

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ ПРИ БУРЕНИИ В ИНТЕРВАЛЕ АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

THE STUDY AND DEVELOPMENT OF WATER INFLUX ISOLATION TECHNOLOGIES DURING DRILLING IN THE RANGE OF ABNORMAL RESERVOIR PRESSURES

В.Н. Кучин
Vyacheslav N. Kuchin

Санкт-Петербургский
горный университет,
г. Санкт-Петербург,
Российская Федерация

Saint-Petersburg
Mining University,
Saint-Petersburg, Russian Federation

М.В. Нуцкова
Maria V. Nutskova

Санкт-Петербургский
горный университет,
г. Санкт-Петербург,
Российская Федерация

Saint-Petersburg
Mining University,
Saint-Petersburg, Russian Federation

Е.Ю. Цыгельнюк
Elena Yu. Tsygelnyuk

Санкт-Петербургский
горный университет,
г. Санкт-Петербург,
Российская Федерация

Saint-Petersburg
Mining University,
Saint-Petersburg, Russian Federation

М.В. Двойников
Mikhail V. Dvoynikov

Санкт-Петербургский
горный университет,
г. Санкт-Петербург,
Российская Федерация

Saint-Petersburg
Mining University,
Saint-Petersburg, Russian Federation

Добыча нефти и газа в России в большей степени осуществляются на месторождениях, разработка которых относится к последним десятилетиям прошлого столетия. По уровню их освоения и эксплуатации наблюдаются истощение запасов и снижение пластовых давлений. Длительное время разработки способствует усложнению условий строительства скважин на этих месторождениях, особенно в вопросах обеспечения надежности разобщения вскрываемых продуктивных пластов. Анализ материалов бурения и заканчивания скважин Западной Сибири и Севера Тюменской области показал, что увеличилось количество поглощений цементного раствора при креплении скважин, а также наличие межпластовых перетоков. Значительная доля фонда добывающих скважин характеризуется показателями обводненности продукции более 80%. Фонд скважин, дающих обводненную продукцию сразу после освоения, составляет не менее 15%.

Временная изоляция проницаемых водоносных пластов — технологически необходимая операция, которая значительно усложняется при низких пластовых давлениях. Актуальным является применение составов с низкой плотностью. Примерами подобных составов являются эмульсии и пены. Наиболее подходящими жидкостями блокирования являются жидкости с низким показателем динамического напряжения сдвига в поверхностных условиях и с высоким в призабойной зоне пласта, что позволяет снижать вероятность проникновения жидкости глушения в продуктивный горизонт и ухудшать его фильтрационно-емкостные свойства. Следует отметить, что

Ключевые слова

бурение скважин, осложнения, водопритоки, продуктивный пласт, изоляция, блокирование пласта, газожидкостные смеси, пены, вязкоупругие составы, пониженные пластовые давления, заканчивание скважин, лабораторные исследования, фильтрация, реология, плотность

применение данных типов жидкостей совместно с комплексом технологических мероприятий позволит значительно повысить качество изоляции водопроявляющих интервалов.

Oil and gas production in Russia is to a great extent carried out in the fields, the development of which belongs to the last decades of the previous century. In terms of their development and exploitation, depletion of stocks and decrease in reservoir pressures are observed. The long development period contributes to the complication of the conditions of well construction in these fields, especially in matters of ensuring the reliability of disconnection of the discovered productive layers. Analysis of drilling and well completion materials in Western Siberia and the North of the Tyumen Region showed that the amount of cement slurry absorptions during well fixing increased, as well as the presence of interplastic overflows.

A significant proportion of the fund's producing wells is characterized by indicators of water production exceed 80%. The number of wells that gives water-cut production immediately after development, is not less than 15%.

Temporary isolation of permeable aquifers is technologically necessary operation, which is significantly complicated at low reservoir pressures. The use of low density compounds is topical. Examples of such formulations are emulsions and foams. The most suitable blocking fluids are fluids with low dynamic shear stress at surface conditions and high shear stress in the bottom-hole formation zone, which makes it possible to reduce the probability of penetration of the jamming liquid into the productive horizon and to impair its porosity and permeability properties. It should be noted that the use of these types of liquids in conjunction with a complex of technological measures will significantly improve the quality of isolation of water-producing intervals.

Объемы добычи нефти и газа в России в большей степени осуществляются на месторождениях, разработка которых относится к последним десятилетиям прошлого столетия. По уровню их освоения и эксплуатации наблюдаются истощение запасов и снижение пластовых давлений. Длительное время разработки способствует усложнению условий строительства скважин на этих месторождениях, особенно в вопросах обеспечения надежности разобщения вскрываемых продуктивных пластов. Анализ материалов бурения и заканчивания скважин Западной Сибири и Севера Тюменской области показал, что увеличилось число поглощений цементного раствора при креплении скважин, а также наличие межпластовых перетоков [1, 2].

Значительная доля фонда добывающих скважин характеризуется показателями обводненности продукции более 80%. Фонд скважин, дающих обводненную продукцию сразу после освоения, составляет не менее 15% [3].

Временная изоляция проницаемых водоносных пластов — технологически необходимая операция, которая значительно осложняется при низких пластовых давлениях. Актуальным является применение составов с

низкой плотностью. Примерами подобных составов являются эмульсии и пены. Наиболее успешными жидкостями блокирования являются жидкости с низким показателем динамического напряжения сдвига в поверхностных условиях и с высоким в призабойной зоне пласта, что позволяет снижать вероятность проникновения жидкости глушения в продуктивный горизонт и ухудшать его фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Следует отметить, что применение данных типов жидкостей совместно с комплексом технологических мероприятий позволит значительно повысить качество изоляции водопроявляющих интервалов [4, 5].

Существует несколько технологических направлений для решения проблемы качественной изоляции водоносных пластов. Например, наиболее часто используют селективную изоляцию водопритоков, включающую при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР) временное блокирование пласта, и технологию PBL (циркуляционный переводник). Данное устройство содержит циркуляционный клапан, который позволяет многократно переключать поток жидкости из внутреннего пространства бурильной

Key words

well drilling, complications, water flows, productive formation, isolation, formation blocking, gas-liquid mixtures, foams, viscoelastic compositions, reduced formation pressures, well completion, laboratory studies, filtration, rheology, density

колонны в затрубное, минуя все элементы компоновки низа бурильной колонны (КНБК), находящиеся в компоновке ниже PBL [6].

Однако использование данной технологии не обеспечивает регулирования давления в кольцевом пространстве.

Для обеспечения работ, направленных на повышение эффективности заканчивания скважин в интервалах неконтролируемого притока, предлагается использовать в процессе бурения устройство-регулятор давления с одновременным закачиванием блокирующей жидкости (рисунок 1) при первичном вскрытии водоносного пласта [7].

Изоляция водопритоков при вскрытии пласта осуществляется следующим образом. Устройство-регулятор давления 1 устанавливается в КНБК. Оно содержит резиновый элемент 2 с наружным металлическим кольцом 3. Расстояние от долота 4 до регулятора давления выбирается исходя из мощности интервала водоносного пласта 5. В процессе бурения производится активация устройства, обеспечивающего уменьшение/увеличение кольцевого зазора 6. Затем закачивается расчетный объем блокирующей жидкости (таблица 1) [8, 9].

Корректировка гидродинамического давления и эквивалентной циркуляционной плотности осуществляется изменением механической скорости бурения, влияющей на концентрацию шлама в кольцевом пространстве и расходом промывочной жидкости.

Во избежание дифференциального прихвата бурильного инструмента обязательным условием является его периодическое, либо постоянное вращение.

С целью сохранения ФЕС пласта были определены основные показатели свойств блокирующей жидкости.

В соответствии с рекомендациями по компонентному составу в лабораторных условиях приготовлены смеси, с которыми проведены экспериментальные исследования [10, 11]. В качестве неизменной компонентной составляющей растворов были выбраны следующие реагенты:

- лаурилсульфат натрия (вспениватель и собиратель, поверхностно-активное вещество (ПАВ));
- кальцинированная сода (регулятор pH, для смягчения воды);
- биопол (биополимер);

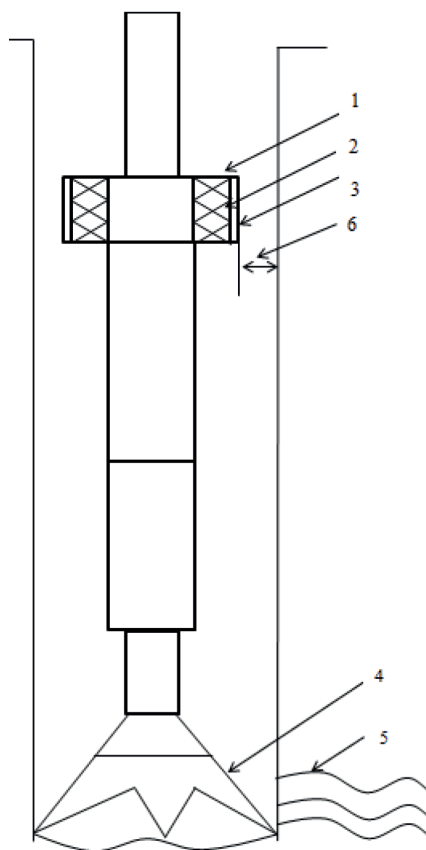


Рисунок 1. Устройство-регулятор давления

Таблица 1. Параметры блокирующих жидкостей

Наименование показателей свойств блокирующих жидкостей	Рекомендуемые параметры
Плотность $\rho_{пены}$, кг/м ³	$\rho_{пены} = \rho_{ж} (\alpha_0/H)$, менее 1000
Кратность	1,3–1,5
Условная вязкость, с	100–500
Пластическая вязкость $\eta_{пл}$, мПа·с	не менее 65
Динамическое напряжение сдвига τ_0 (в условиях поверхностных/забойных), дПа	400–1000/150–700
Статическое напряжение сдвига $\theta_{10 с/10 мин}$, дПа	не менее 15/15
Показатель фильтрации Φ , см ³ /30 мин	не более 5
Толщина фильтрационной корки, мм	0,5–1,0 мм
Водородный показатель рН	7–8
Термостабильность, °С	до 90
Седиментационная устойчивость, кг/м ³	не более 20
Суточный отстой, %	не более 4

Условные обозначения:
 α_0 — высота столба пенообразующего раствора (объем 100 см³), см;
 Н — высота столба пены, см.

— карбонат кальция разных фракций (утяжелитель, структурообразователь);

— калий уксуснокислый плавленый (бактерицид).

Варьировались концентрация ПАВ, стабилизирующих и структурообразующих компонентов. В таблице 2 представлены компонентные составы исследованных растворов.

В качестве базовых составов для их модификации с целью получения рецептур, свойства которых соответствуют рекомендованным, выбраны составы 7 и 9, так как они обладают минимальным количеством параметров, которые соответствуют необходимым. В таблице 3 представлены компонентные составы исследованных растворов.

В таблице 4 представлены результаты исследований предложенных составов.

Оптимальным раствором, который можно рекомендовать к применению, оказался 9б. Все необходимые параметры по его исследованию на данном этапе были соблюдены.

В качестве входных параметров моделирования эксперимента, направленного на определение зависимости изменения перепада давления в кольцевом пространстве скважины от режимов течения блокирующего состава с установленным в КНБК устройством, использовались: плотность раствора, реологические свойства раствора, скорость течения промышленной жидкости, состав и количество горной породы (аргиллиты) [9, 12, 13].

Таблица 2. Компонентные составы исследованных растворов, %

Реагенты	Растворы								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Биополимер	2,6	1,5	1,5	0,5	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3
ПАВ	0,10	0,10	0,10	0,10	0,06	0,10	0,10	0,08	0,04
Утяжелитель	2,0	2,0	2,0	1,0	3,0	2,0	2,0	2,0	3,5
Регулятор рН	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Бактерицид	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Таблица 3. Компонентные составы исследованных растворов, %

Реагенты	Растворы					
	7	7а	7б	9	9а	9б
Биополимер	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Регулятор фильтрации	—	0,5	0,5	—	0,5	0,5
Утяжелитель	2,0	2,0	1,0	3,5	3,5	0,7
ПАВ	0,10	0,10	0,10	0,04	0,04	0,04
Регулятор рН	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Бактерицид	0,05	0,05	0,06	0,05	0,05	0,06

Таблица 4. Основные физико-химические и реологические параметры блокирующих газожидкостных смесей (ГЖС)

Свойства	Растворы											
	7		7а		7б		9		9а		9б	
Температура испытания, °С	20	90	20	90	20	90	20	90	20	90	20	90
Плотность, кг/м ³	< 1000											
Условная вязкость, с	150	140	170	160	260	240	270	360	130	120	220	200
Кратность пены	1,50	1,50	1,60	1,60	1,42	1,40	1,30	1,30	1,50	1,40	1,60	1,58
Стабильность, кг/м ³	0											
pH	7,6	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,1	7,1	7,2	7,2	7,2	7,2
Фильтрация, см ³ /30 мин	8,8	8,5	6,0	6,2	7,0	6,8	8,0	8,0	8,4	8,2	8,0	12,8 (9-пена)
Толщина фильтрационной корки, мм	1,5	1,2	1,2	1,5	1,5	1,0	1,5	1,3	1,2	1,2	1,5	1,0

Для эффективного применения устройства-регулятора, используя параметры бурения необходимой нам скважины, построим зависимости, применив формулу Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta P = \gamma \frac{\rho \cdot \vartheta^2 \cdot l}{D_{\text{свк}} - d_{\text{устр}}}; \quad (1)$$

$$\gamma = \frac{96}{Re}; \quad (2)$$

$$Re = \frac{\rho \cdot \vartheta \cdot f}{\mu}; \quad (3)$$

$$f = D_{\text{свк}} - d_{\text{устр}}; \quad (4)$$

$$\Delta P = \frac{96 \cdot \mu \cdot \vartheta \cdot l}{f},$$

где ρ — плотность бурового раствора (кг/м³); ϑ — средняя по сечению затрубного пространства скорость (м/с); f — зазор между стенками скважины и устройством регулятором (м);

μ — эффективная вязкость (Па·с); l — расстояние от забоя до устройства-регулятора (м).

Для моделирования использовались следующие параметры: $\rho = 800$; $\vartheta = 0,15$; $f = 0,038$; $\mu = 0,003$; $l = 50$.

Зависимость изменения давления от изменения эффективной вязкости раствора представлена на рисунке 2.

Из графика видно, что при уменьшении эффективной вязкости, давление в скважине увеличивается. При $\mu = 0,003$ Па·с давление в интервале от забоя до устройства-регулятора составит $7,579 \cdot 10^8$ Па.

Зависимость изменения давления от изменения средней скорости по сечению затрубного пространства представлена на рисунке 3.

Из графика видно, что при увеличении скорости, давление в скважине увеличивается. При $\vartheta = 0,15$ м/с давление в интервале

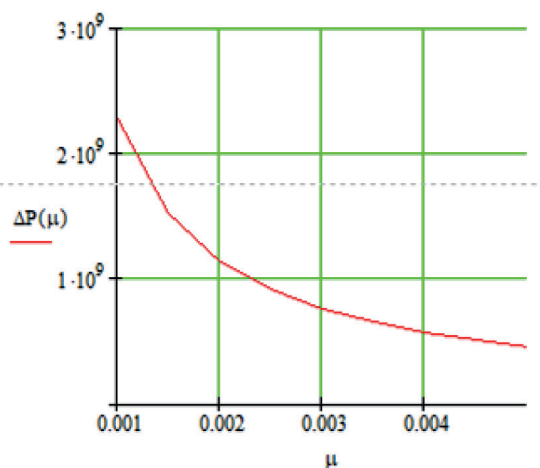


Рисунок 2. Зависимость изменения давления от изменения эффективной вязкости раствора

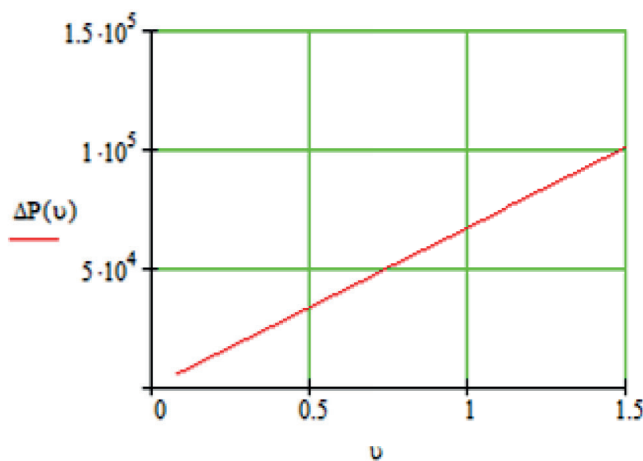


Рисунок 3. Зависимость изменения давления от изменения средней скорости по сечению затрубного пространства

от забоя до устройства-регулятора составит $1,011 \cdot 10^4$ Па.

Зависимость изменения давления от изменения зазора между стенками скважины и устройством-регулятором представлена на рисунке 4.

Из графика видно, что при уменьшении зазора давление в скважине увеличивается. При $f=0,02$ м давление в интервале от забоя до устройства-регулятора составит $2,16 \cdot 10^8$ Па.

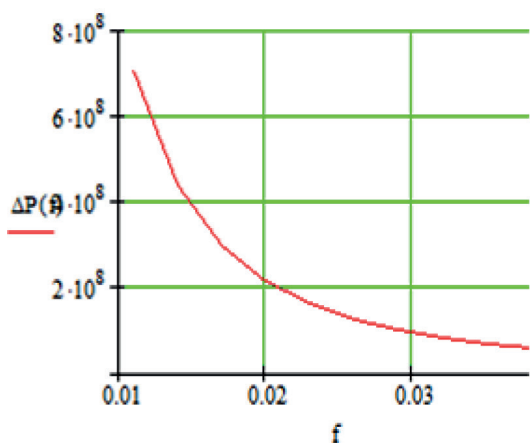


Рисунок 4. Зависимость изменения давления от изменения зазора между стенками скважины и устройством-регулятором

Вывод

На основании результатов анализа исследований можно сделать вывод, что применение технологии изоляции с использованием предлагаемого оборудования при постоянной

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Облегченные тампонажные растворы для крепления газовых скважин / В.И. Вяхирев, В.П. Овчинников, П.В. Овчинников, В.В. Ипполитов, А.А. Фролов, Ю.С. Кузнецов, В.Ф. Янкевич, С.А. Уросов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. С. 3–4.
- Шамсутдинова М.Х., Гойтемирова С.У., Исаева Э.Л., Бисиева Х.З., Сириева Я.Н. Изоляция водопритоков в нефтяные скважины // Рефлексия. 2010. № 3. С. 50–54.
- Магадова Л.А., Силин М.А., Ефимов Н.Н., Ефимов М.Н., Нигматуллин Т.Э., Хасаншин Р.Н. Опыт изоляции водопритоков в добывающих нефтяных скважинах с применением селективных материалов на углеводородной основе // Территория Нефтегаз. 2011. № 3. С. 68–73.
- Силин М.А., Рудь М.И., Давлетшина Л.Ф., Губанов В.Б., Магадов В.Р., Федорова Л.А., Кыюнг Ф.Х. Разработка битумной эмульсии для применения в технологии селективной изоляции водопритоков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 11. С. 11–13.

Зависимость изменения давления от расстояния между устройством-регулятором и забоем, т.е. от высоты водоносного пласта, представлена на рисунке 5.

Из графика видно, что при увеличении длины давление в скважине увеличивается. При $l=50$ м давление в интервале от забоя до устройства-регулятора составит $1,496 \cdot 10^4$ Па.

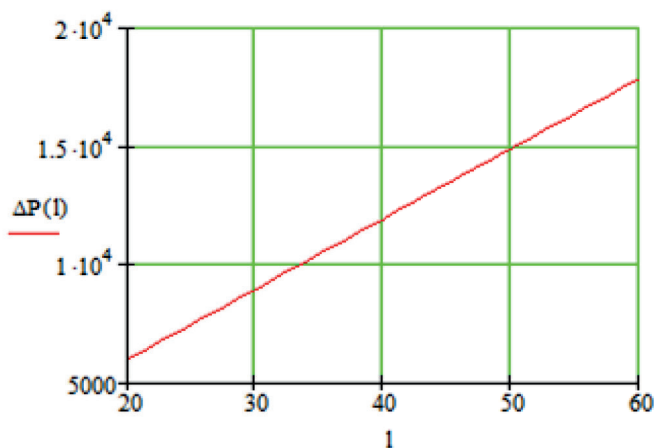


Рисунок 5. Зависимость изменения давления от расстояния между устройством-регулятором и забоем

скорости бурения, с изменением эффективной вязкости и одновременным регулированием зазора в кольцевом пространстве позволит обеспечить изоляцию водопроницаемого коллектора.

- Montman R., Sutton D.L., Harms W.M. Foamed Portland Cements // Oil and Gas J. 1983. No. 20. P. 219–232.
- <http://sbdr.ru/catalog/2>.
- Пискунов А.И. Заколонные перетоки и анализ причин их появления // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2014. № 1. С. 141–144.
- Краснова Е.И., Зотова О.П., Сивков П.В. Применение селективных материалов для ограничения водопритоков на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. 2013. Т. 9. № 4 (47). С. 17–18.
- Rozières S.D., Ferriere R. Foamed Cements Characterization under Downhole Conditions and i-bz Impact on Job Design // SPE Prog. Eng. 1991. Vol. 3. P. 297–304.
- Двойников М.В., Нуцкова М.В., Кучин В.Н. Анализ и обоснование выбора составов для ограничения водопритоков при заканчивании скважин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2017. Т. 16, № 1. С. 33–39.

11. Сборник трудов 71-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ — 2017». М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2017. С. 220–229.

12. Гасумов Р.А., Дубенко В.Е., Минченко Ю.С., Белоус А.В., Селюкова В.Н. Применение гелеобразующих систем для временного блокирования газового пласта при цементировании скважин с открытым забоем // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2015. Т. 1. № 2. С. 13–16.

13. Гасумов Р.А., Кашапов М.А. Разработка пенообразующих составов для бурения и ремонта скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2009. № 12. С. 30–32.

REFERENCES

1. Vyakhirev V.I., Ovchinnikov V.P., Ovchinnikov P.V., Ippolitov V.V., Frolov A.A., Kuznetsov Yu.S., Yankevich V.F., Urosov S.A. *Oblegchennyye tamponazhnyye rastvory dlya krepneniya gazovykh skvazhin* [Lightweight Grouting Mortars for Fastening Gas Wells]. Moscow, Nedra-Biznesssentr Publ., 2000, pp. 3–4. [in Russian].

2. Shamsutdinova M.Kh., Goitemirova S.U., Isaeva E.L., Bisieva Kh.Z., Sirieva Ya.N. Izolyatsiya vodopritokov v neftyanye skvazhiny [Isolation of Water Inflows into Oil Wells]. *Refleksiya — Reflection*, 2010, No. 3, pp. 50–54. [in Russian].

3. Magadova L.A., Silin M.A., Efimov N.N., Efimov M.N., Nigmatullin T.E., Khasanshin R.N. Opyt izolyatsii vodopritokov v dobyvayushchikh neftyanykh skvazhinakh s primeneniem selektivnykh materialov na uglevodorodnoi osnove [Experience in Isolating Water Inflows in Producing Oil Wells Using Selective Materials on a Hydrocarbon Base]. *Territoriya Neftegaz — Neftegaz Territory*, 2011, No. 3, pp. 68–73. [in Russian].

4. Silin M.A., Rud' M.I., Davletshina L.F., Gubanov V.B., Magadov V.R., Fedorova L.A., Kyong F.Kh. Razrabotka bitumnoi emul'sii dlya primeneniya v tekhnologii selektivnoi izolyatsii vodopritokov [Development of Bitumen Emulsion for Use in the Technology of Selective Isolation of Water]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sush'i i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea*, 2010, No. 11, pp. 11–13. [in Russian].

5. Montman R., Sutton D.L., Harms W.M. Foamed Portland Cements. *Oil and Gas J.*, 1983, No. 20, pp. 219–232.

6. <http://sldr.ru/catalog/2>.

7. Piskunov A.I. Zakolonnnye peretoki i analiz prichin ikh poyavleniya [Culled Flows and Analysis of the Causes of Their Appearance]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh — Problems of Hydrocarbon and Ore Minerals Deposits Development*, 2014, No. 1, pp. 141–144. [in Russian].

8. Krasnova E.I., Zotova O.P., Sivkov P.V. Primenenie selektivnykh materialov dlya ogranicheniya vodopritokov na mestorozhdeniyakh Zapadnoi Sibiri [Application of Selective Materials for Limiting Water Inflows in the West Siberian Deposits]. *Akademicheskii zhurnal Zapadnoi Sibiri — Academic Journal of Western Siberia*, 2013, Vol. 9, No. 4 (47), pp. 17–18. [in Russian].

9. Rozieres S.D., Ferriere R. Foamed Cements Characterization under Downhole Conditions and I-BZ Impact on Job Design. *SPE Prog. Eng.*, 1991, Vol. 3, pp. 297–304.

10. Dvoynikov M.V., Nutskova M.V., Kuchin V.N. Analiz i obosnovanie vybora sostavov dlya ogranicheniya vodopritokov pri zakanchivanii skvazhin [Analysis and Justification of Selection of Fluids To Be Used for Water Shut-Off Treatment during Well Completion]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo — Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, Vol. 16, No. 1, pp. 33–39. [in Russian].

11. *Sbornik trudov 71-oi Mezhdunarodnoi molodezhnoi nauchnoi konferentsii «Neft' i gaz — 2017»* [Proceedings of the 71st International Youth Scientific Conference «Oil and Gas — 2017»]. Moscow, Publishing Center of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NIU), 2017, pp. 220–229. [in Russian].

12. Gasumov R.A., Dubenko V.E., Minchenko Yu.S., Belous A.V., Selyukova V.N. Primenenie geleobrazuyushchikh sistem dlya vremennogo blokirovaniya gazovogo plasta pri tsementirovanii skvazhin s otkrytym zaboem [Application of Gel-Forming Systems for Temporary Blocking of a Gas Stratum during Cementation of Wells with an Open Face]. *Vestnik Assotsiatsii burovykh podryadchikov — Bulletin of the Association of Drilling Contractors*, 2015, Vol. 1, No. 2, pp. 13–16. [in Russian].

13. Gasumov R.A., Kashapov M.A. Razrabotka penoobrazuyushchikh sostavov dlya bureniya i remonta skvazhin [Development of Foam-Forming Compositions for Drilling and Repair of Wells]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sush'i i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea*, 2009, No. 12, pp. 30–32. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Кучин Вячеслав Николаевич, аспирант кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

Vyacheslav N. Kuchin, Post-graduate Student of Well Drilling Department, Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russian Federation

e-mail: cuchin.vya4eslaw2013@yandex.ru

Цыгельнюк Елена Юрьевна, кандидат технических наук, ассистент кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

Elena Yu. Tsygelnyuk, Candidate of Engineering Sciences, Assistant of Well Drilling Department, Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russian Federation

e-mail: iviv-94@mail.ru

Нуцкова Мария Владимировна, кандидат технических наук, доцент кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

Maria V. Nutskova, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Well Drilling Department, Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russian Federation

e-mail: Nutskova_MV@pers.spmi.ru

Двойников Михаил Владимирович, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

Mikhail V. Dvoynikov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of Well Drilling Department, Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russian Federation

e-mail: dvoynikov@spmi.ru