

УДК 622.276.53

## Первые результаты эксплуатации скважин метанугольного месторождения в Индии с применением российских погружных насосных установок

*Е. В. Пошвин (ЗАО «Нововет-Пермь»),  
А. Н. Дроздов (РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина)*

**В работе рассмотрены вопросы эксплуатации скважин метанугольных месторождений. Показано, что первый в истории опыт зарубежного применения российских погружных насосных установок для эксплуатации скважин метанугольного месторождения в Индии оказался успешным.**

Одной из стран, интенсивно осваивающих добычу метана из метанугольных месторождений, является Индия. Добыча природного газа там в 2010 г. составила 40,6 млрд м<sup>3</sup> [1], что не обеспечивает потребностей страны, поэтому газ приходится импортировать. Вместе с тем Индия богата запасами угля, которые оцениваются в 92 млрд т (10,2 % от общемировых запасов), и занимает третье место в мире по этому показателю [2]. Индийские месторождения, как отмечается в [3], имеют высокий потенциал развития добычи угольного метана. В этой стране приняты активные меры по развитию эксплуатации метанугольных месторождений, что позволит повысить добычу газа и тем самым помочь в смягчении разрыва между спросом и предложением [2].

Следует отметить, что для обеспечения эксплуатации скважин метанугольных месторождений необходимо удалять

из них воду. На рис. 1 показана типичная характеристика работы скважины метанугольного месторождения, включающая стадию удаления воды, фазу стабильной добычи и этап падающей добычи [4]. Для удаления воды используются различные виды оборудования для механизированной добычи. Они включают маломощные погружные электроцентробежные насосы (ЭЦН) для водяных скважин, одновинтовые насосы, штанговые насосы и мощные системы ЭЦН нефтепромыслового типа. По мере того как вводимые в разработку залежи метанугольных месторождений становились глубже и обводненнее, происходило существенное увеличение использования высокопроизводительных ЭЦН большой мощности, которые стали составной частью оборудования скважин метанугольных месторождений [5]. При этом откачка воды из пласта в колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) ведется

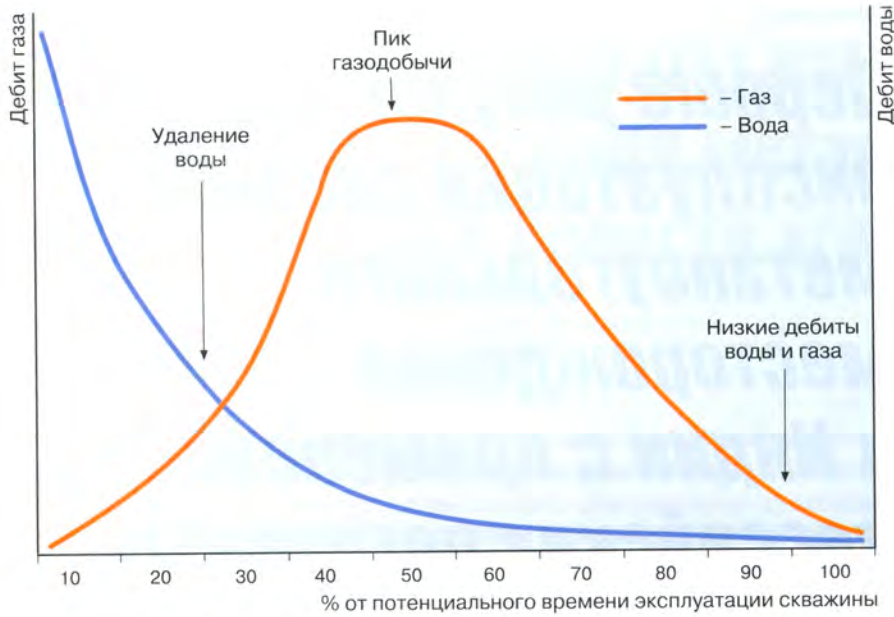


Рис. 1. Типичная характеристика работы скважины метанугольного месторождения

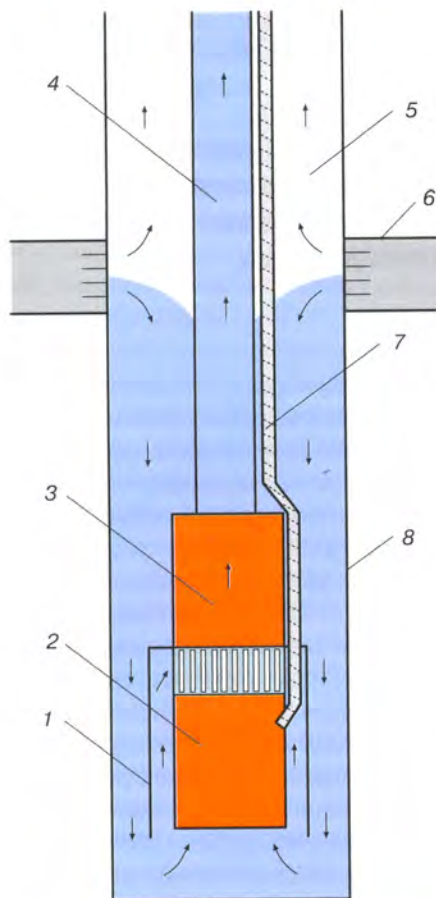


Рис. 2. Схема оборудования скважины метанугольного месторождения погружной насосной установкой:

- 1 – кожух; 2 – погружной электродвигатель; 3 – насос;
- 4 – НКТ; 5 – затрубное пространство; 6 – угольный пласт;
- 7 – кабель; 8 – эксплуатационная колонна скважины

погружным центробежным насосом, а метан поднимается на поверхность по затрубному пространству скважины.

Накопленный в настоящее время опыт дает возможность оперативно адаптировать для решения проблем эксплуатации скважин метанугольных месторождений погружные насосные установки, разработанные российскими учеными для добычи нефти и выпускаемые отечественными машиностроительными заводами [6, 7].

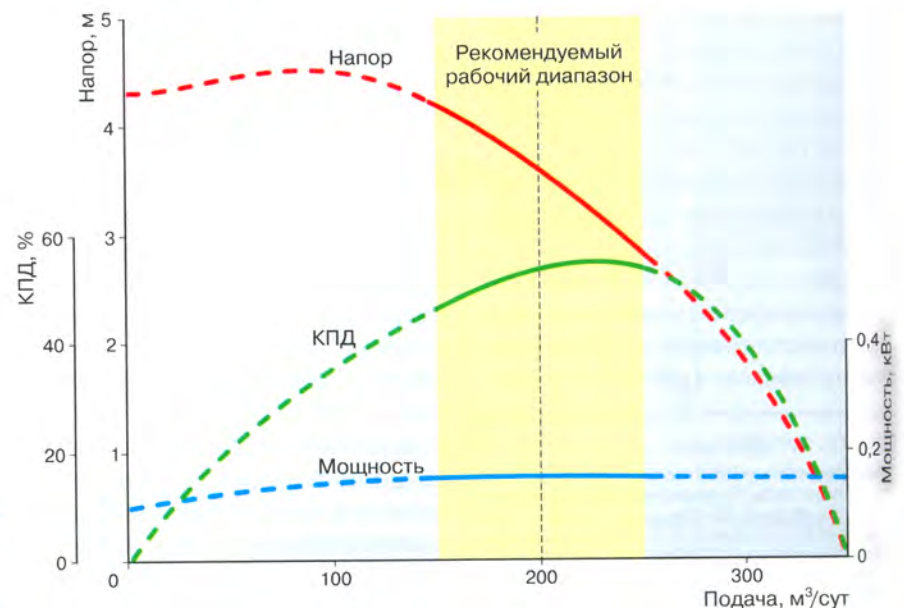


Рис. 3. Характеристика ступени насоса ВНН4-20 на воде плотностью 1000 кг/м³ при частоте тока 50 Гц

Организация высокотехнологичных производств конкурентоспособной на мировом рынке продукции поддерживается в России на государственном уровне. Правительство Российской Федерации утвердило Постановление от 9 апреля 2010 г. № 218 «О мерах государственной поддержки развития кооперации российских высших учебных заведений и организаций, реализующих комплексные проекты по созданию высокотехнологичного производства». Целью государственной поддержки является развитие кооперации российских высших учебных заведений и производственных предприятий, развитие научной и образовательной деятельности в российских вузах, стимулирование использования производственными предприятиями потенциала российских высших учебных заведений для развития наукоемкого производства и стимулирования инновационной деятельности в российской экономике.

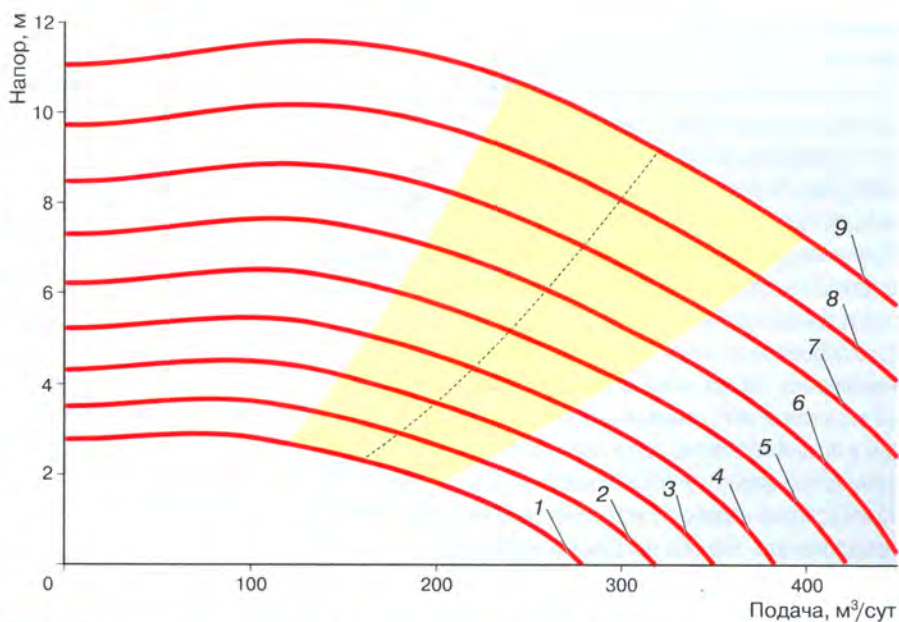
В рамках второго этапа конкурса объявленного согласно Постановлению № 218, в число победителей вошел проект ЗАО «Новомет-Пермь» и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина «Создание высокотехнологичного производства энергоэффективных, высоконадежных, конкурентоспособных на мировом рынке установок погружных насосов и практическая реализация технологий их применения для механизированной добычи нефти в осложненных условиях и повышения нефтеотдачи пластов».



ЗАО «Новомет-Пермь» и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина имеют многолетний плодотворный опыт в области разработки и внедрения погружных насосов, сепараторов, диспергаторов и струйных аппаратов для добычи нефти в осложненных условиях. Некоторые из этих разработок опубликованы ранее в [7].

В декабре 2010 г. индийской компании Great Eastern Energy Corporation Ltd (GEECL) были поставлены две погружные установки лопастных насосов производства ЗАО «Новомет-Пермь» для эксплуатации скважин на метаноугольном месторождении.

GEECL занимается промышленной добычей газа из метаноугольных пластов в Индии. Фирма эксплуатирует добывающие скважины на южном лицензионном блоке метаноугольного месторождения Ранигандже недалеко от города Асансол в Западной Бенгалии. Площадь южного блока Ранигандже составляет 210 км<sup>2</sup>, запасы угольного метана оцениваются в 56,7 млрд м<sup>3</sup>. На данном блоке пробурено 96 скважин, 68 из них находятся в стадии удаления воды и эксплуатации. При заканчивании скважин проводили гидроразрыв с использованием фракций песка 0,425–0,850 мм. Основные параметры пласта и скважин площади Асансол южного лицензионного блока метаноугольного месторождения Ранигандже приведены ниже.



**Рис. 4. Напорные характеристики ступени насоса ВНН4-200 на воде плотностью 1000 кг/м<sup>3</sup> при различных частотах тока:**

1 – 40 Гц, 79 Вт; 2 – 45 Гц, 112 Вт; 3 – 50 Гц, 154 Вт; 4 – 55 Гц, 205 Вт; 5 – 60 Гц, 266 Вт; 6 – 65 Гц, 338 Вт; 7 – 70 Гц, 422 Вт; 8 – 75 Гц, 519 Вт; 9 – 80 Гц, 630 Вт

Эффективная площадь для добычи угольного метана на этом блоке составляет 667 км<sup>2</sup>, установленные запасы газа – 27,8 млрд м<sup>3</sup>. Там в течение пяти лет начиная с первой половины 2012 г. планируется пробурить 50 разведочных и 30 пилотных добывающих скважин [8].

Для внедрения российского оборудования были выбраны скв. 4 и 30 площади

вомет-Пермь». Характеристика ступени данного центробежно-вихревого насоса при частоте тока 50 Гц (частота вращения вала 2820 об/мин с учетом скольжения) показана на рис. 3. При частотном регулировании рабочий диапазон насоса существенно расширяется (рис. 4). В комплектацию оборудования вошли также входные модули МВ4-17.11/000, клапаны обратные КОО-73.1-550/00 и спускные КС-73.1/00, погружные электродвигатели ПЭДНС45-96-1450/00, гидрозащиты 2ГЗН-86/0-01, кожухи КНС4-96-11600, кабельные линии ЛКП-120-16-850, удлинители УКН36-230-13-25/0 производства ЗАО «Новомет-Пермь», станции управления с частотными преобразователями «Электрон-05-400» ЗАО «ЭЛЕКТОН», трансформаторы ТМПНГ-102/3-1295 Минского электро-технического завода, устьевые арматуры для электронасосной эксплуатации скважин производства ОАО «АК «Корвет».

Монтаж, запуск и вывод установок на режим производились компанией «Новомет-сервис» в 2010 г. Погружная насосная установка на скв. 30 была смонтирована 9 декабря, спущена в скважину на глубину 729,2 м и запущена в эксплуатацию 13 декабря. На скв. 4 установку смонтировали 17 декабря, глубина спуска в скважину составила 848,6 м, а запуск в работу произвели 23 декабря. Обе скважины были без проблем выведены на режим и переданы в эксплуатацию компании GEECL.

Параметры	Значения
Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146
Наружный диаметр НКТ, мм	73
Глубина спуска насосов, м	700-850
Глубина скважин, м	1100
Дебиты воды, м <sup>3</sup> /сут	До 400
Линейное давление, МПа	0,084
Затрубное давление, МПа	0,098
Буферное давление, МПа	0,098
Напряжение и частота тока системы электропитания, В/Гц	440/50
Статический уровень жидкости, м	10
Пластовое давление, МПа	8,03
Пластовая температура, °С	57
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	1000
Максимальная концентрация твердых взвешенных частиц, мг/л	2078
Микротвердость взвешенных частиц по шкале Мооса	1,50-1,75

На конец сентября 2011 г. добыча метана на южном лицензионном блоке метаноугольного месторождения Ранигандже достигла около 237 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В дальнейшем здесь планируется пробурить еще 204 скважины.

В июне 2010 г. компания получила также лицензию на разработку метаноугольного блока Маннаргоди неподалеку от г. Тиручи-папалли в штате Тамилнад на юге Индии.

Асансол. Использовали погружные насосные установки с кожухом и спуском ниже интервала перфорации. Схема компоновки оборудования в скважинах приведена на рис. 2.

Необходимые значения дебитов для удаления воды из данных скважин составляли не менее 200 м<sup>3</sup>/сут. Исходя из этого для скважин были подобраны двухсекционные 137-ступенчатые насосы ВНН4-200 ЗАО «Но-

Динамические уровни после вывода на режим были около 500 м. Для привода установок используется дизельный электрогенератор, который останавливают каждые три дня на 4 ч для проведения техобслуживания. В остальное время обе погружные насосные установки работают в скважинах в непрерывном режиме. Компания GEECL в процессе эксплуатации скважин не проводит анализы, исследования и замеры дебитов жидкости. Количество добываемого газа по каждой скважине неизвестно, так как газовых расходомеров на скважинах нет (добываемый газ приходит в общий коллектор, где и производится суммарный замер). Учитывая высокую для таких условий наработку установок, можно предполагать, что оба погружных насоса в скважинах эксплуатируются в пределах рабочей части характеристик.

Добываемая на площади Асансол вода в условиях Индии является полезным ископаемым, так же как и метан угольных пластов. Удаляемая из скважин вода поступает в амбар, откуда направляется на орошение полей в близлежащие деревни.

В заключение можно сказать, что первый в истории опыт зарубежного применения российских погружных насосных установок для эксплуатации скважин метаноугольного месторождения оказался успешным. Несмотря на отсутствие должного контроля со стороны добывающей компании, насосные системы эксплуатируются безаварийно и уже достигли текущей наработки более года.

## Список литературы

1. Геленджик: ПНГ<sup>2011</sup> // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 22. – С. 22–24.
2. Nischal T.S., Kumar A. Natural Gas Scenario in India – The Recent Upswings, Concerns, and the Way Forward. – SPE 115700, Australia, 20–22 October, 2008.
3. Peters J. Evaluation Of Coalbed Methane Potential Of Jharia Basin, India. – SPE 64457, Australia, 16–18 October, 2000.
4. Bondurant A.V., Oyewole P.O. Getting the Last Gasp: Deliquification of Challenging Gas Wells. // Journal of Petroleum Technology, July 2008. – Vol. 60. – № 7. – P. 79–81.
5. Lannom R., Holmes B., McElduff B. Locating ESP's in Coalbed Methane Wellbores for Optimum Dewatering. – 2005 ESP WORKSHOP, The Woodlands, Texas, April 25–29, 2005.
6. Дроздов А.Н., Деньгаев А.В., Вербицкий В.С. Установки погружных насосов с газосепараторами для эксплуатации скважин с высоким газовым фактором // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2005. – № 6. – С. 12–20.
7. Дроздов А.Н. Механизированная эксплуатация скважин углеметановых месторождений: состояние и перспективы // Газовая промышленность. – 2009. – № 3. – С. 60–64.
8. Дроздов А.Н. Эксплуатация низконапорных газовых и газоконденсатных скважин механизированным способом // Газовая промышленность. Спецвыпуск «РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – 80 лет». – 2010. – С. 63–67.