

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.179-196>

EDN KWUCZO

УДК 622.276.031.011.43

## **Разработка специальных жидкостей для ремонта газовых скважин в условиях АНПД**

*Сингуров А.А.*

*ООО «Сахалинская энергия», Москва, Россия*

## **Development of special fluids for gas well repair in conditions of abnormally low reservoir pressures**

*A.A. Singurov.*

*«Sakhalin Energy» LLC, Moscow, Russia*

**E-mail: [Alexander.Singurov@sakhalinenergy.ru](mailto:Alexander.Singurov@sakhalinenergy.ru)**

**Аннотация.** Повышение эффективности капитального ремонта скважин (КРС) на завершающем этапе разработки нефтяных и газовых месторождений требует постоянного совершенствования технологий ремонтных работ в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД). Одним из направлений решения этой задачи является обоснование и выбор газожидкостных пенных систем в качестве промывочных и специальных жидкостей для КРС в условиях АНПД.

В статье решаются задачи исследования свойств пен и пенообразующей жидкости (ПОЖ), включающих отходы деревообработки, в различных термобарических условиях.

Приведены функциональные схемы приборов для исследования пенных систем.

Автором разработаны и внедрены на истощённых месторождениях Севера России новые составы ПОЖ для получения устойчивых трёхфазных пен, не снижающие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) призабойной зоны пласта (ПЗП).

**Ключевые слова:** газовая скважина, аномально низкие пластовые давления, капитальный ремонт скважин, специальные жидкости

**Для цитирования:** Сингуров А.А. Разработка специальных жидкостей для ремонта газовых скважин в условиях АНПД//Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.179-196. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.179-196>. - EDN KWUCZO

**Abstract.** Increasing the efficiency of well workover (WO) at the final stage of the development of oil and gas fields requires continuous improvement of workover technologies in conditions of abnormally low reservoir pressure (ANRP). One of the directions for solving this problem is the substantiation and selection of gas-liquid foam systems as flushing and special fluids for cattle under ANRP conditions.

The article solves the problems of studying the properties of foams and foam-forming liquid (FFL), including woodworking waste, under various thermobaric conditions.

Functional diagrams of instruments for studying foam systems are given.

The author has developed and implemented in the depleted fields of the North of Russia new compositions of POL to obtain stable three-phase foams that do not reduce the porosity and permeability properties (PRP) of the bottomhole formation zone (BFZ).

**Keywords:** *gas well, abnormally low reservoir pressures, well overhaul, special fluids*

**For citation:** Singurov A.A. Razrabotka spetsial'nykh zhidkostey dlya remonta gazovykh skvazhin v usloviyakh ANPD [Development of special fluids for gas well repair in conditions of abnormally low reservoir pressures]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(33), 2023. pp. 179-196. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.179-196>. EDN KWUCZO (in Russian)

Широкое распространение традиционных способов капитального ремонта скважин (КРС), делает необходимым дальнейшие исследования негативного влияния процедуры глушения на продуктивный пласт, подбор составов технологических жидкостей, исключающих значительное его загрязнение. С этой целью могут быть использованы жидкости, обладающие способностью временного блокирования продуктивного пласта.

Анализ промысловых данных по временному блокированию пластов газовых и газоконденсатных скважин на месторождениях, находящихся на заключительной стадии разработки в условиях аномально низкого пастового адвления (АНПД), показывает, что одной из основных причин снижения проницаемости призабойной зоны продуктивных пластов (ПЗП), является поглощение большого объема рабочей жидкости. Интенсивное поглощение обусловлено АНПД и наличием высокопроницаемых, сильно дренированных коллекторов.

С целью предупреждения ухудшения проницаемости продуктивных пластов с АНПД жидкость для блокирования должна отвечать следующим требованиям:

- иметь плотность, обеспечивающую минимальную репрессию на пласт указанную в «Правилах безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [1];
- не содержать в составе твердых частиц, вызывающих необратимую коагуляцию ПЗП;
- не вызывать набухания глинистых пород коллектора;
- не вступать в химические реакции с породой и пластовой жидкостью;
- обладать структурно-механическими свойствами, обеспечивающими надежное блокирование ПЗП на весь период проведения ремонтных работ;
- извлекаться из пласта потоком газа в процессе освоения скважин при сравнительно низких депрессиях.

Наиболее полно этим требованиям отвечают пенные системы. Применение пенных систем предполагает снижение или полное устранение репрессии на продуктивный пласт путем регулирования плотности пены. Однако практика показывает, что применение пенных систем известных составов не во всех случаях дает положительные результаты: скважину из-за высокой дренированности пласта не удастся заглушить. В этих случаях для глушения рекомендуется применять составы пенных систем с наполнителями.

Для изучения возможности применения, а также с целью разработки специальных технологических жидкостей для временного блокирования поглощающих продуктивных пластов при ремонте скважин, автором статьи были проведены исследования по определению закупоривающей способности пенных систем с различными наполнителями на моделях пористой среды.

Основными показателями, влияющими на выбор материала принимаются экологические, технологические и экономические факторы: побочный продукт основного производства, его массовость и доступность; необходимое количество побочного продукта в регионе и максимальный выход реагента из единицы продукта; экологическая безопасность; инертность к качеству блокирующей жидкости, наличие волокнистой структуры с целью создания более прочного блокирующего экрана. В качестве сырья для разработки нового реагента-наполнителя автором и сотрудниками ОАО «СевКавНИПИГаз» было предложено использовать древесную кору.

Комплексное использование лесных ресурсов предусматривает утилизацию всей органической массы дерева, включая древесные отходы, образующиеся в процессе заготовки древесины и ее переработки (такими отходами являются древесная зелень и кора). Задачей данных исследований было определение применимости древесной коры в качестве наполнителя к блокирующим жидкостям при глушении скважины.

Древесная кора содержит комплекс веществ, обладающих высокой биологической активностью и представляющих практически все классы органических соединений, встречаемых в растениях. При использовании древесного сырья возникает требование обязательной его окорки, которую выполняют на предприятиях лесной промышленности или непосредственно у потребителей древесного сырья. Перед механической или химической переработкой древесины в большинстве случаев отделяют кору. Объем, занимаемый корой, составляет 11 – 19 %, который изменяется в зависимости от возраста дерева и условий произрастания, а также размеров древесного сырья [2-4].

Для получения наполнителя из древесной коры необходимо определить тонкость её помола с изменением механизма внутренних и внешних

взаимодействий различных составляющих коры за счет химической модификации [4], а также изменить физико-химические свойства древесной коры для получения наилучшего блокирующего эффекта.

Подбор способа химической и термической обработки наполнителя и исследование его блокирующей способности.

Исследование нового наполнителя для блокирующих ПОЖ проводилось на экспериментальной установке по определению блокирующей способности, а исследование процесса формирования корки по методике компании «Kem-Trop, Inc.» на фильтр-прессе низкого давления фирмы "Бароид".

После проведенных исследований по обработке древесной коры автором был найден новый способ обработки, который позволяет использовать обработанную древесную кору в качестве наполнителя для блокирующих жидкостей при КРС.

При проведении лабораторных исследований по определению блокирующих свойств наполнителя рассматривалось влияние различных факторов на блокирующую способность:

- тонкость помола древесной коры;
- тип древесной коры;
- химическая и термическая обработка наполнителя;
- процентное содержание наполнителя;
- тип жидкости блокирования.

Для приготовления наполнителя использовалась кора лиственных (Л) и хвойных (Х) пород деревьев с тонкостью помола по максимальному размеру частиц 3 и 8 мм.

Так, например, фракционный состав наполнителя с тонкостью помола 3,0 – 0,315 мм следующий:

- 3,0 мм.....4,4 %;
- 2,5 мм.....13,95 %;

- 1,0 мм.....21,55 %;
- 0,63 мм.....29,75 %;
- 0,315 мм и менее.....30,35 %;

В качестве блокирующей жидкости была выбрана незамерзающая пенообразующая жидкость (НПОЖ), состоящая из 25 % раствора лигносульфоната, дизельного топлива и раствора хлорида кальция плотностью 1180-1200 кг/м<sup>3</sup> в объемном соотношении 1 : 1 : 3 [5].

Исследования закупоривающей способности проводили на модели пористой среды (Рис. 1), которая представляет собой металлический сосуд с внутренним диаметром 25 мм, в который вставляется перфорированная шайба. Диаметр перфорации 2,0 и 3,0 мм, а толщина шайбы 28 мм. Пористость модели 30–37 %. Проницаемость по воздуху не более 10,0 мкм<sup>2</sup>. Общая длина модели 86,8 см.

Методика проведения исследований заключается в том, что подготовленная модель пористой среды 6 соединяется с разделительной емкостью 5, в которую загружается блокирующая жидкость с наполнителем. Затем разделительная емкость 5 соединяется с прессом высокого давления 1. Через разделительный поршень блокирующая жидкость с наполнителем из разделительной емкости 5 вытесняется в модель пористой среды 6. Разделительная емкость 5 вновь заполняется блокирующей жидкостью с наполнителем и соединяется с моделью пористой среды 6.

Создается давление до получения фильтрата, и в таком состоянии модель 6 оставляется на 24 ч. Давление в это время поддерживается постоянным (несколько меньше давления фильтрации). По истечении 24 ч определяется давление начала сдвига блокирующей жидкости  $P_{сдв}$  и давление обратной промывки  $P_{обр}$ . В процессе эксперимента определяются также следующие показатели: давление начала фильтрации  $P_n$ ; дав-

ление выдержки в течение суток  $P_v$  и глубина проникновения наполнителя. Глубина проникновения определялась по количеству загрязненных отверстий в шайбах.

Экспериментальная установка (Рис. 1) автором была доработана и в её компоновку дополнительно включены следующие детали:



**Рис. 1. Установка для определения закупоривающей способности блокирующего состава**

- манометр на 2,5 МПа для более точного определения давления обратной промывки.
- краны высокого давления и соединительная трубка (4, Рис. 1) заменены на соединительную гайку, так как соединительная трубка забивалась наполнителем, что влияло на определение давления обратной промывки.
- компрессор и газовый счетчик для определения начальной и конечной газопроницаемости, а также коэффициента восстановления проницаемости.

Стендовые испытания наполнителя проводили с одновременным подбором его наилучшей химической и термической обработки.

Результаты исследований приведены в табл. 1.

Как видно (см. табл. 1), на закупоривающие и фильтрационные свойства пеноэмульсий оказывает влияние способ обработки наполнителя перед приготовлением блокирующей жидкости. Обработка щёлочью, как правило, повышает устойчивость пенной системы. Это обусловлено образованием мелкодисперсного осадка гидроксида кальция при взаимодействии щёлочи и хлорида кальция с ПОЖ.

Более наглядно влияние тонкости помола и типа наполнителя на блокирующую способность раствора видно на графиках, показанных на рис. 2.

Термическая обработка (при 80 °С в течение 6 часов) обеспечивает вывод из коры дубильных веществ, а также тяжелых смолянистых элементов, что повышает блокирующую способность наполнителя (Рис. 3).

Степень измельчения наполнителей (фракционный состав) также оказывает влияние на блокирующие и фильтрационные свойства пенной системы. Наполнители с фракционным составом 3 мм и менее, обеспечивают более высокую блокирующую способность, чем наполнители с фракционным составом 8 мм. Более крупная фракция наполнителя отрицательно влияет на фильтрационные показатели исследуемой пеноэмульсии и повышает давление деблокирования из модели пласта. Это объясняется тем, что более крупная фракция хуже поддается термической обработке.

Полученные результаты показывают, что лучшими блокирующими свойствами обладает пена, содержащая 5,0 % наполнителя из коры лиственных деревьев 3 мм фракции, последовательно прошедшая термическую и химическую обработку NaOH.

Дальнейшие исследования были продолжены с наполнителем из древесной коры лиственных 80 % и хвойных 20 % пород деревьев НДК-ЛХ (прошедший термическую обработку) дополнительно обработанным NaOH (НДК-Щ – обработанный щелочью).

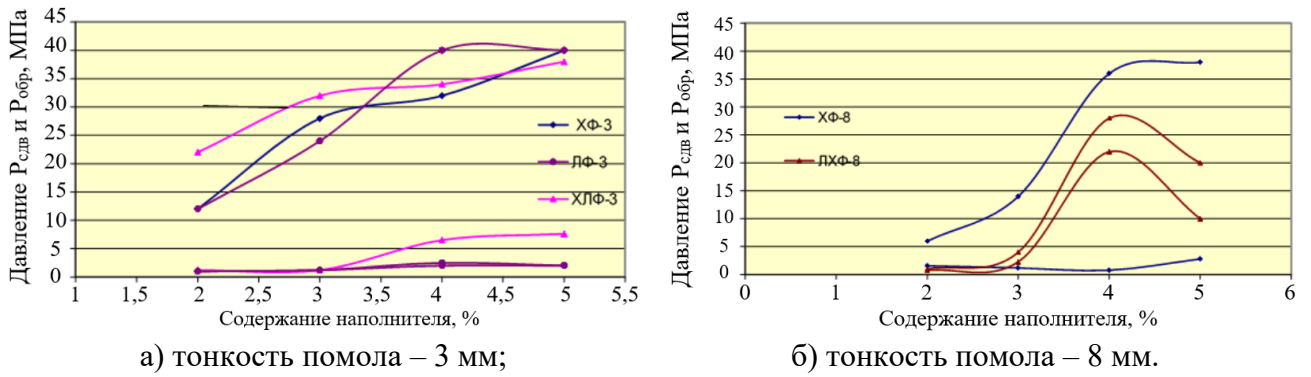


Таблица 1

**Результаты исследований закупоривающей способности ПОЖ с наполнителем при его химической и термической обработке**

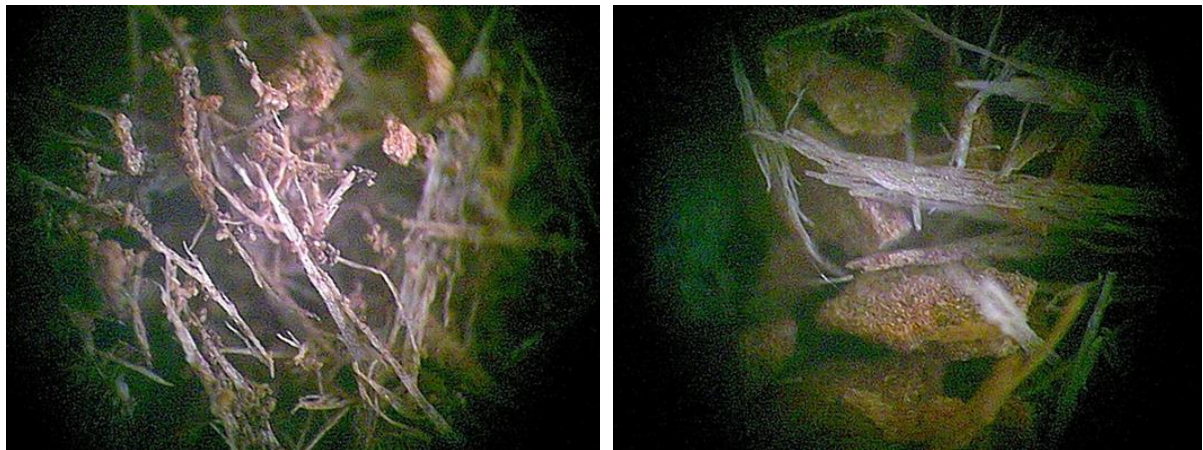
Способ обработки и содержание наполнителя в ПОЖ	pH	Кратность пены, I	P <sub>н</sub> , МПа	P <sub>в</sub> , МПа	P <sub>св</sub> , МПа	P <sub>обр</sub> , МПа	Глубина фильтрации, см
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛФ-3 (5 г) + ЛФ-8 (5 г) обработанный (40 мл воды + 5 % NaOH)	6,3	3,4	2,0	4,0	24,0	1,2	12
ЛФ-3 (7,5 г) + ЛФ-8 (2,5 г) обработанный (40 мл воды + 5 % NaOH)	10,3	2,3	2,0	8,8	24,0	2,0	15
ЛФ-3 (7,5 г) + ЛФ-8 (2,5 г) обработанный (40 мл воды + 5 % NaOH + 0,2 % известь)	10,48	2,7	8,0	10,0	28,0	12,0	13
ХЛФ-3 (5 г) + ХЛФ-8 (5 г) обработанный (40 мл воды + 5 % NaOH)	7,04	2,85	4,0	6,0	14,0	1,8	11
ХЛФ-3 (7,5 г) + ХЛФ-8 (2,5 г) (40 мл воды + 5 % NaOH <sub>2</sub> )	7,12	3,2	2,0	4,0	16,8	1,2	18
ХФ-3 (5 г) + ХФ-8 (5 г) обработанный (40 мл воды + 5 % NaOH)	7,48	3	3,2	4,4	18,0	1,6	25
ХФ-3 (7,5 г) + ХФ-8 (2,5 г) обработанный (40 мл воды + 5 % NaOH)	6,88	2,85	6,0	4,0	18,0	1,4	полное
ХФ-3 + ХФ-8 обработанный (200 мл воды + 10 г NaOH + 10 г наполнителя при температуре 80 <sup>0</sup> С x 3 часа = 3,7 г наполнителя)	6,73	2,6	0,4	0,4	1,6	0,4	полное
ХЛФ-3 + ХЛФ-8 обработанный (200 мл воды + 10 г NaOH + 10 г наполнителя при температуре 80 <sup>0</sup> С x 3 часа = 5,9 г наполнителя)	6,65	2,5	2,0	1,2	4,8	1,2	18
*600 мл воды + 30 г NaOH + 30 г наполнителя							
1) ХФ-3 + ХФ-8 (15 г + 15 г) после термостатирования 80 <sup>0</sup> С x 5 ч = 18,6 г							
2) ХЛФ-3 + ХЛФ-8 (15 г + 15 г) после термостатирования 80 <sup>0</sup> С x 5 ч = 13 г							
а) 10 гр ХФ-3 + ХФ-8	6,59	2,45	3,2	3,2	30,0	14,0	15
б) 10 гр ХЛФ-3 + ХЛФ-8	6,64	2,3	2,0	15	18,0	6,0	полное
*600 мл воды + 30 г NaOH + 30 г наполнителя							
1) ХФ-3 + ХФ-8 (15 г + 15 г) после термостатирование 80 <sup>0</sup> С x 20 мин = 28,6 г							
2) ХЛФ-3 + ХЛФ-8 (15 г + 15 г) после термостатирование 80 <sup>0</sup> С x 20 мин = 21 г							
а) 10 гр ХЛФ-3 + ХЛФ-8	7,42	2,55	8,0	7,0	24,0	4,0	15
б) ХЛФ-3 (5 г) + ХЛФ-8 (5 г) обработанный (40 мл воды + 5 % NaOH)	7,12	2,85	4,0	3,0	14,0	1,2	17
в) ХФ-3 (5 г) + ХФ-8 (5 г) обработанный (40 мл воды + 5 % NaOH)	7,44	2,55	6,0	8,0	24,0	4,0	15
*600 мл воды + 30 г наполнителя ХФ-3 + термостатирование 80 <sup>0</sup> Сx20 мин = 27 г							
а) 10 г ХФ-3 обработанный (40 мл воды + 2 г NaOH)	9,9	2,54	12,0	10,0	40,0!	0,8	полное
б) 8 г ХФ-3 обработанный (40 мл воды + 1,6 г NaOH)	8,72	2,65	9,0	12,0	34,0	2,5	полное

в) 6 г ХФ-3 обработанный (40 мл воды + 1,2 г NaOH)	7,05	2,8	24,0	20,0	32,0	1,2	полное
г) 4 г ХФ-3 обработанный (40 мл воды + 0,8 г NaOH)	6,84	2,8	4,0	3,0	12,0	0,3	полное
*600 мл воды + 100 г наполнителя ХЛФ-3 + термостатирование 80 <sup>0</sup> С x 6 ч = 75 г							
а) 10 г ХЛФ-3 обработанный (40 мл воды + 2 г NaOH)	9,31	2,53	12,0	10,0	38,0	7,6	полное
б) 8 г ХЛФ-3 обработанный (40 мл воды + 1,6 г NaOH)	8,65	2,8	9,5	8,0	34,0	6,5	полное
в) 6 г ХЛФ-3 обработанный (40 мл воды + 1,2 г NaOH)	7,05	2,8	24,0	22,0	32,0	1,2	полное
г) 4 г ХЛФ-3 обработанный (40 мл воды + 0,8 г NaOH)	6,98	2,2	16,0	10,0	22,0	1,2	полное
*1000 мл воды + 200 г наполнителя ЛФ-3 + термостатирование 80 <sup>0</sup> С x 6 ч = 165 г							
а) 10 г ЛФ-3 обработанный (40 мл воды + 2 г NaOH)	9,62	2,45	12,0	10,0	40,0!	1,2	полное
б) 8 г ЛФ-3 обработанный (40 мл воды + 1,6 г NaOH)	7,76	3,05	8,0	6,0	40,0!	2,0	полное
в) 6 г ЛФ-3 обработанный (40 мл воды + 1,2 г NaOH)	6,68	2,7	4,0	5,0	24,0	4,0	полное
г) 4 г ЛФ-3 обработанный (40 мл воды + 0,8 г NaOH)	6,61	2,4	4,0	5,0	12,0	1,0	полное
*1000 мл воды + 200 г наполнителя ХФ-8 + термостатирование 80 <sup>0</sup> С x 6 ч = 173 г							
а) 10 г ХФ-8 обработанный (40 мл воды + 2 г NaOH)	9,1	3	18,0	16,0	38,0	2,8	28
б) 8 г ХФ-8 обработанный (40 мл воды + 1,6 г NaOH)	8,4	3,05	10,0	9,0	36,0	0,8	8
в) 6 г ХФ-8 обработанный (40 мл воды + 1,2 г NaOH)	7,06	2,94	2,5	2,0	14,0	1,2	12
г) 4 г ХФ-8 обработанный (40 мл воды + 0,8 г NaOH)	6,67	2,45	1,8	1,6	6,0	1,6	16
*1000 мл воды + 200 г наполнителя ЛХФ-8 + термостатирование 80 <sup>0</sup> С x 6 ч = 162 г							
а) 10 г ЛФ-3 обработанный (40 мл воды + 2 г NaOH)	8,25	3,2	2,5	2,0	10,0	10,0	полное
б) 8 г ЛФ-3 обработанный (40 мл воды + 1,6 г NaOH)	8,28	3	8,0	7,2	28,0	22,0	полное
в) 6 г ЛФ-3 обработанный (40 мл воды + 1,2 г NaOH)	7,8	3	2,5	2,0	4,0	1,2	полное
г) 4 г ЛФ-3 обработанный (40 мл воды + 0,8 г NaOH)	7,05	2,7	1,2	0,8	1,0	1,0	полное
<i>Примечания: 1. Состав ПОЖ, об. %: 25%-й раствор КССБ – 40; 2. дизельное топливо (газоконденсат) – 40; 3. водный раствор CaCl<sub>2</sub> (ρ=1200 кг/м<sup>3</sup>) – 120; 4. Используемые обозначения: Л – листовенная, Ф – фракция, Х – хвойная, 8 и 3 – тонкость помола, мм; 5. * предварительная обработка наполнителя; б. – максимальное показание образцового манометра.</i>							



$P_{сдв}$  – давление начала сдвига пены через сутки выдержки (максимальная репрессия), МПа;  
 $P_{обр}$  – давление обратной промывки (депрессия), МПа.

**Рис. 2. Блокирующие свойства жидкости глушения с наполнителем**



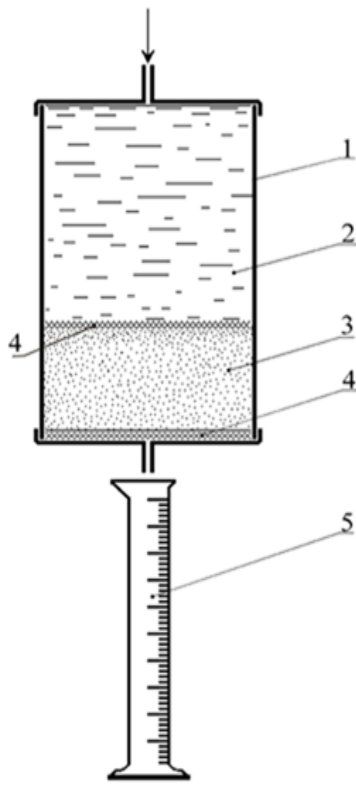
Древесная кора до термической обработки

Древесная кора после термической обработки

**Рис. 3. Фотографии древесной коры до и после термической обработки (при 80°C в течение 6 часов)**

Для гранулярных коллекторов за меру оценки пригодности того или иного компонента в качестве наполнителя в рабочую жидкость принят процесс формирования корки на песчаной модели определенного гранулометрического состава при перепаде давления 0,7 МПа (по методике АНИ) и фильтрационные свойства рабочей жидкости.

Исследование процесса формирования корки проводилось по методике компании «Kem-Tron, Inc.» (США) на фильтр-прессе низкого давления фирмы "Бароид" (Рис. 4).



- 1 – камера;  
 2 – исследуемый раствор;  
 3 – песчаный фильтр;  
 4 – латунная сетка;  
 5 – мерный цилиндр.

**Рис. 4. Схема установки для исследования закупоривающих свойств рабочих жидкостей**

В камеру помещали песок определенного гранулометрического состава, поверх которого заливали исследуемый раствор с наполнителем. После этого камеру герметично закрывали и создавали давление 0,7 МПа. При данном давлении раствор в камере выдерживали в течение 30 мин. Во время эксперимента фиксировался объем фильтрата или раствора, прошедшего через песчаный фильтр и количество раствора, оставшегося в камере. Разница между объемом раствора, залитого в камеру и оставшимся в ней по истечении 30 мин, а также прошедшим через песок, характеризовало количество раствора, пошедшего на образование внутренней и внешней корки. В экспериментах использовался промытый и высушенный песок гранулометрического состава 0,315– 0,63 мм.

При проведении исследований регистрировали следующие величины:  $V$  – исходный объем ПОЖ в рабочей камере;  $V_1$  – объем раствора, оставшегося в камере над песчаным фильтром;  $V_2 = (V - V_1)$  – объем раствора, проникшего в песчаный фильтр;  $V_3$  – объем фильтрата или раствора, прошедшего через песчаный фильтр;  $V_4 = (V_2 - V_3)$  – объем фильтрата, оставшегося в песчаном фильтре, т.е. поглощенного песком;  $k$  – толщина корки.

Оценку полученных результатов производили:

- по величине фильтрации;
- по объему раствора, проникшего в песок и пошедшего на образование корки (чем эта величина меньше, тем лучше наполнитель);

- по величине объема раствора, оставшегося в камере (чем больше раствора осталось в камере, тем лучше коркообразующие свойства).

В табл. 2 приведены результаты испытаний фильтрационных свойств пен с различными наполнителями, проведенных на песчаном фильтре.

Таблица 2

**Результаты определения влияния различных наполнителей на фильтрационные свойства пенных систем на песчаном фильтре фракционного состава:  
0,315– 0,63 при  $P= 0,7$  МПа**

Добавка наполнителя, % от объема ПОЖ	рН	Кратность пены, 1	Объем раствора, оставшегося в камере, см <sup>3</sup>	Объем раствора, погло- щенного песком, см <sup>3</sup>	Объем фильтрата, прошедшего через песча- ный фильтр, см <sup>3</sup>	Тол- щина внеш- ней корки, мм
5% опилки (обр. NaOH)	11,05	2,6	100	227	33	2
5% НДК-Щ – 5	10,2	2,6	110	195	25	2,5
5% НДК-Щ – 3	10,25	3	200	114	16	3
5% "Полицелл-ЦФ"	5,2	2,5	200	114	16	3,5

В результате исследований коркообразующих свойств пен с различными наполнителями автором определено, что наполнитель НДК-Щ – 3 не уступает по своим свойствам "Полицелл-ЦФ" и значительно превосходит обработанные NaOH опилки.

По предложенной выше методике автором был проведен сравнительный анализ блокирующей способности разработанного наполнителя НДК-Щ и «Полицелл-ЦФ». Результаты лабораторных исследований представлены в табл. 3 и в графической форме на рис. 5.

Таблица 3

**Результаты сравнения закупоривающей способности НПОЖ с различным содержанием наполнителя «НДК-Щ» и «Полицелл-ЦФ»**

Добавка наполнителя, % от объема ПОЖ	рН	Крат- ность	$P_H$ , МПа	$P_B$ , МПа	$P_{сдв}$ , МПа	$P_{обр}$ , МПа	Проник. наполнителя
1	2	3	4	5	6	7	8
2% НДК-Щ – 5	8,7	3,5	0,4	2,4	5,2	1,4	полное
2% НДК-Щ – 3	8,4	2,95	0,4	6,0	11,6	0,1	полное



2% Полицелл-ЦФ	5,8	2,7	0,3	1,6	3,6	0,1	полное
3% НДК-Щ – 5	9,5	3,2	0,6	4,0	11,6	5,2	полное
3% НДК-Щ – 3	9,45	3	0,9	9,2	14,0	0,1	полное
3% Полицелл-ЦФ	6,5	2,7	0,4	3,2	6,4	0,1	полное
5% НДК-Щ – 5	10,3	3,4	1,8	14,0	38,0	12,4	полное
5% НДК-Щ – 3	10,2	2,9	3,6	16,0	38,0	0,6	полное
5% Полицелл-ЦФ	4,5	2,6	1,2	4,0	10,8	0,3	полное
7% НДК-Щ – 5	10,4	3,2	13,2	20,0	39,0	14,4	полное
7% НДК-Щ – 3	10,2	2,9	2,0	24,0	>40,0	0,6	полное
7% Полицелл-ЦФ	5,2	2,8	1,2	7,2	12,8	0,3	полное

### **Опытно-промышленные испытания временного блокирования продуктивного пласта жидкостью глушения с разработанным наполнителем**

Рецептура реагента-наполнителя НДК-ЛХ включает в себя древесную кору:

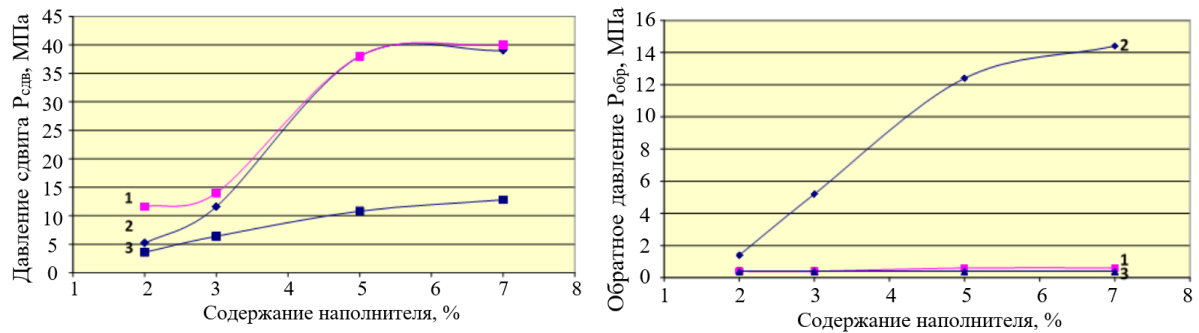
лиственных пород деревьев.....80 %

хвойных пород деревьев.....20 %.

Древесная кора перемалывается и просеивается через сито с ячейками 3 мм соответственно для 3 мм фракции реагента НДК-ЛХ.

Смесь проходит термообработку паром в течение 8 ч и периодически перемешивается. После чего высушивается. Полученный в результате, сыпучий продукт коричневого цвета расфасовывается в полиэтиленовые или полипропиленовые мешки.

Основываясь на данных лабораторных исследований установлено, что лучшими блокирующими и коркообразующими свойствами обладает пена с добавкой 5 % НДК-Щ – 3. Эта рецептура ПОЖ рекомендуется к применению для глушения скважин на месторождениях Западной Сибири с АНПД.



1. НДК-Щ – 3; 2. НДК-Щ – 5; 3. "Полицелл-ЦФ".

**Рис. 5. Результаты исследований закупоривающей способности НПОЖ с различными наполнителями**

Промысловые испытания наполнителя в блокирующей жидкости были проведены на скважинах №№1162, 1163, 1232, 1031, 1034, 1221, 1121, 1123, 1093, 1124 КГМ и на скважинах №№ 149, 107 ВГМ (Табл. 4).

На скважине №1163 применялся наполнитель 3 и 5 мм фракции в соотношении 1 : 1, а на остальных 3 мм фракция.

Реагент-наполнитель "НДК-ЛХ" замачивался в 5,0 % растворе NaOH на 24 ч, после чего вводился в эмульсию, приготовленную из дизельного топлива и водного раствора КССБ. Эмульсия смешивалась с раствором хлористого кальция и вспенивалась. Полученная таким образом устойчивая пена использовалась для глушения скважин с АНПД.

Промысловые испытания показали, что применение наполнителя "НДК-ЛХ" в пенной системе для блокирования продуктивного пласта в ходе РВР позволяет:

- надежно изолировать продуктивный горизонт от ствола скважины на время проведения ремонтных работ;
- предотвратить проникновение технологических жидкостей в пласт во время проведения ремонтных работ;
- сохранить естественную проницаемость ПЗП;
- сократить сроки освоения скважин и затраты на проведение ремонтных работ.

Таблица 4

**Результаты ОПИ наполнителя «НДК-ЛХ»**

№ п/п	Месторождение	№ скважины	Интервал перфорации, м	Пластовое давление, МПа	Дебит до ремонта, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Дебит после ремонта, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Цель ремонта	Продолжит ремонта, ч	Примечание
1.	Комсомольское	1163	1006-1012, 1018-1042	5,655	0	380	Водоизоляционные работы	1249	
2.	Комсомольское	1162	974-989	5,177	0	286	Водоизоляционные работы	638	
2.	Комсомольское	1232	1010-1015, 1020-1025	7,418	0	280	Водоизоляционные работы	360	
4.	Комсомольское	1031	857-888	5,343	0	390	Водоизоляционные работы	1312	
5.	Комсомольское	1034	884-916, 940-944	5,296	0	409	Водоизоляционные работы	606	
6.	Комсомольское	1221	1017-1023, 1030-1035	7,098	0	195	Водоизоляционные работы	548	
7.	Комсомольское	1123	948-958, 961-972	5,097	0	327	Водоизоляционные работы	685	
8.	Комсомольское	1093	948-953, 962-976	4,89	0	0	Водоизоляционные работы	388	Скважина в шлейф не запущена наблюдался приток пластовой воды
	Комсомольское	1093	948-953, 962-976	4,8	0	270	Повторные водоизоляционные работы	463	
9.	Комсомольское	1124	966-976, 979-989, 1003-1008	5,044	0	0	Водоизоляционные работы	555	Скважина в шлейф не запущена наблюдался приток пластовой воды
	Комсомольское	1124	966-976, 979-989	5,044	0	160	Повторные водоизоляционные работы	360	
10.	Вынгапуровское	149	1027-1053	1,448	0	80	Замена НКТ, промывка песчаной пробки	152	Скважина освоена с использованием колтюбинговой установки
11.	Вынгапуровское	107	1000-1030	1,471	0	97	Водоизоляционные работы	332	



### Список литературы

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. - М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с.
2. Пат. 2188308 РФ. Е 21 В 43/12. Способ глушения газовой скважины / В.И. Вяхирев, В.К. Голубкин, Г.И. Облеков, Р.А. [и др]. (РФ).- № 2001106924; Заяв. 16.03.01; Оpubл. 27.08.02.
3. Пат. 2206719 РФ. Е 03 В 3/24, Способ сооружения гравийного фильтра в скважине / С.А. Рябоконт, А.А. Ахметов, А.А. Юрченко [и др.] (РФ).- № 2001135757; Заяв. 26.12.01; Оpubл. 20.06.03; Бюл. № 17.
4. Пат. 2303121 Российская Федерация. МПК E21B 37/00, E21B21/00. Гидроударное устройство для очистки скважины от песчаной пробки / В.А.Машков, В.В.Кустов, Д.Н. Кулиш и др. (РФ). - № 2005126269/03; Заявл. 18.08.05; опубл. 27.02.07. - Бюл. № 6.
5. Вяхирев, Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. - М.: Недра, 2002. - 880 с.

### References

1. Federal rules and regulations for HSE “Safety rules in oil and gas industry”. Edition 08, No. 19. Moscow. R&D Center for Industrial Safety Research. 2013, 288 p. (in Russian).
2. RF patent 2188308. E 21 B 43/12. Sposob glusheniya gazovoj skvazhiny [Gas well killing technique]. Vyakhirev V.I., Golubkin V.K., Oblekov R.A. RF – No. 2001106924; Appl. 16.03.01; Publ. 27.08.02. (in Russian).
3. RF patent 2206719. E 03 B 3/24. Sposob sooruzheniya gravijnogo filtra v skvazhine [Gravel placement technique]. Ryabokon S.A., Akhmetov A.A., Yurchenko A.A. RF – No. 2001135757; Appl. 26.12.01; Publ. 20.06.03; Bull. No.17. (in Russian).
4. RF patent 2303121. МПК E21B 37/00, E21B21/00. Gidroudarnoe ustrojstvo dlya ochistki skvazhiny ot peschanoj probki [Hydraulic impact device for sand plug removal from the wellbore]. Mashkov V.A., Kustov V.V., Kulish D.N., RF – No. 2005126269/03; Appl. 18.08.05; Publ. 27.02.07. Bull. No. 6. (in Russian).
5. Vyakhirev R.I., Gritsenko A.I., Ter-Sarkisov R.M. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovyh mestorozhdenij [Gas field development and operation]. Moscow, Nedra Publ. 2002, 880 p. (in Russian).

### **Сведения об авторах**

*Сингуров Александр Александрович*, кандидат технических наук, Заместитель директора по производству - Начальник производственного комплекса "Пригородное": завода по производству сжиженного природного газа и терминала отгрузки нефти производственного директората проекта Сахалинская энергия, Общество с ограниченной ответственностью «Газпром Персонал» (ООО «Газпром Персонал»)  
Россия, Москва, 117420, ул. Намёткина, 16.  
E-mail: Alexander.Singurov@sakhalinenergy.ru

### **Authors**

*A.A. Singurov*, PhD (candidate of technical sciences), Deputy Production Director – LNG/OET/TLU Assets Manager of Production Directorate of Sakhalin Energy project, Limited Liability Company “Gazprom Personnel” (LLC GAZPROM PERSONNEL)  
16, Nametkina st., Moscow, 117420, Russian Federation  
E-mail: Alexander.Singurov@sakhalinenergy.ru

*Статья поступила в редакцию 09.03.2023  
Принята к публикации 20.03.2023  
Опубликована 30.03.2023*