



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОЛНЕЧНОЙ ТЕПЛОВОЙ УСТАНОВКИ С ПАРАБОЛОЦИЛИНДРИЧЕСКИМИ КОНЦЕНТРАТОРАМИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ В ВЕНЕСУЭЛЕ

В.А. Кузнецова¹, Р.В. Пугачев¹, М.Е. Росендо Чакон^{1,2}, А.С. Лопес Сааб^{1,2}

¹ФГБОУ ВПО Национальный исследовательский университет
«Московский энергетический институт»

РФ 111250, Москва, ул. Красноказарменная, д. 14
тел.: 8(495)362-72-51; e-mail: nvie@fee.mpei.ac.ru

²Национальный экспериментальный политехнический университет
национальных вооруженных сил

Венесуэла 02101, Маракай, ул. Маракай – Марияра
тел.: +58(243)554-64-21; e-mail: ingresopregrado@unefa.edu.ve

doi: 10.15518/isjaee.2015.10-11.012

Заключение совета рецензентов: 06.05.15 Заключение совета экспертов: 20.05.15 Принято к публикации: 03.06.15

В работе изложена инновационная технология повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) на основе солнечной тепловой установки. Авторы останавливаются на проблеме замены обычного парогенератора, работающего на органическом топливе, солнечным полем параболоцилиндрических концентраторов (ПЦ концентраторов). Рассматривается влияние неравномерности закачки пара на общую эффективность нефтедобычи, связанную с циклическим характером прихода солнечной энергии. Анализируются оптические и тепловые потери в ПЦ концентраторе. Цель статьи – показать возможность использования значительного потенциала солнечной энергии Венесуэлы для получения пара на основе солнечной тепловой установки с ПЦ концентраторами.

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи пластов (ПНП), солнечная тепловая установка, параболоцилиндрический концентратор, Венесуэла.

USE OF SOLAR THERMAL PLANT WITH PARABOLIC TROUGH CONCENTRATORS FOR THE PURPOSE OF THE ENHANCED OIL RECOVERY PROCESS IN VENEZUELA

V.A. Kuznetsova¹, R.V. Pugachev¹, M.E. Rosendo Chacon^{1,2}, A.C. Lopez Saab^{1,2}

¹National Research University «Moscow Power Engineering Institute»

14 Krasnokazarmennaya St., Moscow, 111250 Russian Federation
ph: +7(495)362-72-51, e-mail: nvie@fee.mpei.ac.ru

²Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional

Vieja Maracay – Mariara St., Maracay, 02101 Venezuela
ph: +58(243)554-64-21; e-mail: ingresopregrado@unefa.edu.ve



This article expounds an innovative technology for enhanced oil recovery (EOR) based on solar thermal plant. First of all the authors dwell on the problem of the replacement of conventional steam generators operating with fossil fuels by the solar field of parabolic trough concentrators. Then they discuss the impact of intermittent steam injection on overall efficiency of oil production, related to the cyclical nature of the incoming solar energy. Next they analyze the optical and thermal losses in parabolic trough concentrator. The purpose of this article is to show the possibility of using the vast potential of solar energy in Venezuela in order to produce steam with parabolic trough concentrator solar plant.

Keywords: enhanced oil recovery (EOR), solar steam plant, parabolic trough concentrator, Venezuela.



Валентина Андреевна
Кузнецова
Valentina A. Kuznetsova

Сведения об авторе: старший преподаватель кафедры «Гидроэнергетика и возобновляемые источники энергии» НИУ МЭИ.

Образование: НИУ Московский Энергетический институт (1972).

Область научных интересов: возобновляемые источники энергии, солнечная и ветровая энергетика, гидроэнергетика.

Публикации: более 60.

Information about the author: senior lecturer of the "Hydropower and Renewable Energy" department.

Education: NRU Moscow Power Engineering Institute (1972).

Research area: renewable energy, solar and wind energy, hydropower.

Publications: more than 60.



Роман Викторович Пугачев
Roman V. Pugachev

Сведения об авторе: доцент кафедры «Гидроэнергетика и возобновляемые источники энергии» НИУ МЭИ.

Образование: НИУ Московский Энергетический институт (1999).

Область научных интересов: возобновляемые источники энергии.

Публикации: 40.

Information about the author: professor of the "Hydropower and Renewable Energy" department.

Education: NRU Moscow Power Engineering Institute (1999).

Research area: renewable energy.

Publications: 40.



Милица Елена Росендо Чакон
Militza E. Rosendo Chacon

Сведения об авторе: аспирантка кафедры «Гидроэнергетика и возобновляемые источники энергии» НИУ МЭИ.

Образование: Экспериментальный политехнический национальный университет национальных вооруженных сил, Венесуэла (2009).

Область научных интересов: возобновляемые источники энергии, солнечная энергетика.

Публикации: 5.

Information about the author: postgraduate student of the "Hydropower and Renewable Energy" department.

Education: Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional (2009).

Research area: renewable energy, solar energy.

Publications: 5.



Андрес С. Лопес Сааб
Andres C. Lopez Saab

Сведения об авторе: аспирант кафедры «Гидроэнергетика и возобновляемые источники энергии» НИУ МЭИ.

Образование: Экспериментальный политехнический национальный университет национальных вооруженных сил, Венесуэла (2009).

Область научных интересов: возобновляемые источники энергии, солнечная энергетика.

Публикации: 5.

Information about the author: postgraduate student of the "Hydropower and Renewable Energy" department.

Education: Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional (2009).

Research area: renewable energy, solar energy.

Publications: 5.

Введение

Мировые ресурсы нетрадиционной нефти, такие как тяжелая, сверхтяжелая нефть и битум составляют значительную часть мирового объема добычи. Однако высоковязкая природа данных ресурсов означает, что только малая их часть может быть извлечена с помощью недорогих и простых первичных и вторичных методов нефтедобычи. Большие объемы добычи требуют сложных и затратных третичных методов, известных как повышение нефтеотдачи пластов (ПНП). При этом для реализации процесса ПНП требуется сжигать органическое топливо для выработки пара, что наносит вред окружающей среде, поэтому в настоящее время возобновляемые виды энергии используют не только для того, чтобы в будущем, возможно, заменить ими производство сырой нефти, но и для добычи ископаемого топлива более безопасным и эффективным способом. Инновационный пример – солнечная тепловая установка с параболическими концентраторами (ПЦ концентраторами).

Нетрадиционные ресурсы нефти

Венесуэла обладает огромными запасами нефтяных ресурсов, при этом 70 % составляет тяжелая нефть. По данным ОПЕК, Венесуэла к концу 2010 г. заняла первое место по разведанным запасам. Они составляют 297,6 млн барр (около 20 % мировых запасов) [1]. Другая оценка ресурсов тяжелой нефти Венесуэлы предоставлена Геологической службой США (USGS, 2009) [2], согласно которой нефтеносный пояс Ориноко содержит объем от 380 до 652 млрд баррелей технически извлекаемой тяжелой нефти.

Характеристики венесуэльской нефти (тяжелая, сверхтяжелая и нефтеносные пески) приводят к необходимости применять тепловые методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП).

Самая большая зона залегания тяжелой нефти на территории Венесуэлы показана на рисунке 1 [3].

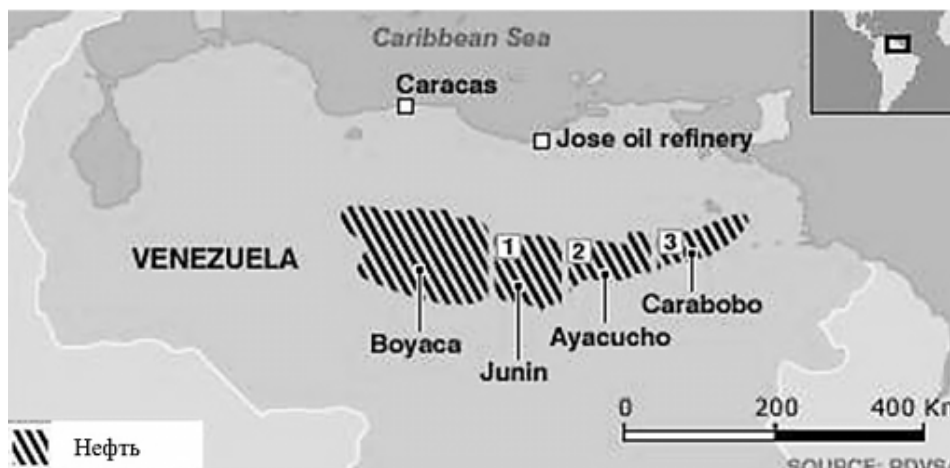


Рис. 1. Нефтеносные пески Ориноко
Fig. 1. Orinoco Belt

Повышение нефтеотдачи пластов

Термин «повышение нефтеотдачи пластов» подразумевает введение жидкостей, которые снижают

вязкость и улучшают текучесть нефти. Накачиваемые в нефтяной пласт жидкости могут состоять из компонентов, которые способны смешиваться с нефтью (обычно это углекислый газ, пар, воздух или

кислород, полимерный раствор, гели, щелочные растворы и т.д.). ПНП относится к таким технологиям и стратегиям, которые используются нефтяными компаниями для максимального увеличения добычи нефти из существующих пластов.

Выбор подходящей для применения жидкости или технологии в конкретном нефтяном месторождении зависит от глубины скважины [4], свойств содержащейся в ней нефти и экономических возможностей месторождения (рис. 2).

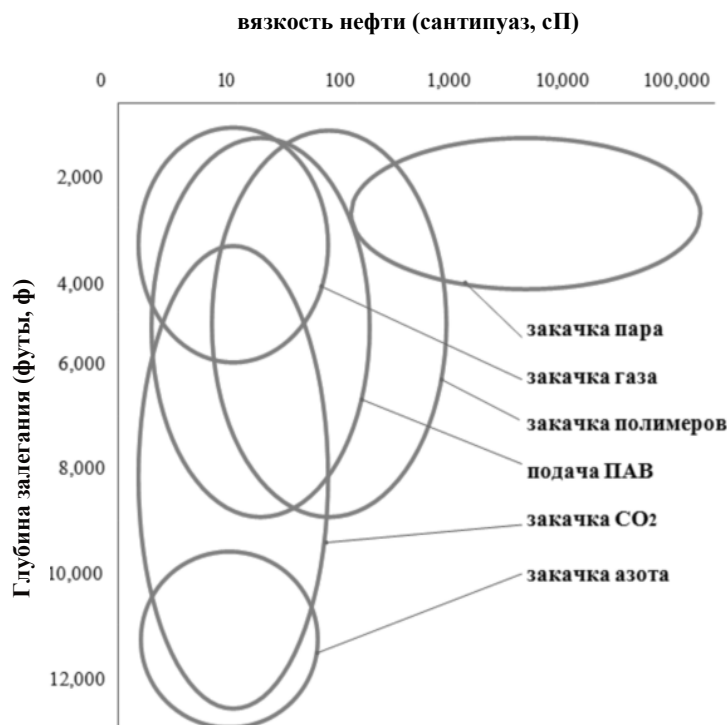


Рис. 2. Выбор технологии ПНП на основе глубины залегания и вязкости нефти
Fig. 2. Enhanced Oil Recovery technology selection due to oil deposit deepness and oil viscosity

Закачка пара для разжижения нефти или полимеров для загущения воды и увеличения нефтеотдачи больше подходит для нефтяных месторождений с высокой вязкостью. И наоборот, углекислый и другие газы, которые способны смешиваться с нефтью и уменьшать остаточную нефтенасыщенность в месторождении, лучше подходят для маловязких месторождений с большой глубиной, давлением и температурой.

Из доступных сегодня методов ПНП добыча вязкой нефти остается неразрывно связанной с тепловыми методами ПНП на основе пара (далее П-ПНП). П-ПНП представляет собой введение больших объемов пара в месторождение с целью уменьшения вязкости нефти и улучшения ее подвижности, и, следовательно, увеличения производства нефти.

Методы ПНП активно применяются в США, Венесуэле, Индонезии, Омане, Канаде и Китае.

Тепловые ПНП. Тепловые методы ПНП используются преимущественно в месторождениях тяжелой, сверхтяжелой нефти и в нефтеносных песках.

Основная цель тепловой нефтедобычи – сократить вязкость пластовой нефти в месторождении и ускорить нефтедобычу. В основном этого можно достичь, повысив температуру сырья при нагрева-

нии. Горячая вода и пар – отличные проводники тепла, но пар больше используется в тепловых ПНП-проектах.

Для нагревания нефти используется метод подачи пара под высоким давлением в толщу пород, что способствует уменьшению ее вязкости. Тепловой метод повышения нефтеотдачи пластов на основе пара – старейший метод ПНП, который стали применять около 50 лет назад. Месторождение Тиа Хуана в Венесуэле – одно из самых первых паровых П-ПНП проектов в мире [5].

Сегодня П-ПНП остается доминирующим методом. Около 35 % активных проектов ПНП в мире используют пар для введения в месторождение.

Тепловые методы повышения нефтеотдачи пластов на основе пара (П-ПНП)

Сегодня существуют три основных используемых на практике вида П-ПНП: циклическое нагнетание пара в пласт, непрерывное нагнетание пара (паровой поток) и парогравитационный дренаж. В данном разделе представлен обзор этих процессов.

Циклическое нагнетание пара в пласт, также известное как пароциклическая обработка скважин



(ПЦО), представляет собой перенос тепла в месторождение путем периодического введения пара в нефтеносную скважину для уменьшения вязкости пластовой нефти и увеличения ее подвижности. ПЦО особенно успешно применяется для добычи высоковязкой нефти и битума [6].

В проектах ПЦО пар сначала вводится в место-

рождение на срок в несколько дней или недель, затем нефтяная скважина закрывается, чтобы пласт пропитался этим паром. Далее скважина открывается на длительное время для откачки смеси горячей нефти и воды и, когда производство нефти снижается до минимального экономического уровня, полный цикл повторяется. Полный цикл ПЦО показан на рисунке 3.

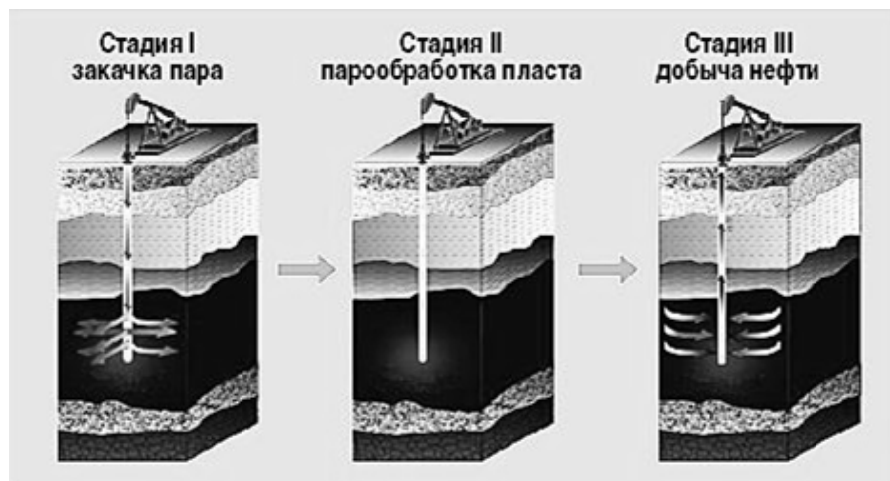


Рис. 3. Циклы производства методом ПЦО
Fig. 3. Cyclic Steam Stimulation production cycles

Основной недостаток ПЦО – низкий уровень добычи нефти, который составляет от 3 до 15 % всей нефти в скважине. [7].

В целом показатели добычи нефти непрерывным нагнетанием пара обычно выше, чем методами ПЦО.

Непрерывное нагнетание пара. Более современная и сложная техника, чем ПЦО, известна как паровой поток. Кроме уменьшения вязкости нефти, вводимый пар отодвигает нефть в стороны по направлению к производственным скважинам (рис. 4). В от-

личие от ПЦО эта техника дает возможность использовать несколько скважин для введения пара и производства нефти, что позволяет заполнить паром большую часть месторождения. Существующий опыт показывает, что ПЦО повышает тепловую эффективность, но со сравнительно малой общей нефтедобычей. И наоборот, паровой поток демонстрирует более высокие показатели нефтедобычи (до 40 %), но с большим потреблением пара.

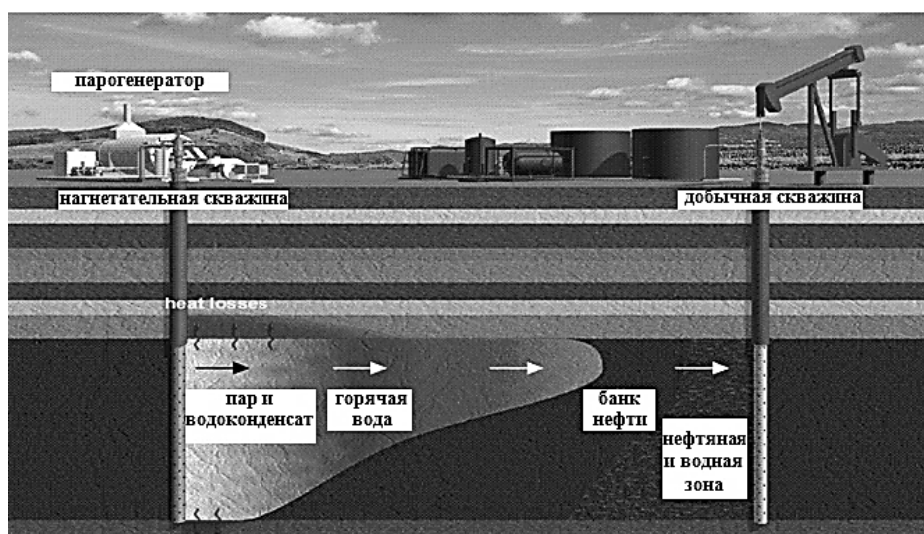


Рис. 4. Процесс непрерывного нагнетания пара
Fig. 4. Continuous Steam Injection process

Парогравитационный дренаж (SAGD). Вязкость некоторых типов нефти, например битума, находящихся в нефтеносных песках Венесуэлы, так высока, что почти все привычные методы производства не работают на практике. Битум особенно недвижим в скважинных условиях, и, следовательно, введение любых жидкостей довольно проблематично. До недавнего времени ПЦО был единственно возможным методом добычи битума из нефтеносных песков. Основная трудность, с которой можно столкнуться при непрерывном нагнетании пара и ПЦО, – это то, что даже разогретый битум не всегда позволяет направить нагретую жидкость в скважины [8], поэтому взаимодействие между жидкостью и производственными скважинами очень низкое. Нагретый битум остывает и снова обретает свою вязкость на пути к холодному резервуару производственной скважины, что препятствует достижению необходимого нефтепотока.

Парогравитационный дренаж – это особая форма парового потока, который изначально был разработан для добычи битума. Основная определяющая черта процесса парогравитационного дренажа – использование двух параллельных горизонтальных скважин, обычно расположенных на расстоянии 5 метров друг от друга [9].

На рис. 5 показан механизм процесса, при котором пар непрерывно поступает в верхний колодец, вытесняя нефть и конденсируемую воду в нижний колодец. В литературе [6] показано, что если пар поступает выше, но близко к производственной скважине, то он будет подниматься, а более тяжелый конденсат и нагретая нефть будут опускаться. Под действием гравитации нагретая нефть стекает к нижнему горизонтальному колодцу, отсюда и название процесса – гравитационный дренаж.

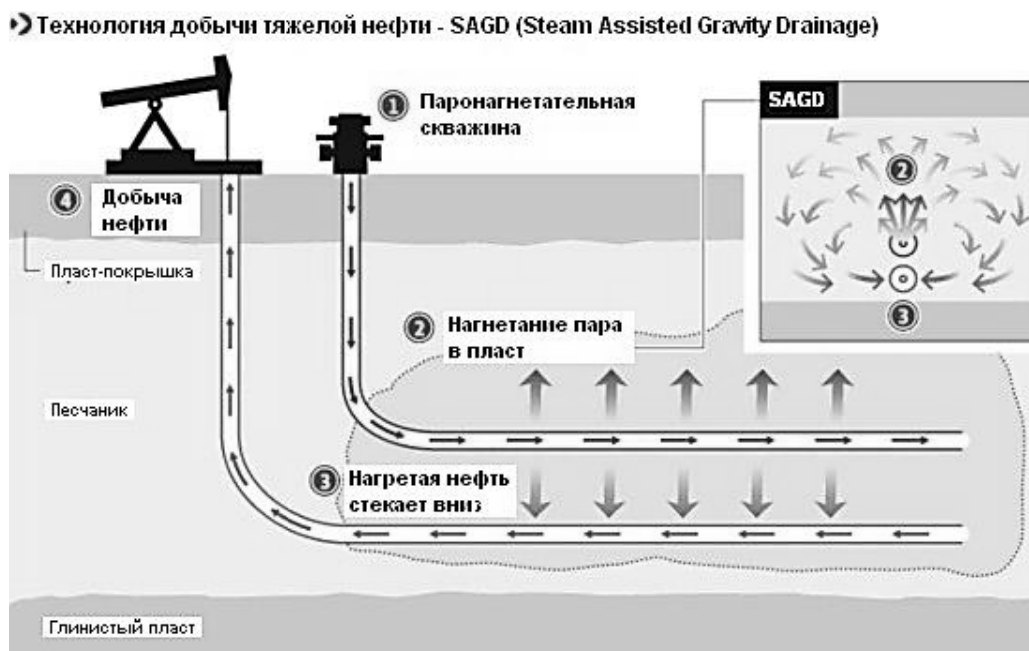


Рис. 5. Процесс парогравитационного дренажа
Fig. 5. Steam Assisted Gravity Drainage process

Основные достоинства парогравитационного дренажа:

- высокий объем нефтедобычи 50–70 % [10];
- меньшее количество пара на баррель производимой нефти, чем в других П-ПНП;
- возможность добычи более тяжелого битума без обширного предварительного нагревания, ведь в отличие от обычного непрерывного нагнетания пара нефть остается горячей при перемещении в производственную скважину.

Потребление топлива и выброс углекислого газа при П-ПНП.

Преимущества солнечной тепловой установки для окружающей среды

Добыча тяжелой нефти – энергоемкий процесс, который требует тепловой энергии. Эта энергия, как правило, поступает путем конверсии природного топлива. Пар для операций П-ПНП обычно вырабатывается с использованием прямоточных паровых генераторов (рис. 6).



Fig. 6. Typical schematic model of steam based enhanced oil recovery

Согласно исследованию “EnergyPolicy” и Всемирного банка, Венесуэла занимает первое место среди стран Латинской Америки по выбросам CO₂ на душу населения (рис. 7).

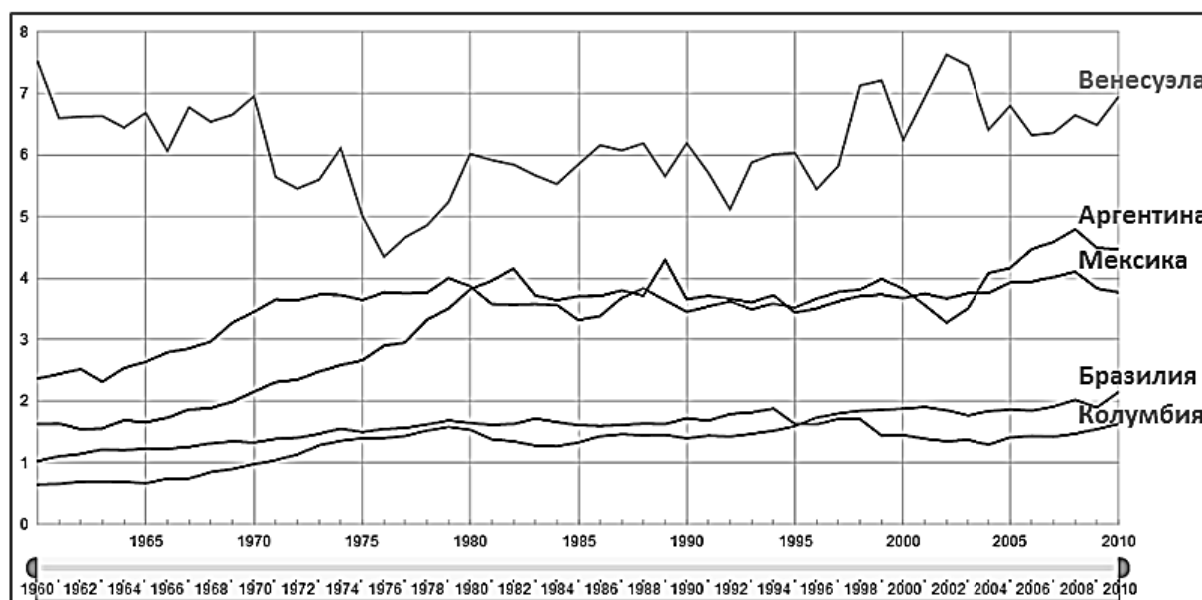


Рис. 7. Выбросы CO₂ на душу населения в Латинской Америке [11, 12]
Fig. 7. Carbon dioxide pollution per capita in Latin America [11, 12]

путем сжигания природного газа. В ПНП для получения пара вместо природного газа можно применять технологию концентрирования солнечной энергии на основе солнечной тепловой установки. Параболоцилиндрические рефлекторы используются для отражения и концентрации солнечного света на приемники, собирающие солнечную энергию и конвертирующие ее в тепловую энергию, из которой затем получают водяной пар.

Применение технологии ПЦ концентратора в тепловом секторе ПНП нефтяной промышленности дает возможность производить большое количество

пара на экономически выгодных условиях и безопасно для окружающей среды.

Технологии ПЦ концентраторов могут производить пар в таком же количестве и такой же температуры, как и природный газ. В результате появляется возможность сократить количество природного газа, используемого в обычных П-ПНП, и направить его на другие нужды, такие как производство электроэнергии, водоопреснение и промышленное развитие. Хотя производство и подача пара с ПЦ концентраторами могут изменяться во времени, это, как можно будет убедиться в ходе дальнейших рассуждений, не имеет негативного влияния на уровень нефтедобычи [13]. Таким образом, солнечные ПЦ концентраторы могут заменить природный газ для производства пара, необходимого при ПНП.

Перспективы ПЦ концентратора в П-ПНП

Использование ПЦ концентраторов в П-ПНП ограничено месторождениями тяжелой нефти в районах с обильным солнечным светом, в то же время пригодность многих нефтяных месторождений для данной технологии несомненна. Венесуэла обладает большими запасами нефтяных ресурсов, при этом 70 %, как уже было сказано, составляет тяжелая нефть, а значительный потенциал солнечной энергии делает Венесуэлу очень благоприятным районом для использования ПЦ концентраторов совместно с тепловыми ПНП. Среднесуточный приход солнечной радиации на трех четвертях территории страны составляет 4,5–6,7 кВт/м² в сутки. При этом не существует значительных колебаний прихода солнечной радиации в течение года.

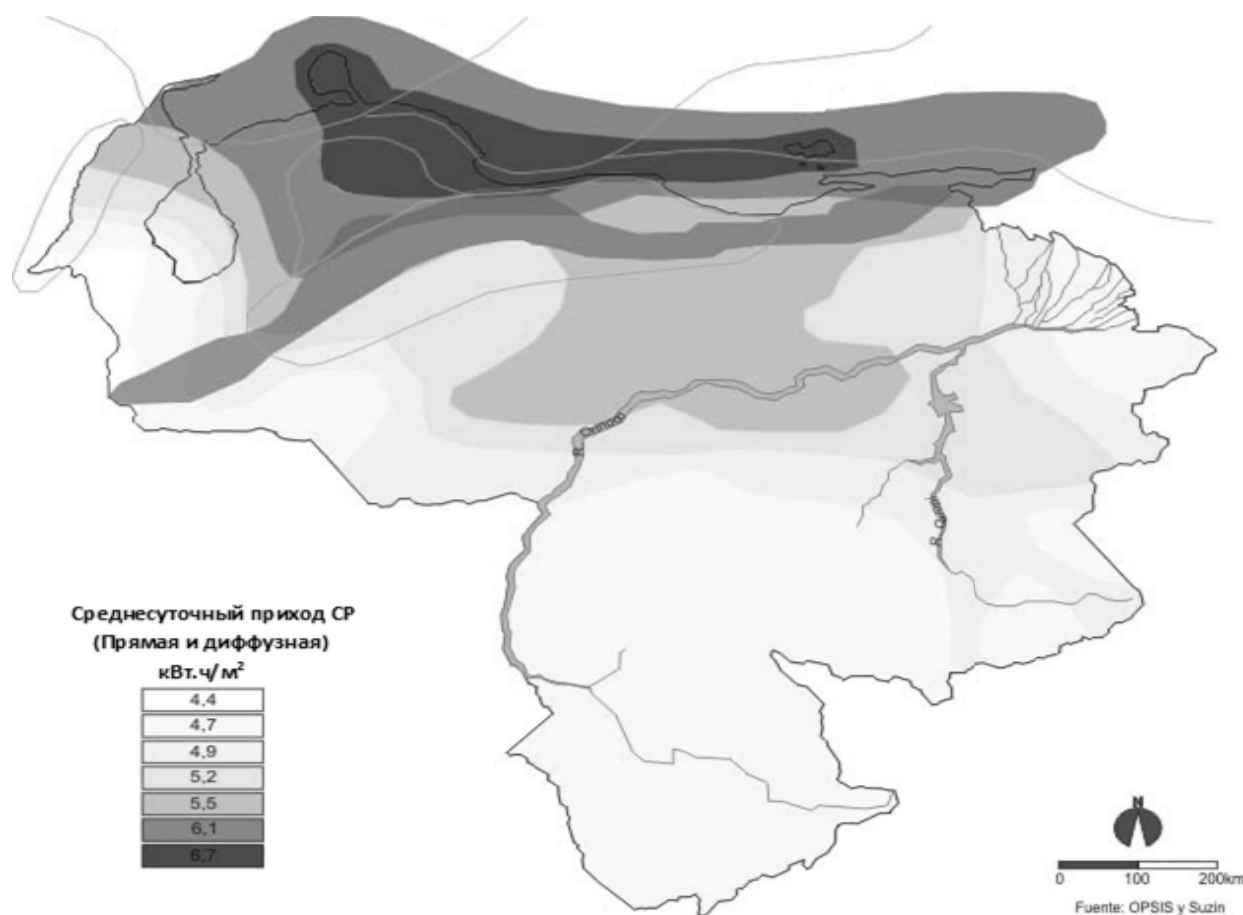


Рис. 8. Приход солнечной энергии на территорию Венесуэлы [14]
Fig. 8. Solar radiation incoming in Venezuela [14]

Влияние непостоянного режима подачи пара на эффективность добычи нефти

Большинство тепловых методов повышения нефтеотдачи пластов на основе пара (П-ПНП) требуют непрерывной подачи. Однако пар, получаемый с помощью солнечной энергии, зависит от времени суток и сезона, что приводит к неустойчивости процессов производства пара в дневное/ночное время, а также при смене сезонов. Следовательно, необходимо тщательно оценить влияние непостоянного режима подачи пара на эффективность добычи нефти с использованием солнечной энергии.

Экспериментальное изучение влияния суточной неравномерности нагнетания пара на эффективность добычи нефти проводилось в 1982 г [15]. В этой работе показано, что при одинаковом суточном объеме нагнетаемого пара на первом этапе постоянная по времени подача пара приводит к более высоким темпам добычи нефти, но в дальнейшем при вспрекивании такого же суточного объема пара (пар поступал только в течение 12 часов) добыча нефти выравнивается, однако происходит это значительно позже по времени (почти на 38 %).

Недавнее и более детальное исследование для оценки подпочвенной эффективности третичных способов нефтедобычи с использованием солнечной энергии было проведено компаниями Shell Technology Oman и PetroleumDevelopmentOman (PDO). Цель – определить снижение эффективности нефтедобычи вследствие сезонной цикличности объема пара, производимого с помощью солнечной энергии [13].

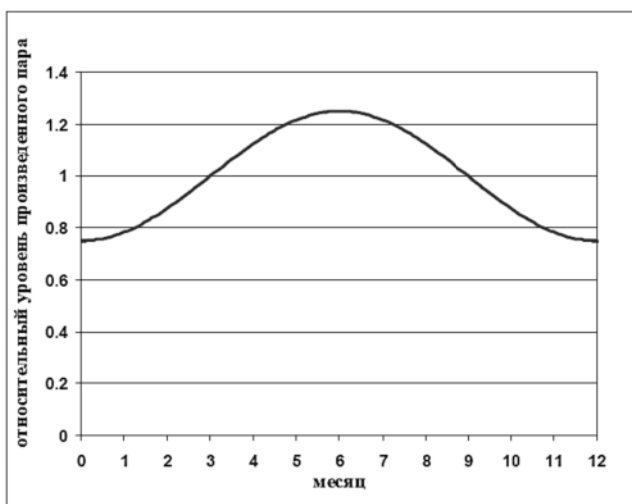


Рис. 9. Сезонное изменение предполагаемого уровня пара, произведенного с использованием солнечной энергии

Fig. 9. Seasonal changes of expected steam level produced with solar energy

Сезонное изменение объема производимого пара моделировалось колебательной функцией с амплитудой $\pm 25\%$ от среднегодового уровня. При этом полагалось, что при одинаковом объеме закачанного пара закачка вместо 24 часов производится только в течение 10 часов в сутки, т.е. фактический объем пара выше на коэффициент 2,4 (24 ч/10 ч), чем сезонный уровень.

В работе моделировались два типичных характера геологической природы нефтяного коллектора: трещиноватый и безтрещиноватый.

Некоторые результаты исследования представлены на рисунках 10 и 11. На рисунке 10 приводятся сравнительные данные объема нефтедобычи при использовании солнечной энергии и при непрерывной подаче в трещиноватый коллектор.

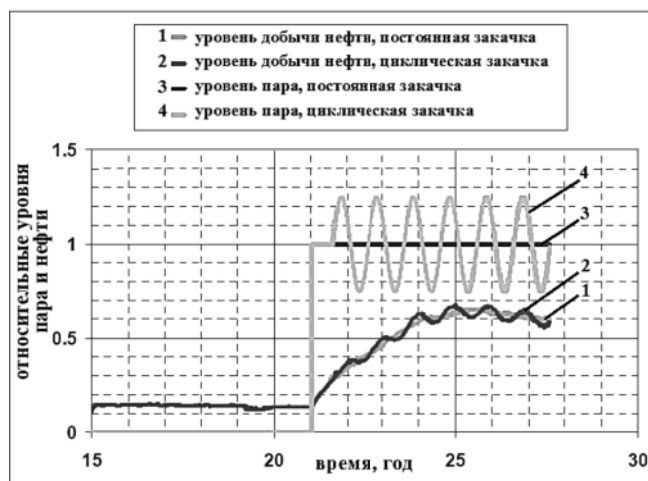


Рис. 10. Моделирование нарастания объема добычи нефти при постоянном и циклическом закачивании пара в трещиноватый коллектор

Fig. 10. Modeling of oil extraction volume increase under constant and cyclical steam injection in fractured reservoir

Из этого следует, что при постоянной и циклической закачке пара характер нарастания объема добычи нефти в течение времени практически совпадает.

На рисунке 11 видно, что сезонные колебания расхода пара соответствуют колебаниям дебита нефти. В данном случае было установлено, что относительное изменение расхода пара на $\pm 25\%$ приводит к относительному изменению объема нефти на $\pm 7\%$.

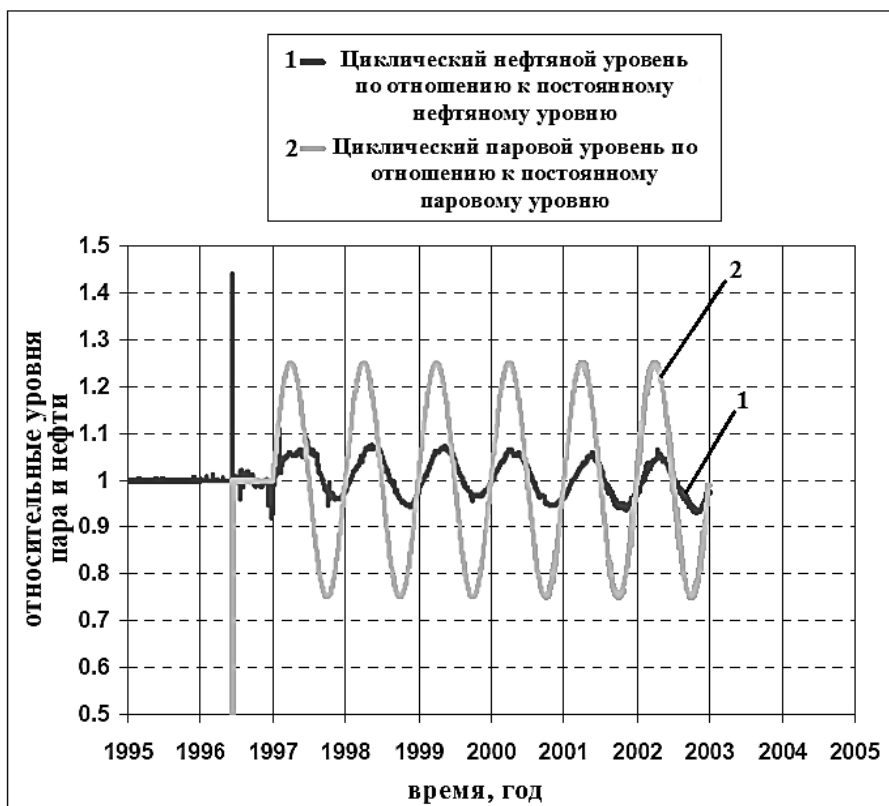


Рис. 11. Моделирование закачивания пара в трещиноватый коллектор
Fig. 11. Modeling of steam injection in fractured reservoir

Влияние циклической закачки пара было более заметно в безтрещиноватом коллекторе. Относительное изменение расхода пара на $\pm 25\%$ было изначально отражено в относительном изменении скорости потока нефти на $\pm 25\%$, но позднее уменьшилось до $\pm 5\%$.

Как все предыдущие, так и это исследование доказали, что несмотря на циклические изменения объема добычи, закачка одного и того же количества пара в течение одинакового промежутка времени приводит к одинаковой эффективности добычи нефти. Следовательно, с точки зрения добычи, пар, производимый солнечной энергией, является приемлемой альтернативой постоянному режиму нагнетания пара.

Выработка пара с ПЦ концентраторами

На рис. 12 представлено схематичное изображение системы бестопочного котла с ПЦ концентраторами. Жидкость, поглощая солнечную энергию, нагревается и через теплообменник передает тепловую энергию во внешний контур, где образуется пар.

Диапазон температуры, который идеально подходит для работы с ПЦ концентраторами, составляет от 425 K° до 675° K . Для более высоких температур тепловые потери этого типа ПЦ концентраторов становятся значительными и снижают КПД. Для температур ниже 425 K° применяются более дешевые типы концентраторов.

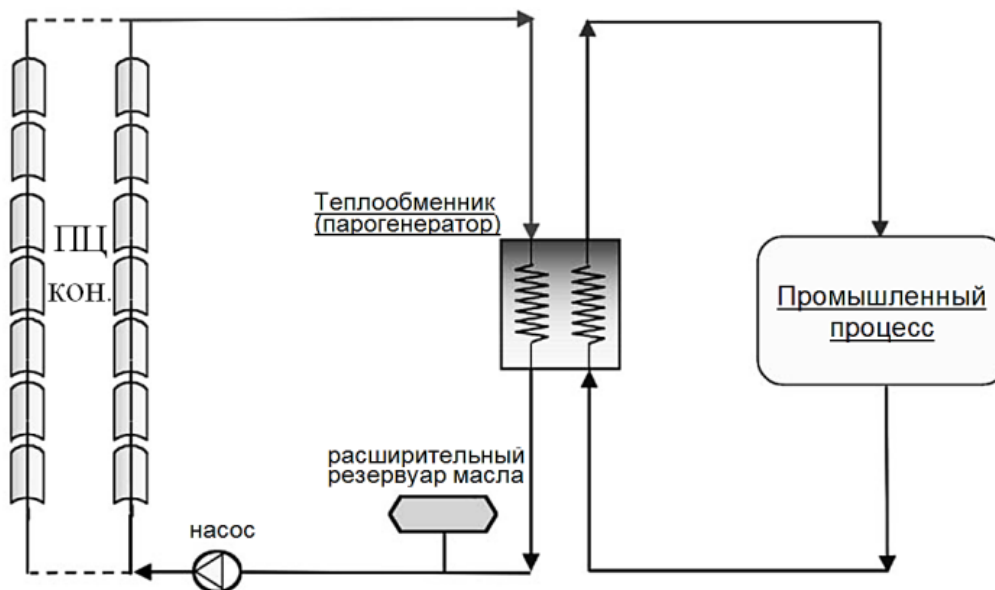


Рис. 12. Генерирующая система пара с ПЦ концентраторами
Fig. 12. Parabolic trough concentrator steam generating system

Тип теплоносителя (НТФ), используемого в ПЦ концентраторах, зависит от температуры, которая должна быть достигнута. Если требуются умеренные температуры ($< 450 \text{ K}^\circ$), то при использовании деминерализованной воды в качестве теплоносителя не возникает серьезных проблем, так как давление не является чрезмерно высоким. С другой стороны, синтетическое масло используется в случаях, когда необходимы более высокие температуры ($400 \text{ K}^\circ < T < 675 \text{ K}^\circ$).

Это означает, что если необходимо иметь горячую воду на выходе из ПЦ концентратора до 590 K° , то давление в контуре должно быть выше 10 МПа.

Наоборот, масло можно нагреть до 590 K° , но поддерживать давление в контуре около 1,5 МПа, так как давление насыщенных паров масла для этих температур намного меньше, чем воды. А работа при более низком давлении допускает использование менее дорогих материалов для труб, упрощает монтаж и меры безопасности.

Таким образом, процесс парообразования должен проводиться при определенной температуре, чтобы пар от ПЦ концентратора доставлялся при переменной скорости потока в зависимости от солнечного излучения в отверстия солнечных коллекторов. Поскольку количество получаемой солнечной энергии меняется ввиду облачности или других причин, выходную температуру коллектора можно поддерживать постоянной, изменяя скорость потока масла через коллекторы.

Энергетический баланс ПЦ концентратора

В результате всех оптических, геометрических и тепловых потерь, которые существуют в ПЦ концентраторе, полезная тепловая энергия от ПЦ концен-

тратора меньше, чем энергия, полученная в идеальных условиях при отсутствии перечисленных потерь. Именно поэтому необходимо объяснить расчеты, связанные с определением энергетического баланса ПЦ концентратора.

Мощность излучения над активной поверхностью параболического концентратора, получаемая вследствие прямого солнечного излучения, $N_{Q_{\text{солнце}} \rightarrow \text{концентратор}}$ определяется по формуле [16]:

$$N_{Q_{\text{солнце}} \rightarrow \text{концентратор}} = F_K R_{\text{пр}}^{\text{уд}} \cos(\theta), \quad (1)$$

где $N_{Q_{\text{солнце}} \rightarrow \text{концентратор}}$ – мощность солнечного излучения над активной поверхностью ПЦ концентратора (Вт); F_K – площадь отражающей поверхности ПЦ концентратора, (м^2); $R_{\text{пр}}^{\text{уд}}$ – удельная интенсивность потока прямой солнечной радиации (ПСР), ($\text{Вт} / \text{м}^2$); θ – угол падения ($^\circ$).

Угол падения. Угол, который образуют солнечной вектор и нормаль к плоскости открытия ПЦ концентратора, имеет большое значение при расчете полезной энергии, поставляемой ПЦ концентратором. Угол падения θ не только определяет, какая часть прямой солнечной радиации пригодна для ПЦ концентратора [$R_{\text{пр}}^{\text{уд}} \cos(\theta)$], но и область полезного открытия ПЦ концентратора (потери на конце ПЦ концентратора; потери из-за положения рядов ПЦ концентраторов относительно друг друга, т.е. потери из-за затенения, и т.д.).

Таким образом, расчет угла падения является существенным, если нужно знать или предсказать термическое поведение ПЦ концентратора. Необходимо помнить, что угол падения зависит, среди про-

чих факторов, от географических координат (широта φ и долгота λ) того места, где расположены ПЦ концентраторы, а также дня и времени суток.

Для расчета угла падения необходимо иметь четкие критерии значений, принятых для системы осей. Критерии приведены на рис. 13.

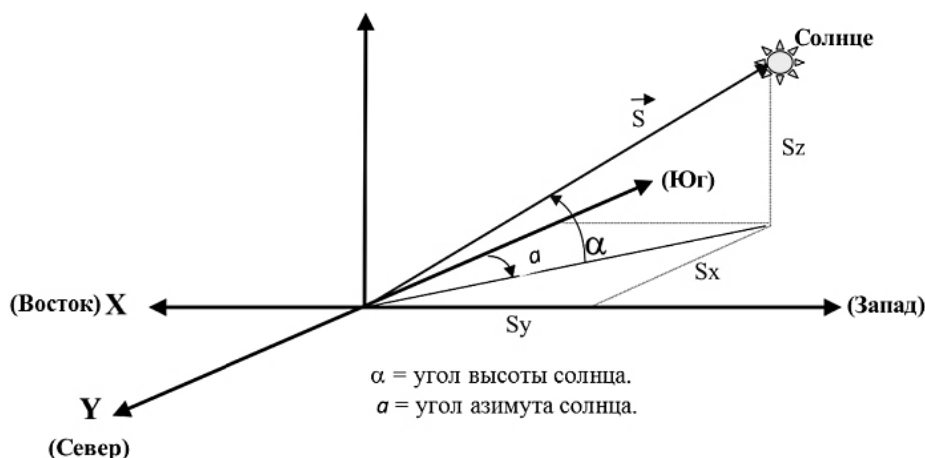


Рис. 13. Система координат, принятая для расчетов
Fig. 13. Coordinate system adopted for the calculation

• Во-первых, рассчитывается склонение δ в градусах для определенного дня и года:

$$\delta = \arcsin \left(\sin(\delta_0) \sin \left((N-80) \frac{360}{365,25} \right) \right), \quad (2)$$

$$\delta_0 = 23,4523 - (0,46845(Y-1900)/3600), \quad (3)$$

где Y – год; N – число суток с начала года ($1 \leq N \leq 365$).

На рисунке 14 показано взаимоположение Земли и Солнца, когда склонение δ максимально и составляет $23,45^\circ$ 21 июля и $-23,45^\circ$ 21 декабря.

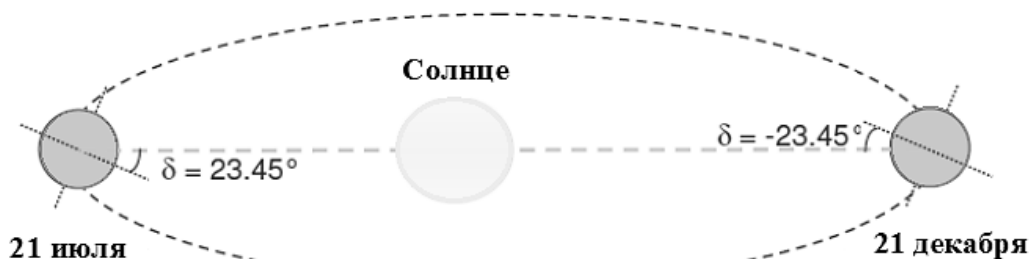


Рис. 14. Угол наклона
Fig. 14. Angle of inclination

• Рассчитывается часовой угол ω для данного солнечного времени, ST :

$$\omega = 15(12 - ST). \quad (4)$$

• Угол падения рассчитывается, принимая во внимание условие, при котором ПЦ концентратор удобно расположен: ось вращения ПЦ концентратора, солнечный вектор и вектор нормали к плоскости открытия ПЦ концентратора должны находиться в одной плоскости.

Таким образом, для ПЦ концентраторов, ориен-

тированных на восток-запад или север-юг, расчет угла падения производится по следующим выражениям [17]:

– ПЦ концентраторы с горизонтальной осью вращения, ориентированной с востока на запад:

$$\theta = \arccos \left(\sqrt{1 + \cos^2 \delta (\cos^2 \omega - 1)} \right); \quad (5)$$

– ПЦ концентраторы с горизонтальной осью вращения, ориентированной с севера на юг:

$$\theta = \arccos \left(\cos \delta \sqrt{(\cos \varphi \cos \omega + \tan \delta \sin \varphi)^2 + \sin^2 \omega} \right). \quad (6)$$

Полезная тепловая мощность, обеспеченная ПЦ концентратором, задается в условиях увеличения энтальпии, испытываемой рабочей жидкостью в ПЦ концентраторе:

$$N_{Q_{k \rightarrow ж}} = q_m (h_{out} - h_{in}), \quad (7)$$

где $N_{Q_{k \rightarrow ж}}$ – полезная мощность ПЦ концентратора (Вт); q_m – массовый расход рабочей жидкости (кг / с); h_{in} – удельная энтальпия рабочей жидкости на входе ПЦ концентратора (Дж / кг); h_{out} – удельная энтальпия рабочей жидкости на выходе ПЦ концентратора (Дж / кг).

Эффективность параболоцилиндрического концентратора определяется тремя различными переменными:

- оптической эффективностью $\eta_{opt, 0^\circ}$, которая включает все оптические потери в ПЦ концентраторе с нулевым углом падения;
- тепловой эффективностью η_{th} , которая включает все тепловые потери, возникающие в ПЦ концентраторе;
- модификатор из-за угла падения $K(\theta)$, который включает все геометрические и оптические потери,

происходящие в ПЦ концентраторе при условии, что угол падения больше нуля ($\theta > 0^\circ$).

Оптические, геометрические и тепловые потери в ПЦ концентраторе

Оптические потери происходят в результате того, что нет:

- отражающей поверхности ПЦ концентратора, которая является идеальным отражателем;
- абсолютно прозрачного стекла, охватывающего металлическую трубку;
- селективного покрытия металлической трубки, являющегося идеальным поглотителем;
- идеальной геометрии ПЦ концентратора.

Эти несовершенства приводят к тому, что только часть прямого солнечного излучения, падающего на приемную площадку ПЦ концентратора, достигает жидкости, циркулирующей внутри трубки поглотителя (абсорбера). С того момента как луч падает на приемную площадку ПЦ концентратора (параболоцилиндрический рефлектор) и до тех пор пока он не достигнет жидкости (рис. 15), можно определить четыре основных параметра, связанных с оптическими потерями.

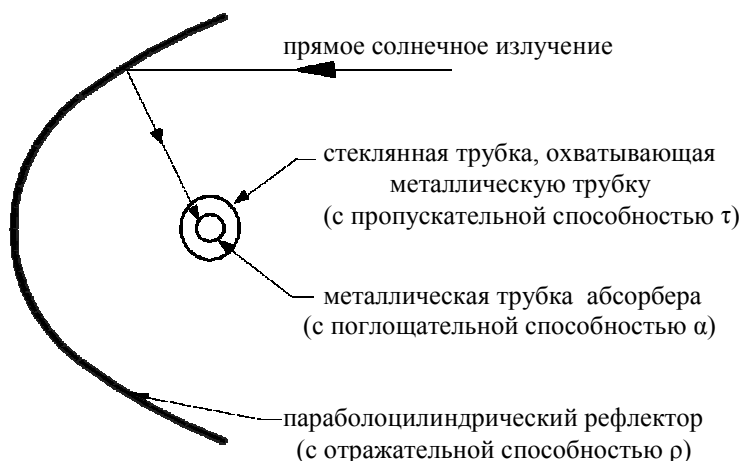


Рис. 15. Оптические параметры ПЦ концентратора
Fig. 15. Parabolic trough concentrator optical parameters

Отражательная способность параболоцилиндрического рефлектора (ρ). Отражающая поверхность ПЦ концентратора не идеальна, в результате чего отражается только часть падающего излучения. Обычное значение отражательной способности составляет около 90 %, по мере увеличения степени загрязнения поверхности оно постепенно уменьшается. Скорость загрязнения зависит от факторов окружающей среды. Ежедневно среднее значение отражательной способности параболоцилиндрического рефлектора (ПЦР) уменьшается примерно на 0,2 %. По этой причине необходимо очищать его регулярно.

Коэффициент перехвата (γ). Часть прямого солнечного излучения, отраженного параболоцилиндрическим рефлектором, не достигает стеклянной трубки поглотителя по различным причинам, таким как микроскопические или макроскопические несовершенства ПЦР, ошибки в монтаже ПЦР или ошибки в монтаже структуры поддержки ПЦР. Это приводит к тому, что некоторые лучи после отражения не пересекают трубку поглотителя на протяжении всей траектории. Данные потери считаются коэффициентом перехвата (γ), имеющего типичное значение порядка 0,96.

Пропускательная способность стеклянной крышки (τ). Металлическая трубка расположена внутри стеклянной трубки для уменьшения тепловых потерь из-за конвекции и защиты селективной поверхности. Часть солнечной радиации, отраженной параболическим цилиндрическим рефлектором, теряется при прохождении через стеклянную трубку. Обычно потери в относительных единицах составляют 0,09, но могут быть уменьшены до 0,04 при антибликовой обработке стекла с двух сторон.

Поглощательная способность селективной поверхности (α). Этот параметр определяет количество прямого солнечного излучения, которое поглощается селективной поверхностью, покрывающей металлическую трубку, по отношению к количеству прямого солнечного излучения, которое достигает этой поверхности. Обычное значение поглощательной способности находится в диапазоне 90–96 %.

Произведение четырех параметров, описанных выше, называется оптической эффективностью [16]:

$$\eta_{opt} = \rho \tau \alpha \gamma. \quad (8)$$

Значения четырех параметров, входящих в уравнение 8, зависят от угла падения солнечной радиации (θ). Они достигают номинального значения при $\theta = 0^\circ$ и обратно пропорционально уменьшаются с увеличением угла падения. Максимальная оптическая эффективность может быть получена путём умножения номинальных значений четырех параметров:

$$\eta_{opt,0^\circ} = \rho \tau \alpha \gamma | \theta = 0^\circ. \quad (9)$$

Геометрические потери количественно определяют снижение эффективной площади активной поверхности ПЦ концентратора. Существуют две группы геометрических потерь:

- потери из-за положения рядов ПЦ концентраторов относительно друг друга (*потери из-за затенения*);
- потери, присущие каждому ПЦ концентратору,

так называемые потери на конце ПЦ концентратора.

Первые возникают из-за затенения, вызванного тем, что каждый предыдущий ряд проецируется на следующий параллельный ряд, в результате чего часть его поверхности не подвергается воздействию прямого солнечного излучения (рис. 16). Эти потери можно уменьшить или даже избежать, увеличивая расстояние между рядами ПЦ концентраторов.

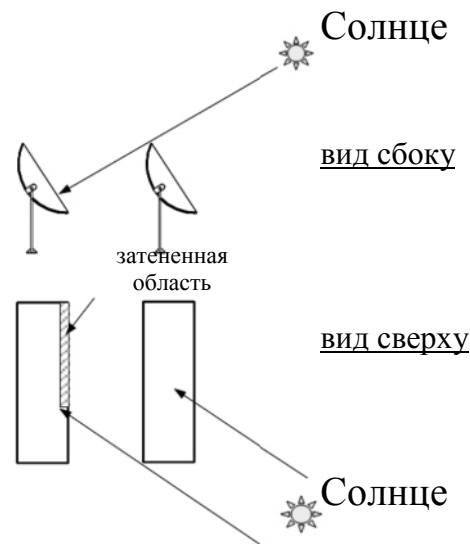


Рис. 16. Геометрические потери из-за затенения между параллельными рядами

Fig. 16. Geometrical losses due to shading effect between parallel rows

Другой вид геометрических потерь, присущих каждому ПЦ концентратору, в данном случае вызван тем, что рассматриваемый тип ПЦ концентратора снабжен системой слежения за солнцем по одной оси и, следовательно, может вращаться только вокруг оси слежения. На рисунке 17 показан этот тип геометрических потерь.



Рис. 17. Угол падения и геометрические потери на конце ПЦ концентратора
Fig. 17. Incident angle and geometrical losses at the edge of parabolic trough concentrator

При этом при определенных значениях угла падения на конце ПЦ концентратора образуется область, которая, несмотря на получение солнечного излучения, отражает его уже за пределами трубки поглотителя, и, следовательно, излучение никогда не будет сконцентрировано на ней.

Геометрические и оптические потери зависят от угла падения: они минимальны, когда угол равен 0° , и максимальны, когда угол равен 90° . Существует параметр $K(\theta)$ [18], называемый модификатором, который определяет влияние угла падения на эффективность ПЦ концентратора и, соответственно, является мерой всех геометрических и оптических потерь, происходящих в ПЦ концентраторе:

$$K(\theta) = 1 - \left[\frac{(2,859621 \cdot 10^{-5} \cdot \theta^2 + 5,25097 \cdot 10^{-4} \theta)}{\cos \theta} \right]. \quad (10)$$

Тепловые потери. Помимо геометрических и оптических потерь в ПЦ концентраторе также существуют тепловые потери, занимающие по важности

второе место после оптических потерь. Тепловые потери происходят главным образом в двух местах – в трубках поглотителя и на участках трубопроводов теплоносителя солнечного поля ПЦ концентраторов, но потери в трубках поглотителя являются наиболее важными и включают в себя:

- потери тепла за счет теплопроводности через опоры трубки поглотителя;
- потери тепла за счет излучения, конвекции и теплопроводности из металлической трубки в стеклянную;
- потери тепла за счет конвекции и излучения из стеклянной трубки в окружающую среду.

Потерями тепла за счет теплопроводности через опоры трубки поглотителя можно пренебречь по сравнению с другими тепловыми потерями. Кроме того, в данном проекте в трубке поглотителя между стеклянной и металлической трубками существует вакуум, так что потери тепла за счет конвекции отсутствуют. Тепловые потери, происходящие в трубке поглотителя, представлены на следующем рисунке (рис. 18).

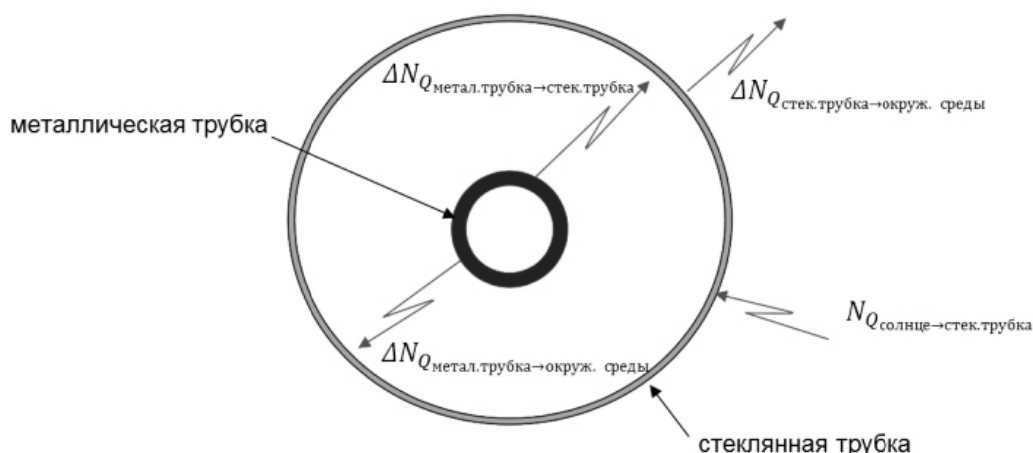


Рис. 18. Тепловые потери в трубке поглотителя ПЦ концентратора
Fig. 18. Thermal losses of parabolic trough concentrator absorber pipe

где $\Delta N_{Q_{\text{метал.трубка} \rightarrow \text{окруж. среды}}}$ – потеря тепла за счет излучения в металлической трубке, Вт; $\Delta N_{Q_{\text{метал.трубка} \rightarrow \text{стек.трубка}}}$ – потеря тепла за счет теплопроводности и конвекции между металлической и стеклянной трубкой, Вт; $\Delta N_{Q_{\text{стек.трубка} \rightarrow \text{окруж. среды}}}$ – потеря тепла за счет конвекции и излучения из стеклянной трубки в окружающую среду, Вт; $\Delta N_{Q_{\text{солнце} \rightarrow \text{стек.трубка}}}$ – интенсивность потока прямого солнечного излучения (ПСИ), поглощающегося стеклянной трубкой абсорбера, Вт.

Следует иметь в виду, что в действительности тепловые потери зависят от трубки поглотителя и не

зависят от самого ПЦ концентратора. В той же модели ПЦ концентратора могут быть установлены различные виды трубок поглотителя, и потери тепла будут изменяться в зависимости от вида используемой трубки. В ряде случаев для определения тепловых потерь самых современных трубок поглотителя используются эмпирические зависимости. Так, например, компания Schott в своих проектах использует следующие выражения [18]:

$$\Delta N_{Q_{\text{солнц.} \rightarrow \text{окр. ср}}} = \Delta N_{Q_{\text{мет.тр.} \rightarrow \text{окр. ср}}} + \Delta N_{Q_{\text{мет.тр.} \rightarrow \text{стек.тр}}} = q_l, \quad (11)$$

$$q_l = 0,00154\Delta T^2 + 0,2021\Delta T - 24,899 + \left[(0,00036\Delta T^2 + 0,2029\Delta T + 24,899) \left(\frac{R_{пр}^{уд}}{900} \right) \cos(\theta) \right], \quad (12)$$

где q_l – удельные линейные тепловые потери ПЦ концентратора в Вт/м; ΔT – повышение температур между средней температурой, достигнутой рабочей жидкостью (масло) внутри трубки поглотителя (абсорбер), и температурой окружающей среды в °С; $R_{пр}^{уд}$ – удельная интенсивность потока прямой солнечной радиации (ПСР) в Вт / м²; $\cos(\theta)$ – косинус угла падения.

Взаимосвязь между двумя видами эффективности, описанными выше, и модификатором из-за угла падения задается следующим уравнением общей эффективности [16]:

$$\eta_{общ} = \eta_{opt,0^\circ} K(\theta) \eta_{th}. \quad (13)$$

Общая эффективность ПЦ концентратора учитывает все потери, в нём происходящие: оптические, геометрические и тепловые, – и рассчитывается как отношение полезной тепловой мощности, обеспеченной ПЦ концентратором, к мощности прямого солнечного излучения, падающего на приемную поверхность ПЦ концентратора. Общая эф-

фективность рассчитывается в соответствии с приведенным ниже уравнением, где $\Delta N_{Q_{солнце \rightarrow концентратор}}$ и $\Delta N_{Q_{к \rightarrow ж}}$ задаются (1) и (7) соответственно:

$$\eta_{общ} = \frac{\Delta N_{Q_{к \rightarrow ж}}}{\Delta N_{Q_{солнце \rightarrow концентратор}}}. \quad (14)$$

Типичный показатель оптической эффективности составляет 0,75 при степени чистоты 100 %.

Тепловая эффективность η_{th} напрямую зависит от рабочей температуры металлической трубки поглотителя. Значение этой эффективности обычно задают в виде функции температуры окружающей среды и температуры абсорбера для заданного значения прямого солнечного излучения.

Значение $K(\theta)$ (модификатор из-за угла падения) зависит от угла падения, где $K = 1$ для $\theta = 0^\circ$ и $K = 0$ для $\theta = 90^\circ$, и дается в виде полинома, коэффициенты которого определяются экспериментально.

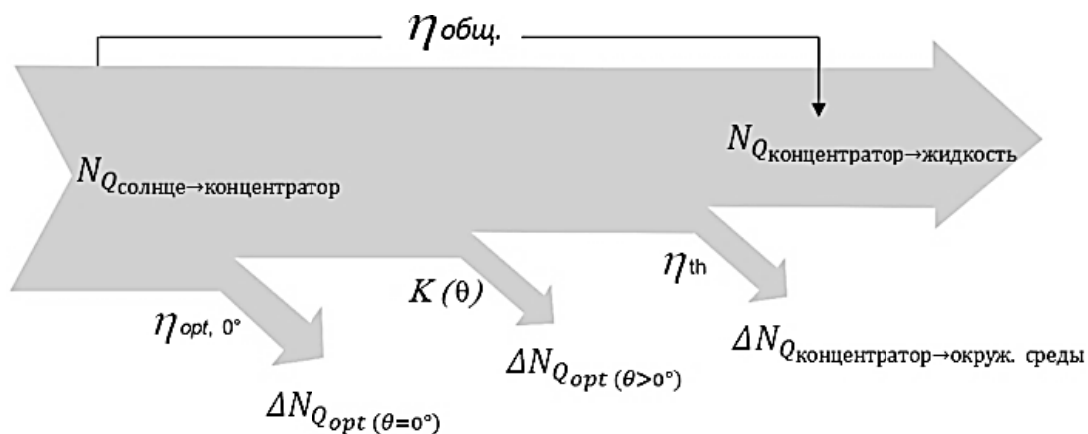


Рис. 19. Диаграмма потерь и эффективностей в ПЦ концентраторе
Fig. 19. Diagram of parabolic trough concentrator losses and efficiency

На рисунке 19 видно, как теряется часть мощности солнечного излучения, падающего на ПЦ концентратор, из-за оптической эффективности, в то время как другая часть теряется при угле падения

$\theta \neq 0^\circ$. Потери в ПЦ концентраторе дополняются тепловыми потерями в трубке поглотителя (абсорбер) из-за его температуры.

Полезная тепловая мощность, передаваемая в жидкость

Полезная тепловая мощность $\Delta N_{Q_{k \rightarrow ж}}$, которую дает ПЦ концентратор, зависит от прямого солнечного излучения $\Delta N_{Q_{\text{солнце} \rightarrow \text{концентратор}}}$, падающего на него, и параметров ПЦ концентратора. Она определяется [16] следующим образом:

$$\Delta N_{Q_{k \rightarrow ж}} = \Delta N_{Q_{\text{солнце} \rightarrow \text{концентратор}}} \eta_{\text{общ.}}, \quad (15)$$

$$N_Q = F_K R_{\text{пр}}^{\text{уд}} \cos(\theta) \eta_{\text{opt}, 0^\circ} K(\theta) \eta_{th} k_{\text{заг}}, \quad (16)$$

где $k_{\text{заг}}$ – коэффициент загрязнения ПЦ концентратора ($0 < k_{\text{заг}} < 1$).

Если в уравнении полезной тепловой мощности заменить выражение тепловой эффективности выражением тепловых потерь, то расчет полезной тепловой мощности ПЦ концентратора будет рассчитываться по уравнению:

$$N_{Q_{k \rightarrow ж}} = F_K R_{\text{пр}}^{\text{уд}} \cos(\theta) \eta_{\text{opt}, 0^\circ} K(\theta) k_{\text{заг}} - Q_l. \quad (17)$$

В свою очередь, полезная тепловая мощность, передаваемая в жидкость, равна мощности, поступающей в трубку поглотителя (абсорбер) ПЦ концентратора за минусом потерь температуры.

Заключение

При использовании этой технологии можно заменить парогенератор, работающий на органическом топливе, на солнечное поле ПЦ концентраторов. При этом циклический характер поступления солнечной энергии и соответствующая ему циклическая выработка пара не оказывают существенного влияния на процесс нефтедобычи. Следовательно, с точки зрения добычи нефти, пар, производимый солнечной энергией, является приемлемой альтернативой постоянного режима нагнетания пара.

Технология повышения общей эффективности тепловых ПНП с внедрением ПЦ концентраторов солнечного излучения (источник тепла) не требует сжигания природного газа или другого топлива для производства пара и значительно понижает выброс парниковых газов при процессе выработки пара.

Таким образом, для Венесуэлы, которая одновременно является обладателем значительных нефтяных и солнечных ресурсов, исследование возможности

использования солнечной энергии в нефтяной отрасли является весьма перспективным и может принести ощутимый экономический эффект.

Список литературы

1. ОПЕК. Перспективы мировой нефти, 2012.
2. USGS. Оценка извлекаемых тяжелых нефтяных ресурсов нефтяного пояса Ориноко, Венесуэла. Геологическая служба США, 2009.
3. PDVSA. Unpublished Company Reports. Petroleos de Venezuela S.A.
4. Royal Dutch Shell, Enhanced Oil Recovery (EOR) Report, 2013.
5. Alvarado V., Manrique E. Enhanced Oil Recovery: Field Planning and Development Strategies. Gulf Professional Publishing, 2010.
6. Butler R.M. Thermal recovery of oil and bitumen. Prentice Hall in Englewood Cliffs, N.J., 1991.
7. Sarathi P.S., Olsen D.K. Practical Aspects of Steam Injection Processes: A Handbook for Independent Operators. Prepared for U.S. Department of Energy, 1992.
8. Butler R.M. Steam-assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance And Future // Journal of Canadian Petroleum Technology. 1994. Vol. 33, No. 2. P. 44–50.
9. Nasr T.N., Ayodele O.R. Thermal Techniques for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen. SPE International Improved Oil Recovery. Kuala Lumpur, Malaysia: Society of Petroleum Engineers, 2005.
10. Alboudwarej H., Shawn J., et al. Oil Field Review: Highlighting Heavy Oil. Schlumberger, 2006.
11. Kuntsi-Reunanen E. A comparison of Latin American energy-related CO₂ emissions from 1970 to 2001 // Energy Policy. 2007. Vol. 35, Issue 1. P. 586–596.
12. The World Bank [Электронный ресурс] <http://www.worldbank.org/>
13. Хеел А.П.Г., Ванник Дж.Н.М., Бентоуати С. и др. Влияние суточных и сезонных циклов в солнечном произведенном паре на повышении нефтеотдачи пластов. ПНП Конференция нефти и газа. Маскат, Оман, 2010.
14. Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. Energías renovables en zonas aisladas, indígenas y fronterizas, Junio 2012.
15. Дошер Т.М., Гассеми Ф., Оморегие О. Эффект суточной закачки на эффективность закачки пара // Журнал нефтяных технологий. 1982. Т. 34, № 8.
16. Goswami D.Y., Kreith F. Energy Conversion, CRC Press, 2007. P. 465–474.
17. Rabl A. Active solar collectors and their applications. Ed. Oxford University Press, New York (EEUU), 1985. P. 1–92. ISBN: 0195035461,
18. Zarza E. Captadores Cilindro Parabólicos. Componentes y parámetros principales. Tema 3 de la Asignatura 5 del Módulo I, UIMP-CSIC en Energías Renovables, Pilas de Combustible e Hidrógeno.



References

1. OPEK. Perspektivy mirovoj nefti, 2012 (in Russ.).
2. USGS. Ocenka izvlekaemyh tŕželyh neftŕnyh resursov neftŕnogo poŕsa Orinoko, Venesuela. US Geological Survey, 2009 (in Russ.).
3. PDVSA. Unpublished Company Reports. Petroleos de Venezuela S.A. (in Eng.).
4. Royal Dutch Shell, Enhanced Oil Recovery (EOR) Report, 2013 (in Eng.).
5. Alvarado V., Manrique E. Enhanced Oil Recovery: Field Planning and Development Strategies. Gulf Professional Publishing, 2010 (in Eng.).
6. Butler R.M. Thermal recovery of oil and bitumen. Prentice Hall in Englewood Cliffs, N.J., 1991 (in Eng.).
7. Sarathi P.S., Olsen D.K. Practical Aspects of Steam Injection Processes: A Handbook for Independent Operators. Prepared for U.S. Department of Energy, 1992 (in Eng.).
8. Butler R.M. Steam-assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance And Future. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1994, vol. 33, no. 2, pp. 44–50 (in Eng.).
9. Nasr T.N., Ayodele O.R. Thermal Techniques for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen. SPE International Improved Oil Recovery. Kuala Lumpur, Malaysia: Society of Petroleum Engineers, 2005 (in Eng.).
10. Alboudwarej H., Shawn J., et al. Oil Field Review: Highlighting Heavy Oil. Schlumberger, 2006 (in Eng.).
11. Kuntsi-Reunanen E.A. comparison of Latin American energy-related CO₂ emissions from 1970 to 2001. *Energy Policy*, 2007, vol. 35, issue 1, pp. 586–596 (in Eng.).
12. The World Bank. Available at: <http://www.worldbank.org/> (in Eng.).
13. Heel A.P.G., Vannik J.N.M., Bentouati S. et al. Vliŕnie sutočnyh I sezonnyh ciklov v solnečnom proizvedennom pare na povyšeni I nefteotdači plastov. PNP Konferenciŕ nefti I gaza. Maskat, Oman, 2010 (in Russ.).
14. Ministerio del Poder Popular para la Energŕa Eléctrica. Energŕas renovables en zonas aisladas, indŕgenas y fronterizas, Junio 2012 (in Span.).
15. Doshier T.M., Gassemi F., Omoregie O. Èffekt sutočnoj zakački na èffektivnost' zakački para. *Œurnal neftŕnyh tehnologij*, 1982, vol. 34, no. 8 (in Russ.).
16. Goswami D.Y., Kreith F. Energy Conversion, CRC Press, 2007, pp. 465–474 (in Eng.).
17. Rabl A. Active solar collectors and their applications. Ed. Oxford University Press, New York (EEUU), 1985, pp. 1–92, ISBN: 0195035461 (in Eng.).
18. Zarza E. Captadores Cilindro Parabólicos. Componentes y parámetros principales. Tema 3 de la Asignatura 5 del Módulo I, UIMP-CSIC en Energŕas Renovables, Pilas de Combustible e Hidrógeno (in Span.).

Транслитерация по ISO 9:1995



Преподаватели кафедры «Гидроэнергетика и возобновляемые источники энергии» НИУ МЭИ



Матвиенко Николай Иванович

Родился 27.07.1933 г в Украине на хуторе Головачи, Белопольского района, Сумской области.

Закончил МЭИ с красным дипломом в 1963 г. По распределению был оставлен для работы на своей кафедре. Кандидат технических наук (1969). Доцент кафедры (1976).

Направление научной деятельности: аналоговое моделирование гидроэлектростанций и их элементов, исследование режимов работы ГЭС, переходные процессы на гидроэнергетических установках, проектирование и эксплуатация солнечных электростанций и ветровых электростанций.

