

поверхностей большой площади. Однако, основным недостатком активированного угля является его низкая плавучесть. Высокой плавучестью обладает сорбент, полученный низкотемпературной карбонизацией мха и ацетилованный мох.

Таким образом, установлено, что высокой сорбционной емкостью обладает мох, подвергнутый карбонизации при 200–250 °С и модифицированный уксусной кислотой. Предложенные сорбенты способны увеличить эффективность

очистки водных поверхностей до остаточного содержания нефти в воде (менее 0,03 г/л). С увеличением степени обугливания сорбента возрастают показатели его технической эксплуатации. При дальнейшем увеличении степени обугливания изменения значения нефтепоглощения не наблюдается.

Полученные сорбенты отличаются хорошей плавучестью, нефтеемкостью и малой скоростью осаждения

Список литературы

1. *Роговин З.А., Шорыгина Н.Н. Химия целлюлозы и ее спутников.* – М.: -Л.: Изд-во Госхимиздат, 1953. – 679с.
2. *Ротарь О.В., Искрижицкий А.А., Искри-*

жицкая Д.В. Cleanup of water surface from oil spills using natural sorbent materials. Procedia Chemistry, 2014. – Vol.10. – P.145–150.

ВЛИЯНИЕ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ НА ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ УРМАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Л.О. Гречиха, Е.И. Шмидт

Научный руководитель – к.г.-м.н., доцент Г.Ф. Ильина

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет
634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина 30*

Добыча полезных ископаемых активно ведётся во всём мире. Обычно это не проходит бесследно для окружающей среды, поэтому необходим всесторонний экологический мониторинг, важнейшим из объектов которого являются подземные воды.

Проблема загрязнения подземных вод – одна из самых острых, ведь подземные воды составляют значительную долю общего запаса пресных вод на Земле. Нельзя отрицать, что причинами этого на нефтепромыслах могут быть: технологические процессы строительства скважин, шламовые амбары, разливы нефти и нефтепромысловых стоков при различных аварийных ситуациях и прочие. Мониторинг же позволяет осуществить регулярное наблюдение, сбор, накопление и обработку информации о состоянии подземных вод с последующим прогнозированием обстановки среды. Такая система наблюдения должна осуществляться всеми недропользователями на месторождениях. Урманское нефтяное месторождение – не исключение. Для эксплуатации объектов на данном участке в 2006 году Областным государственным управлением «Облкомприрода» города Томска была разработана специальная локальная система экологиче-

ского мониторинга подземных вод.

Урманское месторождение расположено на территории Западно-Сибирского артезианского бассейна и Средне-Обского бассейна II порядка. В вертикальном разрезе выделяются 5 гидрогеологических комплексов: палеоген-четвертичный, верхнемеловой (покурская свита), нижнемеловой (алымская, киялинская, тарская и куломзинская свиты), юрский (васюганская и тюменские свиты) и доюрский. Основными водоупорами по разрезу являются глинистые отложения. Снизу вверх хлоридно-кальциевые слабые рассолы (минерализация 59–73 г/л) сменяются гидрокарбонатно-хлоридно-кальциевыми пресными водами (минерализация в приповерхностных подземных водах 0,088–0,52 г/л). Питание водоносных комплексов осуществляется в районах горного обрамления Западно-Сибирской равнины (доюрский, юрский комплексы), в краевых частях бассейна (меловые комплексы) и атмосферными осадками (палеоген-четвертичный комплекс). Разгрузка происходит в северных акваториях (доюрский, юрский комплексы), в центральных и северных районах бассейна (меловые комплексы) и в долинах рек (палеоген-четвертичный комплекс). Воды пале-

оген-четвертичных отложений используют для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения нефтепромысла.

В пределах участка проводятся наблюдения за химическим составом подземных вод. Это необходимо для оценки пригодности хозяйственно-питьевых вод. Оценка состояния грунтовых вод осуществлялась по пробам артезианской скважины №1 согласно с СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества». Лабораторные исследования выполнены ООО «Ноябрьсктеплонефть» (данные 2005 года) и представлены в таблице 1.

Исходя из данных опробования, можно сделать следующие выводы: вода в пробе №327 не соответствует нормативам по показателям: цветность, мутность, окисляемость, железо общее; вода в пробе №608 не соответствует нормативам СанПиН 2.1.4.1074-01 по показателям: цветность, железо общее, марганец.

В этом же году на территории данного месторождения провели исследования грунтовых вод ОАО «Томскгеомониторинг» (Областное го-

сударственное управление «Облкомприрода»), в ходе которых было выявлено, что воды бассейна загрязнены нефтепродуктами и имеют превышение предельно-допустимых концентраций железа, аммония и фосфатов.

Негативное действие разработки нефтяного месторождения может выражаться не только в виде нарушения естественного стока и загрязнения. Недропользователь Урманского месторождения может добывать подземные воды согласно лицензии (ТОМ №00675 ВЭ от 23.05.2002 г.), но нерациональное использование вод может вызвать их истощение, поэтому были установлены определённые лимиты их добычи (Приложение №9 к лицензии ТОМ №00675 ВЭ) и введено повторное использование вод для скважин поддержания пластового давления.

Для возвращения экосистемы в естественное состояние на месторождении производится охрана водных объектов в соответствии с требованиями ГОСТ 17.1.3.05-82, ГОСТ 17.1.3.06-82, ГОСТ 17.1.3.12-86, ГОСТ 17.1.3.13-86, СанПиН 2.1.5.980-00. Нормативные документы предусматривают проведение определённых комплексов мероприятий (расположение добывающих

Таблица 1. Результаты анализа качества подземных вод Урманского месторождения

№ п/п	Показатель	Ед. измерения	Норма качества	Результат измерения в пробе		Нормативный документ на метод исследования
				№ 327	№ 608	
				18.06.2005 г.	19.10.2005 г.	
Органолептические показатели						
1	Запах при 20 °С	баллы	2	1	0	ГОСТ 3351-72
2	Запах при 60 °С	баллы	2	0	1	ГОСТ 3351-72
3	Привкус	баллы	2	0	0	ГОСТ 3351-72
4	Цветность	градусы	20	40	40	ГОСТ 3351-72
5	Мутность	ЕМФ/дм ³	2,6	6,12	1,86	ГОСТ 3351-72
Обобщенные показатели						
1	рН	ед. рН	6-9	7,01	7,0	ПНДФ 14.1:2:3:4121-97
2	Окисляемость	мг О/дм ³	5,0	6,07	1,96	ПНДФ 14.2:4.1S4-99
3	Общая жесткость	моль/м ³	7,0	1,54	1,5	ГОСТ 4151-73
4	Сухой остаток	мг/дм ³	1000,0	287,4		ГОСТ 18164-72
Неорганические вещества						
1	Аммиак	мг/дм ³	2,0	–	1,98	ГОСТ 4192-82
2	Нитриты	мг/дм ³	3,0	–	<0,003	ГОСТ 4192-82
3	Нитраты	мг/дм ³	45,0	–	0,22	ГОСТ 18826-73
4	Хлориды	мг/дм ³	350,0	–	3,1	ГОСТ 4245-72
5	Железо	мг/дм ³	0,3	2,18	3,54	ГОСТ 4011-72
6	Марганец	мг/дм ³	0,1	–	0,12	ГОСТ 4974-72
7	Медь	мг/дм ³	1,0	–	0,29	ГОСТ 4388-72
8	Нефтепродукты	мг/дм ³	0,1	–	<0,05	ПНДФ 14.1:2:4.128-98

объектов вне водоохранной зоны (согласно Постановлению Администрации Томской области №82а от 16.06.2006 г.), нормированное и рационально потребление вод, очистка загрязнённых вод, безопасное захоронение и утилизация отходов, герметизация скважин, строительство трубопроводов с минимальным количеством

контактов с водами, визуальный контроль).

Для дальнейшей эксплуатации необходимо постоянно дорабатывать систему экологического мониторинга, которая будет интегрировать и учитывать состояние всех компонентов окружающей среды: почвы, атмосферного воздуха, подземных и поверхностных вод, флоры, фауны [1].

Список литературы

1. Шварцев С.Л. *Общая гидрогеология.* – М.: Недра, 1996.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ

Ф.В. Гуль

Научные руководители – к.п.н., доцент О.В. Брусник;
к.т.н., и.о. зав. кафедрой В.В. Тихонов

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет
634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина 30, filgul@yandex.ru*

В настоящее время значительное количество природного газа транспортируется с высоким давлением (до 7,5 МПа) по трубопроводам от источников до потребителей. Для сжатия газа с целью его транспортировки и для компенсации потерь давления газа от трения по длине трубопровода во многих компрессорных станциях используют компрессоры большой мощности, приводимые в действие, в основном, газотурбинными двигателями. Так как газ, обычно, транспортируется при давлении, во много раз превышающем давление необходимое конечному потребителю, между трубопроводами транспорта газа и сетью его распределения устанавливаются газораспределительные станции (ГРС). ГРС, в основном, состоит из дроссельных клапанов и подогревателей газа. Подогреватель газа необходим для компенсации температурных потерь в дроссельных клапанах. Перед подачей потребителям давление газа снижается на ГРС до требуемого уровня, потенциальная энергия газа при этом теряется безвозвратно [1].

Одно из направлений энергосбережения – это применение детандер-генераторных агрегатов (ДГА) для получения электроэнергии за счет использования технологического перепада давления газа в системах газо-снабжения. ДГА представляет собой устройство, в котором в ка-

честве рабочего тела используется природный газ, энергия потока которого преобразуется в механическую энергию в детандере, а затем в электроэнергию в генераторе. Применение вместо дроссельных устройств ДГА для понижения магистрального давления, обеспечивает дополнительную выработку электроэнергии при достаточно высоких экономических показателях [2, 3].

В качестве объекта модернизации рассмотрена газораспределительная станция «Урожай -10» располагающиеся на севере Томской области в с. Александровское.

Оценка располагаемой мощности ГРС (ГРП), которая может быть получена при помощи ТГА, рассчитывалась с помощью уравнения [2]:

$$N = G \cdot H_{\text{Ад}} \cdot \eta_{\text{д}} \cdot \eta_{\text{г}}, \text{ кВт}$$

где, G – массовый расход газа кг/с, $\eta_{\text{д}}$, $\eta_{\text{г}}$ – КПД детандера и генератора соответственно.

Результаты расчета электрической мощности и температуры газа на выходе из ДГА в зависимости от перепада давлений и массового расхода газа на ГРС представлены в таблице 1.

Результаты расчета необходимого количества теплоты для подогрева газа после детандера в зависимости от массового расхода газа и его