УДК 622.244.422

СРАВНЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА РАЗЛИЧНЫХ ГЛИНОПОРОШКАХ ДЛЯ БУРЕНИЯ МЕТОДОМ ННБ

COMPARISON OF DRILLING MUDS ON VARIOUS MUD POWDER FOR DRILLING BY NNB METHOD

Мойса Юрий Николаевич
кандидат химических наук, директор,
ООО «НПО «Химбурнефть»
hbn2005@yandex.ru

Снегирев Сергей Николаевич
технический директор,
ЗАО «ГАЗДИАГНОСТИКА»

Зозуля Владимир Владимирович
генеральный директор,
ЗАО «Проектный институт «НЕФТЕПРОЕКТ»

Аннотация. Проведены сравнительные исследования полимерглинистых буровых растворов, приготовленных с использованием глинопорошков с выходом раствора от 5 м^3/т до 40 м^3/т различных отечественных производителей для ННБ подводных переходов магистральных газопроводов. На основании измерений технологических показателей качества буровых растворов (плотности, условной вязкости, показателя статической фильтрации, соотношения динамического напряжения сдвига и пластической вязкости, коэффициента трения, статического напряжения сдвига) установлено, что современным требованиям для бурения методом ННБ соответствуют полимерглинистые буровые растворы приготовленные на глинопорошках с выходом раствора более 20 м^3/т.

Кллючевые слова: буровой раствор, глинопорошок, выход раствора, динамическая и пластическая вязкость, плотность.

Moysa Yury Nikolaevich
Candidate of technical science,
Director,
LLC NPO Himburneft
hbn2005@yandex.ru

Snegirev Sergey Nikolaevich
Technical director,
CJSC GAZDIAGNOSTIKA

Zozulya Vladimir Vladimirovich
General director,
CJSC NEFTEPROEKT Design institute

Annotation. Comparative researches the polymer-clay drilling muds of the mud powder prepared with use with a solution output from 5 m^3/t to 40 m^3/t different domestic manufacturers for NNB of underwater transitions of the main gas pipelines are conducted. Based on measurements of technological figures of quality of drilling mud (density, the conditional viscosity, an index of static filtering, a ratio of dynamic stress of shift and plastic viscosity, friction coefficient, static stress of shift) it is set that by NNB method conform to the modern requirements for polymer-clay drilling mud prepared on mud powder with a solution output more 20 m^3/t.

Keywords: drilling mud, mud powder, solution output, dynamic and plastic viscosity, density.

При бурении пилотной скважины методом наклонно-направленного бурения (ННБ), расширении бурового канала и протягивании трубопровода необходимо применять буровой раствор, который должен обеспечивать [1]:

- удержание во взвешенном состоянии частиц выбуренной породы, особенно при остановке подающего насоса и вынос их из скважины;
- предупреждение набухания и налипания частиц выбуренной породы на буровой инструмент, штанги и протягиваемый трубопровод при бурении в связных грунтах;
- укрепление стенок скважины, предотвращение их обрушения, образование тонкой прочной фильтрационной корки с низким уровнем водопроницаемости при бурении в несвязанных грунтах по ГОСТ 25100;
- смазку и охлаждение бурового инструмента и штанг;
- передачу гидравлической энергии забойному двигателю.

Технологические свойства бурового (промывочного) раствора для ННБ регламентируются следующими показателями: плотность; условная вязкость; реологические характеристики (динамическое напряжение сдвига, пластическая и эффективная вязкость, статическое напряжение сдвига); показатель фильтрации; толщина фильтрационной корки; процентное содержание песка; показатель активности ионов водорода (pH).

Оптимальный раствор для проходки горизонтальной скважины должен иметь умеренную вязкость при высоком пределе текучести. Такой раствор является достаточно жидким, чтобы легко прокачиваться по буровым штангам и форсункам на породоразрушающем инструменте, сохраняя при этом энергию гидравлической струи для разрушения грунта за счет гидромониторного эффекта. Производительность работ при использовании таких растворов возрастает по сравнению с работой на

высоковязких растворах. Рекомендуемыми в международной практике реологическими показателями качества промывочных растворов для ННБ, которые можно измерить на ротационном вискозиметре, являются: высокое предельное динамическое напряжение сдвига (ПДНС, YP) при низкой пластической вязкости (ПВ, PV). Для 3 %-ной глинистой суспензии на ротационном вискозиметре FANN 35 SA эти значения должны быть в интервале: ПДНС (YP) = 105–144 дПа (22–30 фунтов / 100 фут^2 в диапазоне от 18 до 55) и при пластической вязкости ПВ (PV) = 5–10 мПа · с в диапазоне значений от 5 до 15. Глинистая суспензия с такими параметрами имеет хорошую выносную способность для эффективной очистки забоя горизонтальной скважины, хорошо укрепляет стенки выработки и не приводит к потерям давления в системе из-за высокой вязкости раствора. Соотношение ПДНС/ПВ (YP/PV) должно составлять 2–3 единицы, а при проходке очень длинных скважин – более 3. При снижении соотношения YP/PV ниже 2 необходимо предпринимать меры для его увеличения путем дополнительного введения бентонита или соответствующих полимерных реагентов. Современные рекомендуемые требования на основании отечественных и международных стандартов [1, 2, 3] к качеству технологических показателей бурового раствора на водной основе для ННБ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технологические показатели буровых растворов для ННБ

Технологические показатели буровых растворов	Условное обозначение	Рекомендуемые значения
Плотность: на ВРП-1 (±0,01 кг/м^3); на Tru-Wate (под давлением, ±0,01 кг/м^3), кг/м^3	ρ	1010–1150
Условная вязкость: по вискозиметру ВВ-1 (±0,5 с), с / по воронке Марша (±0,5 с), с	$УВ^{700/500}$	30–80
	$УВ^{1524/940}$	
Пластическая вязкость (±4,0 %) реометр FANN 35 SA, мПа · с	ПВ (PV)	5–15
Предельное динамическое напряжение сдвига (±4,0 %) реометр FANN 35 SA, дПа (фунт/100 фут^2)	ПДНС (YP)	86–263 (18–55)
Показатель концентрации ионов водорода pH	pH	8–10
Водоотдача (показатель статической фильтрации) за 30 мин. на ВМ-6 при 0,1 МПа (±0,5 см^3); на фильтр-прессе при 0,7 МПа (±0,5 см^3), см^3	$Ф_{30}$	менее 15,0
Толщина глинистой корки, мм	$К_{гл}$	менее 2,0
Статическое напряжение сдвига при 3 об./мин. через 10 с / через 10 мин. покоя (±2,0 %) на реометре FANN 35 SA, дПа (фунт · с/100 фут^2)	$СНС_{10''/10'}$	80/120 (25/45)
Содержание песка, сито 74–76 мкм (200 меш), об. %		менее 1,0
Содержание смазки по реторте, об. %		1–2
Коэффициент трения бурового раствора по АНИ (16,95 Н · м, 60 об./мин.)	$К_{тр}$	менее 0,25
Соотношение YP/PV (YP в фунт/100 фут^2 /PV в мПа · с)		2–3

Примечание – Указанные технологические показатели буровых растворов для ННБ носят рекомендательный характер и корректируются с учетом инженерно-геологических изысканий грунтов района работ, диаметра скважины, глубины и длины перехода

С целью определения рецептуры бурового раствора при проектировании подводных переходов магистральных газопроводов через естественные и искусственные препятствия методом ННБ проведены опытно-технологические работы по определению технологических показателей глинистых буровых растворов, приготовленных на глинопорошках с различным выходом раствора следующего номенклатурного ряда: «ПБН» – 5 м^3/т, «ПБМВ» – 12 м^3/т, «ПБМА» – 20 м^3/т; «ОСМА» – 25 м^3/т; «Bentolux Horizont UN» – 40 м^3/т. Для сравнительной оценки эффективности глинопорошков для приготовления растворов ННБ использована типовая рецептура полимер-глинистого бурового раствора, содержащая: 35 г/л глинопорошка различных марок; 1,1 г/л полианионной целлюлозы марки «Aqua PAC LV»; 0,5 г/л смазочной добавки марки «ФК-Н»; 0,2 г/л пеногасителя марки «Пента 465» и 0,1 г/л каустической соды.

Измерениея технологических параметров полимер-глинистых буровых растворов для ННБ выполнены по международным и российским методикам измерений на стандартных приборах, представленных в [2, 3]. После приготовления проведено испытание и сравнение полимер-глинистых буровых растворов на глинопорошке с низким выходом раствора 5 м^3/т марки «ПБН», на глинопорошке с высоким выходом раствора марки «ОСМА», с выходом глинистого раствора более 25 м^3/т производства по ТУ 39-0147001-105-93 ООО «Бентонит Кургана» [4], а также на глинопорошке марки «Bentolux Horizont UN » с выходом более 40 м^3/т производства ООО «Баулюкс» [5] по ТУ 2458-010-81065795-2009.

В таблице 3 представлены составы и технологические свойства полимер-глинистых буровых растворов для ННБ с применением глинопорошков марки «ПБН» с выходом глинистого раствора не

менее 5,0 м^3/т и марки «ОСМА» с выходом глинистого раствора более 25 м^3/т (ООО «Бентонит Кургана»). Рецептуры и технологические свойства полимер-глинистых буровых растворов с применением глинопорошка марки «ПБН» с выходом глинистого раствора не менее 5,0 м^3/т (ООО «Бентонит Кургана») и глинопорошка марки «Bentolux Horizont UN» с выходом глинистого раствора более 40 м^3/т (ООО «Баулюкс» по ТУ 2458-010-81065795-2009) представлены в таблице 4.

Таблица 3 – Составы и технологические свойства полимер-глинистых буровых растворов для ННБ

РЕЦЕПТУРЫ И ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ								
РЕЦЕПТУРЫ								
Наименование реагента	**Единицы измерения**	**Буровой раствор на основе бентопорошок ПБН ООО «Бентонит Кургана»**				**Буровой раствор на основе «ОСМА» ООО "Бентонит Кургана"**			
Глинопорошок ПБН ТУ 39-0147001-105-93 (ООО "Бентонит Кургана")	г/л	35							
Глинопорошок «ОСМА» 39-0147001-105-93 (ООО "Бентонит Кургана")	г/л					35			
Полианионная целлюлоза AquaPAC LV	г/л	1,1				1,1			
Смазочная добавка - лубрикант марки ФК-Н ТУ 2458-001-49472578-2009	г/л	0,5				0,5			
Пеногаситель	г/л	0,2				0,2			
Сода каустическая	г/л	0,1				0,1			
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ									
Показатели	**Условное обозначение**	**Буровой раствор на основе бентопорошка ПБН**				**Буровой раствор на основе «ОСМА» ООО "Бентонит Кургана"**			
Температура раствора	t, °С	22				22			
Плотность на ВРП-1 (± 0,01 г/см^3) / на Halliburton Tru-Wate (± 0,01 г/см^3)	ρ, г/см^3	1,03		1,030		1,03		1,030	
Условная вязкость по воронке Марша (± 0,5 сек);	$УВ^{1524/940}$, с	43				62			
по ВВ-1	$УВ^{700/500}$, с	31				51			
Водоотдача (показатель фильтрации) за 30 мин по АНИ при 0,7 МПа (± 0,5 см^3)	$Ф_{30}$, см^3	18				14			
Толщина глинистой корки	$К_{гл}$, мм	2				0,5			
Показатель концентрации ионов водорода pH	pH	9				9			
Показания Fann 35 SA при: 600 об/мин	Деление	10				56			
300 об/мин	Деление	6				48			
200 об/мин	Деление	5				42			
100 об/мин	Деление	4				35			
6 об/мин	Деление	1				29			
3 об/мин	Деление	1				21			
Пластическая вязкость (± 4,0 %) реометр Fann 35 SA	$\eta_{пл}$, мПа×с	4				8			
Динамическое напряжение сдвига (± 4,0 %) реометр Fann 35 SA	τ_0, дПа	τ_0, фунт/100 фут^2	10		2		191		40	
Статическое напряжение сдвига при 3 об/мин через 10 сек / через 10 мин. покоя (± 2,0 %) реометр Fann 35 SA	$СНС_{10''/10'}$, дПа	СНС10''/10', фунт*с/100 фут^2	4,8	4,8	1	1	124,0	172,4	26	36
Показатель нелинейности	n	0,737				0,222			
Коэффициент консистентности	$К$, Па×с^n	$К$, фунт*с^n/100 фут^2	0,03		0,06		6,13		12,00	
Содержание смазки	%	0,5				0,5			
Показатель увлажняющей способности	$П_о$, см/час	4,3				2,3			
Коэффициент трения бурового раствора по АНИ на EP/Lubricity Tester, 16,95 Нм, 60 об/мин	$К_{тр}$	0,35				0,26			
Отношение ПДНС / ПВ (YP / PV)		0,5				5,0			

Таблица 4 – Составы и технологические свойства полимер-глинистых буровых растворов для ННБ

РЕЦЕПТУРЫ И ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ								
РЕЦЕПТУРЫ								
Наименование реагента	Единицы измерения	Буровой раствор на основе бентопорошок ПБН ООО «Бентонит Кургана»				Буровой раствор на основе «Bentolux Horzont UN» ООО "Баулюкс"			
Глинопорошок ПБН ТУ 39-0147001-105-93 (ООО "Бентонит Кургана")	г л	35							
«Bentolux Horzont UN» ТУ 2458-010-81065795-2009 (ООО "Баулюкс")	г л					35			
Полианионная целлюлоза AquaPAC LV	г л	1,1				1,1			
Смазочная добавка - лубрикант марки ФК-Н ТУ 2458-001-49472578-2009	г л	0,5				0,5			
Пеногаситель	г л	0,2				0,2			
Сода каустическая	г л	0,1				0,1			
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ									
Показатели	Условное обозначение	Буровой раствор на основе бентопорошка ПБН				Буровой раствор на основе «Bentolux Horzont UN»			
Температура раствора	t, °C	22				22			
Плотность на ВРП 1 (± 0,01 г/см^3) / на Halliburton Tru-Wate (± 0,01 г/см^3)	ρ, г см^3	1,03		1,030		1,03		1,030	
Условная вязкость по воронке Марша (+ 0,5 сек);	$УВ^{1524/940}$, с	43				58			
по ВВ-1	$УВ^{700/500}$, с	31				46			
Водоотдача (показатель фильтрации) за 30 мин по АНИ при 0,7 МПа (± 0,5 см^3)	$Ф_{30}$, см^3	18				10			
Толщина глинистой корки	$К_{г.к}$, мм	2				0,5			
Показатель концентрации ионов водорода pH	pH	9				9			
Показания Fann 35 SA при: 600 об/мин	Деление	10				62			
300 об/мин	Деление	6				50			
200 об/мин	Деление	5				44			
100 об/мин	Деление	4				38			
6 об/мин	Деление	1				31			
3 об/мин	Деление	1				30			
Пластическая вязкость (± 4,0 %) реометр Fann 35 SA	$\eta_{п.т}$ мПа×с	4				12			
Динамическое напряжение сдвига (± 4,0 %) реометр Fann 35 SA	τ_0, дПа	τ_0, фунт 100 фут^2	10		2		182		38
Статическое напряжение сдвига при 3 об/мин через 10 сек / через 10 мин. покоя (± 2,0 %) реометр Fann 35 SA	$СНС_{10''/10'}$, дПа	СНС10''/10', фунт*с 100 фут^2	4,8	4,8	1	1	143,4	176,8	30	37
Показатель нелинейности	n		0,737				0,310			
Коэффициент консистентности	К, Па×с^n	К, фунт*с^n 100 фут^2	0,03		0,06		3,69		7,23	
Содержание смазки	%		0,5				0,5			
Показатель увлажняющей способности	$П_0$, см час		4,3				1,9			
Коэффициент трения бурового раствора по АНИ на EP/Lubricity Tester , 16,95 Нм, 60 об/мин	$К_{тр}$		0,35				0,23			
Отношение ПДНС / ПВ (YP / PV)			0,5				3,2			

Из приведенных в таблицах 3 и 4 данных следует, что полимер-глинистый буровой раствор, приготовленный с применением глинопорошка с низким выходом раствора марки «ПБН», имеет удовлетворительную условную вязкость раствора, равную 43 с по воронке Марша, низкие структурно-реологические характеристики (СНС, ПДНС, ПВ), измеренные на реометре FANN 35 SA, высокие зна-

чения по показателю фильтрации и низкие значения YP/PV, равные 0,5 вместо рекомендуемых значений, равных 2–3. Таким образом, буровой раствор, приготовленный на глинопорошке с низким выходом, не соответствует рекомендованным в таблице 1 требованиям к показателям качества буровых растворов для ННБ. В то же время буровые растворы на основе глинопорошков марок «ОСМА» и «Bentolux Horizont UN» полностью по всем показателям соответствуют требованиям таблицы 1 для буровых растворов ННБ.

Дополнительно проведено сравнение полимер-глинистых буровых растворов, приготовленных на глинопорошке марки «ПБМА» с выходом раствора 20 м^3/т и на глинопорошке марки «ПБМВ» с выходом раствора не менее 12 м^3/т производства ООО «Бентонит Хакасии» [6] (ТУ 2164-005-01424676-2014). Результаты измерений технологических показателей полимер-глинистых растворов и рецептуры приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Составы и технологические свойства полимер-глинистых буровых растворов для ННБ

РЕЦЕПТУРА И ПАРАМЕТРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА								
РЕЦЕПТУРА								
Наименование реагента	Единицы измерения		Буровой раствор на основе ПБМА (20 м3/т)				Буровой раствор на основе ПБМВ (12 м3/т)			
Глинопорошок ПБМА 20 м3/т(ООО Бентонит Хакассии)	г/л		35							
Глинопорошок ПБМВ 12 м3/т (ООО Баулюкс)	г/л						35			
Полианионная целлюлоза AquaPAC LV	г/л		1,1				1,1			
Лубрикант (ФК-Н)	г/л		0,5				0,5			
Пеногаситель	г/л		0,2				0,2			
Сода каустическая	г/л		0,1				0,1			
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ										
Показатели	Условное обозначение		Буровой раствор на основе ПБМА (20 м3/т)				Буровой раствор на основе ПБМВ (12 м3/т)			
Температура раствора	t, °C		22				22			
Плотность на ВРП-1 (± 0,01 г/см^3) / на Halliburton Tru-Wate (± 0,01 г/см^3)	ρ, г см^3		1,03				1,03			
Условная вязкость по воронке Марша (± 0,5 сек);	$УВ^{1524/940}$, с									
по ВВ-1	$УВ^{700/500}$, с		25				18			
Водоотдача (показатель фильтрации) за 30 мин по АНИ при 0,7 МПа (± 0,5 см^3)	$Ф_{30}$, см^3		10,3				13			
Толщина глинистой корки	$К_{г.к}$, мм		0,5				0,5			
Показатель концентрации ионов водорода pH	pH		9				9			
Показания Fann 35 SA при: 600	Деление		23				13			
300 об/мин	Деление		15				8			
200 об/мин	Деление		12				6			
100 об/мин	Деление		8				3			
6 об/мин	Деление		2				1			
3 об/мин	Деление		1				0			
Пластическая вязкость (± 4,0 %) реометр Fann 35 SA	$\eta_{пл}$, мПа×с		8				5			
Динамическое напряжение сдвига (± 4,0 %) реометр Fann 35 SA	τ_0, дПа	τ_0, фунт 100 фут^2	34		7		14		3	
Статическое напряжение сдвига при 3 об/мин через 10 сек / через 10 мин. покоя (± 2,0 %) реометр Fann 35 SA	$СНС_{10''/10'}$, дПа	СНС10''/10', фунт*с 100 фут^2	14,3	43,0	3	9	4,8	9,6	1	2
Показатель нелинейности	n		0,620				0,700			
Коэффициент консистентности	К, Па×с^n	К, фунт*с^n 100 фут^2	1,64				0,52			
Содержание смазки	%		0,5				0,5			
Показатель увлажняющей способности	$П_0$, см час									
Коэффициент трения бурового раствора по АНИ на EP/Lubricity Tester , 16,95 Нм, 60 об/мин	$К_{тр}$		0,31				0,45			
Отношение ПДНС / ПВ (YP / PV)			0,9				0,6			

Из данных таблицы 5 следует, что глинистый буровой раствор, приготовленный с применением глинопорошка марки «ПБМВ» с выходом раствора 12 м^3/т, имеет условную вязкость раствора, равную

18 с по воронке ВВ-1, низкие структурно-реологические характеристики (СНС, ПДНС, ПВ), измеренные на реометре FANN 35 SA, удовлетворительные значения по показателю статической фильтрации, равные 13,0 $см^3$ при рекомендованной величине не более 15,0 $см^3$, и низкие значения соотношения показателей YP/PV, равные 0,52 вместо рекомендованного значения этого соотношения, равного 2–3. Буровой раствор для ННБ, приготовленный на глинопорошке марки «ПБМА» с выходом раствора 20 $м^3$/т, в большей степени соответствует рекомендованным в таблице 1 требованиям к показателям качества буровых растворов для ННБ. Этот полимер-глинистый буровой раствор стандартной рецептуры на основе марки «ПБМА» имеет условную вязкость раствора, равную 25 с по воронке ВВ-1, удовлетворительные структурно-реологические характеристики (СНС, ПДНС, ПВ), измеренные на реометре FANN 35 SA, улучшенные значения по показателю статической фильтрации, равные 10,3 $см^3$ при рекомендованной величине не более 15,0 $см^3$, улучшенные значения соотношения реологических показателей YP/PV, равные 1,64, которые приближаются к рекомендованным значениям этого соотношения.

Таким образом, выполнены сравнительные испытания полимер-глинистых буровых растворов для ННБ, приготовленных на 5 (пяти) марках номенклатурного ряда глинопорошков различных заводов-изготовителей с различными показателями качества по величине выхода раствора марок «ПБН», «ПБМВ», «ПБМА», «ОСМА» и «Bentolux Horizont UN». Установлено, что полностью соответствуют требованиям по технологическим показателям к буровым растворам для ННБ полимер-глинистые растворы, приготовленные на трех марках глинопорошков «ПБМА», «ОСМА» и «Bentolux Horizont UN» с выходом раствора от 20 $м^3$/т и выше.

Литература:

1. Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения : СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011. – М. : ООО Издательство БСТ, 2012. – С. 62–64.
2. Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания : ГОСТ Р 56946-2016 / модифицированный по отношению к международному стандарту ИСО 13500:2008.
3. Булатов А.И., Бурыкин А.Н., Миненков В.М., Мищенко В.И., Мойса Ю.Н. Практическое руководство по промывке и цементированию нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2015. – 307 с.
4. Технические показатели глинопорошка для ГНБ : ТУ 2164-012-41219638-2009 ООО «Бентонит Кургана».
5. Глинопорошки для ГНБ. Технические условия и испытания : ТУ 2458-010-81065795-2009 ООО «Баулюкс».
6. Технические показатели глинопорошков : ТУ 2164-005-01424676-2014 ООО «Бентонит Хакасии».

References:

1. Laying of underground engineering communications by method of the horizontal directed drilling: STO NOSTROY 2.27.17-2011. – M. : LLC Publishing House BST, 2012. – P. 62–64.
2. Oil and gas industry. Materials of drilling mud. Specifications and tests: GOST P 56946-2016 / modified in relation to the ISO 13500:2008 international standard.
3. Bulatov A.I., Burykin A.N., Minenkov V.M., Mishchenko V.I., Moysa Yu.N. Practical guidance on washing and cementation of oil and gas wells. – Krasnodar : Education South, 2015. – 307 p.
4. Technical indicators of a muds powder for GNB : TU 2164-012-41219638-2009 LLC Bentonit Kurgana.
5. Muds powder for GNB. Specifications and tests : TU 2458-010-81065795-2009 LLC Baulux.
6. Technical indicators of dry muds : TU 2164-005-01424676-2014 LLC Bentonit Hakasii.