

УДК 622.276.652

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ  
ПАРОЦИКЛИЧЕСКОГО МЕТОДА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ  
ВЯЗКИХ И ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ**

**ANALYSIS OF THE APPLICATION OF TECHNOLOGY  
OF THE STEAM CYCLIC METHOD OF INTENSIFICATION  
OF VISCOUS AND HIGHLY VISCOUS OILS PRODUCTION**

**Шахмеликьян Менас Георгиевич**

Оператор по добыче нефти и газа,  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»  
menaciche@gmail.com

**Нвизуг-Би Лейи Клуверт**

аспирант,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
kluivert\_dgreat@mail.ru

**Аннотация.** В статье проведен анализ применения технологии процесса пароциклического воздействия на призабойную зону пласта. Для оценки эффективности данного технологического процесса рассмотрена оптимальная модель, описывающая пароциклическое воздействие, и оценена ее эффективность на примере реального объекта. Учитывая теплопотери в кровлю и подошву пласта, а также процесс конденсации пара, решена задача по определению оптимальных параметров пароциклического метода (время закачки, время паротепловой пропитки, эффективное время добычи). Проанализировано влияние начального паросодержания, устьевого давления и расхода теплоносителя на максимальную глубину проникновения пара. Установлено, что увеличение начального паросодержания выше 80 % позволяет резко увеличить максимальную глубину проникновения пара (до 2-х раз).

**Ключевые слова:** методы термического воздействия на пласт; воздействие горячей водой; паротепловое воздействие; внутрипластовое горение; пароциклическое воздействие на призабойную зону пласта; технология пароциклического воздействия; расчет параметров пароциклического воздействия.

**Shakhmelikyan Menas Georgiyevich**

Operator for oil and gas production,  
LLC «LUKOIL-Komi»  
Territorial production enterprise  
«LUKOIL-Usinskneftegaz»  
menaciche@gmail.com

**Nwizug-bee Leyii Kluivert**

Postgraduate student,  
Kuban state technological university  
kluivert\_dgreat@mail.ru

**Annotation.** The article analyzes the application of the technology of the steam cycle process to the bottomhole formation zone. To assess the effectiveness of this technological process, an optimal model describing the steam cyclic effect is considered, and its effectiveness is evaluated using the example of a real object. Taking into account the heat losses in the roof and the bottom of the formation, as well as the process of steam condensation, the problem of determining the optimal parameters of the steam cyclic method (injection time, time of steam heating impregnation, effective production time) was solved. The influence of the initial vapor content, wellhead pressure and the coolant flow rate on the maximum penetration depth of the vapor is analyzed. It is established that an increase in the initial vapor content above 80 % allows a sharp increase in the maximum penetration of steam (up to 2 times).

**Keywords:** methods of thermal impact on the reservoir; exposure to hot water; steam effect; in-situ burning; steam cyclic effect on the bottomhole formation zone; technology of steam cycling; calculation of steam cycling parameters.

**Введение**

В течение последних лет в нефтяной промышленности наблюдается устойчивая тенденция к ухудшению структуры запасов нефти, что проявляется в росте трудноизвлекаемой нефти, увеличении количества вводимых в разработку месторождений с осложненными геолого-физическими условиями, повышении удельного веса карбонатных коллекторов с высокой вязкостью нефти, наличии большого количества залежей с обширными нефтегазовыми зонами и подстилаемых подошвенной водой и т.д. Создание и внедрение в производство новых способов и технологий воздействия на нефтяной пласт с целью получения высоких технико-экономических показателей разработки месторождений в таких условиях является одной из самых актуальных задач.

Реализация новых методов повышения нефтеотдачи пластов на сегодняшний день является одним из важнейших направлений научно-технического прогресса в нефтяной промышленности.

Проблемой увеличения нефтеотдачи пластов усиленно занимаются все нефтедобывающие страны мира, так как повышение нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях равносильно открытию новых. Если принять во внимание, что методы повышения нефтеотдачи, как правило, реализуются на действующих месторождениях, в обжитых регионах со сложившейся инфраструктурой, то эффективность их во много раз возрастает по сравнению с поисками и разведкой новых месторождений, особенно в районах Восточной Сибири, Татарстана, Удмуртии, Башкирии и т.д.

Из всех новых методов повышения нефтеотдачи как в России, так и за рубежом наиболее подготовленными в технологическом и техническом отношении являются термические методы. Они могут применяться в наиболее сложных физико-геологических условиях и позволяют добывать нефть вязкостью до 10000 мПа·с. При этом конечная нефтеотдача увеличивается с 6–20 до 30–50 %, что недоступно никаким другим новым методам. Например, на месторождении Каражанбас за счет термического воздействия нефтеотдача была увеличена с 6,9 до 41,2 %, на Усинском месторождении – с 7,6 до 27,4 %, на месторождении Кенкияк – с 16,5 до 44,5 %, на Гремихинском месторождении – с 6,1 до 35,6 %.

Особый вклад в развитие термических методов внесли крупномасштабные работы на перечисленных выше базовых объектах. Эти месторождения характеризуются широким диапазоном глубин залегания продуктивных отложений, различных типов и свойств коллекторов и насыщающих их жидкостей, что позволяет перенести накопленный опыт применения термических методов на многие аналогичные объекты. Отличительной особенностью базовых объектов является то, что на них проектируются гибкие, многофункциональные системы испытания различных технологий и технических средств в расчете на перспективу.

Наиболее эффективным методом интенсификации вязких и высоковязких нефтей является пароциклическое воздействие на нефтяной пласт. Технология пароциклического метода позволяет положительно решать ряд недостатков, имеющих в других известных тепловых технологиях. Основные преимущества технологии пароциклического метода следующие:

- ускоряется процесс рассредоточения ввода теплоносителя в продуктивный пласт, в результате чего повышается темп теплового воздействия и тепловая эффективность процесса;
- повышается продуктивная характеристика добывающих скважин, что приводит к интенсификации добычи нефти и повышению темпа выработки запасов нефти;
- повышается охват коллектора тепловым воздействием и, как результат, повышается конечная выработка запасов нефти;
- создаются условия для применения более редких сеток скважин, за счет чего значительно снижаются капитальные вложения.

### **Обзор различных методов термического воздействия на пласт**

В настоящее время различные технологии термических методов получили самостоятельное развитие. Одни уже приобрели промышленные масштабы, другие проходят опытно-промышленные испытания, третьи – лабораторные исследования.

К основным технологиям термического воздействия на пласт относятся:

- воздействие горячей водой (ВГВ);
- паротепловое воздействие (ПТВ);
- внутрипластовое горение (ВГ);
- пароциклическое воздействие на призабойную зону пласта.

Рассмотрим эти технологии более подробно.

#### ***Воздействие горячей водой (ВГВ)***

Для повышения нефтеотдачи, несомненно, целесообразно увеличивать температуру всего нефтеносного пласта. Этот вывод можно сделать, анализируя влияние теплового воздействия на физические свойства жидкостей в местах их залегания (воздействие на динамическую вязкость, плотность, на межфазное взаимодействие).

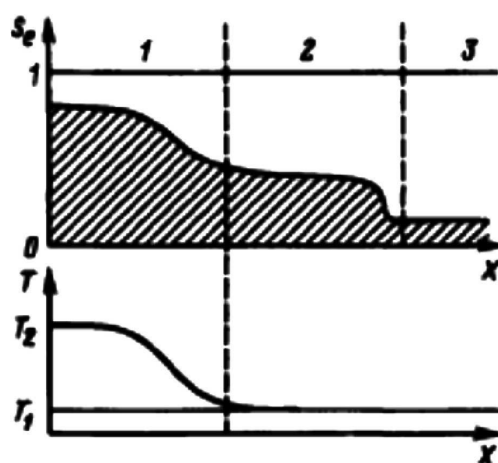
Первое, что можно предложить при решении данной задачи, – нагнетание нагретой жидкости. Необходимо заметить, что вода – наиболее часто используемая для вытеснения жидкость – обладает замечательным свойством переносить гораздо большее количество тепла, приходящегося на единицу массы, чем любая другая жидкость в том же агрегатном состоянии (жидком или газообразном).

Нагнетаемая в пласт вода охлаждается при контакте с несущей породой и имеющимися в пласте жидкостями. При достаточно установившемся процессе различают две основные рабочие зоны, нумерацию которых принято начинать от начала течения в направлении его развития. Однако для лучшего понимания начнем их описание в обратном порядке (рис. 1). В зоне 2 нефть вытесняется водой, температура которой равна температуре пласта. Нефтенасыщенность в заданной точке снижается с течением времени и при определенных условиях может достигнуть величины остаточного насыщения, зависящей от температуры в зоне 2.

В каждой точке зоны 1 температура непрерывно растет, что обычно приводит к снижению остаточной нефтенасыщенности. Кроме того, расширение породы-коллектора и заполняющей его жидкости приводит к снижению (при неизменном насыщении) массы нефти, содержащейся в порах. Если нефть содержит легколетучие углеводороды, они могут быть вытеснены при помощи последовательных процессов испарения и конденсации – в этом случае в сравнительно узкой зоне может существовать состояние насыщения газовой фазы углеводородами.

### **Паротепловое воздействие (ПТВ)**

Применяемый традиционный способ паротеплового воздействия на нефтяной пласт заключается в закачке расчетного объема теплоносителя через нагнетательные скважины, создание тепловой оторочки и последующее продвижение ее по пласту в сторону добывающих скважин закачиваемой ненагретой водой.



**Рисунок 1** – Профили водонасыщенности (а) и температуры (б) при одномерном вытеснении нефти горячей водой в отсутствие испарения легких фракций нефти

Увеличение нефтеизвлечения из продуктивного пласта при нагнетании в него теплоносителя происходит за счет изменения свойств нефти и воды, находящихся в пласте, в результате повышения температуры. С увеличением температуры вязкость нефти, ее плотность и межфазовое отношение понижаются, а упругость паров повышается, что положительно влияет на нефтеизвлечение. В качестве рабочего агента применяется водяной пар, который обладает высокой удельной теплоемкостью и хорошими нефтевытесняющими способностями.

В процессе закачки пара нефтяной пласт нагревается в первую очередь за счет использования скрытой теплоты парообразования. При этом пар, поступая в поровое пространство, конденсируется. Нагрев пласта в дальнейшем осуществляется уже за счет использования теплоты горячего конденсата, вследствие чего он охлаждается до начальной температуры пласта. При вытеснении нефти паром имеет место улучшение испарения углеводородов за счет снижения их парциального давления.

Снижение парциального давления связано с наличием в зоне испарения паров воды. Из остаточной нефти испаряются легкие компоненты и переносятся к передней границе паровой зоны, где они снова конденсируются и растворяются в нефтяном валу, образуя оторочку растворителя, которая обеспечивает дополнительное увеличение нефтеизвлечения. При температуре 375 °С и атмосферном давлении может дистиллироваться (перегоняться) до 10 % нефти плотностью 934 кг/м<sup>3</sup>.

При паротепловом воздействии в пласте образуются три зоны (рис. 2):

- 1) зона вытеснения нефти паром;
- 2) зона горячего конденсата, где реализуется механизм вытеснения нефти водой в неизотермических условиях;
- 3) зона, не охваченная тепловым воздействием, где происходит вытеснение нефти водой пластовой температуры.

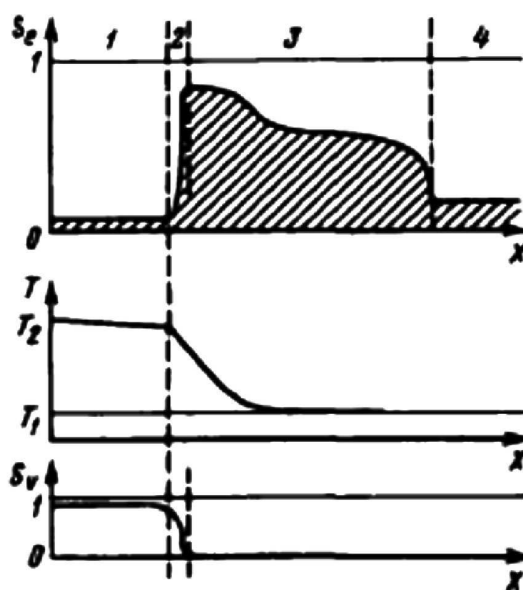


Рисунок 2 – Профиль водонасыщенности (а), температуры (б) и паронасыщенности (в) при одномерном вытеснении нефти водяным паром

Все эти зоны испытывают взаимное влияние. Повышение нефтеизвлечения из продуктивного пласта при закачке пара достигается за счет снижения вязкости нефти, в результате чего улучшается охват пласта воздействием; за счет расширения нефти, перегонки ее паром и экстрагирования растворителем, что повышает коэффициент вытеснения. Вязкость нефти значительно снижается с увеличением температуры, особенно в интервале 30–80 °С. Сравнительно высокая скорость снижения вязкости нефти наблюдается при начальном увеличении температуры (выше пластовой). С повышением температуры вязкость нефти уменьшается более интенсивно, чем вязкость воды, что также положительно влияет на повышение нефтеизвлечения. Снижение вязкости нефти при ее нагреве приводит к увеличению коэффициента подвижности нефти, что существенно влияет на коэффициент охвата пласта вытесняющим агентом как по толщине пласта, так и по площади.

В результате увеличению нефтеизвлечения при ПТВ способствуют несколько факторов. Влияние отдельных факторов на нефтеизвлечение при вытеснении нефти паром примерно принято считать следующее:

- за счет снижения вязкости нефти;
- за счет эффекта термического расширения;
- за счет эффекта дистилляции;
- за счет газонапорного режима;
- за счет увеличения подвижности нефти.

#### **Внутрипластовое горение (ВГ)**

Термический метод добычи нефти с применением внутрипластового горения применяется для увеличения нефтеизвлечения на месторождениях с вязкой и высоко-

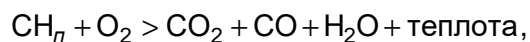
вязкой нефтью. Первым в нашей стране внес предложение о воздействии на нефтяной пласт внутрипластовым движущимся очагом горения (ВДОГ) А.Б. Шейнман в 1932 году. По результатам лабораторных исследований и опытов по внутрипластовому горению впервые в мире у нас в стране были проведены работы на Ширванском месторождении Краснодарского края в 1934 году. В последующем экспериментальные работы были проведены на промыслах Павлова Гора (Краснодарский край), в Старогрозненском, Нефтяно-Ширванском районе и других.

Внутрипластовое горение в России и за рубежом в промышленных масштабах применяется с пятидесятих годов прошлого столетия, в основном на месторождениях тяжелой нефти.

Внутрипластовое горение – это физико-химический окислительный процесс, при котором происходят химические превращения веществ с выделением больших количеств теплоты и образованием продуктов реакции.

Физической стадией процесса являются смешение топлива с окислителем и нагрев горючей смеси.

Химической стадией процесса является реакция горения, которая протекает по формуле:



где  $C_nH_n$  – коксообразный остаток, образующийся при разложении нефти.

Процесс внутрипластового горения – это способ разработки месторождений вязкой нефти с целью увеличения конечного нефтеизвлечения, который основывается на использовании энергии, получаемой при частичном сжигании тяжелых фракций нефти (кокса) в пластовых условиях при нагнетании в пласт окислителя (воздуха). Процесс внутрипластового горения обладает всеми преимуществами термических методов вытеснения нефти горячей водой и паром, а также смешивающегося вытеснения, происходящего в зоне термического крекинга, в которой все углеводороды переходят в газовую фазу.

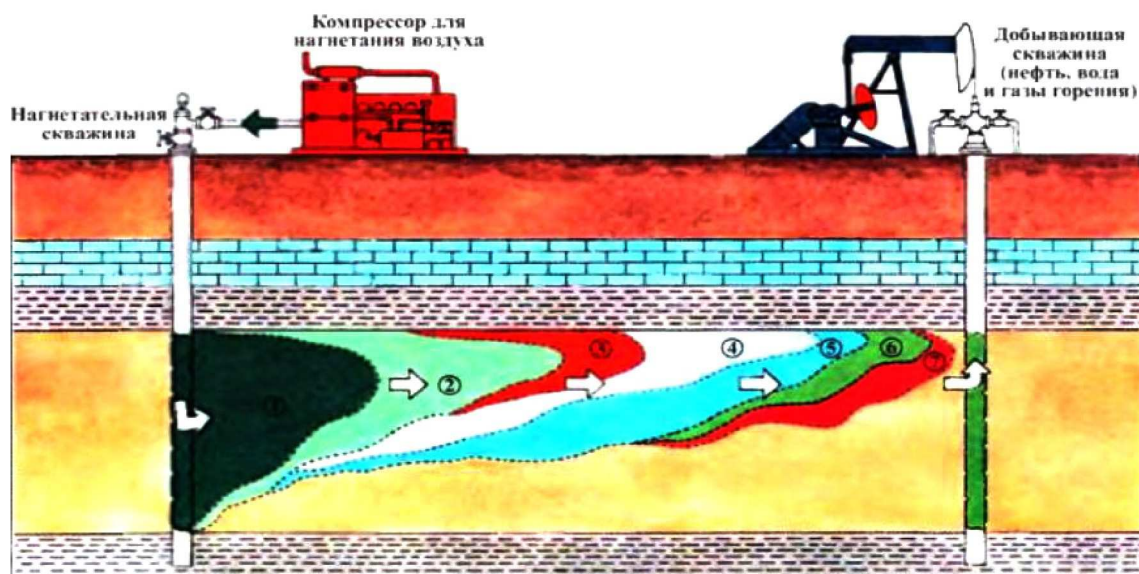
В простейшем случае для создания внутрипластового движущегося очага горения (ВДОГ) необходимо пробурить две скважины, одна из них нагнетательная, другая – добывающая.

Перед началом процесса необходимо создать циркуляцию воздуха между этими скважинами. Затем в призабойной зоне зажигательной (нагнетательной) скважины создают условия, необходимые для инициирования и образования устойчивого очага горения в пласте. Для этого применяют забойные электрические нагреватели, забойные топливные горелки, химические реагенты и т.д., с помощью которых зажигают нефть в пласте.

При получении стабильного горения в пласте, когда очаг горения начал передвигаться к добывающим скважинам, зажигательная скважина становится только нагнетательной. Для этого забой скважины охлаждается, и из скважины извлекается нагревательный прибор на поверхность, а в скважину начинают постоянно подавать окислитель (обычно воздух). При температуре около 260 °С происходит горение некоторых углеводородов, входящих в состав нефти, с образованием воды, а также образование коксообразного остатка (топлива). При температуре 370 °С воспламеняется и начинает гореть коксообразный остаток, образуя продукты горения (вода, углекислый газ, окись углерода). Горение происходит на участке пласта небольшой протяженности, образуя фронт горения, который при непрерывном нагнетании воздуха (окислителя) перемещается в направлении от нагнетательной к добывающей скважине. Скорость перемещения фронта горения, по промысловым данным, колеблется в пределах 0,03–1,07 м/сут.

Температура фронта горения обычно находится в пределах 400–500 °С и более.

Участок продуктивного пласта, находящийся между нагнетательной и добывающей скважинами, можно разделить на несколько температурных зон (рис. 3).



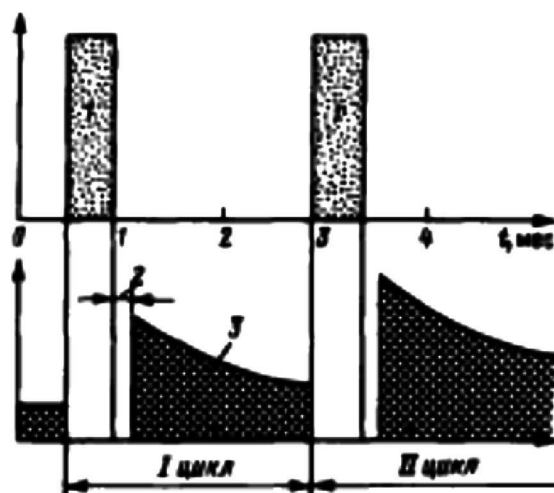
**Рисунок 3** – Характерные зоны при внутрипластовом горении:

- 1 – выжженная зона (зона фильтрации рабочих агентов – воды и воздуха);
- 2 – зона фильтрации воздуха и испаренной воды; 3 – зона и фронт горения (300–630 °С); 4 – паровая зона;
- 5 – зона конденсации и горячей воды (на 10–100 °С выше начальной пластовой температуры);
- 6 – нефтяной вал (температура близка к первоначальной); 7 – газы горения

Имеются два варианта внутрипластового горения – прямоточный и противоточный. При прямоточном варианте внутрипластового горения зажигание пласта и подача окислителя производится через одну и ту же скважину. Окислитель и фронт горения при этом движутся в направлении от зажигательной (нагнетательной) скважины к добывающим скважинам. При противоточном варианте зажигание пласта и нагнетание окислителя в пласт осуществляют в разные скважины.

#### **Пароциклическое воздействие на пласт**

Этот метод, используемый иногда наравне с методом непрерывного вытеснения нефти, включает три последовательные фазы, образующие цикл, который может быть повторен (рис. 4).



**Рисунок 4** – Схема двух циклов паротеплового воздействия на скважину:  
1 – нагнетание пара; 2 – время ожидания; 3 – добыча нефти

**Фаза нагнетания.** Развитие процесса в этой фазе, когда пар нагнетают в область залегания нефтяного пласта, идентично развитию процесса вытеснения.

**Фаза ожидания.** В течение этой фазы скважина закрыта. Привнесенная тепловая энергия переходит в пласт, пар конденсируется, отдавая свое тепло коллектору и нефти, находящейся в зоне нагнетания.

*Фаза извлечения нефти.* Уровень добычи нефти после откачки части сконденсировавшейся воды заметно превышает уровень ее добычи до нагнетания пара. В этот период (в отличие от процесса непрерывного вытеснения нефти) все текучие вещества (сначала сконденсировавшаяся вода, а затем нефть) нагреваются по мере приближения к нефтяной скважине. Часть поступившего к месторождению тепла возвращается обратно. Эффективность процесса зависит от существования в этой зоне повышенной температуры, максимум которой достигается в непосредственной близости от скважины, т.е. в области, где тепловые потери при нагнетании пара наиболее существенны.

Таким образом, при одинаковом давлении на забое скважины уровень добычи (вследствие снижения вязкости добываемой нефти) после пароциклического воздействия превышает уровень добычи до него.

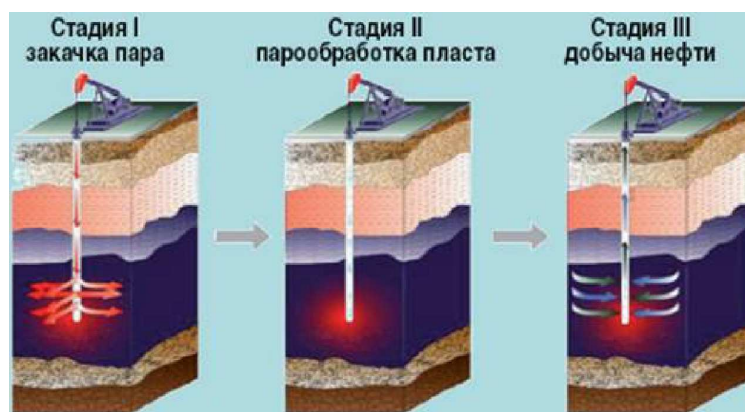
Что касается других составляющих энергетического баланса, следует отметить полное преобразование механической энергии, подведенной к месторождению вместе с паром в процессе конденсации, в тепловую.

При пароциклическом воздействии количество механической энергии слишком незначительно для повышения нефтедобычи. Механическая энергия для проталкивания нефти на каждой скважине обеспечивается соответствующими факторами (собственно тепловой энергией, нагнетанием и т.д.). Естественно предположить, что при повторениях такого цикла добыча нефти возрастает от цикла к циклу (если не рассматривать влияние очистки и засорения скважины) прежде всего вследствие постепенного повышения средней температуры в окрестности скважины, и лишь затем уровень добычи начинает снижаться в результате истощения месторождения. Однако такое положение, отчасти подтверждаемое некоторыми лабораторными исследованиями, не всегда согласуется с данными промысловых испытаний. В частности, это замечание относится к первым трем циклам, где необходимо учитывать влияние побочных эффектов.

### **Технология и методы расчета пароциклического воздействия на призабойную зону пласта**

#### ***Технология пароциклического воздействия***

Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляются периодическим нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей их эксплуатацией (рис. 5).



**Рисунок 5** – Схематическое представление трех основных этапов пароциклического воздействия (нагнетание, пропитка и добыча)

Цель этой технологии заключается в увеличении притока нефти к скважинам за счет снижения вязкости нефти, повышения забойного давления, облегчения условия фильтрации.

Механизм процессов, происходящих в пласте, довольно сложный и сопровождается теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, но дополнительно происходит противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора жидкости из скважины.



При нагнетании пара в пласт он, естественно, внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет, замещает маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых линз (слоев) в крупные поры и высокопроницаемые слои, т.е. меняется с ней местами.

Именно такое перераспределение насыщенности пласта нефтью и конденсатом и является физической основой процесса извлечения нефти при помощи пароциклического воздействия на пласты. Без капиллярного обмена нефтью и конденсатом эффект от пароциклического воздействия был бы минимальным и исчерпывался бы за первый цикл. Обычно на одной скважине проводят не менее трех циклических паротепловых обработок.

При проектировании и проведении пароциклического воздействия необходимо рассмотреть следующие вопросы:

- оценить целесообразность проведения пароциклического воздействия с точки зрения технологического эффекта;
- провести термогидравлический расчет выбранной скважины с целью определения возможных темпов и параметров нагнетаемого пара;
- оценить температурные условия крепи скважины;
- обосновать параметры пароциклического воздействия;
- выбрать оборудование;
- разработать схему обустройства;
- составить программы проведения пароциклической обработки призабойной зоны пласта и комплекса исследований.

#### ***Методы расчета и анализа процесса паротеплового воздействия на нефтяные пласты***

Закачка пара – один из термических методов увеличения нефтеотдачи пластов, который широко используется во всем мире. Основные этапы непрерывной закачки пара с целью вытеснения высоковязких нефти тщательно анализировались в лабораторных исследованиях и промысловых испытаниях. Наряду с лабораторными исследованиями и промысловыми испытаниями математическое моделирование также помогает продвинуться в понимании и проектировании процесса вытеснения нефти паром.

Инженерные оценки движения пара в призабойной зоне пласта часто основаны на упрощенном математическом описании разогрева пласта закачкой теплоносителя, которую впервые разработали Marx J.W. (1959) и Langerheim R.H. (1959), а в дальнейшем развили Mandl G. (1969) и Volek C.W. (1969). Эта теория рассматривает процесс вытеснения нефти теплоносителем с целью увеличения нефтеотдачи пластов как простой процесс замещения флюидов в одномерном случае. Neumen C.H. (1975) и Lookeren L. (1977) развили описание процесса вытеснения нефти паром, основанного на простых аналитических формулах, но для трехмерного случая, учитывающего гравитационные эффекты.

Процесс вытеснения нефти паром также исследовался на основе прямого численного расчета. Трехфазные численные модели были созданы на основе одно- и двухмерных моделей, которые разработал Shutler N.D. (1969). Abdalla A. (1971) и Coats K.H. (1971) разработали модели нагнетания пара для двухмерного случая, учитывая дистилляцию нефти паром.

Всестороннее численное моделирование нашло применение как научно-исследовательский инструмент, помогающий проектировать и оптимизировать процесс вытеснения нефти паром, а также оценивать достоверность простых математических моделей. Аналитические модели, в первую очередь, используются при инженерных расчетах процессов вытеснения нефти паром.

С точки зрения описания конкретных этапов процесса (увеличение зоны, охваченной паром) использование надежной аналитической модели более выгодно, нежели очень подробные и дорогие численные модели, требующие подробной информации об исследуемом объекте.



Классическая аналитическая модель (Marx J.W., 1959), описывающая вытеснение нефти паром в одномерном случае, основана на балансе тепла, закачиваемого с теплоносителем и накопленного в пористой среде. Допущения о кусочно-постоянном распределении температуры в пласте и пренебрежение кондуктивным переносом тепла в направлении распределения теплового фронта позволяют записать интегральные балансовые соотношения для тепло- и массообмена. В результате было получено выражение для определения траектории переднего фронта зоны пласта, заполненной паром – «паровое плато».

Mandl G. (1969) и Volek C.W. (1969) проверили достоверность модели Маркса-Лонгенхейма и выяснили, что она описывает фактическую скорость фронта конденсации при постоянной скорости закачки пара только до критического времени  $t_c$ . После этого времени нельзя не учитывать тепловой поток в зону, охваченную тепловым воздействием, т.е. решение Маркса-Лонгенхейма применимо для высокой скорости закачки теплоносителя. Mandl и Volek предложили приближенное аналитическое решение для низких скоростей закачки теплоносителя, т.е. для времени выше  $t_c$ . Предположение незначительного теплового потока в зону, охваченную тепловым воздействием, может быть верным пока не достигнуто критическое время на основании учета только конвективного переноса тепла. Хотя модель Маркса-Лонгенхейма верна при высокой скорости закачки теплоносителя, она приводит к существенным отклонениям, когда скорость закачки пара низка и теплотери доминируют над конвективным переносом тепла. Модель Маркса-Лонгенхейма также предсказывает развитие фронта конденсации, даже когда закачка пара прекратилась.

Модель, которую предложил Yortsos Y.C. (1981) описывает процесс вытеснения нефти паром в случае постоянной и переменной закачки теплоносителя. Созданная им аналитическая модель учитывает поток тепла в область, охваченную тепловым воздействием. Эта модель основана на интегральных законах сохранения тепла и массы для пласта произвольной формы. Согласно методам, которые использовал Yortsos при описании передачи тепла, он развил математическое описание процесса для одно- и многомерных моделей пластов при постоянной и переменной закачке теплоносителя. Им были получены приближенные и асимптотические решения для одномерных моделей пластов при постоянной закачке теплоносителя.

А.Ф. Зазовским (1986) и К.М. Федоровым (1986) в рамках теории двухфазной трехкомпонентной фильтрации был исследован процесс вытеснения нефти насыщенным паром, перегретым паром и пароводяными смесями. Ими было показано, что особенность гидродинамического механизма вытеснения нефти паром связано с немонотонной зависимостью вытесняющей способности теплоносителя от его удельного теплосодержания. На основе анализа тонкой структуры фронта конденсации пара ими были получены дополнительные условия, которые необходимо привлекать для построения решений в крупномасштабном приближении, т.е. в пренебрежении капиллярными, диффузионными и неравновесными эффектами и теплопроводностью пласта.

Предполагается, что вода и пар при их одновременном существовании в пористой среде образуют одну пароводяную фазу или, что одно и то же, обладают одинаковыми подвижностями. Тогда область трехфазного течения воды, нефти и пара сводится к псевдодвухфазной с фиктивной водной фазой, представляющей собой смесь воды и пара. Несмотря на очевидную приближенность такого подхода, он позволяет получить точные решения связанной задачи тепломассопереноса без дополнительных предположений о возможной структуре решения. При этом воспроизводятся все характерные черты паротеплового воздействия на пласт и открывается возможность применения эффективного численно-аналитического метода для учета влияния теплотерь в их простейшей форме (по Ньютону) на ход вытеснения нефти паром.

А.Ф. Зазовским и К.М. Федоровым показано, что функция  $H(T)$  имеет вид кусочно-линейной кривой  $OLPN$  в плоскости  $(T, H)$  (рис. 6). Вертикальный отрезок  $LP$  отвечает изменению концентрации пара в водной фазе  $C$  от 0 до 1 (испарение / конденсация).

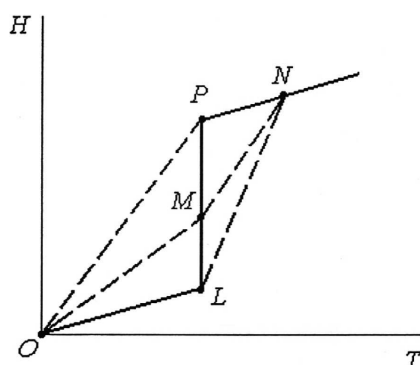


Рисунок 6 –  $(T, H)$ -диаграмма для определения структуры теплового поля

В основу решения, полученного А.Ф. Зазовским и К.М. Федоровым, положено предположение, что фронту конденсации пара отвечает разрывная структура тепловой волны. Для устойчивого скачка отрезок прямой, соединяющий точки перед «+» и за «-» разрывом  $(T^+, H^+)$  кривой  $H(T)$ , не должен иметь с этой кривой других точек пересечения; он должен проходить над кривой  $H(T)$  при  $T^- > T^+$  и под ней при  $T^+ > T^-$ . Допустимыми являются скачки, отвечающие фронту конденсации насыщенного пара, т.е. при  $T^- = T_s$ ,  $C^- > 0$ ,  $T^+ < T_s$  и  $C^+ = 0$  ( $T_s$  – температура фазового перехода). В плоскости  $(T, H)$  им отвечают переходы из точек отрезка  $LP$  в точку  $O$  ( $PO$  и  $OM$ ). А.Ф. Зазовским и К.М. Федоровым показано, что фронт конденсации перегретого пара неустойчив и распадается на два скачка – медленный, отвечающий охлаждению пара до температуры фазового перехода, и быстрый, соответствующий фронту конденсации насыщенного пара в холодную воду. Точно так же при закачке воды в нагретый пласт ( $T^- < T_s < T^+$ ) фронт испарения устойчив, если только  $T^- = T_s$  (переходы  $LN$  и  $MM$ ). Поэтому при нагнетании в пласт «недогретой» жидкости ( $T^- < T_s$ ) за фронтом испарения возникает более медленный фронт нагревания воды до температуры фазового перехода, что иллюстрируется кривой  $OLN$ .

#### **Анализ промыслового опыта**

На многопластовом месторождении Зыбза – Глубокий Яр наибольший интерес с точки зрения проведения циклических паротепловых обработок представляли залежи нефти, приуроченные к отложениям миоцена: чокрак, караган и сармат. Толщина этих продуктивных горизонтов различна и колеблется от 0 до 250 м. В тектоническом отношении продуктивные горизонты тяжелой нефти характеризуются моноклинным залеганием пород. Нефтяные залежи подпираются контурными водами.

Нефть миоценовой залежи высоковязкая (до 1000 мПа·с при 25 °С) и не содержит бензиновых фракций. Плотность ее в поверхностных условиях колеблется от 943 до 984 кг/м<sup>3</sup>. Массовое содержание смол в нефти 45–50 %. Минерализация пластовых вод  $(450–500) \cdot 10^3$  моль/л. Начальный газовый фактор 10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Глубина залегания пластов 500–1000 м. Средняя пластовая температура 40 °С.

Применяемые ранее известные методы воздействия на призабойную зону пласта не давали существенных результатов. Из четырех опробованных способов тепловых обработок (циклическое паровоздействие, обработка призабойной зоны горячей водой, прогрев забоя скважины с помощью установки СУЕПС-1200 и циклическое нагнетание в скважины горячей нефти) наиболее эффективными оказались пароциклические обработки (ООО «РосНИПИтермнефть», 1995).

Проведенные на площади Зыбза исследования в процессе реализации пароциклических обработок показали, что для достижения наибольшей эффективности температуру в призабойной зоне скважины необходимо доводить до 120–130 °С. В диапазоне 25–120 °С происходит резкое изменение свойств нефти – снижение вязкости, изменяются упругие свойства и т.п.

Технология реализации паротепловых обработок заключалась в следующем: в течение 15–45 сут. в скважину нагнетался пар, в последующие 2–3 сут. скважину закрывали для паропропитки, затем пускали в эксплуатацию.

По большинству скважин, подвергнутых парообработке, дебиты нефти возросли с 0,1–0,5 тонн/сут. до 5–15 тонн/сут. Период эффективной работы скважин колебался от 60 до 500 сут., а в отдельных случаях и более. В среднем на одну эффективно обработанную скважину было добыто 845 тонн нефти дополнительно. Обводненность продукции обрабатываемых скважин не превышала 50 %.

Проведенные исследования показали, что в пределах температур 125–200 °С основной объем нефти может быть извлечен за первые 2–3 цикла. Об этом свидетельствуют и исследования, проведенные Н.К. Байбаковым (1977) и А.Р. Гарушевым (1977), когда анализу эффективности многократных паротепловых обработок были подвержены результаты промышленных экспериментов по 30 скважинам, находящимся в равноценных условиях.

Заслуживают внимания крупномасштабные работы, проведенные на месторождениях Мидуэй-Сансет и Керн Ривер (Дошер Т.М., 1984). Месторождение Керн Ривер представляет собой моноклираль с углами падения пластов до 4°. Продуктивные отложения представлены чередованием пачек песка и глинистых сланцев, которые практически непрерывны на протяжении всей залежи. На этом месторождении площадью 1800 га паротепловым обработкам были подвержены около 1500 скважин.

На основании статистической обработки результатов циклического паротеплового воздействия здесь были обоснованы объемы закачки пара – 1035 тонн/скв. (15,4 тонн/м) и продолжительность закачки – 5 сут. (8,6 тонн/ч).

Не менее крупные промышленные работы осуществлялись и на месторождениях Мидуэй-Сансет. По основному фонду здесь было проведено по 8 и более скважино-операций.

На месторождениях Венесуэлы методами циклического паротеплового воздействия обработано более 1650 скважин с годовой добычей около 8,4 млн тонн нефти. Суммарный объем добытой нефти за счет обработок составил 80 млн тонн при суммарной закачке пара 20 млн тонн.

На месторождении Боскан также широко применялась циклическая обработка призабойных зон паром. Месторождение разрабатывалось на естественном режиме. Начальное пластовое давление составляло 22,75 МПа. К моменту проведения пароциклических обработок оно снизилось до 5,6 МПа. Нефтенасыщенная толщина составляет 30,5–76,2 м. Плотность нефти 996,5 кг/м<sup>3</sup>, вязкость – 220 мПа·с при пластовой температуре 82 °С.

Объем закачки теплоносителя в скважины составил 4560 тонн, темп нагнетания – 160 тонн/сут. На устье степень сухости пара составляла 82 %, температура около 320 °С и давление 11,27 МПа. Нефтенасыщенная толщина 15,2 м.

В течение первой недели эксплуатации дебит одной из скважин составил 72 м<sup>3</sup>/сут. В следующие два месяца производительность скважины была 52,5 м<sup>3</sup>/сут. В течение 7 месяцев после увеличения числа обработок дебит скважины равнялся 32 м<sup>3</sup>/сут. Общая производительность других скважин оказалась на 30 % выше средней продуктивности участка.

На залежи Вака месторождения Оксард применение пароциклической обработки позволило добыть дополнительно 819 тонн нефти за один цикл воздействия. Глубина залегания пласта 560 м, эффективная нефтенасыщенная толщина – от 23 до 130 м, пористость – 4,3 %, проницаемость – 5,5 мкм<sup>2</sup>, пластовая температура – 23 °С. Время нагнетания пара составляло 18 сут. Время выдержки – 3 сут. Добыча нефти осуществлялась в течение 45 дней.

Опыт, накопленный при извлечении тяжелых нефтей на месторождениях Тиа Хуана, Лагунилас и Бачакеро, показывает, что коэффициент нефтеотдачи только за счет парообработок призабойных зон добывающих скважин может быть увеличен на 5–8 %. Более 20 пароциклических обработок позволило добыть до 100 тыс. тонн/год.

На месторождениях Канады, таких как Атабаска, КолдЛейк, Вабаска и Пис Ривер, с глубинами залегания 60, 600, 300, 750 м и нефтенасыщенными толщинами 21, 12, 8, 11 м соответственно, реализовано более 30 проектов пароциклической обработки призабойных зон, 5 из них имели промышленное значение с дебитом нефти 25–100 тыс. тонн/год и более. Самый крупный проект 800 тыс. тонн/год был осуществ-

лен на месторождении КолдЛейк. За время действия проекта на добывающих скважинах было проведено по 8 циклов обработки. Объемы нагнетания пара составили от 8 до 11,5 тыс. тонн за один цикл. Средний темп нагнетания был равен 230 тонн/сут. Средний дебит нефти составил около 8,5 тонн/сут. Период паротепловой пропитки обычно не превышал 7 сут. Период повышенных отборов нефти составлял 3–6 месяцев.

В Китае на промыслах месторождений Гаошенг, Шугуанг-1, Хуанксилинг и Шанси опытные работы по пароциклическому воздействию на призабойную зону позволили добыть дополнительно 73, 77, 83 и 38 тыс. тонн/год соответственно. Глубины залегания равнялись соответственно 1510–1700, 1000–1100, 1080–1200 и 1100–1200 м. Нефтенасыщенные толщины – 67, 44, 25–40 и 28–85 м. Вязкости дегазированной нефти в пластовых условиях составляли 450–4000, 8000–14000, 2000–3000 и 8000–10000 мПа·с соответственно.

Паротепловые обработки призабойных зон скважин, пробуренных на залежи высоковязких нефтей, широко используются и в других нефтедобывающих странах. Так, на месторождении Эмлиххейм (Германия) пароциклические методы обработки призабойных зон позволили увеличить дебиты скважин в 2–7 раз.

В Индонезии паротепловые обработки осуществляли на месторождении Дури, конечная нефтеотдача которого без теплового воздействия оценивалась в 10 %. Пористость пласта составляла 37 %, пластовая температура 35–38 °С. Продолжительность закачки пара за цикл не превышала 5 сут. Количество теплоты, введенной в пласт за цикл, составляло 2646–5250 млн кДж при давлении закачки 2,8–3,5 МПа. Температура закачиваемого теплоносителя 204–232 °С. Период паротепловой пропитки 3–5 сут. После пуска скважина, как правило, фонтанировала в течение 10 сут. Среднесуточный дебит после первого цикла возрастал в 4–5 раз (до 9–39 тонн/сут.), после второго достигал 2–21 тонн/сут.

Опытные работы по пароциклическим обработкам скважин в Кувейте позволили увеличить производительность скважин с 46–61 до 108 тонн/сут., причем скважины работали фонтанным способом в течение нескольких лет. Темпы нагнетания пара в скважины колебались от 153 до 198 тонн/сут. при давлении на устье 2,7 МПа и температуре закачиваемого пара 223 °С. Сухость пара составляла 76 %. В среднем на каждую скважину закачивалось от 2,3 до 4,3 тыс. тонн пара. На пропитку скважины закрывались от 3 до 9 сут.

На месторождении Мидвей Сансет (США) участок Буэна Фе Фее применение пароциклического метода воздействия позволило увеличить дополнительную добычу нефти до 887 тонн за один цикл обработки. Длительность нагнетания составляла 11 сут., время паропропитки 8 сут., общая длительность цикла составляла 120 сут. Глубина залегания кровли пласта 180 м, нефтенасыщенная толщина 62,5 м, пористость 30 %, температура пласта 32 °С, вязкость нефти в пластовых условиях 150 мПа·с.

На месторождении Хантингтон Бич средний уровень добычи нефти за один цикл паротеплового воздействия на призабойную зону составил 4600 тонн. Общая продолжительность цикла составляла 14 месяцев. Глубина залегания пласта 600–700 м, нефтенасыщенная толщина 12–18 м, пористость коллектора 35 %, температура пласта 53 °С, вязкость нефти при пластовой температуре 45,7 мПа·с.

В таблице 1 приведены данные по общей продолжительности циклов паротеплового воздействия для месторождений США.

### **Построение и оптимизация интегральной модели пароциклического воздействия на призабойную зону пласта**

Несмотря на большое количество существующих тепловых методов добычи нефти, самыми эффективными из них являются методы, основанные на процессе вытеснения нефти паром или смесью горячей воды и пара. Именно это обстоятельство заставляет уделить большое внимание процессу паротеплового воздействия на нефтяные пласты (Боксерман А.А., 1975). Основные трудности, с которыми приходится сталкиваться при его теоретическом исследовании (даже в случае решения одномерных задач), связаны с расчетом трехфазных течений воды, нефти, пара и учетом теплообмена с окружающими породами. До последнего времени эти трудности оказывались

Таблица 1 – Характеристика паротепловых обработок призабойных зон добывающих скважин на месторождениях США

Месторождение	Участок	Нефтенасыщенная толщина, м	Продолжительность цикла, мес.	Добыча нефти одной скважины, тонн/сут.			Добыча нефти за цикл, тонн	
				перед обработкой	первые 30 дней	после обработки на конец цикла	всего	дополнительно
Хантингтон Бич	ТМ	12	15	2,4	25	4	4610	3350
Сан Ардо	Ломбарди	67	18	4	57	5,6	7950	6244
Керн Ривер	Чайна	6,7	6	0,5	22	2,4	1840	1750
Мидвей Сансет	Поттер (А)	76	5	1,6	17	4	1470	1225
Керн Ривер	Керн Ривер	67	5	2,2	10	3,2	750	443
Коалинга	Тремблорд	33	5	0,5	8	2,4	680	572
Мидвей Сансет	Талер	73	6	0,8	9	1,6	740	589
Мидвей Сансет	Поттер (Б)	76	4	0,8	6	1,6	480	354
ВайтВолф	Риф Ридж	23	4	4,8	13	4,8	1070	513
Позо Крик	Этчегоин	24	6	1,1	3	1,6	420	223

непреодолимыми, и связаны они были с отсутствием представления о структуре зоны вытеснения нефти паром в условиях взаимосвязанности процессов тепло- и массопереноса. Основным подходом к анализу процессов вытеснения нефти паром было и по-прежнему остается прямое численное моделирование (Coats K.H., 1974). Также наряду с численными решениями были получены аналитические (Боксерман А.А., 1975; Зазовский А.Ф., 1986; Рубинштейн Л.И., 1972; Marx J.W., 1959) путем искусственного расщепления тепловой и гидродинамической задач, либо путем задания «жесткой» структуры вытеснения в виде последовательности характерных зон с дальнейшим удовлетворением балансовых интегральных соотношений на их границах.

В настоящее время имеется большое число всевозможных моделей, описывающих процесс вытеснения высоковязкой нефти паром или смесью пара и горячей воды. Одна из этих моделей представлена ниже.

***Расчет максимальной зоны теплового воздействия  
и оптимального времени закачки теплоносителя  
при пароциклическом воздействии***

Для определения основных технологических параметров и эффективности пароциклического воздействия на призабойную зону скважин необходимо решить следующие задачи. Во-первых, рассчитать период закачки теплоносителя (пара) в пласт, определить распределение температуры в призабойной зоне и эффективные размеры зоны, охваченной тепловым воздействием. Во-вторых, решить задачу о паротепловой пропитке, т.е. прогнозировать скорость конденсации пара и всасывания нефти из «холодной» области пласта в прогретую зону. И, наконец, рассчитать степень повышения продуктивности скважины за счет разогрева нефти в призабойной зоне и закон падения дебита по мере охлаждения призабойной зоны потоком нефти из пласта.

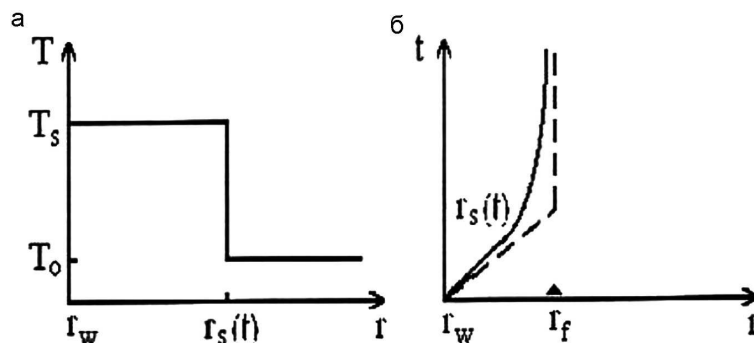
Моделирование и решение указанных задач является сложной научной проблемой. Достаточно указать, что теория неизотермической трехфазной фильтрации с учетом фазовых переходов еще далека от своего завершения, а апробированных программ расчета этих процессов пока не существует. Полученные решения и подходы являются в основном инженерными оценками, точность которых не велика (Боксерман А.А., 1975; Marx J.W., 1959; Yortsos Y.C., 1981).

В качестве таких инженерных оценок предлагается интегральный подход, основанный на суммарном тепловом балансе потоков теплоносителя через скважину из пласта в окружающие породы с учетом скрытой теплоты конденсации пара. Таким образом, предлагаемая модель является развитием подходов Marx J.W., Langerheim R.H., Volek C.W. и Yortsos Y.C. При этом основные положения о распределении температуры в призабойной зоне основаны на результатах научных исследований процесса вытеснения нефти паром (Федоров К.М., 1989; Зазовский А.Ф., 1986).

Процесс вытеснения нефти паром происходит в три этапа. На первом этапе формируется зона «парового плато», т.е. области фильтрации насыщенного пара и воды при температуре кипения. Температура этой области равна температуре насыщения при пластовом давлении. Пар при фильтрации отдает тепло пласту и частично конденсируется. Основная часть выделяющейся воды приобретает начальную температуру пласта и фильтруется перед фронтом конденсации. Когда сконденсированной воды в области парового плато становится достаточно, происходит остановка фронта конденсации и развитие зоны вытеснения нефти горячей водой и паром за стационарным фронтом конденсации. Температура сформированного таким образом фронта горячей воды быстро падает по мере продвижения вглубь пласта. Развитие и затухание процесса вытеснения нефти горячей водой составляет второй этап процесса. На заключительном этапе формируется стационарное тепловое поле в пласте, структура которого состоит из области парового плато, зоны вытеснения нефти горячей водой и газом и невозмущенной (при начальной температуре пласта) зоны в глубине пласта.

Физический смысл формирования стационарного температурного поля в пласте заключается в следующем. По мере продвижения тепловых фронтов вглубь пласта растет площадь, с которой происходят теплотери. На заключительном этапе темп закачки тепла с теплоносителем равен суммарным тепловым потерям из пласта в ок-

ружающие породы, т.е. пар, закачиваемый в пласт, фильтруется в пласте, конденсируется, сконденсированная вода охлаждается до пластовой за счет тепловых потерь в окружающие породы. Дальнейшая закачка теплоносителя в пласт неэффективна, так как не приводит к росту зоны прогрева. Структура теплового поля представлена на рисунке 7, где  $r_s$  – текущая координата парогазового фронта;  $r_f$  – радиус зоны максимального прогрева призабойной зоны;  $T_0$  – начальная температура пласта и окружающих его пород.



**Рисунок 7** – Схематический вид структуры теплового поля при закачке пара в нефтяной пласт (Федоров К.М., 1989):

а – ступенчатый вид распределения температуры в призабойной зоне;  
б – траектория распространения теплового фронта (сплошная кривая) и аппроксимация, принимаемая в предлагаемом интегральном приближении (пунктирная кривая)

Будем считать, что тепловые потери подчиняются закону Ньютона-Рихмана:

$$q = \alpha_m \cdot (T - T_0), \quad (1)$$

где  $q$  – удельные теплотери из пористой среды в кровлю и подошву пласта;  $\alpha_m$  – коэффициент теплопередачи;  $T$  – температура в произвольной точке пласта;  $T_0$  – пластовая температура.

Зная структуру теплового поля и принимая, что теплосодержание пласта определяется только его температурой и теплоемкостью, можно посчитать мощность суммарных тепловых потерь из прогретой области в кровлю и подошву пласта по формуле:

$$\frac{dW}{dt} = \int_{r_w}^{r_f} 2 \cdot \pi \cdot \alpha_m \cdot (T(r) - T_0) \cdot dr, \quad (2)$$

где  $T(r)$  – средняя по сечению пласта температура в произвольной точке  $r$ ;  $r_f$  – радиус прогретой зоны;  $r_w$  – радиус скважины.

В зоне парового плато температура пласта постоянна и равна температуре насыщения  $T(r) = T_s$ , а в области фильтрации горячей воды падает по экспоненциальному закону. С учетом этих данных интеграл (2) можно решить аналитически.

С другой стороны, при постоянной скорости закачки пара в пласт темп ввода теплоносителя рассчитывается по следующей формуле:

$$\frac{dH}{dt} = Q \cdot \rho_g \cdot (C_g \cdot (T_s - T_0) + \ell_g), \quad (3)$$

где  $Q$  – скорость закачки пара;  $\rho_g$  – плотность теплоносителя;  $C_g$  – теплоемкость пара;  $\ell_g$  – скрытая теплота парообразования;  $T_s$  – температура насыщения теплоносителя в пластовых условиях.

Приравняв (2) и (3), находим максимальный радиус прогрева пласта  $r_f$ :

$$r_f = \sqrt{\frac{Q \cdot \rho_g \cdot (C_g \cdot (T_s - T_0) + \ell_g)}{\pi \cdot \alpha_m \cdot (T_s - T_0)} + r_w^2}. \quad (4)$$



Из теории неизотермической фильтрации известно, что скорость тепловых фронтов в линейном случае постоянна, а в радиальном пропорциональна квадрату радиуса. С учетом этих данных можно определить время закачки теплоносителя до момента формирования стационарного температурного распределения, т.е. далее закачка теплоносителя неэффективна. Отсюда определяем время закачки теплоносителя в пласт:

$$D = \frac{\pi \cdot h \cdot (r_f^2 - r_w^2)}{t} = \frac{Q \cdot K_m}{m} \rightarrow t_1 = \frac{\pi \cdot h \cdot m \cdot (r_f^2 - r_w^2)}{Q \cdot K_m}, \quad (5)$$

где  $t_1$  – время закачки теплоносителя;  $h$  – мощность пласта;  $K_m$  – отношение теплоемкости пара и насыщенной пористой среды;  $D$  – скорость тепловых фронтов.

### **Расчет периода паротепловой пропитки и времени остановки скважины при пароциклическом воздействии**

На этапе паротепловой пропитки тепловые потери из зоны парового плато также описывается формулой (2), но конденсация приводит к всасыванию нефти из «холодной» толщи пласта, т.е. радиус парового плато уменьшается со временем. Будем считать, что процессы теплопередачи, конденсации и всасывания нефти являются равновесными процессами. В этом случае давление и температура в области парового плато не меняется, т.е. конденсация пара приводит к мгновенному всасыванию нефти, при котором давление и температура в зоне мгновенно выравниваются и компенсируются притоком нефти из холодной части пласта.

Перепишем формулу (2) с учетом постоянства температуры в области парового плато:

$$\frac{dW}{dt} = \int_{r_w}^{r_s} 2 \cdot \pi \cdot r \cdot \alpha_m \cdot (T_s - T_0) \cdot dr = 2 \cdot \pi \cdot r_s^2(t) \cdot \alpha_m \cdot (T_s - T_0), \quad (6)$$

где  $r_s$  – радиус зоны парового плато.

С другой стороны, мощность теплотерь компенсируется только конденсацией пара, следовательно, должна быть равна теплоте выделяемой за счет конденсации пара:

$$\frac{dG}{dt} = -\ell \cdot \frac{dM}{dt} = -2 \cdot \ell \cdot \rho_g \cdot m \cdot h \cdot a \cdot \pi \cdot r_s \cdot \frac{dr_s}{dt}, \quad (7)$$

где  $M$  – масса пара в призабойной зоне;  $a$  – концентрация пара в теплоносителе;  $G$  – теплота, выделяемая при конденсации пара;  $\rho_g$  – плотность теплоносителя.

Приравняв выражения (6) и (7), получим дифференциальное уравнение для определения скорости фронта конденсации:

$$\frac{dr_s}{dt} = -\frac{\alpha_m \cdot (T_s - T_0)}{\ell_g \cdot \rho_g \cdot m \cdot h \cdot a} \cdot r_s. \quad (8)$$

Решение этого уравнение с начальными условиями  $t = 0$  и  $r_s = r_f$  имеет вид:

$$t_2 = \frac{\ell_g \cdot \rho_g \cdot m \cdot h \cdot a}{\alpha_m \cdot (T_s - T_0)}. \quad (9)$$

### **Определение времени отбора нефти при пароциклическом воздействии на скважину**

Конденсация пара в периоде паротепловой пропитки происходит за счет теплотерь из зоны «парового плато» и сопровождается также нагреванием «холодной» нефти, поступающей из зоны, не охваченной тепловым воздействием. В линейном приближении температура пласта при фильтрации через него жидкости распространяется в виде скачков температуры от  $T_s$  до  $T_0$ . Таким образом, замещение пара нагретой

нефтью приводит к тому, что ближайшая зона к скважине становится заполненной нефтью при температуре  $T_s$ . Определим из условий теплового баланса размеры этой зоны. Теплосодержание нагретой нефти в этой зоне равно:

$$H_1 = \pi \cdot h \cdot (r_*^2 - r_w^2) \cdot R_0 \cdot (T_s - T_0), \quad (10)$$

где  $r_*$  – подлежащий определению радиус зоны, заполненной нагретой нефтью с температурой  $T_s$ ;  $R_0$  – коэффициент теплосодержания нефти, который определяется по формуле  $R_0 = m \cdot \rho_0 \cdot C_0$ .

Тепло, необходимое для нагрева нефти, отбирается у скелета пористой среды, приводя к уменьшению размеров прогретой зоны. Аналогично можно записать выражение для количества тепла, отобранного у скелета пласта, в виде:

$$H_2 = \pi \cdot h \cdot (r_f^2 - r_*^2) \cdot R_r \cdot (T_s - T_0), \quad (11)$$

где  $R_r$  – эффективный коэффициент теплосодержания насыщенной пористой породы, который находится по формуле  $R_r = (1 - m) \cdot \rho_r \cdot C_r + m \cdot \rho_0 \cdot C_0$ ;  $\rho_r$  – плотность породы;  $C_r$  – теплоемкость породы.

Тепловой баланс, выраженный равенством (10) и (11), позволяет получить уравнения для определения радиуса зоны, содержащей нефть при температуре насыщения  $T_s$ :

$$r_* = \sqrt{\frac{r_f^2 \cdot R_r + r_w^2 \cdot R_0}{R_r + R_0}}. \quad (12)$$

Таким образом, на момент начала активного этапа циклического воздействия призабойная зона скважины имеет две области: зону, заполненную нефтью с температурой  $T_s$ , радиусом  $r_*$  и зону также насыщенную нефтью при начальной пластовой температуре  $T_0$ .

Расход жидкости в скважину с зональным изменением температуры аналогичен выражению для формулы Дюпюи с зональной неоднородностью, так как температура пласта определяет вязкость фильтрующейся жидкости:

$$Q = \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p \cdot \left( \frac{1}{\mu_m \cdot \ln\left(\frac{r_*}{r_w}\right) + \mu \cdot \ln\left(\frac{r_c}{r_*}\right)} \right), \quad (13)$$

где  $\mu$  – вязкость пластовой нефти;  $\mu_m$  – вязкость нефти, нагретой до температуры  $T_s$ ;  $k$  – абсолютная проницаемость пласта;  $r_c$  – радиус контура питания скважины;  $h$  – мощность пласта;  $\Delta p$  – депрессия в призабойной зоне пласта.

Нетривиальность этой задачи заключается в том, что по мере фильтрации происходит охлаждение призабойной зоны, связанное с уменьшением радиуса высокотемпературной зоны  $r_*$  от времени. Скорость продвижения фронта, заполненного горячей нефтью, при фильтрации жидкости с расходом  $Q$  равна:

$$D_m = \frac{\pi \cdot h \cdot (r_f^2 - r_*^2)}{t} = \frac{Q \cdot R_0}{m \cdot R_r}. \quad (14)$$

Откуда можно определить зависимость размера  $r_*$  от времени:

$$r_* = \sqrt{r_f^2 - \frac{Q \cdot R_0 \cdot t}{\pi \cdot m \cdot h \cdot R_r}}. \quad (15)$$

Подставляя формулу (15) в закон (13), получим трансцендентное уравнение для определения падения расхода жидкости со временем за счет охлаждения призабойной зоны:

$$\frac{Q}{\pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p} = \frac{1}{(\mu_m - \mu) \cdot \ln \left( \sqrt{\frac{r_f^2}{r_w^2} - \frac{Q \cdot R_0 \cdot t}{\pi \cdot m \cdot h \cdot R_r \cdot r_w^2}} \right) + \mu \cdot \ln \left( \frac{r_c}{r_w} \right)}. \quad (16)$$

Также имеет смысл рассмотреть относительную величину продуктивности скважины без теплового воздействия  $Q_0$  и величину продуктивности в активный период пароциклического воздействия. Отношение дебитов скважины выражается формулой:

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\mu \cdot \ln \left( \frac{r_c}{r_w} \right)}{(\mu_m - \mu) \cdot \ln \left( \sqrt{\frac{r_f^2}{r_w^2} - \frac{Q \cdot R_0 \cdot t}{\pi \cdot m \cdot h \cdot R_r \cdot r_w^2}} \right) + \mu \cdot \ln \left( \frac{r_c}{r_w} \right)}. \quad (17)$$

Выражение (17), описывающее отношение дебитов до и после обработки, позволяет построить некую зависимость с интересующим нас экстремумом.

По характеру данной зависимости в активной фазе цикла и анализу экономической эффективности процесса делается вывод о времени активной фазы отбора жидкости.

**Расчет параметров пароциклического воздействия с использованием разработанной модели на примере Ярегского месторождения**

Для оценки эффективности пароциклического воздействия необходимо иметь методику расчета основных временных интервалов: времени закачки теплоносителя, времени выдержки скважины под паротепловой пропиткой и времени добычи нефти. Данная методика была представлена ранее. Расчет времени закачки рассчитывается исходя из условия теплового баланса в пласте (темп ввода теплоносителя в пласт равен мощности потерь тепла в кровлю и подошву пласта), т.е. достижения максимального прогрева призабойной зоны пласта. Расчет интервала выдержки скважины определяется из условия установления стационарных тепловых полей, т.е. полной конденсации пара. А интервал работы скважины на отбор нефти рассчитывается исходя из условия, что темп отбора нефти должен превышать дебит скважины без воздействия.

Представленный ниже расчет основных временных параметров пароциклического воздействия был проведен для Ярегского месторождения. Для оптимизации данного процесса использовался базовый вариант (дебит без воздействия, рассчитанный по формуле Дюпюи для радиального притока нефти в скважину). Все расчетные данные взяты для реального объекта, недостающие значения параметров взяты из специальной литературы и считаются одинаковыми для всех объектов.

Ярегское нефтяное месторождение расположено на территории Республики Коми в 25 км к юго-западу от Ухты, входит в Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию. Центр добычи – пос. Ярега (рис. 8). Ярегское нефтяное месторождение приурочено к широкой пологой асимметричной антиклинальной складке в северо-западной части Ухта-Ижемского вала на северо-восточном склоне Теманской антеклизы. Присводовая часть антиклинали осложнена Ярегским, Южно-Ярегским, Лыаельским и Вежавожским локальными поднятиями. Промышленно нефтеносны отложения верхнего и среднего девона. Коллекторы трещинно-порового типа представлены кварцевыми песчаниками (мощность 26 м) с пористостью 26 %, проницаемостью 3,17 Д. Залежь пластовая сводовая, залегает на глубине 140–200 м, многочисленными дизъюнктивными нарушениями разбита на блоки. ВНК находится в интервале от –55 до –65 м. Начальная пластовая температура 6–8 °С, начальное пластовое давление 1,4 МПа. Нефть ароматическо-нафтенового типа с плотностью 945 кг/м<sup>3</sup>, содержанием серы около 1 % и парафина около 0,5 %.



Рисунок 8 – Карта Ярегского нефтяного месторождения

Опытная эксплуатация Ярегского месторождения ведется с 1935 года. До 1945 года месторождение разрабатывалось обычным скважинным методом по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 75–100 м, добыто 38,5 тыс. тонн нефти, нефтеотдача не превышала 2 %. С конца 1939 года разработка велась шахтным способом (3 шахты). Из рабочей галереи в надпластовом горизонте, расположенном на 20–30 м выше кровли продуктивного пласта, разбуривали залежь по плотной сетке скважин через 15–25 м. С 1954 года отработка шахтных полей велась по уклонно-скважинной системе из рабочей галереи внутри продуктивного пласта. Длина скважин 40–280 м, расстояние между забоями 15–20 м. К 1972 году добыто 7,4 млн тонн, нефтеотдача менее 4 %. С 1972 года начата термошахтная эксплуатация с закачкой в продуктивный пласт теплоносителя через нагнетательные скважины, пробуренные из надпластовой галереи. Отбор нефти производится из эксплуатационных скважин рабочей галереи продуктивного пласта.

Кроме нефти в среднедевонских песчаниках обнаружены повышенные концентрации лейкоксена. Генетический тип месторождения – погребенная россыпь. Продуктивный пласт мощностью 30–100 м несогласно перекрывает метаморфические сланцы рифея и делится на два рудных горизонта. Нижний горизонт сложен грубо- и крупнозернистыми кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, верхний – полимиктовыми конгломератами и разнозернистыми кварцевыми песчаниками, содержащими до 30 % лейкоксена,  $TiO_2$  – 58,5–71,9 % и  $SiO_2$  – 20,0–37,8 %.

При оптимизации основных параметров пароциклического воздействия использовался итерационный метод (метод последовательных приближений). Все необходимые расчетные параметры пласта и теплоносителя сведены в таблицы 2 и 3.

Таблица 2 – Расчетные параметры пласта Ярегского месторождения

Нефтенасыщенная толщина, м	26
Вязкость нефти, сПз	4500
Продуктивность, $m^3/сут. \cdot МПа$	0,039
Пористость, доли ед.	0,26
Теплоемкость породы, Дж/кг $\cdot$ °К	1500
Плотность породы, кг/м <sup>3</sup>	2500
Коэффициент теплопередачи, Вт/м <sup>2</sup> $\cdot$ °К	1,5
Пластовая температура, °К	280
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,570

Таблица 3 – Расчетные параметры теплоносителя

Концентрация пара, %	70
Скрытая теплота, кДж/кг	1000
Теплоемкость пара, Дж/кг · °К	1000
Плотность пара, кг/м <sup>3</sup>	100
Температура пара, °К	573
Пластовая температура, °К	308
Производительность установки, м <sup>3</sup> /сут.	480
Депрессия при добыче, МПа	7
Радиус скважины, м	0,1

Для расчета времени закачки и конденсации пара воспользуемся формулами (5) и (9). Подставляя в данные формулы значения параметров из таблиц, получим, что оптимальное время закачки теплоносителя составляет 24 сут., а период паротепловой пропитки 13 сут. (рис. 9).

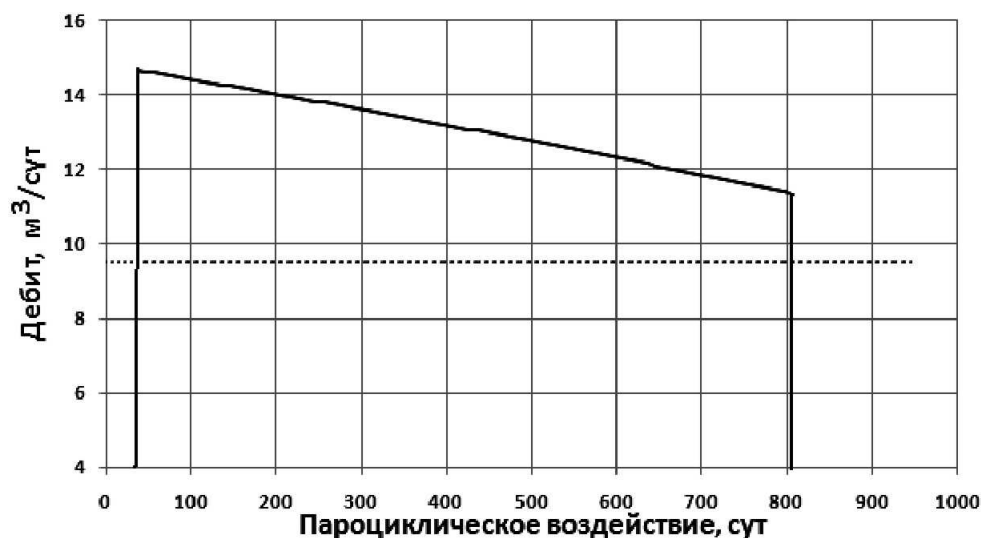


Рисунок 9 – Динамика дебита нефти за период пароциклического воздействия на Ярегском месторождении при интервале закачки (24 сут.) и времени выдержки (13 сут.); ..... – без воздействия

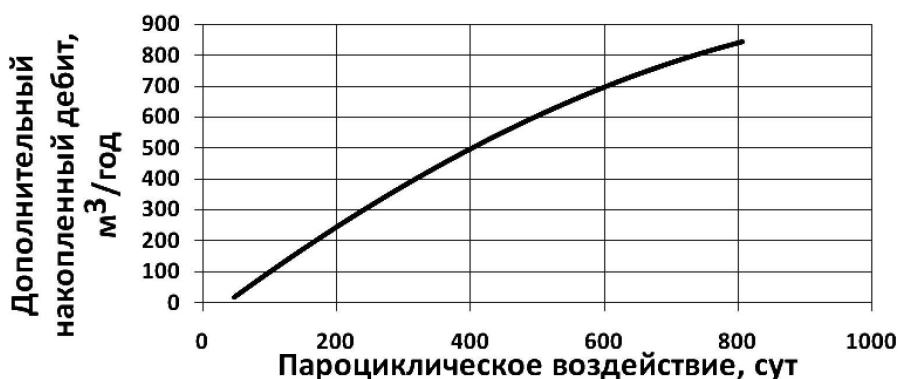
Для определения времени добычи нефти построим зависимость падения дебита со временем за счет охлаждения призабойной зоны, воспользовавшись выражением (16).

Дополнительная добыча нефти при циклическом воздействии определяется интегралом дебита нефти за время всех циклов в течение года за вычетом базовой добычи нефти:

$$V = \int_0^T (Q_n - Q_0) \cdot dT, \quad (18)$$

где  $n$  – количество циклов воздействия за исследуемый период (1 год);  $T$  – полный период воздействия.

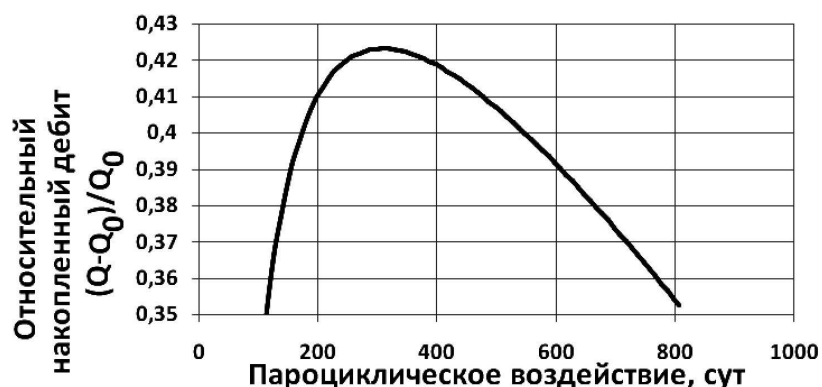
Результаты расчета дополнительного накопленного дебита представлены на рисунке 10.



**Рисунок 10** – Дополнительный накопленный дебит на Ярегском месторождении в зависимости от времени активной фазы при фиксированном времени закачки и времени паротепловой пропитки

Из полученных результатов следует, что добычу нефти в активной фазе нужно продолжать до тех пор, пока добыча не станет равна базовому дебиту без воздействия.

Но, проведя дополнительные исследования (рис. 11), видно, что добычу нефти нужно прекращать гораздо раньше. Это говорит о том, что дополнительная добыча нефти со временем уменьшается и в какой-то момент времени она становится незначительна по сравнению с первоначальным дополнительным дебитом. Данное исследование позволяет говорить об эффективном времени активной фазы добычи нефти, и в нашем случае для Ярегского месторождения это время составляет 320 сут.



**Рисунок 11** – Относительный накопленный дебит в зависимости от времени активной фазы для Ярегского месторождения при фиксированном времени закачки (24 сут.) и паротепловой пропитки (13 сут.)

## Выводы и результаты

Решена задача движения двухфазного теплоносителя (пар-вода) в вертикальной скважине с учетом теплопотерь в окружающие породы применительно к конкретной конструкции скважины с различными видами теплоизоляции. Проанализировано влияние начального паросодержания, устьевого давления и расхода теплоносителя на максимальную глубину проникновения пара. Установлено, что увеличение начального паросодержания выше 80 % позволяет резко увеличить максимальную глубину проникновения пара (до 2 раз).

Рассмотрена интегральная физико-математическая модель пароциклического воздействия на призабойную зону пластов с целью увеличения нефтеотдачи месторождений содержащих высоковязкие нефти.

Установлено, что:

1) максимальная эффективность процесса достигается при времени закачки теплоносителя, соответствующем установлению стационарного распределения температуры в призабойной зоне;

2) время паротепловой пропитки определяется полной конденсацией пара в призабойной зоне, охваченной тепловым воздействием;

- 3) процесс отбора нефти целесообразнее заканчивать до момента полного охлаждения призабойной зоны;
- 4) существуют оптимальные технологические параметры, дающие максимальную интенсификацию дебита;
- 5) применение модели с оптимальными параметрами для Ярегского месторождения позволяет увеличить дебит добывающей скважины в среднем на 30–40 %.

### Литература:

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
2. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
6. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1988. – 424 с.
7. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – М. : Недра, 1988. – 313 с.
8. Зазовский А.Ф., Федоров К.М. О вытеснении нефти паром. – М. : Препринт ИПМ АН СССР, 1986. – № 267. – 82 с.
9. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М. : Нефть и газ, 1996. – 284 с.
10. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М. Прогнозирование промысловой эффективности методов теплового воздействия на нефтяные пласты. – М. : Недра, 1983. – 222 с.
11. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов. – Ухта : УГТУ, 2015. – 166 с.
12. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
13. Технология пароциклического метода интенсификации вязких и высоковязких нефтей. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a2ac68b5c43a88521306c36\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a2ac68b5c43a88521306c36_0.html)
14. Баширов В.В., Карпов В.П., Федоров К.М. Парогазотермическая обработка призабойной зоны и пласта в целом // Итоги науки и техники. Серия «Разработка нефтяных и газовых месторождений». – М. : ВИНТИ, 1987. – Т. 19. – С. 3–86.
15. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Шахмеликьян М.Г., Кумбе Эдсон Леонел Виторину. Анализ технологий теплового воздействия на пласты высоковязких нефтей месторождения Узень // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 100–123.
16. Боксерман А.А., Раковский Н.Л., Глаз И.А. Разработка нефтяных месторождений путем сочетания заводнения с нагнетанием пара // Итоги науки и техники. Серия «Разработка нефтяных и газовых месторождений». – М. : ВИНТИ, 1975. – Т. 7. – С. 3–93.
17. Будкевич Р.Л., Шайхразиева Л.Р. Исследование свойств поверхностно-активных веществ для интенсификации добычи высоковязкой нефти // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 91–93.
18. Вартумян Г.Т., Савенок О.В., Шостак Н.А., Стрельцова Ю.Г. Снижение гидравлических сопротивлений при транспортировке высоковязких нефтей // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 2. – С. 37–39.
19. Дошер Т.М., Хассеми Фархад. Влияние вязкости нефти и толщины продуктивного пласта на эффективность паротеплового воздействия // Экспресс-информация. Серия «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 1984. – С. 3–44.
20. Ентов В.М. Физико-химическая гидродинамика процессов в пористых средах (математические модели методов повышения нефтеотдачи пластов) // Успехи механики. – 1981. – Т. 4. – № 3. – С. 23–56.



21. Зазовский А.Ф. О неизотермическом вытеснении нефти водой из нетеплоизолированных пластов // Известия АН СССР. Серия МЖГ. – 1983. – № 5. – С. 23–44.
22. Кошелев А.Т., Гилаев Г.Г., Сташок Ю.И., Гарушев А.Р. Термоциклическая интенсификация добычи тяжелой нефти на месторождении Зыбза – Глубокий Яр // Нефть. Газ. Новации. – 2003. – № 11 (58). – С. 68–72.
23. Морозюк О.А., Калинин С.А., Скворцов А.С. Изучение влияния добавки щелочи к закачиваемому пару на эффективность теплового воздействия при добыче высоковязких нефтей // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 162–167.
24. Мостаджеран М.Г., Телков В.П. Анализ полимерного заводнения как технологии повышения эффективности выработки месторождений высоковязких и тяжелых нефтей Ирана // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 33–38.
25. Мустафина А.Н., Гумерова Д.М. Изучение закономерности реологического поведения высоковязкой нефти Нурлатского месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 39–41.
26. Мухаметшин Р.З., Калмыков А.В. Причины и следствие неоднородности продуктивных карбонатных толщ при проектировании и разработке залежей высоковязкой нефти // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 168–174.
27. Савенок О.В., Нестеренко С.А., Нуэмб Жан Пьер Синус. Перспектива разработки сложнопостроенных залежей высоковязкой нефти // Тезисы докладов трудов Девятого Международного научного симпозиума имени акад. М.А. Усова студентов, аспирантов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр». Секция: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Томск : Издательство ТПУ, 2005. – С. 121–122.
28. Савенок О.В., Кусов Г.В. Анализ разработки пермокарбоневой залежи Усинского месторождения с применением теплоносителей // ГеоИнжиниринг. – 2007. – № 2 (4) / 2007. – С. 86–94.
29. Савенок О.В. Анализ и систематизация факторов оптимизации технологий строительства скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми нефтями // ГеоИнжиниринг. – 2011. – № 2 (11) осень 2011. – С. 70–73.
30. Савенок О.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти – структура и тенденции // Инженер-нефтяник. – 2012. – № 3. – С. 5–9.
31. Савенок О.В. Разработка принципов, методов и технологий ресурсосбережения для нефтедобычи с учетом комплекса факторов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). ОС № 9. – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 4. – 64 с.
32. Савенок О.В. Шарыпова Д.Д. Принципы комплексной оценки ресурсного потенциала тяжелых нефтей // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 4/2013. – С. 6–10.
33. Савенок О.В. Анализ структуры трудноизвлекаемых запасов и тенденций увеличения темпа прироста // ГеоИнжиниринг. – 2013. – № 2 (18) лето 2013. – С. 76–80.
34. Савенок О.В. Геологические особенности освоения трудноизвлекаемых залежей // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 8. – С. 130–135.
35. Федоров К.М., Шарафутдинов Р.Ф. К теории неизотермической фильтрации с фазовыми переходами // Известия РАН. Серия МЖГ. – 1989. – № 5. – С. 68–79.
36. Федоров К.М., Шевелев А.П. Моделирование работы скважины в неизотермическом режиме // Сборник статей «Теплофизика, гидрогазодинамика, теплотехника». – Тюмень : Издательство ТюмГУ, 2004. – Вып. 2. – С. 82–91.
37. Шахмеликьян М.Г., Хайдара Мохаммед Брехима, Ганга Иванов Адриану Табита. Анализ эффективности паротеплового воздействия на II пласт II блока месторождения Катангли // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 313–322.

38. Шахмеликьян М.Г., Матвеева И.С. Анализ эффективности технологии термополимерного воздействия на пласт на месторождениях с высоковязкими нефтями на примере Мишкинского нефтяного месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 01. – URL : <http://vsn-isp.ru/pdf/2018/01/19.pdf>

39. Нвизуг-Би Лейи Ключерт. Анализ методов разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 1. – С. 168–188.

40. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13788–13795. – URL : [http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23\\_98.pdf](http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_98.pdf)

### References:

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Краснодар : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1–2.

2. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Краснодар : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Краснодар : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Краснодар : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

5. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.

6. Burzhe G., Surio P., Kombarnu M. Thermal methods of increase in oil recovery of layers. – M. : Nedra, 1988. – 424 p.

7. Zheltov Yu.V., Kudinov V.I., Malofeyev G.E. Development of fields of complex structure of viscous oil in carbonate collectors. – M. : Nedra, 1988. – 313 p.

8. Zazovsky A.F., Fedorov K.M. About oil replacement by steam. – M. : Pre-print of IPM Academy of Sciences of the USSR, 1986. – № 267. – 82 p.

9. Kudinov V.I. Improvement of thermal methods of development of fields high-viscosity nefty. – M. : Oil and gas, 1996. – 284 p.

10. Mirzadzhanzade A.H., Ametov I.M. Forecasting of trade efficiency of methods of thermal impact on oil layers. – M. : Nedra, 1983. – 222 p.

11. Ruzin L.M., Morozyuk O.A. Development of deposits high-viscosity nefty and bitumens with application of thermal methods. – Ukhta : UGTU, 2015. – 166 p.

12. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Краснодар : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.

13. Technology of a parotsiklichesky method of an intensification viscous and high-viscosity nave Tay. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a2ac68b5c43a88521306c36\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a2ac68b5c43a88521306c36_0.html)

14. Bashirov V.V., Karpov V.P., Fedorov K.M. Parogazotermichesky processing of a bottom-hole zone and layer in general // Results of science and technology. «Development of Oil and Gas Fields» series. – M. : VINITI, 1987. – Т. 19. – P. 3–86.

15. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Shakhmelikyan M.G., Kumbe Edson Leonel Vitorinu. Analysis of technologies of thermal impact on layers high-viscosity nefty fields Uzen // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Краснодар : Publishing house – the South, 2017. – № 3. – P. 100–123.

16. Bokserman A.A., Rakovsky N.L., Glaz I.A. Development of oil fields by a flooding combination to steam forcing // Results of science and technology. «Development of Oil and Gas Fields» series. – M. : VINITI, 1975. – Т. 7. – P. 3–93.

17. Budkevich R.L., Shaykhraziyeva L.R. A research of properties of surface-active substances for an intensification of extraction of high-viscosity oil // Bulatovskiye of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Краснодар : Publishing house – the South, 2018. – Т. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 91–93.

18. Vartumyan G.T., Savenok O.V., Shostak N.A., Streltsova Yu.G. Decrease in hydraulic resistance when transporting high-viscosity nefty // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2012. – № 2. – P. 37–39.

19. Doshier T.M., Hassemi Farkhad. Influence of viscosity of oil and thickness of productive layer on efficiency of steam influence // Express information. Oil-field Business series. – M. : VNIIOENG, 1984. – P. 3–44.
20. Entov V.M. Physical and chemical hydrodynamics of processes in porous environments (mathematical models of methods of increase in oil recovery of layers) // Achievements of mechanics. – 1981. – T. 4. – № 3. – P. 23–56.
21. Zazovsky A.F. About nonisothermal replacement of oil by water from not heat-insulated layers // News of Academy of Sciences of the USSR. MZhG series. – 1983. – № 5. – P. 23–44.
22. Koshelev A.T., Gilayev G.G., Stashok Yu.I., Garushev A.R. A thermocyclic intensification of extraction of heavy oil on the Zybza field – Deep Yar // Oil. Gas. Innovations. – 2003. – № 11 (58). – P. 68–72.
23. Morozyuk O.A., Kalinin S.A., Skvortsov A.S. Alkali additive influence studying to the pumped steam on efficiency of thermal influence at production high-viscosity nefty // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 162–167.
24. Mostadzheran M.G., Telkov V.P. Analysis of polymeric flooding as technologies of increase in efficiency of development of fields high-viscosity and heavy nefty Iran // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 33–38.
25. Mustafina A.N., Gumerova D.M. Studying of regularity of rheological behavior of high-viscosity oil of the Nurlatsky field // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 39–41.
26. Mukhametshin R.Z., Kalmykov A.V. The reasons and a consequence of heterogeneity of productive carbonate thicknesses at design and development of deposits of high-viscosity oil // Bulatovskiyе of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Razrabotka of oil and gas fields. – P. 168–174.
27. Savenok O.V., Nesterenko S.A., Nouemb Jean Pierre Sinous. Prospect of development of deposits of complex structure high-viscosity oil // Theses of reports of works of the Ninth International scientific symposium of a name of the academician M.A. Usov of students, graduate students and young scientists «Problem of geology and development of a subsoil». Section: Razrabotka of oil and gas fields. – Tomsk : TPU publishing house, 2005. – P. 121–122.
28. Savenok O.V., Kusov G.V. Analiz of development of a permokarbonovy deposit of the Usinsk field with use of heat carriers // Geoinzhiniring. – 2007. – № 2 (4)/2007. – P. 86–94.
29. Savenok O.V. Analiz and systematization of factors of optimization of technologies of construction of wells on fields with hardly removable neftiyam // Geoinzhiniring. – 2011. – № 2 (11) fall 2011. – P. 70–73.
30. Savenok O.V. Hardly removable reserves of oil – structure and trends // the oil Engineer. – 2012. – № 3. – P. 5–9.
31. Savenok O.V. Razrabotka of the principles, methods and technologies of resource-saving for oil production taking into account a complex of factors // the Mountain information and analytical bulletin (the scientific and technical magazine). Separate article (special release). OS № 9. – M. : Mountain Book publishing house, 2013. – № 4. – 64 p.
32. Savenok O.V. Sharypov D.D. Principles of complex assessment of resource potential heavy nefty // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 4/2013. – P. 6–10.
33. Savenok O.V. Analiz of structure of hardly removable stocks and trends of increase in rate of gain // Geoinzhiniring. – 2013. – № 2 (18) summer 2013. – P. 76–80.
34. Savenok O.V. Geological features of development of hardly removable deposits // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2013. – № 8. – P. 130–135.
35. Fedorov K.M., Sharafutdinov R.F. To the theory of nonisothermal filtration with phase transitions // News of RAS. MZhG series. – 1989. – № 5. – P. 68–79.
36. Fedorov K.M., Shevelyov A.P. Modeling of work of the well in the nonisothermal mode // the Collection of articles «Thermophysics, Hydraulic Gas Dynamics, Heating Engineer». – Tyumen : Publishing house of TyumGU, 2004. – Issue 2. – P. 82–91.

37. Shakhmelikyan M.G., Haidar Mohammed Brekhim, Ganges Ivanov to Adrian Tabitha. Analysis of efficiency of steam impact on the II layer II of the block of the field of Katangli // Bulatovskiyе of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 2: Development of oil and gas fields. – P. 313–322.

38. Shakhmelikyan M.G., Matveeva I.S. The analysis of efficiency of technology of thermopoly-dimensional impact on layer on fields with high-viscosity neftyam on the example of the Mish-kinsky oil field // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2018. – № 01. – URL : <http://vsni-sp.ru/pdf/2018/01/19.pdf>

39. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert. Analysis of methods of development of fields high-viscosity neftiy and natural bitumens // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 1. – P. 168–188.

40. Nvizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13788–13795. – URL : [http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23\\_98.pdf](http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_98.pdf)