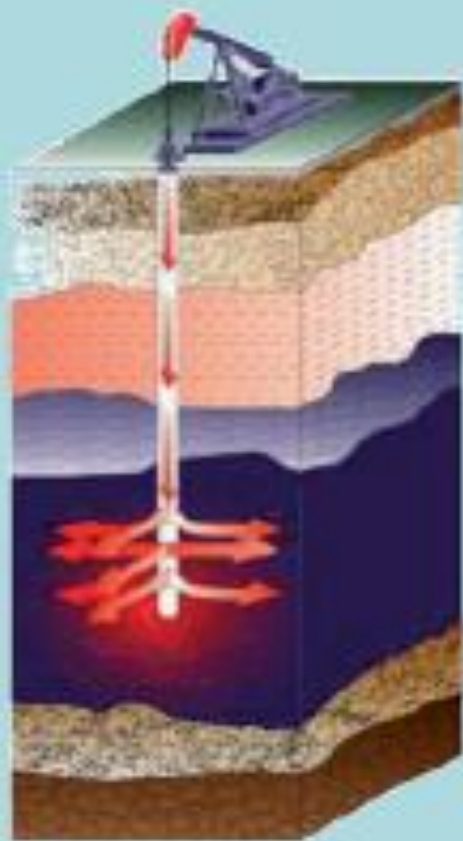


# ***Паротепловое воздействие на пласт***

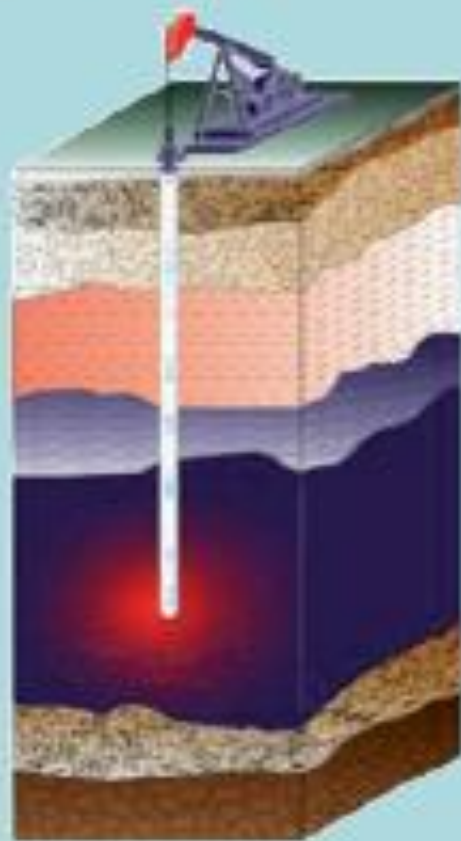
# Общие сведения

- Водяной пар благодаря скрытой теплоте парообразования обладает значительно большим теплосодержанием, чем горячая вода.
- Если вода при температуре  $148,9^{\circ}\text{C}$  содержит  $628$  кДж/кг тепла, то насыщенный пар при той же температуре –  $2742$  кДж/кг, т.е. более чем в 4 раза. Но это еще не означает, что пар отдаст пласту в 4 раза больше тепла, чем-то же количество воды. Если пластовая температура равна  $65^{\circ}\text{C}$ , 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.

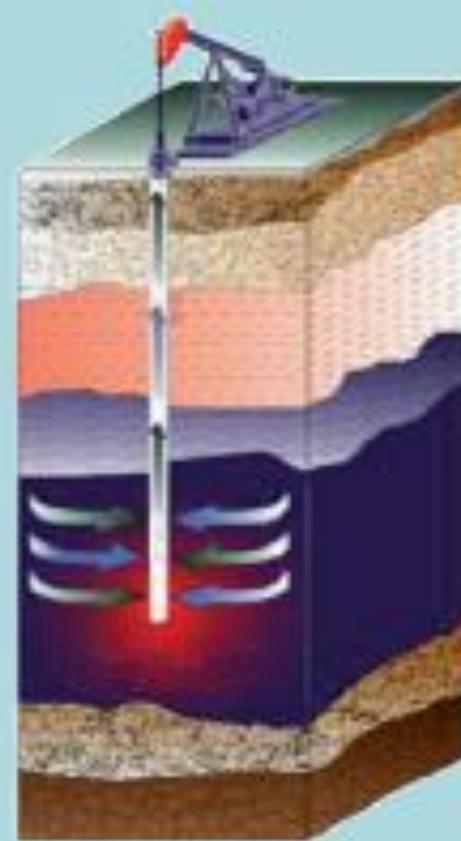
**Стадия I  
закачка пара**



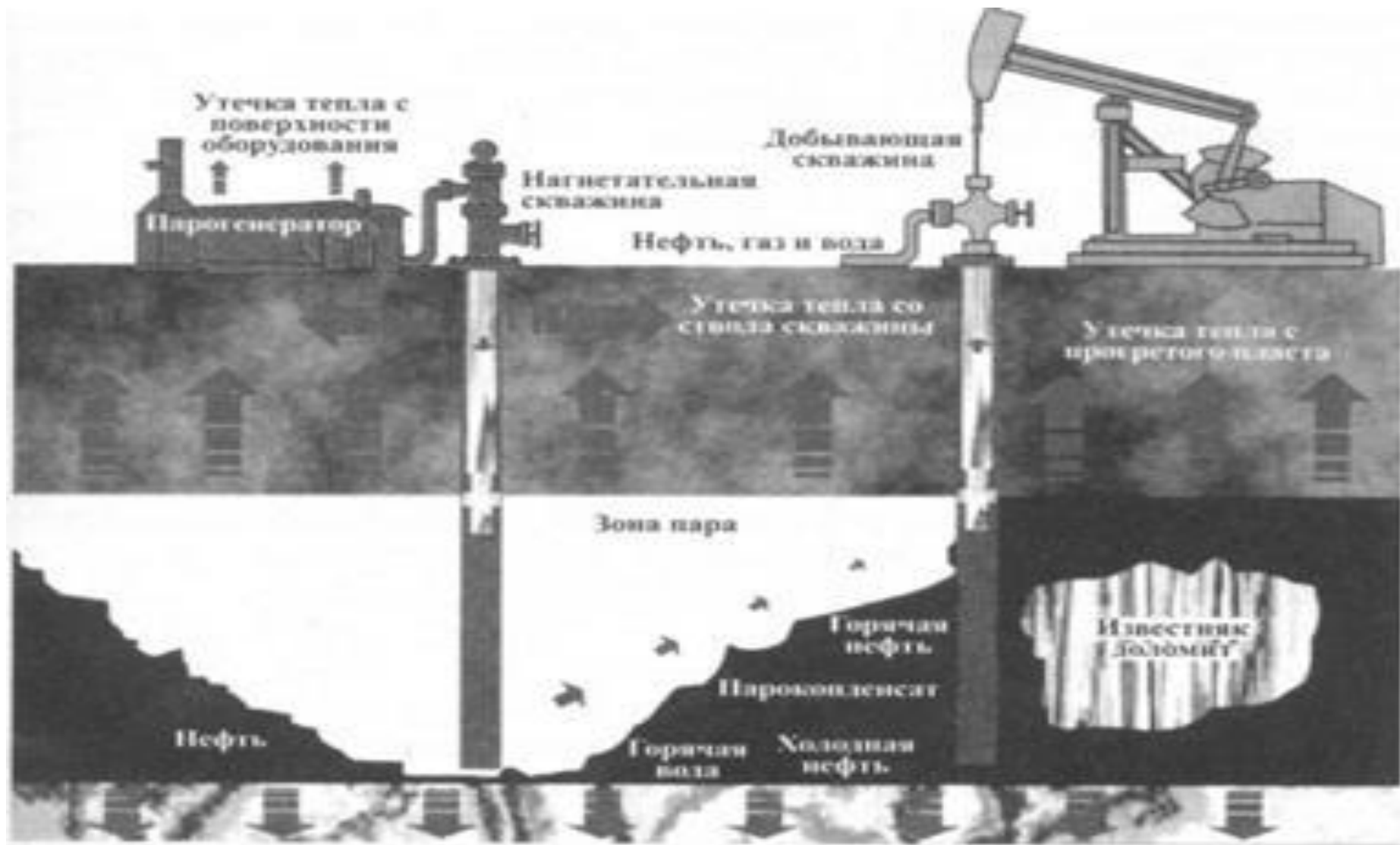
**Стадия II  
парообработка пласта**



**Стадия III  
добыча нефти**



- При закачке пара в нефтяной пласт используют *насыщенный влажный пар*, представляющий собой смесь пара и горячего конденсата. Степень сухости закачиваемого в пласт пара находится в пределах 0,3-0,8. Чем выше степень сухости пара, равная отношению массы пар к массе горячей воды при одинаковом давлении и температуре, тем больше у него теплосодержание по сравнению с горячей водой.
- Процесс распространения тепла в пласте и вытеснение нефти при *нагнетании в пласт водяного пара* является более сложным, чем при *нагнетании горячей воды*.



При паротепловом воздействии (ПТВ) в пласте образуются три характерные зоны:

- зона вытеснения нефти паром;
  - зона горячего конденсата, где реализуется механизм вытеснения нефти водой в неизотермических условиях
  - зона, не охваченная тепловым воздействием, где происходит вытеснение нефти водой пластовой температуры.
- ✓ Указанные зоны различаются по температуре, распределению насыщенности жидкости и механизму вытеснения нефти из пласта. Процессы, происходящие в каждой из этих зон, испытывают взаимное влияние.

# Структура паротеплового воздействия



Схема распределения температуры в пласте при нагнетании в него водяного пара

Зоны: 1-перегретого пара; 2-насыщенного пара;  
3-горячего конденсата; 4-остывшего

- Нагрев пласта вначале происходит за счет теплоты прогрева. При этом температура нагнетаемого перегретого пара вблизи нагнетательной скважины снижается (**в зоне 1**) до температуры насыщенного пара (т.е. до точки кипения воды при пластовом давлении).
- На прогрев пласта (**в зоне 2**) расходуется скрытая теплота парообразования и далее пар конденсируется. В этой зоне температура пароводяной смеси и пласта будут приблизительно постоянны и равны температуре насыщенного пара (зависящей от давления Основным фактором увеличения нефтеотдачи здесь является испарение (дистилляция) легких фракций остаточной нефти, образованной после вытеснения горячей водой).
- **В зоне 3** пласт нагревается за счет теплоты горячей воды (конденсата) до тех пор, пока температура ее не упадет до начальной температуры пласта.
- **В зоне 4** температура пласта снижается до начальной.



С повышением температуры *вязкость нефти, ее плотность и межфазовое отношение понижаются, а упругость паров повышается*, что благоприятно влияет на нефтеотдачу.

- Увеличению нефтеотдачи также способствуют процессы 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 нефти.

# Эффект паротеплового воздействия

Влияние различных 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%.

TABLE 8.1—SCREENING PARAMETERS FOR THERMAL RECOVERY PROCESSES

Screening Parameters	Thermal Recovery	
	Steam	In-Situ Combustion
Oil gravity, °API	10 to 34	10 to 35
In-situ oil viscosity, $\mu$ , cp	$\leq 15,000$	$\leq 5,000$
Depth, $D$ , ft	$\leq 3,000$	$\leq 11,500$
Pay-zone thickness, $h$ , ft	$\geq 20$	$\geq 20$
Reservoir temperature, $T_r$ , °F	—	—
Porosity, $\phi$ , fraction	$\geq 0.20$	$\geq 0.20$
Average permeability, $k$ , md	250	35
Transmissibility, $kh/\mu$ , md-ft/cp	$\geq 5$	$\geq 5$
Reservoir pressure, $p_r$ , psi	$\leq 1,500$	$\leq 2,000$
Minimum oil content at start of process, $S_o \times \phi$ , fraction	$\geq 0.10$	$\geq 0.08$
Salinity of formation brine [total dissolved solids (TDS)], ppm	—	—
Rock type	Sandstone or carbonate	Sandstone or carbonate

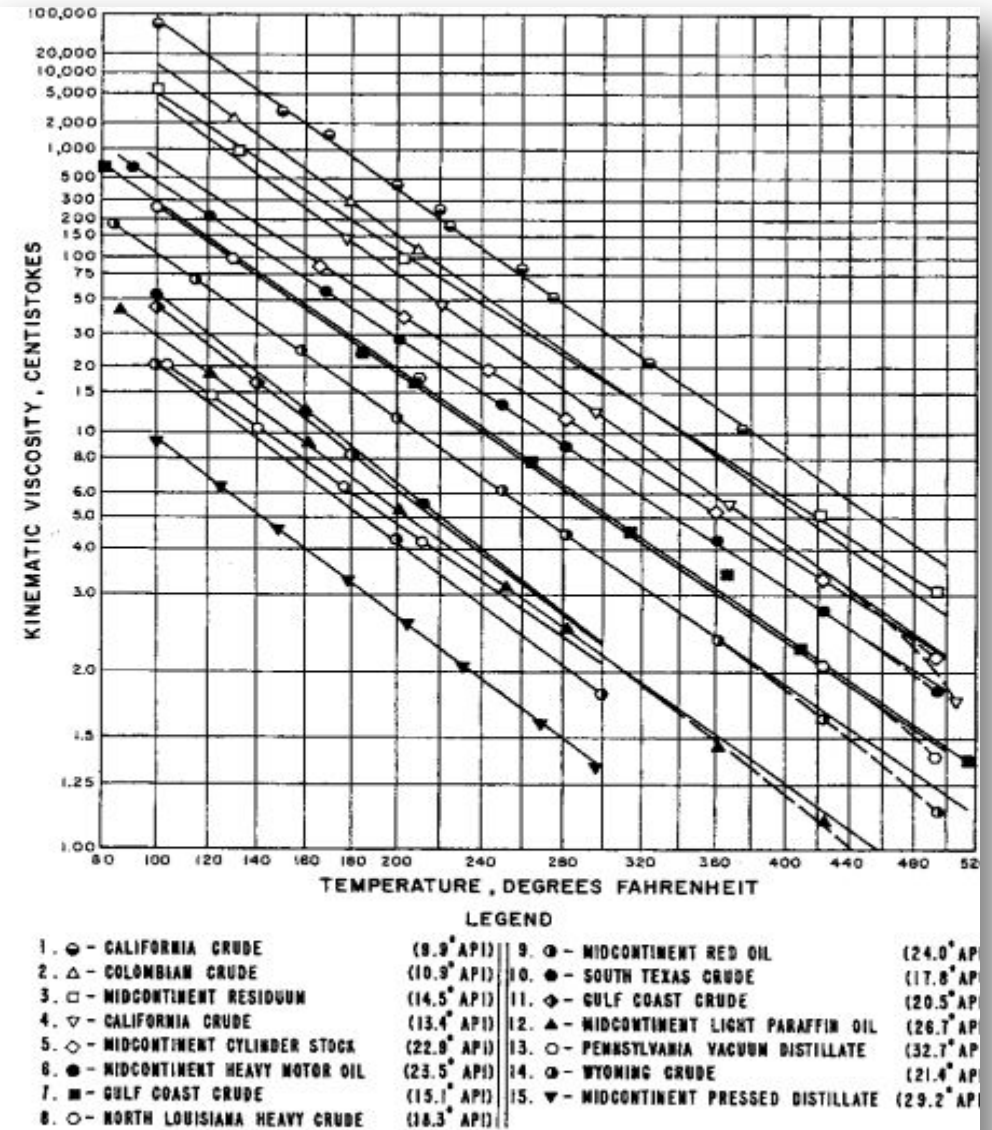


Fig. 8.1—Typical viscosity/temperature relationship for a heavy oil.<sup>6</sup>

Процесс вытеснения нефти паром предусматривает непрерывное нагнетание пара в пласт. По мере продвижения через пласт пар нагревает породу и содержащуюся в нем нефть и вытесняет ее по направлению к добывающим скважинам.

- Поэтому даже без тепловых потерь при движении теплоносителя по стволу скважины и в кровлю-подошву пласта фронт распространения температуры отстает от фронта вытеснения нефти.

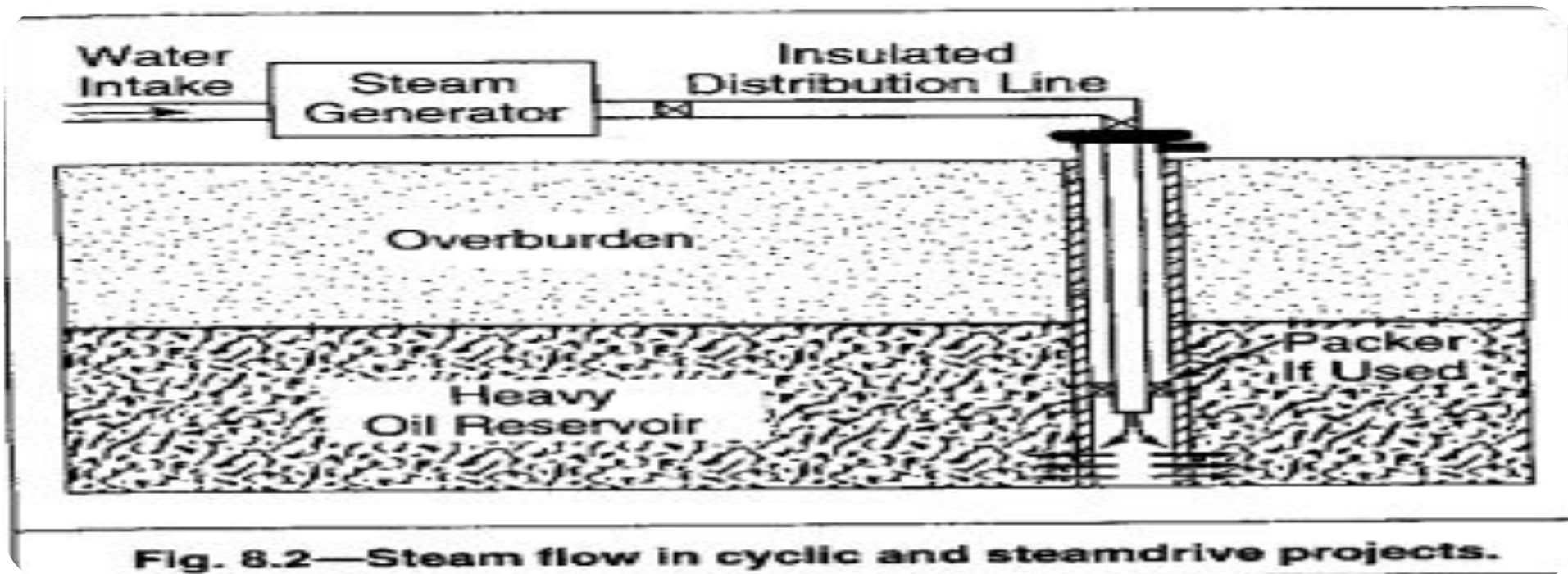
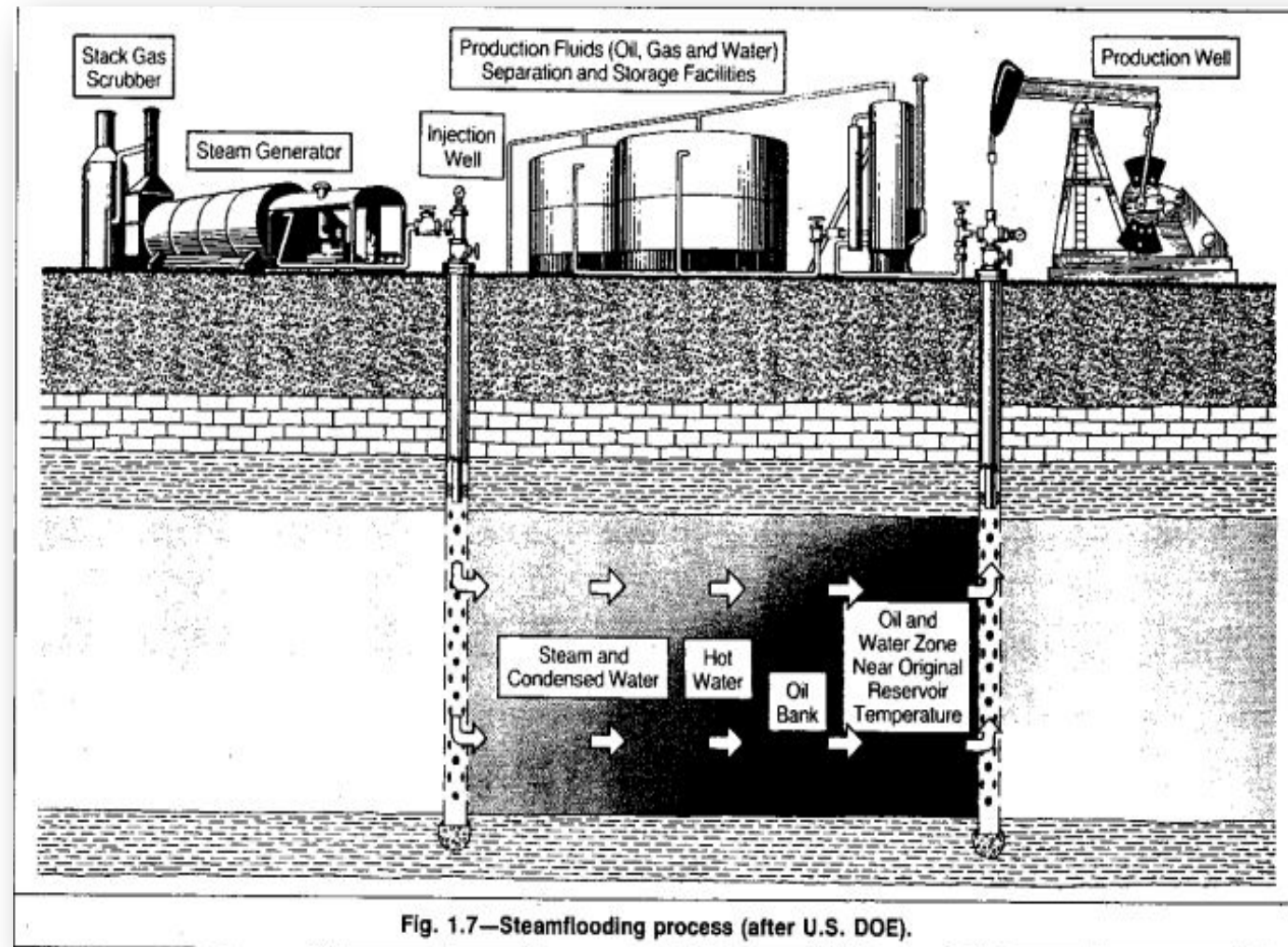


Fig. 8.2—Steam flow in cyclic and steamdrive projects.

Существуют различные технологические схемы ввода в пласт теплоносителя (пара) для подогрева пласта и содержащихся в нем флюидов:

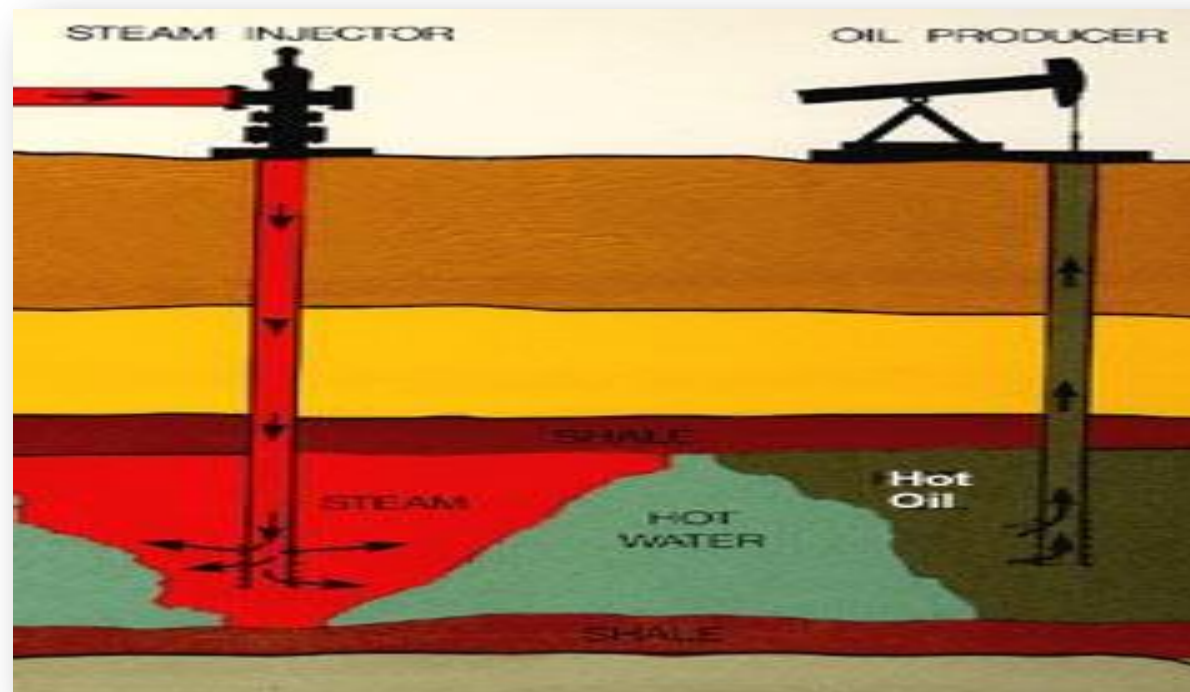
- циклическая
- блочно-циклическая
- импульсно-дозированная
- площадная
- рядная





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

□ Данная технология получила название метода **тепловых оторочек**.



При сжигании 1 т нефти в парогенераторах можно получить 13-15 т пара, поэтому при рентабельной технологии удельный расход пара на дополнительную добычу нефти не может быть больше 13-15 т.

✓ Если учесть затраты на приготовление и закачку пара, составляющие 30-35% от общих расходов, то получится, что при эффективном процессе расход пара на добычу одной тонны дополнительной нефти должен быть не более 3-6 тонн.

