УЧЕБНЫЙ МОДУЛЬ
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Учебный элемент

«Методы повышения коэффициента нефтеизвлечения»

Классификация и назначение МУН пластов

МУН – это такие методы воздействия на пласт, которые позволяют получать дополнительные объёмы нефти по сравнению с базовыми вариантами разработки. Таким образом, применение МУН увеличивает извлекаемые запасы по сравнению с базовым вариантом разработки

Воздействие на эксплуатируемые объекты осуществляется с целью интенсификации извлечения из них продукции и полноту выработки запасов. Заключается в повышении эффективности естественных режимов работы залежей нефти и газа искусственными методами, которые можно разделить на три группы:

- поддержание пластового давления нагнетанием воды или газа;
- повышение коэффициентов извлечения нефти и газа;
- повышение проницаемости призабойной зоны пласта.

Технологии повышения коэффициентов извлечения и проницаемости основываются на использовании различных химических, тепловых, биологических, механических и других процессов, осуществляемых через нагнетательные и добывающие скважины.

Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) – обозначают всю совокупность технологий *объемного воздействия* на нефтяной пласт (обычно через нагнетательные скважины) с целью длительного улучшения характеристики охвата и вытеснения, предназначенных для увеличения извлекаемых запасов нефти (вытеснение растворителями, полимерами, углекислотой, нагнетание теплоносителей, внутрипластовое горение и пр.).

Методы повышения проницаемости – обработка призабойной зоны (ОПЗ) – обозначают совокупность технологий *локального воздействия* на пласт в непосредственной близи от забоя (обычно через добывающие скважины) с целью обеспечения заданных или восстановления утраченных эксплуатационных характеристик скважины без связи с состоянием извлекаемых запасов.

На сегодняшний день предложено множество классифиций МУН.

Наиболее часто используется классифиция МУН по типу рабочего агента:

Гидродинамические МУН (waterflooding managment) – управление заводнением, включая нестационарное заводнение, изменение фильтрационных потоков…

Химические методы (**ХМ**) (chemical methods) – полимерное воздействие, ПАВ, щелочи, кислоты и т.д.

Тепловые методы *(thermal methods)* – закачка горячей воды, пара, внутрипластовое горение.

Газовые методы *(gas methods)* – закачка газа.

Микробиологические методы *(microbial methods)* – закачка или активация пластовой микрофлоры и (или) закачка метаболитов.

Физические методы *(physical methods)* – волновые методы, основанные на создании нелинейных волновых возмущений различных частот и амплитуд в пластовой среде и (или) закачиваемыми флюидами.

Коэффициент нефтеотдачи - определяется отношением балансовых (извлекаемых) запасов нефти к начальным и показывают количество нефти, возможное к извлечению из недр при существующих методах эксплуатации.

Конечный коэффициент нефтеотдачи - это отношение извлечённых запасов нефти (добытого количества нефти за весь срок разработки) к балансовым запасам.

КИН - это основной показатель, отражающий технологическую эффективность разработки нефтяного месторождения. Он зависит от многих факторов:

- геологического строения залежи;
- физико-химических свойств нефти и вытесняющего агента;
- технологии и системы разработки.

Различают фактический и прогнозный КИН.

Фактический КИН определяется как доля извлеченной нефти от вовлеченных в разработку

$$\eta = \frac{Q_н}{Q_б}$$

где Qн - добыча нефти с начала разработки,
Qб ~(НБЗ на одну скв) х *(число введенных скв).*

Прогнозный КИН рассчитывают при составлении технологических схем разработки. Обычно представляет его в виде произведения коэффициентов вытеснения $К_{выт}$ и охвата пласта разработкой ηохв

$$\eta = К_{выт} \cdot К_1 \cdot К_2 \qquad \eta = К_{выт} \cdot \eta_{ох}$$

К1- коэффициент охвата объема пласта разработкой или доля дренируемого объема пласта ко всему нефтенасыщенному объему объекта

К2- доля извлечения подвижных запасов нефти, вовлеченных в разработку, часто называют коэффициентом заводнения;

Квыт – отношение максимально возможного объема извлеченной нефти из участка залежи, охваченного воздействием закачиваемой водой, к первоначальным запасам таких участков.

Коэффициент вытеснения зависит от физических свойств пласта, его микронеоднородности, смачиваемости пород водой, характера проявления капиллярных сил, структурно-механических свойств нефти, от температурного режима пластов.

Основные методы воздействия на пласт

А. Поддержание пластового давления закачкой в пласт воды, к которому относятся:

1. Законтурное заводнение.

2. Приконтурное заводнение.

3. Внутриконтурное заводнение, которое можно разделить на:

а) разрезание залежи линейными или круговыми рядами нагнетательных скважин;

б) блочная система заводнения;

в) очаговое заводнение;

г) избирательное заводнение;

д) площадное заводнение.

Б. Поддержание давления закачкой газа:

1. Закачка воздуха.

2. Закачка сухого газа.

3. Закачка обогащенного газа.

4. Закачка газа при параметрах, близких к критическим.

В. Тепловые методы воздействия.

1. Закачка в пласт горячей воды.

2. Закачка перегретого пара.

3. Создание в пласте подвижного фронта горения.

4. Тепловая обработка призабойной зоны пласта.

В нефтедобыче не существует универсального вида заводнения при выборе, которого решались бы все проблемы связанные с этим процессом.

Первая проблема разработки нефтяных месторождений с применением заводнения состоит в ликвидации отрицательного влияния высокого отношения вязкостей нефти и воды, а также неньютоновских свойств нефти на текущую и конечную нефтеотдачу. Исследования и опыт разработки привели к созданию следующих направлений решения этой проблемы:

1) применению для закачки в пласт горячей воды и водяного пара;

2) загущению воды полимерными добавками и другими веществами;

3) использованию влажного и сверхвлажного внутрипластового горения.

Вторая проблема заводнения связана с принципиальной невозможностью достижения полного вытеснения нефти водой даже при наиболее благоприятных условиях значительной проницаемости коллекторов и малых значениях параметра $\mu 0$. Главная причина невозможности полного вытеснения нефти водой из заводненных областей пластов заключается в несмешиваемости нефти и воды.

Решить проблему обеспечения полного вытеснения нефти из пластов можно, либо обеспечив смешиваемость нефти с вытесняющим ее веществом, либо применив высокотемпературное воздействие на пласт, при котором происходило бы выпаривание нефти.

Третья проблема, возникшая в результате анализа и обобщения опыта разработки заводняемых нефтяных месторождений, – проблема обеспечения более полного охвата пластов процессом заводнения.

Опыт применения заводнения показал, что решение проблемы повышения охвата пластов можно получить путем комплексного использования методов воздействия на призабойную зону добывающих и нагнетательных скважин, повышенных давлений нагнетания, эффективных средств подъема жидкости и скважин, методов регулирования разработки месторождений, а также выбора наиболее подходящей для физико-геологических условий месторождения системы его разработки, и в первую очередь соответствующего выбора объектов разработки к плотности сетки скважин.

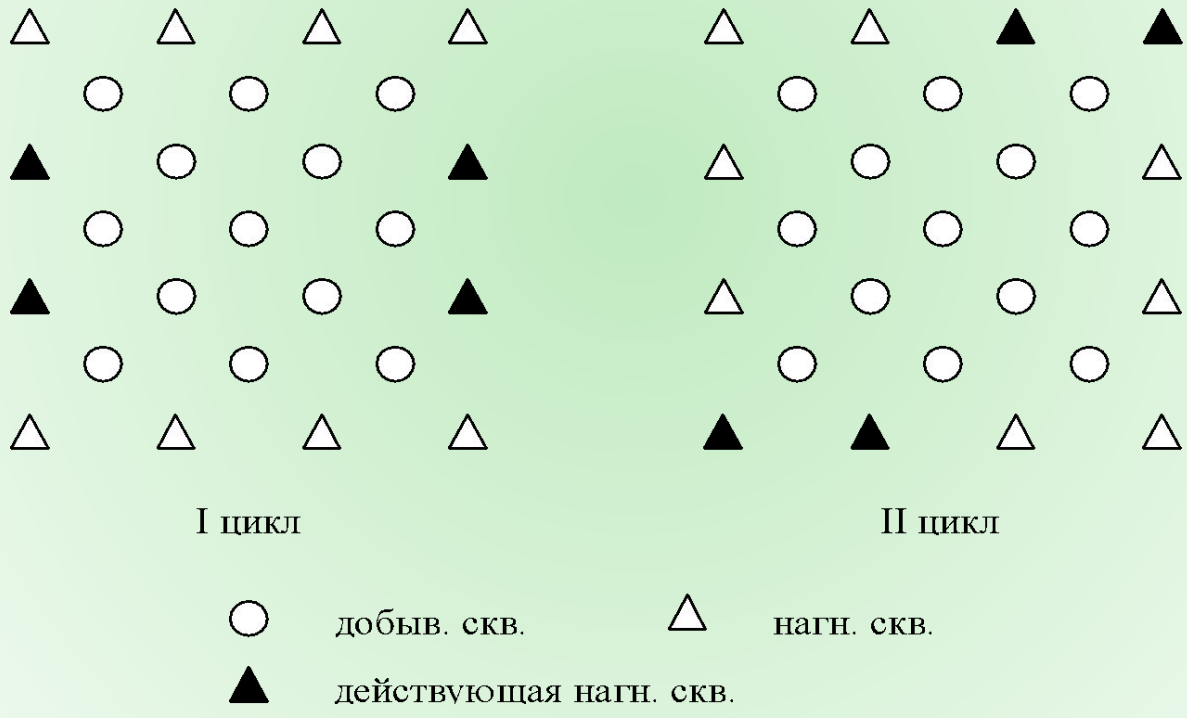
Краткая характеристика методов

Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи функционируют внутри осуществляемой системы разработки, чаще при заводнении нефтяных пластов, и направлены на дальнейшую интенсификацию естественных процессов нефтеизвлечения.

К гидродинамическим методам относят

1. циклическое заводнение,
2. метод переменных фильтрационных потоков
3. форсированный отбор жидкости.

Суть метода нестационарного воздействия с изменением фильтрационных потоков заключается в искусственном создании в пласте нестационарного давления.



Направленное изменение фильтрационных потоков проводят путем изменения режимов работы отдельных групп добывающих и нагнетательных скважин с целью ускорения продвижения водонефтяного контакта по тем линиям движения, по которым он до этого продвигался медленно, и, наоборот, замедления его перемещения в других направлениях

ЦИКЛИЧЕСКОЕ ЗАВОДНЕНИЕ.

Метод основан на периодическом изменении режима работы залежи путем прекращения и возобновления закачки воды и отбора, за счет чего более полно используются капиллярные и гидродинамические силы.

Это способствует внедрению воды в зоны пласта, ранее не охваченные воздействием. ЦЗ эффективно на месторождениях где применяется обычное заводнение, особенно в гидрофильных коллекторах, которые капиллярно лучше удерживают внедрившуюся в них воду. В неоднородных пластах эффективность ЦЗ выше, чем обычного заводнения. Это обусловлено тем, что в условиях заводнения неоднородного пласта остаточная нефтенасыщенность участков пласта с худшими коллекторскими свойствами существенно выше, чем основной заводненной части пласта. При повышении давления упругие силы пласта и жидкости способствуют внедрению воды в участки пласта с худшими коллекторскими свойствами, капиллярные же силы удерживают внедрившуюся в пласт воду при последующем снижении пластового давления.

Так как при практическом внедрении циклического заводнения чаще не удается одновременно прекратить закачку или отбор во всех скважинах, поэтому изменяют направления

МЕТОД ПЕРЕМЕНЫ НАПРАВЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ

В процессе проведения заводнения нефтяных пластов, особенно неоднородных, по традиционным схемам в них постепенно формируются поле давлений и характер фильтрационных потоков, при которых отдельные участки пласта оказываются не охваченными активным процессом вытеснения нефти водой. Снижается общая эффективность разработки.

ФОРСИРОВАННЫЙ ОТБОР ЖИДКОСТЕЙ

применяется на поздней стадии разработки, когда обводненность достигает более 75%. При этом текущая добыча и нефтеотдача возрастают вследствие увеличения градиентов давления и скорости фильтрации, обусловливающего вовлечение в разработку участков пласта и пропластков, не охваченных заводнением, а также отрыв пленочной нефти с поверхности породы. Форсированный отбор — наиболее освоенный метод повышения нефтеотдачи.

Практикой отработаны основные подходы к успешному внедрению метода. Приступать к форсированному отбору следуем постепенно, увеличивая дебит отдельных скважин на 30-50%, а затем - в 2—4 раза. Предельное значение увеличения отбора регламентируется возможностями используемого способа эксплуатации скважин. Для осуществления форсированного отбора необходимы насосы высокой подачи или использование газлифта

Закачка ПАВ

Закачка в пласт водных растворов ПАВ является самым простым МУН. Метод улучшает вытесняющие свойства воды благодаря снижению межфазного натяжения между водой и нефтью и поверхностного натяжения на разделе жидкость - твёрдое тело.

Закачка растворителей в пласт

Причины неполного вытеснения нефти водой:

1. Н и В не смешиваются, между ними образуется поверхность раздела;
2. гидрофобизация пород из-за адсорбции тяжёлых компонентов нефти;
3. различные вязкости Н и В.
4. Идеальным вытесняющим агентом является жидкость или газ, которая смешивается с нефтью растворяется в ней с образованием однофазной жидкости. При этом происходит полное вытеснение нефти из охваченных процессом участков пласта, т.е. Квыт стремится к 100%.

К растворителям относятся:

1. УВдные растворители (пропан-бутановые фракции, которые при Р > 0,4 МПа и нормальных t-рах нах-ся в жидком сост.);
2. сухой УВ-газ с содержанием метана > 90% (вытеснение газом высокого давления; смачиваемость происходит при больших давлениях: 25–40 МПа);
3. жирный УВ-газ с содержанием метана < 90% (вытеснение обогащённым газов; смачиваемость происходит при меньших давлениях);
4. CO_2.
5. Жидкие растворители закачиваются в виде оторочки, которая проталкивается сухим или жирным газом. На этапе закачки растворителя, в пласте образуется 3 зоны: растворителя, смешивания и нефти.

В последнее время во многих странах мира нефтяники начали уделять повышенное внимание микробиологическим методам повышения нефтеотдачи пластов.

Повышение нефтеотдачи при этом достигается:

1) образованием бактериями кислот (в частности, углекислоты), растворяющих известковые породы, что ведет к увеличению их пористости;
2) образованием газообразных продуктов углекислого газа, метана, азота, водорода, которые, растворяясь в нефти, увеличивают ее подвижность;
3) разрушением высокомолекулярных углеводородов до более подвижных низкомолекулярных соединений;
4) выделением бактериями поверхностно-активных веществ (детергентов), вызывающих уменьшение величины поверхностного натяжения в породах;
5) механическим вытеснением пленок нефти, обволакивающих зерна породы, микроорганизмами, имеющими сродство с твердыми поверхностями.

Биотехнологические методы воздействия на пласты можно разделить на два основных типа по месту генерации метаболитов (продуктов жизнедеятельности), оказывающих влияние на нефтевытеснение:

- использование продуктов, полученных биотехнологическими методами на поверхности (в промышленных ферментерах);
- развитие микробиологических процессов в пластовых условиях, с получением метаболитов непосредственно в пласте

ЩЕЛОЧНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Механизм повышения нефтеизвлечения при щелочном заводнении основан на взаимодействии щелочей с пластовой нефтью, водой и породой. В составе пластовой нефти имеются активные компоненты – органические кислоты. Их количество в разных нефтях разное. При контакте щёлочи с нефтью происходит взаимодействие щёлочи с орг. кислотами с образованием ПАВ в пласте. Образовавшиеся вещества снижают межфазное натяжение на границе нефть-раствор и увеличивают смачиваемость породы водой. Чем больше кислот в нефти, тем сильнее снижается межфазное натяжение при воздействии щёлочи.

Для приготовления щелочных растворов применяются сл. реагенты:

каустическая сода NaOH (едкий натр) – это самый активный щелочной агент;

кальцинированная сода;

силикат натрия;

аммиак;

тринатрийфосфат (ТНФ).

ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Оказывает большое влияние на межфазное натяжение и соотношение вязкостей нефти и воды. При вязкости нефти в пласте, уменьшается зона охвата. Следовательно, уменьшается и КИН. Чтобы того избежать применяют полимерные системы.

Полимер является загустителем воды (вязкость полимера > вязкости воды). Концентрация полимера – от нескольких сотых до нескольких десятых процента. После загущения полимером вязкость может увеличиться в 3–4 раза. Если такой раствор пропускать через пористую среду, то он проявляет еще большую вязкость. Это явление называется фактором сопротивления. Частицы полимера адсорбируются на поверхности пор, что приводит к увеличению вязкости.

Полимеры закачивают в виде оторочки, т.к. вытеснение чистым полимером невыгодно. После оторочки остаётся «загущённая» вода – это т.н. остаточный фактор сопротивления: полимер оставляет за собой адсорбируемые частицы и сопротивление движению воды возрастает.

Разработка месторождений с использованием закачки в пласт двуокиси углерода CO_2

Одним из эффективных методов из газовых методов увеличения нефтеотдачи является ***закачка в пласт*** CO_2. Метод широко используется в США (месторождение Келли Снайдер. В пласт закачали 10 млрд. $м^3$ CO_2.) и на месторождении Будафа в Венгрии.

Углекислый газ образует жидкую фазу при температуре ниже 31,2 ^oC. При температуре выше 31,2 ^oC двуокись углерода находится в газообразном состоянии при любом давлении. Тройная точка p=0,61МПа, T= -56,6 ^oC. Критическая точка p=7,38 МПа, T=31,2 ^oC.

Вязкость жидкого CO_2 составляет 0,05-0,1 мПа.с, газообразного при давлениях 8-25 МПа и температуре 20-100 ^oC изменяется от 0,02 до 0,08 мПа.с. Плотность газообразного углекислого газа при тех же условиях изменяется в пределах от 0,08 до 0,1

Он растворяется в в. значительно лучше УВных газов. Растворимость двуокиси углерода в воде увеличивается с повышением давления и уменьшается с повышением температуры. В пластовых условиях в одном $м_3$ воды растворяется от 30 до 60 $м_3$ CO_2, образуя угольную кислоту H_2CO_3, последняя растворяет отдельные виды цемента и породы и повышает проницаемость песчаников на 5-15 %, а доломитов - на 6-75 %.

Двуокись углерода растворяется в нефти в 4 –10 раз лучше, чем в воде. В одном $м^3$ нефти при давлении 10 МПа и температуре 27 ^oC растворяется 250-300 $м^3$ CO_2 , т.е.

При закачке горячей воды, в пласте формируется 3 зоны:

- зона горячей воды;
- зона пластовой температуры;
- зона вытеснения холодной водой.

При закачке водяного пара – 4:

- зона пара (очень небольшая);
- зона горячей воды;
- зона пластовой температуры;
- зона вытеснения холодной водой.

Суть метода заключается в том, что тепло образуется в пласте за счёт сжигания части пластовой нефти. В пласт закачивают окислитель (воздух, 20% кислорода).

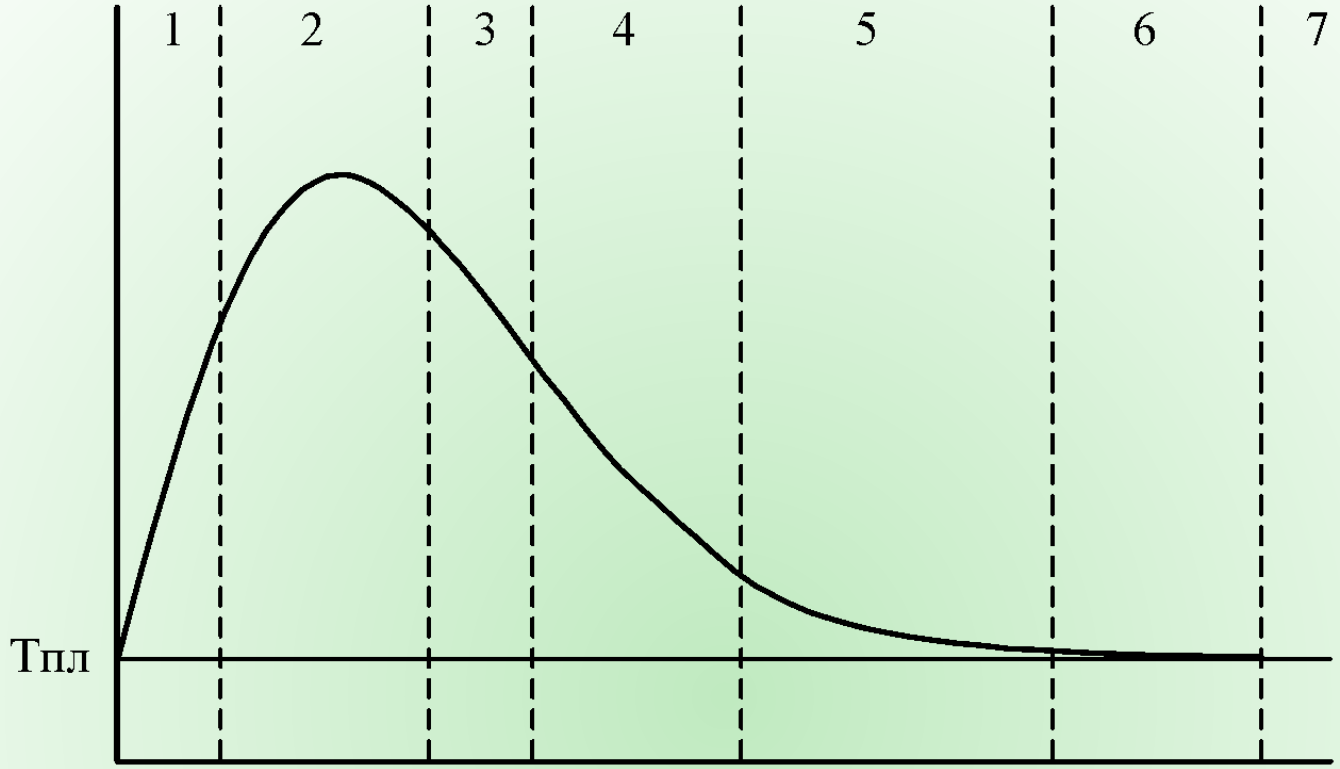
Метод состоит из следующих этапов:

- инициирование горения (создание очага горения);
- этап горения.

При инициировании горения на забой нагнетательной скважины спускают эл. нагреватель, затем начинают закачку окислителя (воздуха), затем не прекращая закачку воздуха включают эл. нагреватель. Далее постепенно уменьшают расход воздуха. Происходит прогрев ПЗ пласта. В этом случае температура достигает 200 °С и более. Повышение температуры сопровождается усилением окислительных реакций (цепная реакция).

Признаки инициирования горения:

- наблюдается повышение давления закачки воздуха;
- в добыв. скв. появляются продукты горения CO и CO_2;
- образуются продукты реакции CO_2 и H_2O.



При ВПГ образуются следующие основные зоны:

1.выжженная зона содержит воздух
2.зона горения
3.кокс зона остаточного топлива
4.пар, газ, вода, легкие у/в зона испарения и конденсации
5.газ, нефть, вода зона горячей воды;
6.зона холодной воды;
7.зона нефти.

Сухое прямоточное горение

Сухое ВПГ осуществляется закачкой в пласт только воздуха. Вследствие его низкой теплоемкости по сравнению с породой пласта происходит отставание фронта нагревания породы от перемещающегося фронта горения. В результате этого основная доля генерируемой в пласте теплоты остается позади фронта горения практически не используется и в значительной мере рассеивается в окружающие породы. Эта теплота оказывает некторое положительное влияние на процесс последующего вытеснения нефти водой из неохваченных горением смежных частей пласта.

Влажное внутрипластовое горение

Процесс влажного внутрипластового горения (ВВГ) заключается в том, что в пласт вместе с окислителем закачивается в определенном соотношении вода, которая позволяет увеличить конвективный перенос тепла через фронт горения.

За счет переброшенного тепла впереди фронта горения образуется обширная область пласта, охваченная тепловым воздействием.

Сверхвлажное горение

Диапазон изменения соотношения закачиваемый в пласт объемов воды и воздуха колеблется примерно в пределах от 1 до 5 м3 воды на 1000 м3 воздуха. При увеличении водо-воздушного соотношения в закачиваемой смеси воды и воздуха тепловая энергия, выделяемая при горении остаточного топлива в пласте, становится недостаточной для испарения всей массы закачиваемой воды. Зоны пара (позади фронта горения) и горения все больше и больше сужаются и, наконец, исчезают полностью. Процесс высокотемпературного окисления (горения) переходит в процесс низкотемпературного окисления остаточного топлива. Лабораторные опыты показывают, что при определенных условиях возможно поддержание этого процесса и перемещение зоны повышенной температуры, близкой к температуре испарения воды. Такой процесс получил название сверхвлажного горения.