

Тепловые методы повышения нефтеотдачи пластов

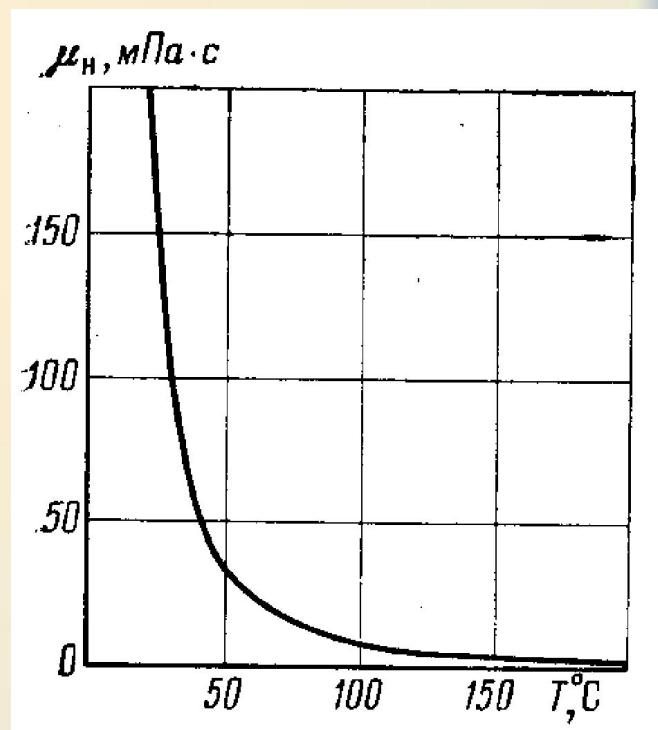
Достаточно большая доля известных запасов нефти во всем мире характеризуется высокой или повышенной вязкостью нефти. Высокая вязкость нефти – один из основных факторов, определяющий ее малую подвижность в пористой среде и неудовлетворительную эффективность извлечения.

Вязкость нефти сильно зависит от температуры, которая в естественных условиях не всегда достаточно высока в пласте. Как показывают исследования и опыт разработки, для эффективного извлечения нефти вязкостью более 25-50 мПа·с требуется тепловое воздействие на пласты с целью снижения ее вязкости. При нагревании нефти от 20-25 до 100-120°C вязкость ее может снижаться с 500-1000 до 5-20 мПа·с.

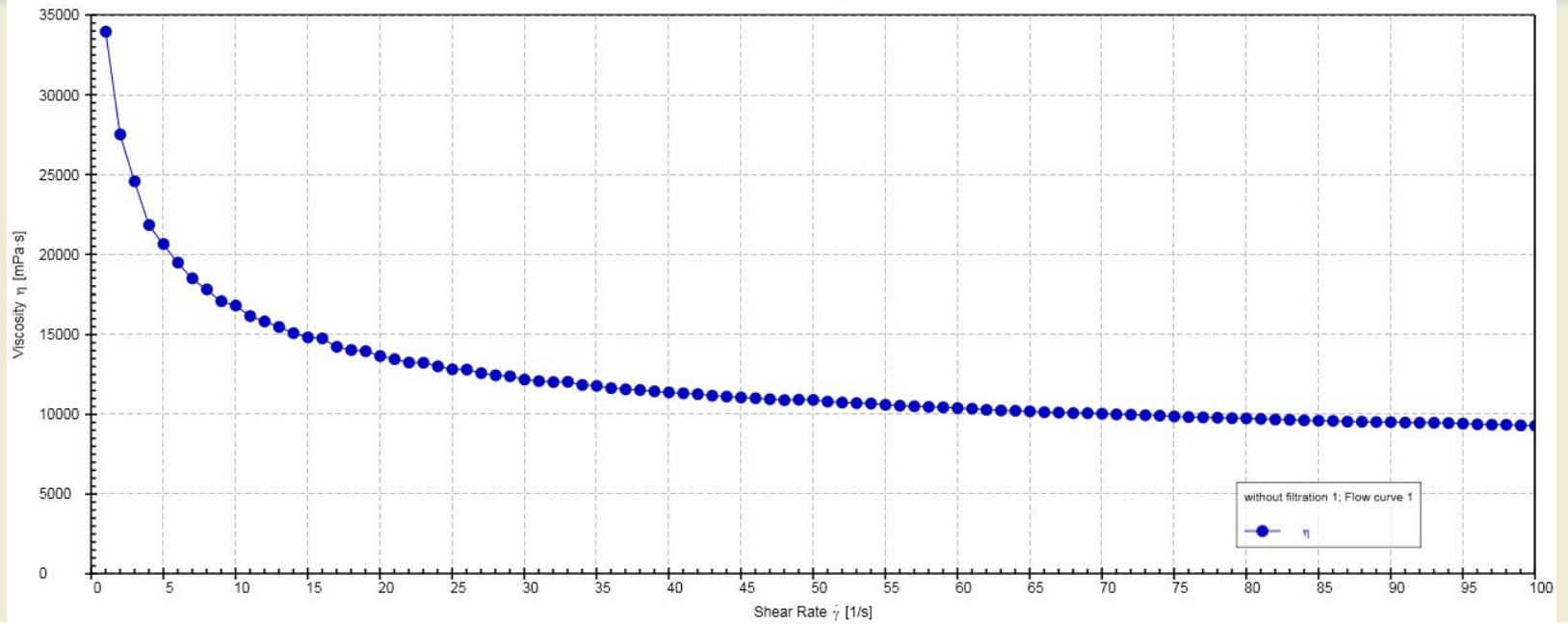
На практике применяются различные методы искусственного теплового воздействия на пласты, содержащие высоковязкие нефти:

- внутрипластовое горение (сухое и влажное),
- вытеснение нефти паром, горячей водой и пароциклические обработки скважин,
- сочетание температуры с другими методами – термополимерное и термощелочное заводнение, термогазовое воздействие.

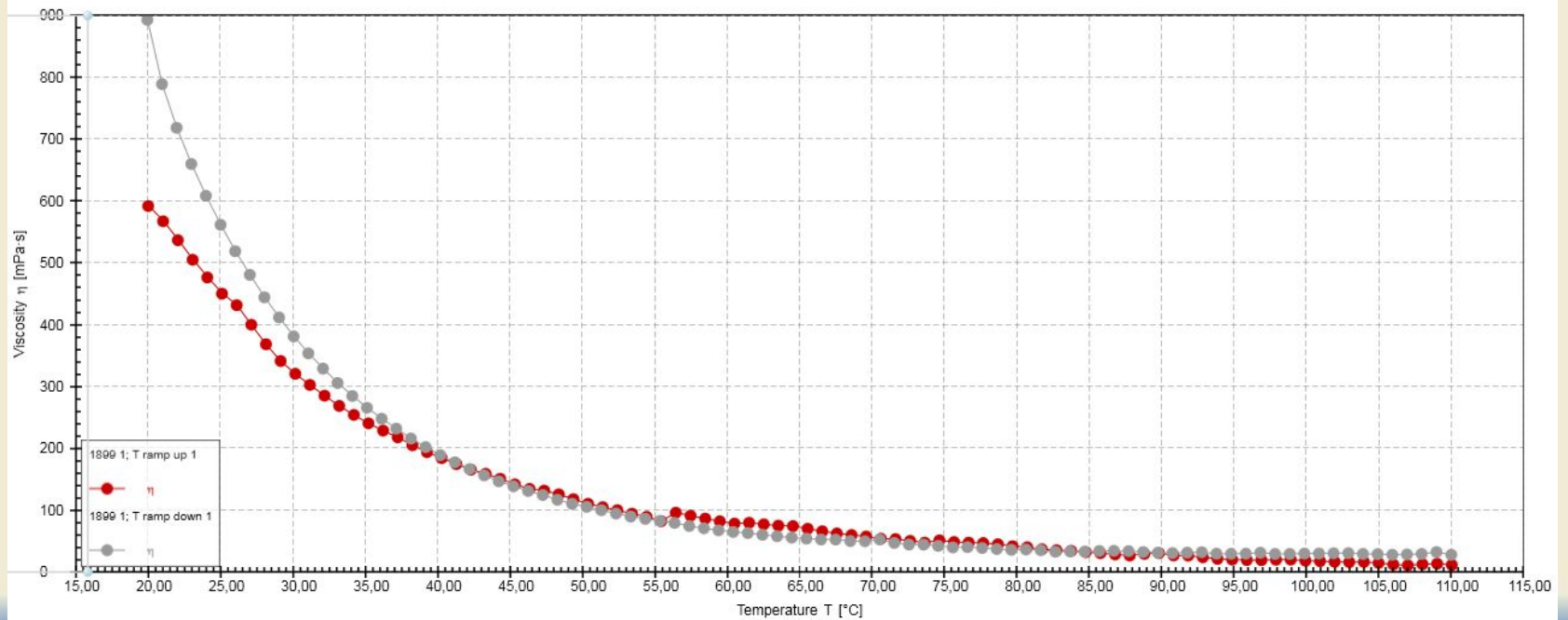
На рисунке приведена зависимость вязкости нефти Кенкиякского месторождения от температуры



Anton Paar RheoCompass



Anton Paar RheoCompass



Паротепловое воздействие на пласт (ПТВ)

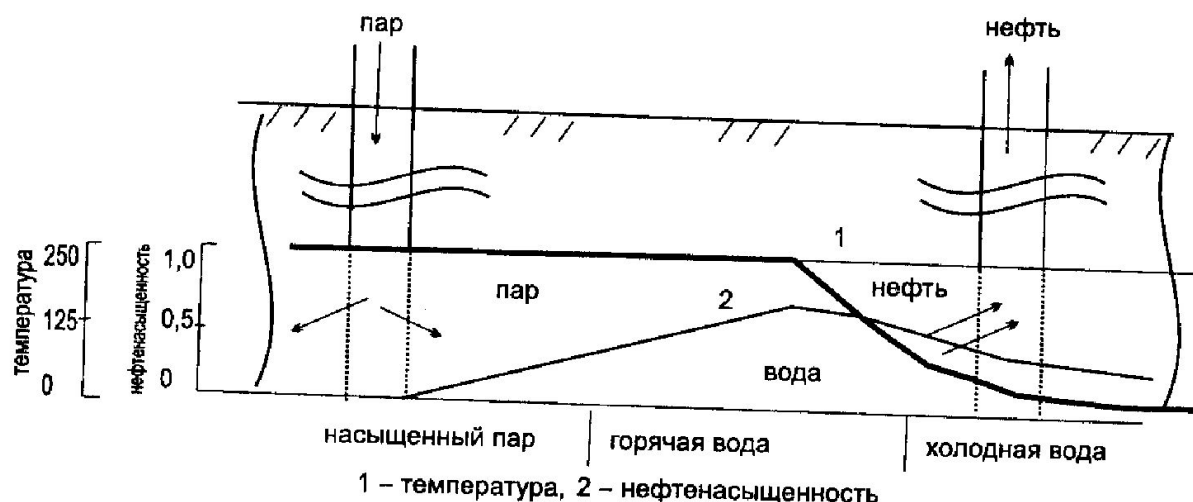
Традиционный способ - закачка расчетного объема теплоносителя через нагнетательные скважины, создание тепловой оторочки и последующее продвижение ее по пласту в сторону добывающих скважин закачиваемой не нагретой водой.

Механизм извлечения нефти из пласта при нагнетании в него горячего рабочего агента: изменение свойств нефти и воды, содержащихся в пласте, вязкость нефти, ее плотность и межфазовое отношение понижаются, а упругость паров повышается, что благоприятно влияет на нефтеотдачу.

Нефтяной пласт в процессе закачки пара нагревается за счет использования скрытой теплоты парообразования. При этом пар, распространяясь по поровому пространству, конденсируется. Дальнейший нагрев пласта осуществляется уже за счет использования теплоты горячего конденсата, в результате чего последний охлаждается до начальной температуры пласта.

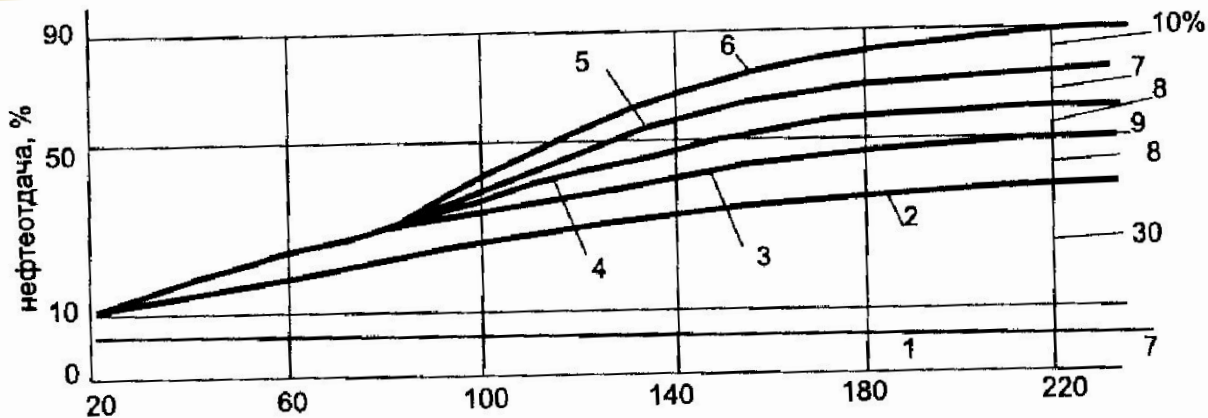
При вытеснении нефти паром имеет место улучшение испарения углеводородов за счет снижения их парциального давления. Снижение парциального давления связано с наличием в зоне испарения паров воды. Из остаточной нефти испаряются легкие компоненты и переносятся к передней границе паровой зоны, где они снова конденсируются и растворяются в нефтяном валу, образуя оторочку растворителя, которая обеспечивает дополнительное увеличение нефтеотдачи. При температуре 375°C и атмосферном давлении может дистиллироваться (перегоняться) до 10% нефти плотностью 934 кг/м^3

Схема непрерывной закачки пара



При ПТВ в пласте образуются три характерные зоны: зона вытеснения нефти паром; зона горячего конденсата, где реализуется механизм вытеснения нефти водой в неизотермических условиях, и зона, не охваченная тепловым воздействием, где происходит вытеснение нефти водой пластовой температуры. Вязкость нефти резко снижается с увеличением температуры, особенно в интервале 20-80°С, поскольку дебит нефти обратно пропорционален ее вязкости, то производительность скважин может быть увеличена в 10-30 раз и более.

Наиболее высокая скорость снижения вязкости отмечается при начальном увеличении температуры. При достижении определенной температуры снижение вязкости замедляется. Высоковязкие нефти со значительной плотностью обладают большим темпом снижения вязкости. С повышением температуры вязкость нефти уменьшается более интенсивно, чем вязкость воды, что также благоприятствует повышению нефтеотдачи. Для тяжелых нефтей остаточная нефтенасыщенность уменьшается более резко, особенно при температуре до 150°С.



- 1 – режим истощения при естественной температуре, 4 – дистилляция,
 2 – снижение вязкости, 5 – газонапорный режим,
 3 – термическое расширение, 6 – изменение подвижности

Зависимость нефтеотдачи от различных факторов при паротепловом воздействии

Влияние отдельных факторов на нефтеотдачу при вытеснении нефти паром оценивается за счет:

- снижения вязкости нефти - до 30%;
- эффекта термического расширения - до 8%;
- эффекта дистилляции - до 9%;
- эффекта газонапорного режима - до 7%;
- эффекта увеличения подвижности - до 10%.

С целью повышения эффективности процесса и рационального использования внесенного в пласт тепла (после создания тепловой оторочки, составляющей 0,6-0,8 порового объема пласта) оторочку продвигают к забоям добывающих скважин ненагретой водой путем закачки ее в те же нагнетательные скважины.

Классический процесс вытеснения нефти паром предусматривает непрерывное нагнетание пара в пласт.

При выборе объекта для ПТВ необходимо иметь в виду, что нефтенасыщенная толщина пласта не должна быть менее 6 м.

Глубина залегания пласта не должна превышать 1200 м из-за потерь теплоты в стволе скважины, которые примерно достигают 3% на каждые 100 м глубины, и технических трудностей обеспечения прочности колонн, проницаемость пласта не должна быть менее 0,1 мкм², а темп вытеснения нефти должен быть достаточно высоким для уменьшения потерь теплоты в кровлю и подошву залежи.

Общие потери теплоты в стволе скважины и в пласте не должны превышать 50% от поступившей на устье скважины. В противном случае процесс ПТВ будет неэффективен.

Не рекомендуется проведение паротепловой обработки на заводненных участках в связи с большим расходом тепла.

Перед закачкой пара проводят исследование скважин.

- замер дебита нефти;
- замер дебита газа;
- замер дебита воды;
- замер пластового давления;
- замер температуры;
- замер статического уровня.

Затем промывают забой, спускают насосно-компрессорные трубы с термостойким пакером, который устанавливают над верхними отверстиями фильтра. В неглубоких скважинах (до 500-600 м) паротепловую обработку часто проводят без применения пакера. Для устранения опасных удлинений колонны насосно-компрессорных труб при закачке пара в пласт применяют специальное оборудование, состоящее из колонной головки, арматуры устья и скважинного компрессора с телескопическим устройством.

Пар для теплового прогрева скважин получают от передвижных паровых установок (ППУ), парогенераторных установок (ПТУ), монтируемых на шасси автомобиля высокой проходимости. Имеются установки производительностью до 5,5 т/ч пара с рабочим давлением до 10 МПа и температурой пара до 315 °С. Также применяют мощные автоматизированные передвижные парогенераторные установки типа УПГ -9/120 с подачей пара до 9 т/ч и рабочим давлением 12 МПа. Установки укомплектованы системой КИП и автоматики. Управление работой оборудования осуществляется из кабины оператора.

Парогенераторную установку (одну или несколько) соединяют трубопроводами высокого давления с устьем скважины. Пар из парогенератора своим давлением вытесняет нефть из НКТ и поступает в пласт. После закачки пара (не менее 1000 т) устье скважины герметизируют на 2-5 суток для передачи тепла в глубь пласта. Затем извлекают НКТ, спускают насосное оборудование и скважину вводят в эксплуатацию.

Вытеснение нефти горячей водой (ВГВ)

Технология нагнетания в пласт нагретой воды мало чем отличается от технологии обычного заводнения. Однако эффективность вытеснения нефти нагретой водой ниже эффективности ее вытеснения водяным паром. Более того, энтальпия нагретой воды ниже энтальпии водяного пара. Процесс нагнетания нагретой воды менее устойчив, чем процесс нагнетания пара.

Использовать процесс термозаводнения рекомендуется в тех случаях, когда нагнетание пара неприемлемо (например, если в пласте присутствует глина, разбухающая в пресной воде). Нагнетание горячей воды может быть предпочтительнее нагнетания пара и при разработке глубокозалегающих пластов, когда теплоноситель должен подаваться под большим давлением, при росте которого в определенном интервале температур происходит снижение энтальпии пароводяной смеси. Кроме того, можно использовать воду, температура которой ниже температуры насыщения, что позволяет воздействовать на больший объем пласта при нагнетании в него того же количества теплоты.

Вода при температуре $148,9^{\circ}\text{C}$ содержит 628 кДж/кг, а насыщенный пар при той же температуре - 2742 кДж/кг, т.е. более чем в 4 раза. Это не означает, что пар отдает пласту в 4 раза больше тепла, чем то же количество воды. Если пластовая температура равна 65°C , то 1 кг воды, нагретой до $148,9^{\circ}\text{C}$, передает пласту 356 кДж, а 1 кг пара при тех же условиях - 2470 кДж, т.е. почти в 7 раз больше.

Высокотемпературная вода - это тепловой агент, который технологически и экономически целесообразно нагнетать в глубокозалегающие пласты вместо пара, не доводя его до температуры кипения, так как при высоких давлениях (например, 25 МПа) энтальпия пара, горячей воды или пароводяной смеси практически одинакова. Кроме того, при воздействии на глубокозалегающие пласты высокотемпературной водой улучшаются характеристики эксплуатации как наземного, так и подземного оборудования.

Эффективность процесса горячего заводнения ниже паротеплового воздействия, так как для вымывания единицы объема нефтеносного пласта необходимый объем воды должен быть вдвое больше, чем объем пор коллектора.

Тепловые методы разработки месторождений высоковязких нефтей при всей их эффективности требуют значительных энергозатрат и капитальных вложений, что в конечном итоге ведет к повышению себестоимости добычи нефти

Эффективность тепловых МУН может быть определена по энергетическому балансу - по разности между полученной энергией в виде нефти и энергией на ее добычу. Экспрессно оценить эффективность закачки теплоносителя в пласт можно по паронефтяному отношению, выраженному в количестве закачанного пара на 1 т добытой нефти при ПТВ и по количеству закачанной воды на 1 т нефти при ВГВ.

Совершенство технологии оценивается общей энергоемкостью теплового процесса воздействия на пласт при одинаковом конечном эффекте повышения нефтеотдачи. Чем меньше тепловых потерь по пути движения теплоносителя, чем более полно использование тепла в пласте, тем меньше тепла расходуется на извлечение 1 т нефти, тем совершеннее технология, тем более энергосберегающим эффектом она обладает.

Пароциклические термические обработки призабойных зон в добывающих скважинах (ПТОС)

Циклическая парообработка призабойной зоны в добывающей скважине служит для прогрева ограниченной площади пласта, способствующего снижению вязкости нефти, тепловому расширению скелета пласта и пластовых флюидов, активизации режима растворенного газа, увеличению пластового давления, изменению смачиваемости горных пород и увеличения продуктивности скважин.

При осуществлении ПТОС горные породы действуют как теплообменник и способствуют тому, чтобы тепло, аккумулированное в процессе закачки пара, эффективно использовалось при фильтрации нефти из пласта в скважину. Одновременно при проведении паропрогрева происходит очистка призабойной зоны от АСПО.

Реакция пласта на циклическую закачку пара зависит от типа коллектора. В мощных крутопадающих пластах, где преобладающим механизмом вытеснения нефти является гравитационное дренирование, может быть осуществлено 10 циклов и более. В пологих пластах, где добыча осуществляется на режиме растворенного газа, пластовая энергия быстро истощается, ограничивая число циклов обработки паром до 3-5.

При ПТОС в условиях высокой степени неоднородности коллекторов особое значение приобретает активизация процессов капиллярного впитывания конденсата в поры нефтенасыщенных малопроницаемых блоков.

Экономическим показателем эффективности пароциклического воздействия является паронефтяной фактор, величина которого для нормальной экономии процесса не должна превышать 2 т/т

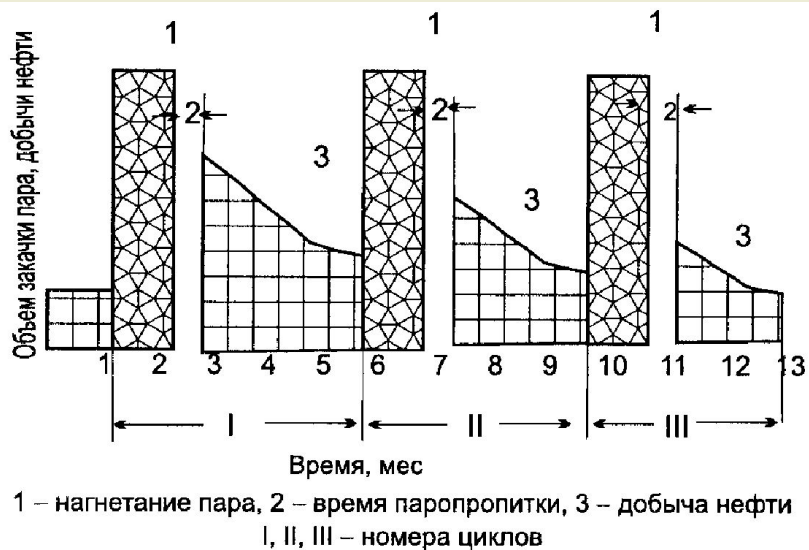


Схема трех последовательных циклов паротепловой обработки добывающей скважины

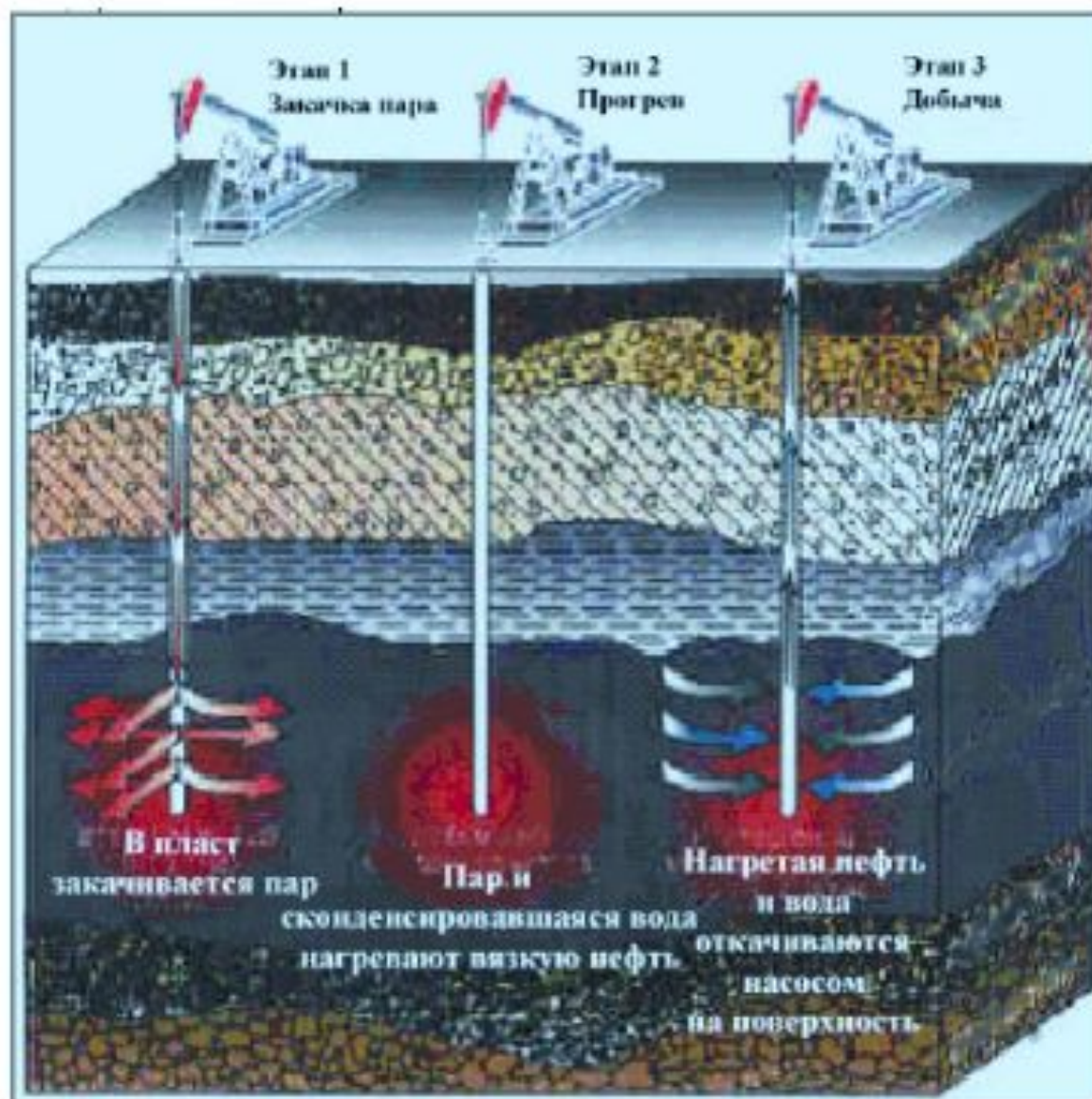
На практике период нагнетания пара обычно равен 1 неделе (до 3х), период выдержки 1-4 сут, (зависит от характеристик пласта). Последующая добыча с повышенным дебитом может длиться от 4 до 6 месяцев, после чего весь цикл работ повторяется.

Физическая сущность ПТОС в последовательной реализации трех операций:

- закачка определенного объема теплоносителя в призабойную зону пласта через добывающую скважину, в течение всего периода нагнетания пара происходит нагревание скелета пласта, нефти, окружающих пород, температурное расширение всех компонентов, повышение давления в призабойной зоне;

- закрытие скважины на «паропропитку» для конденсации пара и перераспределения насыщенности в пласте - происходит выравнивание температуры между паром, породами пласта и флюидов: снижение температуры и давления способствует конденсации пара, при снижении давления в зону конденсации устремляется оттесненная от призабойной зоны нефть, более подвижная из-за уменьшения вязкости, а в период конденсации пара происходит и капиллярная пропитка - в низкопроницаемых зонах нефть заменяется водой;

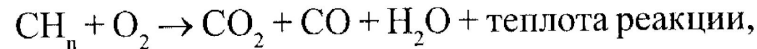
- отбора жидкости из пласта.



Внутрипластовое горение (ВГ)

Горение - это физико-химический окислительный процесс, протекающий при определенных условиях и сопровождающийся химическими превращениями веществ с выделением больших количеств теплоты и образованием продуктов реакций.

Физической стадией процесса являются этапы смешения топлива и окислителя и нагрев горючей смеси, химической - реакция горения, протекающая по формуле:



где CН_n – коксообразный остаток, образующийся при разложении нефти.

ВГ – процесс, основанный на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжелых фракций нефти (кокса) в пластовых условиях при нагнетании окислителя (воздуха) с поверхности. Это сложное, быстро протекающее химическое превращение, сопровождающееся выделением теплоты, используется для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи в основном на залежах нефти с вязкостью более 30 мПа•с.

Основа горения - экзотермическая окислительно-восстановительная реакция (или комплекс реакций) веществ с окислителем. Для начала реакции необходим первичный энергетический импульс, чаще всего - нагревание нефти.

Диапазон применения ВГ очень широк: от неглубоко залегающих пластов до залежей на значительных глубинах.

Процесс внутрислового горения сочетает все преимущества термических методов - вытеснение нефти горячей водой и паром, а также смешивающегося вытеснения, происходящего в зоне термического крекинга, в которой все углеводороды переходят в газовую фазу.

Экспериментальные работы в сочетании с теоретическими исследованиями позволили сформулировать основные закономерности процесса ВГ:

-внутрисловое горение может проявляться в трех разновидностях: сухое (СВГ), влажное (ВВГ), сверхвлажное (СВВГ);

-определяющим параметром для ВВГ и СВВГ является водовоздушный фактор (ВВФ) - отношение объема закачиваемой в пласт воды к объему закачиваемого в пласт воздуха;

-интенсивные экзотермические реакции окисления нефти происходят в узкой зоне пласта, называемой фронтом горения;

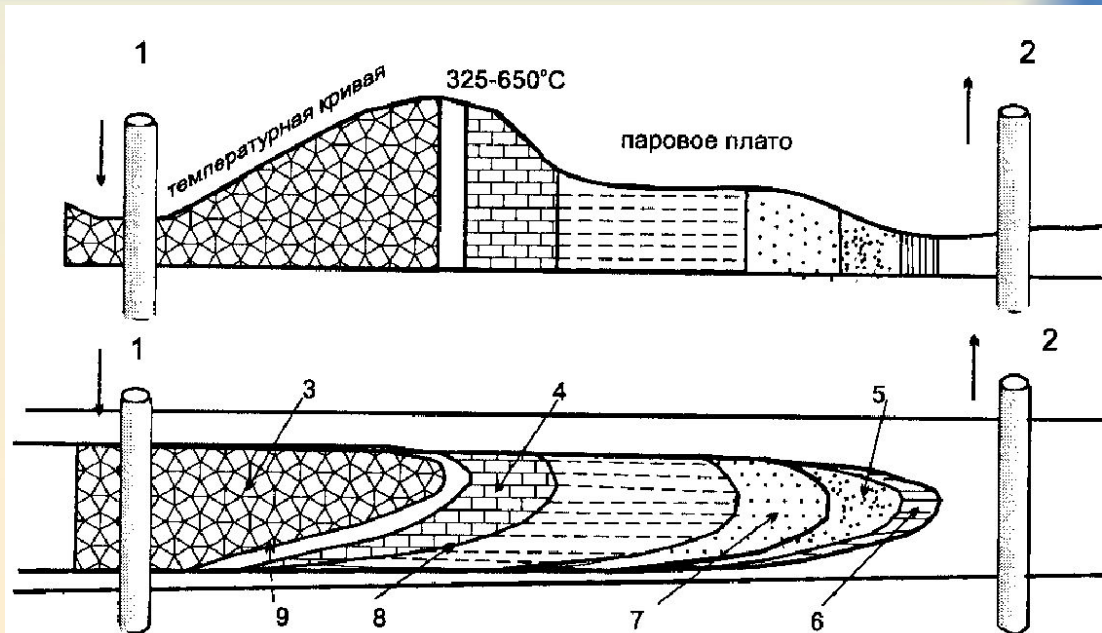
-на фронте горения при сухом и влажном процессах температура в среднем может составить 400-600°C, процесс сверхвлажного горения протекает при температурах 200-250°C;

-увеличение ВВФ позволяет повысить скорость продвижения по пласту тепловой волны, снизить расход воздуха на выжигание пласта и на добычу нефти, уменьшить концентрацию сгорающего в процессе химических реакций топлива;

-на процесс внутрислового горения существенное влияние оказывают такие параметры, как пластовое давление, тип породы-коллектора, тип нефти, начальная нефтенасыщенность.

Прямоточное внутрипластовое горение - это процесс теплового воздействия на пласт, при котором фильтрация окислителя и распространения фронта горения происходят в одном направлении - от нагнетательной скважины к добывающей. Скорость движения фронта горения регулируется типом и количеством сгоревшей нефти, скоростью нагнетания воздуха.

Процесс ВГ начинается с поджога некоторого количества нефти обычно с помощью забойного нагревающего устройства. Горение поддерживается закачиваемым через нагнетательную скважину воздухом. Возможны и другие комбинации: кислород, вода и воздух; вода и кислород. Кислород соединяется с топливом (нефтью), образуя CO_2 и воду с выделением тепла.



а - температурные зоны в пласте, б - зоны распространения процесса

1, 2 - нагнетательная и добывающая скважины,
 3, 4, 7, 8 - зоны, соответственно выжженная, испарения, конденсации и пара,
 5 - легкие углеводороды, 6 - нефтяной вал,
 9 - фронт горения,

Схема процесса прямоточного внутрипластового горения

Выжженная зона содержит воздух; зона горения содержит кокс; многофазная зона содержит пар, газы, воду, легкие углеводороды; зона конденсации или трехфазная зона содержит газы, нефть, воду; зона нефтяного вала содержит нефть и газ

В ходе теоретических и промысловых исследований установлено, что с увеличением плотности и вязкости нефти расход сгорающего топлива увеличивается, а с увеличением проницаемости - уменьшается. В зависимости от геолого-физических условий пласта расход сгорающего топлива может составить 10-40 кг на 1 м³ пласта, или 6-25% от первоначального содержания нефти в пласте. Определяется количеством топлива (в кг) на 1 м³ нефти или кокса, отложенного на поверхности породы, способного сгорать в пласте при определенных условиях (наличие кислорода и температуры).

Топливом для ВГ могут быть коксоподобный остаток, откладывающийся на поверхности зерен песка, тяжелая нефть, битум или кокс, т.е. наименее ценные тяжелые компоненты нефти. С увеличением плотности, вязкости нефти и удельной поверхности породы содержание кокса повышается и в среднем составляет 10-40 кг/м³.

В лабораторных условиях установлено, что минимальное количество горючего, необходимого для перемещения фронта горения при частичном сжигании нефти, насыщающей пористую среду, составляет 18-30 кг на 1 м³ нефтеносного песчаника. Проницаемость пористой среды незначительно влияет на механизм горения, хотя требует повышенного давления нагнетания и увеличения срока реализации процесса.

Отношение количества кислорода, участвующего в реакции внутри пластового горения, к общему его количеству, введенному в пласт с нагнетаемым воздухом, называется коэффициентом использования кислорода. Его снижение при прочих равных условиях приводит к увеличению относительного расхода воздуха. По промысловым данным он колеблется в пределах 0,5-0,98.

Сухое внутрипластовое горение (СВГ)

Это обычное внутрипластовое горение, при котором в нагнетательные скважины после инициирования горения для его поддержания закачивается только воздух.

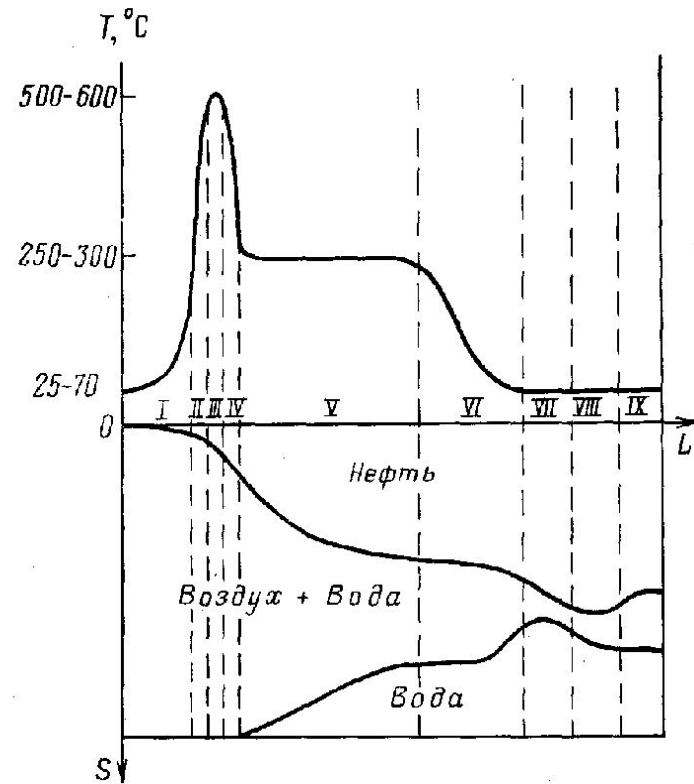
Влажное внутрипластовое горение (ВВГ)

Это разновидность внутрипластового горения, позволяющего интенсифицировать разработку месторождений с высоковязкими нефтями, увеличивая конечную нефтеотдачу, при котором в нагнетательные скважины после инициирования и создания устойчивого фронта горения вместе с воздухом или попеременно закачивают (в определенном соотношении) воду. При этом вода, контактируя с нагретой породой, испаряется. Пар, увлекаемый потоком газа (воздуха), переносит теплоту в область, находящуюся впереди фронта горения.

Диапазон соотношений закачиваемых в пласт объемов воды и воздуха составляет примерно 1-5 м³ воды на 1000 м³ воздуха, т.е. водовоздушное отношение должно составлять порядка $(1:5)10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3$. Конкретные значения водовоздушного отношения определяются геолого-физическими и технологическими условиями осуществления процесса.

В зоне горения все жидкости испаряются, за исключением тяжелых фракций нефти, отлагающихся на поверхности зерен породы в виде коксовидного остатка, служащего топливом для ВГ. Позади фронта горения остается выжженный пласт. Однако при высоких значениях водовоздушного отношения может находиться остаток несгоревшего топлива.

В зоне II, непосредственно примыкающей к фронту горения идет фильтрация воздуха и испарившейся воды. В зоне I температура уменьшается до температуры нагнетаемых рабочих агентов, происходит фильтрация воздуха и воды. К зоне горения III примыкает зона перегретого пара IV, характеризуется резким падением температуры и испарением воды, содержащейся в пласте. Перед зоной перегретого пара образуется зона насыщенного пара -стабилизированная зона или паровое плато, с постоянной температурой, происходит трехфазная фильтрация и дистилляция нефти. Размер зоны увеличивается по мере продвижения фронта горения.



Температурный профиль процесса влажного горения T по длине пласта L и распределение насыщенности пласта нефтью, водой и воздухом S по длине пласта (пласт однородный)

Зона VI является переходной зоной с трехфазной фильтрацией нефти, воды и газа, конденсацией пара в воду и образованием оторочки горячей воды. Впереди зоны горячей воды и легких углеводородов температура в пласте равна начальной, но еще выделяются три зоны, отличающиеся друг от друга насыщенностью пористой среды жидкостями и газом.

Зона VII - так называемый водяной вал.

Зона VIII характеризуется повышенной нефтенасыщенностью (нефтяной вал).

В зоне IX фильтрация нефти, воды и газа определяется начальным распределением их насыщенныхностей.

Во всех зонах наличие газа (продуктов горения) оказывает влияние на механизм вытеснения нефти. Газы могут содержать большое количество CO_2 .

При влажном горении впереди фронта горения образуется обширная зона прогрева пласта и жидкостей. Размер ее имеет тот же порядок, что и размер выжженной зоны, и достигает 100-150 м. Значит могут применяться сравнительно редкие сетки размещения скважин (до 16-20 га/скв) без доведения фронта горения до добывающих скважин. Регулированием развития зоны прогрева пласта впереди фронта горения можно сэкономить расход воздуха в 1,5-2 раза.

Дополнительную экономию расхода воздуха на добычу нефти можно получить за счет перемещения по пласту созданной тепловой оторочки нагнетанием в пласт обычной воды. При влажном горении расход воздуха на добычу нефти в 2-3 раза меньше, чем при сухом горении. Но для нагнетания воды могут понадобиться дополнительные скважины.

Удельный расход воздуха на добычу нефти при сухом внутрисловоом горении, согласно различным промысловым испытаниям, может изменяться от 2000 до 3500 м³/м³, а при влажном горении - от 1000 до 2000 м³/м³.

Технология внутрисловоого горения должна предусматривать постоянно возрастающий объем нагнетания воздуха в соответствии с расширением фронта горения по мере его удаления от нагнетательных скважин. Давление нагнетания воздуха на устье нагнетательной скважины обычно в 1,5-2 раза выше пластового давления.

Сверхвлажное внутрисловоое горение (СВВГ) - разновидность внутрисловоого горения, осуществляемого в сочетании с заводнением. При СВВГ в нагнетательную скважину вместе с окислителем закачивается такое количество свободной воды, при котором выделяемое тепло не способно всю ее превратить в пар. В этом случае исчезает зона перегретого пара, и температура в зоне реакции существенно снижается.

Значение водовоздушного отношения, при котором процесс влажного горения может перейти в сверхвлажное, зависит от концентрации остаточного топлива. При максимальном значении водовоздушного отношения (ВВО) коэффициент использования кислорода резко снижается, диффузионный режим может перейти в кинетический, и тепловыделение может быть недостаточным для поддержания горения.

Различают два основных типа реакций окисления углеводородов: высокотемпературное горение и жидкофазное окисление.

При сверхвлажном горении утилизация кислорода улучшается, а коэффициент использования топлива при достаточно высоком ВВО становится меньше единицы, что связано с увеличением роли конвективного потока воды в процессе. С ростом ВВО уменьшается удельный расход на выжигание пласта, и следовательно, концентрация сгорающего топлива.

Процесс сверхвлажного горения протекает при температуре 200--250°C в отличие от влажного или сухого горения, когда температура достигает 400-600°C и соответствует температуре насыщенного водяного пара или горячей воды. А скорость перемещения зоны генерации тепла при сверхвлажном горении пропорциональна водовоздушному фактору и определяется темпом нагнетания воды, а не воздуха. При сверхвлажном горении эта скорость возрастает в несколько раз, с увеличением ВВО снижаются расходы сгорающего топлива и воздуха.

Технология парогравитационного воздействия SAGD

В классическом описании эта технология требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой. Скважины бурятся через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта. Расстояние между двумя скважинами, как правило, составляет 5 метров. Длина горизонтальных стволов достигает 1000 м. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры. Нижняя горизонтальная скважина используется для добычи нефти.



Технология добычи тяжелой нефти - SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)

Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предпрогрева, в течение которой (несколько месяцев) производится циркуляция пара в обеих скважинах. При этом за счет кондуктивного переноса тепла осуществляется разогрев зоны пласта между добывающей и нагнетательной скважинами, снижается вязкость нефти в этой зоне и, тем самым, обеспечивается гидродинамическая связь между скважинами.

На основной стадии добычи производится уже нагнетание пара в нагнетательную скважину. Закачиваемый пар, из-за разницы плотностей, пробивается к верхней части продуктивного пласта, создавая увеличивающуюся в размерах паровую камеру. На поверхности раздела паровой камеры и холодных нефтенасыщенных толщин постоянно происходит процесс теплообмена, в результате которого пар конденсируется в воду и вместе с разогретой нефтью стекают вниз к добывающей скважине под действием силы тяжести.

Рост паровой камеры вверх продолжается до тех пор, пока она не достигнет кровли пласта, после чего она начинает расширяться в стороны. При этом нефть всегда находится в контакте с высокотемпературной паровой камерой. Таким образом, потери тепла минимальны, что делает этот способ разработки выгодным с экономической точки зрения.

Преимущества и недостатки технологии

Преимущества технологии парогравитационного дренажа: 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 парогравитационного дренажа: 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.

Термополимерное воздействие

Технология комбинированного воздействия, сочетающая тепловое воздействие на пласт с полимерным заводнением, приводящим к благоприятному соотношению подвижностей. Снижение вязкости нефти под влиянием теплового воздействия дополняется снижением подвижности закачиваемой воды путем растворения в ней полимерных добавок.

Основное свойство полимеров заключается в загущении воды. При концентрации их в растворе 0,01-0,1% его вязкость увеличивается до 3-4 мПа·с.

В процессе фильтрации полимерных растворов через пористую среду они приобретают кажущуюся вязкость, которая может быть в 10-20 раз выше вязкости, измеренной вискозиметром.

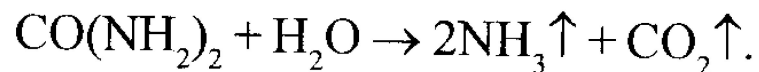
Суть технологии ТПВ состоит в том, что в пласт закачивают водный раствор полимера, подогретый до температуры не более 90°C (выше этой температуры происходит деструкция полимера). Поскольку вязкость подогретого раствора невелика, он хорошо проникает, прежде всего, в трещины и другие высокопроницаемые зоны. При движении подогретого раствора по зонам высокой проницаемости прилегающие к ним низкопроницаемые зоны прогреваются за счёт теплопроводности. В результате в неохваченных вытеснением зонах пласта (в матрице) вязкость нефти снижается. Одновременно при остывании полимерного раствора его вязкость возрастает в 5-10 раз, что приводит к перераспределению вытесняющего агента и выравниванию фронта вытеснения. При этом происходит как бы саморегулирование процесса вытеснения. Таким образом, осуществляется комплексное воздействие на пласт: снижается вязкость нефти и возрастает охват залежи вытеснением.

Парогазовое воздействие

Тепловой метод воздействия на пласт, сочетающий совместное нагнетание теплоносителя и газа ($N_2 - CO_2$), позволяющий улучшить вязкостное соотношение за счет уменьшения вязкости нефти при растворении в ней азота и углекислого газа при снижении расхода теплоносителя. Интенсивность снижения вязкости нефти повышается с добавлением к теплоносителю газа, так как с ростом температуры и давления количество растворенного в нефти топочного газа (как и азота в чистом виде) увеличивается.

Паротепловое воздействие с раствором карбамида

Комбинированный метод теплового воздействия на пласт путем закачки оторочек теплоносителя и карбамида, сочетает в себе тепловое, щелочное и углекислотное воздействие на пласт. Концентрированный раствор карбамида закачивают в прогретый теплоносителем пласт. Карбамид разлагается на аммиак и углекислый газ при температуре $150^\circ C$ и выше по реакции



Аммиак и углекислый газ выделяются в паровой зоне и совместно с паром продвигаются по пласту. По мере конденсации пара и снижения температуры происходит растворение аммиака и углекислого газа в конденсате пара и нефти.

На этой стадии начинают действовать механизмы вытеснения нефти гидроксидом аммония (щелочь) и углекислым газом. При взаимодействии гидроксида аммония с органическими кислотами и с определенными компонентами нефтей образуются поверхностно-активные вещества (ПАВ), способствующие снижению поверхностного натяжения на границе фаз нефть-раствор гидроксида аммония, образованию высоковязкой эмульсии типа нефть в воде на фронте вытеснения и улучшению смачиваемости.

При взаимодействии CO_2 с пластовыми жидкостями происходит интенсивный процесс массопереноса, в результате которого пластовые жидкости насыщаются углекислотой до равновесного состояния. При этом снижаются вязкость нефти, поверхностное натяжение на границе фаз нефть-вода и увеличивается объем нефти. Углекислый газ способствует экстракции из нефти легких углеводородов, которые в свою очередь способствуют более полному вытеснению нефти из пласта.

Коэффициент вытеснения нефти теплоносителем (паром) с прокачкой через нагретую область оторочки насыщенного раствора карбамида увеличивается на 11% (при оптимальной величине оторочки, равной 10% парового объема) по сравнению с коэффициентом вытеснения только теплоносителем.

Совместная закачка в пласт теплоносителя и окислителя - также комбинированный метод теплового воздействия на больших глубинах (более 1000 м) и трещинно-кавернозных пластах посредством закачки в пласт горячей воды умеренной температуры совместно с воздухом.