Оценка перспектив использования промывочных жидкостей, облегченных полыми стеклянными микросферами, для бурения и КРС эксплуатационных скважин

Assessment of the performance of hollow glass microspheres in low density fluids for production well drilling and workover programs

Обоснование применения буровых растворов пониженной плотности

- Технологии, используемые ранее при бурении фундамента – полимермалоглинистые растворы (ПМГР), плотностью 1,05±0,02 г/см^3, либо морская вода в случае высокого поглощения
- Для глушения скважин, при проведении КРС ранее применялись жидкости плотностью 1,05±0,02 г/см^3 (ПМГР, морская вода).
- Градиент пластового давления для кровли фундамента составляет 0,7-0,8 атм/10м.
- Первичное вскрытие продуктивного пласта проводится с репрессией на 30% превышающей пластовое давление и составляет 80-100 атм.
- Основная причина поглощения при бурении и КРС - несоответствие градиента пластового давления плотности промывочной жидкости. Большие объемы поглощения оказывают отрицательное воздействие на коллекторские свойства продуктивного интервала.

Justification of Low-Density Drilling Mud Use

- Previous drilling technologies: polymer thin clay drilling muds with density 1.05±0.02 g/cm^3, or seawater, in case of high loss circulation
- Fluids with density 1.05±0.02 g/cm^3 (polymer thin clay drilling muds, seawater) were used earlier for well killing operations.
- Formation pressure gradient for the basement is 0.7-0.8 atm/10 m.
- Initial drilling-in is carried out with overburden on formation 30%, or 80-100 bar.
- Basic cause of absorption and circulation loss during well drilling and workover is discrepancy between the formation pressure gradient and the drilling fluid pressure. As a result, large absorption volumes impose negative impact on reservoir quality.

Основные имеющиеся недостатки испытанных раннее систем буровых растворов и жидкостей глушения пониженной плотности:

- эмульсионные и растворы на нефтяной основе по не соответствию экологическим требованиям и требованиям пожарной безопасности.
- пенные системы из-за технологических сложностей и других недостатков, свойственных пенам.

Basic Disadvantages of Previously Used Low-Density Well Drilling and Killing Fluids

- Emulsion and oil based drilling muds—due to non-compliance with environmental and fire safety requirements.
- Foam systems—due to technological difficulties and other foam-inherent deficiencies.

Полые стеклянные микросферы – альтернатива пенам
Hollow Glass Microspheres – effective alternative to foams

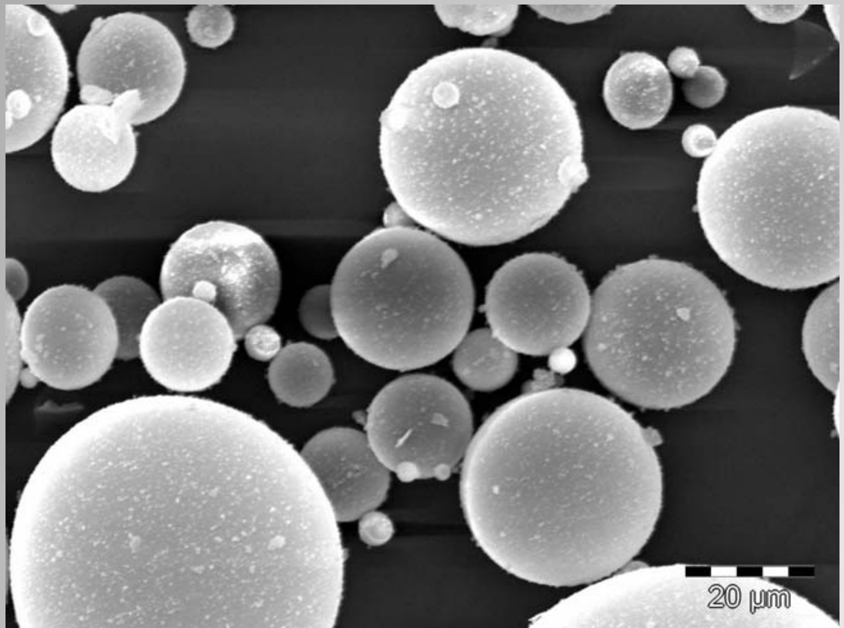
- Буровые растворы и жидкости глушения на основе стеклянных микросфер – эффективная альтернатива аэрированным буровым растворам в интервалах плотностей от 0,66 до 0,95 г/см^3.

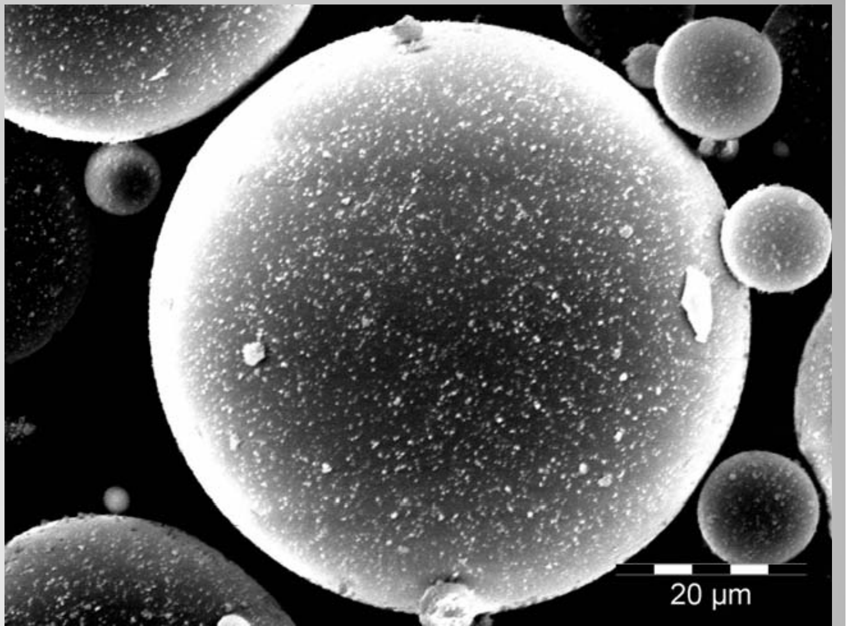
- При этом они лишены недостатков и технологических сложностей, свойственных пенным системам, и сохраняют всех их преимущества в вышеуказанном интервале плотностей.

- Drilling and killing fluids based on glass microspheres represent an effective alternative to aerated muds within the range of density from 0.66 to 0.95 g/cm^3.

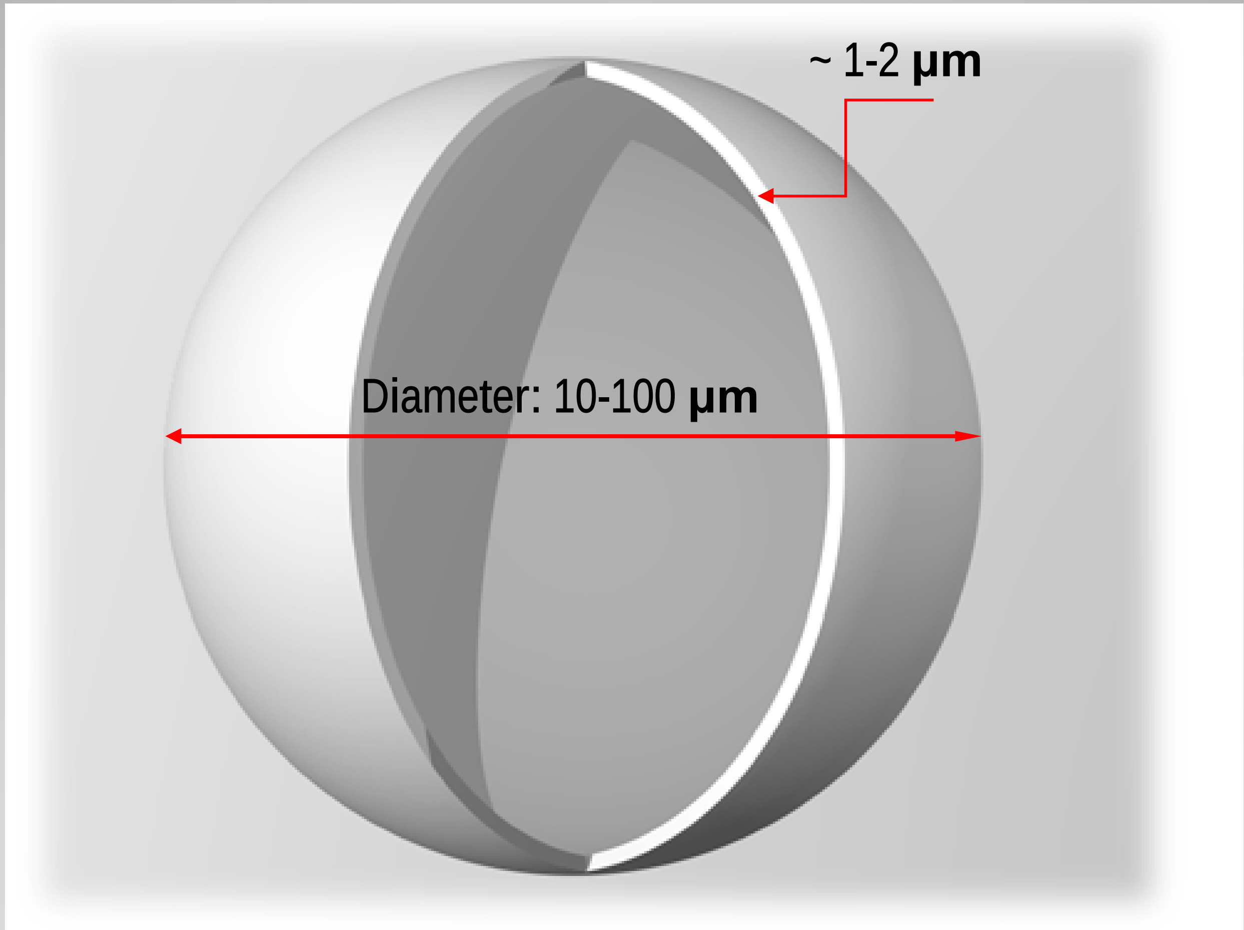
- They are free from deficiencies and technological difficulties inherent to foam systems, while preserving all their advantages within the above mentioned density range.

Микрофотография сфер
SEM picture of Microspheres





Геометрия микросфер
Geometry of Microspheres



Физико - химические свойства микросфер
Physical and Chemical Properties of Microspheres

Показатель/Parameter	Значение/Value
Внешний вид, форма / Appearance	Мелкодисперсные сферы белого цвета/ Hollow glass spheres
Химический состав / Chemical composition	Натрий-кальций-боросиликатное стекло/ Soda-lime borosilicate glass
Истинная плотность / True density	0,32-0,60 г/см^3 / g/cm^3
Насыпная плотность / Bulk density	0,19-0,43 г/см^3 / g/cm^3
Растворимость продукта в воде, нефти/ Solubility in water, oil	Нерастворим / Non-soluble
Размер частиц / Particle size	10 - 100 мкм/ 10-100 μm
Прочность на сжатие / Compressive strength	136 - 1224 атм/atm
Толщина стенки сферы / Microsphere wall thickness	1-2 мкм/μm
Среда заполнения микросфер / Filling medium	Воздух / Air
Пожаро-взрывоопасность продукта/ Fire and explosion hazard	Негорюч, невзрывоопасен/ Non-combustible, explosion-safe
Токсичность продукта / Toxicity	Экологически безопасен / Environmentally safe

Новые возможности

- Снизить/устранить поглощения промывочной жидкости при бурении в зоне АНПД
- Повысить коммерческую скорость проходки, благодаря снижению затрат времени на борьбу с поглощениями
- Снизить или устранить повреждения пласта при вскрытии
- Сохранить свойства коллектора при КРС
- Сократить время освоения скважины
- Сократить время вывода скважины на рабочий режим после КРС
- Создать облегченные буферные и продавочные жидкости для установки цементных мостов в условиях поглощения
- Создать облегченные жидкости для установки ванн при ликвидации прихватов из-за перепада давления (вместо нефти и дизтоплива)

New capacities

- Reduce/eliminate absorption of drilling fluids during drilling in the abnormal-low formation pressure zone
- Increase commercial rate of penetration, due to reduction of time required for absorption fighting
- Reduce or eliminate formation damage during penetration
- Preserve reservoir performance during well workover
- Reduce well completion time
- Reduce the time required to put the well into working regime after workover
- Create the lightweight spacer and displacement fluids required to build cement plugs in the absorption conditions
- Create lightweight fluids required to spot oil baths during stick-freeing operations due to pressure differential (to replace oil and diesel)

Плотность и прочность на сжатие микросфер

HGS Density and Strength Parameters

Марка микросфер	Стандартное значение плотности (г/см³)	Абсолютная плотность (г/см³)	
		Минмальное значение	Максимальное значение
HGS2000	0.32	0.29	0.35
HGS3000	0.35	0.32	0.38
HGS4000	0.38	0.35	0.41
HGS5000	0.38	0.35	0.41
HGS6000	0.46	0.43	0.49
HGS8000X	0.42	0.39	0.45
HGS10000	0.60	0.57	0.63
HGS18000	0.60	0.57	0.63

Product	Typical	True Density (g/cc)	
		Minimum	Maximum
HGS2000	0.32	0.29	0.35
HGS3000	0.35	0.32	0.38
HGS4000	0.38	0.35	0.41
HGS5000	0.38	0.35	0.41
HGS6000	0.46	0.43	0.49
HGS8000X	0.42	0.39	0.45
HGS10000	0.60	0.57	0.63
HGS18000	0.60	0.57	0.63

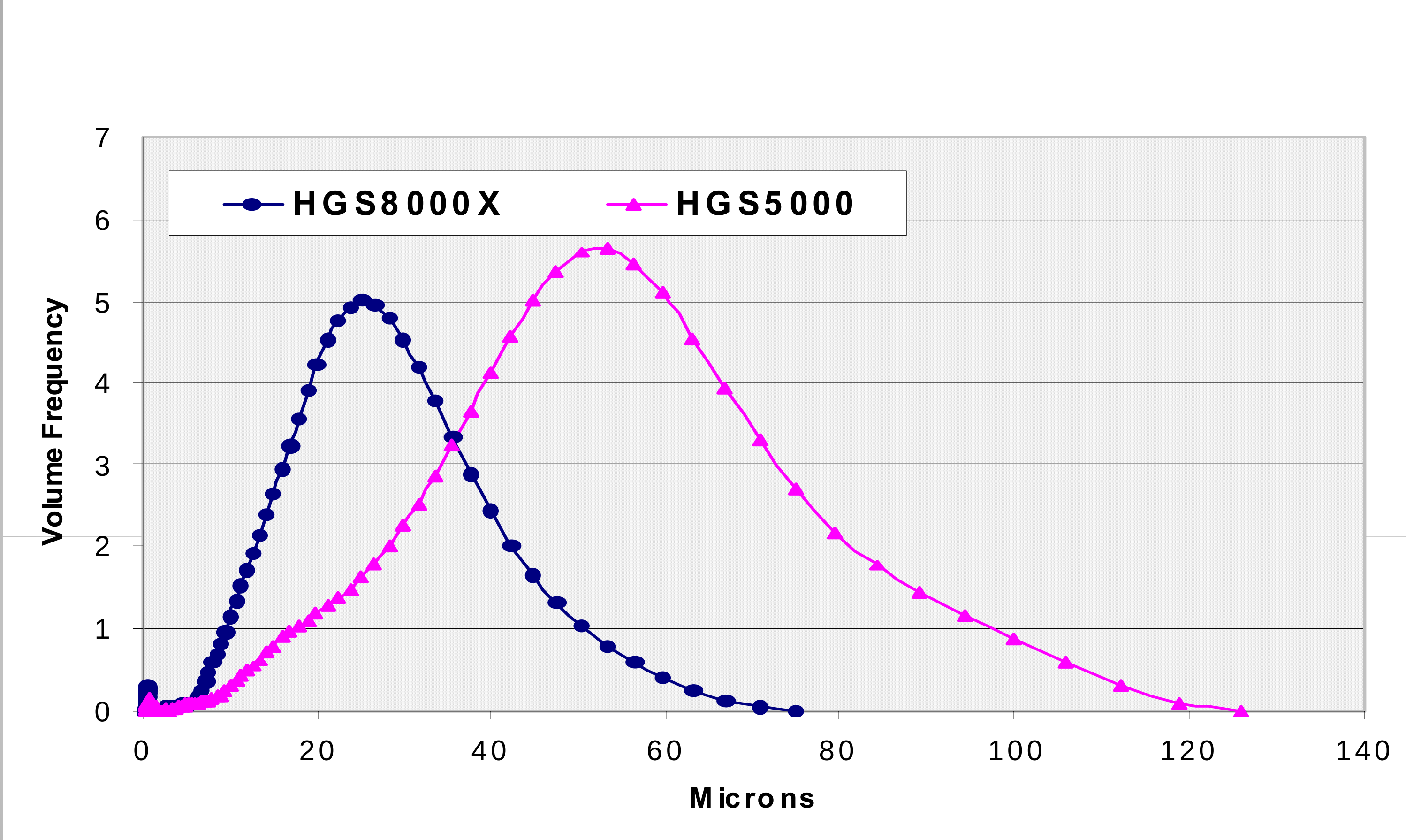
Плотность и прочность на сжатие микросфер

HGS Density and Strength Parameters

Марка микросфер	Давление разрушения (ст.атм)	Среднее количество выживших	Минимальное количество выживших
HGS2000	136	90%	80%
HGS3000	204	90%	80%
HGS4000	272	90%	80%
HGS5000	374	90%	80%
HGS6000	408	90%	80%
HGS8000X	544	90%	90%
HGS10000*	680	90%	80%
HGS18000*	1225	90%	80%

HGS grade	Test Pressure (psi)	Target Fractional Survival	Minimum Fractional Survival
HGS2000	2,000	90%	80%
HGS3000	3,000	90%	80%
HGS4000	4,000	90%	80%
HGS5000	5,500	90%	80%
HGS6000	6,000	90%	80%
HGS8000X	8,000	90%	90%
HGS10000*	10,000	90%	80%
HGS18000*	18,000	90%	80%

Распределение частиц по объему марки HGS8000X
HGS8000X particle size distribution by volume



ХАРАКТЕРИСТИКА ВСКРЫТИЯ ПО СКВАЖИНАМ ФУНДАМЕНТА

№ скважины	МСП БК	Забой		Кровля фундаме н-та		Глубина спуска эксп. колонн		Интервал перфорации				Фильтр				Открытый ствол				Давление		Плот-ность		Максимальное давление, испытываемое микросферами при проведении технологических операций	Марка микросфер
		Пробуренный	Абсолютная отметка	Пробуренный	Абсолютная глубина	Пробуренный	Абсолютная отметка	Пробуренный		Абсолютная отметка		Пробуренный		Абсолютная отметка		Пробуренный		Абсолютная отметка		Рпл.(ат)	Ргл.=Рпл.+22,5 ат	Эквивалент пластового	Глушения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
802	МСП8	3850	3569	3618	3338	3850	3569	3620	3663	3340	3383	3606	3850	3326	3569	3620	3663	3340	3383	254.1	276.6	0.78	0.84	334	HGS 5000
803	МСП8	3873	3533	3622	3297	3869	3529					3665		3385						245.1	267.6	0.71	0.77	330	HGS 5000

CHARACTERISTICS OF DRILLING IN OF THE WELLS IN BASEMENT

Well №	Wellhead platform	Well Bottom		Basement		Producti on String Run Depth		Perforation Interval				Filter				Open Hole				PRESSURE		Density		Max. pressure on microspheres during technological operations	Microspheres brand
		Drilled	Absolute depth mark	Drilled	Absolute depth mark	Drilled	Absolute depth mark	Drilled		Absolute depth mark		Drilled		Absolute depth mark		Drilled		Absolute depth mark		Pform. (atm)	Pmain= Pform+ 22.5 atm (atm)	Formation density equivalent	Well killing density		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
802	**MSP8**	38 50	3569	3618	3338	3850	3569	3620	3663	3340	3383	3606	3850	3326	3569	3620	3663	3340	3383	254.1	276.6	0.78	0.84	334	HGS5000
803	**MSP8**	38 73	3533	3622	3297	3869	3529					3665		3385						245.1	267.6	0.71	0.77	330	HGS5000

Сравнительная оценка затрат на приготовление 1 кубометра раствора при использовании барита и стеклянных микросфер

Стоимость 1 тонны HGS	**8 000$US**	**Стоимость 1 куба HGS**	**3 040$US**
Стоимость 1 тонны барита	**58$US**	**Стоимость 1 куба барита**	**244$US**

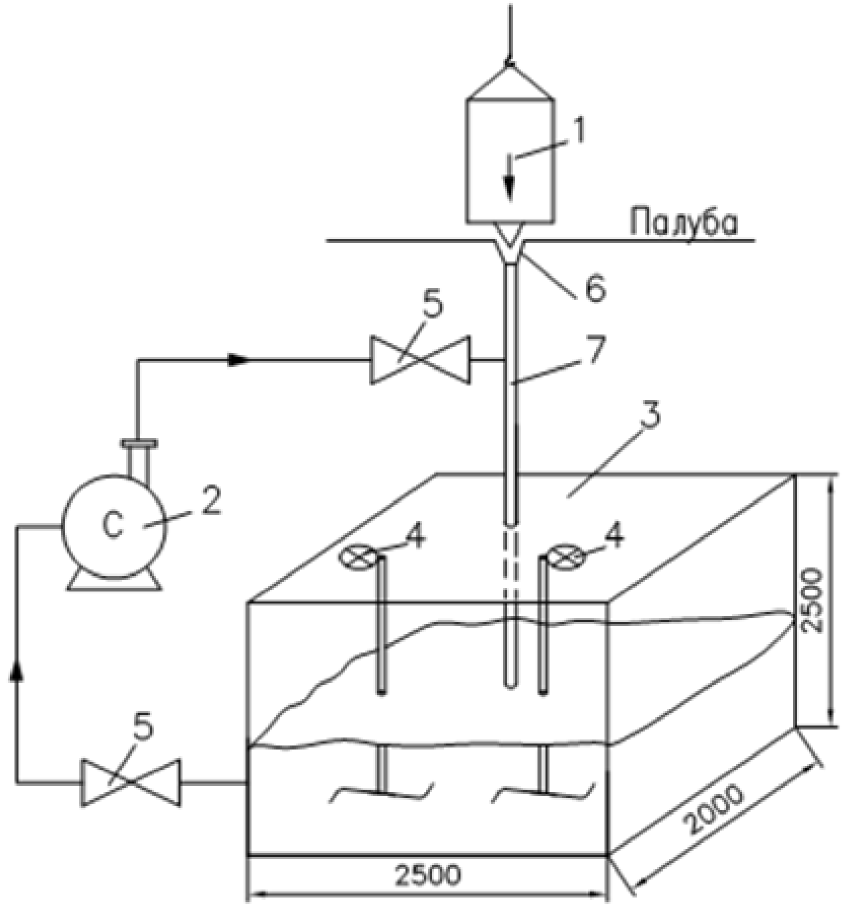
Сферы						***Утяжеление баритом***			
ρ раствора г/см^3	Объёмная содержание твердой фазы	Расход HGS на 1м^3 раствора (теор)	Стоимость 1 м^3 раствора	Стоимость безвозвратных потерь (20%) на 1 м^2	Стоимость безвозвратных потерь (30%) на 1 м^3	ρ раствора г/см^3	Объёмная содержание твердой фазы	Расход барита на м^3 раствора (теор)	Стоимость 1 м^3 раствора
0.95	0.109	0.042	332.50	**66.50**	**99.75**	1.35	0.109	0.459	**136.64**
0.9	0.188	0.071	570.00	**114.00**	**171.00**	1.6	0.188	0.788	**155.68**
0.85	0.266	0.101	807.50	**161.50**	**242.25**	1.85	0.266	1.116	**174.71**

Comparative Cost Evaluation of preparation of 1 m³ of barite based mud and HGS based mud

Cost of 1 ton of HGS	**$8,000**	**Cost of 1 m^3 of HGS**	**$3,040**
Cost of 1 ton of barite	**$58**	**Cost of 1 m^3 of barite**	**$244**

Spheres						***Weighting-up with barite***			
ρ of solution (g/cm3)	Volumetric content of solid phase	Consumption of HGS per 1 m^3 of solution (theory)	Cost of 1 m^3 of solution	Irrecoverable losses (20%) per 1 m^3	Irrecoverable losses (30%) per 1 m^3	*ρ of solution* (g/cm^3)	Volumetric content of solid phase	Consumption of barite per m^3 of solution (theory)	Cost of 1 m^3 of solution
0.95	0.109	0.042	332.50	**66.50**	**99.75**	1.35	0.109	0.459	**136.64**
0.9	0.188	0.071	570.00	**114.00**	**171.00**	1.6	0.188	0.788	**155.68**
0.85	0.266	0.101	807.50	**161.50**	**242.25**	1.85	0.266	1.116	**174.71**
0.8	0.344	0.131	1045.00	**209.00**	**313.50**	2.1	0.344	1.444	**193.74**

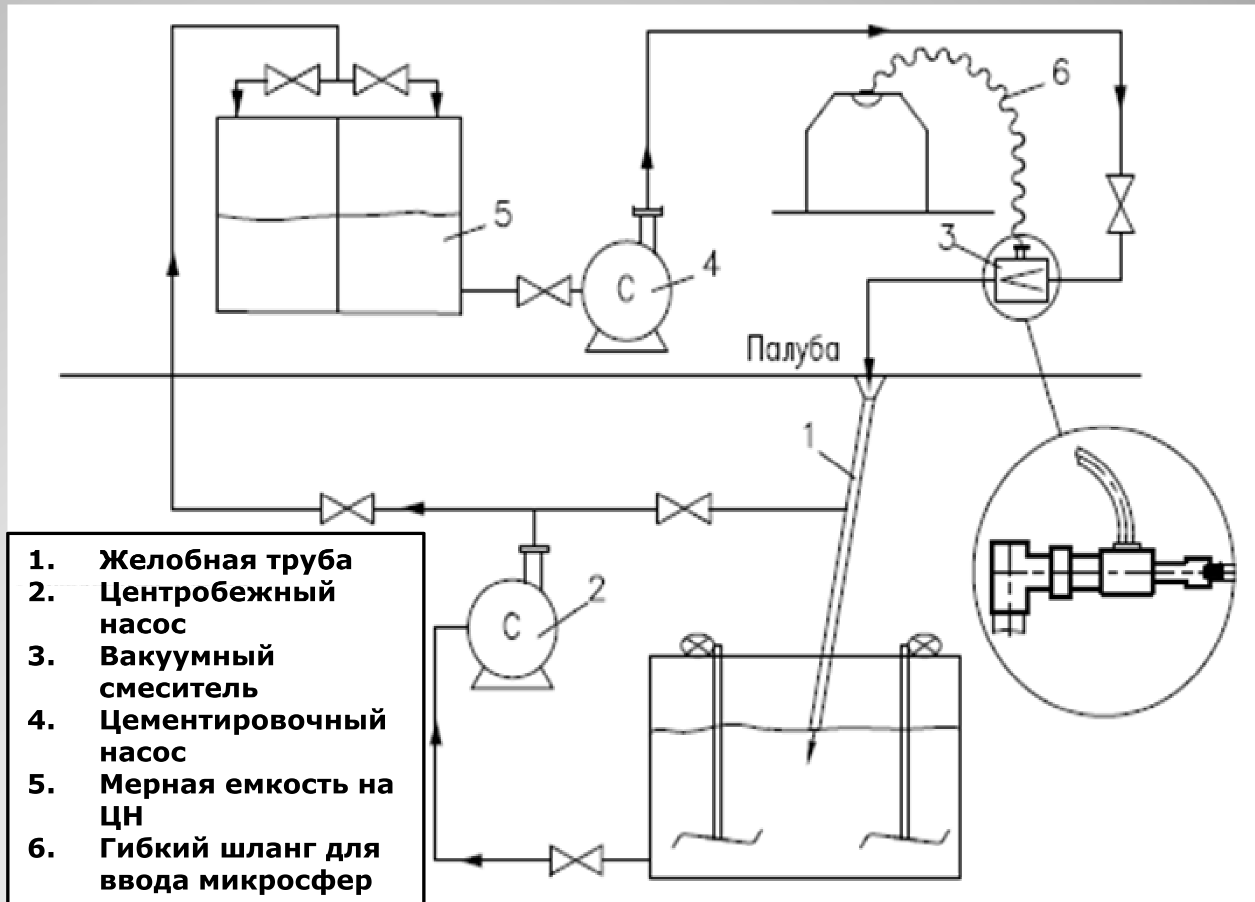
Discharging of microspheres by method 1 and 2
Схема загрузки микросфер, метод 1 и 2



1. Контейнер с микросферами
2. Центробежный насос
3. Мерная емкость
4. Мешалки (миксеры)
5. Задвижки
6. Загрузочная воронка
7. Желобная труба

1. Bag with microspheres
2. Centrifugal pump
3. Gauge Tank
4. Mixer
5. Gate Valves
6. Loading funnel
7. Channeled pipe

Schematics for the introduction of microspheres with vacuum mixer as per method 3
Схема загрузки микросфер с помощью вакуумного миксера, метод 3



1. Channeled pipe
2. Centrifugal pipe
3. Vacuum Mixer
4. Cementing pump
5. Gauge Tank
6. Flexible Hose for HGS introduction

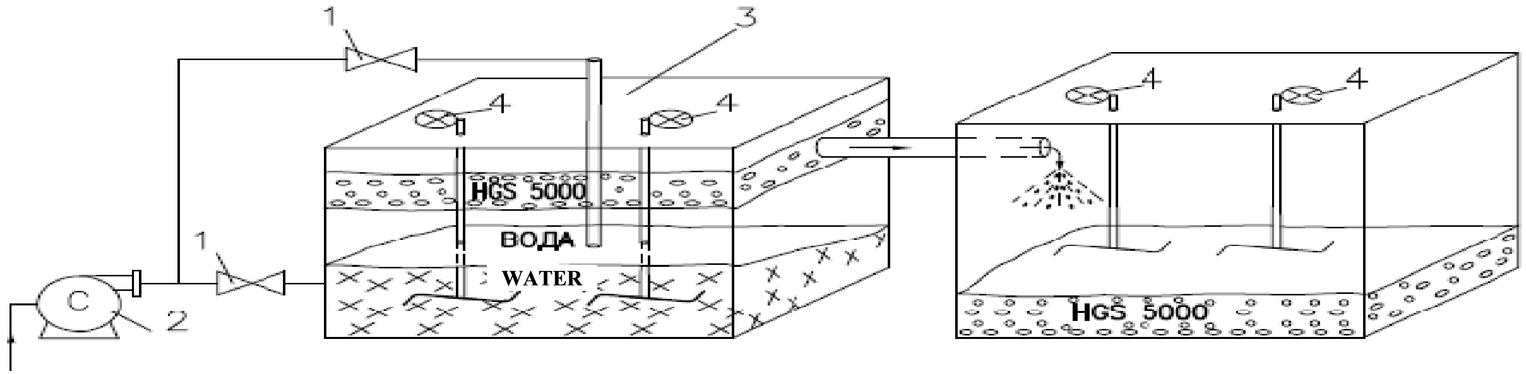
1. Желобная труба
2. Центробежный насос
3. Вакуумный смеситель
4. Цементировочный насос
5. Мерная емкость на ЦН
6. Гибкий шланг для ввода микросфер

Разгрузка микросфер Hollow Glass Spheres
Discharging of HGS Microspheres

Схема регенерации микросфер из облегченного раствора

Flow Diagram of Microspheres' Regeneration from Lightweight Mud

Flow Diagram of Microspheres' Regeneration from Lightweight Mud



1. Задвижки
2. Центробежный насос
3. Мерная емкость
4. Миксеры

1. valve
2. centrifugal pump
3. gauge tank
4. mixers

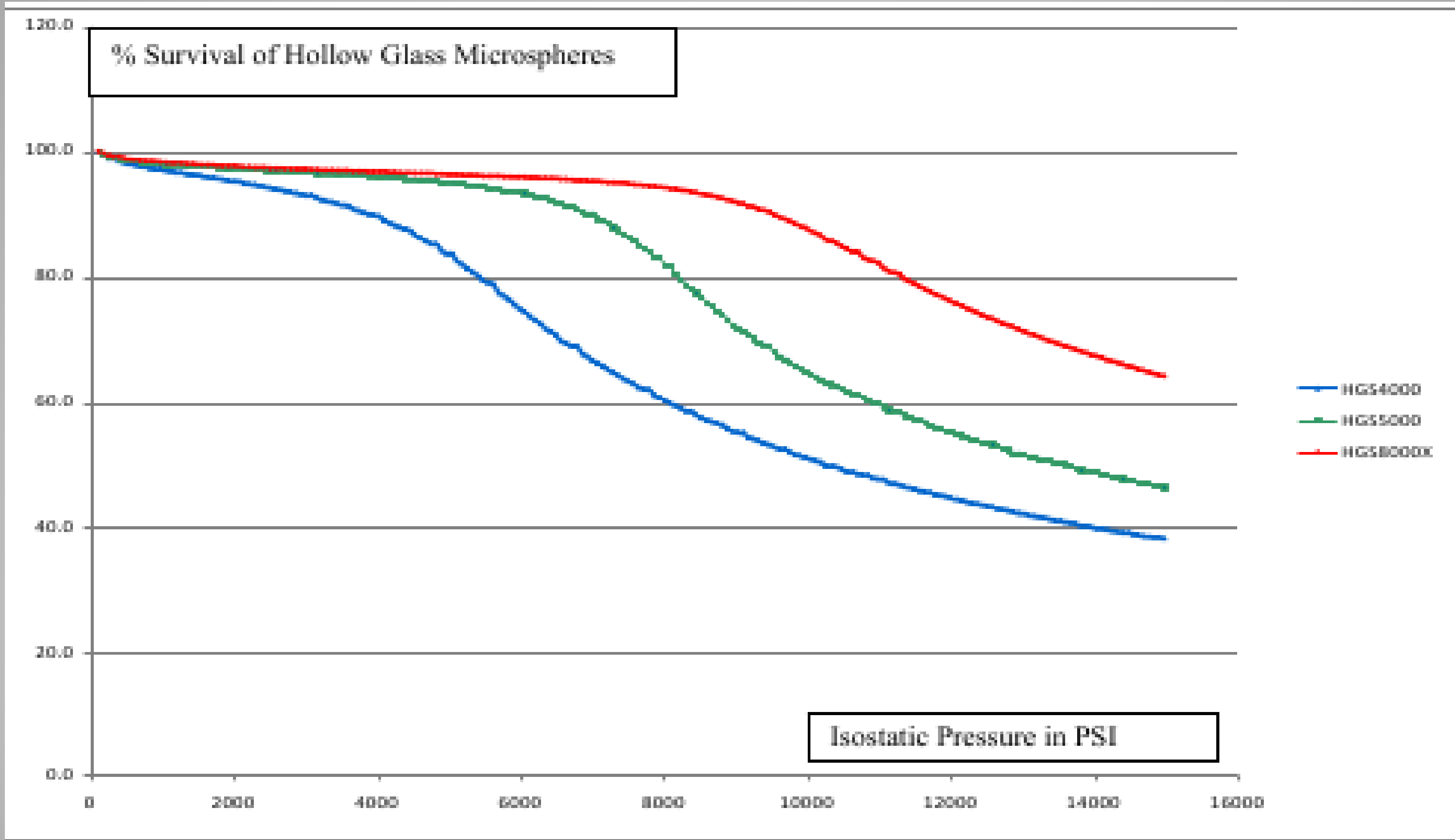
Факторы, которые могут вызвать потери микросфер при проведении технологических операций:

- Разрушение сфер под воздействием давления
- Потери при поглощении (самые значительные при бурении),
- Разрушение сфер при истечении из насадок долот и ударе струи о забой (бурение),
- Потери со шламом при прохождении системы очистки (бурение),
- Потери при приготовлении и обработке промывочных жидкостей

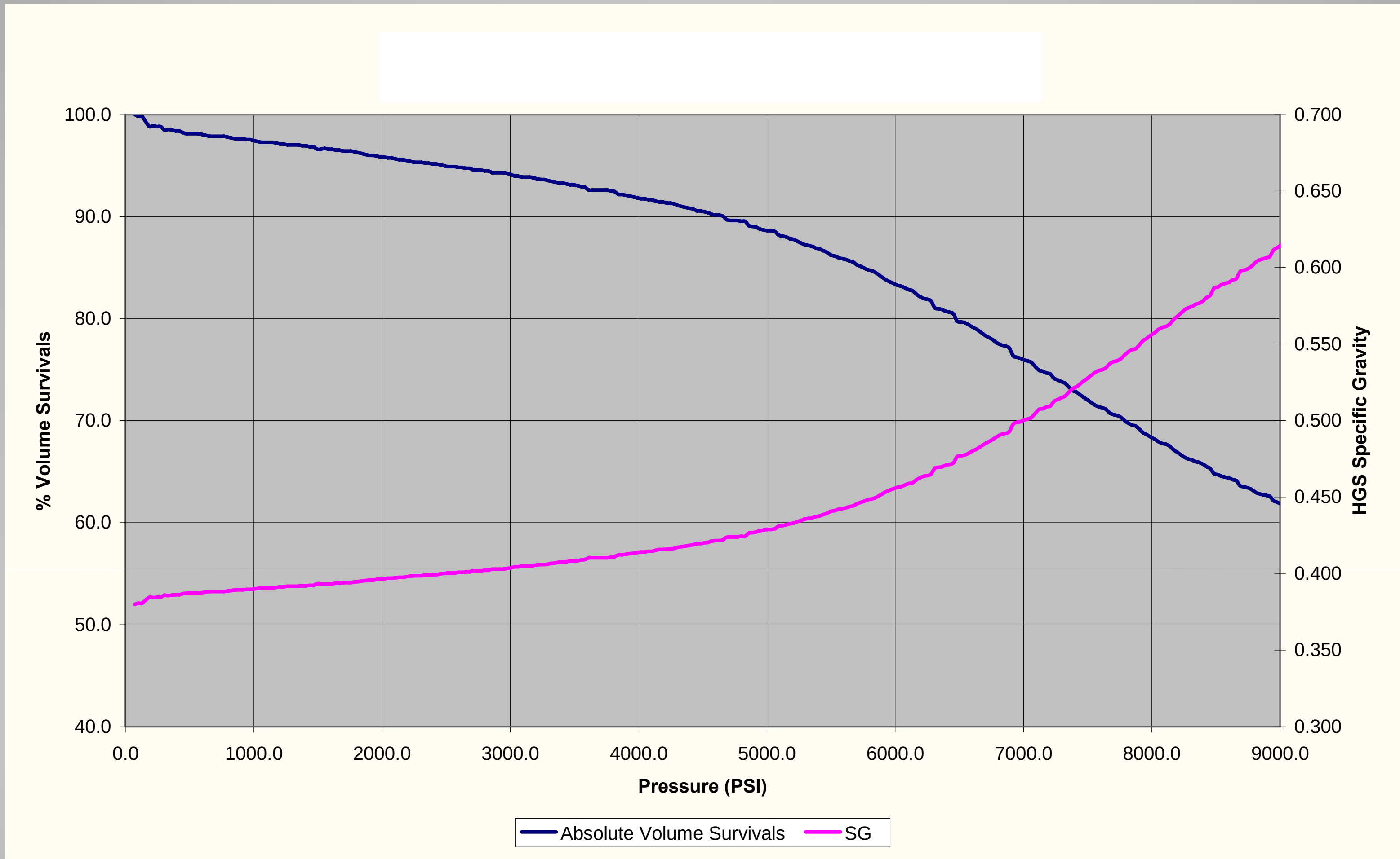
Factors Able to Cause Loss of Microspheres During Technological Operations

- Microspheres breakage due to pressure impact
- Absorption losses (most significant during drilling)
- Microspheres breakage during their release from bit nozzles and jet impact (drilling)
- Losses with the mud during well cleaning (drilling)
- Losses during preparation and treatment of drilling fluids

Разрушение микросфер под воздействием давления
Survival curves for HGS4000,HGS5000 and HGS8000X



Объем разрушившихся микросфер HGS4000 под воздействием давления
Survival curves for HGS4000



Потери микросфер из-за поглощений

- Если давление выбрано не правильно, потери жидкости в пласт при КРС могут составить 10-15 % (что соответствует поглощению 10-30 $м^3$ раствора при общем объеме от 100 до 200 $м^3$).
- При бурении потери при поглощениии могут оказаться более значительными, так как:

  - эквивалентная плотность какое-то время остается неизвестной (в проектах значения эквивалентов давления составляют 0.8 – 0.9)
  - из-за высокой проницаемости фундамента, возможно, мы будем вынуждены бурить с незначительным поглощением, теряя 1 - 2$м^3$/ ч.

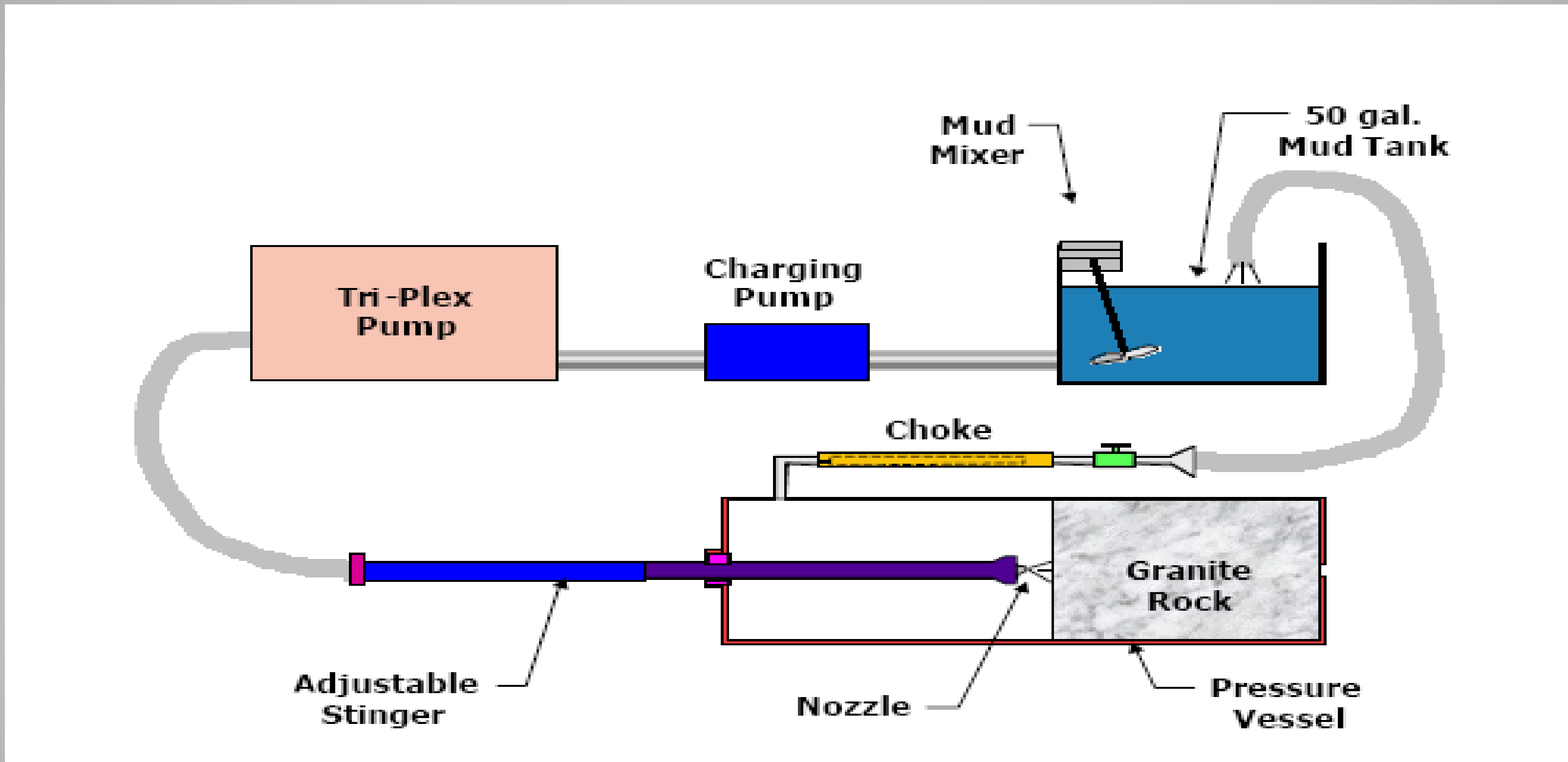
Microspheres losses because of the circulation loss

- In case of wrongly chosen pressure, fluid leakages to the formation during well workover may amount to 10-15% (which corresponds with absorption of 10-30 m^3 of fluid, with total volume from 100 to 200 m^3).
- Absorption losses during drilling may be more significant, as:

  - equivalent density is not known for some time (nominal pressure equivalent values are 0.8–0.9);
  - due to high basement permeability, we will likely have to drill with minor absorption, losing 1-2m^3/ hr.

Потери из-за разрушения сфер при истечении из насадок долот и ударе струи о забой при бурении

Losses Caused by Microspheres Breakage Due to Release From Bit Nozzles and Jet Impact During Drilling



Выводы:

- Разрушение микросфер при ударе о забой является контролируемой проблемой.
- Разрушение микросфер увеличивается с увеличением давления в насадке и уменьшением расстояния от грунта
- Слабые, плохо сформированные сферы (от 5 до 10 %) склонны разбиваться при первом проходе через насадку.
- Когда слабые сферы разбились, бой станет минимальным, при условии, что нет большого давления в насадке (свыше 500 фунт/дюйм^2, 35 ат.) и малого расстояния (менее 0.5 дюйма) от забоя.

Conclusions:

- Microsphere breakage during jet impact is a controlled problem.
- Microsphere breakage is increasing along with increase of pressure in the nozzle and reduction of the distance to the floor.
- Loose, poorly shaped microspheres (from 5 to 10%) tend to be broken during the first passage through the nozzle.
- When loose microspheres are broken, breakage will be minimal, given that there is no high pressure in the nozzle (more than 500 lb/in^2, 35 atm) or short distance (less than 0.5 inch) from bottom.

Выводы:

- **Потери со шламом при прохождении системы очистки при бурении**

  Потери микросфер по грубой оценке составят не более 1тонны на 200 кубометров выбуренного гранита, если принять, что адгезия стеклянных микросфер к граниту такая же, как и к цементному камню.

- **Потери при приготовлении и обработке промывочных жидкостей, а также и регенерации микросфер.**

  Как показали пробные испытания до 3-5 % сфер может быть потеряно при технологических операциях: загрузка сфер, перекачки раствора, регенерация

Conclusions:

- **Losses with the mud during well cleaning (drilling)**

  According to rough assessment, microspheres losses will not be more than 1 ton per 200 m^3 of drilled-out granite, accepted that adhesion of glass microspheres to granite is the same as that of cement stone.

- **Losses during preparation and treatment of drilling fluids and microspheres re-generation.**

  As it was demonstrated by pilot tests, up to 3-5% of microspheres may be lost during technological operations, such as: loading of microspheres, mud pumping, regeneration.

Потери при бурении и ожидаемые затраты на одну операцию

№ п.п	№ скважины	Тип скважины	Кровля	Глубина скважины		Диаметр долота для бурения в фундаменте	Объёмы					Расход HGS , тонн Для плотности 0.8 г/см^3				Затраты на HGS $USA	
			по вертикали	по вертикали	по стволу		Обсаженной части	Открытый ствол	Ёмкости	Рабочий	Инструмент	на 1 м^3 раствора (max) по проекту	на 1 м^3 раствора по массе	на скважину (max),т	на скважину (с учетом потерь)	на скважину (max)	безвозвратные потери 100% от теоретического на скважину
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	**10002**	**э**	**3190**	**3290**	**3610**	215,9	226	6,4	40	**272**	***14***	0,354	0,134	34,6	69,3	277054	554108
2	**10003**	**н**	**3190**	**5040**	**5140**	215,9	210	71,4	40	**321**	***20***	0,354	0,134	40,4	80,7	322865	645730

Основные потери при бурении связаны не с разрушением микросфер под воздействием давления, а с разрушением при истечении из насадок и ударе о забой, а также из-за возможного частичного поглощения раствора.

Losses During Drilling and Expected Costs per Operation

Item	Well No.	Well type	Top	Well Depth		Bit diameter for basement drilling	Volumes					Consumption of HGS, tons For density 0.8 g/cm^3				Costs of HGS, $USA	
			vertically	vertically	Measured depth		Cased section	Open hole	Tanks	Working volume	Tool	per 1 m^3 of mud (max), nominal	per 1 m^3 of fluid, mass	Per 1 well (max), ton	Per 1 well (with regard to loss)	Per 1 well (max)	Irecoverable losses, 100% of theoretical amount per 1 well
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**
1	**10002**	**e**	**3190**	**3290**	**3610**	215.9	226	6.4	40	**272**	***14***	0.354	0.134	34.6	69.3	277,054	554,108
2	**10003**	**p**	**3190**	**5040**	**5140**	215.9	210	71.4	40	**321**	***20***	0.354	0.134	40.4	80.7	322,865	645,730

Main losses during drilling are connected not with microspheres breakage due to pressure, but rather with their breakage during release from bit nozzles and jet impact, and also due to possible partial mud absorption.

Основные выводы

- Использование облегченных стеклянными микросферами промывочных жидкостей позволит решить проблемы связанные с бурением и капитальным ремонтом скважин (КРС) в условиях АНПД.
- Имеются все предпосылки и возможности получить значительный положительный экономический эффект от использования стеклянных микросфер для создания жидкостей пониженной плотности.
- Все работы связанные с приготовлением и использованием облегченного микросферами раствора, могут быть выполнены на стандартном оборудовании, применяемом при бурении и КРС и не требуют привлечения дополнительного оборудования.
- Облегченные стеклянными микросферами промывочные жидкости легко поддаются обработке с получением требуемых реологических параметров и значений фильтрации.

Key Conclusions

- The use of lightweight drilling fluids with glass microspheres will help to solve the problems connected with well drilling and workover in the abnormal-low formation pressure conditions.
- There are all prerequisites and possibilities to get the significant positive economic effect from the use of glass microspheres in creation of low-density fluids.
- All operations connected with preparation and use of lightweight muds with the microspheres can be performed at the standards equipment used in well drilling and workover, without the need to obtain any additional equipment.
- Lightweight drilling fluids with glass microspheres can be easily treated to ensure the required rheological parameters and filtration values.