2}}{E}; \quad n_2 = -\frac{Ar_2 e^{r_1 H} + B \frac{r_2}{r_1}}{E}.$$

В этих выражениях АВ, Е – сокращающие соотношения:

$$A = t_{10} - T_0 + \frac{Gc}{k\pi} \left(\sigma - \frac{g}{c} i_1 \right) - \frac{gG}{k_t \pi D} (i_1 + i_2) ^\circ\text{C}; \quad B = \sigma - \frac{g}{c} i_1 - \frac{k\pi}{Gc} \Delta t_3; ;$$

$$r_1, r_2 - \text{корни характеристического уравнения: } r_{1,2} = \frac{\pi}{Gc} \left(\frac{k_t D}{2} \pm \sqrt{\frac{k_t^2 D^2}{4} + k_t k D} \right).$$

Здесь: h — текущая координата глубины, м; $T_n = T_D + \sigma h$ — средняя постоянная по глубине температура пород, $^\circ\text{C}$; T_D — постоянная температура ледниковой толщи на поверхности $^\circ\text{C}$; σ -геотермический градиент ледниковой толщи, $^\circ\text{C}/\text{м}$; t_{10} — начальная температура в нисходящем потоке циркуляционной среды $^\circ\text{C}$; k — коэффициент теплопередачи через стенку шлангокабеля, $\text{Вт}/\text{м}^\circ\text{град.}$; H — глубина скважины, м; G — весовой расход циркуляционной среды, $\text{кг}/\text{с}$; c — теплоемкость циркуляционной среды, $\text{Дж}/\text{кг}^\circ\text{град.}$; k_t — коэффициент нестационарного теплообмена, $\text{Вт}/\text{м}^\circ\text{град.}$; $i_{1,2}$ - безразмерные значения гидравлических уклонов в циркуляционных каналах; D - диаметр скважины, м;

Как показал проведенный анализ конкретных условий бурения, для практических расчетов аналитические зависимости (1) и (2) можно упростить и для расчета температуры промывочной среды в скважине с точностью до $0,1^\circ\text{C}$ представить в виде следующих выражений для потоков:

в бурительных трубах

$$t_1 = -\left(\frac{r_2}{r_1} A^* e^{r_2 H} + \frac{B^*}{r_1} \right) e^{r_1(h-H)} + A^* e^{r_2 h} + C_1; \quad (3)$$

в кольцевом пространстве скважины

$$t_2 = \left(A^* e^{r_2 H} + \frac{B^*}{r_2} \right) e^{r_1(h-H)} + A^* \frac{r_2}{r_1} e^{r_2 h} + T_n; \quad (4)$$

$$\text{где } C_1 = T_n - \sigma \frac{Gc}{k\pi}; \quad T_n = T_0 + \sigma h.$$

На рис.1 представлены результаты выполненных расчетов.

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие основные выводы.

Температурный режим скважины при бурении в конкретных геологотехнологических условиях определяется, в основном, температурой ледовой толщи и условиями теплообмена в скважине. Он в меньшей степени зависит как от начальной температуры поступающего в скважину циркуляционного потока, так и от его конечной

температуры на выходе из скважины.

Средние температуры циркулирующей в скважине промывочной жидкости в диапазоне изменения ее начальной температуры от -40°C до -20°C отличаются друг от друга и от средней температуры ледовой толщи в интервале бурения примерно на $(1 - 2)^{\circ}\text{C}$. Это подтверждает возможность использования для аналитических методов исследования теплообменных процессов в бурении в этих условиях теплофизические характеристики циркуляционных сред, определяемые для средних температур слагающих разрез толщ.

Характер распределения температуры в циркуляционных потоках промывочной среды при бурении скважин облегчает оптимизацию основных технологических процессов ее проходки: разрушения забоя и работы породоразрушающего инструмента, промывки и крепления.

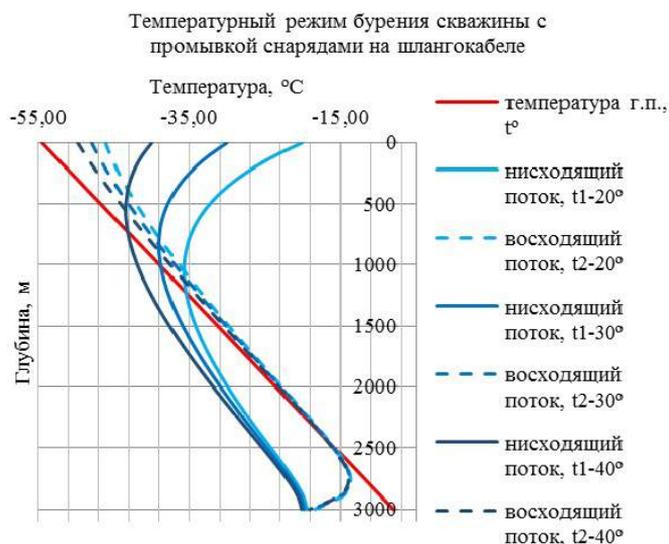


Рис. График зависимости температуры промывочной жидкости от глубины скважины для различных начальных температур ее циркуляции

Литература

1. Alemany and others, the SUBGLACIOR drilling probe: concept and design. (2014), submitted to Ann. Glaciol.
2. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в мерзлых породах. – М.: Недра, 1983. – 286 с.
3. Кудряшов Б.Б. Чистяков В.К., Литвиненко В.С. Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород. – Л.: Недра, Л.О., 1991. – 295 с.
4. Чистяков В.К., Степанов В.И., Талалай П.Г. Промывочная жидкость для бурения скважин в ледовых отложениях. Патент РФ №2168532. Бюллетень изобретений № 16, 2001 г.

ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ МОРСКИХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Д.К. Шульга

Научный руководитель доцент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Россия обладает около 21% шельфа Мирового океана (свыше 6 млн km^2), при этом наиболее перспективный и доступный с точки зрения бурения шельф превышает 60% площади ее акваторий. Общепризнанным является высокий углеводородный потенциал шельфа России – суммарные извлекаемые ресурсы оцениваются многими ведущими отечественными специалистами в более чем 100 млрд тонн условного топлива (оценки западных экспертов намного скромнее), из которых газовая составляющая достигает 80%. При этом наибольший объем углеводородов (около 90%) сосредоточен в арктических морях [1].

Помимо трудностей, возникающих в процессе бурения на шельфе, также существует ряд факторов, негативно влияющих на эффективность способов заканчивания скважин на море. Обусловлено это рядом причин:

- качкой и дрейфом ПБУ;
- сильной обводненностью и неустойчивостью рыхлых пород разрезов;
- требованиями недопущения загрязнения окружающей среды;
- нахождением придонного устья скважины вне видимости бурильщика и обусловленными этим трудностями;
- повышенным износом бурового оборудования и инструментов из-за работы в агрессивной среде [2].

При заканчивании скважин на море необходимо учитывать, что шельфовые месторождения обладают целым рядом особенностей, влияющих на процесс заканчивания скважины. Проблемы, которые осложняют процессы, связанные с интенсификацией притока продуктивного пласта:

- неоднородность фильтрационно-емкостных свойств залежи по простиранию и вкрест простиранию;