

ГЕОМЕХАНИКА, РАЗРУШЕНИЕ ПОРОД ВЗРЫВОМ, РУДНИЧНАЯ АЭРОГАЗОДИНАМИКА И ГОРНАЯ ТЕПЛОФИЗИКА

DOI: 10.26730/1999-4125-2021-1-32-37

УДК 622.817.47

РАЗМЕЩЕНИЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ВЫСОКОГАЗОНОСНЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТАХ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ЕГО СОДЕРЖАНИЯ В АТМОСФЕРЕ

PLACEMENT OF CARBON DIOXIDE GAS IN HIGH-GAS COAL FORMATIONS TO REDUCE ITS CONTENT IN THE ATMOSPHERE

Тайлаков Олег Владимирович¹,

доктор техн. наук, профессор,

e-mail: oleg2579@gmail.com

Oleg V. Tailakov¹, Dr. Sc. in Engineering, Professor,

Застрелов Денис Николаевич¹,

кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: zastrelov@uglemetan.ru

Denis N. Zastrelov¹, C. Sc. in Engineering, senior researcher

Уткаев Евгений Александрович¹,

кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: utkaev@uglemetan.ru

Eugeny A. Utkaev¹, C. Sc. in Engineering, senior researcher

Макеев Максим Павлович¹, кандидат технических наук, старший научный сотрудник,
e-mail: m_makeev@uglemetan.ru

Maxim P. Makeev¹, C. Sc. in Engineering, senior researcher

¹Институт угля ФИЦ УУХ СО РАН, 650065, Россия, г. Кемерово, пр. Ленинградский, 10

¹Federal Research Center for Coal and Coal Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 650065, Russia, Kemerovo, 10 Leningradsky pr.

Аннотация:

Рассмотрено современное состояние вопроса улавливания и изоляции от атмосферы углекислого газа путем его транспортировки и размещения в геологических формациях для повышения нефте- и газоотдачи нефтегазоносных пластов. Предложено использовать углекислый газ для повышения газоотдачи метаноносных угольных пластов Борисовского месторождения Салтымаковского района Кузбасс при их заблаговременной дегазации с последующей утилизацией извлекаемого угольного метана. Разработана и исследована в среде Comsol Multiphysics численная модель, описывающая стационарный процесс секвестрации углекислого газа.

Ключевые слова: сокращение выбросов парниковых газов, улавливание и концентрирование углекислого газа, угольный метан, геологические формации, угольный пласт, дегазация, численное моделирование.

Abstract:

The current state of the issue of capturing and isolating carbon dioxide from the atmosphere by transporting it and placing it in geological formations to increase oil and gas recovery of oil and gas reservoirs is considered. It is proposed to use carbon dioxide to increase the gas recovery of methane-bearing coal seams in the Borisovskoye field, Saltymakovsky district, Kuzbass during their early degassing with subsequent utilization of the extracted coalbed methane. A numerical model was developed and investigated in the Comsol Multiphysics environment, which describes the stationary process of carbon dioxide sequestration.

Key words: reduction of greenhouse gas emissions, capture and concentration of carbon dioxide, coalbed

methane, geological formations, coal seam, degassing, numerical modeling.

Снижение эмиссии углекислого газа в атмосферу является одним из актуальных направлений сокращения антропогенных выбросов парниковых газов. Одним из способов снижения выбросов CO_2 является последовательное применение технологий его улавливания и концентрирования, транспортировки, закачивания и хранения. Для отделения CO_2 могут быть применены системы улавливания после сжигания топлива, до сжигания топлива и кислородно-топливное сжигание. Технология улавливания и концентрирования CO_2 выбирается исходя из технологических условий производства, а также технического состояния газа и основывается на применении физических или химических растворителей, мембран, твердых сорбентов или криогенного разделения [1]. Известны технологии, которые позволяют улавливать CO_2 из газовых потоков с различной концентрацией углекислого газа с применением оригинальных абсорбентов в стационарных или блочно-модульных установках [2]. К месту хранения углекислый газ транспортируется по газовым трубопроводам или в цистернах, предназначенных для компримированных или сжиженных газов. При этом в мировой практике использование трубопроводов для транспортировки CO_2 является наиболее распространенным и экономически

целесообразным вариантом. В настоящее время расширяющееся применение находят технологии использования углекислого газа для повышения нефте- и газоотдачи, а также закачивание CO_2 в выработанные нефтяные и газовые пласты. Одна из крупнейших установок Great Plains Synfuels Plant (США) обеспечивает улавливание до 2 млн тонн CO_2 /год. Полученный газ транспортируется по трубопроводу протяженностью 330 км в Канаду и используется в качестве агента для повышения нефтеотдачи на месторождении Weyburn [3]. Аналогичное применение углекислого газа на месторождении Sacsos (США) обеспечило увеличение дебита нефтяных скважин до 7,5% [4]. Кроме того, продолжаются исследования частичного замещения буферного газа углекислым газом в подземных газовых хранилищах [5-8].

Для утилизации двуокиси углерода в условиях Кузбасса и повышения газоотдачи угольных пластов рассмотрена Южно-Борисовская площадь, на которой выявлено месторождение природного газа, приуроченное к сводовой части антиклинальной складки, с запасами, оцениваемыми в 84 млн м^3 . Газ содержится в трех залежах, литологически представленных песчаниками, которые обособлены алевролитом-аргиллитовыми пачками и залегают в интервале глубин 170÷400 м. Суммарная мощность

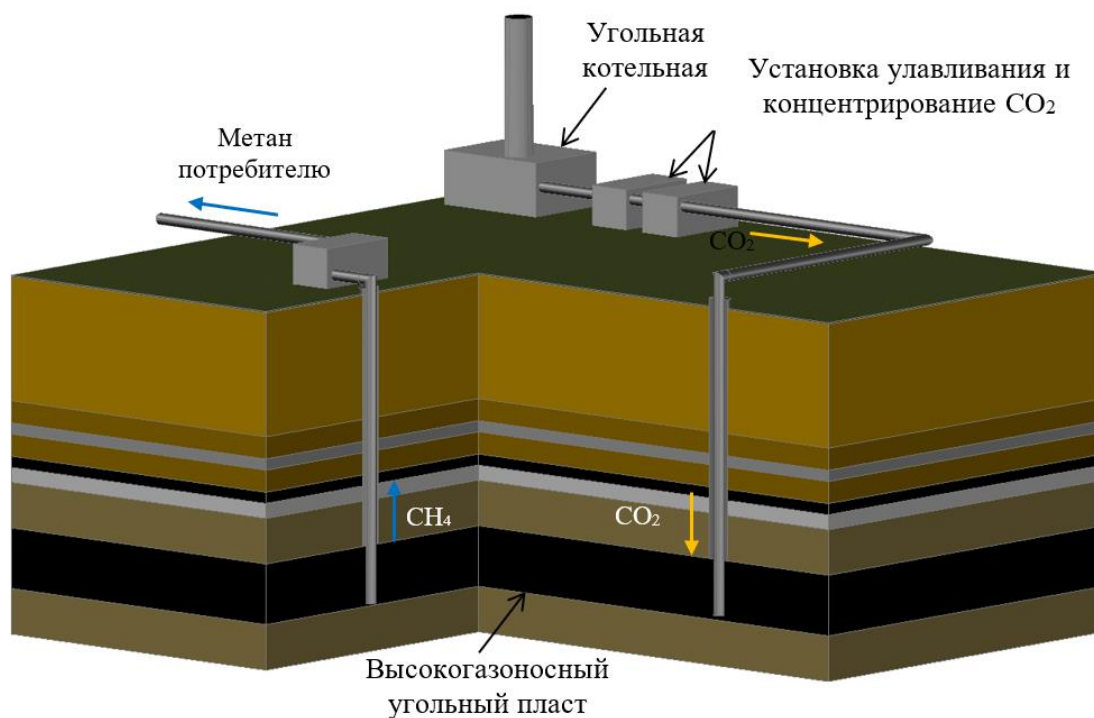


Рис. 1. Улавливание, транспортировка и хранение CO_2 в высокогазоносных угольных пластах Борисовского месторождения

Fig. 1. Capture, transportation and storage of CO_2 in high-gas-bearing coal seams of Borisovskoye field

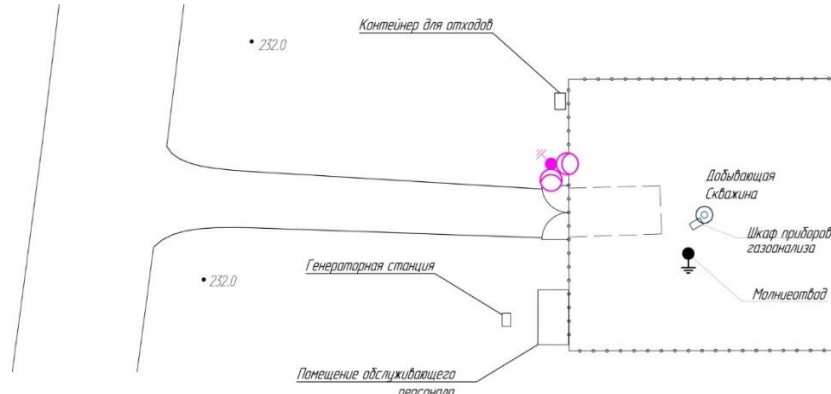


Рис. 2. Схема обустройства площадки добывающей скважины
Fig. 2. Production well site arrangement scheme

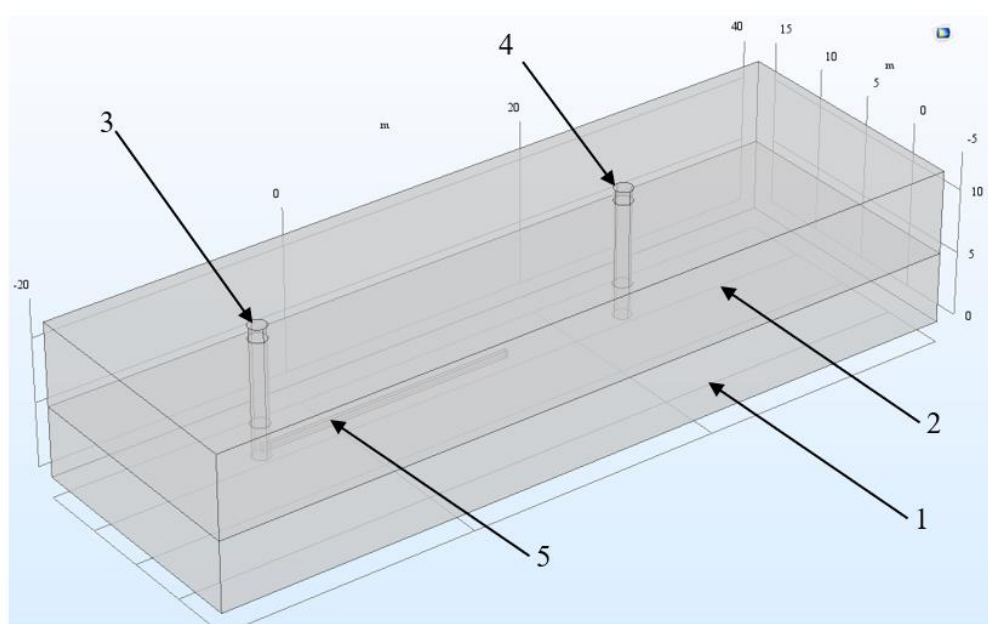


Рис. 3. Расчетная схема для численной модели процесса нагнетания CO_2 в угольный пласт
1 – угольный пласт; 2 – кровля угольного пласта; 3 – скважина для подачи CO_2 ; 4 – скважина для извлечения метана; 5 – трещинно-поровое пространство

Fig. 3. Calculation scheme for a numerical model of the process of CO_2 injection into a coal seam
1 – coal seam; 2 – roof of the coal seam; 3 – CO_2 supply well; 4 – well for methane extraction; 5 – fractured pore space

газоносных песчаников, отмеченных в 12 скважинах, составляет 70 м. Газ – преимущественно метановый (82÷98%) с содержанием этана до 8,1% и более тяжелых углеводородов до 1,3% [9].

Технология размещения двуокиси углерода в высокогазоносных угольных пластах для повышения его газоотдачи схематично представлена на рис. 1. Исходящие дымовые газы из газохода угольной ТЭС или котельной подаются по газопроводу в модульную установку, предназначенную для улавливания и концентрирования CO_2 . Транспортировка очищенного и осушенного CO_2 осуществляется по надземным трубопроводам, проложенным на

опорах. Подача углекислого газа в угольный пласт осуществляется через вертикальную скважину, пробуренную с земной поверхности на 30-40 м ниже почвы пласта. Обсадка скважины выполняется на всю ее глубину. Обсадная колонна цементируется до кровли нагнетаемого пласта, перекрывая залегающие выше пласты. Напротив угольного пласта скважина обсаживается перфорированной трубой, что позволяет увеличить срок службы скважины при нагнетании углекислого газа. После бурения и заканчивания скважины необходимо предусмотреть гидродинамические методы исследования для оценки фильтрационных свойств пласта [10-12].

При сорбировании CO_2 угольным пластом

Таблица. Исходные данные для построения модели
 Table. Initial data for building the model

Параметр	Значение
Диаметр скважины, м	0,146
Глубина залегания угольного пласта от дневной поверхности H , м	480
Внутрипластовое давление $P_{пласт}$, атм.	200
Мощность пласта на участке бурения скважины $h_{пл}$, м	4
Расстояние между скважинами, м	30
Температура угольного пласта $t_{пл}$, °С	30
Модуль упругости Юнга E , МПа	$1,5 \cdot 10^4$
Плотность угля ρ , кг/м ³	1 280
Расход метана Q_{CH_4} , м ³ /сут	20 000
Проницаемость k , мД	5

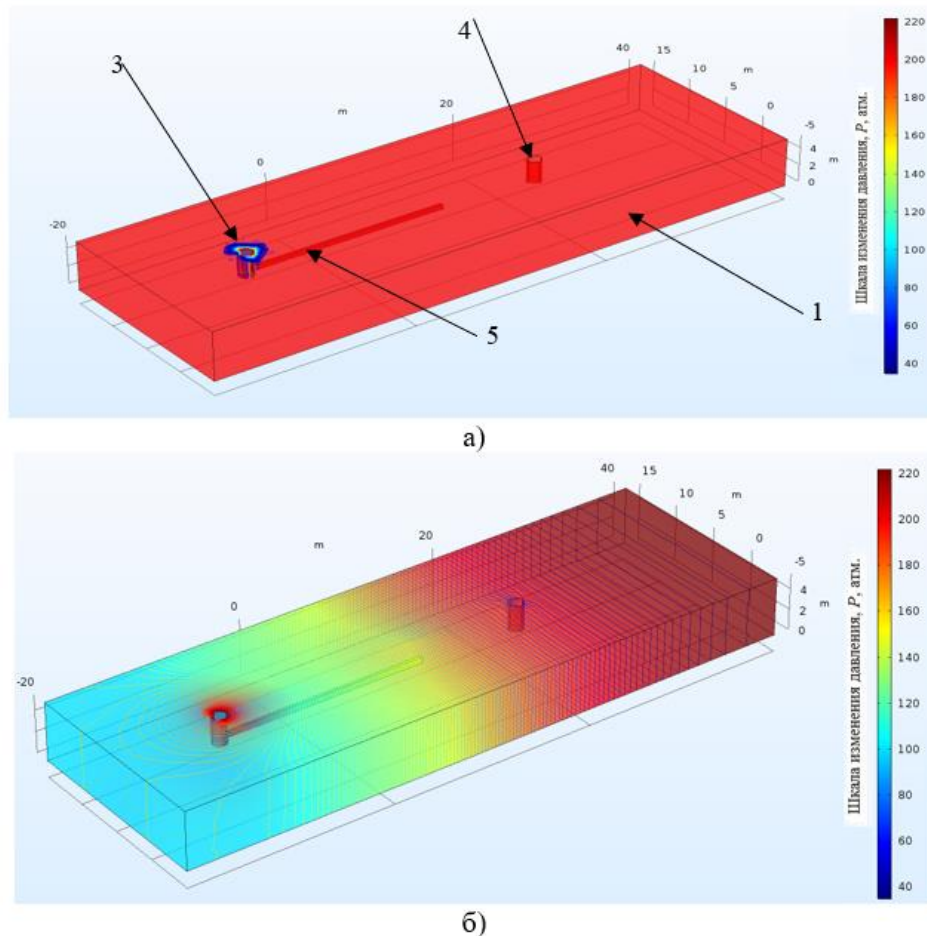


Рис. 4. Модельное представление процесса закачки CO_2 в угольный пласт с развитой системой трещин (5) через скважину (3): а) – в начальный момент времени; б) – через 2 часа
 Fig. 4. Model representation of the process of CO_2 injection into a coal seam with a developed system of fractures (5) through the well (3): a) - at the initial moment of time; b) - after 2 hours

происходит замещение метана с последующим его извлечением через добывающую скважину. Вытесняемый и извлекаемый метан в результате закачки в угольные пласты углекислого газа подается потребителю или в энергетические установки.

В качестве добывающей может быть

использована действующая скважина, пробуренная на Южно-Борисовском участке Борисовского месторождения Салтымаковского района, которая находится в 1,8 км от угольной котельной. Скважина пробурена на глубину 480 м, пересекает четыре угольных пласта (XVIII, XVII, XV, XIV) ускатской свиты мощностью 0,5-1,5 м и

обсажена металлической трубой диаметром 273 мм. В ранее проведенных измерениях установлено, что концентрация метана на устье скважины составляет 96,9÷98,5% при максимальном дебите 20000 м³/сут. Для утилизации метана, извлекаемого этой скважиной, необходимо предусмотреть обустройство площадки скважины, демонтаж существующей арматуры, монтаж новой арматуры, устройство подъездного пути (рис. 2).

В численных экспериментах установлена геометрическая форма области и параметры перераспределения давления углекислого газа в прискважинной зоне при его подаче в скважину (3) под давлением 35 атм. в течение 2 часов (рис. 4). При этом первоначальная область, насыщенная углекислым газом (рис. 4, а), развивается в направлении метановыдающей скважины (4) и по окончании заданного временного интервала возрастает до 150 атм. на границе его

распространения (рис. 4, б). Процесс сопровождается снижением потока углекислого газа с 0,01 до 0,002 м³/с и увеличением дебита метановыдающей скважины с 0,0007 до 0,005 м³/с.

Таким образом, показано, что углекислый газ может быть эффективно использован для повышения метаноотдачи угольных пластов при их заблаговременной дегазации. В качестве источников CO₂ предлагается использовать угольные теплоэлектростанции и котельные, на которых для этих целей целесообразно применять известные наилучшие доступные технологии улавливания углекислого газа. Дальнейшее развитие такого подхода связано с постановкой натуральных экспериментов в реальных условиях угольных месторождений для опробования экономически и экологически обоснованной технологии секвестрации углекислого газа и подтверждения полученных результатов численного моделирования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Метц Б., Дэвидсон О., де Конинк Х., Лоос М., Мейер Л. Специальный доклад МГЭИК «Улавливание и хранение двуокиси углерода» // МГЭИК. – 2005. – 57 с.
2. Инновационные решения и продукты [Электронный ресурс] URL: <http://green-sol.ru/> (дата обращения: 10.05.2020).
3. Weyburn-Midale Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project [Электронный ресурс] URL: <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/weyburn.html> (дата обращения: 10.05.2020).
4. Martin D. F. & Taber J. J. Carbon Dioxide Flooding. Society of Petroleum Engineers. 1992, April 1.
5. Карвацкий А. Г. CO₂ – эффективный заменитель буферного газа ПХГ // Газовая промышленность. – 1985. – №7.
6. Опыт «Газ де Франс» по замещению части буферного газа ПХГ выхлопными газами. Транспорт, переработка и использование газа в зарубежных странах. – М.: ВНИИЭГазпром, – 1989. – № 17.
7. Рубан Г. Н., Михайловский А. А. и др. Проведение теоретических и экспериментальных исследований по возможности использования углекислого газа для частичной замены буферного природного метанового газа на ПХГ. Этап 2. Разработка технологических решений по созданию и эксплуатации ПХГ в пористых пластах с комбинированным (природный метановый газ + углекислый газ) буферным газом. Отчет о НИР/ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», – М.: 2011.
8. Крейнин Е. В. Негативное воздействие парниковых газов на глобальное изменение климата // Газовая промышленность. – 2004. – № 1. – С. 70-71.
9. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Т. 7. Кузнецкий, Горловский бассейны и другие угольные месторождения Западной Сибири / Под ред. В. И. Яворского. – М.: Недра, – 1969. – 912 с.
10. Тайлаков О. В., Уткаев Е. А., Смыслов А. И. Мониторинг параметров гидродинамического воздействия на угольный пласт в шахтных условиях // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – №1 (73). – С. 88-90.
11. Тайлаков О. В., Уткаев Е. А. Моделирование фильтрации жидкости при изменении проницаемости в призабойной зоне скважины // Горный Информационно-аналитический бюллетень. – 2008. – № 0В7. – С. 145-149.
12. Tailakov O. V., Utkaev E. A., Zastrelov D. N., Sokolov S. V. Physical modeling of fluid flow in the near-wellbore formation zone on the basis of equivalent materials // Applied Mechanics and Materials. 2015. Vol 770. pp 349-353.

REFERENCES

1. Metts B., Davidson O., de Konink Kh., Loos M., Meyyer L. Spetsial'nyy doklad MGEIK «Ulavlivaniye i khraneniye dvoukisi ugleroda» // MGEIK. – 2005. – 57 s.
2. Innovatsionnyye resheniya i produkty [Elektronnyy resurs] URL: <http://green-sol.ru/> (data obrashcheniya: 10.05.2020).
3. Weyburn-Midale Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project [Elektronnyy resurs] URL: <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/weyburn.html> (data obrashcheniya: 10.05.2020).
4. Martin D. F. & Taber J. J. Carbon Dioxide Flooding. Society of Petroleum Engineers. 1992, April 1.
5. Karvatskiy A. G. CO₂ – effektivnyy zamenitel' bufernogo gaza PKHG// Gazovaya promyshlennost'. – 1985. – №7.
6. Opyt «Gaz de Frans» po zameshcheniyu chasti bufernogo gaza PKHG vykhlopnymi gazami. Transport, pererabotka i ispol'zovaniye gaza v zarubezhnykh stranakh. – M.: VNIIEGazprom, – 1989. – № 17.
7. Ruban G. N., Mikhaylovskiy A. A. i dr. Provedeniye teoreticheskikh i eksperimental'nykh issledovaniy po vozmozhnosti ispol'zovaniya uglekislogo gaza dlya chastichnoy zameny bufernogo prirodnoy metanovogo gaza na PKHG. Etap 2. Razrabotka tekhnologicheskikh resheniy po sozdaniyu i ekspluatatsii PKHG v poristyykh plastakh s kombinirovannym (prirodnyy metanovyy gaz + uglekislyy gaz) bufernym gazom. Otchet o NIR/ OOO «Gazprom VNIIGAZ», – M.: 2011.
8. Kreynin Ye. V. Negativnoye vozdeystviye parnikovyykh gazov na global'noye izmeneniye klimata // Gazovaya promyshlennost'. – 2004. – № 1. – S. 70-71.
9. Geologiya mestorozhdeniy uglya i goryuchikh slantsev SSSR. T. 7. Kuznetskiy, Gorlovskiy basseyny i drugiye ugol'nyye mestorozhdeniya Zapadnoy Sibiri / Pod red. V.I. Yavorskogo. – M.: Nedra, – 1969. – 912 s.
10. Taylakov O. V., Utkayev Ye. A., Smyslov A. I. Monitoring parametrov gidrodinamicheskogo vozdeystviya na ugol'nyy plast v shakhtnykh usloviyakh // Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti. – 2018. – №1 (73). – S. 88-90.
11. Taylakov O. V., Utkayev Ye. A. Modelirovaniye fil'tratsii zhidkosti pri izmenenii pronitsayemosti v prizaboynoy zone skvazhiny // Gornyy Informatsionno-analiticheskiy byulleten'. – 2008. – № OV7. – S. 145-149.
12. Tailakov O. V., Utkayev E. A., Zastrelov D. N., Sokolov S. V. Physical modeling of fluid flow in the near-wellbore formation zone on the basis of equivalent materials // Applied Mechanics and Materials. 2015. Vol 770. pp 349-353.

Поступило в редакцию 10.02.2021

Received 10 February 2021