

مقدمه

dominant Parameters :
Reservoir

1) Porosity & permeability
(ϵ, ϕ) (K)
تراکابی

2) $V =$ حجم مخزن

3) جنسیت مخزن

4) wettability { oil-wet
ترکوبی

5) $\xrightarrow{\text{دامدار}} \begin{cases} P \\ T \end{cases}$

6) $\begin{cases} \text{gas} \\ \text{liquid} \\ \text{solid} \end{cases}$ { هیدروکربن } $\begin{cases} \text{آب} \\ \text{سازندگی} \end{cases}$ آخالین
 $V \cdot \phi =$ حجم متخلخل مخزن

7) $V \cdot \phi \cdot S_o \rightarrow$ حجم محتوای مخزن $\rightarrow$ ارجعیت

8) $C P = \text{capillary pressure}$ $=$ فشار برشی

9) Viscosity (μ) $T = \mu \frac{du}{dy}$ $\leftarrow$ خواص سیال باریک

$T (^{\circ}C)$	150 $^{\circ}C$ -----	10 $^{\circ}C$
μ		
cp		

10) pore size (1 - 300 nm)

11) مخزن شکاف دار

12) عمق مخزن

13) ایستادگی و سیال

(a)

14) Contact angle

15) Interfacial Tension

IFT $\downarrow \rightarrow$ Emulsion $\begin{cases} w/o \\ o/w \end{cases}$

$$\text{Mobility} = \frac{K}{\mu}$$

16) GOR = gas oil ratio

17) نسبت آب به نفت
مخلوط (انلاوگری) = بافتار الکتریکی

16) density, $S = \frac{\rho}{\rho_{ref}} = \text{specific gravity}$

مرحل کار هندسی

$$API = \frac{141.5}{SP. Gr} - 131.5$$

1) شناخت مکانیزم ها

- a) کاهش ویسکوزیته نفت $\mu_o \downarrow$
- b) افزایش ویسکوزیته آب $\mu_w \uparrow$
- c) کاهش IFT
- d) wettability alteration
- e) ...

آب در سطح تغییر

2) Modeling

a) Mass balance

b) energy balance

c) Momentum

e) $\mu = \mu(T)$, $D(T, P)$
 $f = f(T, P)$ (b)

f) EOS

3) Algorithm

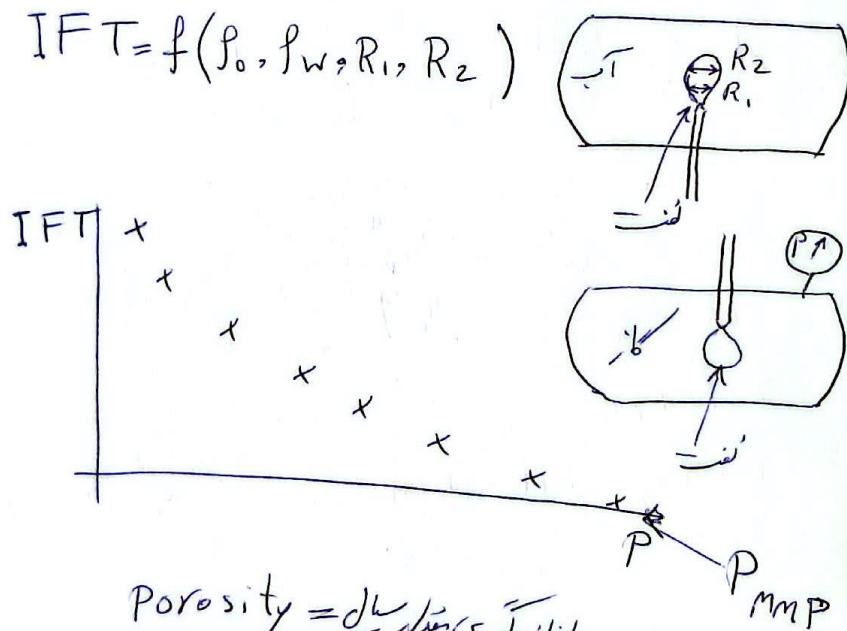
4) simulation

5) prediction

6) pilot Test

7) Field Test

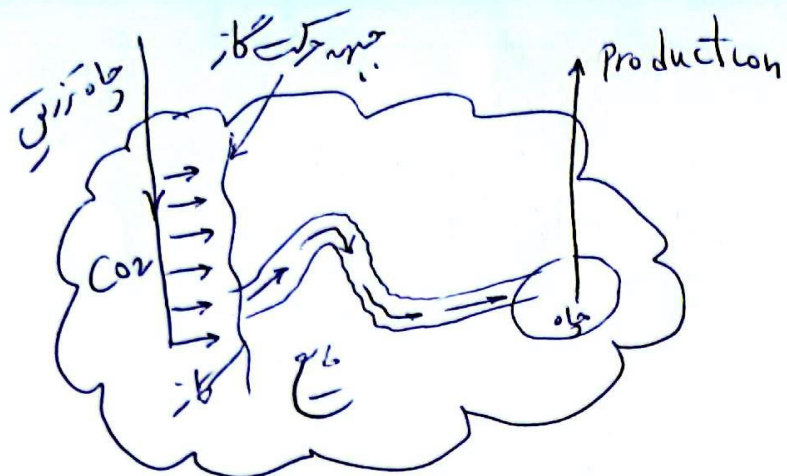
$$IFT = f(p_o, p_w, R_1, R_2)$$



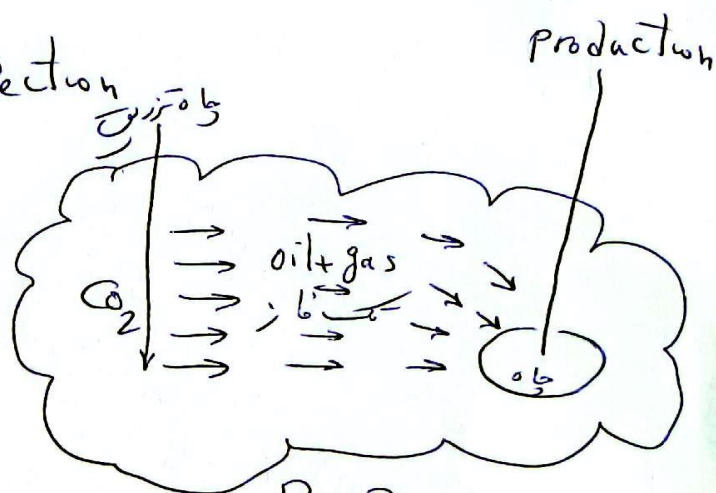
Porosity = $\frac{\text{حجم سوراخ}}{\text{حجم سنگ}} \times 100$

MMP = Minimum Miscibility Pressure

(c)



$P < P_{MMP}$
immiscible gas injection



$P > P_{MMP}$
Miscible gas injection

(d)

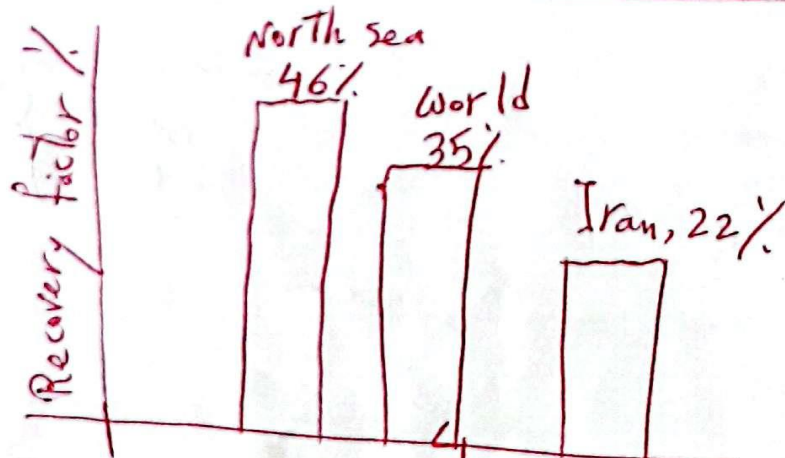
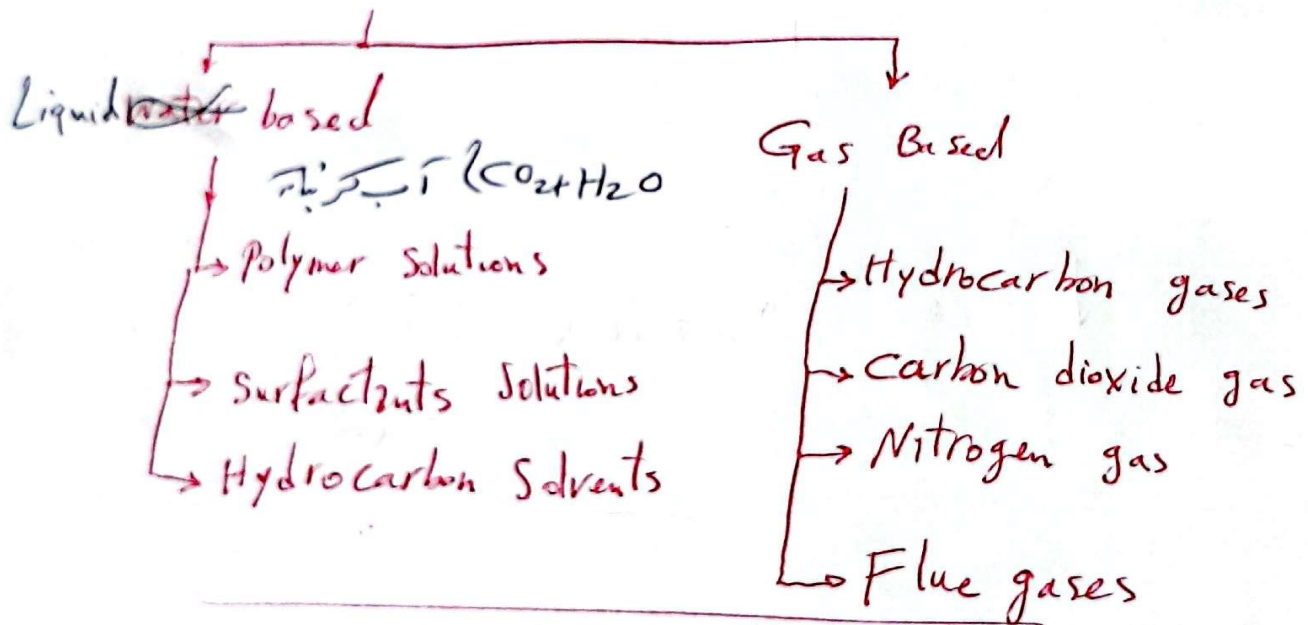
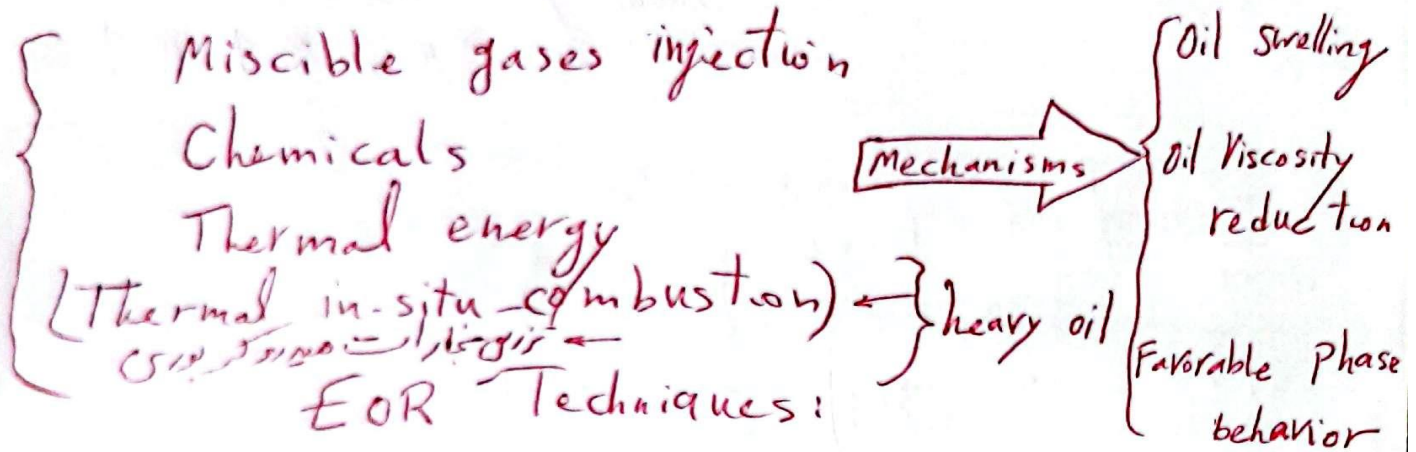
Secondary oil Recovery 30-50 %
 1- تزریق گاز غیر متراجمی به اندامه سیلاب زنی Water Flooding
 مؤثر نیست

2- تزریق آب Water Flooding استفاده می شود.
 3- تزریق گاز متراجم Gas cap انجام می شود برای
 نگهداری سطح آب تزریق Gas cap و با تزریق به استون
 نفت برای جابجایی کردن محلول متراجمی نفت
 1) into gas cap for pressure maintenance
 2) to Oil column for displacing oil immiscible

Primary Recovery (^{less than} 30 %
 * Natural flow
 * Artificial Lift

سرعت نفت در محیط متخلخل = $1 \frac{\text{ft}}{\text{day}} \times \frac{0.3048 \text{ m}}{1 \text{ ft}} \times \frac{1 \text{ day}}{24 \text{ h}} \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ sec}}$
 $= 3.53 \times 10^{-6} \frac{\text{m}}{\text{sec}}$
 $Q = V.A \rightarrow 10000 \frac{\text{bbl}}{\text{day}} \cdot \frac{0.32 \text{ m}^3}{1 \text{ bbl}} = 0.3043 \frac{\text{m}^3}{\text{day}} A$
 $A = \text{مساحت}$

tertiary Processes: $< 50\%$
 $> 80\%$



EOR Techniques :

The injected fluids interact with the reservoir rock and oil system to create conditions favorable for oil recovery. These interactions result into the following mechanisms:

- * Reducing IFT

- * oil swelling via diffusion and dispersion

- * oil viscosity reduction

- * wettability modification

- * Mobility ratio modification =

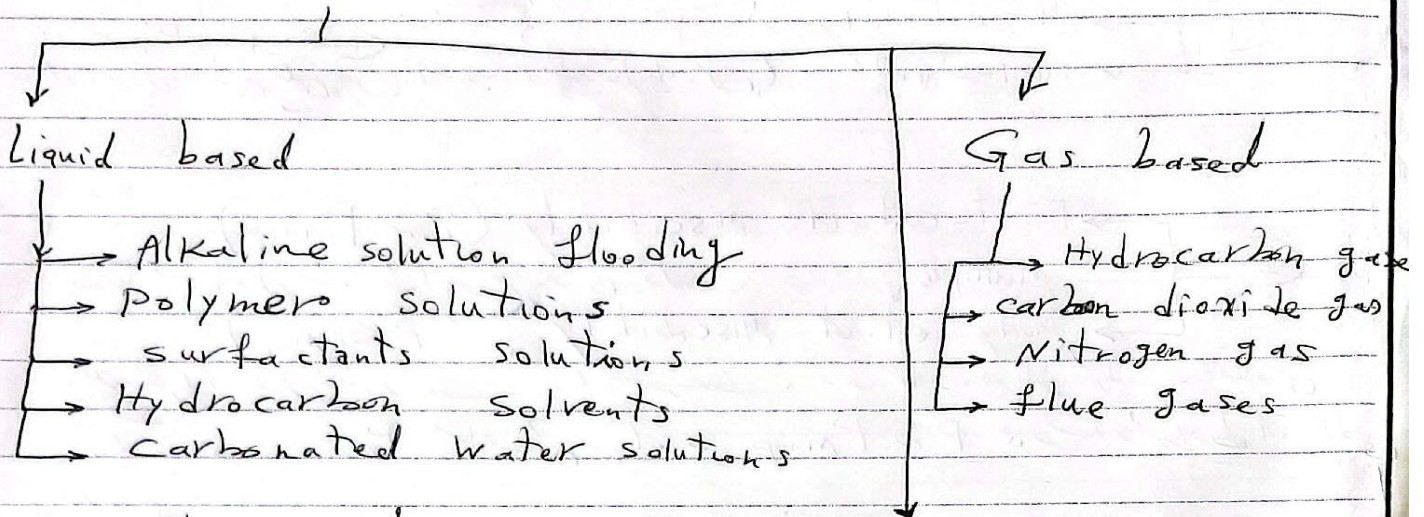
$$M_{ratio} = \frac{M_o}{M_w} \uparrow$$

$$M = \frac{K}{\mu}$$

$$M_{ratio} = \frac{M_w}{M_o} = \frac{\mu_o}{\mu_w} \frac{K_w}{K_o} \downarrow$$

EOR Techniques :

عوامل



(For Heavy oil

) ← Thermal energy

- Thermal in-situ Combustion
- steam injection
- Hot water injection

CO₂ gas injection + surfactant solution = Foam flooding

Mechanism

- Oil swelling via diffusion and dispersion
 - Oil Viscosity Reduction
 - Favorable Phase behavior
 - Interfacial Tension reduction
 - wettability alteration (Modification)
- (change from oil-wet to water-wet)

$$E = E_D * E_V$$

کل (overall efficiency)

جبرفت با جابجایی

$$E_D = \frac{\text{حجمی که با سیال تزریقی در تماس است}}{\text{حجمی که با سیال تزریقی در تماس است}}$$

حجمی که با سیال تزریقی در تماس است

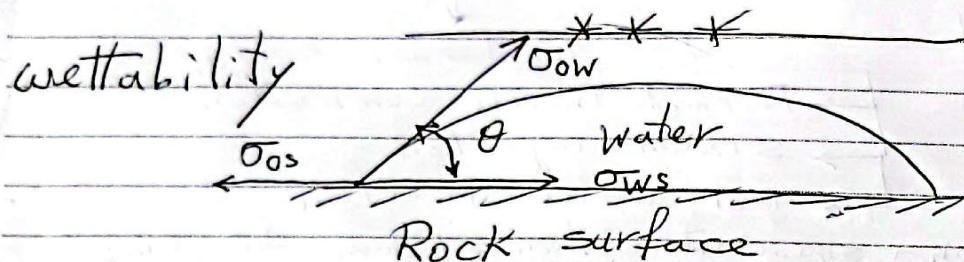
$$E_V = \frac{\text{حجمی که با سیال تزریقی در تماس است}}{\text{حجمی که با سیال تزریقی در تماس است}}$$

نسبت درجا در مخزن

1

تفاوت : Solubility and Dissolution
 ① Miscibility
 surfactant (پاروین)

② First-contact miscibility ($P > P_{mnp}$)
 multiple contact miscibility ($P < P_{mnp}$)
 در ابتدا شرایط امیسیون داری
 به تدریج با اختلال کار در نفت و در گاز، دو فاز ترکیب متداولی
 می یابند و P_{mnp} کاهش می یابد و $P \sim P_{mnp}$ می رسد و شرایط امیسیون
 داریم



$\theta < 90^\circ$ The Rock is considered water-wet
 $\theta > 90^\circ$ The Rock is considered oil-wet

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta$$

Low salinity water injection costs :

- ۱- خط لوله آب کم زود
- ۲- تصفیه آب یا تنظیم ترکیبات در آب (یون های $Mg^{2+}, SO_4^{2-}, Na^+, Cl^-$)
- ۳- تجهیزات برای اختلال
- ۴- هزینه کمپاژ
- ۵- جدا کردن سیال ترش از نفت
- ۶- کنترل مشکلات از دست محلی

روش های اندازه گیری IFT

IFT Measurement

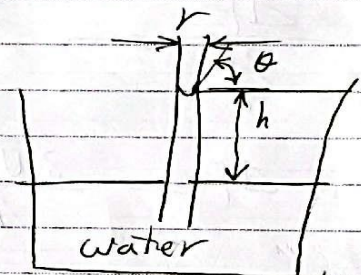
- Ring method
- plate method
- Pendant drop method
- Spinning drop (for ultra-low IFT)
- Capillary Tube

IFT سیال های نفتی و گازی (N-Pentane, n-Heptane) در آب
تقریباً 30-50 $\frac{\text{dyne}}{\text{cm}}$ یا $\frac{\text{mN}}{\text{m}}$ (در ۵۰ تا ۱۰۰)

Capillary Tube :

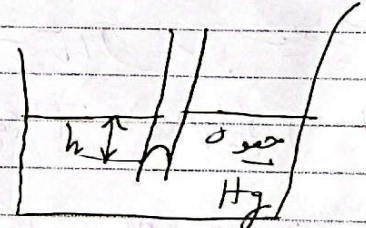
$$\sigma \cos \theta (2\pi r) = \pi r^2 h (\rho_w - \rho_a) g$$

$$\sigma = \frac{r h (\rho_w - \rho_a) g}{2 \cos \theta}$$



سطح لوله توسط آب رطوبت شود

نیروی وزن به سمت پایین در لوله موثره = نیروی چسبندگی به سمت بالا وارد می شود



سطح توسط جیوه رطوبت نمی شود

①

②

$$D = 2r$$

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} + z_1 = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g} + z_2 + \text{loss}$$

$$Q = V_1 A_1 = V_2 A_2 \rightarrow V_1 = V_2$$

$$\frac{\Delta P}{\rho g} = \frac{P_1 - P_2}{\rho g} = \text{loss} = \frac{64}{\text{Re}} \frac{\bar{U}^2 L}{2gD} = \frac{64}{\frac{\rho \bar{U} D}{\mu}} \frac{\bar{U}^2 L}{2gD}$$

$$\frac{\Delta P}{\rho g} = - \frac{32 \bar{U}^2 L \mu}{\rho g D^2} = - \frac{8 \bar{U}^2 L \mu}{\rho g r^2}$$

$$\Delta P = - \frac{8 \bar{U}^2 L \mu}{r^2}$$

مقدار پدیده

500,000 Times

1) SEM: scanning electron Microscopy
 1-20 nm
 < 20 nm

2) TEM: Transmission electron Microscopy
 0.02 m $\frac{0.02 \text{ m}}{\lambda} = 500,000$
 500 nm Thick
 10 nm

$$\lambda = 40 \times 10^{-9} \text{ m} = 40 \text{ nm}$$

3) CT-Scan 10^6 پیکسل

4) AFM تصویربرداری اتمی

④

۱- دسته‌بندی کلی و تشریح روش‌های ازدیاد برداشت نفت

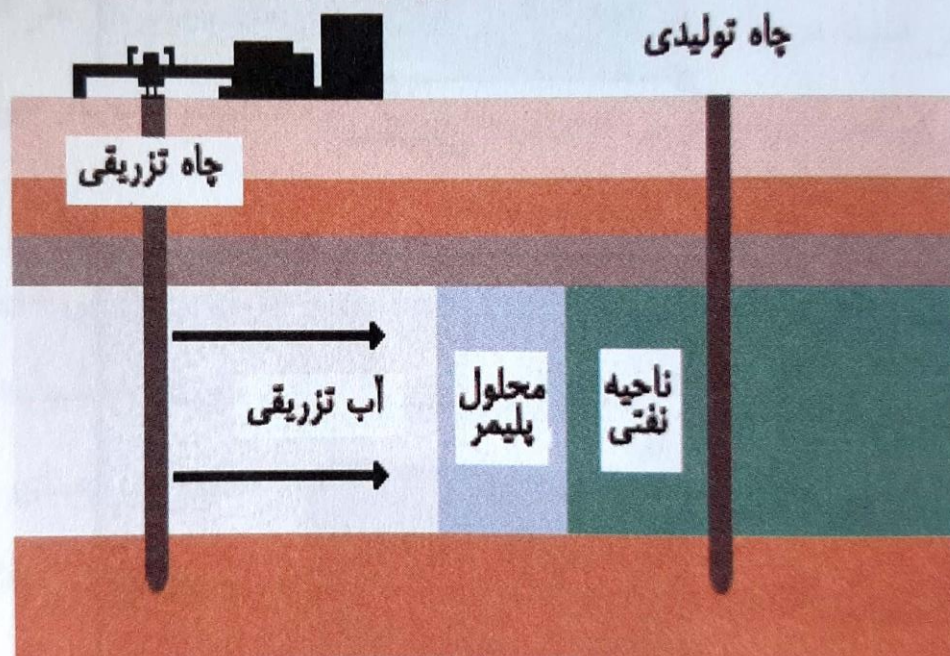
فرآیندهای ازدیاد برداشت نفت را می‌توان به چهار عنوان تقسیم کرد:

۱- روش‌های شیمیایی؛

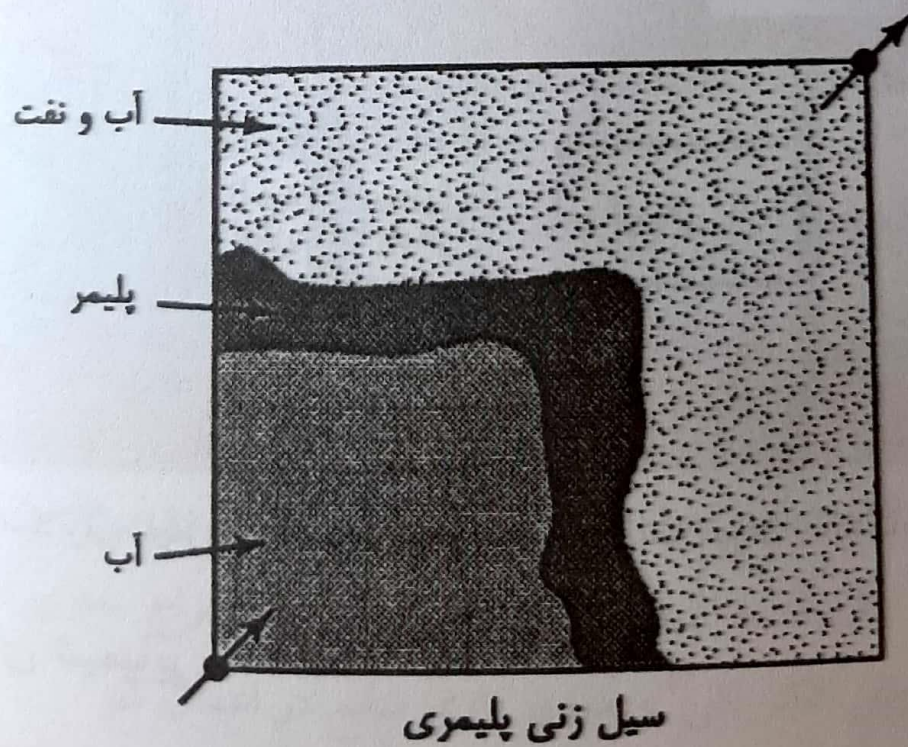
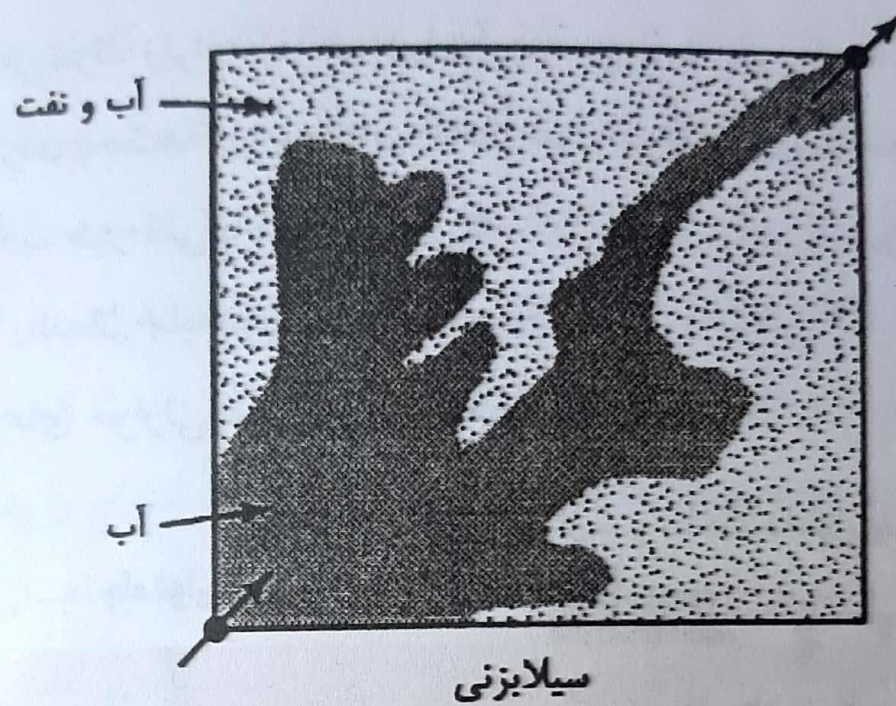
۲- روش‌های تزریق گاز امتزاجی و غیرامتزاجی؛

۳- روش‌های حرارتی؛

ابزار ترکیب و ساخت محلول پلیمری

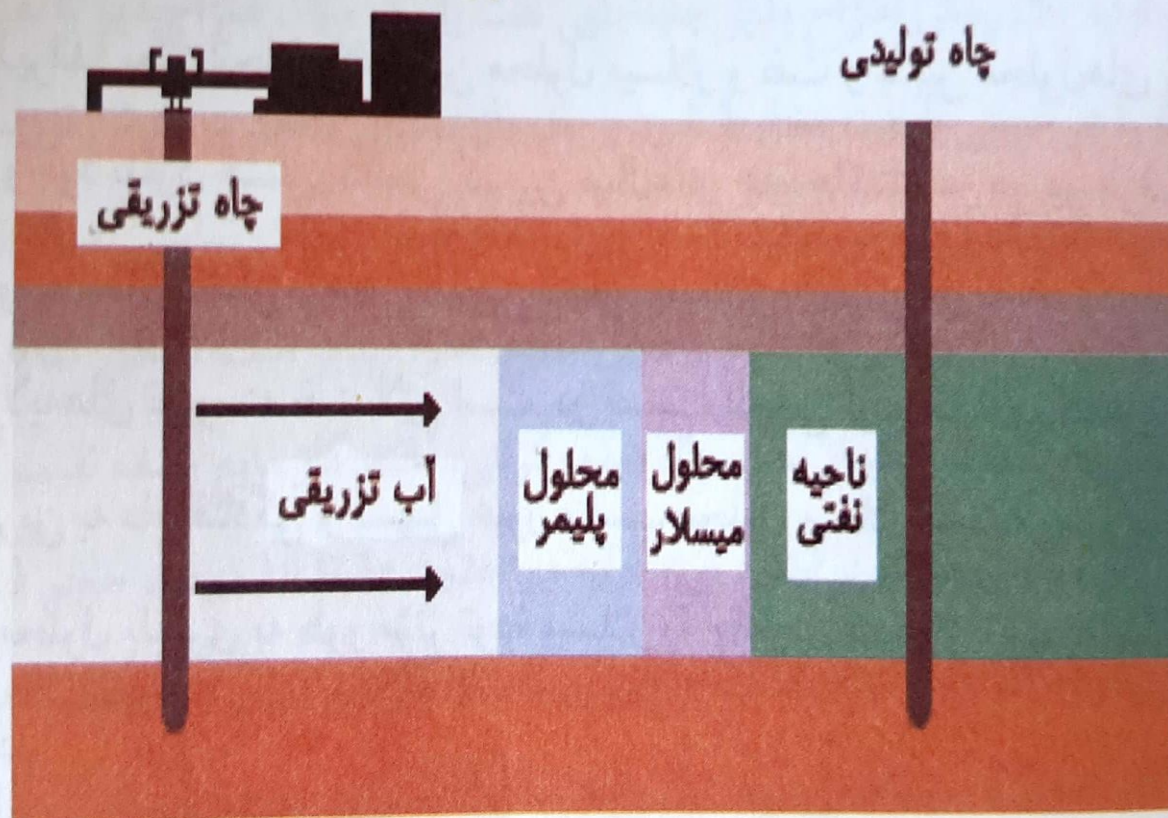


شکل ۱-۵: سیلابزنی پلیمری (داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)



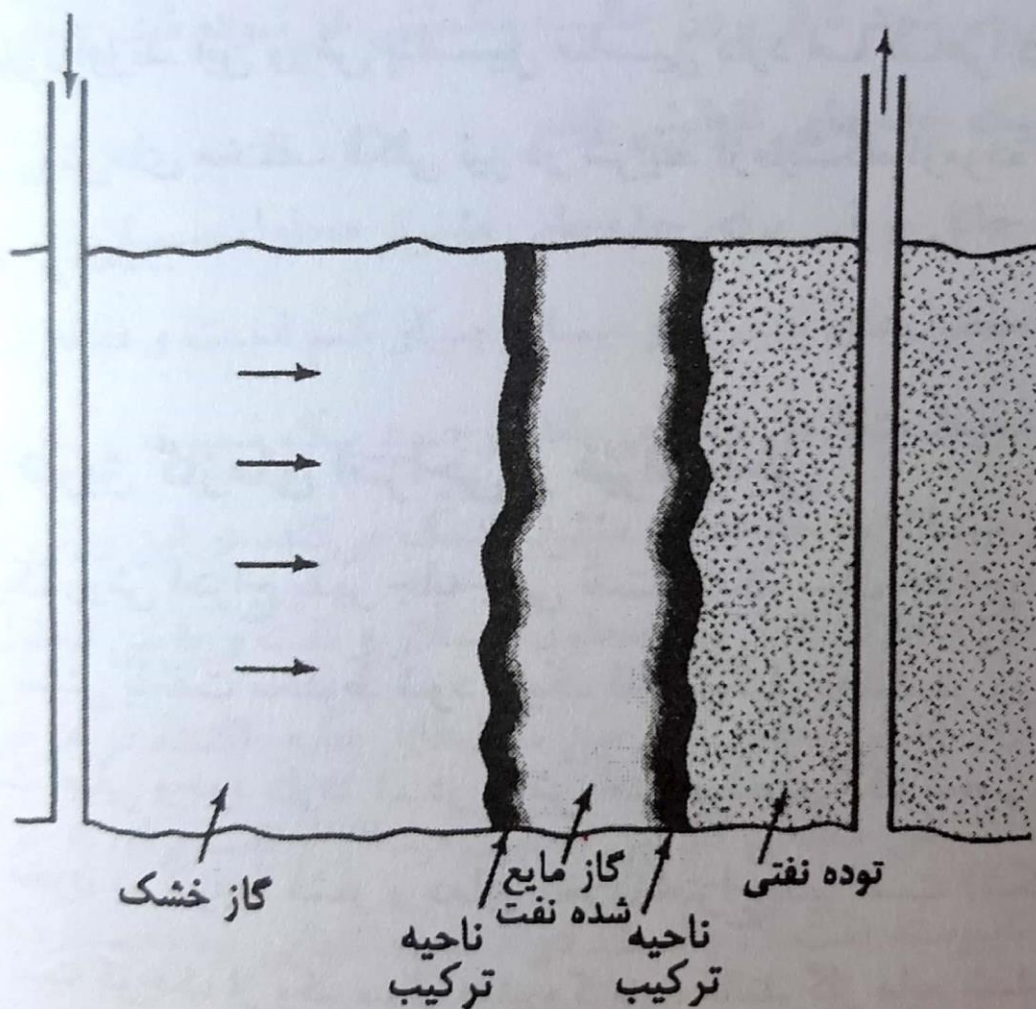
شکل ۱-۶- بهبود راندمان جابه‌جایی ماکروسکوپی با سیلابزنی پلیمری
(داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)

ابزار ترکیب و ساخت محلول میسلار

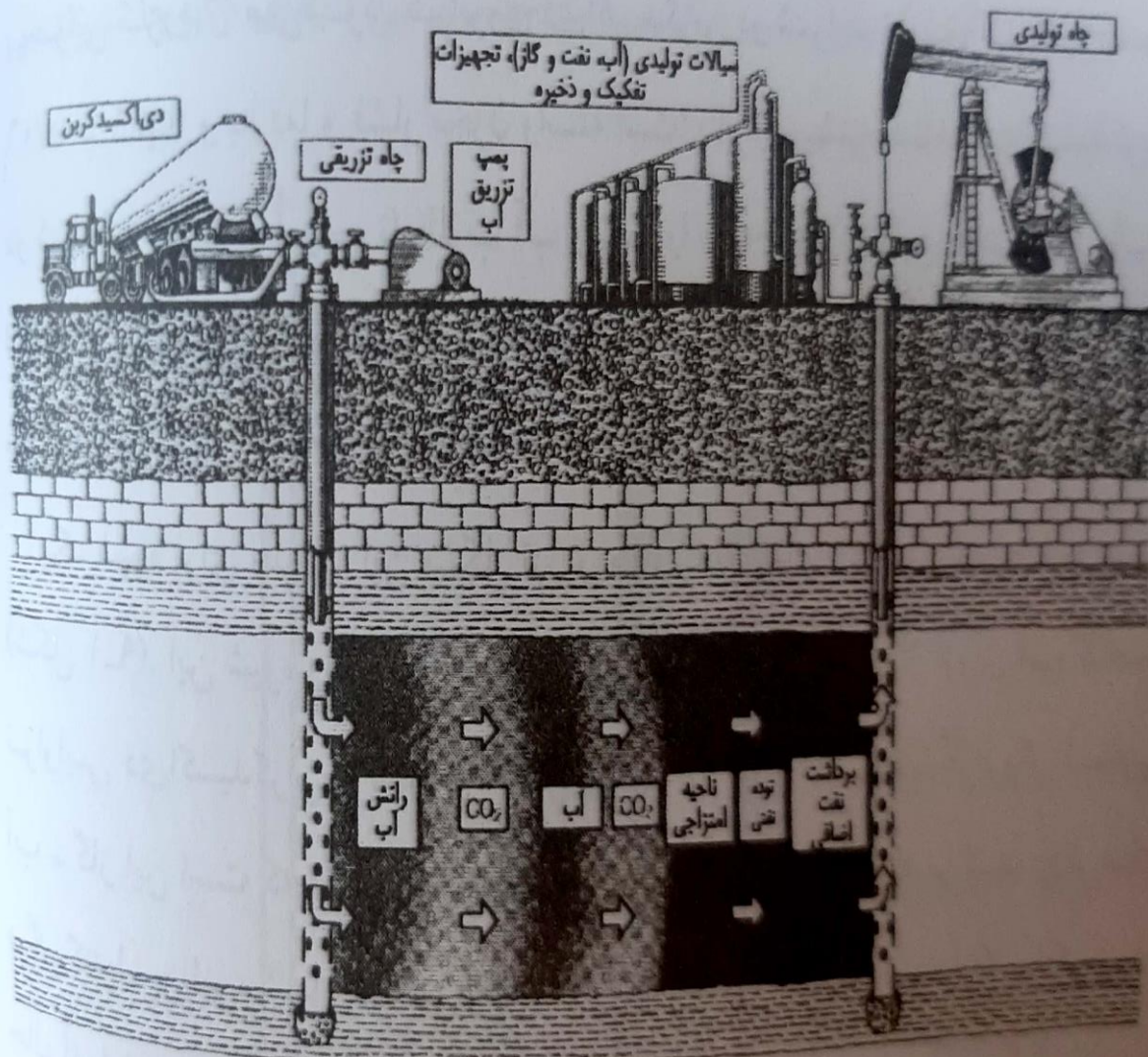


شکل ۱-۷: فرآیند مواد فعال در سطح و پلیمری

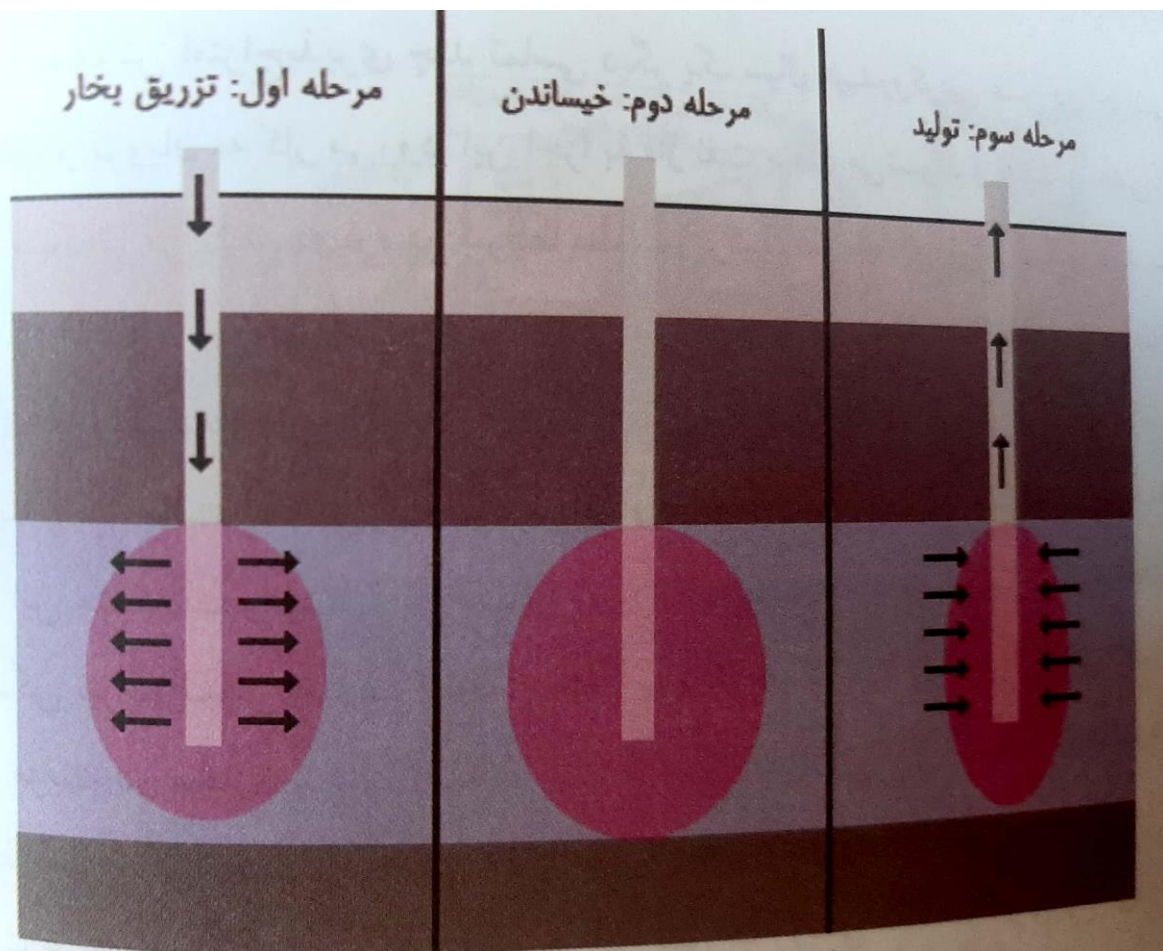
(داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)



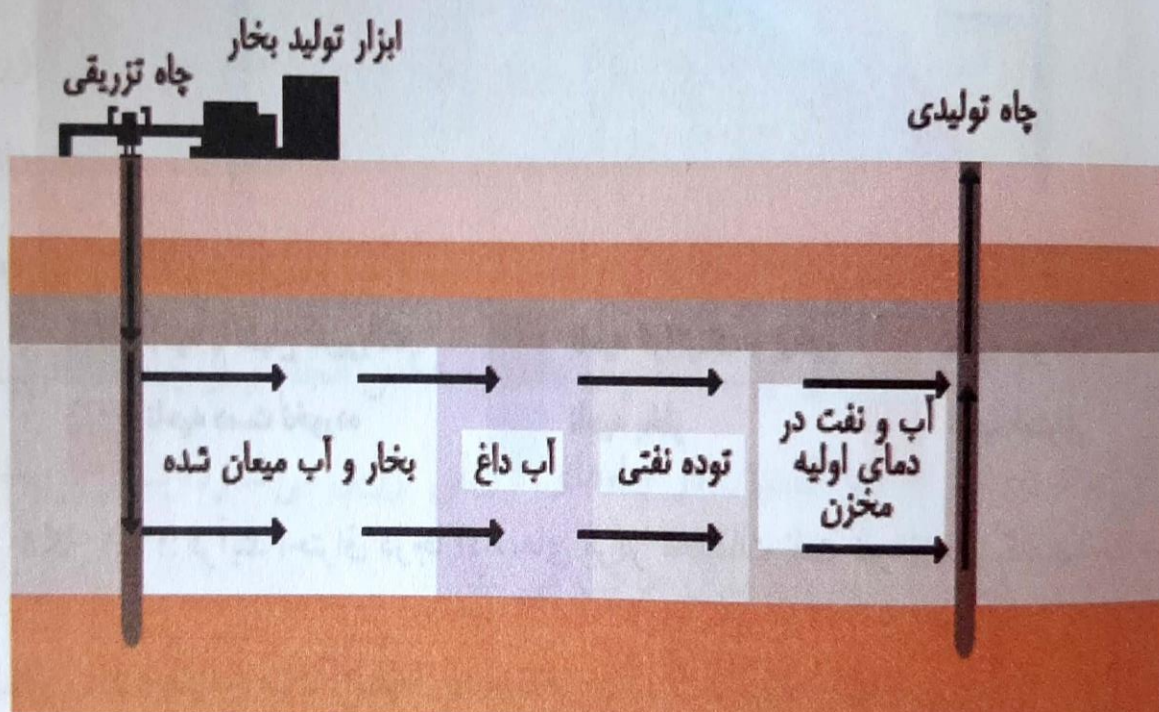
شکل ۱-۸: فرآیند امتزاج پذیری تک تماسی با گاز مایع شده نفت و گاز خشک
(داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)



شکل ۹-۱: روش تناوبی آب - گاز (داده‌های مرکز U.S. DOE)



شکل ۱-۱۰: فرآیند تزریق تناوبی بخار
(داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)

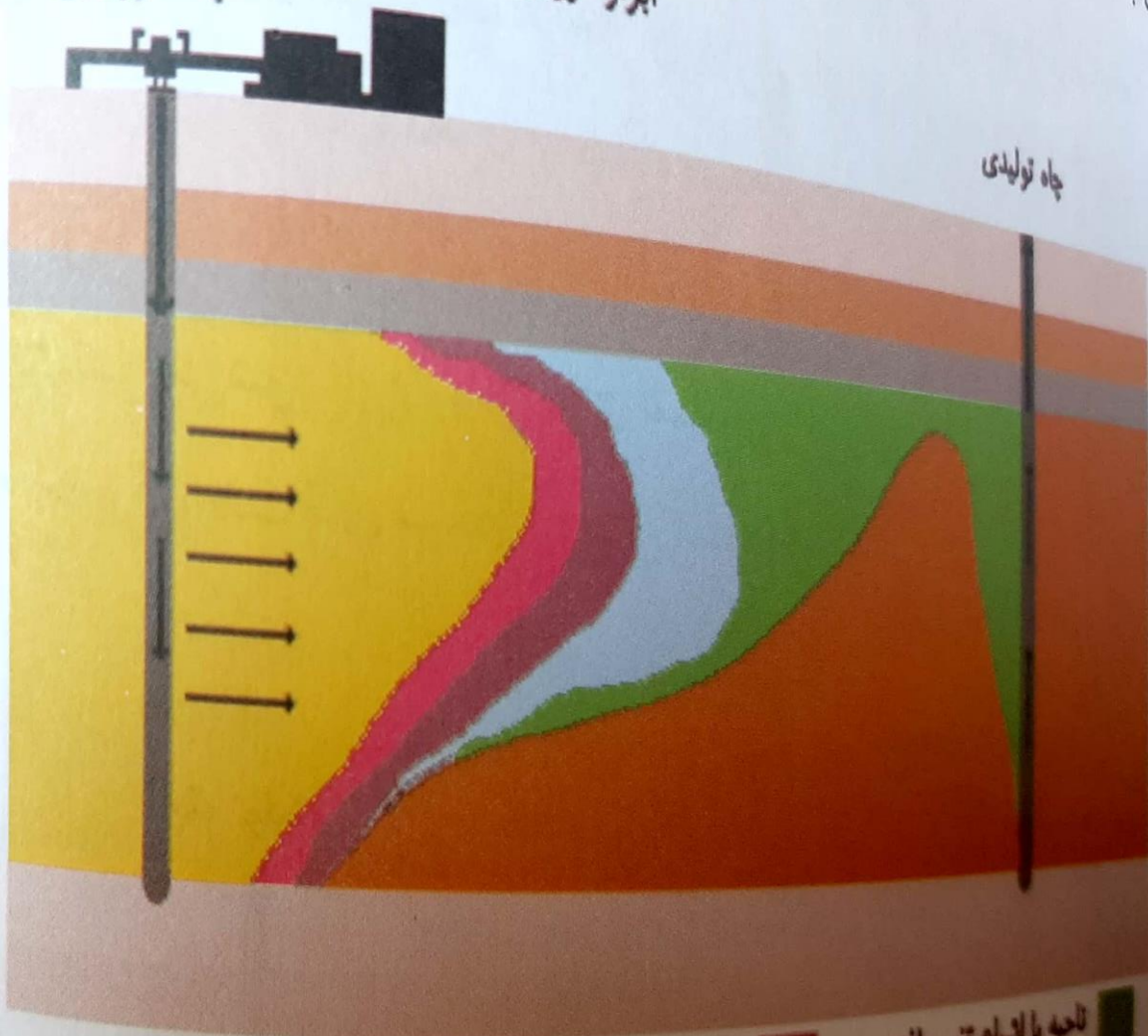


شکل ۱-۱۱: فرآیند سیل زنی با بخار (داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)

ابزار تزریق هوا یا اکسیژن چاه تزریقی

دماهای بالا و نشست آلودگی

چاه تولیدی



ناحیه سوخته

ناحیه کراکینگ و تبخیر

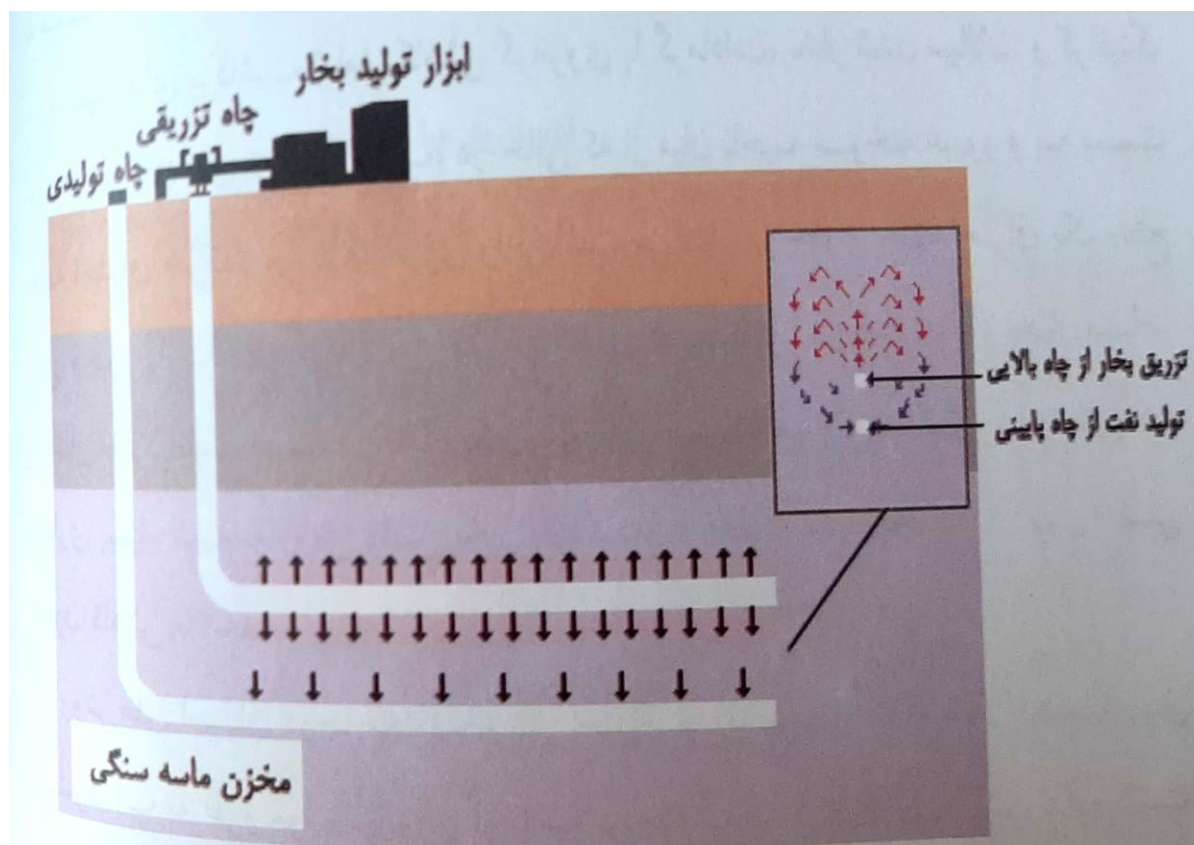
ناحیه با اشباع تغییر یافته

ناحیه احتراق

ناحیه بخار

ناحیه دست نخورده

شکل ۱۲-۱: فرآیند احتراق درجا (داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)



شکل ۱-۱۳: نمودار مفهومی تزریق بخار همراه با ریزش ثقلی
(داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)

