пациентов с артериальной гипертензией, ИБС и хронической сердечной недостаточностью оценить вероятность проявления фармакологического эффекта кардиологических препаратов. Применяли оригинальную разработку – нейронную сеть, построенную на архитектуре многослойного персептрона с прямыми связями между нейронами и алгоритма обратного распространения ошибки с введением в сеть коэффициента крутизны дискриминантной функции модели, позволяющего варьировать скорость обучения сети.

Результаты: с помощью искусственных нейронных сетей при использовании статинов 3 поколения с изолированной гиперхолестеринемией можно прогнозировать гиполипедемический эффект не менее 15% ($p<0,05$) у 1/5 пациентов, а более 20% ($p<0,05$) у 1/3 пациентов больных. Частичный гипотензивный эффект (снижение систолического артериального давления) монотерапии бета-блокаторов прогнозировался не менее 20% ($p<0,05$) у 1/3 пациентов, а выраженный – более 25% ($p<0,05$) у ½ пациентов. Антиангинальная эффективность нитратов пролонгированного действия в условиях монотерапии могла быть зарегистрирована на основе использования нейросетевых классификаторов у ¾ больных ИБС: стенокардия напряжения, II-III функциональный класс в условиях комбинированной антиангинальной терапии.

Таким образом, возможность использования нейросетевых технологий с целью прогнозирования эффективности фармакотерапии может повысить комплаенс лечения и способствовать совершенствованию работы врача- кардиолога.

ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ БУРЫХ УГЛЕЙ ЛЕНСКОГО УГОЛЬНОГО БАССЕЙНА

Н.Н. Гриб, В.М. Никитин,

Ю.А. Шипицын, А.В. Литвиненко

Технический институт (филиал) федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Северо-Восточный федеральный университет» в г. Нерюнгри

Подземная газификация углей (ПГУ) является единственным способом безлюдной добычи угля путем превращения твердого топлива в газообразный энергоноситель непосредственно на месте залегания угольного пласта.

По разработанной технологии подземная газификация осуществляются с поверхности земли при помощи комплекса буровых скважин соединенных между собой каналом, проходящим в угольном пласте, что позволяет разрабатывать месторождения угля без губительного воздействия на шаткое экологическое равновесие региона.

Основным технологическим элементом ПГУ является подземный газогенератор – часть угольного пласта, в которой ведется газификация.

Целью данных исследований является изучение, моделирование и анализ влияния процессов, происходящих в подземном газогенераторе на многолетнемерзлые породы, а также изучение возможности применения данной технологии в условиях Якутии.

В процессе лабораторных исследований процессов подземной газификации угля была проведена серия экспериментов с бурыми углями Ленского бассейна, технологические параметры которого были определены лабораторными методами: влажность (W^a) – 12,5%; зольность (A^d) – 16,7%; выход летучих веществ (V^{daf}) – 52,43%; влажность расчетная (W^ri) – 20,0%.

Лабораторные исследования осуществлялись на лабораторно-экспериментальной установке для физического моделирования процесса подземной газификации углей, разработанной в Учебно-научной лаборатории «Нетрадиционных технологий освоения угольных месторождений Севера» [1].

Моделирование подземной газификации бурых углей осуществлялось на паровоздушном дутье. Максимальная температура в очаге горения достигала 870°С.

По принятой методике, для обеспечения представительности опробования, пробы газа были отобраны с интервалом 10 минут, начиная от времени установившегося процесса подземной газификации.

Наилучшей температурой очага газификации является интервал 575-600°С, что позволит свести к минимуму содержание кислорода и повысит процентное содержание углеводородов в получаемом газе.

Отобранные пробы газа, согласно классификации предложенной Шишаковым Н.В. [2], относятся к газам подземной газификации углей с низкой теплотворной способностью.

Также наряду с отслеживания изменения состава получаемого газа осуществлялся температурный контроль проходящего процесса.

Теплотворная способность газа также повышается при температуре очага горения 575-600°С.

Химический состав полученного газа представлен в таблице.

Из полученных результатов, видно, что при газификации бурых углей Ленского бассейна наблюдается повышенный выход азота. Исходя из этого, можно сделать вывод, что наряду с полученным энергетическим газом можно попутно добывать азот, при выделении его из полученного газа.

В заключение отметим, что исходя из химического состава, полученный газ пригоден для дальнейшего использования в энергетической и химической промышленности, что говорит о возможности подземной газификации углей Ленского угольного бассейна.

Таблица 1

Покомпонентный состав газов (%) бурых углей Ленского бассейна

Компонент (Курсивом выделены негорючие компоненты)	**Состав, %** предельные значения среднее содержание
CO_2	*0,04-18,14* *3,31*
N_2	*52,47-87,75* *77,46*
O_2	*0,9-19,04* *5,19*
CO	3,8-26,81 12,35
C_nH_m	0,03-3,57 1,23
H_2	0,01-0,26 0,07
Теплотворная способность газа кДж/м^3	2500

Список литературы

1. Литвиненко А.В. Лабораторно-экспериментальная установка для физического моделирования процесса подземной газификации углей в Южной Якутии// «Материалы III региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 10-летию технического института (филиал) Якутского государственного университета им. М.К. Аммосова в г. Нерюнгри (апрель 2002 г.)»/ Под. ред. Н.Н. Гриб. – г. Нерюнгри: 2003. – 454 с.

2. Шишаков Н.В. Основы производства горючих газов. – г.: Москва: Государственное энергетическое изд-во, 1948. – 475 с.

ВЛИЯНИЕ ФОРСИРОВАННОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ОТЛИВОК НА СТРУКТУРУ И СВОЙСТВА ШТАМПОВОЙ СТАЛИ 2Х5МФНС

Б.М. Жолдошов, В.С. Муратов,

Е.А. Морозова

Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Исследовано влияние скорости охлаждения после литья на структуру и свойства отливок из стали 2Х5МФНС. Химический состав исследуемой стали: 0,21%C, 1,16% Mn, 0,98%Si, 5,4%Cr,1,11%Ni, 1,2% V.Изучены три варианта охлаждения:

- №1 - форсированное – клинообразная отливка (основание клина - 80×80мм) после 10 минутной выдержки в форме извлекалась из нее и далее охлаждалась прерывистым погружением в воду. Схема охлаждения – 10 с в воде, 15 с на воздухе, 20 с в воде, 60 с на воздухе, 10 с в воде, на воздухе до 200˚С ;