

ЖИДКОСТИ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН



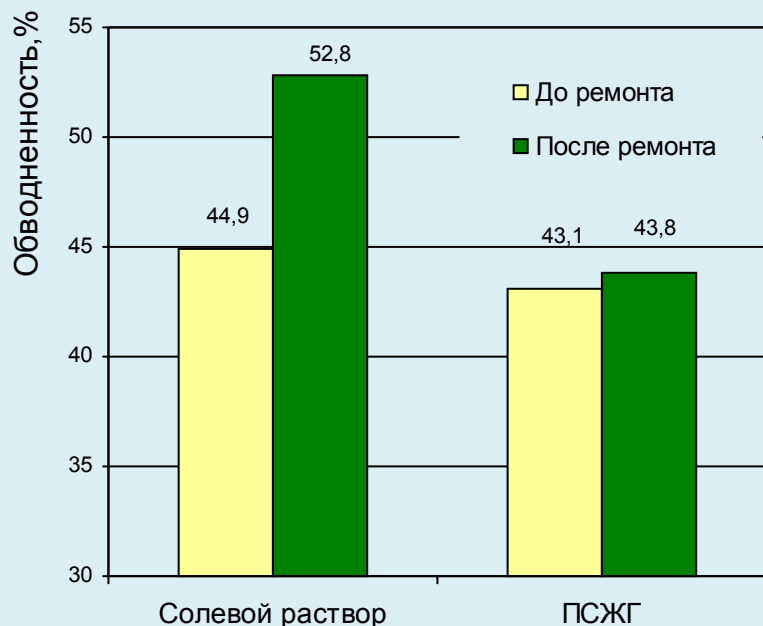
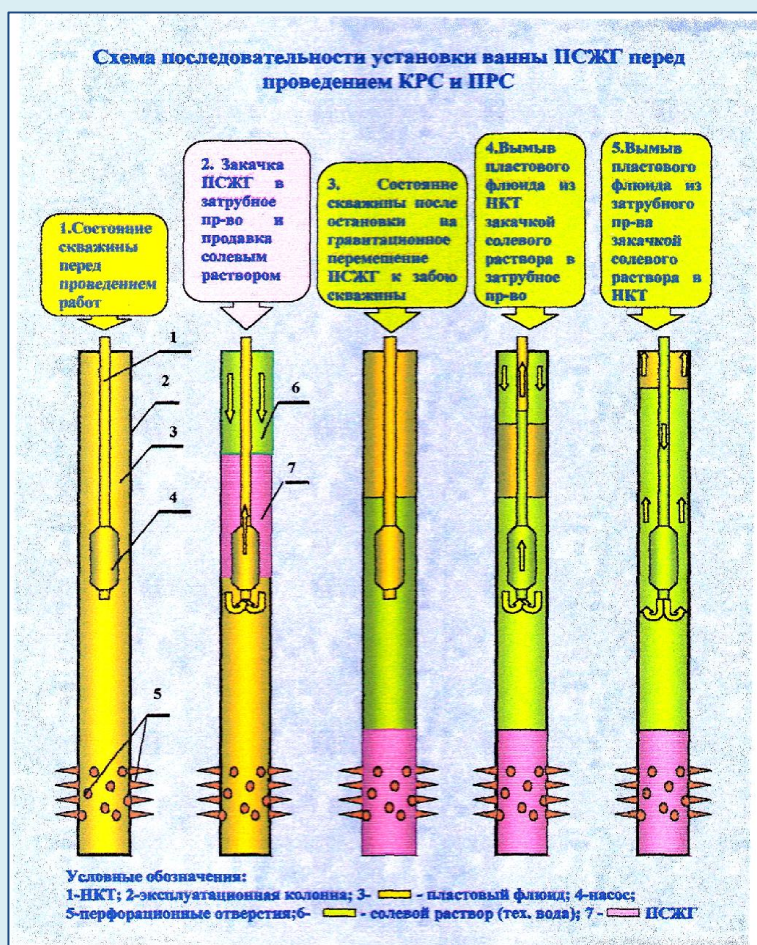




- В качестве водной основы используется пресная техническая или подтоварная вода с низким содержанием поливалентных катионов (≤ 500 мг/л);
- Плотность жидкости глушения – $1010-1210$ кг/м³ (с твердой фазой до 1700 кг/м³);
- Жидкость стабильна при температурах до 100°C ;
- **ПСЖГ** обладает хорошим ингибирующим эффектом по отношению к глинистым породам:
 - Увлажняющая способность **ПСЖГ** (по РД 39-2-813-82) $\text{ПО} = 0,05-0,1$ см/час;
 - Скорость набухания (по Жигачу-Ярову) глины – $W = 0,01-0,02$ см/час.

Для получения полисахаридных гелей используются реагенты:

- гелеобразователь ГПГ-3;
- сшивающий агент СП-РД, боратный сшиватель – БС-1;
- биоцид Биолан.



Изменение средней обводненности продукции скважин в ООО «РН-Пурнефтегаз» до и после ремонта (569 операций глушения)

Для глушения скважин месторождений с **аномально низким пластовым давлением (АНПД)** разработан аэрированный гель («**твердая пена**») на основе ПСЖГ, который обладает:

- высокими структурно-механическими свойствами полученной пены;
- малой плотностью до 0,5 кг/л;
- малой фильтруемостью в пласт.

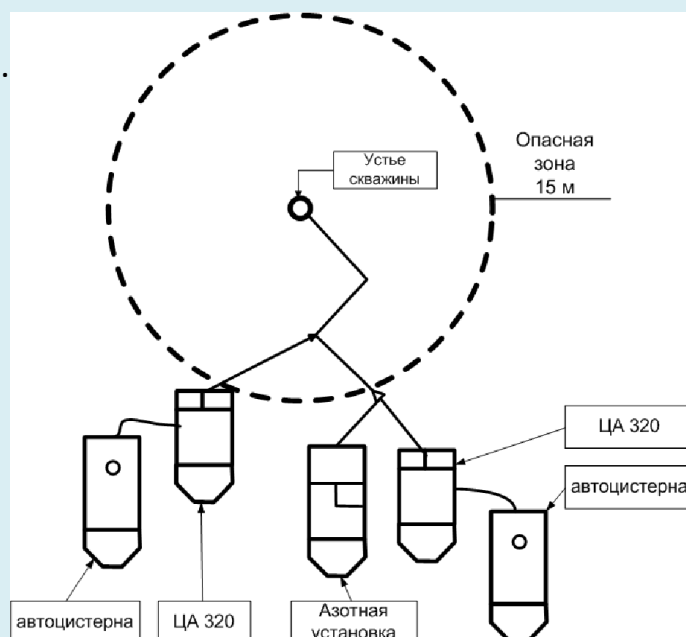


Технология глушения «**твердой пеной**» заключается в одновременной закачке в скважину:

- раствора **гелеобразователя ГПГ-3.3**, обработанного пенообразователем - **Нефтенолом® ВВД**;
- азота (или другого инертного газа) через аэратор;
- водного раствора **сшивателя (СП-РД и БС-1)**.

Данный состав легко закачивается в скважину с использованием стандартной техники для КРС

Принципиальная схема расстановки оборудования при глушении скважины с «**твердой пеной**»



Скважина №2731 Давыдовского месторождения (Ka=0,71)

Режим скважины до глушения:

Qж - 83 м³/сут.,

Qн - 16,2 м³/сут.,

обводненность 75 %

(согласно исходным данным плана работ).

12.09.2012 начало процесса освоения.

15.09.2012 скважина в режиме.

ВНР скважины составил 3-е суток.

Установившейся режим на 17.09.12 г.:

Qж - 125 м³/сут.,

Qн – 29,5 м³/сут.,

обводненность 70 %.



Скважина №1008

Гаршинское месторождение (Ka=0,32)

Режим скважины до глушения:

Qж - 45 м³/сут.,

Qн - 36,2 м³/сут.,

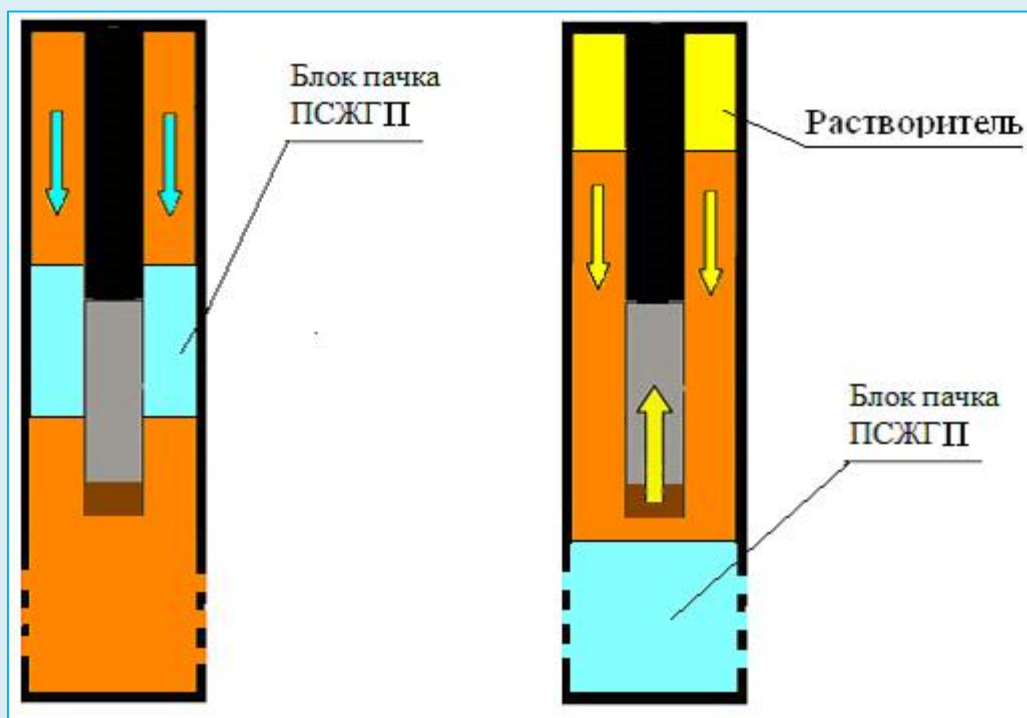
обводненность 1 %

(согласно исходным данным плана работ).

На сегодня: нормализация забоя.

Полисахаридная жидкость для промывки скважин (ПСЖГП) содержит:

- 0,4 % гелеобразователя ГПГ-3.3;
 - 0,4 % сшивающего агента СП-РД;
 - 0,3- 0,5% углеводородного растворителя (**Нефрас АК**);
 - 0,3- 0,5% ПАВ (**НЕФТЕНОЛ МЛ**).
- **ПСЖГП** Эффективно отмывает нагнетательные скважины от отложений асфальтенов, смол и парафинов;
 - Возможно использование **ПСЖГП** в качестве блок-пачки при промывке скважин с **АНПД**, что позволяет отмывать зону в интервале перфорации от отложений АСПО.



Принципиальная схема применения ПСЖГП в качестве блок-пачки при промывке скважины



Самосшивающаяся жидкость глушения (СЖГ)

Состав самосшивающейся жидкости глушения:

Гелеобразователь СЖГ кг/м³ – 3,5-5,0

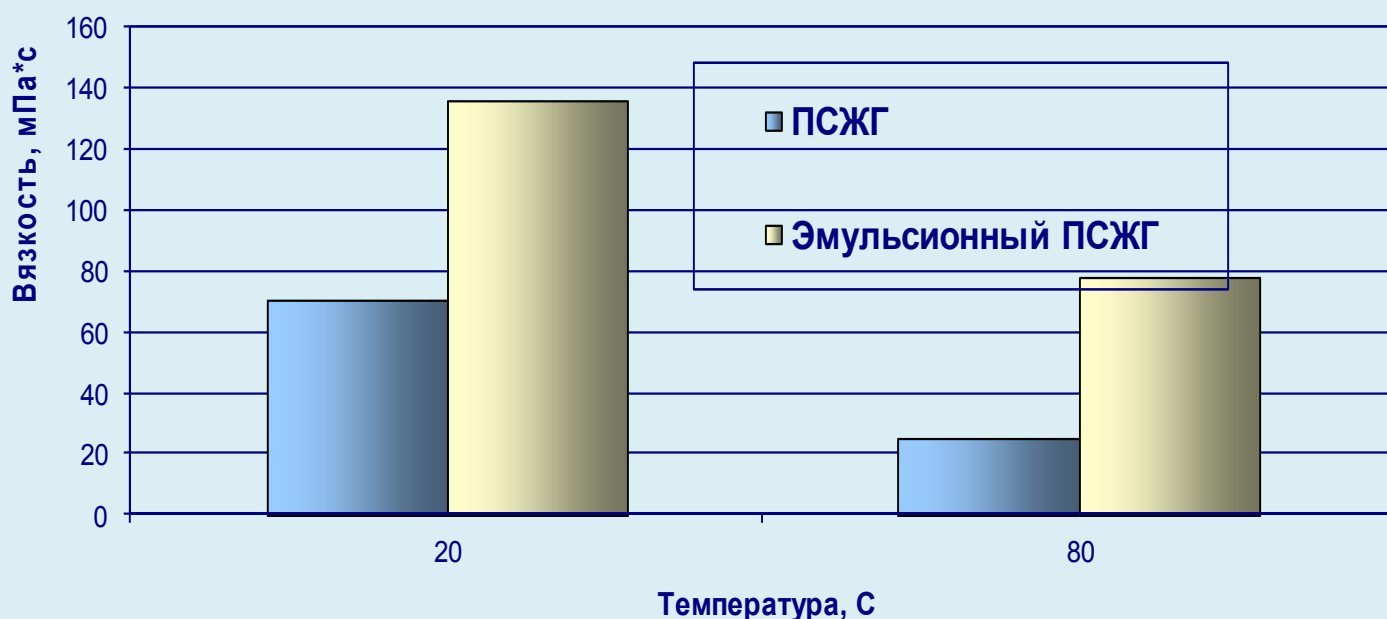
Биоцид Биолан л/м – 0,06

- **Самосшивающаяся жидкость глушения (СЖГ)** на водной или водно-солевой основе представляют собой гели на основе модифицированных гуаров, не требует дополнительного ввода сшивающего агента и поверхностно-активных веществ
- **СЖГ** термостабильна при пластовой температуре до 100°C, имеет низкую вязкость, что важно для бесперебойной работы ЭЦН, отличается низкой фильтрацией, а фильтрат обладает низким поверхностным натяжением, что снижает его сопротивление для притока нефти в скважину
- В качестве водной основы для приготовления **СЖГ** используется пресная техническая или подтоварная вода с низким содержанием поливалентных катионов (≤ 500 мг/л), которая для увеличения плотности может содержать соли-минерализаторы с одновалентными катионами: хлористый калий или натрий.

Утяжеленная полисахаридная жидкость для глушения скважин (УТЖГ)

- Плотность жидкости глушения до 1500 кг/м³;
- Расход **УТЖГ** – до 545 кг/м³ жидкости глушения;
- Жидкость глушения обладает:
 - Малой вязкостью при температуре закачки и температуре пласта;
 - Малой фильтрацией в пласт.

- Жидкость глушения термостабильна при температурах до 90°C;
- Плотность жидкости глушения - 750-850 кг/м³;
- Эффективное глушение в «поглощающих» скважинах с низким забойным давлением (газовые и газоконденсатные скважины);
- Быстрый выход на режим, в том числе и для малодебитных скважин;
- Предотвращает нефтегазопрооявления при большом газовом факторе.



Изменение вязкости ПСЖГ и ЭПСЖГ
при температуре 20 и 80°C

- Применяется в зимних (до - 40°C) и летних условиях;
- Плотность регулируется в широких пределах от 900 до 1250 кг/м³ (без твердой фазы);
- Жидкость глушения обладает низкой фильтруемостью в пласт;
- Простота технологии приготовления, в том числе на кусту;
- Жидкость глушения сохраняет и повышает продуктивность добывающих скважин.

Анализ работы скважин после глушения ЖГ-ИЭР НГДП «Тарасовскнефть» в 2003 г

Месяц	Колич. ремонтов	Объем ЖГ-ИЭР мЗ	До обработки			После обработки			Доп. Добыча		Ср. колич. дней ВНР
			Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Ср. обвод. %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Ср. обвод. %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	
март	19	57	460,5	215,7	28,9	775,5	279,6	43,0	315	63,9	2,6
апрель	21	63	514,1	240,4	14,1	596,1	256,9	15,1	82	16,5	3,4
май	24	72	775	267	30,6	843,5	276,8	11,5	68,5	9,8	3,4
июнь	18	54	245,6	180,4	26,5	245,9	123,4	49,8	0,3	-57	3,3
октябрь	43	137	590,9	325,4	44,9	1061,6	465,2	56,2	470,7	139,8	2,6
ноябрь	16	69	249,5	147	41,1	327	163,4	50,0	77,5	16,4	2,3
декабрь	13	48	65	35	46,2	79	42,3	46,5	14	7,3	2,0
Ср. на 1 скв.		3,2	18,8	9,2	33,2	25,5	10,4	38,9	6,7	1,3	2,8

- Плотность жидкости глушения составляет 1001-1275 кг/м³;
- Расход **Химеко – СБС** - до 430 кг/м³ жидкости глушения;
- Фильтрат жидкости глушения содержит ПАВ, который:
 - снижает набухаемость глинистых материалов;
 - предотвращает образование стойких водонефтяных эмульсий;
 - снижает коррозионную активность солевого раствора.

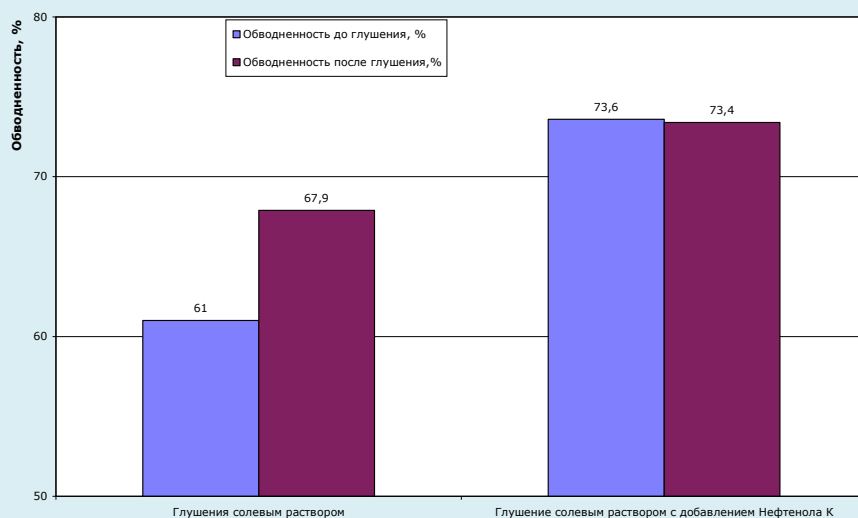
Добавки к солевым жидкостям глушения

Нефтенол К (Марка 20)

- снижает набухаемость глинистых материалов;
- предотвращает образование стойких водонефтяных эмульсий;
- снижает коррозионную активность солевого раствора.

Проницаемость по воздуху, мД	Проницаемость по нефти (фазовая) при связанной воде, мД		Коэффициент увеличения проницаемости	Реагент
	До воздействия	После воздействия		
188	0,383	0,223	0,58	Жидкость глушения на основе CaCl ₂
135	0,361	0,258	0,72	Нефтенол К, 4%

Опыт применения растворов глушения с добавлением Нефтенола К на месторождениях Западной Сибири



[illegible]

Если Вас интересует более подробная информация, пожалуйста, свяжитесь с нашим офисом:
Россия, Москва, Ленинский проспект, дом 63, 10-й этаж, офис 81
Телефоны: +7(499) 507-82-39 / +7(495) 956-62-57 / +7(495) 965-62-58



ОФИС

Россия, Москва

Ленинский проспект,

дом 63, 10-й этаж, офис 81

Телефоны:

+7 (499) 507-83-16

+7 (499) 507-82-39

+7 (495) 956-62-57

+7 (495) 965-62-58

Website: www.himeko.ru

Технический директор ЗАО «Химеко-ГАНГ»

Магадова Любовь Абдулаевна

magadova0108@himeko.ru

Отдел ГРП

Малкин Денис

malkindn@himeko.ru

Отдел кислотных обработок

Цыганков Вадим

vtsygankov2@himeko.ru

Отдел ремонтно-изоляционных работ

Шидгинов Залим

shidginov-za@yandex.ru

Отдел буровых растворов

Заворотный Виталий Леонидович

zavorotny5108@himeko.ru