

УДК 553.982

Ю.П. Коноплев, В.В. Пителимов, В.П. Табаков, Б.А. Тюнькин
ТЕРМОШАХТНАЯ РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ
С ТЯЖЕЛЫМИ НЕФТЯМИ И ПРИРОДНЫМИ
БИТУМАМИ (НА ПРИМЕРЕ ЯРЕГСКОГО
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Семинар № 15

Тяжелые нефти и природные битумы – важнейшие альтернативные источники углеводородного топлива, способные в перспективе частично или полностью заменить природную «естественную» нефть. Однако промышленное освоение эффективных методов извлечения тяжелых нефтей и природных битумов является сложной научно-технической и технико-экономической проблемой. Для решения этой проблемы требуется проведение широких поисковых научных и опытно-конструкторских исследований, а также промышленных испытаний различных технологий и обобщение практических результатов, реальных успехов и осложнений.

Предметом рассмотрения в докладе является одна из таких технологий – технология термошахтной разработки – высокоэффективный способ повышения нефтеотдачи пластов. Шахтная добыча нефти двух отраслей промышленности – горной и нефтяной, имеет много общего с каждой из них и в то же время резко от них отличается.

Термошахтная разработка является сочетанием дренажной шахтной разработки с методами искусственного воздействия на пласт теплоносителями и осуществляется с помощью использования наиболее совершенных по степени и характеру вскрытия горизонтальных, пологонаклонных и восстающих скважин, пробуренных из подземных горных выработок. Нефтенасыщенная порода на поверхность земли не поднимается. Высокие показатели термошахтной разработки обеспечиваются за счет сосредоточения в продуктивном пласте или близко от него основных технологических процессов, включающих использование плотных сеток размещения указанных выше нагнетательных и добывающих скважин протяжен-

ностью в настоящее время в основном до 300 м, а также за счет циклической закачки в пласт теплоносителя (пара, горячей воды и др.).

Указанные скважины соединяют друг с другом отдельные трещины, каверны, каналы и зоны повышенной проницаемости продуктивного пласта. Благодаря резкому увеличению поверхности фильтрации скважин фильтрационные сопротивления в пласте снижаются, возрастает охват пласта тепловым воздействием, а применение плотной сетки скважин ускоряет и повышает эффективность разогрева разрабатываемого участка пласта.

Горные выработки в продуктивном пласте позволяют снизить устьевое давление добывающих скважин практически до атмосферного. Разработанные способы изоляции горных выработок позволяют создать в пласте необходимые давления в системе нагнетательных скважин.

Протяженные по пласту скважины расширяют зону дренирования, облегчая подачу теплоносителя или вытесняющего агента в те части пласта, которые подвергаются воздействию. Результаты применения технологии термошахтной добычи нефти будут показаны ниже на примере разработки Ярегского нефтяного месторождения, расположенного в Республике Коми.

В истории разработки этого месторождения нефти вязкостью $(12,5-15,3) \cdot 10^3$ МПа*с выделяются три этапа, характеризующиеся различными способами разработки и различной величиной достигаемой нефтеотдачи (табл. 1).

Опытная разработка скважинами с поверхности земли осуществлялась с 1935 г. по 1944 г. На двух участках общей площадью 43,4 га, на которых было пробурено 69 скважин по треугольной сетке с расстоянием между скважи-

Таблица 1
Основные этапы разработки Ярегского месторождения

Способ разработки	Время применения	Расстояние между скважинами, м	Средняя величина нефтеотдачи, %
Скважинами с поверхности земли	1935-1944 гг.	75-100	1,8
Дренажный шахтный на естественном режиме	1939-1974 гг.	12-25	4
Термошахтный (на 01.01.2002 г.)	1968-2002 гг.	10-20	50-55

Таблица 2

Шахта	Год начала применения технологии	Коэффициент нефтеизвлечения			Закатка пара, доли порового объема пласта	Удельный расход пара, т/т
		на естест. режиме	за счет прогрева пласта	суммарный		
1	1968	5,2	35,3	40,4	0,735	2,58
2	1971	3,6	37,2	40,8	0,851	2,88
3	1968	3,7	37,7	41,4	0,818	2,58
Всего	1968	4,4	36,4	40,8	0,787	2,67

нами от 75 до 100 м. За указанный срок было добыто 34,8 тыс. т нефти, в среднем на одну скважину добыча нефти составила 506 т. Нефтеотдача на площади разработки составила в среднем 1,8 %.

Шахтная дренажно-скважинная разработка на естественном режиме (режиме растворенного газа и гравитации) осуществлялась без нагрева пласта по ухтинской (1939-1954 гг.) и уклонно-скважинной (1953-1974 гг.) системам с расстояниями между забоями скважин 12-25 м и длиной стволов скважин 40-250 м на площади 38,8 км² с балансовыми запасами 138,7 млн. т.

На Ярегском месторождении при шахтной разработке на естественном режиме было пробурено более 116,3 тыс. подземных скважин общим метражом 10,6 млн.м, пройдено 650,5 км горных выработок и было добыто 7448 тыс. т нефти, причем 2886 тыс. т на площадях ухтинской и 4562 тыс. т на площадях уклонно-скважинной системы. На отработанной площади достигнута нефтеотдача 3,6-5,2 %.

Проведенный анализ разработки Ярегского месторождения на естественном режиме с поверхности и в условиях нефтяных шахт, исследование влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу при разработке по ухтинской и уклонно-скважинной системам показали, что для Ярегского месторождения любые методы разработки, в том числе и шахтные, не предполагающие активного воздействия на физико-химические свойства пласта и, в первую очередь, насыщающую его нефть, малоэффектив-

ны из-за низкой нефтеотдачи, приводящей, в конечном счете, к низкой экономической эффективности разработки.

Учитывая аномально высокую вязкость нефти, единственной на сегодня технологией, которая может обеспечить радикальное увеличение нефтеотдачи, является паротепловое воздействие на пласт. Это подтверждается мировым, отечественным, а, главное, многолетним опытом разработки Ярегского месторождения с применением различных технологий.

Небольшая глубина залегания достаточно мощного пласта, его хорошие коллекторские свойства, большая остаточная нефтенасыщенность, высокая вязкость нефти создают комплекс геологических условий, определяющих почти идеально пригодность месторождения для применения термических методов разработки. С другой стороны, шахтный метод открывает широкие возможности для исследования различных вариантов теплового воздействия на пласт.

Аномально высокая вязкость нефти, исключая эффективное применение традиционных технологий, является главной предпосылкой применения тепловых методов воздействия на пласт. Опытные работы были начаты в середине 1968 г., а в промышленных масштабах термошахтная разработка применяется с 1972 г. на трех нефтяных шахтах. В результате внедрения термошахтной технологии на отработанных площадях была достигнута нефтеотдача 52,3 %, а на отдельных участках она превысила величину 70 %.

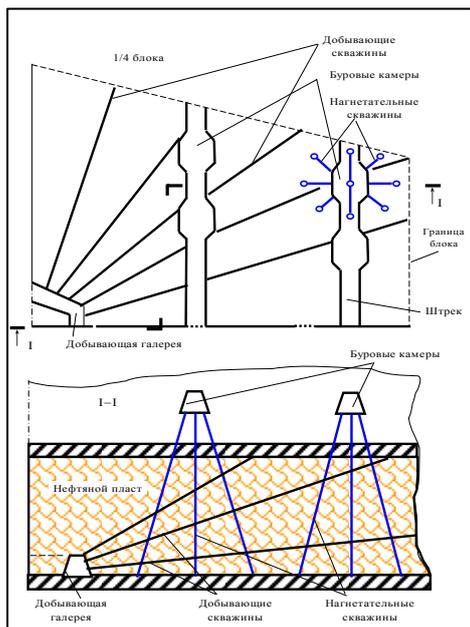


Рис. 1. Схема двухгоризонтной системы термошахтной разработки

Термошахтная разработка реализуется на Ярегском нефтяном месторождении в виде нескольких систем: двухгоризонтной, одногоризонтной, двухъярусной, одногоризонтной и двухъярусной с оконтуривающими нагнетательными выработками, панельной. Наибольшее распространение получила двухгоризонтная система. В небольших объемах применяются одногоризонтная и одногоризонтная с оконтуривающими нагнетательными галереями. Подробно эти системы описаны в работах [1 и 2]. Проходит промышленные испытания подземно-поверхностная система [3].

Сущность двухгоризонтной системы заключается в том, что пар закачивают в пласт с надпластового горизонта через вертикальные и наклонно направленные нагнетательные скважины, а нефть отбирают из пологовосходящих добывающих скважин, пробуренных из добывающей галереи, расположенной в нижней части продуктивного пласта. Эта система позволяет наиболее равномерно охватить пласт процессом теплового воздействия и дренирования (рис. 1).

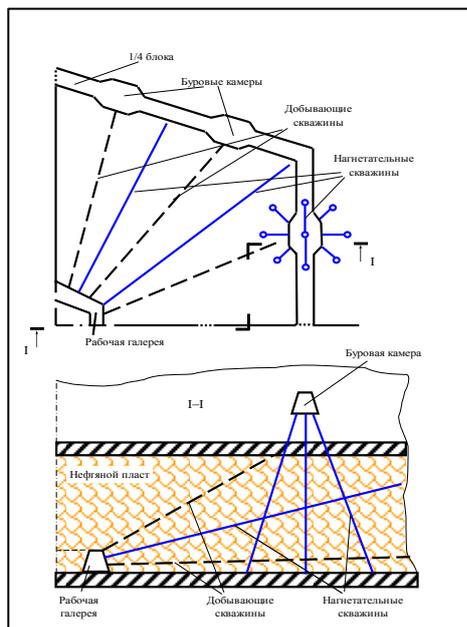
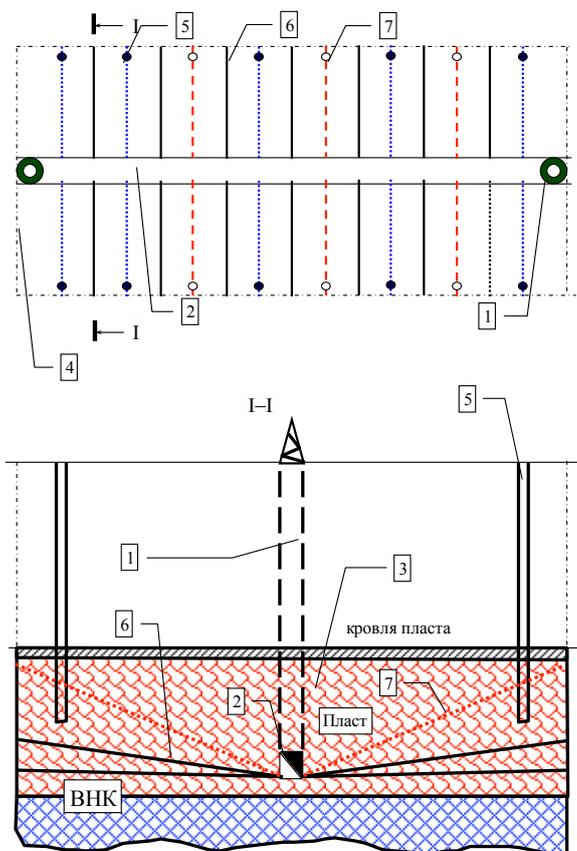


Рис. 2. Схема одногоризонтной системы с оконтуривающей нагнетательной галереей

В одногоризонтной системе нагнетательные и добывающие скважины пробурены из одной рабочей галереи, сооруженной в продуктивном пласте или ниже его. Эта система позволяет в 2,5 раза снизить объем проходки горных выработок, но обладает существенным недостатком – пар через затрубье нагнетательных скважин и по массиву пласта прорывается в горные выработки, что приводит к созданию недопустимых характеристик рудничной атмосферы для работы обслуживающего персонала.

В одногоризонтной системе с оконтуривающими нагнетательными галереями (рис. 2) бурят из подземных горных выработок дополнительные нагнетательные скважины на границах разрабатываемых участков и закачивают в них пар в определенной последовательности с основным фондом нагнетательных скважин, пробуренных из рабочих галерей, размещенных в пласте или ниже его. При этом в горные выработки происходят дополнительные тепловыделения от подземных паропроводов. Существуют ограничения на параметры закачиваемого пара.



Условные обозначения:

- | | |
|---------------------|---|
| 1 - Шахтный ствол | 5 - Скважина с поверхности нагнетательная |
| 2 - Галерея | 6 - Добывающая скважина |
| 3 - Нефтяной пласт | 7 - Парораспределительная скважина |
| 4 - Граница участка | |

При подземно-поверхностной системе пар закачивается через вертикальные нагнетательные скважины, пробуренные с поверхности земли, и распределяется по пласту с помощью парораспределительных скважин, которые пробурены из подземных выработок к забоям нагнетательных скважин (рис. 3). Добыча нефти производится через подземные добывающие скважины.

Вынос системы пароснабжения на поверхность позволяет повысить параметры закачиваемого пара, что ведет к более интенсивному воздействию на пласт, а следовательно, к повышению темпов разработки месторождения. Опытные работы по подземно-поверхностной системе показали, что за первые четыре года

Рис. 3. Схема подземно-поверхностной системы термошахтной разработки

темпы разработки опытного участка были в 1,7 раза выше, чем по другим системам термошахтной разработки в аналогичных условиях. В 2003 г. темп нефтеизвлечения достиг 10 % в год от балансовых запасов, что является высоким показателем при разработке месторождений тяжелых нефтей.

Применение подземно-поверхностной системы позволяет на треть снизить затраты на добычу нефти по сравнению с двугоризонтной системой. Это делает термошахтный способ добычи нефти привлекательным для применения на других месторождениях.

На трех действующих на Яреге нефтяных шахтах термошахтная разработка применяется на площадях, отработанных ранее шахтным способом на естественном режиме. На площади 5,7 км² с балансовыми запасами 34,4 млн т было введено в эксплуатацию на 01.01.2002 г. 42 блока, для чего было пройдено и восстановлено более 186 км горных выработок, пробурено около 11,3 тыс. добывающих и более 20,6 тыс. нагнетательных скважин. На указанной площади за 35 лет разработки было добыто 12,5 млн т нефти и закачано в пласт 33,4 млн т пара. Накопленное паронефтяное отношение составило 2,67 т/т, 13 блоков общей площадью 1,9 км² с начальными запасами 10,2 млн т нефти уже отработаны. На этих блоках было добыто 5,3 млн т нефти, нефтеотдача составила 52,3 %. Сроки их разработки от 11 до 32 лет. Продолжается разработка на различных стадиях 29-ти блоков общей площадью 3,8 км². На площадях, находящихся в разработке, достигнута нефтеотдача 35,9 %, в том числе 4,1 % на естественном режиме и 31,8 % за счет теплового воздействия.

Среднее нефтеизвлечение на площади теплового воздействия, включая участки термошахтной разработки, недавно введенные в ос-

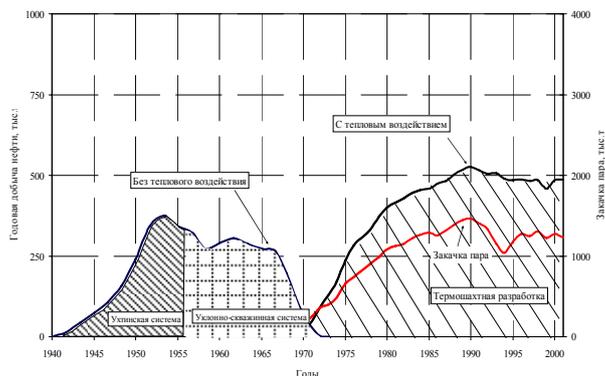


Рис. 4. Динамика шахтной добычи нефти

воение, превысило 40,8 % с учетом разработки на естественном режиме. Утвержденный коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,45. Динамика шахтной добычи нефти по различным системам разработки показана на рис. 4. Показатели текущего состояния разработки на 01.01.2002 г. показаны в табл. 2.

На рис. 5 и 6 показаны зависимости нефтеотдачи от времени и объема закаченного в пласт пара в долях порового объема пласта.

Высокая величина достигнутой нефтеотдачи, небольшие значения удельных расходов пара позволяют говорить о высокой технологической эффективности применения термощахтной разработки в данных условиях. При реализации всех систем выполняется главный принцип теплового воздействия на пласт в условиях шахтной разработки – одновременная циклическая закачка пара и отбор нефти на всей разрабатываемой площади, обеспечивающие высокий охват тепловым воздействием и нефтеотдачу пласта при ограниченных давлениях нагнетания пара.

Детальный анализ работы фонда скважин блоков, находящихся в различной стадии разработки (начальной, интенсивной и конечной) показывает, что на каждой стадии имеется большое количество простаивающих скважин. Вполне естественно, что на завершающей стадии таких скважин больше, чем на стадии интенсивной разработки.

Значительная часть скважин простаивает из-за наличия в них песчаных пробок, устранение которых является резервом повышения шахтной добычи нефти.

Отсюда возникает проблема поиска и создания новых способов и технических средств очистки песчаных пробок в подземных скважинах нефтяных шахт. Среди известных способов очистки от песка скважин при термощахтной разработке перспективными являются способы гидродинамической очистки.

Не смотря на высокую технологическую эффективность термощахтной добычи нефти, эта технология на сегодня на Ярге является экономически не рентабельной. Поэтому должны заслуживать внимания предложения по снижению затратных статей на ее реализацию.

Испытания подземно-поверхностной системы на Ярегском месторождении показали, что некоторые элементы этой системы не смотря на высокие технологические показатели могут быть усовершенствованы. Это касается в первую очередь вопросов вскрытия пласта и системы подачи теплоносителя в пласт.

Совершенствование системы нагнетания теплоносителя может осуществляться за счет применения радиально-горизонтальных скважин (РГС). Технология радиального бурения позволяет из горизонтального ствола пробурить на расстоянии 5 м и более друг от друга стволы протяженностью до 150 м радиусом 57 м с углами наклона плоскости искривления радиального ствола к горизонтальной плоскости от 0 до 360 °С.

На рис. 7-8 показаны некоторые схемы этих профилей. По существу, каждый забой такой скважины будет заменять вертикальную скважину, расположенную на месте его проводки. Горизонтальные и пологовосстающие добывающие скважины, пробуренные из подземных горных выработок, и радиально-горизонтальные нагнетательные скважины, пробуренные с поверхности земли, могут быть исходными элементами для новых более эффективных подземно-поверхностных систем.

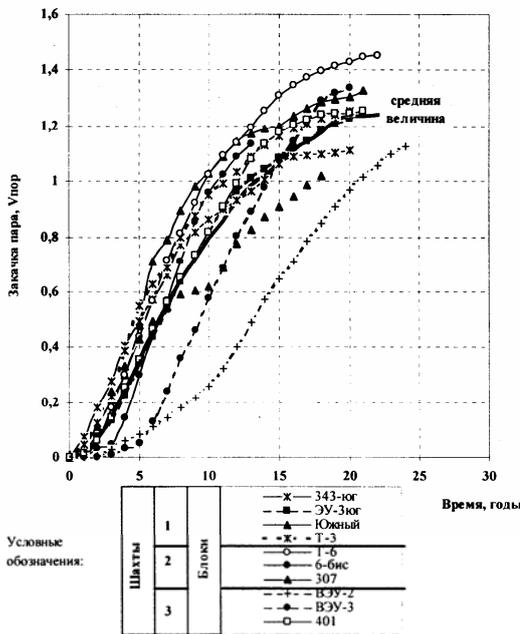


Рис. 5. Динамика объемов закачки пара по блокам нефтяных шахт Ярегского месторождения

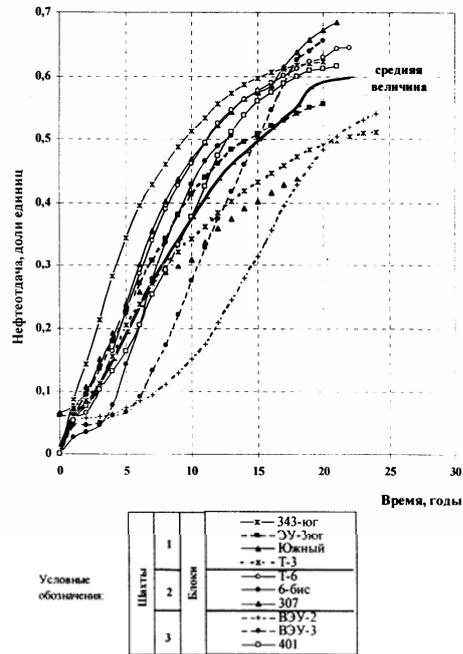
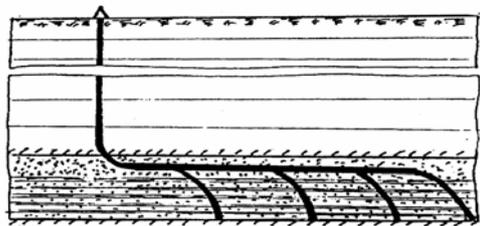


Рис. 6. Динамика нефтеотдачи по блокам Ярегского месторождения

На рис. 9-10 показаны схемы размещения радиально-горизонтальных скважин, которые могут создать условия в пласте в смысле плотности сетки скважин и теплового воздействия на пласт аналогичные или даже более интенсивные, чем при термошахтной разработке. Вместе с тем не требуется пребывание людей в подземных горных выработках.

Кроме применения упомянутых выше новых способов и технических средств очистки песчаных пробок в подземных скважинах повышение эффективности термошахтной разра-

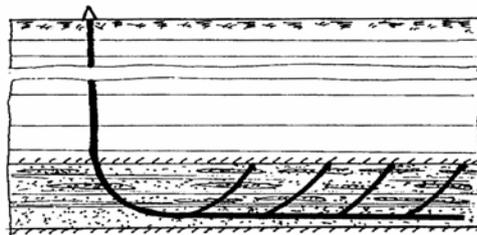
Рис. 7. Схема профиля радиально-горизонтальной скважины со стволами, ориентированными вниз для закачки пара



ботки может осуществляться за счет сокраще-

ния объема проходки горных выработок путем усовершенствования вскрытия продуктивного пласта. В проекте разработки для каждого блока было предусмотрено проведение двух спаренных горных выработок (уклона и ходка) до добывающей галереи. Существует несколько схем, с помощью которых такие спаренные выработки могут обслуживать 4-6 и более блоков, причем размещение и плотность сетки как нагнетательных, так добывающих скважины может быть более рациональной, чем при су-

Рис. 8. Схема профиля радиально-горизонтальной скважины со стволами, ориентированными вверх для закачки пара



ществующих системах. Сокращению объема

проходки горных выработок может способствовать разработке и внедрению новой технологии бурения подземных скважин большой длины по пласту (до 1000 м) с применением технических средств для контроля и регулирования траекторий бурения стволов подземных скважин. Эти работы практически только начаты.

Сокращение удельного расхода пара может быть достигнуто за счет применения термовоздушного воздействия.

В работах [4, 5] было показано, что на определенной стадии теплового воздействия при достижении температуры пласта 65-75 °С закачка в пласт воздуха вместо пара создает условия для низкотемпературного окисления нефти и поддержания или даже роста температуры пласта. Опубликованные данные по этому поводу касались месторождений с легкими нефтями. Поскольку нефть Ярегского месторождения при указанной температуре существенно изменяет свои характеристики (вязкость значительно снижается), то проведение исследований этой технологии для условий Яреги представляется очень актуальным.

Актуальным для дальнейшего развития технологии является применение химерагентов и других агентов, повышающих нефтеотдачу пласта, а также бурение оценочных скважин для определения выработанности запасов нефти (оценка остаточной нефтенасыщенности) и определения оптимальной плотности сетки скважин. Нормализации температуры рудничной атмосферы может способствовать внедрение термоизолированных труб. Эта технология сейчас проходит испытание на Яренге.

Представляется целесообразным проведение самостоятельного исследования по технико-экономической оценке эффективности применения радиально-горизонтальных, многозабойных, горизонтальных скважин, а также термошахтной разработки с детальным анали-

зом всех сторон технологии от величины достигаемой нефтеотдачи и техники безопасности до экономики и экологии.

Выше отмечалось, что шахтная добыча нефти стоит на грани горной и нефтяной отраслей промышленности. Нефтяники не имеют опыта работы с шахтами, а шахтеры – опыта работы с нефтяным пластом. В связи с этим, несмотря на высокие технологические показатели термошахтной разработки, этот метод в промышленном масштабе применяется в России только на Ярегском месторождении.

По оценкам института «ПЕЧОРНИПИ-НЕФТЬ» годовая добыча нефти в целом по Ярегскому месторождению может составить 1,6 млн т, а при условии использования при разработке последних достижений научно-технического прогресса она может быть практически удвоена, и реально можно говорить о возможности достижения годовой добычи нефти на Яреге на уровне 3,0 млн т в год.

Наиболее перспективными для шахтной разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов в СНГ являются территории Поволжья, Казахстана, Азербайджана, Тимано-Печорской провинции, Архангельской области и др. Критерии выбора объектов для термошахтной разработки приведены в работе [2]. Оценочные расчеты показывают, что при вводе по одной новой шахте в год через 20 лет после начала применения технологии годовая добыча тяжелой нефти и природного битума в СНГ может составить около 10 млн т, а при вводе по две в год – более 14 млн т.

По предварительным оценкам термошахтная разработка может быть успешно применена на некоторых нефтяных и битумных месторождениях Канады, США, Китая, Венесуэлы, Мексики, Аргентины, Франции и других стран. В Канаде, США и Китае на опыте Яреги уже построены и действуют опытные нефтяные

Рис. 9. Системы радиально-горизонтальных скважин для закачки пара и добычи нефти в вертикальной плоскости

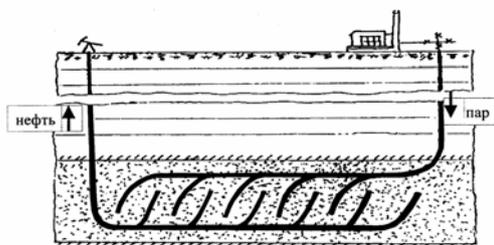
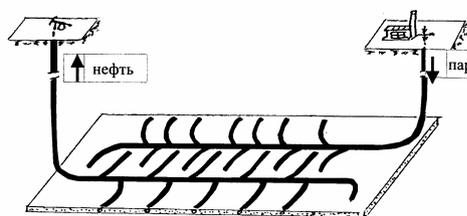


Рис. 10. Системы радиально-горизонтальных скважин для закачки пара и добычи нефти в горизонтальной плоскости



шахты.

Задачей для шахтеров-нефтяников России, для всей нашей нефтяной отрасли является недопущение, по крайней мере, отста-

вания от зарубежных стран во внедрении термошахтного способа добычи нефти, который может занять достойное место после выработки запасов легкой нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Табаков В.П., Гуров Е.И., Тюнькин Б.А. Технология термошахтной добычи нефти. Труды 5-ой Международной конференции по тяжелой нефти и битуминозным песчаникам, Венесуэла, Каракас. 1991.

2. Методическое руководство по проектированию термошахтной разработки месторождений с высоковязкими нефтями и природными битумами (применительно к условиям Ярегского месторождения). Рук. работы, к.т.н. В.П. Табаков. Министерство нефтяной промышленности, Москва. 1982.

3. Тюнькин Б.А., Букреев В.М., Грузцкий Л.Г. и др. Способ разработки месторождения высоковязкой нефти. Патент РФ № 2114289, 1997.

4. Ямбаев М.Ф. Обоснование термогазового воздействия на низкопроницаемые глиносодержащие нефтяные коллектора с применением геолого-технологической модели. Доклад на Научном семинаре «Теория и практика разработки и эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений» в ОАО «ВНИИнефть» им. акад.А.П. Крылова. Москва. 29.10.2002.

5. Боксерман А.А. Новый термогазовый метод увеличения нефтеотдачи пластов. Доклад на научном семинаре «Теория и практика разработки и эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений» в ОАО «ВНИИнефть» им. акад. А.П. Крылова. Москва. 02.12.2003.

Коротко об авторах

Копонлев Ю.П. – кандидат технических наук, доцент кафедры «РЭНГМиПГ», УГТУ, Ухта.

Питиримов В.В. – начальник НШУ «Яреганефть», пос. Ярега.

Табаков В.П. – профессор, кандидат технических наук, вед. научный сотрудник ОАО «ВНИИнефть», Москва.

Тюнькин Б.А. – кандидат технических наук, гл. технолог по шахтной добычи нефти ПечорНИПИнефть, Ухта.

ДИССЕРТАЦИИ

ТЕКУЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАЩИТАХ ДИССЕРТАЦИЙ ПО ГОРНОМУ ДЕЛУ И СМЕЖНЫМ ВОПРОСАМ

Автор	Название работы	Специальность	Ученая степень
МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ			
МАЛЬШЕВА Юлия Александровна	Организационно-экономический механизм диагностики несостоятельности предприятий угольной промышленности	08.00.05 08.00.10	к.э.н.

