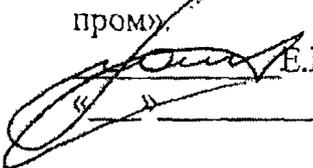


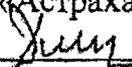
ООО «Астраханьгазпром»
«АстраханьНИПИгаз»

СОГЛАСОВАНО:

Зам.начальника ГПУ
ООО «Астраханьгазпром»
 И.Г.Поляков
«10» 08 2006 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник ГПУ
ООО «Астраханьгаз-
пром»
 Е.Н.Рылов
«10» 08 2006 г.

Главный инженер
Ф. «Астраханьбургаз»
 Д.Г.Солнышкин
«10» 08 2006 г.

**МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ОБВАЛОВ ПОРОДЫ,
ВЫЗЫВАЮЩИХ ОСЛОЖНЕННОСТЬ СТВОЛА
В ОТЛОЖЕНИЯХ ПАЛЕОГЕНА И ТРИАСА
ПРИ БУРЕНИИ МУЛЬДОВОЙ СКВАЖИНЫ № 709**

Директор

Зав.лабораторией

Зав. сектором

 Д.В.Изюмченко

И.П.Козлов

О.Р.Камалов

Астрахань, 2006

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ОБВАЛОВ ПОРОДЫ, ВЫЗЫВАЮЩИХ ОСЛОЖНЕННОСТЬ СТВОЛА В ОТЛОЖЕНИЯХ ПАЛЕОГЕНА И ТРИАСА ПРИ БУРЕНИИ МУЛЬДОВОЙ СКВАЖИНЫ № 709

1. Технология бурения

С целью предотвращения разрушения стенок скважины из-за биения бурильного инструмента и сальникообразования при вращении следует использовать при бурении пород, начиная с палеогена, винтовые забойные двигатели и долота типа PDC, которые способствуют затиранию шлама в стенки скважины и образованию защитной корки. Применение этих двигателей позволит увеличить проходку на долото, вести процесс углубления скважины, применяя маятниковую компоновку (КНБК). Увеличение скорости бурения снимает фактор времени, влияющий на разрушение стенок скважины.

2. Приготовление и обработка бурового раствора

Для снижения диспергирования выбуренной породы и обрушения стенок скважины при бурении отложений палеогена и триаса для обработок используется вода только артезианских скважин. Это позволяет поддерживать ионный состав раствора, близкий к ионному составу породы и не нарушать физико-химического равновесия системы.

Исключается ввод щелочей. Обработки бурового раствора проектируются без добавок гидроокисей и кальцинированной соды.

Для бурения скважины завозится 80 м³ бурового раствора со СКВ. № 911 (№ 715). Плотность исходного бурового раствора составляет $\rho = 1260-1280 \text{ кг/м}^3$.

Согласно проекту бурение выполняется на растворе плотностью $1270 \pm 0,02 \text{ кг/м}^3$.

1. для поддержания плотности бурового раствора и предотвращения сальникообразования в раствор вводится нефть в количестве 1-3% под давлением. После начала бурения, раствор обрабатывается водными растворами КССБ и КМЦ, а затем раствором реагента КЛСП-Ингибитор.

Технология приготовления комплексного реагента КЛСП-Ингибитор для обработки бурового раствора

Растворение комплексного реагента КЛСП-Ингибитор следует производить в емкости (глиномешалке). Реагент загружают в глиномешалку в количестве, достаточном для получения суспензии 20%-й концентрации. Общее количество

реагента, вводимого в скважину, должно составлять 4% сухого вещества от обрабатываемого объема. Для растворения водный раствор реагента перемешивают в течение 30-40 мин. Затем доводят водой до получения необходимой концентрации.

Предупреждение возможного вспенивания водного раствора осуществляется добавками дизельного топлива или пеногасителей. На 5,0 м³ жидкого раствора реагента добавляют 40-50 л дизельного топлива или 15-20 л суспензии Т-80 (Т-66).

С целью уменьшения вязкости глинистых буровых растворов готовят 10% -ные водные растворы реагентов.

Контрольные параметры после обработки бурового раствора и его состав по интервалам бурения представлены в табл. 1,2.

При отсутствии полного набора химреагентов, представленных в таблицах, раствор обрабатывается в соответствии с проектом.

2. Нарботка глинистого бурового раствора достигается за счет поступления выбуренной породы и обработки водными растворами химреагентов КССБ и КМЦ.

3. Содержание нефти в буровом растворе в процессе бурения поддерживается не выше 3%.

4. По достижении параметров, представленных в таблице, дальнейшие обработки, их объемы и темп подбираются так, чтобы не вызвать резкого изменения параметров.

5. Работа центрифугой по удалению глинистой фазы выполняется при увеличении коллоидной фазы свыше 5 % (50 кг/м³).

6. В процессе бурения палеогена обработки проводятся с использованием реагентов КЛСП-Ингибитор, ФХЛС, КССБ, КМЦ, Боре-Тин после проверки в лабораторных условиях эффективности каждого из них по отдельности.

7. Перед проведением каротажей при больших значениях СНС раствор обрабатывается КЛСП-Ингибитор до 1% после положительных результатов лабораторных исследований.

Очистка ствола скважины от шлама

В процессе бурения в отложениях палеогена и триаса для обеспечения достаточной очистки скважины от шлама необходимо иметь расчетную скорость восходящего потока не менее 0,5 м/сек, обеспечивающую вынос шлама. Однако, вследствие увеличения диаметра ствола скважины по причине обрушения его стенок (кавернообразование) уменьшается скорость восходящего потока.

Неполный вынос шлама происходит не только из-за большого размера частиц и недостаточной скорости восходящего потока.

При появлении осложнений, которые свидетельствуют о том, что скорость потока в кольцевом пространстве, и реологические свойства недостаточны, необходимо производить очистку ствола скважины от шлама прокачкой по стволу дополнительной порции бурового раствора с соответствующими параметрами и объемом. Объем порции зависит от реологических характеристик рабочего бурового раствора, высоты кавернозной или застойной зоны.

Касательные напряжения сдвига определяются для конкретно имеющейся производительности буровых насосов и забойной температуры.

Исходя из опыта очистки ствола скважин № 720 и № 2090 с помощью прокачки порций высоко структурированного раствора, установлено, что объем порции должен быть не менее 25 м^3 и высота ее в кольцевом пространстве – не менее 200 м, а ДНС = 28 Па, Т – н/т.

Такие параметры достигаются добавлением в исходный буровой раствор 3-5% пвлыгорскитового глинопорошка и диспергированием его с помощью перемешивания в течение суток. После достижения ДНС = 28 Па порцию прокачивают по стволу скважины перед подъемом инструмента.

Таблица 1

Рецептура бурового раствора и содержание химреагентов

Типы буровых растворов	Фазовый состав	Химические реагенты	Содержание солей		
			Хлорид натрия	Магний	Кальций
1	2	3	4	5	6
Слабоминерализованный буровой раствор 2100 – 2800 м	Твердая фаза – 30 %, в т.ч. коллоидная фаза – 4-5%	КЛСП-Ингибитор – 4% КССБ-5 – до 4% Нефть – 3% КМЦ – до 0,25 % Борре-Тин – 1%	33000	1900	2400
Слабоминерализованный буровой раствор 2800 – 3200 м	Твердая фаза – 30 %, в т.ч. коллоидная фаза – 4-5%	КЛСП-Ингибитор – 4% КССБ-5 – до 3% КМЦ – до 1,5% Борре-Тин – 1% Биоцид – 0,03-0,05% Дизельное топливо – 2% Крахмал, БурС (или ФитоРК) – до 1%	до 38000	1900	2400

Таблица 2

Технологические параметры бурового раствора

Тип раствора	Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Фильтрация, см ³ /30 мин Ф(20°С)/ Ф(110°С)	СНС, Па по Фанн		К, мм	рН	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, Па
				5	6				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Слабоминерализованный буровой раствор в интервале 2100-2800 м	1160-1200	60-80	5-8	3-5	6-10	1	8	10-35	5-10 ⁶
Слабоминерализованный буровой раствор в интервале 2800-3200 м	1280±0,02	60-120	6-8	4	6-12	1	8	10-30	10-20

УТВЕРЖДАЮ:



Главный инженер

филиала «Астраханьбургаз»

 Солнышкин Д.Г.

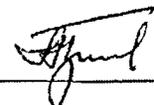
_____ 2007г.

А К Т

Об использовании комплексного модифицированного реагента КЛСП-Ингибитор на скважине №709 Астраханского газоконденсатного месторождения.

Мы, нижеподписавшиеся, главный технолог филиала «Астраханьбургаз» Гусейнов А.А., начальник ПТО филиала «Астраханьбургаз» Моржавин, начальник ЦИТС филиала «Астраханьбургаз» Шатравко Ю.А., зав. лабораторией буровых растворов филиала «Астраханьбургаз» Волков В.Е. составили настоящий акт о том, что на скважине № 709 Астраханского газоконденсатного месторождения при бурении интервала 2180-3120м был применен комплексный модифицированный реагент КЛСП-Ингибитор. Бурение данного интервала и спуск первой эксплуатационной колонны Ø 324мм, произведены без осложнений.

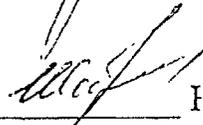
Главный технолог филиала
«Астраханьбургаз»

 _____ А.А. Гусейнов

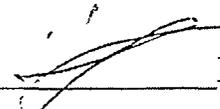
Начальник ПТО филиала
«Астраханьбургаз»

 _____ В.И. Моржавин

Начальник ЦИТС филиала
«Астраханьбургаз»

 _____ Ю.А. Шатравко

Зав. лабораторией филиала
«Астраханьбургаз»

 _____ В.Е. Волков

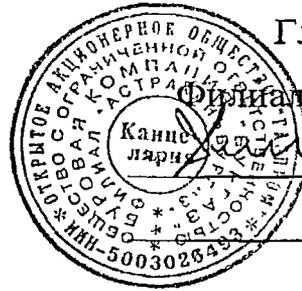
УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

Филиала «Астраханьбургаз»

Д.Г.Солнышкин

2007г.



РАСЧЕТ

экономического эффекта

от внедрения комплексного модифицированного реагента

КЛСП-Ингибитор при бурении скважины № 709

Астраханского газоконденсатного месторождения в 2006 году

При бурении отложений палеогена и триаса на Астраханском газоконденсатном месторождении происходит набухание глин и обрушение стенок скважины, что приводит к осложнению и авариям. Основная доля работ связанных с ликвидацией осложнений приходится на проработку ствола скважины, обработку бурового раствора и его восстановление, что значительно влияет на скорость проходки, и следовательно на стоимость проходки интервала.

Для предотвращения возникновения этих осложнений на скважине № 709 АГКМ проводилось применение нового комплексного модифицированного реагента КЛСП-Ингибитор, позволяющего повысить ингибирующую способность бурового раствора при бурении интервала 349-3093м под первую эксплуатационную колонну.

Экономический эффект от внедрения нового реагента-ингибитора рассчитывается путем сравнения базовых данных (скв. № 723) и данных после внедрения реагента (скв. № 709). Основным фактором,

обеспечивающим экономический эффект, является сокращение времени на проводку скважины вследствие исключения осложнений.

Базовым вариантом для сравнения был взят интервал (349-3258м) бурения под первую эксплуатационную колонну на скважине № 723. В этом интервале большое количество времени затрачено на ликвидацию осложнений. Необходимо отметить, что скважины № 723 и № 709 находятся в сходных горно-геологических условиях. Ниже приводятся исходные данные для расчета экономического эффекта:

Исходные данные для расчета:

Наименование показателей	ВАРИАНТ	
	Базовый – скв.№723	Новый – скв.№709
1. Глубина спуска удлиненного направления Ø 426 мм	349 м.	349 м.
2. Глубина спуска первой эксплуатационной колонны Ø 324 мм	3258 м.	3093 м.
3. Интервал бурения под первую эксплуатационную колонну Ø324 мм	2909 м	2744 м
4. Период бурения под первую эксплуатационную колонну Ø 324 мм	2006 – 07гг.	2006 – 07гг.
5. Календарное время, затраченное на бурение под первую эксплуатационную колонну Ø 324 мм	4114 час : 24 час/сут = =171,42 сут	3501 час : 24 час/сут = =145,88 сут
6. Механическая скорость бурения	2909м : 171,42сут = =16,79 м/сут	2744м : 145,88сут = =18,81 м/сут

С учетом исходных данных можно рассчитать возможное количество суток, за которое был бы пробурен интервал под первую эксплуатационную колонну на скв. № 709, при условиях бурения (скорости проходки) базового варианта на скв. № 723:

$$2744\text{м} : 16,9 \text{ м/сут} = 161,7\text{сут}$$

Из разницы возможного количества суток и реального количества суток потраченного на бурение данного интервала:

$$161,7\text{сут} - 145,88\text{сут} = 15,82\text{сут}$$

следует, что интервал 349-3093м на скв. №709 пробурен на 15,82сут быстрее возможного.

По данным Приложения 1, стоимость одних суток бурения скважины в ценах 2006г. составляет 257733 руб. Исходя из этого получаем, что затраты на проводку интервала под первую эксплуатационную колонну на скв. № 709 при использовании комплексного модифицированного реагента КЛСП-Ингибитор за вычетом средств, потраченных на использование 21,5тн нового реагента сократились на:

$$15,82\text{сут} \times 257733\text{руб/сутки} - 21,5\text{тн} \times 63412 \text{ руб/тн} = \\ = 4077336\text{руб} - 1363358\text{руб} = 2713978 \text{ рублей}$$

Начальник технологического
отдела филиала «Астраханьбургаз»



А.А. Гусейнов

Начальник Отдела
планирования и ценообразования
филиала «Астраханьбургаз»



И.А. Махмутянова