

Комплекс для механизации спускоподъёмных операций при капитальном и текущем ремонте скважин состоит из агрегата для ремонта скважины, комплексного модуля ТКМ (кассета для труб, прицеп и рабочая площадка), гидроманипулятора с захватом для труб, гидроключа с механизмом подачи и автоматического элеватора. Это позволяет проводить технологические операции при капитальном ремонте скважин глубиной до 3000 метров; проводить монтаж и демонтаж комплекса без привлечения дополнительных механизмов; проводить спускоподъёмные операции с нестандартными насосно-компрессорными трубами длиной от 6 до 12 метров; проводить дефектационные работы с насосно-компрессорными трубами после поднятия их из скважины и укладки на кассету; проводить грузоподъёмные операции при перекладке труб на транспортные средства и приёме с транспортных средств в процессе замены комплекта труб; шаблонировать насосно-компрессорные трубы при спускоподъёмных операциях.

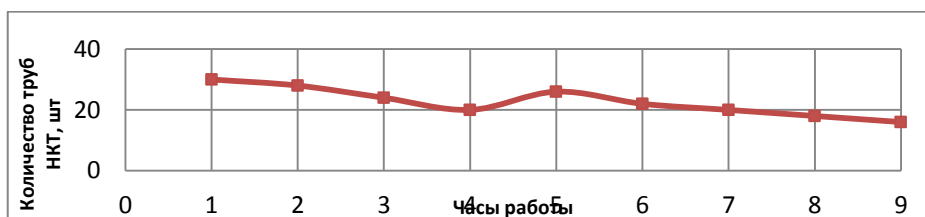


Рис. График интенсивности подъема колонны труб с шаблоном (ночная смена 02.02.2011, скважина №1395 Южно-Сергеевского месторождения нефтегазодобывающего управления «Уфанефть» ООО «Башнефть-Добыча»)

Выведенная нами закономерность заключается в том, что на нормальную работу бригады отрицательно влияет усталость членов бригады, что приводит к падению производительности в течение смены. Если в начале смены бригада поднимает 30 труб, то к концу уже 16. И это при нарушении технологии. Сейчас, для того чтобы выполнялась эта технология, нефтяные компании вынуждены устанавливать камеры наблюдения при проведении текущего и капитального ремонта скважин.

В итоге, предлагаемый комплекс позволит повысить производительность спускоподъёмных операций, на начальном этапе на 10%, поднять культуру производства на новый уровень, минимизировать ручной труд и отвести людей из опасной зоны.

Литература

1. Пат. 2444608 Россия УГНТУ (мобильный комплекс для механизации спускоподъёмных операций при капитальном и текущем ремонте скважин) Коннов Ю.Д. Заявлено. 07.06.2010; Опубл. 10.03.2012.
2. Парникова Ю.Л. Автоматизированные гидравлические буровые установки компании Drillmec – установки нового поколения // Бурение и нефть. – М, 2010. – № 11. – С. 4-6.

ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗДУШНО-СУХОГО И ТЕРМООБРАБОТАННОГО ТОРФА ПРИ СОРБЦИИ И УТИЛИЗАЦИИ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА ТОВАРНОЙ НЕФТИ НЮРОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Н.В. Чухарева, О.Л. Булгакова, Д.С. Рожкова, И.А. Хадкевич

Научный руководитель доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективность применения сорбционных материалов определяется не только показателями экономической стоимости и сорбционной емкости, но возможностью проводить работы при различных условиях разлива: на почве, на твердой искусственной поверхности, на поверхности природных водоемов. Некоторые современные сорбенты, даже при высоких показателях нефтеемкости не могут быть использованы для ликвидации аварийных разливов на водной среде, что обусловлено их гидрофильными свойствами и/или невысокими показателями плавучести.

С этой точки зрения интересен в качестве сорбционного материала воздушно-сухой торф, недорогой природный материал, обладающий не только свойствами сорбировать нефть, но и способностью хорошо удерживаться на водной поверхности.

Ранее нами уже были проведенные исследования сорбционных свойств торфа месторождений Томской области в условиях разлива на твердой поверхности [2, 3]. В продолжение указанной работы из всех исследованных образцов были выбраны наиболее высокие по нефтеемкости. Это верховой сфагновомочажинный, сфагновый и фускум-торф фракции 2..4 мм малой степени разложения (5 %). Для повышения гидрофобности, образцы были термически обработаны в условиях до 250 °С в среде собственных газов разложения, на установке нагрева по методике [1]. Таким образом, в качестве сорбента при сорбции нефти на водной поверхности было изучено три образца воздушно-сухого и три образца термически модифицированного торфа. В качестве сорбтива – была использована товарная нефть Нюрольского Месторождения Красноярского края. Характеристика объектов исследования приведена в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика объектов исследования

Торф (сорбент)												
Вид	Нагрев, °С	Технический анализ, %		Элементный состав, % на горючее вещество				Групповой состав, % на горючее вещество				
		W ^a	A ^d	C	H	N	O+S	Б	ВРВ+ЛГВ	ГК+ФК	Ц	НГО
Сфагново-мочажинный	-	8,4	1,9	52,05	6,30	0,88	40,77	4,6	53,6	24,6	9,0	8,2
	250	1,2	2,1	55,10	5,45	1,46	37,99	5,9	36,5	37,0	6,1	14,5
Сфагновый	-	7,0	4,2	45,02	5,74	3,12	46,12	3,7	47,7	32,7	7,0	8,9
	250	0,9	17,2	58,77	5,44	4,31	31,48	5,1	38,7	36,6	4,3	15,3
Фускум	-	7,9	2,1	49,56	6,03	0,58	43,83	4,4	52,6	26,2	7,2	9,6
	250	2,9	4,3	57,57	5,68	1,27	35,48	5,8	29,0	45,1	5,0	15,1
Товарная нефть (сорбтив)												
плотность при 20 °С, кг/м ³	массовая доля воды, %	массовая концентрация хлор. солей, мг/дм ³			массовая доля серы, %		выход фракций, % при 200 °С					
873,5	0,03	12,0			0,2		14,0					

Определение нефтеемкости торфа при сорбировании нефтяного пятна на водной поверхности проводили на основе методики [4] с модификацией [5]. Влагоемкость образцов была определена типовым методом в соответствии с ГОСТ 24160-80 [6]. Полученные результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2

Нефтеемкость и влагоемкость торфа

Вид торфа	Нефтеемкость торфа, г нефти/1 г торфа	Изменение нефтеемкости, % отн.	Влагоемкость торфа, г воды/ 1 г торфа	Изменение влагоемкости, % отн.
Сфагново-мочажинный	6,70	+4,5	9,40	-42,5
	7,00		5,41	
Сфагновый	5,39	+6,5	8,21	-39,0
	5,74		5,01	
Фускум	4,22	+10,2	6,90	-33,0
	4,65		4,62	

Нефтеемкость воздушно-сухих образцов при сорбировании нефти с водной поверхности находится в пределах от 4,22 до 6,70 г нефти/ 1 г торфа, что несколько ниже, чем для термообработанных образцов: 4,65...7,00 г нефти/1 г торфа. Данные свидетельствуют о положительном влиянии термообработки на сорбционную способность торфа по отношению к нефтяным углеводородам. Относительное увеличение нефтеемкости составило 4,5...10,2 % отн.

При использовании предварительного нагрева, существенно снижается влагоемкость торфа, что делает его наиболее устойчивым к такому сорбтиву, как вода:

- влагоемкость образцов в воздушно-сухом состоянии после контакта с водой составляла от 6,9 до 9,4 г воды/ 1 г торфа,
- после термообработки этот показатель снижается до 4,62...5,41 г воды/1 г торфа, что в относительных процентах составляет 33,0...42,5 соответственно.

Термообработка торфа в среде собственных газов разложения до 250 °С в большей степени повлияла на абсолютное (г/г) и относительное (% отн.) изменение влагоемкости по сравнению с показателем сорбционной способности по отношению к товарной нефти. При этом получена зависимость: чем больше уменьшается относительная влагоемкость, тем меньше увеличивается относительная нефтеемкость (рисунок 1). Полученное может являться следствием не только изменением пористости образцов, но и изменением содержания группового состава торфа (таблица 1) и изменениями химической структуры групповых компонентов в результате предварительного нагрева в вышеуказанных условиях [1].

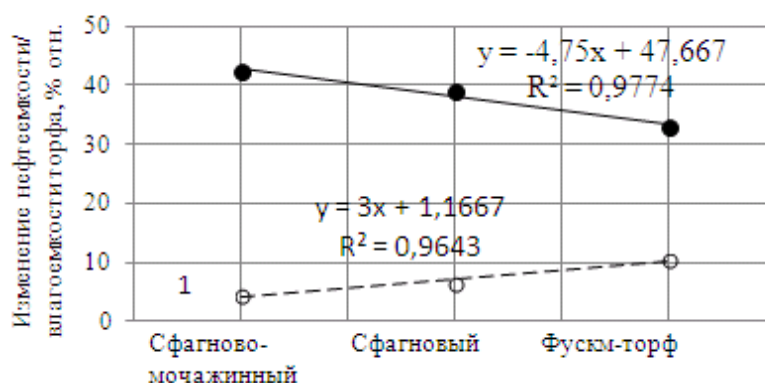


Рис 1. Влияние термообработки торфа на относительное изменение нефтеемкости (1) и влагоемкости (2)

Статья выполнена в рамках конкурса научно-исследовательских проектов BP Exploration Operating Company Limited («BP») на основании договора о Пожертвовании компании «Бипи Эксплорейшн Оперейтинг Компани Лимитед» №5255 от 04.04.2013г. (Проект «Разработка методики получения сорбционных материалов на основе торфов Томской области» под руководством Н. В. Чухаревой, к.х.н.)

Литература

1. Тарновская Л.И. Закономерности изменения группового состава торфа в процессе термоллиза/ Дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. Томск: ТПИ, 1985. 199 с.
2. Н.В. Чухарева, Л.В. Шишмина Сравнение сорбционных свойств торфа верхового и низинного типов по отношению к товарной нефти и стабильному газовому конденсату // Химия растительного сырья. – 2012. – №4. – С.193-200.
3. Н.В. Чухарева, Л.В. Шишмина, С.Г. Маслов Определение нефтеемкости торфов Томской области // Химия растительного сырья. – 2013. – №2. – С.227-235.
4. Курс коллоидной химии. / Воюцкий С.С. - М.: Изд-во «Химия», 1976. – 512 с.
5. Н.В. Чухарева, О.Л. Блохина, Д.С. Рожкова, И.А. Хадкевич Сорбция в водно-нефтяной среде исходным и термообработанным торфом // Природноресурсный потенциал, экология и устойчивое развитие регионов России: сборник статей XII Международной научно-практической конференции - МНИЦ ПГСХА. – Пенза: РИО ПГСХА, 2014. – С.104-108.
6. ГОСТ 24160-80. Торф. Методы определения влагоемкости и водопоглощаемости. Измененная редакция. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: (дата обращения 3.03.14).