

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКА НА ОСНОВАНИИ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ)

Дерендяев Роман Алексеевич¹,
omgwood19@gmail.com

Захаров Лев Андреевич²,
lzakharov-ng@mail.ru

Мартюшев Дмитрий Александрович¹,
martyushevdi@inbox.ru

Дерендяев Константин Алексеевич¹,
k.derendyaev@yandex.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, 614990, г. Пермь, пр. Комсомольский, 29.

² Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Россия, 614000, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29.

Актуальность. На текущий момент времени рост обводненности добываемой продукции является одной из причин, способствующей выводу скважин из эксплуатации. На месторождениях Пермского края насчитывается около 2,5 тысяч нефтяных скважин, и в 30 % из них продукция содержит более 70 % воды. Снижению обводненности добываемой продукции способствует проведение мероприятий по ограничению водопритока. Наиболее распространенными причинами высокой обводненности продукции добывающих скважин являются фильтрация воды через трещинные системы и высокопроницаемые (промытые) интервалы пласта, заколонные перетоки и образование конуса обводнения. Значительное количество воды в добываемой продукции скважин способствует увеличению скорости коррозии насосного оборудования и скорости отложения солей, а также приводит к повышенной нагрузке на систему сбора и подготовки нефти. Эффективность работ по ограничению водопритока может быть увеличена при определении оптимальных геолого-технических условий применения известных технологий, а также путем разработки и совершенствования методических подходов по их подбору.

Цель: повышение эффективности технологии ограничения водопритока на основании геолого-физических характеристик терригенных и карбонатных объектов.

Объект: терригенные и карбонатные коллектора месторождений Пермского края.

Методы: лабораторные исследования составов в свободном объеме (ГОСТ 26798.1–96 и ГОСТ 26798.2–96) и фильтрационные испытания на единичных керновых образцах (ГОСТ 26450.1–85, 26450.2–85, ОСТ 39–204–86 и 39–195–86).

Результаты. Обозначена особо актуальная проблема – подбор технологии для эффективного проведения мероприятий по ограничению водопритока, поскольку по каждой технологии получение максимального технологического эффекта укладывается в довольно узкий интервал геолого-физических характеристик пластов. Неправильный выбор технологии не только снижает технологическую эффективность обработки, но иногда приводит к получению отрицательных результатов, которые часто носят необратимый характер и для своего устранения требуют больших материальных затрат. Исходя из исследований в свободном объеме и фильтрационных испытаний, сформированы рекомендации по применению изученных составов для проведения работ по ограничению водопритока на терригенных и карбонатных коллекторах Пермского края.

Ключевые слова:

Ограничение водопритока, ремонтно-изоляционные работы, водоизоляционные работы, составы для ограничения водопритока, физико-химические свойства составов, коэффициент восстановления проницаемости, снижение обводненности.

Введение

В настоящее время большинство нефтяных месторождений Пермского края находится на 3 и 4 стадиях разработки (характеризуются медленным снижением уровня добычи нефти, ростом обводненности добываемой продукции). Высокая обводненность добываемой продукции является одной из причин, приводящих к выводу скважин из эксплуатации (рис. 1). В этой связи работы по ограничению и изоляции водопритоков являются неотъемлемой частью геолого-технических мероприятий, проводимых на месторождениях Пермского края [1–11].

Наиболее распространенными причинами высокой обводненности продукции добывающих скважин является фильтрация воды через трещинные системы и высокопроницаемые (промытые) интервалы пласта, заколонные перетоки и образование конуса обводнения. Значительное количество воды в добываемой продукции скважин способствует увеличению скорости коррозии насосного оборудования и скорости отложения солей, а также приводит к повышенной нагрузке на систему сбора и подготовки нефти [12–17].

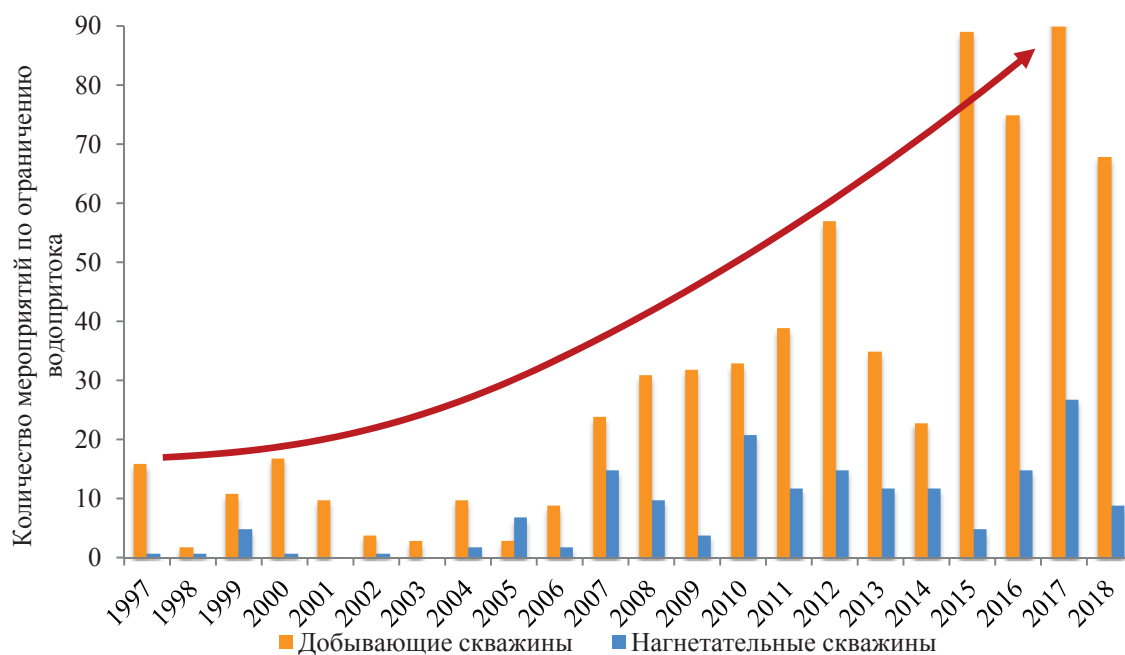


Рис. 1. Количество проведенных мероприятий по ограничению водопритока на добывающих и нагнетательных скважинах месторождений Пермского края по годам

Fig. 1. Number of measures taken to limit the water in the mining and injection wells of the Perm region by year

Развитие технологий и значительное многообразие геолого-физических характеристик разрабатываемых месторождений оказало влияние на создание большого количества различных материалов, что привело к существенному расширению технологий, применяемых при проведении мероприятий по ограничению водопритока, но их успешность остается достаточно низкой [18–21].

Эффективность мероприятий по ограничению водопритока может быть существенно увеличена, если определить диапазон геолого-физических характеристик пластов, в которых могут применяться составы. Данная работа посвящена повышению эффективности применения технологии по ограничению водопритока на основании геолого-физических характеристик изолируемого пласта для месторождений Пермского края.

Для проведения исследований были выбраны составы, нашедшие активное промышленное применение на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»: состав № 1, 2, 3 (реальные названия составов не указаны в связи с конфиденциальностью данной информации), но их использование не всегда приводит к ожидаемой технологической эффективности (снижению обводненности добываемой продукции). Свойства составов были исследованы и проанализированы в зависимости от областей их применения по отношению к терригенным коллекторам Шагиртско-Гожанского (объект Тл-Бб), Баклановского (объект Тл-Бб), Ярино-Каменноложского (объект Тл-Бб) и карбонатному объекту В₃V₄ Московского месторождений. Выбор данных объектов обусловлен значительными остаточными извлекаемыми запасами нефти и в то же время высокой об-

водненностью добываемой продукции скважин. Основные геолого-физические характеристики исследуемых объектов представлены в табл. 1.

Лабораторные исследования составов в свободном объеме

Проведен полный комплекс исследований в свободном объеме, включающий в себя: определение физико-химических свойств составов (плотности, условной вязкости, фильтратоотдачи, консистенции и времени загустевания); стабильности составов при воздействии пластовых флюидов (вода и нефть обозначенных объектов); механических свойств составов в условиях проведения работ (прочность на сжатие и изгиб, сцепление с наружной огибающей поверхностью цементного камня); исследование кислоторастворимости составов. Результаты исследований представлены в табл. 2.

Состав № 1 может характеризоваться высокой проникающей способностью в поровое пространство горных пород благодаря высокой подвижности (низкая условная вязкость – 25 с) в сочетании с минимальной фильтратоотдачей (20,1 мл); умеренным характером реакции с соляной кислотой, что в случае некачественного проведения изоляционных работ дает возможность для его удаления из необходимого интервала.

Состав № 2 характеризуется отсутствием фильтратоотдачи (в составе отсутствует свободная вода), а также высоким показателем условной вязкости (122 с), что может привести к возможной трудности его миграции в изолируемый интервал/трещины цементного камня/поровое пространство при проведении изоляционных работ.

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика исследуемых объектов

Table 1. Geological and physical characteristics of the studied objects

Параметр Parameter	Месторождение (объект)/Field (object)			
	Шагиртско- Гожанское (Тл-Б6) Shagirtsko- Gozhanskoe (Tl-Bb)	Баклановское (Тл-Б6) Baklanovskoe (Tl-Bb)	Ярино-Каменно- ложское (Тл-Б6) Yarino-Kamenn- lozhskoe (Tl-Bb)	Москудьинское (B3B4) Moskudyinskoe (B3B4)
Средняя глубина залегания, м/Average depth, m	-1315,0	-1664,0	-1750,0	-1087,0
Пористость, %/Porosity, %	19,0	20,0	18,0	16,0
Проницаемость, мД/Permeability, MD	1067,0	244,0	181,0	160,0
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м Average effective net weight, m	11,4	6,5	30,0	3,0
К-т песчанности, д.ед. Sandiness coefficient, share of units	0,4	0,46	0,62	0,4
Коэффициент расчлененности, д. ед. Dismemberment coefficient, share of units	2,5	4,3	4,5	3,7
Вязкость нефти в пласт. усл., мПа·с Oil viscosity at reservoir conditions, MPa·s	38,8	3,41	1,0	8,85
Газосодержание, м ³ /т/Gas content, m ³ /t	18,3	28,8	160,0	190
Начальное пластовое давление, МПа Initial reservoir pressure, MPa	14,5	15,5	17,0	11,5

Таблица 2. Сравнение физико-химических свойств составов, применяемых для ограничения водопритока

Table 2. Comparison of physical and chemical properties of compositions for water shutoff treatment

Физико-химические свойства Physicochemical property	Показатель для состава Value for composition		
	№ 1	№ 2	№ 3
Плотность, кг/м ³ /Density, kg/m ³	1769	1080	1890
Условная вязкость, с/Funnel viscosity, s	25	122	–
Растекаемость, мм/Spreadability, mm	–	–	230
Фильтратоотдача, мл/Filtrate recovery, ml	20,1	0	47,7
Время загустевания, мин/Thickening period, min	320	240	340
Параметр прочности после затвердения (ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ)), МПа Strength after cement hardening, MPa	через 24 ч/168 ч (7 суток) over 24/7 days		
на изгиб/twist strength	2,9/4,4	-/10,9	2,2/3,6
на сжатие/compressive strength	11,9/12,2	-/-	5,1/8,9
на сцепление с наружной огибающей поверхностью/adhesion strength	2,2	-*/-**	3,7
Параметр прочности после взаимодействия с пластовой водой, МПа Strength after interaction with the reservoir water, MPa	через 24 ч/7 сут/30 сут over 24 hrs/7 days/30 days		
на изгиб/twist strength	3,7/4,4/3,8	-/10,9/16,0	3,6/3,8/3,6
на сжатие/compressive strength	12,1/12,3/12,0	-/10,8/15,7	8,8/8,7/8,6
Параметр прочности после взаимодействия с нефтью, МПа Strength after interaction with oil, MPa	через 24 ч/7 сут/30 сут over 24 hrs/7 days/30 days		
на изгиб/twist strength	3,7/4,5/4,5	-/10,8/15,7	3,6/4,0/4,0
на сжатие/compressive strength	12,1/12,4/12,3	-/-/-	8,8/8,9/8,8
Кислоторастворимость, уменьшение массы после 6 часов взаимодействия с 12 % HCl, % Acid solubility (mass decrease after 6 hrs of interaction with 12 % HCl)	14	0	17

*При попытке определить прочность сцепления с наружной огибающей поверхностью образец состава № 2 «продавился», что помешало зафиксировать выдавливающие усилия.

**When trying to determine the strength of adhesion to the outer envelope surface, the sample of composition No. 2 «was sold», which prevented the extruding force from being fixed.

**По истечении 7 суток образец состава № 2 был извлечен из специальных форм-обойм без помощи пресса, что указывает на значительное снижение его адгезионных свойств.

** After 7 days, a sample of composition No. 2 was removed from special mold holders without the aid of a press, which indicates a significant decrease in its adhesive properties.

Для состава № 3 отмечаются высокие значения показателя фильтрации (47,7 мл), что может способствовать «осушиванию» состава и, как следствие, низкой эффективности его проникновения в интервал изоляции; обладает длительным време-

нем загустевания, что в комплексе с протяженным этапом смены агрегатных состояний может привести к возникновению седиментационных явлений и образованию каналов для прорыва пластового флюида.

Стоит отметить, что все составы характеризуются необходимыми прочностными свойствами, превышающими нормативные показатели (прочность на изгиб/сжатие/сцепление с наружной огибающей поверхностью составляют 1,5/2,1/2,0 МПа соответственно).

Таким образом, на основании анализа результатов лабораторных исследований в свободном объеме установлено, что составы № 1 и 2 могут обладать высокой проникающей способностью в поровое пространство горных пород и, возможно, могут применяться для проведения водоизоляционных работ. С целью подтверждения данных выводов проведены фильтрационные испытания на единичных образцах керна обозначенных объектов.

Фильтрационные исследования на единичных керновых образцах

Для фильтрационных исследований использовались терригенные образцы керна с фазовой проницаемостью по воде от 173,4 до 1383,8 мД и карбонатные образцы – от 20,3 до 660,8 мД. Порядок проведения фильтрационных исследований тестируемых составов следующий: образцы помещаются в установку исследования керна, где производится моделирование пластовых условий; далее насыщение пластовой нефтью путем фильтрации через керн с расходом 0,1 см³/мин; выдержка насыщенного пластовыми флюидами кернового образца при пластовых условиях в течение 24 часов для стабилизации свойств системы порода–флюид; далее определяется проницаемость по нефти образцов керна с остаточной водонасыщенностью в прямом направлении «пласт–скважина» при создании пластового давления; насыщение керна с использованием пробы пластовой воды путем фильтрации через керн с расходом 0,1 см³/мин в объеме 3–10 поровых объемов образца; определяется проницаемость по воде образцов керна с остаточной нефтенасыщенностью в прямом направлении «пласт–скважина» при создании пластового давления; после создания пластового давления с фильтрацией пластовой воды в прямом направлении через водонасыщенный керновый образец с остаточной нефтенасыщенностью осуществляется закачка состава в направлении «пласт–скважина» с расходом 0,1 см³/мин; выдержка состава в течение времени ОЗЦ (24 часа). На время ОЗЦ создается давление, равное зафиксированному в конце закачки (продавки), но не более 50 атм. Затем определяется проницаемость по воде образцов керна после воздействия состава в направлении «пласт–скважина».

Эффективность ограничения водопритока составами оценивалась с помощью коэффициента восстановления (изменения) проницаемости керновых образцов. Данный коэффициент определяется как отношение фазовой проницаемости образца после закачки состава и до его закачки по формуле (1):

$$K_{\text{восст}} = \frac{K_{\text{в}2}}{K_{\text{в}1}} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где $K_{\text{восст}}$ – коэффициент восстановления (изменения) проницаемости; $K_{\text{в}1}$ – проницаемость керна по воде до закачки состава, мД; $K_{\text{в}2}$ – проницаемость керна по воде после закачки состава, мД.

В процессе моделирования опытов фиксировалось давление закачки и объем состава, проникающего в поровое пространство образца (рис. 2–4).

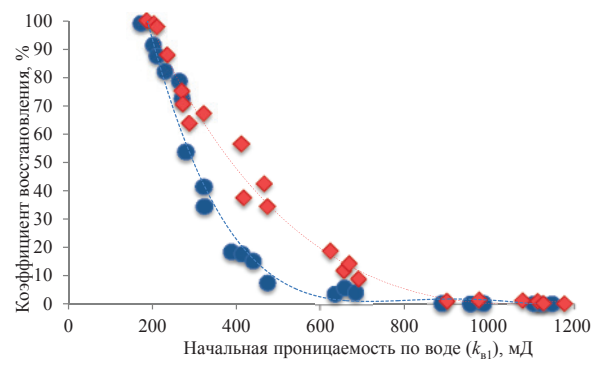


Рис. 2. Зависимость коэффициента восстановления проницаемости после закачки составов № 1 и 2 от проницаемости по воде до обработки (терригенный коллектор)

Fig. 2. Dependence between permeability recovery factor after using composition no. 1 and 2 and water permeability before treatment (terrigenous collector)

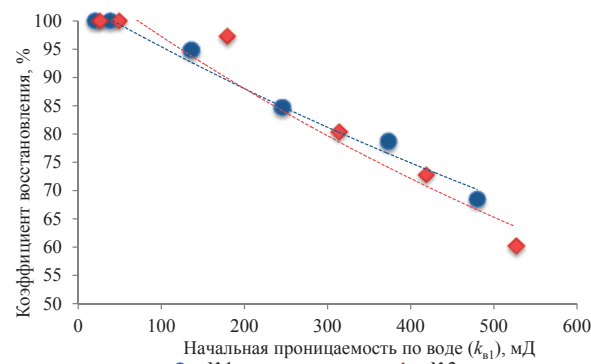


Рис. 3. Зависимость коэффициента восстановления проницаемости после закачки составов № 1 и 2 от проницаемости по воде до обработки (карбонатный коллектор)

Fig. 3. Dependence between permeability recovery factor after using composition no. 1 and 2 and water permeability before the treatment (carbonate collector)

Фильтрационные опыты состава № 3 проведены с использованием терригенных образцов керна с фазовой проницаемостью по воде от 1280,5 до 1383,8 мД и карбонатных образцов – от 570,4 до 660,8 мД. Отмечается низкая проникающая способность ($K_{\text{восст}}=94 \%$) состава № 3 в высокопроницаемые терригенные образцы керна целевых объектов и образование корки на входе в керновые образцы. В карбонатные образцы керна проникновение состава не происходит, и также отмечается образование корки на входе в образцы.

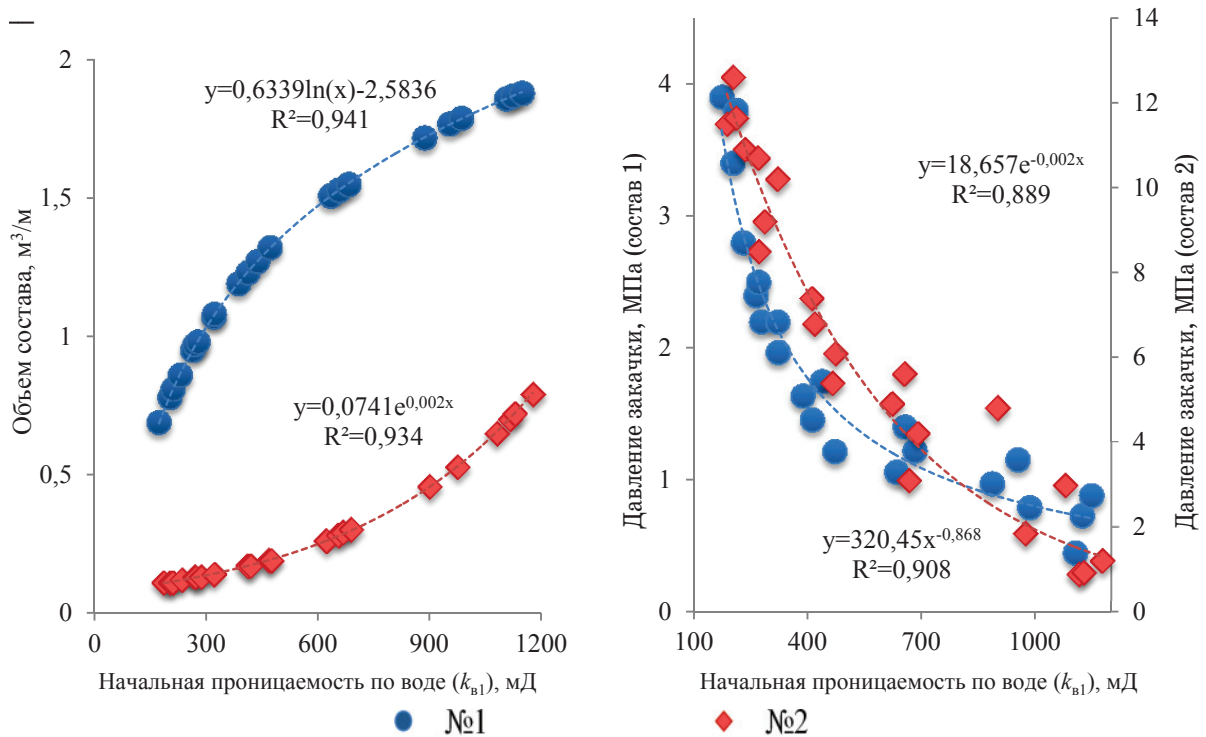


Рис. 4. Зависимость объема (слева) и давления закачки (справа) состава № 1 и 2 от проницаемости по воде до обработки (терригенный коллектор)

Fig. 4. Dependence between volume (left) and pumping pressure (right) of compositions no. 1 and 2 and water permeability before treatment (terrigenous collector)

Применительно к исследованию карбонатных образцов керна наблюдается тенденция снижения коэффициента восстановления проницаемости при увеличении проницаемости коллектора. Однако при проведении фильтрационных испытаний на образцах керна карбонатного типа с проницаемостью менее 500 мД исследовалась закачка изоляционных составов только в поровое пространство матрицы. Применительно к карбонатному типу коллектора также необходимо учитывать трещиноватость пород, так как при наличии последней в породе даже с низким значением проницаемости (менее 500 мД) проникновение изоляционного состава может быть успешным ввиду высокого значения трещинной проницаемости.

Для определения фильтрационных свойств состава № 3 были проведены дополнительные исследования на фильтр-прессе НТНР (использовались керамические диски с проницаемостью от 100 до 1500 мД) и на насыпной модели (проницаемость от 500 до 1500 мД). Исследования, проведенные на фильтр-прессе НТНР и насыпной модели, еще раз доказывают, что состав № 3 не обладает необходимыми свойствами для проникновения в пласт (проницаемость керамических дисков и насыпной модели практически не изменилась) с целью проведения водоизоляционных работ: на входе в керамический диск (рис. 5, а) и насыпную модель (рис. 5, б) образуется корка, которая характеризуется отсутствием проницаемости по воде и высокими

деформационно-прочностными характеристиками, указывающими на эффективное использование состава № 3 при проведении ремонтно-изоляционных работ.

Алгоритм подбора состава для проведения мероприятий по ограничению водопритока

По результатам проведенных исследований разработан алгоритм оперативной оценки технологической эффективности (коэффициента восстановления проницаемости) применяемых составов для использования их для технологии ограничения водопритока на анализируемых объектах; объема состава и максимального давления закачки (рис. 6).

Фазовая проницаемость по воде определяется с помощью интерпретации данных гидродинамических исследований (КВУ или КВД), проведенных на скважине перед мероприятием по ограничению водопритока, но данные исследования проводятся не всегда. Поэтому, исходя из практического опыта, а также обзора научной литературы [22, 23], предложены зависимости удельной приемистости пласта как функции от проницаемости для анализируемых объектов (табл. 3).

Следует отметить, что при удельной приемистости пласта менее 0,6 м³/ч·МПа необходимо провести дополнительные меры по интенсификации для более глубокого проникновения состава в пласт. При удельной приемистости пласта более 2,1 м³/ч·МПа часто возникает проблема предвари-

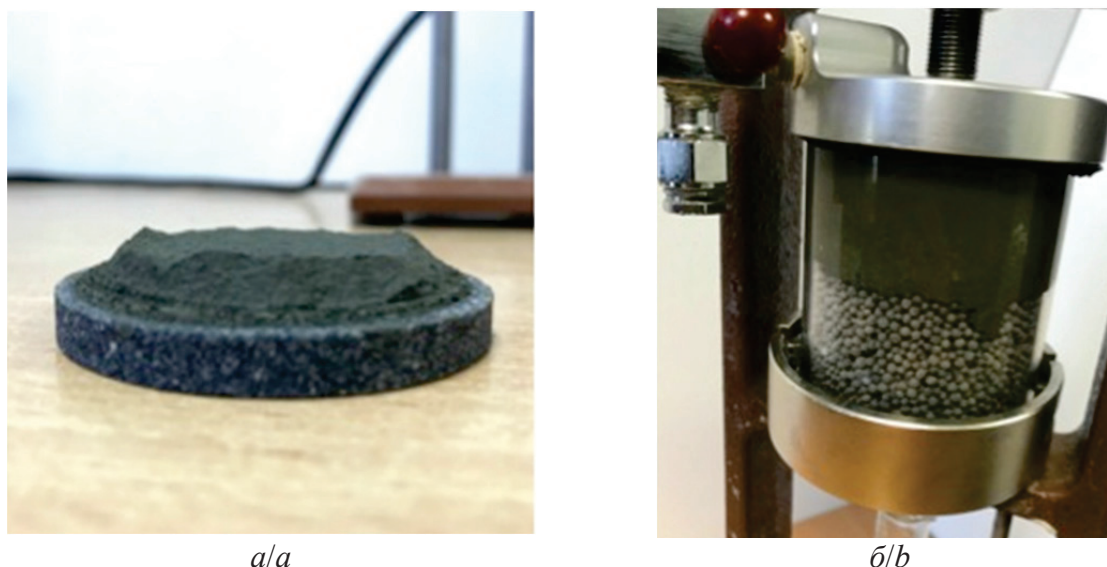


Рис. 5. Исследование состава № 3: а) фильтрационная корка на керамическом диске, полученная в результате исследования на фильтр-прессе НТНР; б) проведение испытаний на насыпной модели пласта – отмечается практически полное отсутствие проникновения состава

Fig. 5. Study of composition no. 3: a) filter film on a ceramic disc, obtained as a result of research on the filter press НТНР; b) testing on the bulk reservoir model – there is almost complete lack of penetration of the composition

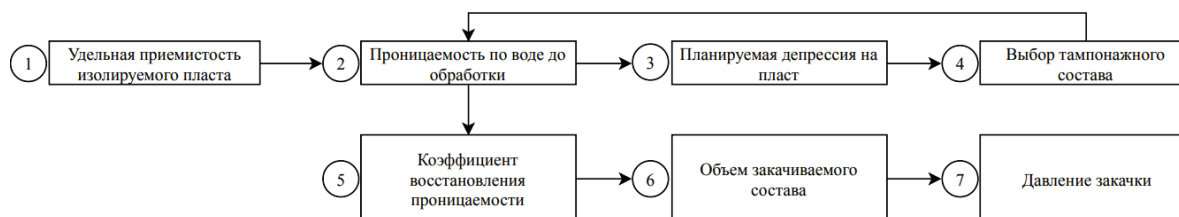


Рис. 6. Поэтапный алгоритм подбора технологии для ограничения водопритока на терригенном и карбонатном типе коллектора

Fig. 6. Phased algorithm for selecting technology to limit water inflow on a terrigenous and carbonate type of reservoir

тельного снижения приемистости объекта изоляции для создания необходимых условий затвердевания закачиваемых в последующем составов. Таким образом, при приемистости более данного значения необходимо провести предварительную кольматацию кислоторастворимыми материалами. При удельной приемистости пласта, находящейся в диапазоне 0,6–2,1 м³/ч·МПа, возможно закачивание в объект изоляции различных составов [24, 25].

В табл. 4, 5 представлены эмпирические зависимости для оперативной оценки технологической эффективности от проведения работ по ограничению водопритока составами № 1 и 2 в зависимости от начальной проницаемости пласта.

Таким образом, по полученным эмпирическим зависимостям перед планируемым мероприятием по ограничению водопритока возможно оперативно оценить его технологическую эффективность от использования состава в определенных геолого-физических условиях, необходимый объем состава на 1 м толщины пласта, максимальное ожидаемое давление закачки и в дальнейшем рассчитать экономический эффект от данного мероприятия.

Таблица 3. Зависимость удельной приемистости изолируемого пласта от проницаемости

Table 3. Dependence of specific intake capacity of the collector on its permeability

Месторождение (объект) Field (reservoir)	Коэффициент приемистости пласта, $K_{\text{прим}}=f(k_0)$, м ³ /ч·МПа Specific intake capacity (spec. IC), $f(k_w)$, м ³ /hr·MPa
Шагиртско-Гожанское (Тл-Бб) Shagirtsko-Gozhanskoe (Tl-Bb)	$K_{\text{прим}}=0,000293k_0$ spec. IC=0,000293 k_w
Баклановское (Тл-Бб) Baklanovskoe (Tl-Bb)	$K_{\text{прим}}=0,002585k_0$ spec. IC=0,002585 k_w
Ярино-Каменноложское (Тл-Бб) Yarino-Kamennolozhskoe (Tl-Bb)	$K_{\text{прим}}=0,011381k_0$ spec. IC=0,011381 k_w
Москудьинское (В ₃ В ₄) Moskud'inskoe (V ₃ V ₄)	$K_{\text{прим}}=0,002332k_0$ spec. IC=0,002332 k_w

Заключение

В работе обозначена особо актуальная проблема – подбор состава (технологии) для эффективного проведения мероприятий по ограничению водопритока, поскольку по каждой технологии достижение эффективности укладывается в определенный (довольно узкий) интервал геолого-физических харак-

Таблица 4. Зависимости для оперативной оценки технологической эффективности применения составов № 1 и 2 для ограничения водопритока на терригенных объектах

Table 4. Dependences for estimation of technological effectiveness for water shutoff treatment compositions no. 1 and 2 in terrigenous collector

Показатель Property	Состав/Composition	
	№ 1	№ 2
Технологическая эффективность, $K_{\text{восст}}$, % Effectiveness, K_{eff} , %	$K_{\text{восст}}=623,8 \cdot 2,7^{-0,009k_p}$	$K_{\text{восст}}=463,09 \cdot 2,7^{-0,006k_p}$
Объем состава, $\text{м}^3/\text{м}$ Composition volume, m^3/m	$V_{\text{сост}}=0,664 \ln(k_p) - 2,583$	$V_{\text{сост}}=0,0741 \cdot 2,7^{-0,002k_p}$
Максимальное давление закачки, МПа Max pumping pressure, MPa	$P_{\text{зак. макс}}=320,45 k_B^{-0,868}$	$P_{\text{зак. макс}}=18,657 \cdot 2,7^{-0,002k_p}$

Таблица 5. Зависимости для оперативной оценки технологической эффективности применения составов № 1 и 2 для ограничения водопритока на карбонатном объекте

Table 5. Dependences for estimation of technological effectiveness for water shutoff treatment compositions no. 1 and 2 in carbonate collector

Показатель Property	Состав/Composition	
	№ 1	№ 2
Технологическая эффективность, $K_{\text{восст}}$, % Effectiveness, K_{eff} , %	$K_{\text{восст}}=103,46 \cdot 2,7^{-0,0008k_p}$	$K_{\text{восст}}=107,45 \cdot 2,7^{-0,001k_p}$
Объем состава, $\text{м}^3/\text{м}$ Composition volume, m^3/m	$V_{\text{сост}}=0,435 \ln(k_p) - 1,5453$	$V_{\text{сост}}=0,032 \cdot 2,7^{-0,004k_p}$
Максимальное давление закачки, МПа Max pumping pressure, MPa	$P_{\text{зак. макс}}=48,188 k_B^{-0,198}$	$P_{\text{зак. макс}}=42,76 k_B^{-0,151}$

* зависимости возможно эффективно использовать в диапазоне значений проницаемости до 500 мД.

* dependencies can be effectively used in the range of permeability values up to 500 mD.

теристик пластов. Неправильный выбор технологии не только снижает технологическую эффективность обработки, но иногда приводит к получению отрицательных результатов, которые часто носят необратимый характер и для своего устранения требуют больших материальных затрат.

В рамках проведения исследований определены основные геолого-физические и технологические факторы, влияющие на эффективность работ по ограничению водопритока. Исходя из исследований в свободном объеме и фильтрационных испытаний, сформированы рекомендации по применению трех составов для проведения работ по огра-

ничению водопритока на терригенных (Шагиртско-Гожанское (Тл-Бб), Баклановское (Тл-Бб), Ярино-Каменноложское (Тл-Бб) месторождения) и карбонатном (Москудьинское месторождение (B_3B_4)) объектах.

Предложенный поэтапный алгоритм выбора состава и оценки технологических параметров возможно использовать для определения технологической эффективности планируемого мероприятия по ограничению водопритока без проведения долговременных и дорогостоящих исследований, а также непосредственно перед мероприятием оценить его экономическую целесообразность.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Байкова Е.Н., Муслимов Р.Х. Опыт применения технологий ограничения водопритока и ремонтно-изоляционных работ в трещиноватых карбонатных коллекторах // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 3. – Ч. 1. – С. 175–185.
- Габдрахманов Т.Н. Применение реагентов ООО Научно-производственная фирма «ИНТЕХСЕРВИС» в технологиях для ограничения водопритока в скважины (водоизоляции) // Инженерная практика. – 2015. – № 8. URL: <https://clck.ru/ErcpG/> (дата обращения 01.12.2018).
- Лотов В.А. О взаимодействии частиц цемента с водой или вариант механизма процессов гидратации и твердение цемента // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 1. – С. 99–110.
- Кубрак М.Г. Опыт применения ремонтно-изоляционных работ (РИР) на Самотлорском месторождении // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 2. – С. 82–94.
- Кунакова А.М. Неорганическая гелеобразующая композиция для ограничения водопритока в карбонатных трещиновато-пористых коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 114–116.
- Abdullah Saleh Al-Yami, Jothibasu Ramasamy, Vikrant Wagle. Chemical additives for oil well cementing // Research & Reviews: journal of chemistry. – 2017. – V. 6. – Iss. 4. – P. 1–14.
- Eric B., Joel F., Grace O. Oil well cement additives: a review of the common types // Oil & Gas Research. – 2016. – V. 2. – Iss. 2. URL: <https://clck.ru/EpfyH/> (дата обращения 01.12.2018).
- Laboratory investigation on performance of cement using different additives schemes to improve early age compressive strength / Muhannad Talib Shuker, Khalil Rehman Memon, Saleem Qadir Tunio, Muhammad Khan Memon // Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology. – 2014. – V. 11. – Iss. 7. – P. 2298–2305.
- Development and thermal performance verification of composite insulation boards containing foam-encapsulated vacuum insulation panels / K. Biswas, A. Desjarlais, D. Smith, J. Letts, T. Jiang // Applied Energy. – 15 October 2018. – V. 228. – P. 1159–1172.
- Chromium uptake by lettuce as affected by the application of organic matter and Cr (VI)-irrigation water: Implications to the land use and water management / S. Raptis, D. Gasparatos, M. Economou-Eliopoulos, A. Petridis // Chemosphere. – November 2018. – V. 210. – P. 597–606.

11. Лымарь И.В. Обзор новых технологий изоляции водопритока, внедренных на нефтяных месторождениях Республики Беларусь // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 5. – С. 122–132.
12. Водоизоляционные работы в условиях конусообразования / Т.Р. Балдина, А.В. Распопов, А.С. Казанцев, С.А. Кондратьев, И.В. Аверина, М.С. Бадлюк, С.Н. Глазырин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 118–120.
13. Построение технологии по отключению обводненных интервалов продуктивного пласта / В.А. Стрижнев, С.А. Вежнин, О.Т. Мусин, Т.Э. Нигматуллин // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 1. – С. 8–11.
14. Анализ мирового опыта применения тампонажных материалов при ремонтно-изоляционных работах / В.А. Стрижнев, А.В. Корнилов, В.И. Никишов, В.Г. Уметбаев // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 4. – С. 28–34.
15. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2010. – 344 с.
16. Выбор технологии РИР по отключению верхних и промежуточных пластов / В.А. Стрижнев, А.Ю. Пресняков, О.А. Тяпов, В.Г. Уметбаев // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 7. – С. 42–45.
17. Исследование влияния температуры на период гелеобразования и прочность водоизолирующего состава на основе карбоксиметилцеллюлозы / А.М. Шагиахметов, Д.С. Тананыхин, Д.А. Мартюшев, А.В. Лекомцев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 96–99.
18. Al-Muntasheri Gh.A. Conformance control with polymer gels: what it takes to be successful // Arabian journal for science and engineering. – June 2012. – V. 37. – Iss. 4. – P. 1131–1141.
19. Boyun Guo, Xinghui Liu, Xuehao Tan. Petroleum production engineering. 2nd ed. – Cambridge: Gulf Professional Publishing, 2017. – 780 p.
20. Remediation of leakage through annular cement using a polymer resin: a laboratory study / J. Todorovic, M. Røphaug, E. Lindeberg, T. Vralstad, M-L. Buddensiek // Energy procedia. – January 2016. – V. 86. – P. 442–449.
21. Enhancing wellbore cement integrity with microbially induced calcite precipitation (MICP): a field scale demonstration / A.J. Phillips, E. Troyer, R. Hiebert, C. Kirkland, R. Gerlach, A.B. Cunningham, L. Spangler, J. Kirksey, W. Rowe, R. Esposito // Journal of petroleum science and engineering. – December, 2018. – V. 171. – P. 1141–1148.
22. Hatzignatiou D.G., Giske N.H., Stavland A. Polymer and Polymer-Based Gelants for Improved Oil Recovery and Water Control Applications in Naturally Fractured Chalk Formations // Chemical Engineering Sciences. – September 2018. – V. 187. – P. 302–317.
23. Опыт и перспективы применения технологий ограничения водопритока на месторождениях Пермского края / А.В. Распопов, А.С. Казанцев, Д.В. Андреев, И.В. Аверина, Д.Д. Сидоренко, С.Н. Глазырин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 9. – С. 41–45.
24. Опытные-промышленные испытания тампонажного состава Рельпол для ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны / А.В. Лекомцев, П.Ю. Илюшин, Е.О. Третьяков, Л.А. Захаров // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 26–28.
25. Стрижнев К.В., Стрижнев В.А. Выбор тампонажного материала для обоснования технологии ремонтно-изоляционных работ // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 9. – С. 108–111.

Поступила: 14.12.2018 г.

Информация об авторах

Дерендяев Р.А., магистр Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Захаров Л.А., инженер отдела создания и мониторинга гидродинамических моделей филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Мартюшев Д.А., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Дерендяев К.А., бакалавр Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276

IMPROVING THE EFFICIENCY OF APPLICATION OF TECHNOLOGY ON WATER PERFORMANCE LIMITATION BASED ON GEOLOGICAL AND PHYSICAL CHARACTERISTICS OF THE PLATES (ON THE EXAMPLE OF DEPOSITS OF THE PERM REGION)

Roman A. Derendyaev¹,
omgvood19@gmail.com

Lev A. Zakharov²,
lzakharov-ng@mail.ru

Dmitry A. Martyushev¹,
martyushev@inbox.ru

Konstantin A. Derendyaev¹,
k.derendyaev@yandex.ru

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

² Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm,
29, Sovetskoy Armii street, Perm, 614000, Russia.

The relevance. Nowadays the increasing water cut of produced fluid could be the main cause to stop well exploration. There are approximately 2500 production wells in Perm region. Nearly the third of them work with the water cut more than 70 %. Water shutoff treatment in producing wells could decrease water cut. The most common reasons for excess water inflow are water breakthrough in fractured rocks or highly permeable intervals of the layer, water coning, behind-the-casing flow or casing defects. High water cut could accelerate the corrosion and increase salt deposition, which is harmful for the submersible equipment. The formed water-oil emulsion burdens the gathering system and it is hard to break high volumes of this emulsion. It is possible to increase the effectiveness of water shutoff treatment in case of optimal geological conditions for existing technologies or optimized methods of technology selection.

The main aim of the study is to increase the effectiveness of technologies for water shutoff treatment based on geological characteristics of reservoir.

Objects: terrigenous and carbonate collectors of Perm region.

Methods: laboratory tests of grouting compositions, filtration tests through core samples.

Results. Each technology for water restriction is effective in narrow range of geological conditions, so the problem is relevant. In case of wrong choice of the technology, its effectiveness decreases significantly. It might also irreversibly damage the collector and the recovery could be expensive. The authors checked the basic geological and technological factors, which influence the effectiveness of water restriction in production wells. According to the research we formed recommendations for using the reviewed compositions for terrigenous and carbonate reservoirs in Perm region.

Key words:

Restriction of water inflow, repair and insulation works, waterproofing works, compositions for restricting water inflow, physicochemical properties of the compositions, coefficient of restoration of permeability, reduction of watering.

REFERENCES

1. Baikova E.N., Muslimov R.Kh. Experience of use of technologies of restriction of water inflow and repair and isolation works in fractured carbonate reservoir. *Georesources*, 2016, vol. 18, no. 3, P. 1, pp. 175–185. In Rus.
2. Gabdrakhmanov T.N. Use of reagents of LLC NPF «IN-TEKHSERVICE» in technologies for restriction of water inflow to wells (water isolation). *Engineering practice*, 2015, no. 8. In Rus. Available at: <https://clck.ru/EpcpG/> (accessed 1 December 2018).
3. Lotov V.A. On the interaction of cement particles with water or a variant of the mechanism of hydration processes and hardening of cement. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 1, pp. 99–110. In Rus.
4. Kubrak M.G. Experience of application of the repair and insulating works (RIW) on Samotlor field. *Oil and Gas Engineering*, 2011, no. 2, pp. 82–94. In Rus.
5. Kunakova A.M. Inorganic gel-forming composition for restriction of water inflow in carbonate fractured-porous reservoirs. *Oil Industry*, 2015, no. 11, pp. 114–116. In Rus.
6. Abdullah Saleh Al-Yami, Jothibasu Ramasamy, Vikrant Wagle. Chemical additives for oil well cementing. *Research & Reviews: journal of chemistry*, 2017, vol. 6, Iss. 4, pp. 1–14
7. Eric B., Joel F., Grace O. Oil well cement additives: a review of the common types. *Oil & Gas Research*, 2016, vol. 2, Iss. 2. Available at: <https://clck.ru/EpfyH> (accessed 1 December 2018).
8. Muhannad Talib Shuker, Khalil Rehman Memon, Saleem Qadir Tunio, Muhammad Khan Memon. Laboratory investigation on performance of cement using different additives schemes to improve early age compressive strength. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 2014, vol. 11, Iss. 7, pp. 2298–2305.
9. Biswas K., Desjarlais A., Smith D., Letts J., Jiang T. Development and thermal performance verification of composite insulation boards containing foam-encapsulated vacuum insulation panels. *Applied Energy*, 15 October 2018, vol. 228, pp. 1159–1172.
10. Raptis S., Gasparatos D., Economou-Eliopoulos M., Petridis A. Chromium uptake by lettuce as affected by the application of organic matter and Cr (VI)-irrigation water: Implications to the

- land use and water management. *Chemosphere*, November 2018, vol. 210, pp. 597–606.
11. Lymar I.V. The review of the new technologies of isolation of water inflow introduced on oil fields of Republic of Belarus. *Oil and Gas Engineering*, 2011, no. 5, pp. 122–132. In Rus.
 12. Baldina T.R., Raspopov A.V., Kazantsev A.S., Kondratev S.A., Averina I.V., Badliuk M.S., Glazyrin S.N. Water isolation work in the conditions of a coning. *Oil Industry*, 2015, no. 11, pp. 118–120. In Rus.
 13. Strizhnev V.A., Kornilov A.V., Nikishov V.I., Umetbaev V.G. The analysis of international experience of use of grouting composition during the repair and isolation work. *Oilfield engineering*, 2008, no. 4, pp. 28–34. In Rus.
 14. Strizhnev V.A., Vezhnin S.A., Musin O.T., Nigmatullin T.E. Creation of technology for switching off the watercut intervals of productive reservoir. *Oilfield engineering*, 2015, no. 1, pp. 8–11. In Rus.
 15. Kleshchenko I.I., Zozulia G.P., Iagafarov A.K. *Teoriia i praktika remontno-izoliatsionnykh rabot v neftianyykh i gazovykh skvazhinakh* [Theory and practice of repair and isolation works in oil and gas wells]. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 2010. 344 p.
 16. Strizhnev V.A., Presnyakov A.Iu., Tiapov O.A., Umetbaev V.G. Choice of RIW technology for switching off the top and intermediate layers. *Oilfield engineering*, 2009, no. 7, pp. 42–45. In Rus.
 17. Shagiakhmetov A.M., Tananykhin D.S., Martiushev D.A., Lekomtsev A.V. Research of influence of temperature on jellification and durability of the water isolating structure on the basis of carboxymethylcellulose. *Oil Industry*, 2016, no. 7, pp. 96–99. In Rus.
 18. Al-Muntasheri Gh.A. Conformance control with polymer gels: what it takes to be successful. *Arabian journal for science and engineering*, June 2012, vol. 37, Iss. 4, pp. 1131–1141.
 19. Boyun Guo, Xinghui Liu, Xuehao Tan. *Petroleum production engineering*. 2nd ed. Cambridge, Gulf Professional Publishing, 2017. 780 p.
 20. Todorovic J., Raphaug M., Lindeberg E., Vralstad T., Buddensiek M-L. Remediation of leakage through annular cement using a polymer resin: a laboratory study. *Energy procedia*, January 2016, vol. 86, pp. 442–449.
 21. Phillips A.J., Royer E.T., Hiebert R., Kirkland C., Gerlach R., Cunningham A.B., Spangler L., Kirksey J., Rowe W., Esposito R. Enhancing wellbore cement integrity with microbially induced calcite precipitation (MICP): a field scale demonstration. *Journal of petroleum science and engineering*, December 2018, vol. 171, pp. 1141–1148.
 22. Hatzignatiou D.G., Giske N.H., Stavland A. Polymer and Polymer-Based Gelants for Improved Oil Recovery and Water Control Applications in Naturally Fractured Chalk Formations. *Chemical Engineering Sciences*, September 2018, vol. 187, pp. 302–317.
 23. Raspopov A.V., Kazantsev A.S., Andreev D.V., Averina I.V., Sidorenko D.D., Glazyrin S.N. Experience and prospects of use of technologies of restriction of water inflow on fields of Perm region. *Geology, geophysics and development oil and gas fields*, 2016, no. 9, pp. 41–45. In Rus.
 24. Lekomtsev A.V., Ilyushin P.Yu., Tretiakov E.O., Zakharov L.A. Experiment testing of grouting composition Relpol for the elimination of leaks operational columns. *Oil-engineer*, 2017, no. 3, pp. 26–28. In Rus.
 25. Strizhnev K.V., Strizhnev V.A. The choice of grouting composition for substantiating of technology of repair and insulating works. *Oil Industry*, 2006, no. 9, pp. 108–111. In Rus.

Received: 14 December 2018.

Information about the authors

Roman A. Derendyaev, student, Perm National Research Polytechnic University.

Lev A. Zakharov, engineer, branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm.

Dmitry A. Martyushev, Cand. Sc., assistant professor, Perm National Research Polytechnic University.

Konstantin A. Derendyaev, student, Perm National Research Polytechnic University.