

На правах рукописи

КОНОПЛЁВ ЮРИЙ ПЕТРОВИЧ

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
И АНАЛИЗА ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Специальность 25.00.17 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»**

**Автореферат диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук**

Москва - 2004 г.

Работа выполнена в Ухтинском государственном техническом университете.

Официальные оппоненты:

доктор технических наук Малофеев Гурий Евдокимович,
доктор технических наук, профессор Антониади Дмитрий Георгиевич,
доктор технических наук, профессор Максutow Рафхат Ахметович.

Ведущее предприятие - Российский государственный университет нефти и газа им. академика И.М. Губкина.

Защита состоится « 1 » октября 2004 г. в 10 часов на заседании диссертационного совета Д.222.006.01 ВАК России в ОАО Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. академика А.П. Крылова.

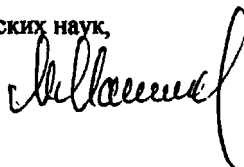
С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Всероссийского нефтегазового научно-исследовательского института им. академика А.П. Крылова и в библиотеке Ухтинского государственного технического университета.

Автореферат разослан « 19 » августа 2004 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,

кандидат геолого-минералогических наук,

с.н.с.



Максимов М.М.

I. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы.

По различным оценкам разведанные запасы нефти будут выработаны уже в этом столетии. Наиболее быстрыми темпами вырабатываются запасы легкой нефти с вязкостью до 50 мПа.с. Запасы тяжелой нефти с большой вязкостью и природного битума разрабатываются пока медленно, но разведанные-запасы тяжелой нефти значительно превышают запасы, легкой нефти.

Иефтеизвлечение при- разработке скважинами с поверхности на месторождениях легкой нефти в среднем составляет менее 50 %, а по месторождениям тяжелой нефти и битума редко превышает 20 - 30 %.

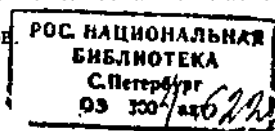
Месторождения тяжелой нефти и природного битума рассматриваются как наиболее перспективные источники углеводородного сырья в будущем/ В основном они разрабатываются тепловыми методами.

Большой интерес представляет шахтный способ добычи нефти в сочетании с тепловыми методами воздействия на пласт (термошахтный способ) на месторождениях тяжелой нефти и природного битума.

В настоящее время этот способ применяется при разработке Лрегского месторождения высоковязкой нефти. Это единственное месторождение в мире, где термошахтный способ применяется в промышленном масштабе.

Среднее нефтеизвлечение на Ярегском месторождении, по отработанным площадям достигло к 2004 г. 54 % при паронефтяном отношении 2,5 - 2,7 тонны пара на тонну нефти. Это указывает на высокую технологическую эффективность термошахтного способа добычи нефти.

Принципиальное отличие шахтной разработки нефтяных месторождений от поверхностной разработки заключается в переносе технологических процессов по добыче нефти с поверхности непосредственно в нефтяной пласт. Этим достигается наиболее полное использование пластовой энергии, что ведет к повышению нефтеотдачи пластов.



. При шахтной разработке пласт вскрывается плотной сеткой подземных скважин, чем достигается высокий охват пласта процессами дренирования и теплового воздействия. Создать такую плотность скважин при добыче нефти с поверхности практически невозможно из-за высокой стоимости скважин.

В диссертации, представлены результаты научных исследований, выполненных автором или при непосредственном его участии, направленные на решение проблем проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений термошахтным способом и совершенствование систем термошахтной разработки.

Большой вклад в развитие тепловых, шахтных и термошахтных методов добычи нефти внесли: Абасов М.Т., Антониаци Д.Г., Байбаков Н.К., Боксерман А.А., Вахитов Г.Г., Вахнин Г.И., Гарушев А.Р., Желтое Ю.П., Жданов С.А., Зак С.Л., Здоров С.Ф., Коробков Е.И., Кочешков А.А., Кудинов В.И. Лысенко В.Д., МаксUTOB Р.А., Малофеев Г.Е., Мирзаджанзаде А.Х., Намиот АЮ., Раковский Н.Л., Рузин Л.М., Сергеев АИ., Степанов В.П., Табаков В.П., Тарасов А.Г., Теслюк Е.В., Тюнысин Б.А., Шейнман А.Б., Якуба СИ., Ялов Ю.Н., Бурже Ж., Ловерье Х.А, Шнейдерс Г. и др. Труды этих ученых использовались при работе над диссертацией.

Цель работы.

1. Проанализировать особенности разработки нефтяных месторождений термошахтным способом.
2. Разработать методику прогнозирования технологических показателей термошахтной разработки нефтяных месторождений.
3. Создать научно-обоснованную методику проектирования и анализа термошахтной разработки нефтяных месторождений,
4. Апробация разработанной методики проектирования и анализа термошахтной разработки на Ярегском нефтяном месторождении.
5. На основе научных результатов определить направления дальнейшего совершенствования и создания новых, более эффективных систем термошахтной разработки.

Основные задачи исследования..

1. Оценить влияние геолого-физических параметров пласта, и свойств пластовых флюидов на процесс термошахтной разработки.
2. Определить влияние темпа теплового воздействия на пласт, плотности сеток подземных скважин на процесс термошахтной разработлки.
3. Исследовать зависимость между добычей нефти и воды при термошахтной разработке.
4. Раскрыть особенности механизма распространения тепла в пласте.
5. Научно- обосновать и разработать методику прогнозирования технологических показателей термошахтной разработки нефтяных месторождений.
6. Разработать комплексную методику расчета системы пароснабжения в специфических условиях нефтяных шахт, связанную с прогнозом технологических показателей термошахтной разработки.
7. Поиск новых, более эффективных систем термошахтной разработки.

Научная новизна.

1. Установлены особенности механизма прогрева пласта. Доказано, что прогрев пласта при любых системах термошахтной разработки происходит преимущественно сверху вниз. Прогрев пласта из скважин и трещин играет вспомогательную роль, а не основную, как это было принято ранее.
2. Определены основные элементы механизма нефтеотдачи пласта. Установлено, что из-за плотной сетки подземных скважин режим гидродинамического вытеснения реализуется слабо и имеет локальный характер. Устойчивых фронтов движения флюидов в пласте не образуется. Значимой зависимости между добычей нефти и воды нет. Гравитационный режим разработки пласта является основным. Другие режимы разработки играют вспомогательную роль.

3. По новому определена оптимальная температура пласта при термошахтной разработке.. Оптимальную температуру пласта следует определять из условий максимальной температуры, при которой не происходит выделение летучих фракций из нефти и при этом сохраняется тепловой режим в горных выработках в допустимых пределах. Выделение летучих фракций из нефти Лрегского месторождения начинается при температуре 200 °С. Ранее оптимальная температура пласта для Ярегского месторождения считалась 75 - 85 °С. Но эта температура определяется из условия сохранения температурного режима в горных выработках при существующих системах термошахтной разработки..
4. По новому обоснованы стадии термошахтной разработки. На первой стадии: пласт разогревается до температуры начала фильтрации нефти. При прорывах пара закрываются добывающие скважины, в которые произошел прорыв. На второй стадии при прорывах пара закрываются нагнетательные скважины, от которых произошел прорыв. Темп закачки пара снижается только после достижения оптимальной температуры пласта. На третьей стадии пар закачивается в нагнетательные скважины, обеспечивающие прогрев слабо разработанных зон пласта. Ранее считалось, что на первой стадии пласт разогревается до оптимальной температуры и далее она поддерживаться на постоянном уровне.
5. Доказано, что при термошахтной разработке фильтрация жидкости в пласте преимущественно вертикальная. Это определяется основным, гравитационным режимом разработки и плотной сеткой подземных добывающих, почти горизонтальных, скважин.
6. Разработана научно обоснованная методика прогнозирования технологических показателей термошахтной разработки. Принципиальное отличие методики, от ранее существующих, заключается в использовании при ее создании законов фильтрации жидкости в пласте, термодинамики и математической статистики, при этом учитываются геологическое строение пласта и технология разработки шахтных блоков.

7. Разработана новая, более эффективная подземно-поверхностная система термошахтной разработки и панельная система отработки шахтных полей. Предложенные системы решают проблему теплового режима в горных выработках и позволяют существенно сократить затраты на добычу нефти. В разработке этих систем автору принадлежат основные идеи

Практическая ценность.

1. Научно-обоснованные стадии термошахтной разработки определяют темпы закачки пара в различные периоды разработки шахтных площадей.
2. Методика прогнозирования технологических показателей предназначена для проектирования и анализа термошахтной разработки месторождений тяжелой нефти. Она используется в практической деятельности при разработке Ярегского месторождения.
3. Разработанная методика теплового и гидравлического расчета системы пароснабжения применяется при проектировании новых паропроводов и проведения расчетов для существующих систем пароснабжения нефтешахт.
4. Для практического применения по разработанным методикам автором составлены алгоритмы и программы на ПЭВМ.
5. Разработанные подземно-поверхностная система термошахтной разработки и панельная система отработки шахтных полей позволяют в 2 раза сократить срок разработки месторождения, в 2 - 7 раз уменьшить объем проходки, горных выработок, существенно увеличить коэффициент нефтеизвлечения, наполовину уменьшить затраты на добычу тонны нефти и на порядок увеличить производительность нефтешахт.
6. Научные результаты, полученные в диссертации, предлагаются для проектирования и анализа термошахтной разработки на месторождениях с трудно извлекаемыми запасами нефти.

Автор защищает:

1. Научно обоснованный механизм неизотермической фильтрации нефти и воды в пласте, вскрытом сложной системой большого количества произвольно ориентированных добывающих и нагнетательных скважин при термошахтной разработке нефтяных месторождений.
2. Закономерности распространения тепла и распределение температуры в пласте и вмещающих породах при термошахтной разработке нефтяных месторождений посредством нагнетания водяного пара.
3. Разработанную и научно обоснованную комплексную методику прогнозирования технологических показателей термошахтной разработки, учитывающую совместную работу пласта и сложной системы пароснабжения нефтяных шахт.
4. Новую, научно обоснованную технологию термошахтной разработки, обеспечивающую кратное увеличение темпа нефтеизвлечения. В разработке этой технологии автору принадлежат основные идеи.
5. Разработанную новую систему вскрытия пласта горными выработками, обеспечивающую кратное снижение проходки выработок и сохранение температуры рудничной атмосферы в допустимых пределах при термошахтной разработке.
6. По новом научно обоснованные требования к характеристикам нефтяных месторождений, пригодных для термошахтной разработки.

Внедрение научных результатов, полученных в диссертации, на Ярегском нефтяном месторождении показали хорошую сходимость прогнозных и фактических показателей разработки.

Публикации.

По результатам теоретических и экспериментальных исследований по теме диссертации опубликовано 14 статей, получено 6 патентов и написана 1 книга в соавторстве с Тюнькиным Б.А.

Основные результаты диссертационной работы докладывались в нефтешахтном управлении «Яреганефть» (2003), институте «Печорнипинефть» (2002), Ухтинском государственном техническом университете (2004), на НТС ОАО НК «ЛУКОЙЛ» (2003), 2-й научно-практической конференции Республики Татарстан (2003), научном семинаре ВНИИнефть (2003), научном симпозиуме «Неделя горняка» (2004).

Результаты работы использованы при составлении технологических и проектных документов: «Технико-экономическое обоснование поддержания уровня добычи нефти НИШ «Яреганефть» АО «Битраи» до 2000 г.» (1995), «Разработка рациональной системы распределения пара по блокам при термошахтной добыче нефти на Ярегском месторождении» (1995), «Состояние сырьевой базы высоковязких нефтей и природных битумов России» (1995), «Развитие производства на Ярегском месторождении на базе новых технологических решений по добыче и переработке нефти» (1996), «Технологическая схема термошахтной разработки опытного участка с нагнетанием теплоносителя через скважины с поверхности» (1997), «Обоснование инвестиций в комплексное освоение Ярегского нефтетитанового месторождения» (1999), «Технологическая схема разработки опытного участка в блоке 4Т-2 НШ-1 по одногоризонтной системе с применением термоизолированных колонн» (2000), «Технологическая схема опытных работ по испытанию различных систем термошахтной разработки в блоке 1Т-1 НШ-3 Ярегского месторождения» (2001), «Исследование технологий и составление проекта разработки Ярегского нефтяного месторождения в границах лицензионного участка ОАО «Битран» » (2003), а также при выполнении авторских надзоров за разработкой Ярегского месторождения в 1997 - 2002 гг.

Структура и объем диссертации.

Диссертационная работа изложена на 253 страницах, иллюстрирована 35 рисунками и состоит из введения, девяти разделов, заключения, списка литературы из 197 наименований и одного приложения.

II. СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении показана актуальность проблемы термошахтной разработки нефтяных месторождений, цели и основные задачи исследования.

В первом разделе приводятся характеристики Ярегского месторождения высоковязкой нефти и систем термошахтной разработки

Продуктивный пласт месторождения приурочен к девонским отложениям. Коллекторы представлены трещиновато-пористыми кварцевыми песчаниками. Пласт интенсивно разбит крутопадающими (60-80°) нарушениями на множество блоков. Средняя нефтенасыщенная толщина - 26 м, общая - около 70 м, пористость - 26 %, нефтенасыщенность - 87 %, проницаемость - 2-3 мкм², глубина залегания 140-210 м, начальная температура 6-8 °С. В результате длительной эксплуатации пласт на шахтных полях практически полностью дегазирован. Текущие значения газового фактора составляет в среднем 1,2 м³/т, пластового давления в кровле пласта 0,1 МПа. Вязкость нефти при пластовой температуре 12000-16000 мПа.с, плотность - 933 кг/м³. Зависимость вязкости нефти от температуры представлена на рис. 1.

Весь период шахтной разработки можно разбить на три этапа.

На первом этапе с 1939 г. по 1954 г. разработка шахтных полей осуществлялась по *ухтинской* системе. Сущность системы заключается в том, что с надпластового горизонта, расположенного на 20 - 30 м выше кровли, пласт разбуривался плотной сеткой скважин длиной 40 - 60 м и расстояниями между забоями 12-25 м. Скважины бурились кустами по 10-15 штук. Разработка велась в основном на режиме растворенного газа. Нефтеизвлечение составило 4 - 6 %.

На втором этапе с 1954 г. по 1974 г. разработка производилась по *уклонно-скважинной* системе. Сущность системы заключается в том, что из горной выработки, расположенной в кровле, пласт разбуривался пологонисходящими скважинами длиной до 250 м и расстояниями между забоями 15 - 20 м. Разработка велась на естественном режиме. Уклонно-скважинная система позволила в несколько раз сократить объем проходки горных выработок, но нефтеизвлечение осталось таким же, как и при ухтинской системе.

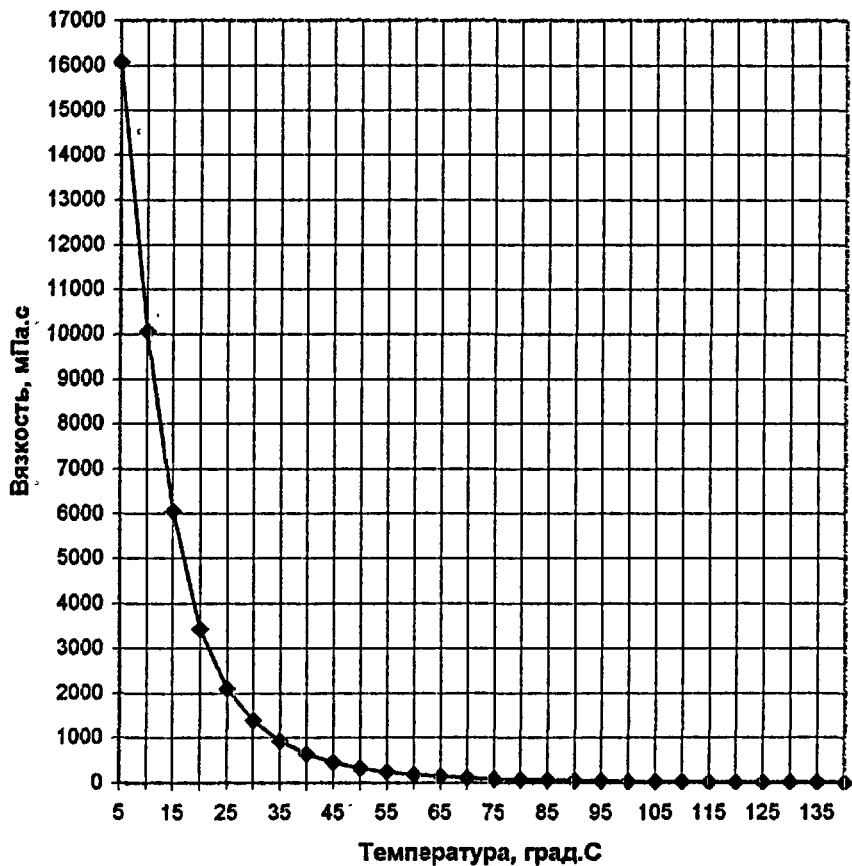


Рис. 1. Зависимость вязкости нефти Ярегского месторождения от температуры

По этим двум системам на площади в $40 \cdot 10^6$ м² было пробурено более 92 тысяч скважин длиной от 40 до 280 м, добыто 7,4 млн.т нефти. Нефтеизвлечение на обработанной площади составило 4 - 6 %.

На третьем этапе с 1972 г., разработка ведется *термощахтным* способом по нескольким системам термощахтной разработки.

Двухгоризонтная система. При этой системе создаются два горизонта горных выработок. Один расположен над пластом и состоит из системы полевых штреков, имеющих площадное расположение. Второй расположен в нижней части пласта и имеет кольцевой вид (добывающая галерея). Из полевых штреков пласт разбуривается крутонаклонными нагнетательными скважинами. Из галереи бурятся пологовосстающие добывающие скважины. Двухгоризонтная система в настоящее время является основной системой термощахтной разработки. На рис. 2 приведен фактический пример разбуривания блока 343-юг по этой системе.

Двухярусная система. При двухярусной системе в верхней части пласта сооружается галерея, откуда бурятся пологонаклонные нагнетательные скважины, а добывающие скважины, как и при двухгоризонтной системе, бурятся из галереи, расположенной в подошве пласта. Преимуществом двухярусной системы является уменьшение объема проходки горных выработок, а недостатком - неравномерность плотности сетки нагнетательных скважин по площади и прорывы пара в нагнетательную галерею.

Одногоризонтная система. При этой системе нагнетательные и добывающие скважины бурят из одной галереи пройденной в подошве пласта. Достоинством системы, является уменьшение объема проходки горных выработок, а недостатками - неравномерный прогрев пласта и прорывы пара в галерею.

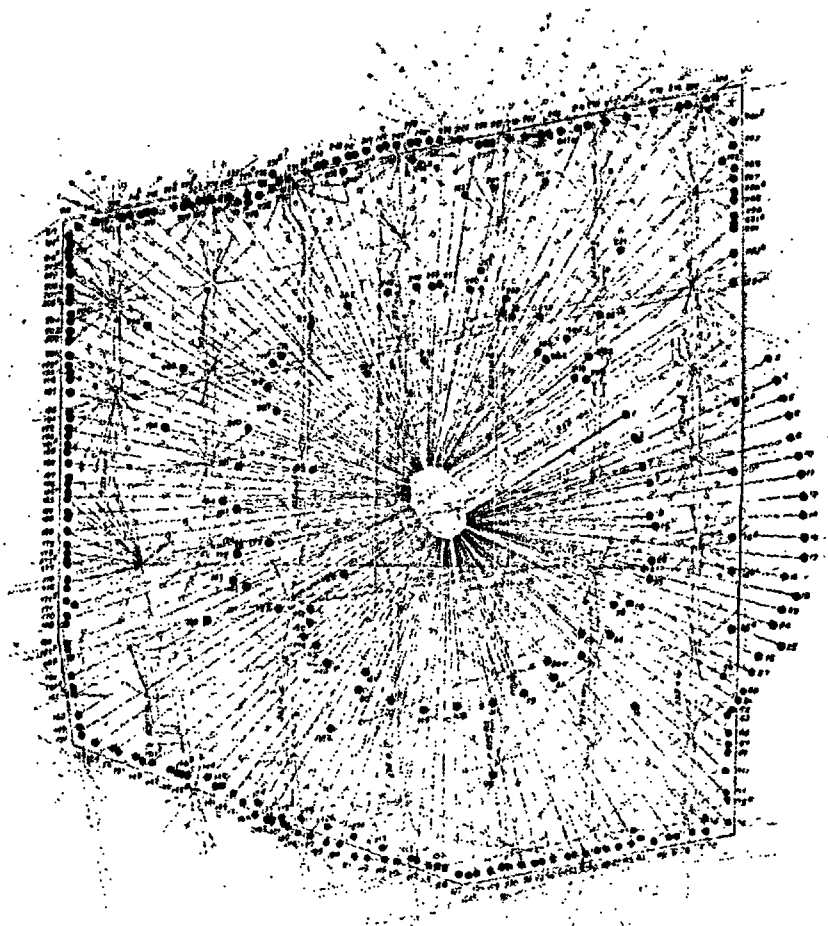


Рис. 2. Схема фактического разбуривания блока 343-юг по двухгоризонтной системе :

Панельная система. При панельной системе нагнетательная и добывающая галереи располагаются параллельно друг другу в подошве пласта. Из этих галерей осуществляется бурение пологовосстающих нагнетательных и добывающих скважин навстречу друг другу с расстоянием между скважинами 15-20м

Подземно-поверхностная система. При подземно-поверхностной системе пар закачивается в пласт через вертикальные поверхностные скважины, пробуренные вблизи границы блока, а добыча нефти производится через подземные скважины, пробуренные из галереи. Для равномерного распределения пара по пласту, к забою нагнетательной скважины бурится подземная парораспределительная скважина.

Достоинством системы является уменьшение объема проходки горных выработок, возможность закачки пара более высоких параметров, чем при других, вынос системы пароснабжения на поверхность, что снижает тепловыделения в горные выработки и повышает безопасность работы в шахте. Подземно-поверхностная система является наиболее перспективной для термошахтной разработки Ярегского месторождения.

Во втором разделе проанализированы особенности термошахтной разработки.

Давление в пласте. Устья пологовосстающих скважин, выходящих в добывающие галереи, открыты. Их сечения - заполнены жидкостью только частично, поэтому в стволах скважин сохраняется давление, равное давлению рудничной атмосферы, то есть равно 0,1 МПа. Учитывая высокую плотность скважин, давление в пласте быстро снижается и в кровле пласта становится равным атмосферному. Изменение давления в пласте по вертикали определяется гидростатическим давлением.

Прогрев пласта и прорывы пара в подземные добывающие скважины. Проведенные исследования показали, что прогрев пласта при термошахтной разработке преимущественно происходит от кровли к подошве пласта. Прогрев пласта из трещин и скважин играет вспомогательную роль.

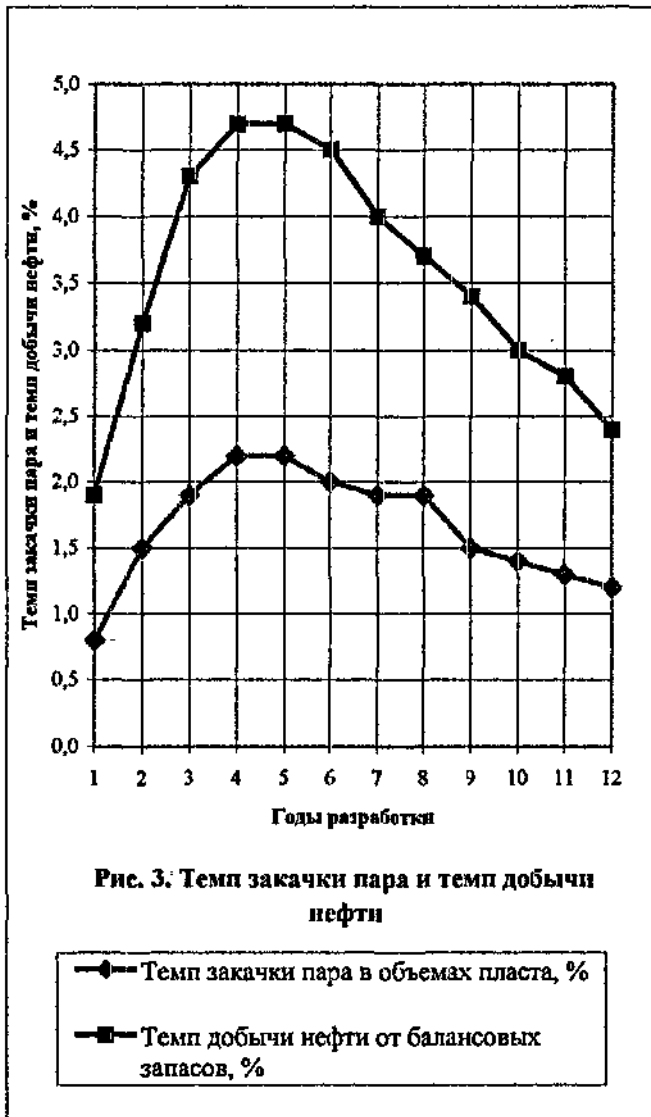
Высокая плотность подземных скважин, а также наличие трещин и старых подземных скважин в пласте, приводит к прорывам пара в добывающие скважины. На начальной стадии разработки прорывы пара по добывающим скважинам в горные выработки редки. Это объясняется низкими параметрами закачиваемого пара, 0,2 - 0,5 МПа. На более поздних стадиях разработки, по мере прогрева пласта, прорывы пара в горные выработки учащаются.

Предотвращение прорыва пара в горные выработки производится закрытием подземных скважин. Отключение части подземных скважин приводит к изменению направления фильтрационных потоков в пласте.

Темп разработки; При термошахтной разработке, максимум добычи нефти по шахтному блоку достигается не при максимальной температуре пласта, а раньше. Это объясняется большой плотностью подземных скважин. Первоначально нефть добывается из пространства, примыкающего к скважинам и трещинам. При малых расстояниях фильтрационные сопротивления пласта невелики и нефть, даже при небольшом прогреве, активно поступает в добывающие скважины. Позже начинает работать поровая матрица пласта. Фильтрационные сопротивления возрастают. Несмотря на увеличение температуры пласта, темпы добычи нефти падают.

На графиках, рис. 3, показаны средние темпы закачки пара и добычи нефти по шахтным блокам. В течение первых 4 - 5 лет разработки темпы добычи нефти и закачки пара резко растут. Затем, несмотря на рост температуры пласта, темпы добычи нефти падают. Это подтверждает, что первоначально нефть добывается из пространства пласта, примыкающего к добывающим скважинам и трещинам, а позже начинает работать поровая матрица пласта.

Особенности фильтрации нефти и воды. Залежь нефти Ярегского месторождения водоплавающая. Для предотвращения поступления воды из водоносного горизонта бурение нагнетательных скважин заканчивают на 2 - 3 м выше ВНК. Также выше ВНК располагают и добывающую галерею. Поступление воды из водоносного горизонта снижает тепловую эффективность термошахтной разработки.



Разогрев пласта, преимущественно, идет сверху вниз. Вблизи ВНК длительное время сохраняется низкая температура. Нефть сохраняет высокую вязкость и препятствует поступлению воды из водоносного горизонта в нефтенасыщенную часть пласта.

Так как плотность подземных скважин очень высока, то пластовая вода, находящаяся в нефтенасыщенной части пласта, и конденсат пара быстро находят фильтрационные каналы, по которым поступают в добывающие скважины и практически не влияют на процесс вытеснения нефти. Поэтому значимой зависимости между добычей воды и нефти практически нет.

В начальный период разработки имеется пик по добыче воды, который определяется добычей воды, находящейся в нефтенасыщенной части пласта.

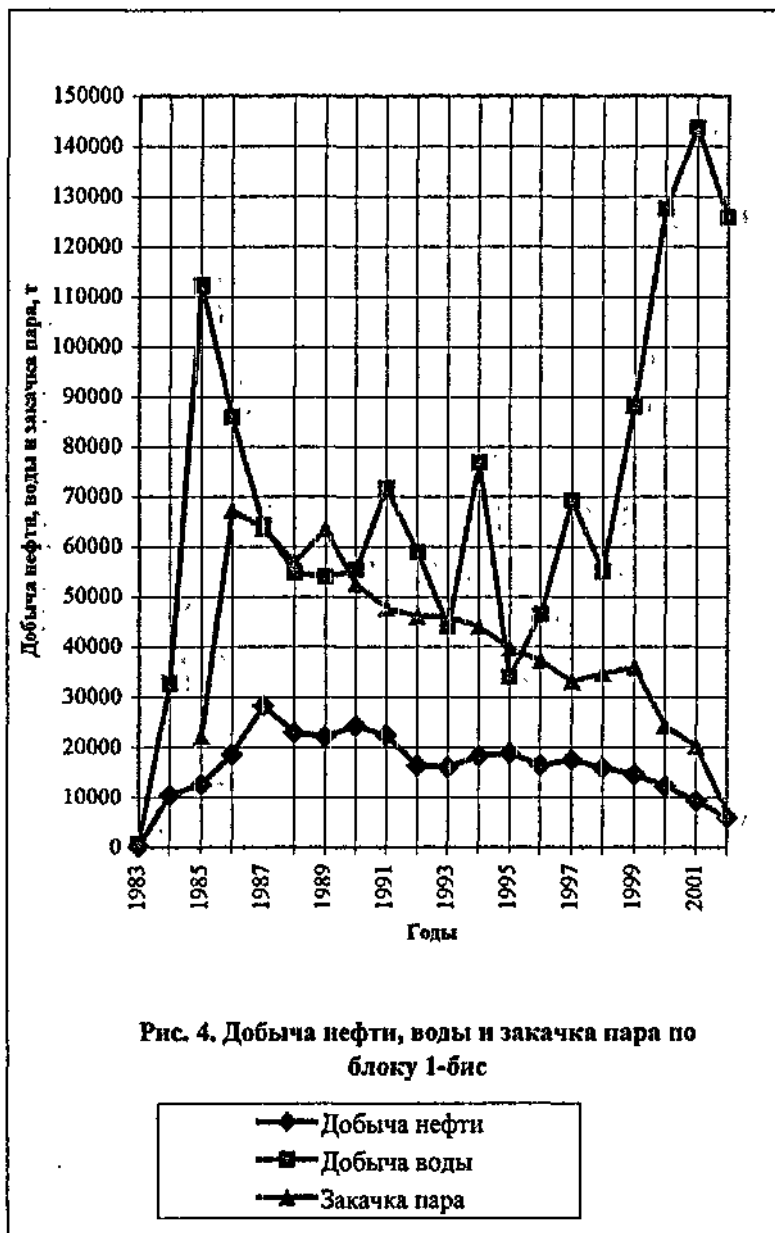
В дальнейшем добыча воды определяется в основном массой закачанного пара в пересчете на конденсат.

На заключительной стадии разработки происходит разогрев нижней части пласта и вода начинает поступать из водоносного горизонта. В этот период появляется второй пик по добыче воды.

На графиках, рис. 4, показаны темпы добычи нефти и воды и закачки пара по шахтному блоку 1-бис. В начальный период разработки блока темп добычи воды растет. В дальнейшем добыча воды определяется в основном массой закачанного пара. На заключительной стадии наблюдается резкий рост добычи воды. Этот рост вызван поступлением воды из водоносного горизонта, в связи с прогревом нижней части нефтеносного пласта.

Второй пик по добыче воды присутствует не всегда. Это определяется геологическим строением пласта и расположением добывающей галереи и подземных скважин относительно ВНК и соседних блоков.

Влияние температуры пласта. Одним из основных параметров, влияющих на темп термощахтной разработки, является температура пласта.



При повышении температуры активизируются все процессы, влияющие на темп добычи нефти, а именно: гравитация, тепловое расширение, капиллярная пропитка, вытеснение нефти. Но, согласно правил безопасности, температура рудничной атмосферы не должна превышать 26 °С. Шахтная вентиляция не может обеспечить допустимую температуру в горных выработках при температуре поверхности стенок выше 50 - 60 °С. Поэтому средняя температура пласта редко превышает 80 °С. Отсюда ряд авторов сделали вывод, что оптимальная температура пласта при термошахтной разработке находится в интервале 75 - 85 °С. На самом деле при этой средней температуре пласта шахтная вентиляция обеспечивает поддержание нормального температурного режима в горных выработках, так как при основных системах термошахтной разработке пар закачивается по всей площади блока, но не ближе 60 - 80 м от добывающей галереи.

В удаленных частях пласта от горных выработок температура может значительно превышать указанные пределы, что и достигается при подземно-поверхностной системе, так как закачка пара при этой системе производится на границу блока. Тепловой фронт распространяется от границы к галерее и подходит к галерее только в конце разработки блока.

Оптимальная температура пласта при термошахтной разработке определяется двумя критериями. Первый. В пласте не должно происходить выделение летучих фракций из нефти. Это может привести к взрывоопасной ситуации в шахте. Второй. Шахтная вентиляция должна обеспечивать поддержание температуры рудничной атмосферы в допустимых пределах.

Влияние непродуктивных пропластков и толщины пласта.

Непродуктивные пропластки в нефтяном пласте Ярегского месторождения представлены аргиллитами и алевролитами. Они составляют 0 - 35 % объема нефтенасыщенной части блоков пласта и имеют горизонтальное или линзовидное расположение.

Непродуктивные пропластки препятствуют вертикальной фильтрации жидкости в пласте и требуется повышенный расход тепла на их разогрев.

Количество тепла, теряемого в окружающее пространство, зависит от нефтенасыщенной толщины пласта. Чем больше толщина пласта, тем меньше теплотеряет окружающее пространство. При большой толщине пласта увеличивается гидростатическое давление, что способствует увеличению темпов добычи нефти.

Влияние плотности сетки подземных скважин.

Количество подземных нагнетательных скважин определяется из условия обеспечения темпов разогрева пласта. При двухгоризонтной системе одна скважина длиной в пласте в 30 - 50 м принимает в среднем 0,7 - 1,0 тонны пара в сутки. На 1 га площади бурится 18-20 нагнетательных скважин. При одногоризонтной системе за счет увеличения длины скважин до 200 - 250 м темп закачки возрастает до 5 - 6 тонн в сутки, поэтому на 1 га бурится 3 - 4 нагнетательные скважины из галереи.-

Невысокие темпы закачки пара по подземным скважинам определяются низким давлением закачки, что вызвано условиями безопасности работы в шахтах, и низкой пропускной способностью подземных паропроводов из-за ограничения на диаметры паропроводов.

При подземно-поверхностной системе нет ограничения на диаметры поверхностных паропроводов. Давление закачки пара в 3 - 4 раза превышает давление закачки через подземные скважины. Темп закачки пара достигает 200 тонн в сутки на скважину. В среднем, на 1 га бурится 1 подземная парораспределительная и 1 поверхностная нагнетательная скважина.

Определить оптимальное количество подземных добывающих скважин в настоящее время сложно. Теоретическому определению оптимального количества добывающих скважин мешает наличие в пласте старых подземных скважин, которые накладывают возмущения на пути фильтрации жидкости в пласте. Статистическая обработка работы добывающих скважин также затруднена. Более 40 лет инклинометрия скважин не проводилась.

В 2001 г. была проведена инклинометрия 9-ти подземных скважин на опытном участке 1Т-2. Результаты инклинометрии показали, что только 2 из 9-ти скважин оказались в нефтеносной части пласта, а остальные ушли в водоносную. Характерный пример траектории скважины показан на рис. 5. Аналогичная, ситуация с траекториями подземных добывающих скважин происходит и в других блоках. Поэтому определить оптимальное количество добывающих скважин на основе истории разработки не представляется возможным. По опыту термошахтной разработки оптимальным считается 12 - 15 добывающих скважин на 1 га, а для подземно-поверхностной системы за счет высоких параметров закачиваемого пара 2 - 3 скважины на гектар.

Особенности стадий термошахтной разработки. Ранее стадии термошахтной разработки определялись только по температуре пласта, при этом на первой стадии пласт разогревался до оптимальной, которая затем поддерживалась на протяжении всего срока разработки. Автор по новому¹ обосновал стадии разработки, которые более точно отражают процесс термошахтной технологии, и при этом определил режим работы нагнетательных и добывающих скважин.

1. Разогрев пласта. На этой стадии пласт разогревается до температуры начала фильтрации нефти. Для Ярегского месторождения это 40 - 50 °С. Темпы закачки пара максимальные. Добывающие скважины, в которые произошел прорыв пара, закрываются. Темпы закачки пара не снижаются.
2. Интенсивный отбор нефти. На этой стадии пласт достаточно разогрет. При прорыве теплоносителя в добывающие скважины закрываются нагнетательные скважины, от которых произошел прорыв. Температура пласта повышается до оптимальной.
3. Доразработка пласта. На этой стадии основная нефть га пласта добыта, но остаются слабо разработанные участки. Закачка теплоносителя ведется в нагнетательные скважины, связанные с этими участками. На этой стадии для закупорки высокопроницаемых зон может быть произведена закачка вязкоупругих составов, а также вода для вытеснения нефти.

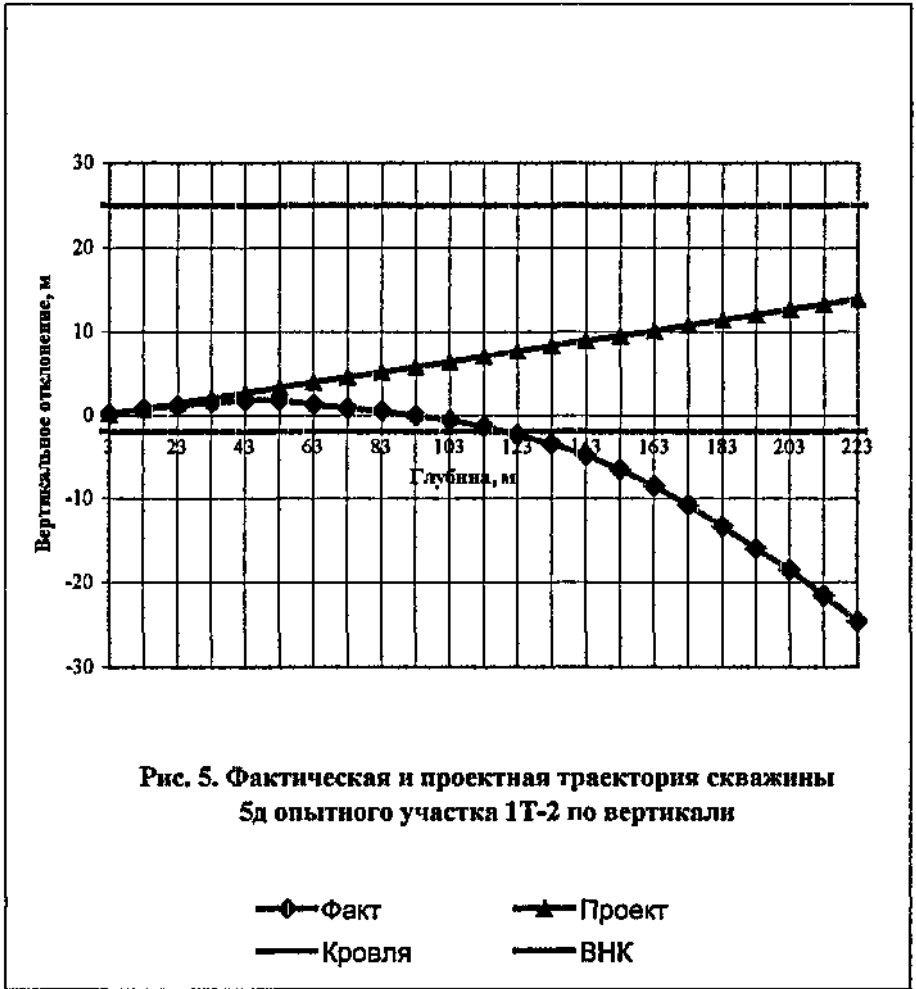


Рис. 5. Фактическая и проектная траектория скважины 5д опытного участка 1Т-2 по вертикали

В третьем разделе проанализированы методы, применяемые для расчета технологических показателей термошахтной разработки.

Метод расчета показателей разработки в зависимости от закачки пара в поровых объемах пласта. Метод обладает большими погрешностями, так как не учитывает геологическое строение пласта, плотность сеток добывающих и нагнетательных скважин, параметры и темпы закачки пара.

Метод гидродинамической оценки термошахтной разработки нефтяной залежи. Метод предложен д.ф.-м.н. Пилатовским В.П. и основан на вероятностном подходе к определению добычи нефти и воды по блокам и распределения давления в пласте.

Весь процесс разработки разбивается на две стадии: на первой стадии пласт разогревается до оптимальной температуры; на второй стадии в работу включаются добывающие скважины, при этом объем закачки теплоносителя определяется поддержанием достигнутой температуры.

Основным недостатком метода является то, что, фактически, разработка пласта ведется не при постоянной, а переменной температуре. Методика сделана для однородного нефтяного пласта.

Экспериментально-аналитический метод расчета технологических показателей при термошахтной разработке.

Этот метод был разработан автором и представлен в кандидатской диссертации. Он основан на статистических зависимостях. По истории разработки шахтных блоков определяется зависимость темпа добычи нефти от объемов закачки пара и времени работы добывающих и нагнетательных скважин. Получены два уравнения регрессии для различных стадий разработки шахтных блоков. Недостатком метода является то, что он не учитывает напрямую влияние различных параметров воздействия на пласт.

В четвертом разделе сформулированы научные требования к созданию методики прогнозирования технологических показателей термошахтной разработки.

Классические фильтрационные модели разработки строятся на основе движения фронта флюидов в пласте.

При термошахтной разработке наличие большого количества скважин не позволяет образовываться в пласте устойчивым фронтам движения флюидов. Расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами не определено. Распространение теплоносителя в пласте имеет вероятностный характер. Вертикальная составляющая движения флюидов в пласте имеет преимущественное значение.

На рис 6 показана принципиальная схема размещения добывающих и нагнетательных скважин в пласте при двухгоризонтной системе термошахтной, разработки. Старые скважины на рисунке не показаны.

Наличие плотной сетки новых и старых подземных скважин, а также * трещин и непродуктивных пропластков делает картину движения флюидов в пласте неопределенной.

Исходя из сказанного видно; что классические фильтрационные модели * для условий термошахтной разработки неприменимы.

Методика прогнозирования технологических показателей термошахтной разработки должна строиться на основе законов фильтрации жидкости в пласте, термодинамики и математической статистики. При этом должны учитываться геологические характеристики пласта, пластовых флюидов и характеристики закачиваемого теплоносителя.

В пятом разделе приводится методика прогнозирования технологических показателей при термошахтной разработке месторождений

Методика прогнозирования строится на основе: уравнения теплового баланса пласта; закона Дарси; коррелирующей функции, которая зависит от плотности нагнетательных скважин. На рис. 7 представлена принципиальная схема принятой фильтрации жидкости в пласте.

Для решения поставленной задачи автором предложена следующая система уравнений

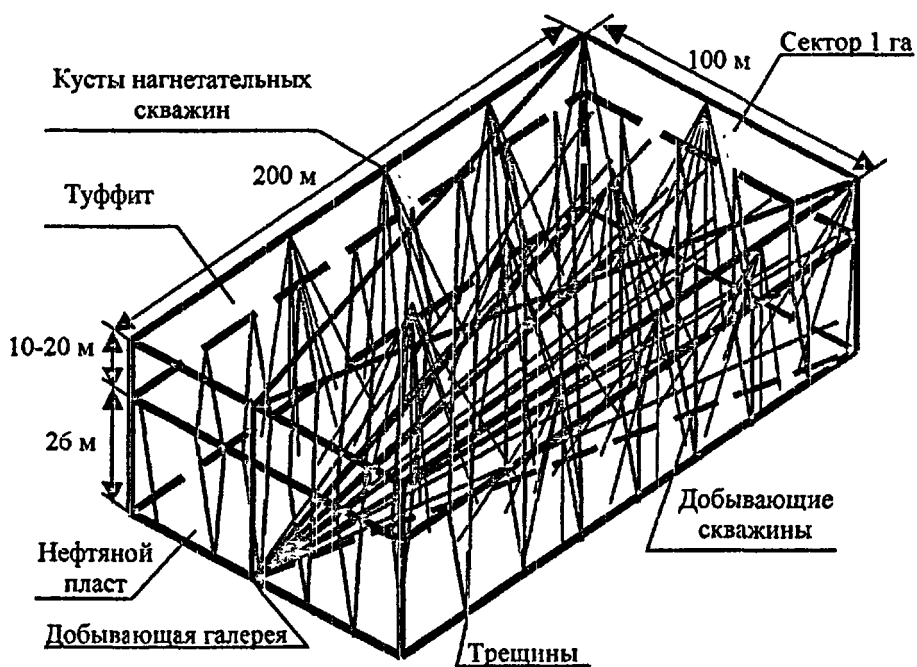


Рис. 6. Принципиальная схема размещения добывающих и нагнетательных скважин и трещин в пласте при термошахтной разработке (двухгоризонтная система)

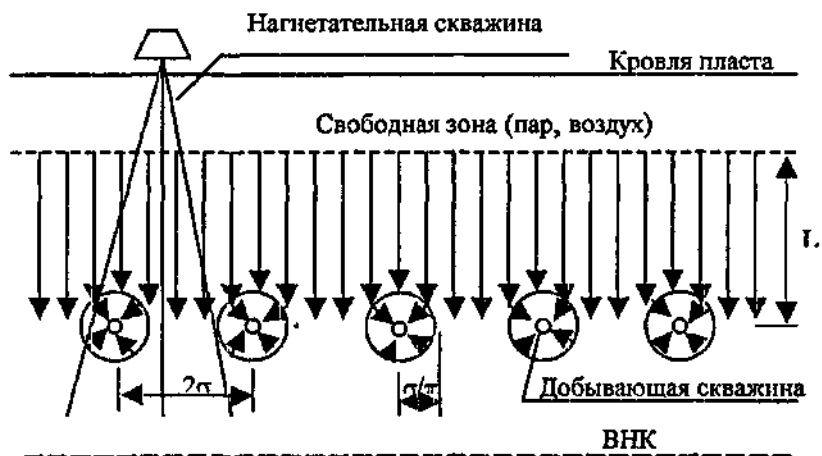


Рис. 7. Принципиальная схема вертикальной
фильтрации жидкости при термошахтной разработке

L – расстояние от свободной зоны до подземных скважин

2σ – расстояние между добывающими скважинами

$$\left\{ \begin{array}{l}
 Q_{\text{п}} = Q_{\text{кр}} + Q_{\text{под}} + Q_{\text{пл}} + Q_{\text{н}} + Q_{\text{в}} + Q_{\text{вг}} \\
 q_{\text{н}} = \frac{2\sigma k l_{\text{скв}} (P_{\text{к}} - P_{\text{заб}})}{\mu_{\text{н}} \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi R_{\text{с}}} \right)} F_{\text{н}}(S_{\text{нс}}/V_{\text{пл}}) \\
 q_{\text{в}} = \frac{2\sigma k l_{\text{скв}} (P_{\text{к}} - P_{\text{заб}})}{\mu_{\text{в}} \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi R_{\text{с}}} \right)} F_{\text{в}}(S_{\text{нс}}/V_{\text{пл}})
 \end{array} \right. \quad (1)$$

где $Q_{\text{п}}$ - количество тепла пара, которое идет на нагревание пласта; $Q_{\text{кр}}$, $Q_{\text{под}}$ - количество тепла, теряемого в окружающее пространство через кровлю и подошву; $Q_{\text{пл}}$, $Q_{\text{н}}$, $Q_{\text{в}}$, $Q_{\text{вг}}$ - количество тепла, идущее на нагревание пород пласта, нефти и воды, находящихся в пласте, и воды, поступившей из водоносного горизонта; $q_{\text{н}}$, $q_{\text{в}}$ - добыча нефти и воды; σ - половина расстояния между добывающими скважинами; k - абсолютная проницаемость пласта; $l_{\text{скв}}$ - суммарная рабочая длина добывающих скважин в блоке; $P_{\text{к}}$, $P_{\text{заб}}$ - давление на контуре питания и на поверхности добывающих скважин; $\mu_{\text{н}}$, $\mu_{\text{в}}$ - динамическая вязкость нефти и воды; L - расстояние от контура питания до добывающих скважин; $R_{\text{с}}$ - радиус добывающей скважины; $F_{\text{н}}(S_{\text{нс}}/V_{\text{пл}})$, $F_{\text{в}}(S_{\text{нс}}/V_{\text{пл}})$ - коррелирующие функции для добычи нефти и воды, зависящие от отношения суммарной поверхности работающих нагнетательных скважин ($S_{\text{нс}}$) к объему пласта ($V_{\text{пл}}$).

Первое уравнение системы является уравнением теплового баланса для пласта. Из его решения определяется средняя температура пласта.

По второму и третьему уравнениям определяется добыча нефти и воды по блоку. Так как фильтрация жидкости в пласте при термощахтной разработке существенно отличается от фильтрации при традиционной разработке месторождений с поверхности, то вводятся указанные коррелирующие функции.

Расчет показателей разработки ведется по интервалам времени. На каждом интервале принимается, что средняя температура пласта постоянна. Отчетная информация по разработке шахтных блоков фиксируется по месяцам. Средняя температура пласта в течение месяца изменяется не более чем $1 - 3 \text{ }^\circ\text{C}$. Принятие температуры пласта постоянной в течение месяца не приводит к значительным ошибкам при расчете добычи нефти и воды.

Расчет средней температуры пласта. Средняя температура пласта зависит от количества закачанного теплоносителя, притока воды из водоносного горизонта, отбора жидкости и теплопотерь в окружающее пространство.

При расчете средней температуры пласта принимаются следующие допущения: в пласт закачивается теплоноситель (пар), который равномерно распределяется по всему объему пласта разрабатываемого блока; температура добываемой жидкости равна средней температуре пласта; приток воды в нефтенасыщенную часть пласта из водоносного горизонта происходит, если накопленная добыча воды превышает массу воды, первоначально содержащейся в пласте плюс масса закачанного пара; прорыва пара в горные выработки нет; теплопотери происходят только в вертикальном направлении.

Средняя температура пласта в интервале времени определяется из решения уравнения теплового баланса (1).

Количество тепла на нагревание пласта, определяется по формуле:

$$Q_{\text{п}} = G_{\text{п}}[(I_{\text{п}} - I_{\text{к}})X + rX + (1 - X)(I_{\text{вп}} - I_{\text{вк}}) + C_{\text{в}}(T_{\text{к}} - T_{\text{п}})],$$

где $G_{\text{п}}$ - масса закачанного пара за интервал времени (t_{-1}, t_1) ; $I_{\text{п}}$, $I_{\text{вп}}$, $I_{\text{к}}$, $I_{\text{вк}}$ - соответственно, энтальпии пара и воды на входе в пласт и при температуре конденсации; X - сухость пара; r - удельная теплота парообразования; $C_{\text{в}}$ - удельная теплоемкость воды; $T_{\text{к}}$ - температура конденсации пара; $T_{\text{п}}$ - средняя температура пласта после закачки пара.

Если в пласт закачивается горячая вода, то количество тепла, которое идет на нагревание пласта, определяется по формуле

$$Q_{пi} = G_{вi} C_{в} (T_{вi} - T_{i}),$$

где $G_{вi}$ - масса закачанной воды; $T_{вi}$ - температура воды.

Количество тепла, которое пойдет на нагревание пород пласта, нефти и воды, находящихся в пласте, и воды, пришедшей из водоносного горизонта, определяется по формулам:

$$Q_{плi} = [V_{плэ}(1 - m) + V_{плнэ}] \rho_{пл} C_{пл} (T_i - T_{i-1}),$$

$$Q_{нi} = M_{нi} C_{н} (T_i - T_{i-1}),$$

$$Q_{вi} = C_{в} M_{вi} (T_i - T_{i-1}),$$

$$Q_{вгi} = C_{в} G_{вгi} (T_i - T_0),$$

где $V_{плэ}$, $V_{плнэ}$ - объемы эффективной нефтенасыщенной и неэффективной частей пласта; m - пористость пласта; $\rho_{пл}$ - плотность пород скелета пласта; $C_{пл}$ - удельная теплоемкость пород пласта (средневзвешенная по эффективной и неэффективной толщине пласта); $C_{н}$, $C_{в}$ - удельные теплоемкости нефти и воды; $M_{нi}$, $M_{вi}$, $G_{вгi}$ - массы нефти и воды в пласте и воды, поступившей из водоносного горизонта за период времени (t_{i-1}, t_i) .

Масса воды, поступившей из водоносного горизонта, $G_{вгi}$, определяется из баланса накопленной добычи воды и воды, первоначально находившейся в пласте плюс накопленная масса закачанного пара и плюс накопленная добыча воды из водоносного горизонта на момент времени - t_{i-1} . Если баланс положительный, то приток воды из водоносного горизонта есть, иначе он равен нулю.

Из потерь тепла в окружающее пространство учитываются только потери в кровлю и подошву пласта,

$$Q_{\text{окр}} = Q_{\text{кр}} + Q_{\text{под}}. \quad (2)$$

Распределение температуры выше кровли или ниже подошвы пласта определяется из решения уравнения теплопроводности

$$a \frac{\partial^2 U}{\partial x^2} = \frac{\partial U}{\partial t}, \quad (3)$$

где a - коэффициент температуропроводности пород; U - температура окружающих пород; x - расстояние от кровли или подошвы пласта; t - время.

Начальным условием для этого уравнения является равенство температуры пласта и окружающих пород в начальный момент времени

$$U(x, 0) = U_0 = T_0. \quad (4)$$

Согласно проведенным исследованиям выявлено, что температура пласта у кровли в среднем в три раза выше, чем у подошвы. В связи с этим, принимается:

$$U_{\text{кр}} = 1.5 T_{\text{ср}} \quad (5)$$

$$U_{\text{под}} = 0.5 T_{\text{ср}}. \quad (6)$$

где $U_{\text{кр}}$, $U_{\text{под}}$ - температуры на контакте пласта с кровлей и подошвой, $T_{\text{ср}}$ - средняя температура пласта за период времени (t_{i-1}, t_i) .

Граничные условия на кровле и подошве пласта задаются в виде ступенчатой функции по периодам времени

$$U(0, t) = \begin{cases} U_0 & \text{при } t_0 < t < t_1 \\ U_1 & \text{при } t_1 < t < t_2 \\ \dots & \dots \\ U_{i-1} & \text{при } t_{i-1} < t < t_i \end{cases}, \quad (7)$$

где под U_k ($k = 0, \dots, i-1$) понимается средняя температура на контакте окружающих пород с кровлей или подошвой пласта.

Решение поставленной задачи имеет вид

$$U(x,t) = \sum_{k=0}^{i-1} U_k \left\{ \operatorname{erfc} \left[\frac{x}{2\sqrt{a(t-t_k)}} \right] - \operatorname{erfc} \left[\frac{x}{2\sqrt{a(t-t_{k-1})}} \right] \right\} + U_{i-1} \operatorname{erfc} \left[\frac{x}{2\sqrt{a(t-t_{i-1})}} \right]. \quad (8)$$

Тепловые потери через границу кровли или подошвы пласта

$$Q = \lambda S_{\text{пл}} (t_k - t_{k-1}) \left. \frac{dU}{dx} \right|_{\substack{x=0 \\ t=t_k}}. \quad (9)$$

где λ - коэффициент теплопроводности пород кровли или подошвы пласта; U - температура на границе кровли или подошвы пласта; x - расстояние от кровли или подошвы пласта; $S_{\text{пл}}$ - площадь пласта; $k = 1, \dots, i$, при $k = 1, t_0 = 0$.

После подстановки полученных выражений уравнение теплового баланса (1) разрешается относительно средней температуры пласта. По уравнениям (2) - (9) определяются теплотери через кровлю и подошву пласта и распределение температуры в породах кровли и подошвы пласта.

Расстояние между добывающими скважинами. В связи с большой плотностью подземных добывающих скважин и пространственным их расположением в пласте, расстояние между скважинами не определено.

Для того, чтобы был возможен расчет по уравнениям для добычи нефти и воды (1) определяется суммарная рабочая длина всех добывающих скважин и, условно, фактические скважины заменяются на горизонтально расположенные параллельно друг другу в середине неотработанной части пласта. Рабочая длина добывающей скважины определяется длиной скважины в неотработанной части пласта.

Давление в пласте. Давление в стволах подземных добывающих скважин равно 0,1 МПа, так как сечения скважин заполнены жидкостью только частично, а остальное занимает воздух, поступающий из галереи.

При большой плотности сеток подземных скважин, невозможно выделить контур питания. Большинство закачиваемого пара поступает в свободное пространство. При термошахтной разработке вертикальная составляющая движения жидкости в пласте имеет преимущественное значение. Поэтому вертикальная составляющая давления также имеет определяющее значение для добычи жидкости. Давление в свободной зоне определяется давлением насыщенного пара, если температура выше 100 °С и, равно 0,1 МПа, если меньше 100 °С.

Давление на уровне добывающих скважин, расположенных в середине неотработанной части пласта, равно давлению в свободной зоне, $P_{св}$, плюс давление столба жидкости (нефти) от уровня свободной зоны до скважин. Это давление принимается за давление на контуре питания, P_k .

$$P_k = P_{св} + L_x g \rho_n,$$

где: L_x - расстояние от уровня свободной зоны до уровня расположения добывающих скважин; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; ρ_n - плотность нефти.

Проницаемость. Пласт Ярегского месторождения относится к трещиновато-пористому, поэтому при расчетах необходимо учитывать как проницаемость порового пространства, так и трещинного пространства. Первоначально нефть добывается из трещин и порового пространства пласта примыкающего к трещинам и к подземным скважинам. Позже начинает работать поровое пространство. Фильтрационные сопротивления зависят от абсолютной проницаемости. Так как в начальной стадии разработки движение жидкости происходит в основном по трещинам, а позже по поровому пространству и трещинам, то фильтрационные сопротивления изменяются. Поэтому вводится понятие усредненной абсолютной проницаемости, которая определяется по формуле

$$k = \begin{cases} \frac{k_T - k_P}{Z_T^2} K_{из}^2 - 2 \frac{k_T - k_P}{Z_T} K_{из} + k_T, & \text{при } K_{из} < Z_T \\ k_P, & K_{из} > Z_T \end{cases}$$

где k_T , k_P - абсолютные проницаемости трещинного и порового пространства пласта; Z_T - доля запасов нефти в трещинах, крупных порах и областей пласта, примыкающих к ним и к подземным скважинам; $K_{из}$ - коэффициент нефтеизвлечения.

Так как зависимости между добычей нефти и воды практически нет, то фазовые проницаемости в расчете не учитываются.

Вязкость нефти и воды. Изменение вязкости воды хорошо описывается формулой Бинхэма в интервале температур от 0 до 160 °С.

Существующие формулы для определения зависимости вязкости нефти от температуры дают большие погрешности. Поэтому зависимость вязкости нефти для Ярегского месторождения аппроксимируется с помощью кубического сплайна.

Коррелирующие функции. Коррелирующие функции зависят от отношения суммарной поверхности работающих нагнетательных скважин, $S_{НС}$, к объему пласта, $V_{пл}$, в границах блока и имеют вид

$$F \left(\frac{S_{НС}}{V_{пл}} \right) = \exp \left[a_1 \left(\frac{S_{НС}}{V_{пл}} \right)^2 + a_2 \frac{S_{НС}}{V_{пл}} + a_3 \right]. \quad (10)$$

Коэффициенты коррелирующих функций a_1 , a_2 , a_3 для добычи нефти и воды определяются статистическими методами по истории разработки блока.

Алгоритм расчета технологических показателей разработки.

По истории разработки блока определяются коэффициенты коррелирующих функций для добычи нефти и воды и температура пласта к началу момента прогнозирования.

На прогнозируемый период задаются темпы и параметры закачки пара, фонд добывающих и нагнетательных скважин и коэффициенты эксплуатации. Расчет ведется по интервалам времени.

Расчет технологических показателей на прогнозируемый период по описанной методике имеет высокую точность, если нефтеизвлечения по блоку выше 15 - 20 %. При меньшем нефтеизвлечении и для новых блоков расчет ведется на основе блока-аналога. По блоку-аналогу определяются коэффициенты коррелирующих функций и, далее, расчет ведется по заданным исходным данным.

База данных. Для определения коэффициентов коррелирующих функций используется база данных, в которой хранится информация по разработке шахтных блоков по месяцам.

Структура базы данных для термощахтной разработки в основном отражает структуру журналов регистрации показателей разработки по блокам, принятую в ОАО «Битран». Такая структура была предложена Табаковым В.П.

Информация по каждому блоку разделяется на два типа:

постоянную, которая отражает геологические характеристики шахтного блока, свойства насыщающей пласт жидкости, пород пласта и окружающего пространства;

текущую, которая отражает ввод площади шахтного блока в разработку, и технологические показатели разработки по месяцам.

В шестой разделе приводится расчет системы пароснабжения.

Обоснование необходимости расчета системы пароснабжения.

Система пароснабжения шахтных блоков на нефтешахтах единая. Количество подземных нагнетательных скважин измеряется тысячами, поэтому задача определения параметров пара, закачиваемого в каждый шахтный блок весьма актуальна.

Методика расчета системы пароснабжения нефтяных шахт включает в себя тепловой и гидравлический расчет поверхностных паропроводов, пароподающих скважин и подземных паропроводов.

До настоящей методики, разработанной автором, не существовало методик и программ на ЭВМ для теплового и гидравлического расчета системы пароснабжения нефтешахт. Рассчитать систему пароснабжения нефтяных шахт, включающую в себя тысячи участков и тысячи нагнетательных скважин, без применения ЭВМ практически невозможно.

Принципиальная схема системы пароснабжения нефтяных шахт приведена на рис. 8.

Алгоритм расчета системы пароснабжения. Вся система пароснабжения представляется в виде дерева. Определяются пути движения пара по ветвям дерева. В состав ветвей могут входить участки поверхностных паропроводов, пароподающая скважина и участки подземных паропроводов. Каждая ветвь заканчивается подземной нагнетательной скважиной или кустом подземных нагнетательных скважин.

Расчет подземных и поверхностных паропроводов ведется по участкам.¹ Участок паропровода определяется как отрезок паропровода между разветвлениями, задвижками, изменениями диаметров и поворотами.

По каждому участку паропровода и пароподающим скважинам задаются конструкция и теплофизические характеристики трубопровода, изоляционного материала и окружающей среды. Для подземных нагнетательных скважин задаются диаметры и коэффициенты приемистости.

В качестве основы для расчетов использовались методики, изложенные в книге Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну «Термические методы повышения нефтеотдачи пластов», а также в других литературных источниках.

Расчет системы пароснабжения нефтяной шахты начинается от котельной. Параметры пара на входе в первый участок поверхностного паропровода определяются параметрами пара на выходе из котельной.

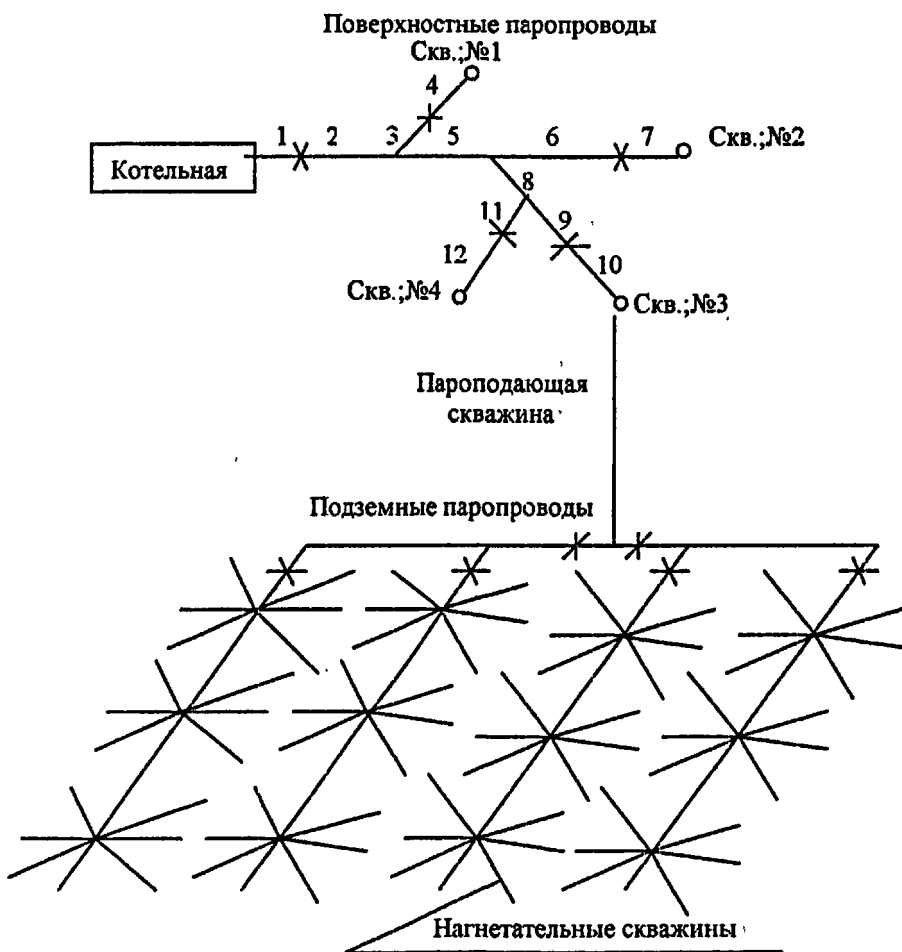


Рис. 8. Принципиальная схема системы пароснабжения
(двухгоризонтная система)

1 - 12 - номера участков (на подземных паропроводах
номера участков не показаны)

X - задвижки,

Скв. № 1 - 4 - поверхностные пароподающие скважины

Одновременно на нефтешахте в эксплуатации находится несколько блоков, которые находятся в разных стадиях разработки. Стадия разработки во многом определяет коэффициент приемистости скважин. При расчете единой системы пароснабжения нефтяной шахты необходимо учитывать коэффициенты приемистости нагнетательных скважин.

Расход пара по нагнетательной скважине определяется по формуле

$$G_{скв} = K_{пр} (P_y - P_{пл}), \quad (11)$$

где $G_{СКВ}$ - расход пара по нагнетательной скважине, $K_{пр}$ - коэффициент приемистости скважины, P_y - давление на устье нагнетательной скважины, $P_{пл}$ - пластовое давление.

Расчет расхода пара по скважинам делается методом итераций.

Проверка, на возможность приема нагнетательной скважиной заданного расхода пара, делается исходя из коэффициента приемистости и пластового давления.

Если уравнение (11) разрешить относительно пластового давления при полученном расходе пара и, заданном коэффициенте приемистости, то определяется пластовое давление, при котором этот расход будет возможным. Назовем это давление расчетным, $P_{плр}$.

$$P_{плр} = P_y - \frac{G_{скв}}{K_{пр}}.$$

Сравнивается полученное расчетное пластовое давление с фактическим. Если относительная погрешность в давлениях хотя бы по одной скважине выше заданной точности расчета (1 - 5 %), то производится перераспределение расходов пара по ветвям системы пароснабжения и делается пересчет всей системы.

В седьмом разделе описано внедрение результатов диссертационной работы в нефтяную промышленность.

Прогноз технологических показателей термошахтной разработки

Прогноз технологических показателей термошахтной разработки дается на примере шахтного блока 2Т-4.

Блок 2Т-4 введен в разработку в 1986 г. Прогноз показателей делается на период 1996 - 2002 гг. К началу 1996 г. нефтеизвлечение по блоку составляло 30,7 %. В качестве исходных данных для прогноза брались фактические данные воздействия на пласт в этот период.

Блок 2Т-4 расположен на нефтешахте 2. Его площадь 157 тыс.м², балансовые запасы - 930 тыс.т нефти, эффективная нефтенасыщенная толщина - 28,3 м. В структуре нефтенасыщенной толщины практически отсутствуют непродуктивные пропластки. Добывающая галерея сооружена в переходной зоне. Абсолютная отметка пола галереи -62,9 м, а ВНК - -60,2 м. Переходная зона имеет толщину от 3 до 5 м. Блок разрабатывается по одногоризонтной системе с оконтуривающими выработками.

На рис. 9, 10 приведены графики фактических и прогнозных значений добычи нефти и воды за весь период разработки блока 2Т-4. Из графиков видно, что прогноз добычи нефти очень хорошо совпадает с фактом. Прогноз добычи воды достаточно хорошо совпадает с фактом в течение трех лет, 1996 - 1998 гг., но затем погрешность возрастает до 72,7 %.

Такое расхождение по добыче воды объясняется следующим. Галерея блока расположена в переходной зоне. К 1999 г. произошел прогрев нижней части пласта и начался активный приток воды из водоносного горизонта, что видно по фактической добыче воды в 1999 г. и последующих годах.

Коэффициенты коррелирующей функции определяются по истории разработки блока. Прорыв воды в блок 2Т-4 из водоносного горизонта произошел после начала периода прогнозирования, поэтому увеличение добычи воды не могло быть учтено при определении коэффициентов функции.



Пример расчета системы пароснабжения нефтешахт

Расчет системы пароснабжения приводится для блока Юг-1 на НШ-1.

Анализ показателей разработки показал, что блок Юг-1 при питании от общешахтной сети недостаточно снабжается паром, поэтому было предложено осуществлять его снабжение по отдельному паропроводу.

В результате расчета определены требуемое давление на выходе из котельной и расходы пара по кустам подземных нагнетательных скважин. В табл. 1 приведены результаты расчета характеристик пара, приходящего на устья нагнетательных скважин.

Таблица 1.

Параметры пара на устьях подземных нагнетательных скважин блока Юг-1

Наименование горной выработки	Номер буровой камеры	Количество скважин в буровой камере	Давление на устье скважин, МПа	Расход пара, т/ч	Су-хость, доли ед.	Температура, °С	Расход тепла, МДж/ч
Южный промежуточный штрек 2бис	1	7	0,266	1,072	0,590	129,5	1960
	2	17	0,241	2,015	0,592	125,8	3676
	3	7	0,229	0,747	0,592	124,2	1358
	4	11	0,204	0,776	0,594	120,8	1407
	5	9	0,184	0,312	0,591	117,5	561
	6	9	0,182	0,285	0,590	117,0	511
	7	9	0,180	0,259	0,586	116,6	462
	8	9	0,177	0,233	0,571	116,2	409
	9	9	0,177	0,228	0,551	116,1	390
Южный откаточный штрек 1 этажа бис	1	9	0,249	1,178	0,593	127,1	2153
	2	9	0,230	0,976	0,595	124,3	1781
	3	9	0,215	0,802	0,595	122,3	1460
	4	9	0,205	0,649	0,595	120,9	1179
	5	9	0,197	0,535	0,594	119,7	969
	6	9	0,190	0,375	0,592	118,5	678
	7	9	0,186	0,353	0,590	117,7	634
	8	9	0,183	0,293	0,587	117,2	524
	9	17	0,181	0,503	0,582	116,8	895
	10	14	0,180	0,404	0,578	116,7	715
	11	19	0,180	0,566	0,574	116,6	995
Итого		209	0,217	12,560	0,590	122,3	22715

Использование при прогнозировании разработки шахтных блоков методик и программ по расчету системы пароснабжения и прогноза технологических показателей- позволяет увязать в единое- целое систем}' воздействия на пласт и добычу нефти по шахтным блокам.

В восьмом разделе- описаны научно-методические основы проектирования и анализа термошахтной разработки нефтяных месторождений:

Научно-методические основы заключаются в применении методик по прогнозированию показателей термошахтной разработки и расчета системы пароснабжения нефтешахт. для проектирования и анализа термошахтной разработки нефтяных месторождений. Эти методики разработаны на основе фундаментальных законов фильтрации жидкости в пласте, термодинамики и математической статистики, поэтому имеют строго научный подход.

В девятом разделе описаны перспективы термошахтной разработки нефтяных месторождений.

Опыт разработки Ярегского месторождения высоковязкой нефти показал, что термошахтным способом из недр можно извлечь 50 и более процентов углеводородного сырья, при его вязкости в пластовых условиях 12000- 16000 мПа.с.

На опытном участке в шахтном блоке 1Т-2 проводится испытание подземно-поверхностной системы термошахтной разработки.

За первые четыре года испытаний темпы нефтеизвлечения по подземно-поверхностной системе в среднем 1,7 раза выше, чем по другим системам термошахтной разработки. Дебит нефти по скважинам вырос в 5 раз. Это показывает перспективность применения подземно-поверхностной системы разработки. Ожидается снижение на треть удельных затрат на добычу нефти и сокращение срока разработки блока в два раза.

Для дальнейшего развития подземно-поверхностной системы, автором и экономистом института «Печорнипинефть» Морозовым С.В., был проведен сравнительный экономический анализ показателей разработки блоков по двухгоризонтной и подземно-поверхностным системам.

Сравнительный анализ показал, что при увеличении длины подземных скважин с 250 м до 1000 м и разрабатываемой площади в 16 раз возможно снижение затрат на добычу нефти почти в два раза за счет уменьшения объема проходки горных выработок и сокращения сроков разработки блоков

Автором также предложен переход с блочной системы отработки шахтных полей на панельную по подземно-поверхностной системе.

Отличие панельной от блочной системы отработки шахтных полей заключается в следующем:

при блочной системе в надпластовых породах проходят капитальные горные выработки, от которых на подошву пласта сооружаются наклонные выработки (уклоны);

при панельной системе главную горную выработку проходят по подошве пласта и из нее, также по подошве, проходят параллельные горные выработки, которые нарезают пласт на панели, рис. 11.

Переход на панельную систему отработки шахтных полей позволяет в 2 раза сократить объем проходки горных выработок при существующих длинах подземных скважин (250 м) и в 7 раз при увеличении длины подземных скважин до 1000 м. При панельной отработке нефтеизвлечение на Ярегском месторождении увеличится до 70 %

Увеличение площади разрабатываемого блока, снижение объемов проходки при переходе на панельную систему отработки шахтных полей и применение подземно-поверхностной системы термошахтной разработки позволит снизить себестоимость термошахтной добычи нефти до уровня себестоимости добычи легкой нефти при разработке месторождений поверхностными методами

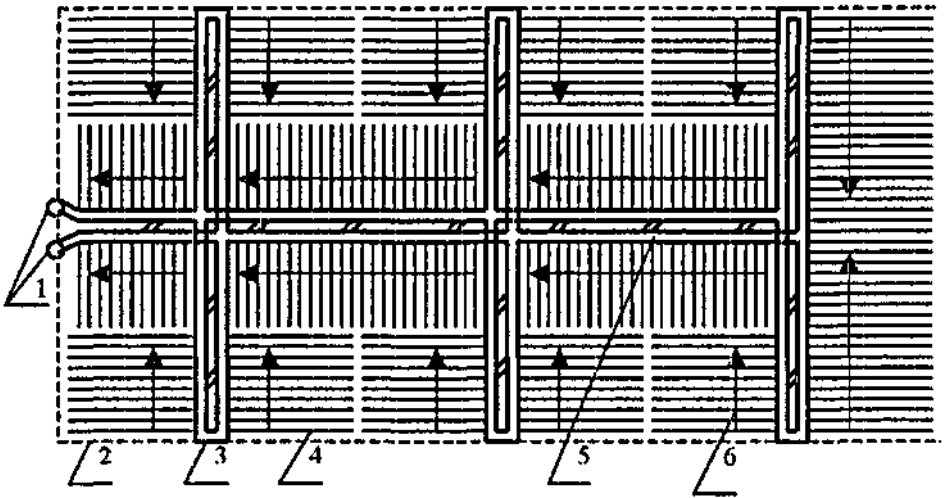


Рис. 11. Принципиальная схема отработки шахтного поля, или его части, панелями

1 - шахтные стволы, 2 - граница шахтного поля, 3 - панельные выработки в подошве пласта, 4 - пологовосстающие добывающие скважины, 5 - главная выработка в подошве пласта, 6 - направление отработки шахтного поля

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе на основе глубокого научного анализа и обобщения, фактического материала решена крупная научная проблема проектирования и анализа процессов термощахтной разработки месторождений высоковязкой нефти и природного битума, имеющая важное народно-хозяйственное значение. В работе решена сложная проблема эффективной разработки целого класса месторождений термощахтным способом, эксплуатация которых традиционными способами мало эффективна. Использование результатов работы позволяет снизить затраты в термощахтную добычу нефти до уровня затрат добычи легкой нефти и даже ниже. Достижимое нефтеизвлечение при этом будет не ниже, чем при разработке месторождений легкой нефти.

Мировые запасы высоковязкой нефти и природного битума превышают запасы легкой нефти. В связи со значительным истощением запасов легкой нефти, в ближайшее время основными источниками углеводородного сырья станут месторождения высоковязкой нефти и природного битума. Внедрение результатов, полученных в диссертационной работе, в нефтяную промышленность имеет огромное народнохозяйственное значение, как для России, так и для других стран.

Более чем 30-летний опыт разработки Ярегского месторождения высоковязкой нефти (вязкость до 16 000 мПа.с) показал высокую технологическую эффективность термощахтного способа добычи нефти. Нефтеизвлечение по отработанным площадям достигло 54 % при паронефтяном отношении 2,7 тонны пара на тонну нефти. Срок отработки шахтного блока составляет в среднем 17 лет.

Технологические показатели термощахтной разработки намного превышают показатели разработки месторождений высоковязкой нефти и природного битума термическими методами с поверхности, что показывает перспективность термощахтной добычи нефти.

Себестоимость добычи высоковязкой нефти термошахтным способом на Ярегском месторождении в настоящее время выше себестоимости добычи легкой нефти. Совершенствование систем термошахтной разработки, и, в частности, переход на подземно-поверхностную систему с панельной отработкой шахтных полей, позволит снизить себестоимость термошахтной добычи нефти до уровня себестоимости добычи легкой нефти. Автору принадлежат основные идеи в разработке и обосновании подземно-поверхностной системы и панельной отработке шахтных полей.

Разработанная автором методика прогнозирования технологических показателей является рабочим инструментом при проектировании и анализе разработки- Ярегского месторождения высоковязкой нефти термошахтным способом.

В результате выполненного в диссертации научного анализа определено, что

основным параметром, влияющим на темпы разработки, является температура пласта;

фильтрация жидкости, преимущественно, вертикальная, что определяется высокой плотностью почти горизонтальных добывающих скважин и основным режимом термошахтной разработки - гравитационным;

вследствие высокой плотности подземных скважин и отсутствие ярко выраженных фронтов движения флюидов в пласта значимой зависимости между добычей нефти и воды при термошахтной разработке нет. Нефть и вода движутся к добывающим скважинам практически независимо;

теплопотери в окружающее пространство определяются сроками разработки шахтных блоков и толщиной пласта. Это подтверждает справедливость универсальной зависимости потерь тепла в кровлю и подошву, полученную экспериментальным путем д.т.н Малофеевым Г.Е, и для условий термошахтной разработки.

На темпы закачки пара огромное влияние оказывает система пароснабжения нефтешахт. Ограничения на диаметры подземных паропроводов и давление закачки не позволяют в полной мере использовать преимущества термошахтной разработки над поверхностными методами. В работе приведен алгоритм расчета систем пароснабжения нефтяных шахт:

В результате теоретических исследований и научного анализа фактических результатов разработки Ярегского нефтяного месторождения создана новая подземно-поверхностная система термошахтной разработки, которая, включает в себя все преимущества шахтной добычи нефти и воздействия на пласт с поверхности. Ее применение позволило в 2 раза увеличить темп разработки шахтных площадей и в 2,5 раза сократить объем проходки горных выработок на единицу площади пласта.

Дальнейшая работа по совершенствованию подземно-поверхностной системы привела к переходу на панельную отработку шахтных полей, что влечет за собой сокращение объемов проходки в 2 - 7 раз.

Научные результаты, полученные в диссертационной работе, внедрены и внедряются на Ярегском месторождении высоковязкой нефти. Их полное внедрение позволит существенно увеличить коэффициент нефтеизвлечения (до 70 %), наполовину снизить затраты на добычу тонны нефти и на порядок увеличить производительность нефтешахт.

В процессе работы над диссертацией следующие научные результаты:

1. Темп нефтеотдачи в основном зависит от температуры пласта. Основной режим при термошахтной разработке - гравитационный. Другие режимы разработки играют второстепенную роль. Из-за плотной сетки скважин режим гидродинамического вытеснения реализуется слабо и имеет локальный характер. Устойчивых фронтов движения флюидов в пласте не образуется. Значимой зависимости между добычей воды и нефти нет.
2. При всех системах термошахтной разработки прогрев пласта происходит преимущественно сверху вниз. Прогрев пласта из трещин и скважин играет вспомогательную роль, а не основную, как это было принято ранее.

3. Давление в кровле пласта определяется давлением рудничной атмосферы или давлением насыщенного пара, если температура превышает 100 °С.
4. Оптимальная температура пласта определяется максимальным значением, при котором не происходит выделение летучих фракций из нефти и не нарушается тепловой режим в горных выработках. Ранее оптимальная температура пласта для Ярегского месторождения определялась значением 75 - 85 °С, хотя выделение летучих фракций начинается после 200 °С.
5. По новому обоснованы стадии термошахтной разработки. На первой стадии пласт разогревается до начала фильтрации нефти, на второй - температура доводится до оптимальной и на третьей - температура поддерживается на оптимальном уровне. На каждой стадии определен порядок работы подземных скважин. Ранее предполагалось, что пласт на первой стадии разработки должен разогреваться до оптимальной температуры.
6. Доказано, что при термошахтной разработке фильтрация жидкости в пласте преимущественно вертикальная. Это определяется основным, гравитационным режимом разработки и плотной сеткой почти горизонтальных добывающих скважин.
7. Разработана научно обоснованная методика прогнозирования технологических показателей термошахтной разработки нефтяных месторождений. Принципиальное отличие методики от ранее существующих заключается в использовании при ее создании законов фильтрации жидкости в пласте, термодинамики и математической статистики, с учетом геологического строения пласта и технологии разработки шахтных площадей.
8. Разработана новая, более эффективная подземно-поверхностная система термошахтной разработки и панельная система отработки шахтных полей. Внедрение разработанных систем решает проблему теплового режима в горных выработках, позволяет на порядок увеличить производительность нефтешахт, наполовину снизить затраты на термошахтную добычу нефти и существенно повысить коэффициент нефтеизвлечения. В разработке этих систем автору принадлежат основные идеи

Результаты научных исследований, полученных в диссертации, внедрены, на Лрегском нефтяном месторождении и показали, хорошую согласованность прогнозных и фактических показателей разработки.


Основные результаты диссертационной работы опубликованы в следующих изданиях:

1. Коноплев Ю.П. Методика управления разработкой месторождений высоковязких нефтей термощахтным способом // Народное хозяйство Республики Коми: Геология и техника разведки. - 1988. - № 2. - С. 282 - 285. Соавтор Алиев АХ.
2. Коноплев Ю.П. Выбор способа прогнозирования добычи нефти термощахтным методом по уклонным блокам // Нефтяное хозяйство. - 1992. - № 2. - С. 18-20.
3. Коноплев Ю.П. Прогнозирование добычи нефти по уклонным блокам при термощахтном методе // ВНИИОЭНГ, сер. Автоматизация; и телемеханизация в нефтяной промышленности. - 1991. - Вып. 5. - С. 25-29.
4. Коноплев Ю.П. Применение пароциклического воздействия на шахтных, полях Лрегского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2001. - № 1. - С. 54 - 55. Соавторы: Рузин Л.М., Тюнькин Б.А., Литовец К.И., Грузцкий Л.Г., Питиримов В.В., Пранович А.А.
5. Коноплев Ю.П. Новый способ термощахтной разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. - 2001: - № 3. - С. 59 - 60. Соавтор Тюнькин Б.А.
6. Коноплев Ю.П. Подземно-поверхностный способ разработки месторождения высоковязкой нефти: Патент № 2199657 МПК 7 Е 21 В 43/24 / Соавторы: Тюнькин Б.А., Грузцкий Л.Г., Питиримов В.В., Пранович А.А. (РФ). 7 с., ил.
7. Коноплев Ю.П. Способ вторичной разработки месторождения высоковязкой - нефти: Патент № 2143060 МПК 7 Е 21 В 43/24 / Соавторы: Рузин Л.М., Литовец К.И., Тюнькин Б.А., Питиримов В.В.; Пранович А.А., Грузцкий Л.Г., Коржаков В.В., Коробейников С.К. (РФ) - 8 с., ил.

8. Коноплев Ю.П. Способ разработки месторождения высоковязкой нефти: Патент № 2114289 МПК 6 Е 21 В 43/24 / Соавторы: Тюнькин Б.А., Букреев В.М., Груцкий Л.Г., Питиримов В.В., Пранович А.А., Шешуков В.Е. (РФ). - 4 с., ил.
9. Коноплев Ю.П. Способ разработки нефтяного пласта: Патент № 2199004 МПК 7 Е 21 В 43/24 / Соавторы: Рузин Л.М., Груцкий Л.Г., Пранович А.А., Питиримов В.В., Тюнькин Б.А. РВ. - 4 с., ил.
10. Коноплев Ю.П. Способ шахтной разработки нефтяной залежи: Патент № 2044873 МПК 6 Е 21 В 43/24 / Соавторы: Алиев А.Г., Тюнькин Б.А., Чикишев Г.Ф. (РФ). - 5 с., ил.
11. Коноплев Ю.П. Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термощахтного способа добычи нефти. - Ухта: Печорнипинефть, 1996. - 160 с. Соавтор Тюнькин Б.А.
12. Коноплев Ю.П., Вязкоупругие системы для регулирования закачки пара при термощахтной разработке // Нефтяное хозяйство. - 1987. - № 10. - С. 47 - 50. Соавторы: Тюнькин Б.А., Королев И.П., Цехмейстрюк А.К., Щитов Б.В.
13. Коноплев Ю.П. Опыт применения вязкоупругой системы по регулированию нагнетания пара при термощахтной разработке // Сб. науч. тр., Перспективы развития нефтедобычи на Европейском Севере СССР / ВНИИОЭНГ. М., 1985. - С. 93 - 98. Соавторы: Цехмейстрюк АХ, Королев И.П., Тюнькин Б.А.
14. Konoplyov Yu.P. The hot-shaft method for extracting oil // Wold Expro, London. - 1994. - P. 2-3. Соавторы: Tyunkin B.A., Tsekhmeistryuk A.K.
15. Коноплев Ю.П. Подземно-поверхностный способ термощахтной разработки. Опыт закачки воды. // Сб. трудов "Печорнипинефть". Проблемы освоения Тимано-Печорской нефтегазовой провинции. - Ухта: 2002, с. 122 - 128. Соавторы: Тюнькин Б.А., Груцкий Л.Г., Питиримов В.В., Кузнецов С.М.

16. Коноплев Ю.П. Ярегское месторождение - 70 лет открытию и 30 лет термошахтной разработке // Нефтяное хозяйство. - 2002. - № 12. - С. 49 - 50. Соавторы: Тюнькин Б.А., Груцкий Л.Г., Питиримов В.В.
17. Коноплев Ю.П. Способ доразработки месторождения высоковязкой нефти: Патент № 2197608 РФ МПК 7 Е 21 В 43/24 / Соавторы: Тюнькин Б.А., Литовец К.И., Пранович А.А., Груцкий Л.Г., Питиримов В.В. Филонов В.П. (РФ). - 7 с, ил.
18. Коноплев Ю.П. Первые результаты подземно-поверхностной системы термошахтной разработки // Нефтяное хозяйство. - 2003. - № 1. - С. 38 - 40. Соавторы: Тюнькин Б.А., Груцкий Л.Г., Питиримов В.В., Кузнецов С.М.
19. Коноплев Ю.П. Перспективы шахтной и термошахтной разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. - 2003. - № 11. - С. 42 - 45. Соавторы: Боксерман А.А., Тюнькин Б.А., Морозов С.В., Груцкий Л.Г., Питиримов В.В.
20. Коноплев Ю.П. Методика расчета технологических показателей термошахтной разработки месторождений высоковязкой нефти / Материалы научного симпозиума «Неделя горняка», 26 - 30 января 2004 г. - М. - 2004. - с. 117.
21. Коноплев Ю.П. Анализ эффективности применения горизонтальных и пологонаклонных скважин при термошахтной разработке Ярегского нефтяного месторождения // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения. Тез. докл. Вторая республ. научн.-практ. конф. РТ 18-19 декабря 2003 г. с. 11 - 13. Соавторы: Питиримов В.В., Табаков В.П., Тюнькин Б.А.

Соискатель



Ю.П. Коноплев

**Отпечатано в отделе оперативной полиграфии
Ухтинского государственного технического университета
Усл. п. л. 3,01. Сдано в печать 30.06.2004 г. Тираж 100 экз. Заказ № 181
169300 Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, 13**

15529