

УДК 622.244.49

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

## АНАЛИЗ И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СОСТАВОВ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИН

**М.В. Двойников, М.В. Нуцкова, В.Н. Кучин**

Санкт-Петербургский горный университет (199106, Россия, г. Санкт-Петербург, 21-я линия Васильевского острова, 2)

## ANALYSIS AND JUSTIFICATION OF SELECTION OF FLUIDS TO BE USED FOR WATER SHUT-OFF TREATMENT DURING WELL COMPLETION

**M.V. Dvoynikov, M.V. Nutskova, V.N. Kuchin**

Saint Petersburg Mining University (2 21<sup>st</sup> Line, Vasilevskii island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation)

Получена / Received: 14.02.2017. Принята / Accepted: 02.03.2017. Опубликовано / Published: 31.03.2017

### 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.

Целью работы является повышение эффективности заканчивания скважин в условиях водопритоков благодаря применению вязкоупругих газожидкостных смесей (ГЖС) для изоляции проницаемых горизонтов.

В настоящее время происходит увеличение темпов бурения скважин в осложненных условиях, таких как аномальные пластовые давления (как низкие, так и высокие), неустойчивые породы, породы высокой твердости, многолетнемерзлые породы и др. Качество строительства скважин в таких условиях во многом оказывает влияние на последующую разработку и эксплуатацию месторождения. Особенно остро стоит вопрос изоляции водоносных пластов, из которых происходят прорывы вод в добывающие скважины, оказывающие существенное влияние на качество добываемой продукции.

Основным решением проблемы прорыва вод является изоляция пластов, которая осуществляется применением различных тампонажных материалов. В настоящее время существует множество составов для ограничения водопритоков: быстросхватывающиеся тампонажные материалы, гелцементные растворы, полимерные набухающие сетки, латексы, синтетические смолы, вязкоупругие составы, материалы для селективной изоляции и др.

В условиях пониженных пластовых давлений при выборе буровых технологических жидкостей и тампонажных материалов важно учитывать плотность, поэтому для временного блокирования проницаемого водоносного горизонта целесообразным является применение экранов на основе вязкоупругих трехфазных стабилизированных ГЖС. При использовании таких составов значительно понижается скорость фильтрации жидкости по сравнению с другими вязкоупругими системами, что позволяет повысить надежность временной изоляции водоносных горизонтов.

В работе проведен анализ отечественного и зарубежного опыта блокирования проницаемых пластов различными составами, исследованы трехфазные блокирующие составы и обобщены требования к ним.

### Key words:

well drilling, challenges, water inflow, production formation, isolation, formation blockage, gas-liquid mixtures, foams, viscoelastic mixtures, abnormally low reservoir pressures, well completion, laboratory study, penetration, rheology, density.

The aim of the work is to increase efficiency of well completion under conditions of water inflow by use of viscoelastic gas-liquid mixtures to shut-off permeable formations.

At present, there is an increase in rates of drilling of wells in abnormal conditions, such as abnormal formation pressure (both low and high), unstable rocks, rocks of high hardness, permafrost etc. The quality of well construction in such conditions influences subsequent development and operation of the field greatly. Aquifer isolation is an extremely important issue due to the fact that from them water breaks through in production wells which has a significant impact on quality of fluid produced.

The main solution for water breakthrough challenge is formation isolation, which is performed by use of various plugging material. At present, there are many mixtures that limit water inflows such as fast-setting plugging materials, gel-cement mixtures, polymeric swelling nets, latexes, synthetic resins, viscoelastic mixtures, materials for selective isolation etc.

Under conditions of abnormally low reservoir pressures, it is important to consider density when selecting drilling fluids and plugging materials. Therefore, it is recommended to use screens based on viscoelastic three-phase stabilized gas-liquid mixtures for temporary blockage of permeable aquifer. With use of such mixtures liquid penetration flow rate is significantly reduced compared to other viscoelastic systems, which makes it possible to increase reliability of temporary isolation of aquifers.

The paper presents an analysis of domestic and foreign experience of blocking permeable formations by different mixtures. Three-phase blocking mixtures are studied and requirements for them are generalized.

**Двойников Михаил Владимирович** – доктор технических наук, доцент, профессор кафедры бурения скважин (тел.: +007 812 328 84 78, e-mail: dvoynik72@gmail.com).

**Нуцкова Мария Владимировна** – кандидат технических наук, доцент кафедры бурения скважин (тел.: +007 812 328 84 78, e-mail: turitsyna\_maria@mail.ru).

**Кучин Вячеслав Николаевич** – магистрант кафедры бурения скважин (тел.: +007 812 328 84 78, e-mail: kuchin.vya4eslaw2013@yandex.ru).

**Mikhail V. Dvoynikov** (Author ID in Scopus: 55945959000) – Doctor of technical sciences, Associate Professor, Professor at the Well Drilling Department (tel.: +007 812 328 84 78, e-mail: dvoynik72@gmail.com).

**Maria V. Nutskova** (Author ID in Scopus: 57191341737) – PhD in technical sciences, Associate Professor at the Well Drilling Department (tel.: +007 812 328 84 78, e-mail: turitsyna\_maria@mail.ru).

**Vyacheslav N. Kuchin** – master student at the Well Drilling Department (tel.: +007 812 328 84 78, e-mail: kuchin.vya4eslaw2013@yandex.ru).

## Введение

Анализ современного состояния разработки нефтяных и газовых месторождений показывает, что значительная доля фонда добывающих скважин характеризуется показателями обводненности продукции более 80 %. Бездействующий фонд скважин составляет более 35 %, а по некоторым месторождениям – порядка 40–50 %. При этом фонд скважин, дающих обводненную продукцию сразу после освоения, составляет не менее 15 % [1–4].

Прорыв вод в добывающие скважины часто обуславливается наличием заколонных перетоков, вызванных некачественным креплением скважин, причинами чего могут являться [5]:

- неверно подобранная плотность тампонажного раствора, когда давление в продуктивном пласте оказывается выше давления, создаваемого столбом раствора;

- некачественное сцепление на границах раздела («горная порода – цемент» и «цемент – обсадная колонна»), вызванное некачественным удалением фильтрационной корки (особенно при промывке скважины растворами на углеводородной основе) и объемной усадкой цементного камня;

- преждевременное загустевание, вызывающее снижение гидростатического давления и за счет этого миграцию флюида из пласта;

- низкое качество тампонажного материала, выражающееся в чрезмерной водоотдаче, низкой седиментационной устойчивости, высокой проницаемости, низкой прочности и усадке образующегося цементного камня.

В настоящее время существует несколько направлений для решения проблемы качественной изоляции водоносных пластов: селективная изоляция водопритоков при проведении ремонтно-изоляционных работ [6, 7], повышение качества крепления скважин [8–18], временное блокирование пласта [19–21].

Для предупреждения образования каналов фильтрации за счет миграции флюида из скважины при затвердевании цемента наиболее целесообразным является временное блокирование проницаемых водоносных горизонтов.

## Состояние вопроса

Анализ научно-технической литературы в области ограничения водопритоков при добыче нефти, а также изоляции водоносных горизонтов при бурении и эксплуатации [3] показывает, что снижается тенденция использования цементных растворов при проведении ремонтно-изолиру-

емых работ, растет доля комплексных технологий и методов селективной изоляции, тем не менее практически не уделяется внимание работам по предупреждению заколонных перетоков.

При строительстве скважин в условиях пониженных (в том числе и аномально низких) давлений значительную роль играет давление в скважине, по этой причине и для блокирования проницаемых интервалов целесообразно применение составов с низкой плотностью, таких как трехфазные пены. В работе [22] получены выводы, что на характер фильтрации флюида в пористой среде, насыщенной трехфазной пеной, существенное влияние оказывает природа твердой фазы, соответственно, для изоляции непродуктивных пластов рекомендуется применение глин, а для продуктивных – кислоторастворимых кольматантов. В табл. 1 и 2 кратко представлены характеристики составов, которые находили применение при изоляции призабойной зоны пластов.

При применении составов для блокирования пласта на углеводородной основе, включающих резиновую крошку, пласт необратимо закупоривается со снижением естественной проницаемости, так как резиновая крошка не растворяется при соляно-кислотных обработках и не подвержена биоразложению. Таким образом, область применения состава ограничена непродуктивными проницаемыми пластами, в том числе для ликвидации поглощений промывочной жидкости, но только при условии бурения скважин с промывкой растворами на углеводородной основе.

При использовании в качестве наполнителя не резиновой крошки, а карбоната кальция составы могут найти применение и для временного блокирования продуктивного пласта с возможностью его последующего удаления соляно-кислотной обработкой после вторичного вскрытия.

Пенообразующие составы (табл. 2), разработанные для глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений, могут быть успешно применены для временного блокирования призабойной зоны и ограничения водопритоков в скважину.

Наиболее эффективными являются стабильные трехфазные пены, выполняющие роль фильтрационного экрана. За счет применения твердой фазы в составе пены растет ее устойчивость, улучшаются структурно-механические свойства, снижается значение фильтрации. Присутствие в качестве твердой фазы бентонита может приводить к необратимой кольматации проницаемого пласта.

Таблица 1

## Растворы для блокирования призабойной зоны пласта

Патент Российская Федерация	Компонентный состав	Параметры	Характеристика
№ 484300 [23]	Смесь конденсата и сульфит-спиртовой барды (ССБ) в соотношении 3:1. Водный раствор ССБ 38 % (25–50). Резиновая крошка (0,2–0,5 %).	Плотность – 0,9–0,95 г/см <sup>3</sup> . СНС – 80 Па·с	Высокое значение статического напряжения сдвига
№ 2255209 [24]	Углеводородная основа (41–72). Ациклическая кислота (6–14). Каустическая сода (4–13). Минеральный наполнитель	Плотность эмульсии – 1,02 г/см <sup>3</sup>	Недостаточно высокая эффективность применения на месторождениях с высокопроницаемыми пластами
№ 2196164 [25]	Газоконденсат (5–75%). ССБ, конц. 38 % (25–50 %). Резиновая крошка (0,25–0,5 %)	Плотность – 1030 кг/м <sup>3</sup> , вязкость – 42 с, СНС <sub>1/10</sub> – 2/3 дПа, ДНС – 37,5 дПа, пластическая вязкость – 129,5 мПа·с	Необратимое закупоривание порового пространства продуктивного пласта
№ 2309177 [26]	КМЦ (1,5–2,0 %). Хлорид магния (12–18 %). Гидроксид натрия (10–16 %), вода – остальное. Дополнительно сверх 100 %: микросферы (25–40 %); мел (3–5 %)	Плотность – 1300 кг/м <sup>3</sup> , вязкость – 60 с, филтрация – 6 см <sup>3</sup> , стабильность – 10 мин	Обеспечение блокирования призабойной зоны пласта высокой проницаемости (так называемых «суперколлекторов») и трещин

Таблица 2

## Пенообразующие составы для блокирования пласта и ограничения водопритоков

Патент Российская Федерация	Компонентный состав	Характеризующие свойства
№ 1175951 [27]	Лигнин (8,0–15,0). Щелочь (0,3–5,0). КМЦ (0,2–0,6). ПАВ (0,01–0,15). Нефтепродукт (1,0–5,0). Этилендиамин (0,05–1,5). Вода – остальное	Неустойчивость системы, низкая блокирующая способность, незначительное снижение проницаемости пластов после проведения ремонтных работ
№ 1208192 [28]	Сульфенол или ОП-10 (1–3). Bentonit (1–3). ПАА (0,5–0,7). КССБ-4 (5–8). Пресная вода – остальное	Неустойчивость системы, низкая блокирующая способность, снижение проницаемости пластов после проведения ремонтных работ, значительные затраты времени на освоение скважины
№ 2183735 [29]	ПАВ (0,5). Хлористый калий (5,0). Гидроксиэтилкарбоксиметилкрахмал (3,0–4,0). Конденсированная ССБ (0,5–1,0). Мел (3,0). Вода – остальное	Недостаточная эффективность глушения. Образуется пена с низкой кратностью
№ 2187533 [30]	Пенообразователь (0,8–1,8). Крахмал модифицированный (5,0–7,0). Сульфатцелл (0,18–0,3). Мел технический (3,0–4,0). Алюмохлорид (1,1–1,4). Сода кальцинированная (0,6–0,8). Пресная вода – остальное	Низкая эффективность глушения

Присутствие мела в качестве наполнителя и твердой фазы с целью временной закупорки пор пласта, с одной стороны, увеличивает блокирующие свойства, с другой – осложняет процесс освоения скважины в связи с необходимостью деблокирования пласта. При использовании кислотной обработки для деблокирования продуктивного пласта от мела нарушается его естественная проницаемость за

счет взаимодействия кислоты с минеральной составляющей породы и пластовыми водами.

Главными требованиями, предъявляемыми к блокирующим составам при проведении работ, являются высокая вязкость, широкие пределы регулирования структурно-механических и реологических свойств, низкое значение фильтрации, сохранение фильтрационно-емкостных свойств и эксплуатационных характеристик

пласта (при вероятности проникновения в продуктивный горизонт), недефицитность исходных компонентов, простая технология приготовления в промысловых условиях, обеспечение условий безопасности проведения работ.

Для блокирования зон высокой проницаемости необходимо применение кольматанта, размеры которого зависят от размера пор пласта. Наиболее подходящие для этой цели – карбонат кальция крупной фракции или микросферы (стеклянные, алюмосиликатные или керамические).

Общие требования к составам для временной изоляции пластов в условиях пониженных давлений таковы:

1. Состав для блокирования должен быть химически инертен к горным породам, совместим с пластовыми флюидами и должен исключать необратимую кольматацию пор пласта твердыми частицами.

2. Фильтрат блокирующей смеси должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении pH пластовой воды.

3. Состав должен обладать тиксотропными свойствами – иметь небольшое сопротивление при движении в буровых трубах и затрубном пространстве и большое – при движении в проницаемых горных породах.

4. Блокирующая жидкость должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 0,10–0,12 мм/г.

5. Состав для изоляции должен быть термостабильным при высоких температурах и морозоустойчивым в зимних условиях.

6. Блокирующая жидкость должна быть не горючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной.

7. Блокирующий состав должен быть технологичным в приготовлении и использовании.

8. Технологические свойства жидкости для блокирования должны регулироваться.

9. На месторождениях с наличием сероводорода растворы должны иметь в своем составе нейтрализатор сероводорода.

Таким образом, разработка состава для временной изоляции проницаемых водоносных пластов, который позволяет минимизировать движение жидкости в системе «скважина–пласт» и загрязнение призабойной зоны пласта, а также способа его удаления из продуктивного пласта после проведения операций для последующего освоения и добычи является весьма актуальной задачей, а полученный состав требует комплексного исследования.

### Разработка состава газожидкостной блокирующей жидкости

Для эффективного заканчивания скважин в условиях пониженных давлений, с сохранением фильтрационно-емкостных свойств пластов, необходимо применение для временной изоляции газожидкостной блокирующей жидкости со следующими свойствами:

- плотность – менее 1000 кг/м<sup>3</sup>;
- фильтрация – не более 5 см<sup>3</sup>/30 мин;
- толщина фильтрационной корки – 0,5–1,0 мм;
- водородный показатель (pH) – 7–8;
- эффективная вязкость – не менее 65 мПа·с;
- динамическое напряжение сдвига (в условиях поверхностных/забойных) – 400–1000/150–700 дПа;
- статическое напряжение сдвига (1 мин/10 мин) – не менее 15/15 дПа.

Продуктивный горизонт может характеризоваться повышенными температурами – до 90–100 °С, поэтому целесообразным является применение термостойчивых газожидкостных блокирующих жидкостей, сохраняющих свои свойства в течение всего времени нахождения жидкости в скважине.

Таким образом, разработка термостабильных блокирующих жидкостей, обладающих перечисленными свойствами, является актуальной задачей.

Раствор должен в своем составе включать следующие компоненты:

- полимер (биополимер) для формирования структуры газожидкостной блокирующей смеси;
- регулятор pH;
- бактерицид (в случае применения крахмальных реагентов и биополимеров);
- регулятор вязкости;
- регулятор фильтрационных свойств;
- кольматант (для повышения устойчивости);
- вспомогательные компоненты.

На первом этапе проводился подбор буровых составов на соответствие плотности и фильтрации. В табл. 3 представлены исследованные составы.

Таблица 3

Компонентный состав исследованных растворов, %

Реагент	Раствор							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Биополимер	2,6	1,5	1,5	0,5	0,3	0,3	0,4	0,3
ПАВ	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,08
Кольматант	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8
Регулятор pH	0,06	0,06	0,06	0,06	0,0	0,06	0,06	0,06

Кроме того, производились замеры стабильности и расчет кратности получаемой пены. Результаты экспериментальных исследований представлены в табл. 4.

Таблица 4

Результаты экспериментальных исследований

Свойство	Раствор							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	920	840	780	800	820	800	810	800
Условная вязкость, с	Нетекучий				45	55	150	99
Кратность пены	1,44	1,5	1,68	1,64	1,6	1,64	1,5	1,7
Динамическая вязкость, сП:								
3 об/мин					1300	1367	1500	1100
6 об/мин					783	800	850	650
100 об/мин					114	112	96	83
200 об/мин					70	68	59	51
300 об/мин					50	50	46	37
600 об/мин					31	31	26	24
pH	7,8	7,8	7,6	7,5	7,3	7,8	7,6	7,5
Стабильность, кг/м <sup>3</sup>	0	0	0	0	150	200	0	170
Фильтрация, см <sup>3</sup> /30мин	0	0	0	0			8,8	

Первые четыре состава показали высокие значения устойчивости (выделение жидкости из пены отсутствовало более 7 дней), хорошие показатели стабильности и фильтрации, но оказались нетекучими, определение реологии оказалось невозможным, поэтому их применение нецелесообразно. Для составов 5–8 были проведены замеры динамической вязкости при разных скоростях сдвига. Показатели динамической вязкости в целом достаточно близки у всех составов, однако стабильность только 7-го состава оказалась допустимой (не более 20 кг/м<sup>3</sup>), составы 5, 6 и 8 расслоились и показали неудовлетворительные значения стабильности. Определение фильтрации 7-го состава дало неудовлетворительный результат, поэтому для дальнейших исследований целесообразно рассмотреть составы, включающие в себя: биополимер в количестве 0,4–0,5 %, ПАВ – 0,05–0,1 %, кольматант – 0,8–1,0 %. Для регулирования реологии и фильтрационных свойств предполагается рассмотреть ввод ПАЦ низкой и высокой

вязкости в различных концентрациях до получения оптимальных значений.

Кроме того, в дальнейшем необходимо провести оценку термостабильности составов: исследовать технологические и реологические свойства после нагрева до пластовых температур (например, 90 °С), а также зависимость разрушения трехфазного состава при увеличении давления до пластового.

### Выводы и рекомендации

1. Временная изоляция проницаемых водоносных пластов – технологически необходимая операция, которая значительно осложняется при низких пластовых давлениях. Актуальным является применение продуктов с низкой плотностью. Примерами подобных составов являются эмульсии и пены.

2. При временной изоляции необходимо предусмотреть возможность проникновения блокирующей жидкости в призабойную зону продуктивного пласта, вследствие чего из состава разрабатываемых составов необходимо исключить кольматант, не растворимый в кислотах.

3. Пены, применяемые для создания блокирующего крана, должны быть стабильными с момента закачки до конца ожидания затвердевания цемента. Эффективным наполнителем для стабилизации состава является молотый карбонат кальция, который при кислотной обработке успешно растворяется.

4. Наиболее успешными составами для блокирования являются жидкости с низким показателем динамического напряжения сдвига в поверхностных условиях и с высоким в призабойной зоне пласта, что позволяет снизить вероятность проникновения жидкости глушения в продуктивный горизонт и ухудшить его фильтрационно-емкостные свойства. Высокие значения динамического напряжения сдвига в поверхностных условиях снижают КПД и эффективность закачивающего насоса. Таким образом, предстоящие реологические исследования должны быть направлены на проверку указанных требований, а также разработку новых составов в случае отрицательного результата.

### Библиографический список

1. Ретроспективный анализ методов ограничения водопритоков, перспективы дальнейшего развития в Западной Сибири / Ю.В. Земцов, А.С. Тимчук, Д.В. Акинин, М.В. Крайнов // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 4. – С. 17–22.

2. Изоляция водопритоков в нефтяные скважины / М.Х. Шамсутдинова, С.У. Гойтемирова, Э.Л. Исаева, Х.З. Бисиева, Я.Н. Сириева // Рефлексия. – 2010. – № 3. – С. 50–54.

3. Опыт изоляции водопритоков в добывающих нефтяных скважинах с применением селективных материалов на углеводородной основе / Л.А. Магадова, М.А. Силян, Н.Н. Ефимов, М.Н. Ефимов, Т.Э. Нигматуллин, Р.Н. Хасаншин // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 3. – С. 68–73.

4. Bailey B. Water control // Oilfield Review. – 2000. – Vol. 12, iss. 1. – P. 30–51.

5. Пискунов А.И. Заколонные перетоки и анализ причин их появления // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 141–144.

6. Краснова Е.И., Зотова О.П., Сивков П.В. Применение селективных материалов для ограничения водопритокков на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9, № 4 (47). – С. 17–18.

7. Разработка битумной эмульсии для применения в технологии селективной изоляции водопритокков / М.А. Силин, М.И. Рудь, Л.Ф. Давлетшина, В.Б. Губанов, В.Р. Магадов, Л.А. Федорова, Ф.Х. Кыюнг // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 11. – С. 11–13.

8. Двойников М.В. Разработка и исследование азотонаполненных тампонажных систем для крепления скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2005. – 26 с.

9. Исмагилова Э.Р., Агзамов Ф.А. Разработка добавок в «самозалечивающиеся» цементы для восстановления герметичности цементного кольца нефтяных и газовых скважин // Бурение и нефть. – 2016. – № 5. – С. 36–41.

10. Николаев Н.И., Лю Х., Кожевников Е.В. Исследование влияния полимерных буферных жидкостей на прочность контакта цементного камня с породой // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 16–22. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.2

11. Крепление скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / П.В. Овчинников, М.В. Двойников, В.П. Овчинников, А.А. Фролов, А.В. Будько, С.В. Пролубщиков, Ш.К. Арыпов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2005. – № 2. – С. 28–34.

12. Пискунов А.И., Двойников М.В. К вопросу цементирования скважин, пробуренных с использованием растворов на углеводородной основе // Естественные и технические науки. – 2016. – № 6 (96). – С. 60–62.

13. Davis R. Foam cementing program // Drilling. – 1989. – № 12. – P. 70.

14. Fujii K., Kondo W., Wataabe T. The hydration of portland cement immediately after mixing water // Cement-Klak-Gips. – 1970. – № 2.

15. Garvin T., Creel P. Foamed cement restores wellbore integrity in old wells // Oil & Gas Journal. – 1984. – № 34. – P. 125–126.

16. Ismailov A.A., Kabdulov S.Z., Tikebayev T.A. Analysis of the existing methods for elimination of cement slurry losses while well cementing // International Journal of Chemical Sciences. – 2013. – № 11 (1). – P. 150–158.

17. Montman R., Sutton D.L., Harms W.M. Foamed portland cements // Oil and Gas J. – 1983. – № 20. – P. 219–232.

18. Rozieres 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. DOI: 10.2118/19935-PA

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

20. 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.

21. Гасумов Р.А., Пономаренко М.Н., Мосиенко В.Г. Крепление скважины с временным блокированием призабойной зоны продуктивного пласта // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 8. – С. 56–58.

22. Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 160 с.

23. Эмульсия для глушения скважин: пат. 484300 Рос. Федерация / Акопян Н.Р., Клименко З.К., Шмельков В.Е. – № 1323284; заявл. 15.04.1969; опубл. 15.09.1975.

24. Способ глушения скважины: пат. 2255209 Рос. Федерация / Рябоконт С.А., Герцена Н.К., Горлова З.А. [и др.]. – № 2004100762/03; заявл. 08.01.2004; опубл. 08.01.2004.

25. Эмульсионный раствор: пат. 2196164 Рос. Федерация / Галян Д.А., Комарова Н.М., Чадина Н.П., Гличев А.Ю. – № 2000131467/03; заявл. 15.12.00; опубл. 10.01.03.

26. Состав для блокирования призабойной зоны пласта газовых скважин: пат. 2309177 Рос. Федерация / Обиднов В.Б., Кустьшев А.В., Мазанов С.В. [и др.]. – № 2006116076/03; заявл. 10.05.06; опубл. 27.10.2007.

27. Пенообразующий состав для глушения скважин: пат. 1175951 Рос. Федерация / Уханов Р.Ф., Куксов А.К., Шейнцвит Л.И. [и др.]. – № 3696861; заявл. 30.01.1984; опубл. 30.08.1985.

28. Жидкость для глушения скважин: пат. 1208192 Рос. Федерация / Амиан В.А., Киселева Г.С., Ромашова М.М. [и др.]. – № 3769506; заявл. 30.01.1984; опубл. 30.08.1986.

29. Жидкость для глушения скважин: пат. 2183735 / Крылов Г.В., Штоль В.Ф., Кашкаров Н.Г. [и др.]. – № 2000111805/03; заявл. 11.05.2000; опубл. 20.05.2002.

30. Пенообразующий состав: пат. 2187533 / Гафаров Н.А., Гличев А.Ю., Горонович В.С. и др. – № 2000131992/03; заявл. 21.12.2000; опубл. 20.08.2002.

## References

1. Zemtsov Iu.V., Timchuk A.S., Akinin D.V., Krainov M.V. Retrospektivnyi analiz metodov ogranicheniia vodopritokkov, perspektivy dal'neishego razvitiia v Zapadnoi Sibiri [Retrospective analysis of methods applied for water inflows limiting, prospects of further development in the Western Siberia]. *Neftpromyslovoe delo*, 2014, no.4, pp.17-22.

2. Shamsutdinova M.Kh., Goitemirova S.U., Isaeva E.L., Bisieva Kh.Z., Sirieva Ia.N. Izoliatsiia vodopritokkov v neflianye skvazhiny [Isolation of water inflows into oil wells]. *Refleksii*, 2010, no.3, pp.50-54.

3. Magadova L.A., Silin M.A., Efimov N.N., Efimov M.N., Nigmatullin T.E., Khasanshin R.N. Opyt izoliatsii

vodopritokkov v dobyvaiushchikh neflianykh skvazhinakh s primeneniem selektivnykh materialov na uglevodorodnoi osnove [Experience in isolating water inflows in producing oil wells using selective hydrocarbon-based materials]. *Territorii Neftegaz*, 2011, no.3, pp.68-73.

4. Bailey B. Water control. *Oilfield Review*, 2000, vol.12, iss.1, pp.30-51.

5. Piskunov A.I. Zakolonnye peretoki i analiz prichin ikh poivavleniia [Cross flows and analysis of causes of their occurrence]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2014, no.1, pp.141-144.

6. Krasnova E.I., Zotova O.P., Sivkov P.V. Primenenie selektivnykh materialov dlia ogranicheniia vodopritokov na mestorozhdeniakh Zapadnoi Sibiri [The use of selective materials for limiting water inflows in fields of Western Siberia]. *Akademicheskii zhurnal Zapadnoi Sibiri*, 2013, vol.9, no.4 (47), pp.17-18.
7. 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 dlia primeneniia v tekhnologii selektivnoi izoliatsii vodopritokov [Development of bitumen emulsion for use in technology of selective isolation of water inflows]. *Stroitel'stvo nefiannykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2010, no.11, pp.11-13.
8. Dvoynikov M.V. Razrabotka i issledovanie azotopolnennykh tamponazhnykh sistem dlia krepleniia skvazhin [Development and study of nitrogen-filled plugging systems for well casing]. Abstract of Ph. D. thesis. Tiumen', 2005, 26 p.
9. Ismagilova E.R., Agzamov F.A. Razrabotka dobavok v «samozalechivaiushchiesia» tsementy dlia vosstanovleniia germetichnosti tsementnogo kol'tsa nefiannykh i gazovykh skvazhin [Development of additives for self-healing cements to restore the cement stone integrity in oil and gas wells]. *Burenie i nefi'*, 2016, no.5, pp.36-41.
10. Nikolaev N.I., Liu Kh., Kozhevnikov E.V. Study of influence of polymer spacers on bond strength between cement and rock. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no.18, pp. 16-22. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.2
11. Ovchinnikov P.V., Dvoynikov M.V., Ovchinnikov V.P., Frolov A.A., Bud'ko A.V., Prolubshchikov S.V., Arypov Sh.K. Kreplenie skvazhin v usloviakh anomal'no nizkikh plastovykh davlenii [Well cementing in conditions of abnormally low reservoir pressures]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Nefi' i gaz*, 2005, no.2, pp.28-34.
12. Piskunov A.I., Dvoynikov M.V. K voprosu tsementirovaniia skvazhin, proburenykh s ispol'zovaniem rastvorov na uglevodorodnoi osnove [To the question of well cementing drilled using hydrocarbon-based mixtures]. *Eststvennye i tekhnicheskie nauki*, 2016, no.6 (96), pp.60-62.
13. Davis R. Foam cementing program. *Drilling*, 1989, no.12, p.70.
14. Fujii K., Kondo W., Wataabe T. The hydration of portland cement immediately after mixing water. *Cement-Klak-Gips*, 1970, no.2.
15. Garvin T., Creel P. Foamed cement restores wellbore integrity in old wells. *Oil & Gas Journal*, 1984, no.34, pp.125-126.
16. Ismailov A.A., Kabdulov S.Z., Tikebayev T.A. Analysis of the existing methods for elimination of cement slurry losses while well cementing. *International Journal of Chemical Sciences*, 2013, no.11(1), pp.150-158.
17. Montman R., Sutton D.L., Harms W.M. Foamed portland cements. *Oil and Gas J*, 1983, no.20, pp.219-232.
18. 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. DOI: 10.2118/19935-PA
19. Gasumov R.A., Dubenko V.E., Minchenko Iu.S., Belous A.V., Seliukova V.N. Primenenie geleobrazuiushchikh sistem dlia vremennogo blokirovaniia gazovogo plasta pri tsementirovanii skvazhin s otkrytym zaboem [The use of gel-forming systems for temporary blocking of a gas reservoir during cementation of wells with an open bottom]. *Vestnik Assotsiatsii burovykh podriadchikov*, 2015, vol.1, no.2, pp.13-16.
20. Gasumov R.A., Kashapov M.A. Razrabotka penoobrazuiushchikh sostavov dlia bureniia i remonta skvazhin [Development of foam-forming compositions for well drilling and repairing]. *Stroitel'stvo nefiannykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2009, no.12, pp.30-32.
21. Gasumov R.A., Ponomarenko M.N., Mosienko V.G. Kreplenie skvazhiny s vremennym blokirovaniem prizaboinoi zony produktivnogo plasta [Well cementing with temporary blocking of bottomhole zone of productive formation]. *Stroitel'stvo nefiannykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2007, no.8, pp.56-58.
22. Tagirov K.M., Nifantov V.I. Burenie skvazhin i vskrytie neftegazovykh plastov na depressii [Well drilling and underbalance perforation of oil and gas reservoirs]. Moscow, Nedra-Biznestsentr, 2003, 160 p.
23. Akopian N.R., Klimenko Z.K., Shmel'kov V.E. Emul'siia dlia glusheniia skvazhin [Emulsion for well killing]. Patent 484300 Rossiiskaia Federatsiia no.1323284, 1975.
24. Riabokon' S.A., Gertsena N.K., Gorlova Z.A. et al. Sposob glusheniia skvazhiny [Method of well killing]. Patent 2255209 Rossiiskaia Federatsiia no.2004100762/03, 2004.
25. Galian D.A., Komarova N.M., Chadina N.P., Glichev A.Iu. Emul'sionnyi rastvor [Emulsion mixture]. Patent 2196164 Rossiiskaia Federatsiia no. 2000131467/03, 2003.
26. Obidnov V.B., Kustyshev A.V., Mazanov S.V. et al. Sostav dlia blokirovaniia prizaboinoi zony plasta gazovykh skvazhin [Mixture for blocking bottomhole formation zone of gas wells]. Patent 2309177 Rossiiskaia Federatsiia no. 2006116076/03, 2007.
27. Ukhanov R.F., Kuksov A.K., Sheintsvit L.I. et al. Penoobrazuiushchii sostav dlia glusheniia skvazhin [Foaming mixture for well killing]. Patent 1175951 Rossiiskaia Federatsiia no.3696861, 1985.
28. Amiiian V.A., Kiseleva G.S., Romashova M.M. et al. Zhidkost' dlia glusheniia skvazhin [Liquid for well killing]. Patent 1208192 Rossiiskaia Federatsiia no. 3769506, 1986.
29. Krylov G.V., Shtol' V.F., Kashkarov N.G. et al. Zhidkost' dlia glusheniia skvazhin [Liquid for well killing]. Patent 2183735 Rossiiskaia Federatsiia no.2000111805/03, 2002.
30. Gafarov N.A., Glichev A.Iu., Goronovich V.S. et al. Penoobrazuiushchii sostav [Foaming mixture]. Patent 2187533 Rossiiskaia Federatsiia no.2000131992/03, 2002.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Двоynиков М.В., Нуцкова М.В., Кучин В.Н. Анализ и обоснование выбора составов для ограничения водопритокков при заканчивании скважин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №1. – С.33–39. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.4

Please cite this article in English as:

Dvoynikov M.V., Nutskova M.V., Kuchin V.N. Analysis and justification of selection of fluids to be used for water shut-off treatment during well completion. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2017, vol.16, no.1, pp.33–39. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.4