

DOI: 10.25558/VOSTNII.2019.12.4.002

УДК 622.831.325.3

© Л.А. Шевченко, 2019

Л.А. ШЕВЧЕНКО

д-р техн. наук, профессор

КузГТУ, г. Кемерово

e-mail: aotp2012@yandex.ru

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ КУЗБАССА

Приводится обзор результатов внедрения длинных скважин в Кузбассе, пробуриваемых с помощью станков направленного бурения до 1000 м для целей дегазации угольных пластов. Отмечаются положительные стороны данной технологии в сравнении с традиционными схемами дегазации. Предлагается методика расчета производительности скважин по экспериментальным кривым их дебита и дается сравнительная оценка работы скважин в условиях крутого и пологого падения. Обосновывается необходимость разработки собственных методов расчета дебита скважин, адаптированных к конкретным горно-геологическим условиям.

Ключевые слова: УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ, СКВАЖИНА, ДЕГАЗАЦИЯ, ДЕБИТ МЕТАНА, НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ.

Современные тенденции подземной разработки угольных месторождений характеризуются усложнением аэрогазовой ситуации угольных шахт, прежде всего, за счет повышения газообильности горных выработок. Рост газовыделения в горные выработки обусловлен, с одной стороны, непрерывным углублением горных работ, с другой, постоянно растущей производительностью выемочной техники. Переход большинства шахт на работу с одним-двумя очистными забоями, способными давать в сутки до 30 тыс. тонн угля и более, создал новые проблемы в управлении газовым режимом шахт и организации проветривания выемочных участков, что требует новых подходов как с технической, так и с организационной точек зрения.

Эволюция методов управления газовой выделением в шахтах длительное время заключалась в увеличении количества подаваемого воздуха для проветривания очистных и подготовительных забоев, обеспечивающего поддержание концентрации метана в пределах 1 %. Дальнейшее повышение мощности вентиляторов главного проветривания шахт, и, следовательно, и их производительности,

стало технически и экологически нецелесообразным, так как потребовало увеличения сечения горных выработок или увеличения скорости движения воздуха по ним, что имеет довольно жесткие ограничения.

Альтернативным методом управления газовой выделением в шахтах явилась дегазация угольных пластов до начала их разработки, которая начала применяться на шахтах СССР в начале 60-х годов прошлого столетия. Она позволила подойти к решению проблемы управления газовой выделением в шахтах с другой стороны, а именно снизить природную газоносность угольных пластов до начала их разработки, что исключило необходимость наращивать мощность вентиляционных установок.

Отметим несколько этапов истории развития дегазации шахт за последние 50 лет. Вначале это было просто бурение скважин по произвольной схеме без конкретных параметров режима и времени функционирования, поскольку этого требовали Правила безопасности в угольных шахтах (§ 278, 2011 года) [1]. При этом не указывалось, какая остаточная газоносность должна быть достигнута после

дегазации. Это давало возможность работникам соответствующих служб шахт произвольно выбирать расстояние между скважинами и их ориентацию в пласте, что формально соответствовало требованиям, но не обеспечивало необходимой эффективности дегазации.

Одновременно с Правилами безопасности действовало Руководство по дегазации угольных шахт 1975 года, в котором рекомендовались схемы бурения скважин в разных горно-геологических условиях, а также методы производства замеров дебита газа на устье скважин и др. Однако методики расчета общего объема газа, извлекаемого скважиной за все время ее функционирования, в нем не содержалось, а без этого показателя невозможно рассчитать необходимое для снижения природной газоносности до заданных значений количество метана, подлежащего извлечению из пласта [2]. В настоящее время действует Инструкция по дегазации угольных шахт, Приложение № 18 которой посвящено расчету дебита газа в скважины. Однако рассчитать что-либо по данному Приложению практически невозможно ввиду неопределенности некоторых показателей [3]. Конкретику вносит Постановление Правительства РФ № 315 от 25.04.2011 года, в соответствии с которым величина остаточной газоносности дегазируемых пластов не должна превышать 13 м³/т [4]. Таким образом, в настоящее время нет четких методик расчета объема метана, каптированного одной скважиной, а, следовательно, и группой скважин для обеспечения данного директивного показателя. Перед тем как изложить суть предлагаемых нами мето-

дов расчета дебита скважин, коротко рассмотрим новые технологические аспекты предварительной дегазации угольных пластов на шахтах Кузбасса.

Начиная с 2012 года, на шахтах АО «СУЭК-Кузбасс» начала применяться новая технология дегазации угольных пластов и выработанных пространств скважинами большой длины направленного бурения с использованием станка VLD-1000, позволяющего достигать глубины до 1000 м с одновременным контролем хода бурового инструмента в массиве на мониторе станка и в случае его отклонения корректировать траекторию бурения. Данная технология, так называемая австралийская, давно применяется в Австралии и других передовых угледобывающих странах, где зарекомендовала себя с положительной стороны [5, 6].

Преимуществом такой технологии является возможность достижения труднодоступных для обычных скважин зон в массиве, экономия времени на перемонтаж бурового става по сравнению с короткими скважинами, контроль траектории бурения и в целом их меньшее количество при том же объеме каптируемого метана. Так, на шахте им С.М. Кирова из люковой печи № 24 = 104 в кровлю пласта Болдыревский были пробурены пучком восемь скважин для дегазации выработанного пространства лавы 24-61. За каждой из восьми скважин велись систематические наблюдения их дебита до полного отключения от сети. В таблице 1 приведены данные по трем скважинам из этой серии.

Таблица 1
Показатели работы длинных скважин, пробуренных в кровлю пласта Болдыревского на шахте им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс»

Номер скважин	Время работы, сут	Длина скважин, м	Дебит газа по окончании бурения, м ³ /сут	Кэф-фициент β , 1/сут	Объем метана, м ³		Эффектив-ность, %
					Q_1+Q_2	Q_3	
Скважина № 2	77	650	1440	0,012	103200	1300	58,7
Скважина № 7	588	100	72	0,001	32420	72000	31,0
Скважина № 8	22	498	1584	0,036	2420	44000	5,5

Позднее подобные технологии были внедрены на шахтах ООО «Распадская угольная компания», «Распадская», «Ерунаковская», «Алардинская». На шахте «Усковская» в 2019 году также приобретен подобный станок, идет обучение персонала. Кроме того, на

шахте «Распадская» применяется целый комплекс других способов дегазации, включая технологию плазменно-импульсного воздействия на угольный пласт (ПИВ), а также бурение скважин с поверхности в купол обрушения (рис. 1).

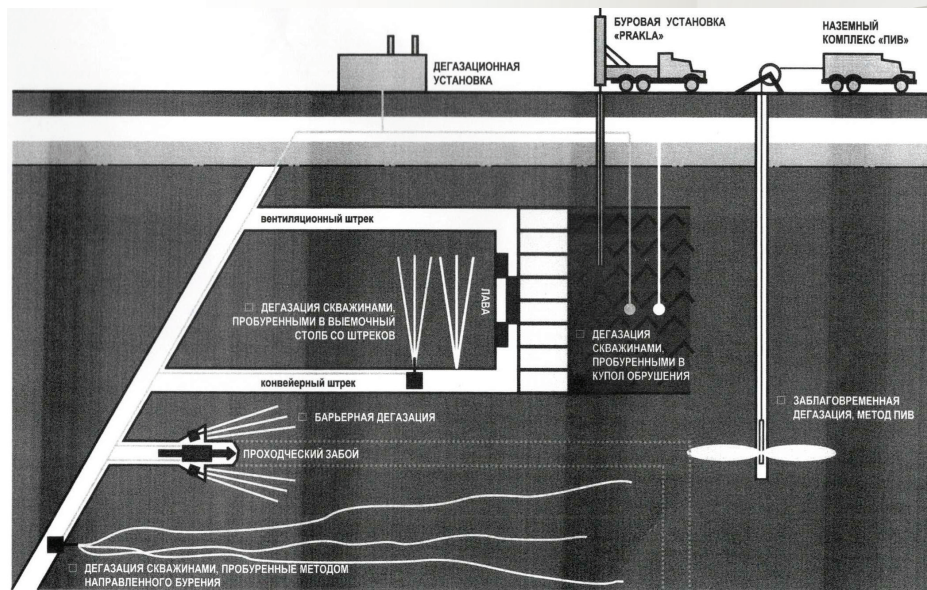


Рис. 1. Способы дегазации угольных пластов на шахте «Распадская»

Особенность бурения длинных скважин станком VLD-1000 заключается в том, что траектория движения бурового инструмента не имеет четко прямолинейной формы и может выходить за пределы мощности пласта, захватывая межпластовую толщу. Это, в известной степени, ограничивает область применения длинных скважин в рамках всего спектра дегазационных технологий. В частности, практика бурения таких скважин на шахте им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс», которая раньше всех начала применять подобную технологию, показывает, что они малоэффективны для дегазации выемочных блоков угольных пластов, подготовливаемых к разработке, а областью, наиболее приемлемой для их использования, является либо дегазация межпластовых толщ, либо выработанных пространств при бурении с поверхности.

Анализируя характер газовыделения в длинные скважины, можно видеть аналогию кривых дебита метана как на стадии бурения, так и после его окончания (рис. 2). Учитывая,

что время бурения таких скважин достигает нескольких суток, а иногда и недель, объем газа, выделившегося за это время, может составить до 25–30 % от всего объема, каптированного скважиной; причем чем больше время бурения, тем больше это соотношение.

В результате формируется структура дебита газа в длинную скважину как сумма двух слагаемых: количества газа, выделившегося во время бурения Q_1 и после его окончания, когда устанавливается режим свободного истечения метана из массива Q_2 . При любом времени бурения скважины сумма двух составляющих ее дебита $Q_1 + Q_2$ должна быть постоянной. На рис. 2 Q_1 и Q_2 могут быть аппроксимированы площадями соответствующих плоских фигур.

Величина Q_1 представляет собой площадь треугольника OAB , где основание OB — это время бурения, t_1 , а высота A_1B_1 — дебит газа на момент окончания бурения, то есть q_0 . Тогда

$$Q_1 = \frac{1}{2} q_0 t_1, \text{ м}^3. \quad (1)$$

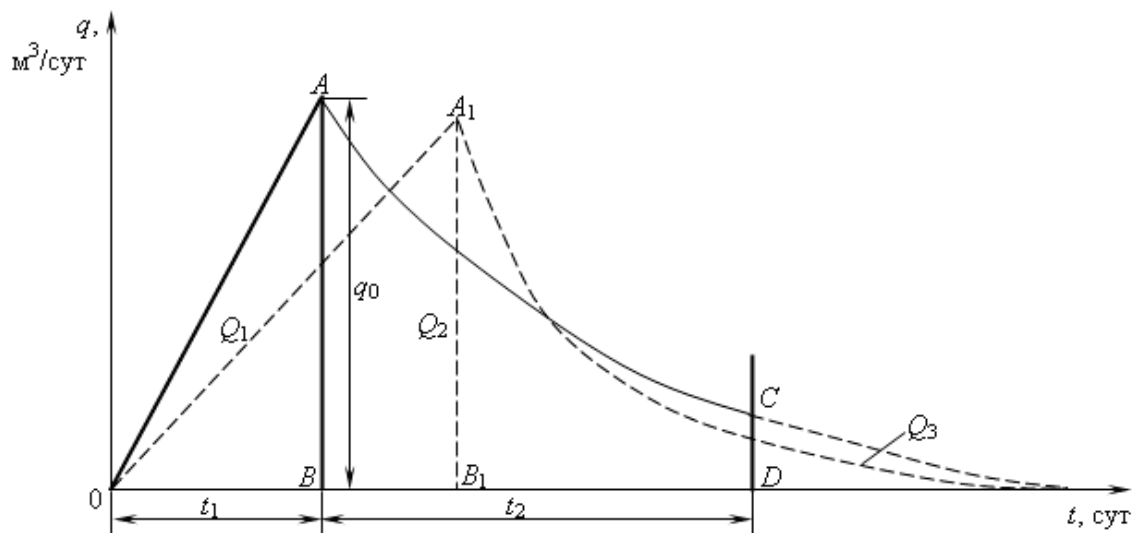


Рис. 2. Типовая кривая дебита газа в скважину большой длины

Для определения величины Q_2 необходимо знать функцию изменения дебита метана после окончания бурения скважины, которая изначально неизвестна. Функцию данной кривой можно определить только опытным путем, имея несколько точек, замеренных экспериментально, для чего требуется некоторое время наблюдения за скважиной. При этом надо выбрать тип функций, которых может быть несколько: гипербола, экспонента, парабола и др. В этом случае наиболее адекватной будет экспоненциальная функция вида [7].

$$q = q_0 e^{-\beta t}, \quad (2)$$

где q_0 — дебит газа на момент окончания бурения, м³/сут; β — коэффициент, характеризующий темп снижения дебита газа во времени, 1/сут; t — время после окончания бурения скважины, сут.

Тогда объем газа, выделившегося за время работы скважины под вакуумом, будет определен как интеграл функции (2):

$$Q_2 = \frac{q_0}{\beta} (1 - e^{-\beta t}), \quad \text{м}^3. \quad (3)$$

При малой кривизне отрезка AC его можно условно считать прямым, что избавит от необходимости вести более сложные вычисления.

Из всего сказанного следует, что для получения каких-либо характеристик углеводородного массива целесообразно прибегать к экспериментальному определению величин,

что значительно повысит точность расчетов, тем более, что такой же подход рекомендуется во многих нормативных актах Ростехнадзора, в том числе и в действующей Инструкции по дегазации угольных шахт. По мере накопления опытных данных может производиться корректировка кривых газовыделения в скважину или использование результатов, полученных на объектах-аналогах.

Для вычисления предельного объема газа, который могла бы извлечь скважина при неограниченном времени работы, необходимо в формулу (3) подставить значение $t = \infty$. Поскольку время фактической работы скважин, как правило, значительно меньше предельного, эффективность их функционирования может быть рассчитана из выражения

$$K = \frac{Q_1 + Q_2}{Q_1 + Q_2 + Q_3}, \quad (4)$$

где $Q_1 + Q_2$ — объем газа, фактически извлеченного скважиной, до момента отключения, м³; $\bar{p}_2(M_1)$ — максимально возможный объем за время $t = \infty$, м³.

Из данного соотношения следует, что эффективность каждой отдельной скважины зависит от величины Q_3 .

Для иллюстрации данного положения на реальных объектах приведем результаты экспериментов по расчету коэффициента эффективности работы скважин на некоторых пластах Кузбасса с разными горно-геологическими условиями.

На шахте «Распадская» проводилась дегазация пласта 7-7а мощностью 4,2 м, восстанавливаемыми скважинами из конвейерного штрека 4-7-27 диаметром 80 мм, длиной 200 м, расстояние между скважинами 20 м. Природная газоносность пласта составляла 12,5 м³/т,

длина очистного забоя составляла 214 м.

Для анализа выбрана группа скважин № 40, 41, 42 (рис. 3).

Параметры работы скважин представлены в табл. 2.

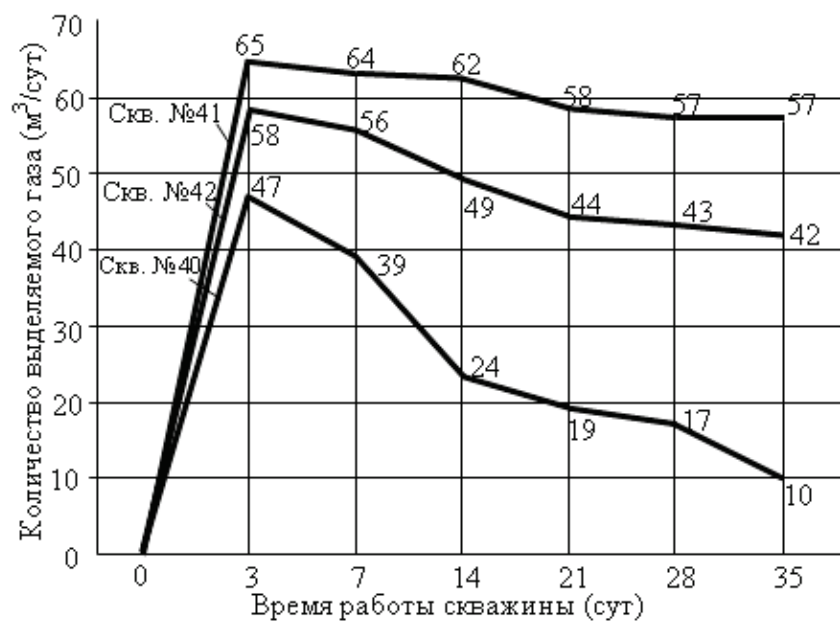


Рис. 3. Газовыделение в дегазационные скважины 40, 41, 42, пробуренные параллельно по восстанию пласта 7-7а

Таблица 2

Показатели работы скважин на пласте 7-7а шахты «Распадская» (все скважины ориентированы по восстанию пласта)

Номер скважин	Время работы скважин, сут.*	Дебит газа на момент окончания бурения, м³/сут	Коэффициент β, 1/сут	Объем извлеченного метана, м³			Эффективность дегазации, %
				Q ₁	Q ₂	Q ₃	
Скважина №40	35 + 3	47,0	0,0044	70,5	896	9785	9,87
Скважина №41	35 + 3	65,0	0,0037	99,0	1952	15615	13,1
Скважина №42	35 + 3	58,0	0,0092	87	1600	4704	35,8

*Примечание: время работы скважин включает трое суток, затраченных на бурение

Как видно из табл. 2, рассчитанный объем метана, который мог бы быть извлечен при условии предельного времени работы под вакуумом, намного превышает объем фактически выделившегося метана, что свидетельствует о нерациональном режиме работы дегазационной системы, когда скважины под «натиском» очистного забоя досрочно прекращают свое существование.

В табл. 3 приведены результаты аналогичных исследований, проведенных на мощных пластах крутого падения в Прокопьевско-Киселевском районе Кузбасса. Большая мощность угольных пластов и условия их залегания позволили обеспечить длительные сроки работы скважин, по-разному ориентированных в угольном пласте, и в связи с этим дать сравнительную оценку их эффективности.

Учитывая небольшую длину скважин, не превышающую 100 м, объем газа, выделившегося при бурении Q_1 отдельно не рассчитывался и включен в Q_2 .

Таблица 3

Показатели работы скважин на мощных пластах крутого падения Кузбасса*

Ориентация скважин в пласте	Пласт	Время работы скважин, сут	Начальный дебит газа, м ³ /м ² сут	Коэффициент β , 1/сут	Объем метана, м ³		Эффективность, %
					Q_1+Q_2	Q_3	
Скважины в плоскости пласта	Прокопьевский	270	3,40	0,0016	765	1300	36
	Горелый	365	6,53	0,0027	1475	944	61
	Мощный	540	4,34	0,0023	1110	776	58
	Лутугинский	270	6,25	0,0026	1212	1190	50
Скважины вкрест простираения пласта	Горелый	1800	92,76	0,0011	84086	241	99
	Мощный	1800	97,00	0,0005	181002	12998	93

*Примечание: для сопоставимости газоотдачи из скважин разной длины их дебит пересчитывался на 1 м² внутренней поверхности

Из сравнения данных табл. 1, 2 и 3 можно сделать вывод о большей эффективности скважин, работавших более длительное время. Особенно наглядно выделяется производительность скважин, ориентированных вкрест простираения пластов, что объясняется вскрытием наиболее газопроводящих трещин напластования по всей мощности пластов. В пластовых скважинах такой возможности нет, за исключением мощных пластов, когда скважина может быть направлена диагонально от лежащего бока пласта к висячему. Аналогичный эффект может быть получен при бурении скважин с поверхности в угольные пласты для их длительной дегазации в предполагаемых местах разработки [8, 9].

В заключение необходимо отметить, что

дегазацию угольных пластов Кузбасса следует рассматривать как долгосрочную программу, рассчитанную на длительную перспективу, требующую постоянного совершенствования для всего комплекса горно-геологических условий с целью достижения максимального эффекта от производственных и экономических затрат. Одним из главных условий данной программы является предоставление возможности скважинам для максимального извлечения метана из угольного массива, что, в конечном счете, зависит от времени их работы под вакуумом. В этом плане следует считать целесообразным разработку отдельной инструкции по дегазации угольных шахт Кузбасса, что обеспечит более детальный подход к этой проблеме [10].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ПБ-618-03. Правила безопасности в угольных шахтах. 2011. С. 70.
2. Руководство по дегазации угольных шахт. М.: Недрa, 1975. 189 с.
3. Инструкция по дегазации угольных шахт. М.: НТЦ Промышленная безопасность, 2011.
4. Постановление Правительства РФ № 315 от 25.04.2011 «О допустимых нормах содержания взрывоопасных газов (метана) в шахте, угольных пластах и выработанном пространстве, при которых дегазация является обязательной.
5. Шевченко Л.А. Процессы газоотдачи угленосного массива в длинные скважины // Вестник КузГТУ. 2014. № 3. С. 52–55.
6. Ковалев В.А., Гришин В.Ю., Шевченко Л.А. Формирование дебита газа в длинные скважины при направленном бурении // Вестник КузГТУ. 2013. № 4. С. 58–60.

7. Shevchenko L.A. Debit gas in well as a comprehensive indicator of gas permeability of the coal seam // Coal in 21st Century: Mining Processing and Safety, ATLANTIS PRESS, Amsterdam. Paris Beuing, 2016. P. 184–187.

8. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1966. 283 с.

9. Тарасов Б.Г., Мащенко И.Д., Рябченко А.С. О фильтрующей модели угольного пласта // Вопросы рудничной аэрологии: КузПИ. Кемерово, 1967. Вып. I. С. 71–78.

10. Шевченко Л.А. О некоторых положениях Инструкции по дегазации угольных шахт // Безопасность труда в промышленности. 2015. № 5. С. 78–80.

DOI: 10.25558/VOSTNII.2019.12.4.002

UDC 622.831.325.3

© L.A. Shevchenko, 2019

L.A. SHEVCHENKO

Doctor of Engineering Sciences, Professor

KuzSTU, Kemerovo

e-mail: aotp2012@yandex.ru

WAYS TO INCREASE DEGASATION EFFICIENCY COAL MINES OF KUZBASS

A review of the results of the introduction of long wells in the KuzBass, drilled using directional drilling machines to 1000 m for the degassing of coal seams. The positive aspects of this technology are noted in comparison with traditional degassing schemes. A technique is proposed for calculating well productivity from experimental production flow curves, and a comparative assessment of well performance under steep and gentle fall conditions is given. The necessity of developing their own methods for calculating the flow rate of wells, adapted to specific mining and geological conditions, is substantiated.

Keywords: COAL SEAM, WELL, DEGASSING, METHANE PRODUCTION RATE, DIRECTIONAL DRILLING.

REFERENCES

1. RS-618-03. Coal mine safety regulations. 2011. 70 p. (In Russ.).

2. Coal mine degassing manual. M.: Nedra, 1975. 189 p. (In Russ.).

3. Coal mine degassing instruction. M.: NTC Industrial Safety, 2011. (In Russ.).

4. Resolution of the Government of the Russian Federation No. 315 of 25.04.2011 «On permissible norms of explosive gases (methane) content in the mine, coal beds and mined space, at which degassing is mandatory». (In Russ.).

5. Shevchenko L.A. Processes of carbon mass gas recovery into long wells // Bulletin KuzSTU [Vestnik KuzGTU]. 2014. No. 3. P. 52–55. (In Russ.).

6. Kovalev V.A., Grishin V.Yu., Shevchenko L.A. The formation of gas flow into long wells during directional drilling // Bulletin of KuzSTU [Vestnik KuzGTU]. 2013. No 4. P. 58–60. (In Russ.).

7. Shevchenko L.A. Debit gas in well as a comprehensive indicator of gas permeability of the coal seam // Coal in 21st Century: Mining Processing and Safety, ATLANTIS PRESS, Amsterdam. Paris Beuing. 2016. P. 184–187.

8. Romm E.S. Filtration properties of fractured rocks. M.: Nedra, 1966. 283 p. (In Russ.).

9. Tarasov B.G., Mashchenko I.D., Ryabchenko A.S. About the filtering model of a coal seam // Questions of mine aerology [Voprosy rudnichnoy aerologii]. 1967. Issue I. P. 71–78. (In Russ.).

10. Shevchenko L.A. About some provisions of the Instructions for the degassing of coal mines // Occupational Safety in Industry [Bezopasnost truda v promyshlennosti]. 2015. No 5. P. 78–80. (In Russ.).