

Лабораторная работа № 8
(продолжение)

Ситуация 8.4

**Расчёт показателей «непоршневого» вытеснения
нефти водой с оценкой возможности их
регулирования изменением соотношения вязкостей
нефти и воды**

Введение

Выбор расчётной модели заводнения должен корректно учитывать механизм вытеснения нефти водой. В качестве контрольного параметра может быть принят **конечный относительный коэффициент подвижности M** , который рассчитывается с использованием максимальных относительных фазовых проницаемостей $k_{\text{в}}'$, $k_{\text{н}}'$ и вязкостей фаз:

$$M = (k_{\text{в}}' \cdot \mu_{\text{н}}) / (k_{\text{н}}' \cdot \mu_{\text{в}})$$

При непосредственном применении закона фильтрации Дарси коэффициент подвижности определяется соотношением

$$M = \frac{\text{максимальная скорость воды}}{\text{максимальная скорость нефти}}$$

Если $M \leq 1$, то вода не может перемещаться быстрее, чем нефть, поэтому характер вытеснения близок к «поршневому». Это наиболее благоприятный тип вытеснения, при котором весь подвижный объём нефти может быть вытеснен эквивалентным объёмом воды.

Если $M > 1$, то вода движется быстрее, чем нефть, и вытеснение происходит **неравномерно**. Для добычи подвижного объёма нефти требуется кратное увеличение объёма циркулирующей воды, что увеличивает срок разработки реальных месторождений и снижает экономические показатели.

При описании многофазной фильтрации в условиях неустойчивости границы, разделяющей жидкости, используется модель «непоршневого» вытеснения нефти водой, авторами которой являются американские исследователи Бакли и Ливеретт (Buckley S.E., Leverett M.S., 1941 г.).

Базовым элементом концепции водонапорного режима в рамках модели «непоршневого» вытеснения являются относительные фазовые проницаемости (ОФП), зависящие от насыщенности порового объема вытесняющей фазой – водой.

Закон Дарси в дифференциальной форме записывается в виде:

для линейного «непоршневого»
вытеснения нефти водой

$$\begin{cases} v_{\text{H}} = -\frac{k \cdot k_{\text{H}}(S)}{\mu_{\text{H}}} \cdot \frac{\partial P_{\text{H}}}{\partial x}, \\ v_{\text{B}} = -\frac{k \cdot k_{\text{B}}(S)}{\mu_{\text{B}}} \cdot \frac{\partial P_{\text{B}}}{\partial x}, \end{cases}$$

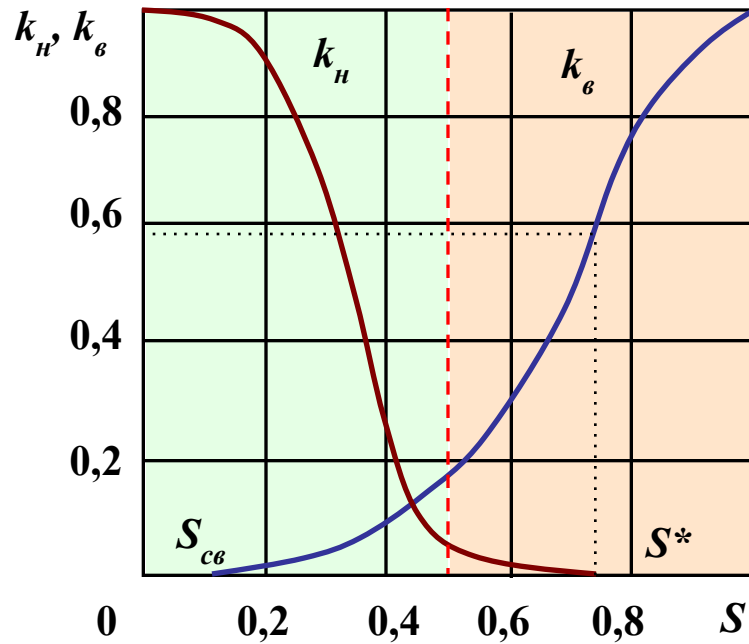
для радиального «непоршневого»
вытеснения нефти водой

$$\begin{cases} v_{\text{H}} = \frac{k \cdot k_{\text{H}}(S)}{\mu_{\text{H}}} \cdot \frac{\partial P_{\text{H}}}{\partial r}, \\ v_{\text{B}} = \frac{k \cdot k_{\text{B}}(S)}{\mu_{\text{B}}} \cdot \frac{\partial P_{\text{B}}}{\partial r}. \end{cases}$$

где $k_{\text{H}}(S)$, $k_{\text{B}}(S)$ – относительные проницаемости для нефти и воды, зависящие от водонасыщенности S ; P_{H} , P_{B} – давления в нефти и воде.

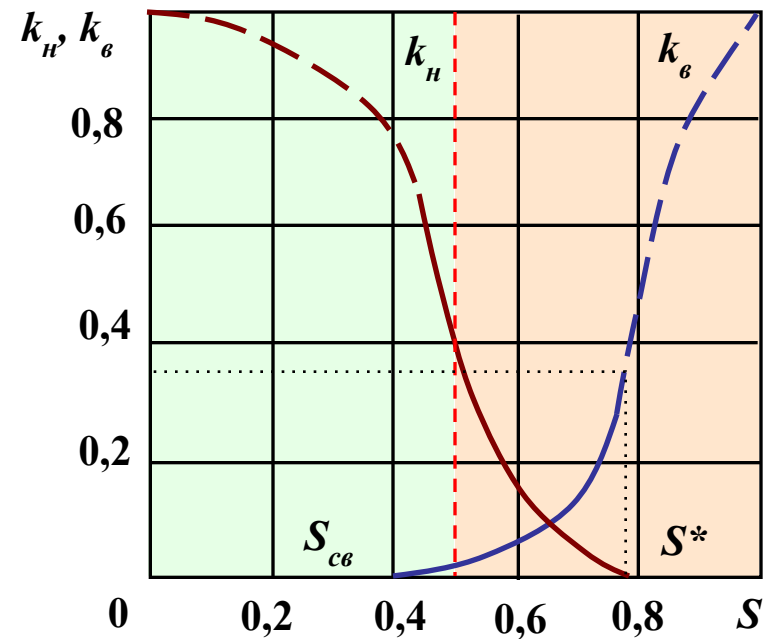
Кривые ОФП

Порода гидрофобная



1. $S_{cb} < 0,2$ (20%)
2. $k_e(S^*) \approx 0,6 \div 0,7$ и выше
3. Для точки пересечения: $S < 0,5$

Порода гидрофильная



1. $S_{cb} > 0,2$ (20%)
2. $k_e(S^*) \approx 0,2 \div 0,3$
3. Для точки пересечения: $S > 0,5$

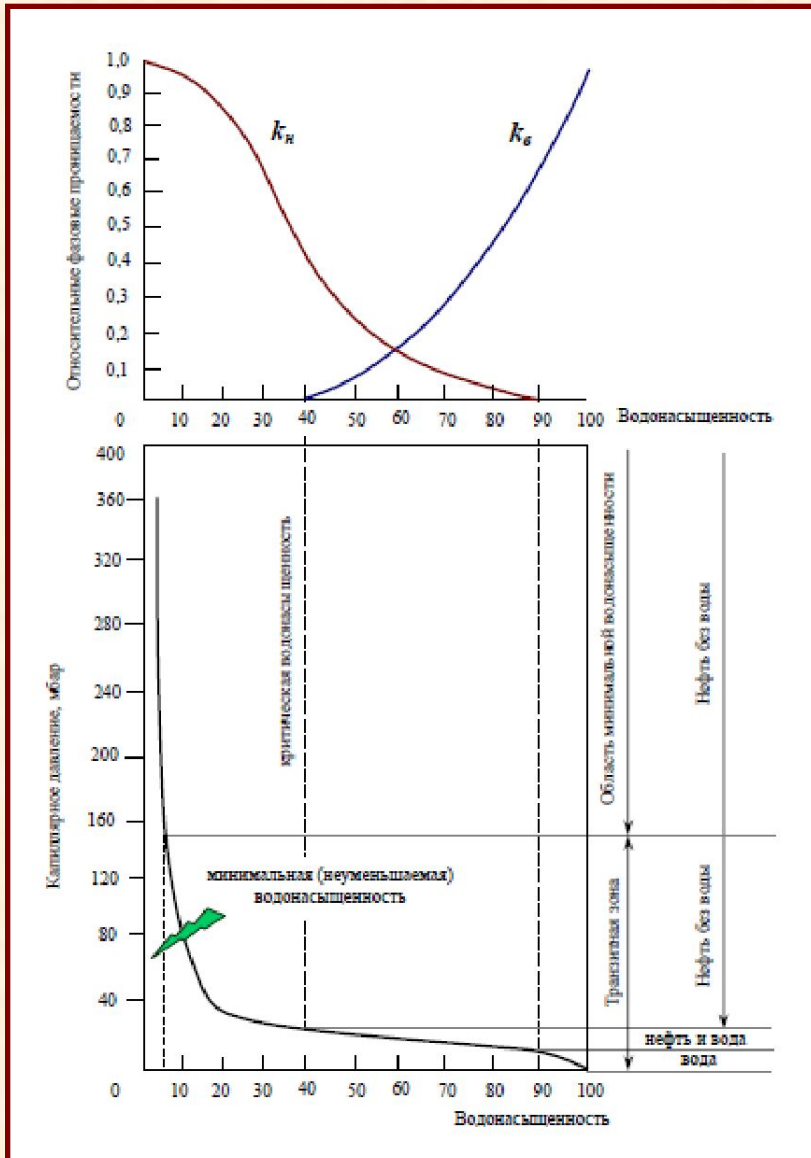
Модель Бакли-Левретта в микроскопическом масштабе керна пренебрегает капиллярным давлением, а также гравитационными эффектами. Считается, что капиллярность косвенно влияет на форму кривых относительных фазовых проницаемостей.

Ещё один базовый элемент концепции водонапорного режима – **функция Бакли-Левретта (функция фракционного потока)**. В отличие от ОФП она непосредственно характеризует эффективность заводнения.

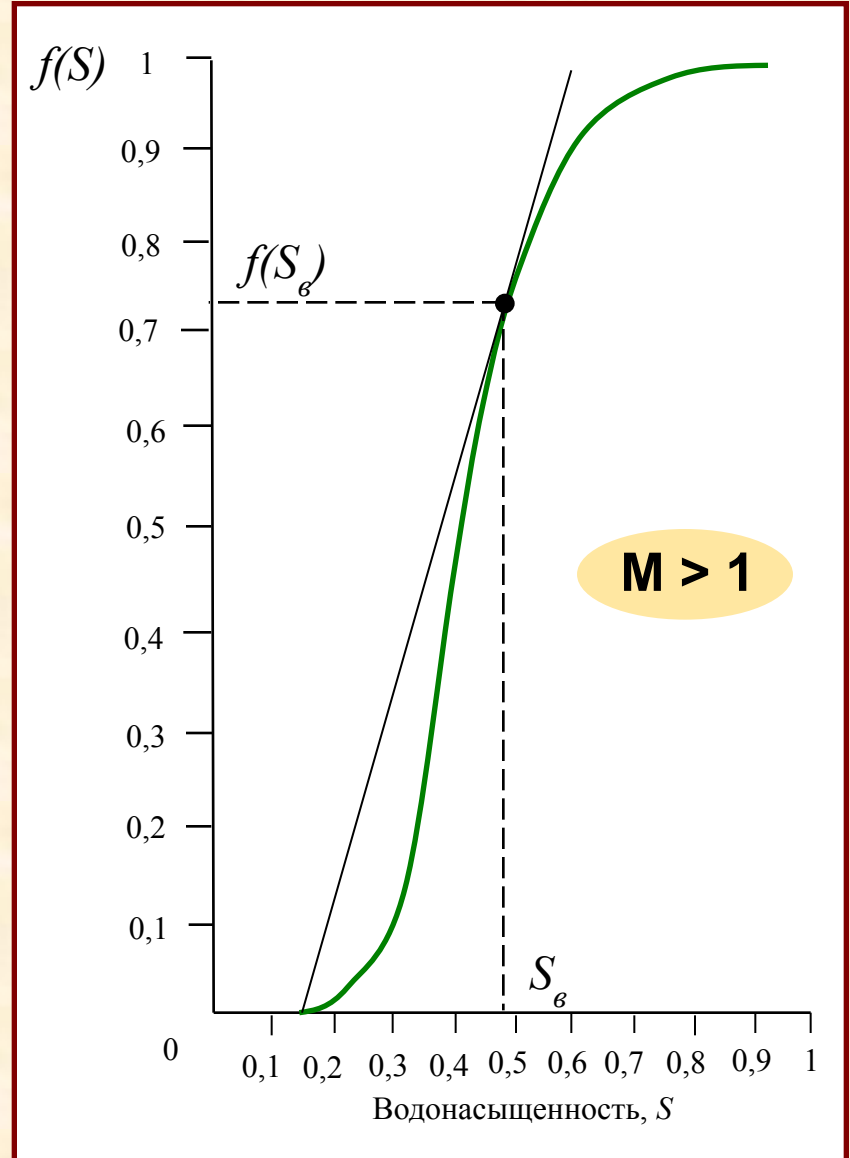
$$f(S) = \frac{k_B(S)}{k_B(S) + \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot k_H(S)}.$$

Физический смысл функции Бакли-Левретта заключается в том, что **она равна объёмной доле воды в суммарном потоке фильтрующихся фаз**. Данную функцию **часто называют обводнённостью пласта**, подразумевая, что термин «обводнённость» в основном употребляется по отношению к воде, поступающей из скважины или, при экспериментальном исследовании, из выходного сечения керна.

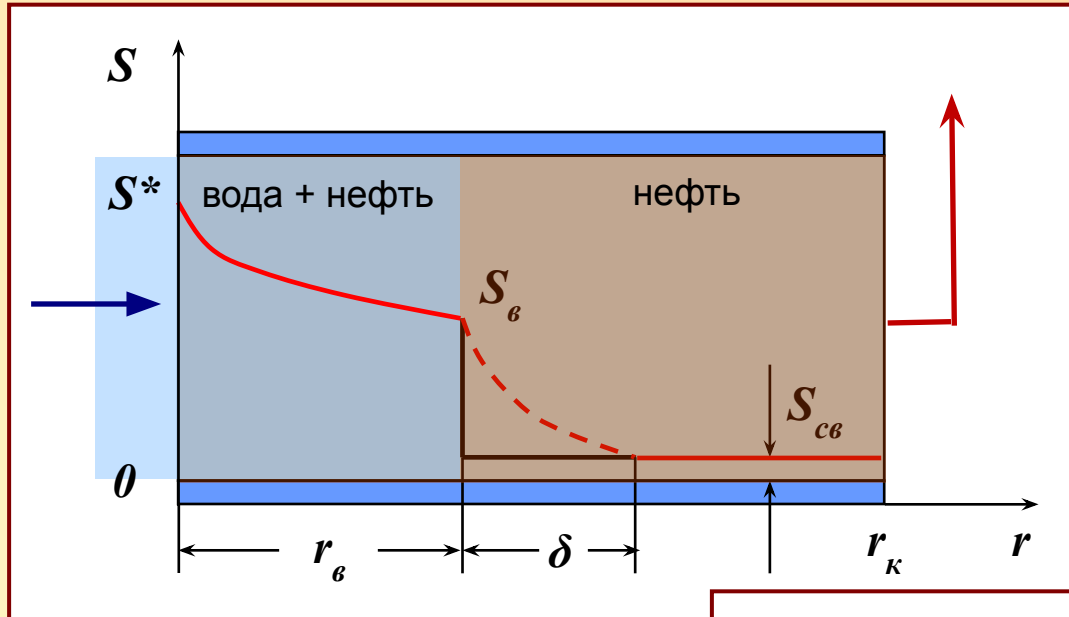
Связь ОФП с капиллярным давлением



Функция фракционного потока (функция Бакли-Лeverетта)



Графическое распределение насыщенности

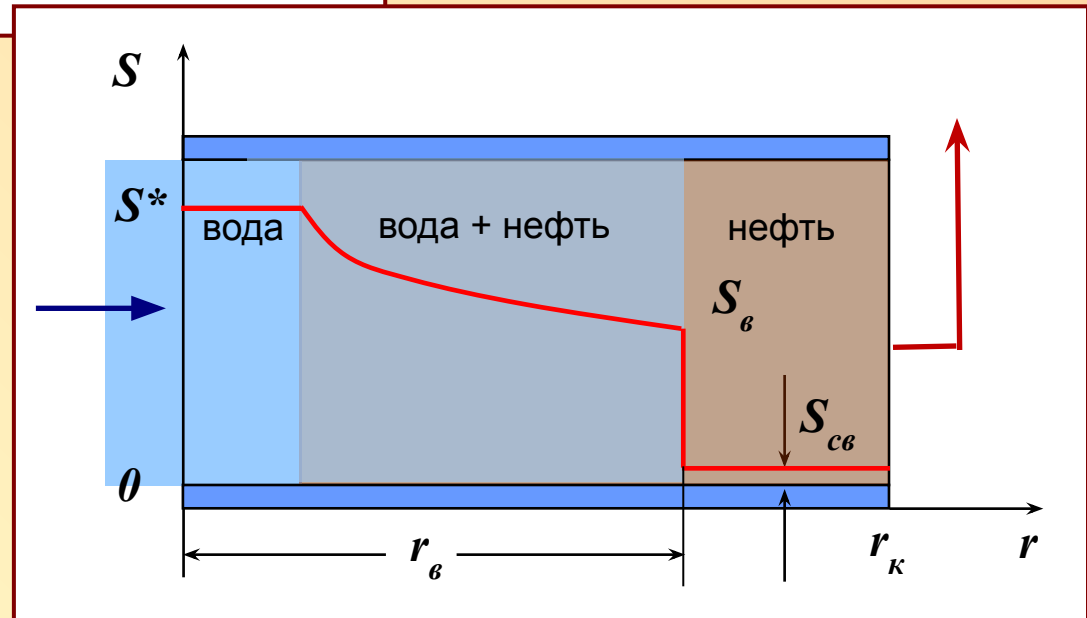


Значение водонасыщенности на фронте вытеснения $S=S_v$. При этом значении происходит прорыв воды в момент, когда закачиваемая вода впервые достигает выходного сечения керна или забоя добывающей скважины.

Водонасыщенность на фронте вытеснения нефти водой, соответствующее значение функции Бакли-Лeverетта, а также её производной связаны соотношением:

$$f'(S_B) = \frac{f(S_B)}{S_B - S_{св}}$$

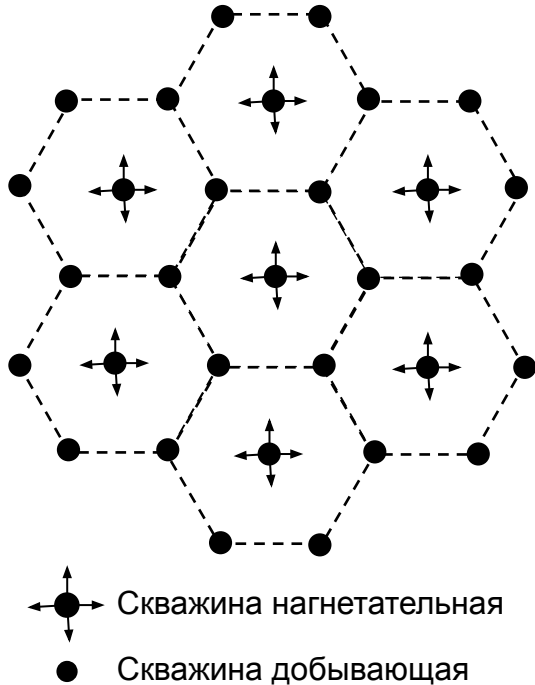
С их помощью рассчитываются показатели эффективности заводнения.



ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

8.4.1

(вариант № 3)



При проектировании разработки нефтяного пласта, гидродинамически не связанного с законтурной водонапорной областью, рассматривается вариант с внутриконтурным заводнением при площадной семиточечной схеме размещения скважин, как показано на рисунке. Площадь одного элемента равна площади шестиугольника, в вершинах которого находятся шесть добывающих скважин, а в центре - одна нагнетательная скважина, и составляет $F_9 = 32,16$ га. Пласт представлен терригенным коллектором, охваченная заводнением нефтенасыщенная толщина равна $h = 11$ м, пористость $m = 18\%$, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 16$ мПа·с, вязкость воды $\mu_в = 1$ мПа·с. Характер вытеснения нефти водой непоршневой.

По результатам лабораторных исследований процесса вытеснения на образцах породы установлено, что насыщенность связанной водой составляет $S_{св} = 12\%$, предельная водонасыщенность $S^* = 78\%$. С изменением водонасыщенности S в указанном диапазоне относительные фазовые проницаемости для нефти k_n и воды $k_в$ принимают следующие значения:

S	0,12	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,70	0,78
k_n	1,000	0,823	0,550	0,356	0,240	0,168	0,110	0,080	0,063	0,038	0,024	0,007	0
$k_в$	0	0,003	0,008	0,012	0,018	0,030	0,043	0,070	0,113	0,155	0,210	0,380	0,610

В каждую нагнетательную скважину планируется закачивать воду с расходом $q = 370$ м³/сут. Залежь предполагается эксплуатировать в условиях жёсткого водонапорного режима при постоянном отборе жидкости из добывающих скважин.

Требуется:

1. Используя модель непоршневого несмешивающегося вытеснения, определить, как повлияет на продолжительность безводного периода разработки выравнивание вязкостей нефти и воды.
2. Рассчитать ожидаемый прирост добычи безводной нефти (+/–), обусловленный изменением соотношения вязкостей нефти и воды.
3. Указать проектные параметры, которые можно оптимизировать с целью увеличения продолжительности безводного периода разработки.

Выполнение работы

1. Получение графиков функции обводнённости (функции Бакли-Левретта).

1.1. Определяют функцию обводнённости $f_1(S)$ для соотношения вязкостей воды и нефти 1:16 по формуле

$$f(S) = \frac{k_B(S)}{k_B(S) + \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot k_H(S)}.$$

1.2. Определяют функцию обводнённости $f_2(S)$ для соотношения вязкостей воды и нефти, равного 1, по той же формуле.

1.3. Результаты определений записывают в таблицу.

S	0,12	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,70	0,78
$f_1(S)$	0												1,000
$f_2(S)$	0												1,000

1.4. По табличным данным строят графики функций $f_1(S)$ и $f_2(S)$ – *в одной системе координат.*

2. Определение значения производной функции обводнённости, соответствующей фронтальной водонасыщенности.

2.1. На графиках функций $f_1(S)$ и $f_2(S)$ строят касательные, проводя их из точки $S=S_{ce}$, и находят координаты точек касания.

2.2. Определяют значение производной функции обводнённости, соответствующей фронтальной водонасыщенности, по формуле

$$f'(S_B) = \frac{f(S_B)}{S_B - S_{CB}}$$

используя координаты точек касания S_e и $f(S_e)$.

Определение производят дважды – для случая, когда соотношение вязкостей воды и нефти равно 1:16, и для случая, когда это соотношение равно 1.

3. Определение продолжительности безводного периода разработки.

3.1. Рассчитывают радиус кругового участка пласта, эквивалентного по площади элементу семиточечной схемы размещения скважин:

$$r_K = \sqrt{\frac{F}{\pi}}, [M].$$

3.2. Определяют продолжительность безводного периода разработки по формуле

$$t^{\star} = \frac{\pi \cdot h \cdot r_{\text{К}}^2 \cdot m}{q \cdot f'(S_{\text{В}})}, \quad [\text{сут}]$$

Определение производят дважды – для случая, когда соотношение вязкостей воды и нефти равно 1:16, и для случая, когда это соотношение равно 1.

Вывод

Выравнивание вязкостей нефти и воды приведёт к **уменьшению** / **увеличению** продолжительности безводного периода разработки на ... сут, или в ... раза (для условий задачи).

Ожидаемое снижение / **ожидаемый прирост** добычи безводной нефти составит ... тыс.м³.

С целью увеличения продолжительности безводного периода, кроме изменения вязкостей, можно рекомендовать оптимизировать такие параметры, как ...

ПОСТАНОВКА СИТУАЦИОННОЙ ЗАДАЧИ 8.4.2 (Вариант № 3)

Математическая обработка результатов лабораторных экспериментов по вытеснению нефти водой показала, что зависимости относительных фазовых проницаемостей для нефти k_H и для воды k_B от водонасыщенности S представляются в виде аналитических соотношений:

$$k_H(S) = \left(\frac{S^* - S}{S^* - S_{CB}} \right)^2 \quad \text{при } S_{CB} \leq S \leq S^* ;$$

$$k_B(S) = \begin{cases} \left(\frac{S - S_{CB}}{S^* - S_{CB}} \right)^2 & \text{при } S_{CB} \leq S \leq S_1 ; \\ A \cdot \left(\frac{S - S_{CB}}{S^* - S_{CB}} \right)^{1/2} & \text{при } S_1 \leq S \leq 1 . \end{cases}$$

При этом: $A=0,845$, насыщенность связанной водой $S_{CB}=0,09$, предельная водонасыщенность $S^*=0,74$. Динамическая вязкость вытесняющей воды $\mu_B=1$ мПа·с, динамическая вязкость нефти $\mu_H=18$ мПа·с. В качестве одного из методов воздействия на продуктивный пласт рассматривается термальное заводнение. Известно, что оно будет способствовать снижению вязкости нефти в 3 раза.

Докажите, что этот метод действительно будет эффективен в условиях пласта с заданными характеристиками.

Требуется:

- 1) оценить влияние соотношения вязкостей нефти и воды на величину безводного коэффициента вытеснения нефти при «непоршневом» вытеснении нефти водой;
- 2) доказать целесообразность применения термального заводнения с учётом характера смачиваемости породы.

Выполнение работы

1. Получение диаграммы относительных фазовых проницаемостей.

1.1. Определяют значение S_1 из условия:

$$\left(\frac{S - S_{CB}}{S^* - S_{CB}} \right)^2 = A \cdot \left(\frac{S - S_{CB}}{S^* - S_{CB}} \right)^{1/2}$$

1.2. Задают значения S в диапазоне от S_{CB} до 1 с шагом 0,05 и рассчитывают ОФП, результаты записывают в таблицу .

S	0,09	0,10	0,15	0,20	S_1	...	0,74	1
k_n	1,000									0	0	0	0
k_e	0												1,000

1.3. Строят диаграмму относительных фазовых проницаемостей.

1.4. По форме кривых ОФП делают вывод о характере смачиваемости породы (гидрофильная / гидрофобная).

2. Получение графиков функции обводнённости (функции Бакли-Левретта).

2.1. Определяют функцию обводнённости для соотношений вязкостей воды и нефти 1:18 (обычное заводнение) и 1:6 (термальное заводнение) по формуле

$$f(S) = \frac{k_B(S)}{k_B(S) + \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot k_H(S)}.$$

2.2. Результаты определений записывают в таблицу

S	0,09	0,15	0,20	0,25	0,70	0,74
$f_1(S)$	0											1,000
$f_2(S)$	0											1,000

2.3. Строят графики функции $f_1(S)$ и $f_2(S)$.

3. Определение коэффициента безводного вытеснения нефти.

3.1. На графиках функций $f_1(S)$ и $f_2(S)$ строят касательные, проводя их из точки $S=S_{св}$, и находят координату точки касания S_B .

3.2. Определяют безводный коэффициент вытеснения нефти по формуле

$$\eta_{б.в.} = \frac{S_B - S_{св}}{1 - S_{св}}$$

Определение производят дважды – для случая, когда соотношение вязкостей воды и нефти равно 1:18 (обычное заводнение), и для случая, когда это соотношение равно 1:6 (термальное заводнение).

Вывод

Термальное заводнение только за счёт изменения соотношения вязкостей воды и нефти будет способствовать **уменьшению** / **увеличению** коэффициента безводного вытеснения нефти на ... д. ед. (для условий задачи). Соответственно, будет **меньше** / **больше** и коэффициент безводного нефтеизвлечения.

Из графика ОФП видно, что порода-коллектор **гидрофильная** / **гидрофобная** (присутствуют все три признака **гидрофильности** / **гидрофобности**). Следовательно, в пластовых условиях на поверхности минерального скелета породы **не могут** / **могут** образовываться граничные слои (плёнки) из высокомолекулярных компонентов нефти, которые при обычном заводнении малоподвижны. Термальное заводнение **не будет** / **будет** способствовать их отмыванию и дополнительному извлечению нефти из пласта. Это **является** / **не является** косвенным доказательством эффективности метода.

Контрольные вопросы

1. Что представляет собой относительный коэффициент подвижности, и как с его помощью определить тип вытеснения нефти водой?
2. В чём заключается сущность «непоршневого» вытеснения нефти водой?
3. Приведите математическое выражение закона Дарси для случая совместной фильтрации нефти и воды как двух несмешивающихся жидкостей.
4. Постройте схематично и проанализируйте диаграмму относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды.
5. Как по диаграмме относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды определить характер смачиваемости породы?
6. В чём заключается физический смысл функции Бакли-Левверетта? Приведите выражение и постройте график функции Бакли-Левверетта.
7. В расчёте каких показателей вытеснения участвуют значение фронтальной водонасыщенности и производная функции Бакли-Левверетта, соответствующая этому значению?
8. Как влияет на эффективность процесса вытеснения соотношение вязкостей воды и нефти (вытесняющей и вытесняемой фаз)?