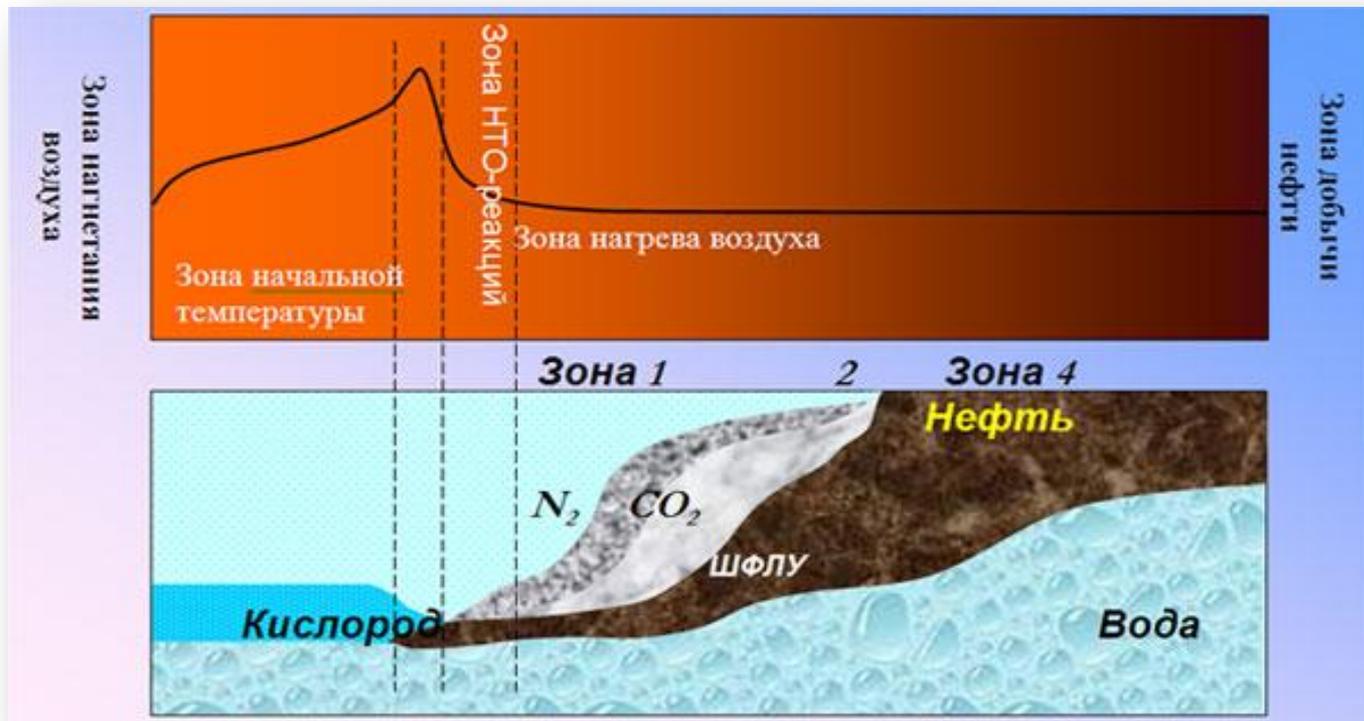


ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

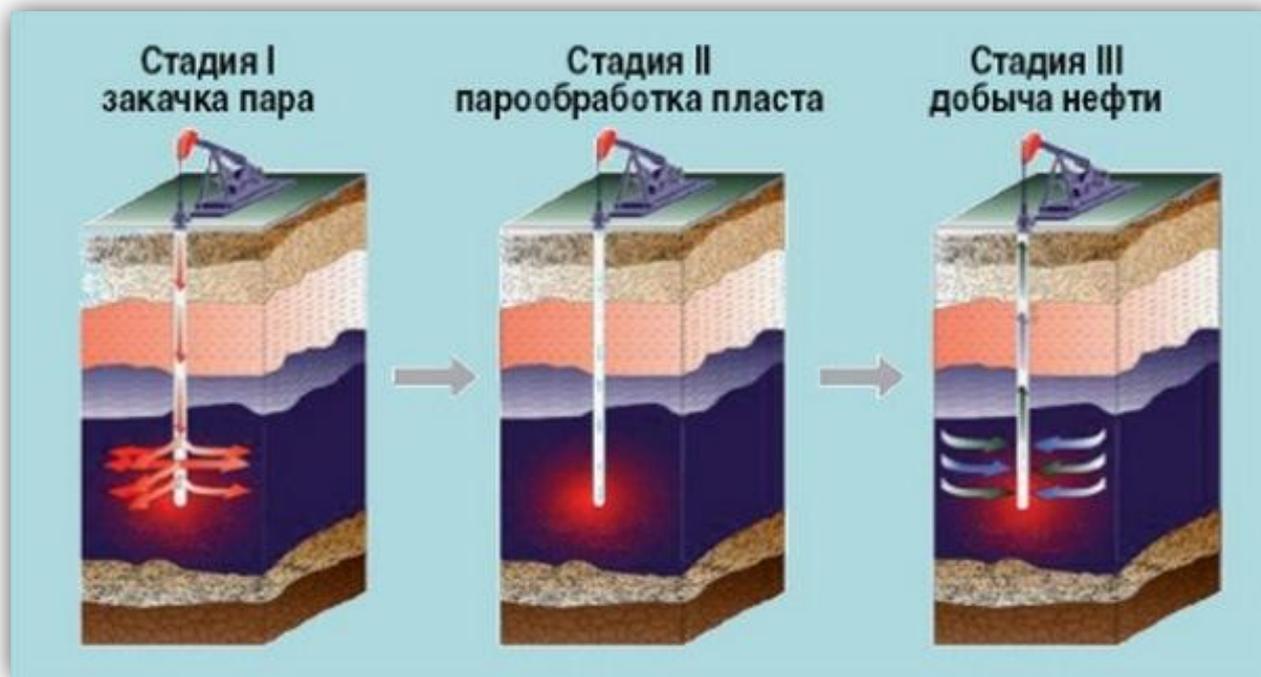
Тепловые МУН - это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Применяются тепловые МУН в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне.



Тепловые методы:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрислоево́е горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин.

Вытеснение нефти паром - метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении *высоковязких нефтей*. В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности



Классический метод внутрислоевого горения

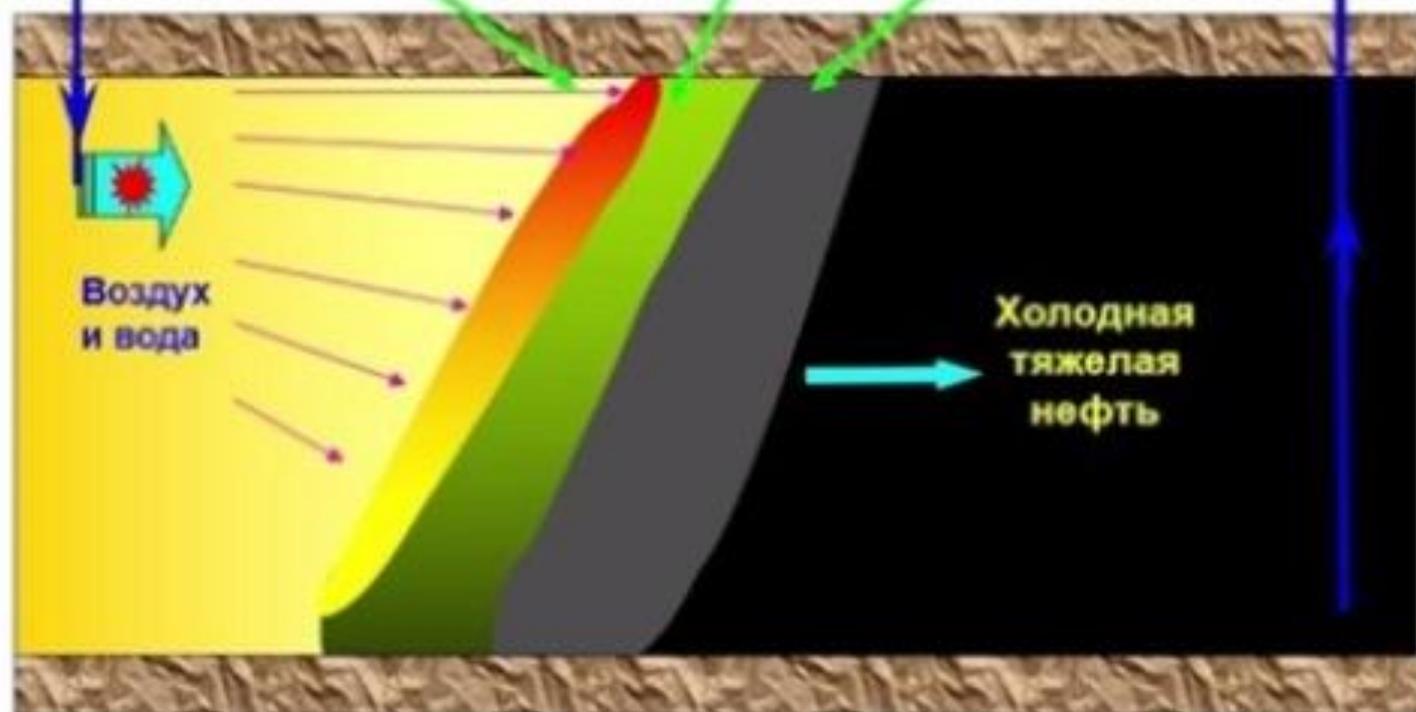
Нагнетательная
ВС

Зона
горения

Зона
кокса

Зона подвижной
нефти

Добывающая
ВС



Скорость горения 10 см. в сутки.

- Процесс горения нефти в пласте начинается вблизи забоя нагнетательной скважины, обычно нагревом и нагнетанием воздуха
- Теплоту, которую необходимо подводить в пласт для начала горения, получают при помощи забойного электронагревателя, газовой горелки или окислительных реакций.
- После создания очага горения у забоя скважин непрерывное нагнетание воздуха в пласт и отвод от очага (фронта) продуктов горения (N_2 , CO_2 , и др.) обеспечивают поддержание процесса внутрипластового горения и перемещение по пласту фронта вытеснения нефти.

Пароциклические обработки

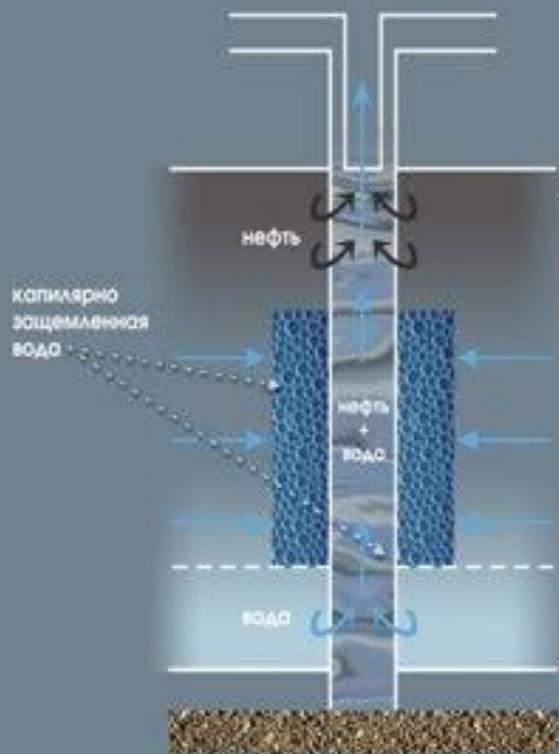
скважин. Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляют периодическим прямым нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей эксплуатацией тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Цель этой технологии заключается в том

- ✓ прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин
- ✓ снизить вязкость нефти, повысить давление
- ✓ облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам.

ДО

ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

ОБВОДНЕННОСТЬ 25-90%

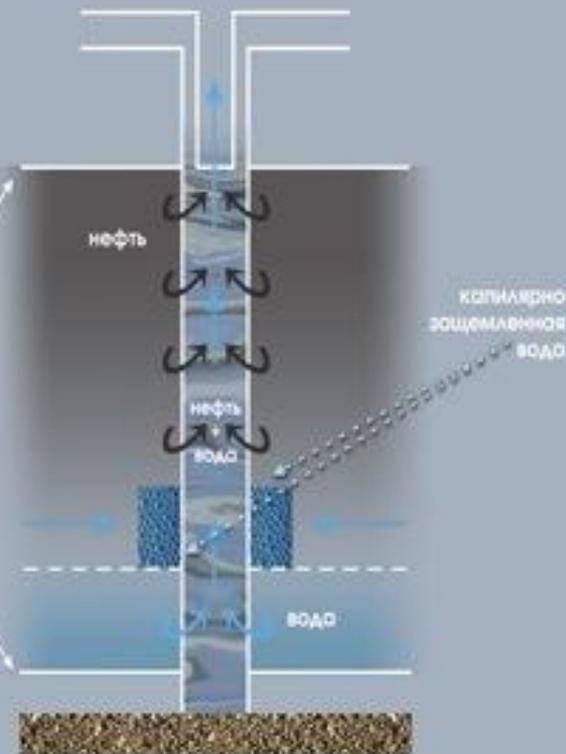


зона перфорации

ПОСЛЕ

ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

ОБВОДНЕННОСТЬ МЕНЕЕ 20%



Под текущим коэффициентом нефтеизвлечения понимают отношение количества извлеченной из пласта нефти на данный момент разработки пласта к начальным ее запасам.

Конечный коэффициент нефтеизвлечения – отношение количества предполагаемой добычи нефти к начальным ее запасам.

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.

Можно говорить о нефтеотдаче не только какого-то одного пласта, объекта, месторождения, но и о средней нефтеотдаче по группе месторождений, понимая под текущей нефтеотдачей отношение количества извлеченной нефти в данный момент времени к ее начальным геологическим запасам.

Нефтеотдача зависит от множества факторов. Поэтому нефтеотдачу можно представить в следующем виде:

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

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

Коэффициентом вытеснения ($K_{выт}$.) 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:

где $K_{выт} = \frac{V_{нн}}{V_{в}}$ – коэффициент вытеснения, $V_{нн}$ – начальный объем нефти, $V_{в}$ – объем нефти, вытесненный каким-либо агентом из образца породы или модели пласта.

Коэффициент охвата пласта воздействием ($K_{охв.}$) определяется как отношение объема продуктивного пласта, охваченного вытеснением, к начальному нефтенасыщенному объему пласта:

$$K_{охв} = \frac{V_{пп}}{V_n}$$

где $V_{пп}$ – объем залежи, охваченный процессом вытеснения, V_n – начальный нефтесодержащий объем залежи.

Коэффициент заводнения зависит от большого числа факторов. Поэтому удобно представлять его в виде произведения целого ряда коэффициентов, учитывающих влияние того или иного фактора, оказывающего соответствующее воздействие на общий коэффициент охвата:

$$K_{зав} = K_{01} \times K_{02} \times K_{03} \times K_{04} \times K_{05}$$

где K_{01} – коэффициент охвата, учитывающий влияние неоднородности пласта по проницаемости, K_{02} – коэффициент охвата залежи, зависящий от сетки скважин, учитывающий прерывистость продуктивного пласта, то есть зональную неоднородность, K_{03} – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне стягивающего ряда скважин, K_{04} – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне разрезающего ряда скважин, K_{05} – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти на невыработанных участках залежи.

Конечный коэффициент извлечения нефти, в зависимости от условий его расчета, может быть **проектным** и **фактическим**.

Фактический КИН определяется по результатам суммарной добычи нефти в конце разработки залежи, а **проектный КИН** рассчитывается при составлении технологических схем и проектов разработки.

Сопоставление фактических значений КИН пластов с достаточно высокими проектными конечными значениями показывает, что последние являются вполне реальными и достижимыми