

Национальный минерально-сырьевой
университет («Горный»)

Методы увеличения нефтеотдачи пластов



Коэффициенты нефтеизвлечения



Текущий коэффициент нефтеизвлечения - отношение количества извлеченной из пласта нефти на данный момент разработки пласта к начальным ее запасам.

Конечный коэффициент нефтеизвлечения — характеризует степень выработки балансовых запасов нефти на момент окончания разработки.

Текущая нефтеотдача зависит от различных факторов – количества закачанной в пласт воды при заводнении, отношения этого количества к объему пор пласта, отношения количества извлеченной из пласта жидкости к объему пор пласта, обводненности продукции и просто от времени.

Коэффициенты нефтеизвлечения

Нефтеотдачу можно представить в следующем виде:

$$K_{нефт} = K_{выт} \times K_{охв} \times K_{зав}$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти из пласта,
 $K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата пласта разработкой,
 $K_{\text{зав}}$ – коэффициент заводнения месторождения.

Коэффициентом вытеснения ($K_{\text{выт}}$) нефти водой называют отношение объема нефти, вытесненной водой из образца породы или модели пласта до полного обводнения получаемой продукции, к начальному объему нефти, содержащейся в образце породы или модели пласта:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{нн}}}{V_{\text{в}}}$$

где $V_{\text{нн}}$ – начальный объем нефти, $V_{\text{в}}$ – объем нефти, вытесненный каким-либо агентом из образца породы или модели пласта.

Коэффициенты нефтеизвлечения

Коэффициент охвата пласта воздействием ($K_{охв.}$) отношение объема части залежи, в которой происходит фильтрация пластовых флюидов к ее общему объему. :

$$K_{охв} = \frac{V_{пв}}{V_n}$$

где $V_{пв}$ – объем залежи, охваченный процессом вытеснения,

V_n – начальный нефтесодержащий объем залежи.

Коэффициент заводнения - отношение объема части залежи, занятой вытесняющим агентом, к части, в которой происходит фильтрация (дренирование) пластовых флюидов (нефти, газа, воды). Характеризует степень заполнения дренируемого объема пласта вытесняющим рабочим агентом.



Исходя из причин, вызывающих неполную отдачу пластом нефти, можно отметить следующие **пластовые формы существования остаточной нефти:**

- 1) капиллярно удержанная нефть
- 2) нефть в пленочном состоянии, покрывающая поверхность твердой фазы
- 3) нефть, оставшаяся в малопроницаемых участках, обойденных и плохо промытых водой;
- 4) нефть в линзах, отделенных от пласта непроницаемыми перемычками и не вскрытых скважинами



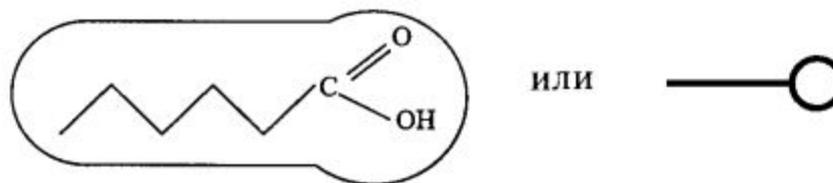
Классификация по применяемым технологиям

- химические (применение ПАВ: полимеров, щелочей, кислот, мицеллярных растворов, гелеобразующих веществ);
- газовые (использование углеводородного и дымового газов, азота воздуха, водогазовых смесей);
- тепловые (закачка горячей воды, пара);
- физические (магниты, вибротехнологии, плазменно-импульсное воздействие, электровоздействие);
- биологические (на основе биотехнологий).

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) -

химические соединения, которые, концентрируясь на поверхности раздела термодинамических фаз, вызывают снижение поверхностного натяжения.

ПАВ — органические соединения, имеющие **амфифильное** строение, то есть их молекулы имеют в своём составе полярную часть, **гидрофильный** компонент (функциональные группы -ОН, -COOH, -SOOH, -O- и т. п., или, чаще, их соли -ONa, -COONa, -SOONa и т. п.) и неполярную (углеводородную) часть, **гидрофобный** компонент.



Схематически молекулу ПАВ обычно изображают в виде кружка (полярная группа) и черточки (неполярный радикал).



Классификация поверхностно-активных веществ





По растворимости в воде и маслах ПАВ подразделяют :

Водорастворимые ПАВ состоят из гидрофобных углеводородных радикалов и гидрофильных полярных групп, обеспечивающих растворимость всего соединения в воде. Характерная особенность этих ПАВ - их поверхностная активность на границе раздела вода - воздух.

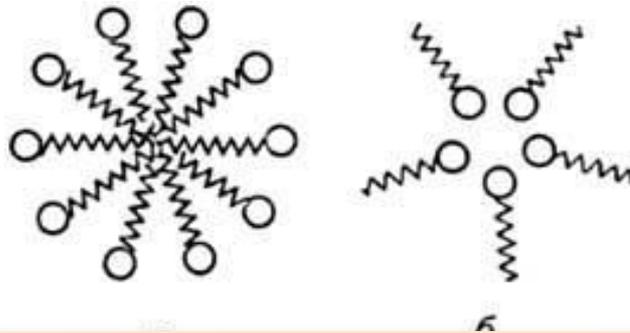
Водомаслорастворимые ПАВ применяют в основном в системах нефть - вода. Гидрофильные группы в молекулах таких веществ обеспечивают их растворимость в воде, а достаточно длинные углеводородные радикалы - растворимость в углеводородах.

Маслорастворимые ПАВ не растворяются и не диссоциируют (или слабо диссоциируют) в водных растворах. Помимо разветвленной углеводородной части значительной молекулярной массы, обеспечивающей растворимость в углеводородах, маслорастворимые ПАВ часто содержат гидрофобные активные группы.



При низких концентрациях ПАВ образуют *истинные растворы*. При повышении концентрации ПАВ достигается **ККМ**, то есть такая концентрация ПАВ, при которой возникают *мицеллы*, находящиеся в термодинамическом равновесии с неассоциированными молекулами ПАВ.

При разбавлении раствора мицеллы распадаются, а при увеличении концентрации ПАВ вновь возникают. Выше ККМ весь избыток ПАВ находится в виде мицелл.



Мицеллы — частицы в коллоидных системах, состоят из нерастворимого в данной среде ядра очень малого размера, окруженного стабилизирующей оболочкой адсорбированных ионов



1. *Добавка ПАВ в воду снижает межфазное натяжение воды на границе с нефтью.*

При низком межфазном натяжении капли нефти легко деформируются и фильтруются через сужения пор, что увеличивает скорость их перемещения в пласте.

2. *Добавка ПАВ в воду за счет снижения поверхностного натяжения уменьшает краевые углы смачивания, т.е. увеличивает смачиваемость породы водой.*

Гидрофилизация в совокупности со снижением межфазного натяжения приводит к сильному ослаблению адгезионных взаимодействий нефти с поверхностью породы.

3. *Водные дисперсии ПАВ проявляют моющее действие по отношению к нефти, покрывающей поверхность породы тонкой пленкой, способствуя разрыву пленки нефти.*

Адсорбируясь на поверхности раздела нефти с водой и вытесняя активные компоненты нефти, создающие на поверхности раздела адсорбционные слои с высокой прочностью, ПАВ облегчают отмыв нефти с поверхности породы.



Основные требования, предъявляемые к ПАВ

- полная растворимость при концентрации до 1% в пластовой и закачиваемой в пласты воде;
- высокая поверхностная активность на границе раздела нефть-вода»;
- низкая адсорбция на породах пласта;
- высокая нефтевытесняющая способность при низких концентрациях в воде;
- большая скорость и глубина впитывания в нефтенасыщенную породу;
- высокая скорость диффузии;
- ослабление реологических свойств нефти



Неионногенные ПАВ обладают способностью хорошо растворяться в пластовых водах, не давая осадка.

Широко применяют *оксиэтилированные алкилфенолы* (неонолы АФ₉, Hostapar CV, Nonal, Syrtoran), *сульфонолы, сульфозтоксилаты, алкил-сульфонагты, реагенты ряда ОП* (ОП-4, ОП-10) .

Более эффективно применение композиций ПАВ, обладающих синергетическим эффектом совместного действия АПАВ и НПАВ, такие как композиция «Сепавет» фирмы BASF, маслорастворимых и водорастворимых ПАВ — «Нефтенол», технология «СНО АН МФК», композиция СНПХ-95 ОАО «НИИНефтепромхим»

Применение углеводородной дисперсии ПАВ, т.е. обратной дисперсии, имеет ряд преимуществ: *повышенная вязкость* по сравнению с водной дисперсией ПАВ. Составы обладают достаточно высокой эффективностью, однако и *значительно большей стоимостью* в сравнении с водными дисперсиями ПАВ.

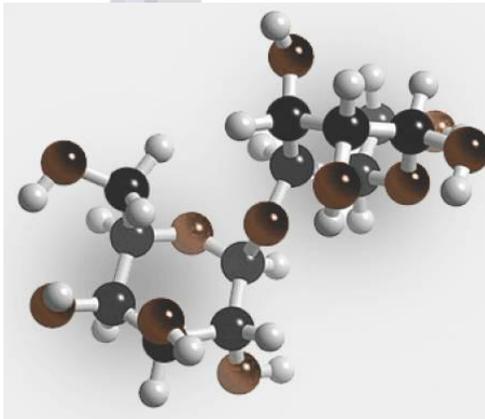


В воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – **полимер**, обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно *повышать вязкость воды*, снижать ее подвижность и за счет этого способствовать *выравниванию фронта вытеснения*, предотвращению преждевременных прорывов закачиваемой воды к забоям добывающих скважин.

Это позволяет существенно увеличить охват пластов вытеснением и достигнуть более высокий Кин по сравнению с обыкновенным заводнением.



Ксантановая смола , гидролизированный полиакриламид (ГПАА), сополимеры (полимер, состоящий из двух и более типов мономеров) акриловой кислоты и акриламида, сополимеры акриламида (гидроксиэтилцеллюлоза, карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоза , полиакриловая кислота, глюкан, декстрана, полиоксиэтилен и поливиниловый спирт



Характерная особенность ГПАА увеличивать вязкость заключается в его *большом молекулярном весе*. Эта особенность усиливается *анионным отталкиванием* между молекулами полимера и между сегментами одной и той же молекулы . Отталкивание является причиной того, что молекула в растворе *растягивается и сцепляется* с другими молекулами, растянутыми аналогичным образом, что вызывает уменьшение подвижности при повышенных концентрациях.



Полимерные молекулы в водном растворе под действием различных факторов могут необратимо разрушаться вследствие их **деструкции**. Деструкция уменьшает молекулярную массу полимера и, как следствие, загущающую способность

Химическая деструкция происходит вследствие взаимодействия кислорода воздуха с полимерными молекулами

При температуре выше 130 °С наступает **термическая деструкция**.

Механическая деструкция обусловлена разрывом макромолекул полимера или их агрегатов при высоких скоростях движения, т. е. при движении растворов полимеров по трубам, насосам и в призабойной зоне пласта

Микробиологическая деструкция полимерных молекул может происходить под действием бактерий, которые развиваются в пласте при закачке их с водой вследствие окисления нефти



Полимерные растворы обычно применяются в виде оторочек размером до 40-50 % от объема пор.

Размер оторочки, концентрация раствора и тип полимера должны выбираться исходя из неоднородности пласта, микронеоднородности пористой среды и солевого состава пластовой (связанной) воды.

Большой эффект можно ожидать от создания полимерных материалов, обладающих следующими свойствами:

- *должны быть стойкими к деградации,*
- *легко растворимыми в воде,*
- *малочувствительными к действию солей,*
- *должны существенно снижать подвижность воды,*
- *быть недорогими.*

Щелочное заводнение

При контакте *щелочи* с нефтью происходит ее *взаимодействие с органическими кислотами*, входящими в ее состав, в результате чего образуются *поверхностно-активные вещества*, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть - раствор щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой.

Щелочь изменяет смачиваемость породы за счет адсорбции органических кислот на поверхность породы из нефти, т.е. *гидрофилизует пористую среду*, и частично растворяет поверхность породы, что приводит к дополнительному отмыву нефти и увеличению проницаемости коллектора.

Степень снижения межфазного натяжения возрастает с увеличением количества органических кислот в нефти



Все нефти по их активным свойствам при взаимодействии со щёлочью по показателю кислотности (отношение содержания гидроокиси калия к массе нефти) можно разделить на следующие три группы:

Малоактивная: показатель кислотности – менее 0,5 мг/г, межфазное натяжение – более 1-2 мН/м.

Активная: показатель кислотности – 0,5-1,5 мг/г, межфазное натяжение – 0,02 - 1,0 мН/м.

Высокоактивная: показатель кислотности – более 1,5 мг/г, межфазное натяжение – менее 0,02 - 0,005 мН/м.

Метод неприменим, если пластовая нефть обладает малым индексом кислотности – менее 0,5 мг/г.



Для приготовления щелочных растворов можно использовать: едкий натр (*каустическую соду*) NaOH ; углекислый натрий (*кальцинированную соду*) Na_2CO_3 ; гидрат окиси аммония (*аммиак*) NH_4OH ; силикат натрия (*растворимое стекло*) N_2SiO_3

Наиболее активны из них едкий натр и силикат натрия.

Производить непрерывную закачку раствора щелочи в пласт считается неэффективным. Поэтому, как правило, в пласте создается оторочка щелочного раствора, которая затем проталкивается обычной закачиваемой водой. Объем оторочки выбирается в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств коллектора и физико-химических свойств нефти и может составлять 5, 10, 20 и более процентов от порового объема пласта. Для выбора оптимального объема оторочки проводят лабораторные эксперименты на моделях пласта.



Неблагоприятные факторы для применения

На процесс взаимодействия нефти с раствором щелочи большое влияние оказывают *ионы кальция, магния и железа*. Хлористый кальций, например, с концентрацией 0,01 % существенно *повышает межфазное натяжение* на границе «нефть - раствор щелочи».

Недостаточная *активность* нефти, большое содержание *глин* в породе, *двуокиси углерода* в пластовых водах, способствующие снижению концентрации NaOH в растворе, приводят к увеличению расхода щелочи и снижению эффективности вытеснения нефти, по сравнению с обычной водой.

В пластах, содержащих *гипс*, возможно растворение его щелочью и последующее отложение в призабойных зонах, скважинах и оборудовании



Метод *комплексного воздействия* на нефтяной пласт путём закачки в него смеси ПАВ, спиртов, растворителей нефти, воды и водного раствора ПАА

Мицеллярно-полимерное заводнение направлено на устранение капиллярных сил в заводнённых пластах и вытеснение остаточной нефти, которая удерживается в неподвижном состоянии поверхностно-молекулярными капиллярными силами.

Мицеллярно-полимерное заводнение



Углеводородная жидкость и вода не смешиваются в обычных условиях. Но когда к ним добавляется третий компонент – растворимый в воде и нефти ПАВ, они *могут смешиваться*.

Молекулы ПАВ за счёт энергии взаимодействия с водой и нефтью служат связующим звеном между молекулами углеводородной жидкости и воды. При их перемешивании в определённых условиях получается однофазный гомогенный раствор или эмульсия. При этом образуются так называемые нефтеводяные мицеллы-агрегаты молекул, внутри которых молекулы нефти и воды способны перемещаться относительно друг друга.

Такие растворы называются *мицеллярными растворами или микроэмульсиями*.

Мицеллярно-полимерное заводнение



Кроме углеводородной жидкости, воды и ПАВ, в растворы добавляют четвёртый компонент – различные *стабилизаторы*, которые обеспечивают устойчивость мицеллярных растворов.

В качестве стабилизатора обычно используются спирты – изопропиловый, бутиловый, гексонол и др.

В качестве *углеводородной жидкости* можно применять сжиженный газ, керосин, лёгкую нефть.

Важной составной частью раствора является *вода*. Можно применять обычную пресную или пластовую минерализованную воду, но с заданной солёностью.

В качестве *ПАВ* используются водонефтерастворимые ПАВ, обладающие большой солюбилизующей способностью – алкилариловые сульфонаты, нефтяные сульфонаты и др.

Тепловые методы



По масштабам воздействия на пласт делятся на группы:

- обработка призабойных зон скважин паром, горячей водой, паром с различными химическими добавками;
- площадное воздействие на пласт паром, горячей водой, внутрипластовым горением и с применением комбинированных технологий.



По виду применяемого агента и механизму воздействия на пласт делятся на три группы:

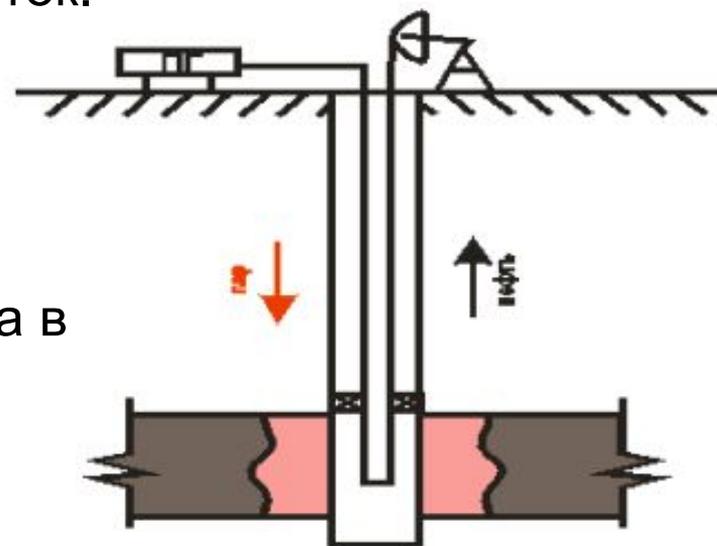
- технологии, основанные на нагнетании в пласт теплоносителей (пара, горячей воды и др.);
- технологии, основанные на нагнетании в пласт окислителей (воздуха, кислорода);
- комбинированные методы, основанные на закачке в пласт двух и более агентов (термополимерный, термощелочной, парогазовый и др.).

Пароциклические обработки скважин

Технология ПЦО включает 3 стадии: нагнетание пара, выдержка скважины на пропитку и добыча

Продолжительность цикла закачки пара обычно составляет 10-20 суток и зависит от толщины обрабатываемого пласта и приёмистости скважины по пару. Считается, что на 1 п. м. нефтенасыщенного пласта необходимо закачать 100 т пара. Таким образом, при толщине пласта 20 м и приёмистости скважины 200 т в сутки продолжительность цикла закачки пара составит 10 суток.

После закачки расчётного количества пара скважина закрывается на пропитку на 5-10 суток до полной конденсации пара в стволе скважины.





Пароциклические обработки скважин

Преимущества:

Высокий дебит после обработки,

Меньшие потери тепла по стволу скважины в кровлю и подошву пласта

Высокая экономичность за счет быстрой окупаемости и высокого нефтепарового отношения (до 1,8);

Недостатки:

Низкая нефтебитумоотдача (10-20 %);

Падение дебита при последующих циклах

Ограничения:

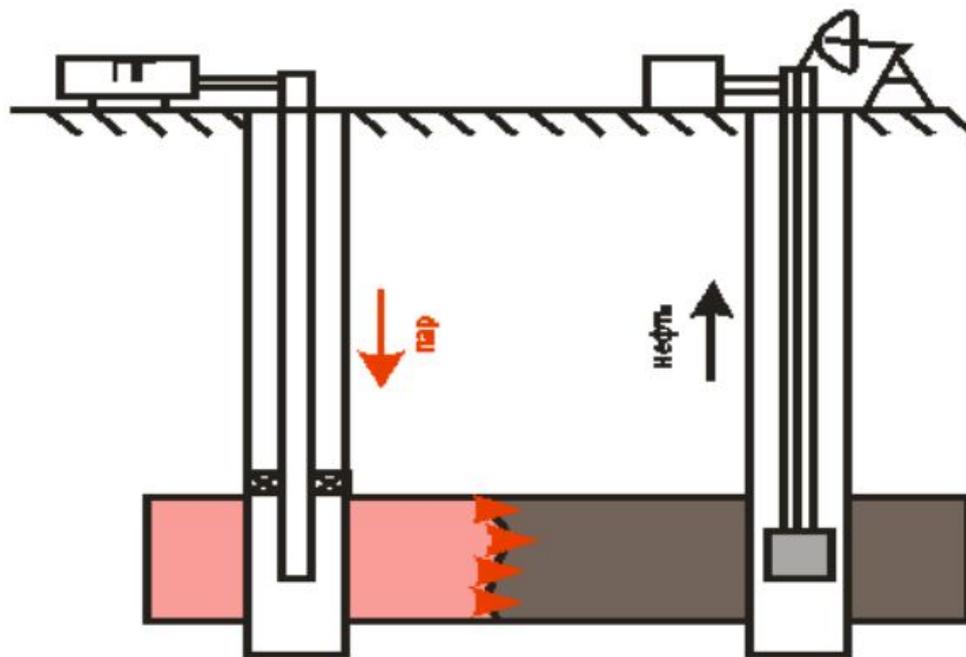
Не рекомендуется в пласты большой толщины при наличии пропластков и неоднородностей;

Нецелесообразна в пласты толщиной менее 10 м, при разработке битумов (более 1000 мПа*с);

Не рекомендуется в высокообводненных пластах, низкой проницаемости

Площадная закачка пара

Пар подают в нагнетательную скважину, а нефть, вытесняемая из пласта оторочкой горячего пароконденсата и пара, добывается из соседних добывающих. Идет процесс непрерывного фронтального вытеснения нефти из пласта.



Факторы, повышающие нефтеотдачу пласта

- снижение вязкости нефти;
- термоупругое расширение пластовых флюидов;
- снижение коэффициента растворимости газа в нефти, выделение газа и активизация режима растворённого газа;
- интенсификация капиллярной пропитки водой;
- дистилляция нефти паром и смешивающееся вытеснение;
- снижение неньютоновских свойств высоковязких нефтей

Площадная закачка пара

Преимущества:

Высокая нефтеотдача пласта в результате прогрева большой зоны

Недостатки:

Низкие темпы отбора нефти и битума;

Низкое нефтепаровое отношение (до 0,5);

Затрата значительного количества тепловой энергии, в результате чего метод иногда бывает экономически невыгоден

Ограничения:

Не рекомендуется в пласты при наличии пропластков и неоднородностей, разрывов и трещин;

Нецелесообразна в пласты толщиной менее 10 м;

Не рекомендуется при низкой проницаемости и наличии зон низкой нефтебитумонасыщенности



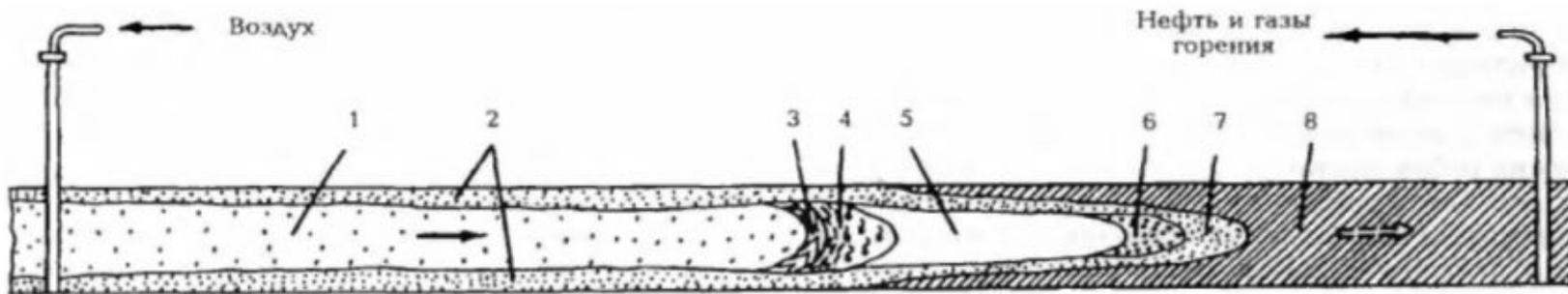
Создание, поддержание и перемещение в нефтяном пласте фронта горения или высокотемпературной зоны, тепло в которой образуется за счёт *экзотермических окислительных реакций* между частью пластовой нефти и кислородом воздуха.

При этом используется энергия, получаемая при сжигании тяжёлых фракций нефти(кокса), которые и поддерживают горение.

Процесс начинают с *инициирования горения* в нагнетательной скважине с помощью различных нагревательных устройств: газовых горелок, электронагревателей, забойных термогазогенераторов.

Имеются **два варианта** внутрипластового горения – *прямоточный и противоточный*.

Внутрипластовое горение



- 1 – выжженная зона;
- 2 – остаточная нефтенасыщенная толщина пласта;
- 3 – зона фронта горения;
- 4 – зона коксообразования;
- 5 – зона конденсации;
- 6 – зона горячей воды;
- 7 – зона повышенной нефтенасыщенности («нефтяной вал»);
- 8 – зона естественного состояния пласта.



Внутрипластовое горение осуществляется в *трёх разновидностях*:

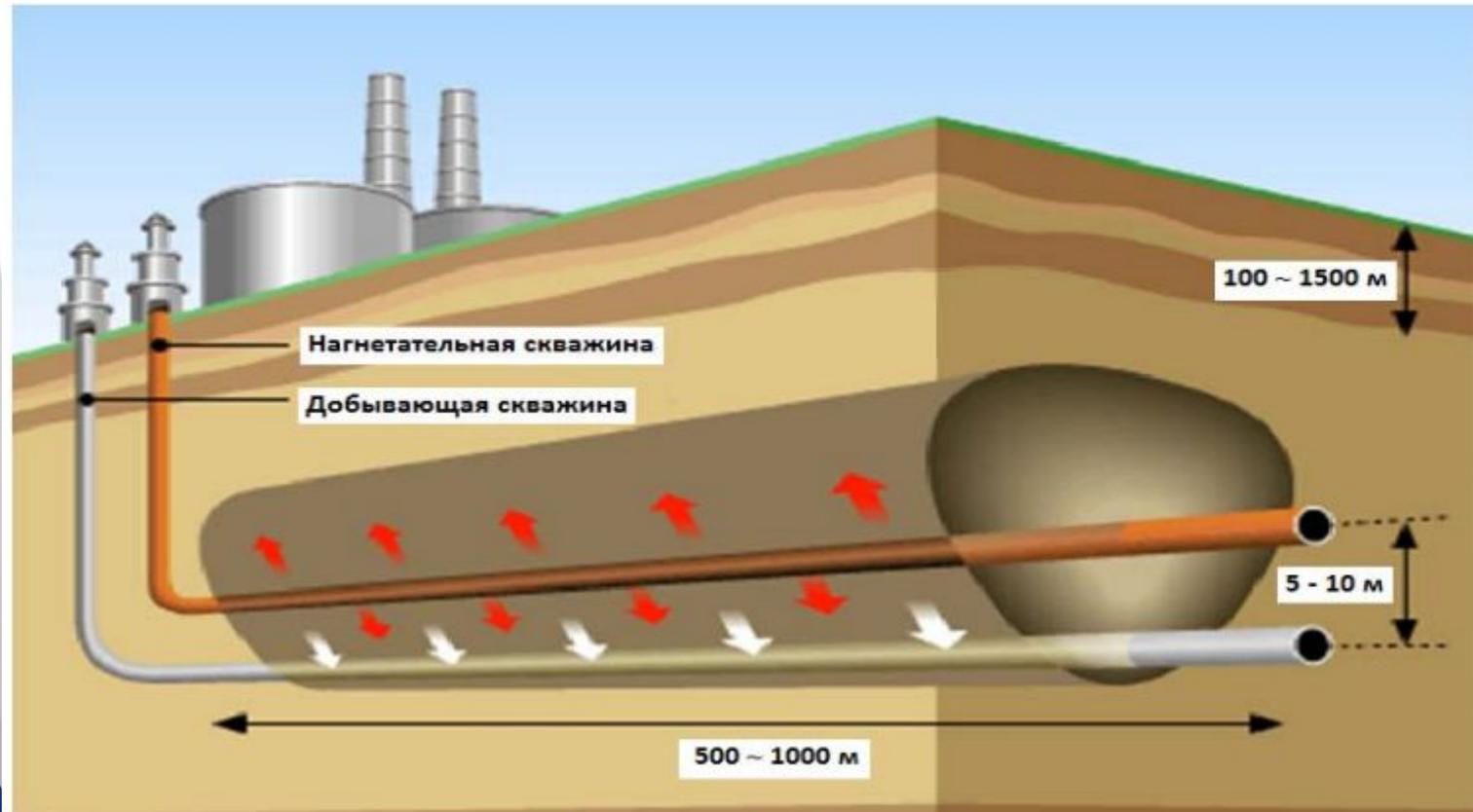
сухое внутрипластовое горение (СВГ),
влажное внутрипластовое горение (ВВГ) и
сверхвлажное внутрипластовое горение (СВВГ).

Разновидность внутрипластового горения определяется величиной водовоздушного фактора, т. е. отношением объёма закачиваемой в пласт воды к объёму закачиваемого воздуха.

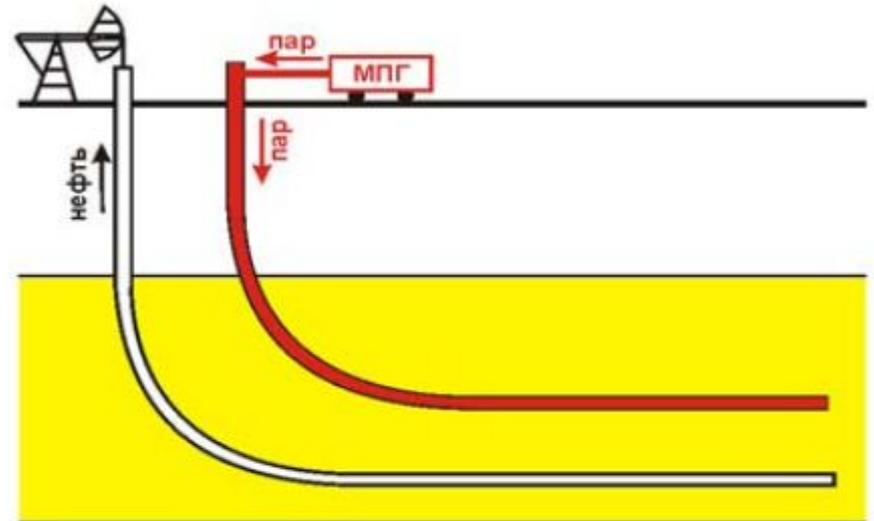
Соотношение закачиваемых в пласт объёмов воды и воздуха составляет в среднем 1- 5 м³ воды на 1 000 м³ воздуха. При сверхвлажном горении водовоздушное отношение может изменяться от 2 до 10 м³ воды на 1 000 м³ воздуха.

Термогравитационный дренаж пласта

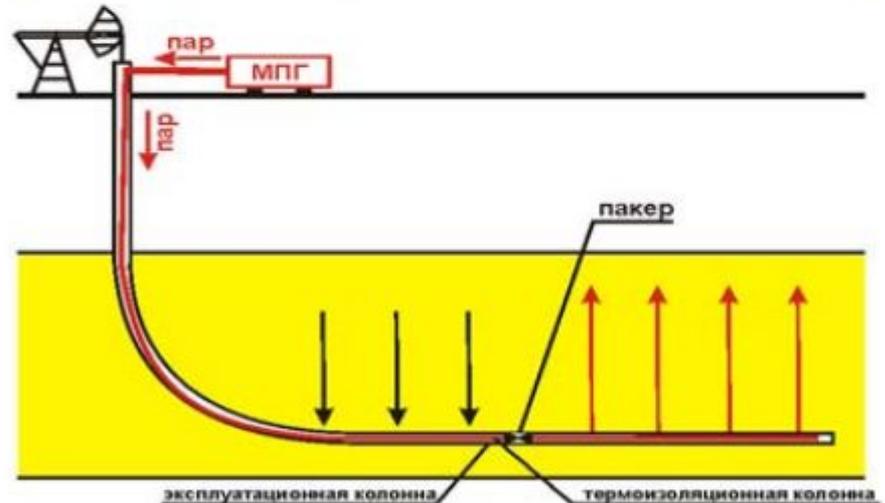
В традиционном варианте представляет собой пару горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола от 300 до 1 000 м, расположенных одна над другой в нижней части пласта на расстоянии 5-10 м друг от друга



А. Двухскважинный ТГДП



Б. Односкважинный ТГДП





Преимущества технологии :

высокий коэффициент извлечения нефти (КИН) - при благоприятных условиях достигает 75%;
процесс добычи нефти происходит непрерывно;
баланс между получением пара в условиях забоя и потерями тепла, как результат - максимальные объемы извлечения;
оптимальный суммарный паронефтяной коэффициент.

Недостатки технологии :

значительная часть себестоимости добычи нефти связана со стоимостью парогенерации;
требуется источник большого объема воды, а также оборудование по подготовке воды, имеющее большую пропускную способность;
для эффективного применения технологии требуется однородный пласт сравнительно большой мощности.

Усовершенствованный процесс ВПГ (THAI)

