Нефтегазовое дело

УДК 622.24

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ ПРИ ПРОХОДКЕ ИНТЕРВАЛОВ СЛАБОСВЯЗНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД С УЧЕТОМ ЗЕНИТНОГО УГЛА

П.А.БЛИНОВ

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

При разработке проектов буровых работ необходим целый комплекс сведений о свойствах горных пород и условиях их залегания. Учет геомеханических процессов, происходящих в околоскважинной зоне, позволяет избежать множества осложнений, связанных с нарушением устойчивости стенок выработки на всех стадиях ее сооружения и эксплуатации. Большое влияние на напряженно-деформированное состояние массива, вскрытого скважиной, оказывают технологические и технические факторы – вибрации и вращение бурильной колонны, образование желобов при спуске и подъеме снаряда, пульсации давления при пуске и остановке насосов, гидростатическое и гидродинамическое давления бурового раствора, его рецептура и свойства. Промысловая жидкость, циркулирующая по скважине, должна обеспечивать противодействие на пласт, химически не взаимодействовать с горной породой, в пористых и трещиноватых породах колюматировать каналы, тем самым препятствуя проникновению бурового раствора вглубь массива, создавать непроницаемый барьер при проходке глинистых толщ, склонных к набуханию, растрескиванию и т.д.

В статье рассматривается методика определения устойчивости стенок наклонно направленной скважины с учетом проникновения фильтрата бурового раствора в поры и трещины горных пород. Методика позволит на стадии проектирования скорректировать зенитный угол скважины при прохождении неустойчивого интервала, либо подобрать рецептуру бурового раствора для обеспечения безаварийного бурения.

Ключевые слова: бурение; буровой раствор; напряженное состояние горных пород; устойчивость ствола скважины; фильтрат бурового раствора

Как цитировать эту статью: Блинов П.А. Определение устойчивости стенок скважины при проходке интервалов слабосвязных горных пород с учетом зенитного угла // Записки Горного института. 2019. Т. 236. С. 172-179. DOI: 10.31897/PMI.2019.2.172

Введение. В последние пять лет в России в качестве технико-технологического решения, направленного на снижение аварий и повышение качества строительства скважин с большим отходом от вертикали Extended Reach Drilling (ERD), используют роторные управляемые системы. Они дают возможность применять ориентируемое бурение по всей длине скважины [6]. При проектировании траектории большое значение имеют начальные и конечные координаты искривленных и наклонно прямолинейных (тангенциальных) участков. Длина вертикального и координаты тангенциальных участков большой протяженности, их соединение с участками изменения зенитного угла накладывают ограничения, связанные, прежде всего, с возможностью проведения бурения, заканчивания, освоения и выбора способа дальнейшей эксплуатации скважины [11].

Стремительно развивающийся сегмент нефтегазового сервиса – строительство многоствольных и многозабойных скважин. Технологии многоствольного бурения Technology Advancement for Multi-Laterals (TAML) позволяют увеличить рентабельность добычи нефти и газа, что имеет особое значение для эксплуатации залежей с трудноизвлекаемыми запасами, а также для месторождений на завершающих стадиях разработки, доля которых от общего числа с каждым годом увеличивается [11, 15]. Конструкции стыков бокового и основного стволов испытывают значительные нагрузки, напрямую зависящие от величины перепада давления на конструкцию со стороны скважины и породы. При этом высокие значения дифференциального давления создают напряжения в металле труб, близкие к пределу текучести [11].

Современные технологии требуют достоверных способов прогнозирования напряженного состояния массива в околоствольной зоне с учетом пространственного положения наклонно направленной скважины. Важную роль играет буровой раствор, контактирующий с горной породой и проникающий вглубь пласта на значительное расстояние. Компоненты, входящие в его состав, колюматруют поры и трещины, адсорбируются на поверхности минеральных зерен, входят с ними в химическую реакцию. В результате такого взаимодействия стенки скважины могут потерять устойчивость, либо наоборот – произойдет их упрочнение.

Существует несколько методов прогнозирования проявлений горного давления, каждому из которых присущи определенные достоинства и недостатки. Область применения того или иного из них ограничивается конкретными горно-геологическими и производственно-техническими условиями, возможностью получения и степенью достоверности необходимой информации, а на стадии поисково-разведочных работ – наличием подобных геологических районов [4, 5, 8, 9].

Научные исследования по укреплению ствола скважины разделяются на два направления: исследование влияния химических реагентов на устойчивость ствола и изучение влияния кольматации стенок скважины на напряженное состояние.

Постановка проблемы. Эффективность аналитических методов определения проявлений горного давления зависит от выбора реологической модели, аппроксимирующей горный массив, и точности определения свойств слагающих его пород. В инженерных и аналоговых методах реальная обстановка учитывается в большей степени [4, 5, 8, 9]. В настоящее время профили нефтяных и газовых скважин проектируются в специализированных программных комплексах, которые с достаточной точностью определяют напряжения в горных породах с учетом геофизических исследований на раннее пробуренных скважинах. Однако они не учитывают влияние бурового раствора. Для этого необходимы эмпириоаналитический и эмпирический подходы к решению задачи, что ограничивает их применение условиями отдельного объекта или геологического региона.

Методология. Для определения влияния фильтрата бурового раствора на устойчивость ствола наклонной скважины предлагается следующая методика, основанная на определении зависимостей [16-20]: фильтрационных и прочностных характеристик горной породы от дисперсности бурового раствора; прочностных характеристик горной породы от фильтрата бурового раствора; распределения напряжений на стенке скважины от зенитного угла скважины с учетом влияния фильтрата бурового раствора.

Для выявления характера зависимостей предложена следующая схема проведения экспериментальных работ:

- Создание насыпной модели горной породы: отсеивание песка определенной фракции; увлажнение и уплотненная трамбовка песка в специальном кольце, совместимом с фильтр-прессом низкого давления Fann и устройством одноплоскостного среза Direct Shear and Vane Tests; расчет размеров проницаемых каналов; расчет пористости и проницаемости модели горной породы.
- Выбор рецептуры базового бурового раствора: подбор фракций наполнителя бурового раствора (используется мраморная крошка); оценка совместимости реагентов с основой бурового раствора (в качестве испытуемых реагентов использовались натриевое жидкое стекло, глицерин, латекс, реагент «Комета-метеор» КМ-ПВР17, Полидон-А); определение концентрации испытуемых реагентов и их влияние на параметры бурового раствора.
- Проведение фильтрационных испытаний на насыпной модели горной породы на фильтр-прессе низкого давления Fann.
- Испытание образца горной породы на одноплоскостной срез после фильтрации бурового раствора на устройстве Direct Shear and Vane Tests, определение величин угла внутреннего трения и сцепления модели.
- Расчет по полученным результатам напряженного состояния вокруг ствола скважины и определение условий, наиболее влияющих на устойчивость.

Для создания насыпной модели горной породы был выбран кварцевый песок фракцией 200-385 мкм и влажностью 20 %. Так как модель формируется сильной трамбовкой, то частицы находятся в плотной укладке. Общая пористость при данном типе укладки (угол укладки 60°) составляет 25,99 %. С помощью аналитической геометрии вычислен диаметр порового канала, зависящий от размеров частиц $30,9 < d_{\text{пор}} < 59,5$ мкм. Коэффициент проницаемости, вычисленный по формуле Ф.И.Котякова, равен 3,46 дарси.

В качестве базового раствора применяется полимерный буровой раствор плотностью 1200 кг/м³. Техническим результатом являются высокая выносная и удерживающая способность бурового раствора, низкая фильтрация, сравнительно малый расход реагентов. Полимерный буровой раствор для проведения испытаний включает биополимер ксантанового ряда Duovis, полианионную целлюлозу Рас HV и Рас LV, ингибирующую добавку (испытуемые реагенты), карбонатный утяжелитель различных фракций и воду.

Таблица 1

Зависимость параметров бурового раствора от дисперсности наполнителя

Параметры бурового раствора	Дисперсность наполнителя, мкм			
	5	50	100	150
Водоотдача, см ³ /30 мин	10	9	9	9
СНС 10 с, Па	5	4	4	3
СНС 10 мин., Па	6	5	5	5
Пластическая вязкость, мПа·с	20	17	17	19
ДНС, Па	23	19	19	18

Рецептура бурового раствора, % от массы: Duovis – 0,1; PacHV – 0,2; PacLV – 0,2; CaCO₃ – 26,35 (до плотности раствора 1200 кг/м³). Для оценки зависимости параметров бурового раствора от дисперсности наполнителя были приготовлены составы с фракциями мела 5; 50; 100; 150 мкм.

Параметры бурового раствора, измеренные на приборах Fann 35s и фильтр-прессе низкого давления Fann, представлены в табл.1.

Как видно из экспериментальных данных, мел с размером частиц 5 мкм наиболее сильно влияет на реологические параметры, а растворы с дисперсностью наполнителя 50 и 100 мкм имеют схожие характеристики.

Для определения концентрации химических реагентов был использован базовый раствор с величиной дисперсности 50 мкм. В него поочередно вводили 1; 2; 3 % реагента и наблюдали за изменениями свойств раствора.

На основе экспериментальных данных (табл.2) получены следующие результаты:

- жидкое стекло снижает вязкость бурового раствора примерно на 25 %; снижаются все реологические параметры, но уменьшается водоотдача раствора; с увеличением концентрации в растворе реологические параметры восстанавливаются;
- реагент «Комета-Метеор» КМ-ПВР17 незначительно снижает вязкость, статистическое напряжение сдвига (СНС) и динамическое напряжение сдвига (ДНС); водоотдача и пластическая вязкость остаются неизменными; при увеличении концентрации реологические параметры увеличиваются;
- латекс увеличивает все реологические параметры; водоотдача остается неизменной; с увеличением концентрации увеличивается реология;
- глицерин незначительно влияет на реологические параметры раствора, с ростом концентрации они незначительно увеличиваются;
- Полидон-А загущает базовый раствор, растут все реологические параметры с ростом концентрации реагента, так как это высокомолекулярный структурообразователь; водоотдача остается неизменной.

Таблица 2

Зависимость параметров бурового раствора от концентрации реагентов

Реагент	Концентрация, %	Водоотдача, см ³ /30 мин	СНС 10 с, Па	СНС 10 мин, Па	Пластическая вязкость, мПа·с	ДНС, Па
Жидкое стекло	1	8	3	5	12	12
	2	8	3	5	14	14
	3	8	3	5	17	15
Латекс	1	9	4	5	20	19
	2	9	5	6	20	20
	3	9	5	6	21	21
Глицерин	1	9	4	5	17	17
	2	10	4	5	19	18
	3	10	4	5	18	18
КМ-ПВР17	1	9	3	4	16	15
	2	9	3	4	17	15
	3	9	4	5	17	15
Полидон-А	1	9	4	5	18	17
	2	9	4	5	18	19
	3	9	5	6	21	20

Для оценки кольматирующей способности бурового раствора с добавками наполнителя различной фракции проведены эксперименты по фильтрации через насыпную модель горной породы на фильтр-прессе низкого давления Fann с использованием специального кольца. Избыточное давление составляло 0,1 МПа. Диаметр пор песчаной модели $30,9 < d_{\text{пор}} < 59,5$ мкм.

Для расчета скорости фильтрации контролировались время и объем фильтрата. По значениям скорости фильтрации можно установить время образования низкопроницаемой корки.

По экспериментальным данным фильтрации растворов с различными фракциями можно сделать следующие выводы (рис.1):

- самой низкой скоростью фильтрации и минимальным объемом фильтрата обладает раствор с содержанием мела дисперсностью 150 мкм. Это свидетельствует о хорошей коагулирующей способности и высокой скорости оседания частиц. При использовании данной фракции низкопроницаемый барьер образуется раньше всех. Размеры частиц мраморной крошки как минимум в три раза превышают размеры проницаемых каналов. Плотность фильтрата равна плотности воды – вся мраморная крошка оседает на фильтрационной корке и в порах проницаемых каналов;

- самый высокий уровень фильтрации демонстрирует раствор с содержанием мела фракции 5 мкм. Частицы, во много раз меньшие размеров каналов, не блокируют поровое пространство, не вызывают коагулирующего эффекта. Момент резкого снижения скорости фильтрации не наблюдается. Плотность фильтрата 1100 кг/м^3 свидетельствует о том, что большая часть частиц, содержащаяся в растворе, беспрепятственно просачивается через насыпную модель;

- растворы с содержанием мела фракции размером 50 и 100 мкм демонстрируют приблизительно одинаковый уровень фильтрации. Момент резкого снижения скорости фильтрации происходит в одно время – период образования низкопроницаемой корки одинаков. Размер частиц мела колеблется от одного-двух диаметров проницаемых каналов. Плотность фильтрата равна плотности воды.

При оценке фильтрационных свойств буровых растворов, обработанных реагентами, основу состава бурового раствора будет составлять мел дисперсностью 50 мкм. Раствор образует фильтрационную корку при среднем значении фильтрации (между значениями фильтрации растворов дисперсностью 5 и 150 мкм). При данном базовом растворе возможно определить влияние реагентов на скорость образования низкопроницаемого барьера и величину фильтрации как в лучшую, так и худшую стороны (рис.2).

По полученным значениям объема фильтрата и скорости фильтрации растворов с содержанием наполнителя дисперсностью 50 мкм, обработанных реагентами, можно сделать выводы:

- объем фильтрата и скорость фильтрации исходного раствора и раствора, обработанного жидким стеклом, примерно равны. Скорость фильтрации после формирования низкопроницаемой корки снижается интенсивнее при наличии в растворе жидкого стекла. Следовательно, жидкое стекло способствует снижению фильтрационной способности бурового раствора;

Рис.1. Зависимость скорости фильтрации растворов с различными фракциями от времени

Размер фракций: 1 – 5 мкм; 2 – 50; 3 – 100; 4 – 150

Рис.2. Зависимость скорости фильтрации растворов с различными фракциями от времени

1 – без реагентов; 2 – жидкое стекло; 3 – КМ-ПВР17; 4 – латекс

Рис.3. Песчаная модель горной породы до и после проведения фильтрации бурового раствора

• реагенты КМ-ПВР17 и латекс значительно увеличивают объем фильтрата бурового раствора, что пагубно влияет на состояние околоскважинного пространства. Порода сильно водонасыщена, стенки скважины с большей вероятностью потеряют устойчивость.

Рассмотрим установившийся режим фильтрации при давлении. Так как базовый буровой раствор с дисперсностью наполнителя 50 мкм образует низкопроницаемый барьер, то со временем скорость фильтрации всех буровых растворов с содержанием химических реагентов выровняется и будет находиться на одном уровне. При прочих равных условиях (площади фильтрации, проницаемости, перепаде давления), исходя из закона фильтрации Дарси, чем выше вязкость раствора, тем меньше глубина проникновения фильтрата в пласт. В данном случае наибольшее влияние на влажностное состояние пород пристволенной области и, как следствие, влияние на устойчивость скважины, оказывает скорость образования низко проницаемой фильтрационной корки.

Определение прочностных свойств песчаной модели. Целью данного этапа исследования является изучение влияния фильтрата бурового раствора на механические свойства насыпной модели. Установлено, что при фильтрации раствора через породу изменяется характер пористости и влажности. Предполагаем, что после указанных изменений произойдет изменение сцепления и угла внутреннего трения – основных параметров по прочностной модели Кулона – Мора. В зависимости от изменения механических свойств породы происходит перераспределение напряжений на контуре и в предельной области вокруг скважины, изменяя ее размеры и характер устойчивости.

После завершения фильтрации буровых растворов через песчаную модель, исследуемый образец аккуратно извлекается из фильтр-пресса (рис.3). Далее образец помещается в устройство одноплоскостного среза Direct Shear and Vane Tests, где к нему прилагается давление и сдвиговая нагрузка. Образец разрушается под напряжением 102,6; 203,3; 304,0 кПа со скоростью сдвига 2 мм/мин (табл.3). Определение τ необходимо проводить не менее чем при трех различных значениях σ . Поэтому с помощью фильтр-пресса и того же бурового раствора готовятся еще два образца породы.

Таблица 3

Результаты испытания на сдвиг песчаной модели 20%-ной влажности

Испытание	А	В	С
Прикладываемое нормальное напряжение	102,6 кПа	203,3 кПа	304,0 кПа
Пиковая прочность	77,0 кПа	141,4 кПа	182,2 кПа
Горизонтальное смещение	2,674 мм	3,729 мм	4,954 мм
Скорость сдвига	2,00 мм /мин		
Конечная высота образца	20,10 мм	19,78 мм	19,73 мм
Суммарное смещение	3,525 мм	4,900 мм	6,100 мм

Таблица 4

Результаты испытаний одноплоскостного среза

Исходная песчаная модель 20 %-ной влажности	Сцепление, кПа	Угол внутреннего трения, град.
	27,43	27,58
5 мкм	21,57	26,34
50 мкм	16,16	30,04
100 мкм	17,29	27,83
150 мкм	16,42	30,85
50 мкм + 3% жидкого стекла	13,97	33,56
50 мкм + 3% латекса	24,16	27,28
50 мкм + 3% КМ-ПВР17	17,59	30,03

Механические свойства моделей, через которые произвели фильтрацию буровых растворов, приведены в табл.4.

Значения сцепления изменяется от 13,97 до 27,43 кПа. Угол внутреннего трения изменяется в диапазоне от 26,34 до 33,56 град.

Расчет напряженно-деформированного состояния ствола скважины. На основе результатов испытаний одноплоскостного среза (табл.4) рассчитаны напряжения на стенке скважины и коэффициент запаса прочности [1-3, 7, 10, 12-14].

Условия расчета: глубина $h = 2000$ м; плотность бурового раствора 1200 кг/м^3 ; плотность вышележащих горных пород 2500 кг/м^3 ; радиус скважины $0,2159$ м; изменение зенитного угла с шагом 15 град.

Приведем пример расчета для модели горной породы без влияния фильтрата бурового раствора (песок влажностью 20%).

Предел прочности касательных напряжений породы:

$$[\tau] = k - \sigma_n \cdot \operatorname{tg} \rho = 27,43 \cdot 10^{-3} + 40,7 \cdot \operatorname{tg} 27,58 = 21,29 \text{ МПа},$$

где σ_n – нормальное напряжение на площадке, МПа; k – величина сцепления горной породы, МПа; ρ – угол внутреннего трения породы, град.

На основе вычисленных значений строим график разности $T(\varphi, \alpha)$ предела прочности $[\tau]$ и касательных напряжений τ (рис.4) в зависимости от полярного угла φ на контуре скважины и зенитного угла α .

Рис.4. Разность предела прочности и касательных напряжений на стенке скважины для песчаной модели 20 %-ной влажности; φ – полярный угол; 15, 30, 45, 60, 75, 90 – зенитный угол скважины; горизонтальное сечение скважины, вид сверху

Рис.5. Разность предела прочности и касательных напряжений на стенке скважины для песчаной модели после фильтрации 3 %-ного раствора жидкого стекла; φ – полярный угол; 15, 30, 45, 60, 75, 90 – зенитный угол скважины; горизонтальное сечение скважины, вид сверху

Область линий, которая заходит за границы 0 МПа, является зоной разрушения. Как видно из рис.4, скважина при данных условия потеряет устойчивость при зенитном угле 75 и 90°.

При анализе графика (рис.5) напряженного состояния стенки скважины, рассчитанного по параметрам модели, через которую провели фильтрацию бурового раствора с 3 %-ным содержанием жидкого стекла, видно, что при данных условиях зоны потери устойчивости отсутствуют (линии не пересекают нулевую отметку). Следовательно, можно сказать, что жидкое стекло способствует укреплению стенки скважины.

Заключение. На основе эмпириоаналитического подхода к решению задачи о проявлении горного давления в наклонно направленной скважине можно сделать вывод о необходимости учета влияния бурового раствора на устойчивость ствола. При этом следует учитывать как дисперсность бурового раствора, так и его химическое взаимодействие с горными породами. В настоящее время на нефтегазовом рынке существуют тысячи химических реагентов для обработки бурового раствора, причем в рецептуру могут входить свыше десяти различных компонентов. Все это ограничивает применение методики условиями отдельного объекта или геологического региона. Дальнейшие исследования в этой области необходимо проводить для выявления общих закономерностей влияния свойств бурового раствора на предельное состояние горных пород в околоскважинной зоне.

ЛИТЕРАТУРА

1. Блинов П.А. Методика оценки крепящих свойств буровых растворов для бурения несвязных горных пород / П.А.Блинов, М.С.Кулемин, Э.Р.Арсланова // Бурение в осложненных условиях: Материалы Международной научно-практической конференции. СПб: «Лема», 2016. С. 11-13.
2. Блинов П.А. Разработка методики определения устойчивости ствола наклонно направленной скважины / П.А.Блинов, Э.Р.Арсланова // Бурение скважин в осложненных условиях. II Международная научно-практическая конференция / Санкт-Петербургский горный университет. СПб, 2017. С. 9-10.
3. Влияние фильтрата бурового раствора на распределение напряжений в пристволенной зоне скважины / П.А.Блинов, М.В.Двойников, М.С.Кулемин, Э.Р.Арсланова // Естественные и технические науки. 2017. № 4 (106). С. 63-66.

4. *Войтенко В.С.* Прикладная геомеханика в бурении. М.: Недра, 1990. 252 с.
5. *Войтенко В.С.* Управление горным давлением при бурении скважин. М.: Недра, 1985. 181 с.
6. *Двойников М.В.* Проектирование траектории скважин для эффективного бурения роторными управляемыми системами // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 254-262. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.254
7. *Карев В.И.* Определение деформационных и прочностных свойств горных пород применительно к баженским отложениям / В.И.Карев, Ю.Ф.Коваленко, Ю.В.Кулинич // Технологии ТЭК. 2005. № 3(22). С. 17-21.
8. *Киреев А.М.* Особенности управления проявлениями горного давления при вызове и интенсификации притоков в сложных горно-геологических условиях // Бюллетень БГА. 2001. № 1 (5). С. 15-19.
9. *Киреев А.М.* Разработка и исследование технологий и технических средств управления горным давлением при строительстве скважин: Автореф. дис... канд. техн. наук / ТюмГНГУ. Тюмень, 2002. 24 с.
10. Математическое и физическое моделирование разрушения горных пород при проходке наклонно-направленных скважин / Д.Климов, В.Карев, Ю.Коваленко, К.Устинов // Технологии топливно-энергетического комплекса. 2006. № 5. С. 22-27.
11. Модель работы многозабойной скважины с различными типами конструкции забоев при стационарном режиме / М.В.Двойников, Ж.М.Колев, Д.Д.Водорезов, А.В.Ошибков // Нефтяное хозяйство. 2014. № 11. С. 130-133.
12. *Николаев Н.И.* Повышение эффективности бурения твердых горных пород / Н.И.Николаев, Е.Л.Леушева // Нефтяное хозяйство. 2016. № 3. С. 68-71.
13. О необходимости учета прочностных характеристик горных пород при определении оптимального пространственного положения скважины / К.Н.Харламов, Ю.Ф.Коваленко, В.И.Карев, Е.А.Усачев // Бурение и нефть. 2008. № 10. С. 18-21.
14. Об устойчивости наклонных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин / Д.М.Климов, В.И.Карев, Ю.Ф.Коваленко, К.Б.Устинов // Актуальные проблемы механики. Механика деформируемого твердого тела. М.: Наука, 2009. С. 455-469.
15. Оценка напряженно-деформированного состояния конструкции соединения стволов многоствольных скважин / А.В.Ошибков, Д.Д.Водорезов, К.В.Сызранцева, С.А.Фролов, М.В.Двойников, В.Н.Светашов, Д.Л.Бакиров // Нефтяное хозяйство. 2015. № 6. С. 83-85.
16. *Blinov P.A.* The method of determining the effects of drilling fluid on the stability of loose rocks / P.A.Blinov, A.V.Podoliak // International Journal of Applied Engineering Research. 2016. Vol. 11, Iss. 9. P. 6627-6629.
17. *Blinov P.A.* The process of hardening loose rock by Mud Filtrat / P.A.Blinov, M.V.Dvoynikov // International Journal of Applied Engineering Research. 2016. Vol. 11. Iss. 9. P. 6630-6632.
18. Geomechanical study of well stability in high-pressure, high-temperature conditions / S.S.T.Moradi, N.I.Nikolaev, I.V.Chudinova, A.S.Martel // Geomechanics and Engineering Vol. 16(3). Iss. 3. P. 331-339.
19. Influence of mud filtrate on the stress distribution in the row zone of the well / P.A.Blinov, M.V.Dvoynikov, K.M.Sergeevich, A.E.Rustamovna // International Journal of Applied Engineering Research. 2017. Vol. 12. Iss. 15. P. 5214-5217.
20. *Moradi S.S.T.* Improvement of cement properties using a single multi-functional polymer / S.S.T.Moradi, N.I.Nikolaev, E.L.Leusheva // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. 2018. Vol. 31. Iss. 1. P. 181-187.

Автор П.А.Блинов, канд. техн. наук, доцент, *Blinov_PA@pers.spmi.ru* (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия).

Статья поступила в редакцию 29.12.2018.

Статья принята к публикации 27.02.2019.