

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ С ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ НА ОБВОДНЕННОСТЬ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

При разработке нефтяных пластов с подошвенной водой часто возникают такие вопросы, как влияние темпов отбора жидкости, физических свойств этих жидкостей и характеристик пласта, занятых водой и нефтью, числа эксплуатационных скважин на обводненность их продукции подошвенной водой. Большой практический интерес представляет изучение изменения обводненности продукции скважин подошвенной водой при эксплуатации их с давлением ниже давления насыщения нефти газом. Часть из этих вопросов уже изучена. Так, М. М. Глогоуским [1951] было получено отношение дебита подошвенной воды к дебиту нефти для единичной скважины, расположенной в бесконечном, изотропном, горизонтальном пласте, без учета различия плотностей нефти и воды, в виде

$$\frac{q_v}{q_n} = \frac{h_v \cdot \mu_n}{h_n \cdot \mu_v}, \quad (1)$$

где q_v и q_n — дебит воды и нефти; h_v и h_n — мощности пласта, занятые водой и нефтью за пределами водяного конуса; μ_n и μ_v — вязкости нефти и воды в пластовых условиях.

И. А. Чарный [1950] для тех же условий, но с учетом различия проницаемостей пласта, занятых водой и нефтью, получил формулу отношения дебита подошвенной воды к дебиту нефти для группы скважин

$$\frac{q_v}{q_n} = \frac{h_v \cdot \mu_n \cdot K_v}{h_n \cdot \mu_v \cdot K_n}, \quad (2)$$

где K_v и K_n — проницаемости пласта, занятые водой и нефтью. Нетрудно заметить, что если в формуле (2) $K_v = K_n$, она переходит в формулу (1). Отсюда можно сделать вывод, что в бесконечном, изотропном, горизонтальном пласте отношение дебита подошвенной воды к дебиту нефти определяется одной и той же формулой как для единичной скважины, так и для группы скважин, т. е. не зависит от количества скважин.

В 1954 и 1955 гг. на промыслах Ромашкинского месторождения С. В. Сафоновым и М. М. Ивановой [1958] было проведено длительное испытание скважин, дренирующих нефтяные пласты с подошвенной водой. Основной целью исследования являлось

установление зависимости степени обводненности продукции скважины от режима ее работы. На основании проведенного испытания был сделан вывод, что темп отбора жидкости не оказывает какого-либо заметного влияния на обводненность скважин. Во всех скважинах фактический процент воды не превышал теоретического значения без учета плотности жидкостей, которое определяется из формулы (1) М. М. Глогоуского.

Позднее С. В. Сафоновым и Р. А. Аллахвердиевой [1957] были проведены экспериментальные исследования совместного притока двух неоднородных жидкостей к гидродинамически несовершенной скважине на параболической щелевой модели. В результате выполненных экспериментов было установлено, что обводненность скважины при малых отборах жидкости зависит от дебита жидкости и тем больше, чем выше значение $\frac{h_v}{h}$, где h — высота щели. Далее, с увеличением дебита жидкости темп роста относительной добычи воды замедляется и, наконец, при определенных отборах ее можно считать постоянной и независимой от темпа отбора жидкости.

В настоящей работе рассматривается аналитически вопрос о влиянии темпов отбора жидкости на обводненность продукции скважин, изучается влияние соотношения числа эксплуатационных и нагнетательных скважин на обводненность продукции, изучается изменение обводненности скважин при эксплуатации их с давлением ниже давления насыщения нефти газом. Пласт принимается изотропным и горизонтальным, как в рассматриваемых выше работах.

Для выяснения вопроса о влиянии темпов отбора жидкости на обводненность продукции скважин необходимо рассмотреть условия образования и устойчивости конуса подошвенной воды. При пуске скважины в эксплуатацию с небольшим дебитом водонефтяной раздел под забоем скважины приподнимается и образует вид «холма», который принято называть конусом подошвенной воды. Если верхняя точка конуса окажется ниже забоя скважины, то при постоянном темпе отбора нефти водонефтяной раздел будет находиться в состоянии равновесия и к скважине будет двигаться только нефть. Высота поднятия конуса подошвенной воды под забоем эксплуатирующейся скважины находится в прямой зависимости от депрессии на пласт. Разность между пластовым и забойным давлениями, при которой конус подошвенной воды достигает забоя скважины, обычно называется критическим перепадом давления ΔP_{kr} . Определение величины ΔP_{kr} выполнено в работах М. Маккета [1949], М. Д. Миллионщикова [1948] и других исследователей. Если разность между пластовым и забойным давлениями превышает значение критического перепада ΔP_{kr} , из скважины будет добываться нефть с определенным количеством воды. Какое же при этом будет со-

отношение дебитов воды и нефти? Чтобы ответить на этот вопрос, рассмотрим депрессии, обеспечивающие приток нефти и воды в скважину. Депрессия $\Delta P_{\text{н}}$, обеспечивающая приток нефти в скважину, равна общей депрессии на пласт ΔP :

$$\Delta P_{\text{н}} = \Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{с.з.}} \quad (3)$$

где $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление; $P_{\text{с.з.}}$ — забойное давление в эксплуатационной скважине. Депрессия $\Delta P_{\text{в}}$, обеспечивающая приток воды в скважину, меньше общей депрессии ΔP на величину критического перепада давления $\Delta P_{\text{кр}}$.

$$\Delta P_{\text{в}} = \Delta P - \Delta P_{\text{кр}} = P_{\text{пл}} - P_{\text{с.з.}} - \Delta P_{\text{кр}}. \quad (4)$$

Если $\Delta P = \Delta P_{\text{кр}}$, то $\Delta P_{\text{в}} = 0$, т. е. приток воды в скважину отсутствует, но конус подошвенной воды достигает забоя скважины. При $\Delta P < \Delta P_{\text{кр}}$ депрессия $\Delta P_{\text{в}}$ принимает отрицательное значение. Это означает, что конус подошвенной воды находится ниже забоя и вода в скважину, естественно, не может поступать. При $\Delta P > \Delta P_{\text{кр}}$ депрессия $\Delta P_{\text{в}} > 0$, что приводит к появлению воды в скважине.

Пусть без учета различия плотностей нефти и воды дебит воды будет равен $q_{\text{в}}$ и дебит нефти $q_{\text{н}}$. Отношение дебита воды к дебиту нефти в этом случае будет определяться формулой (2). Очевидно, это отношение выполняется при условии $\Delta P_{\text{кр}} = 0$ или в случае, когда разность между пластовым и забойным давлениями настолько больше значения критического перепада давления, что им можно пренебречь.

Теперь возьмем другой режим работы скважины, где $\Delta P_{\text{кр}}$ нельзя принять равным нулю. При изменении режима работы скважины и сохранении линейного закона фильтрации дебиты воды и нефти изменяются прямо пропорционально изменению депрессии. Следовательно, на новом режиме отборы воды $q'_{\text{в}}$ и нефти $q'_{\text{н}}$ можно определить по формулам

$$q'_{\text{в}} = q_{\text{в}} \cdot \frac{\Delta P'_{\text{в}}}{\Delta P}; \quad q'_{\text{н}} = q_{\text{н}} \cdot \frac{\Delta P'_{\text{н}}}{\Delta P}, \quad (5)$$

где $\Delta P'_{\text{в}}$ и $\Delta P'$ — депрессии, обеспечивающие приток воды и нефти на новом режиме.

Отношение дебита воды к дебиту нефти на новом режиме из (5) определится формулой

$$\frac{q'_{\text{в}}}{q'_{\text{н}}} = \frac{q_{\text{в}}}{q_{\text{н}}} \cdot \frac{\Delta P'_{\text{в}}}{\Delta P'_{\text{н}}}. \quad (6)$$

В качестве нового режима работы скважины можно рассматривать любой режим с депрессией, изменяющейся от нуля до любого значения. Следовательно, вместо $\Delta P'_{\text{в}}$ и $\Delta P'$ можно в уравнении (6) записать просто $\Delta P_{\text{в}}$ и ΔP . Таким образом, с учетом (2) и различия плотностей нефти и воды, отношение дебита воды к дебиту нефти (6) можно записать в виде:

$$\frac{q'_{\text{в}}}{q_{\text{н}}} = \frac{h_{\text{в}} \cdot \mu_{\text{н}} \cdot K_{\text{в}} \cdot \Delta P_{\text{в}}}{h_{\text{н}} \cdot \mu_{\text{в}} \cdot K_{\text{н}} \cdot \Delta P} = \frac{h_{\text{в}} \cdot \mu_{\text{н}} \cdot K_{\text{в}}}{h_{\text{н}} \cdot \mu_{\text{в}} \cdot K_{\text{н}}} \left(1 - \frac{\Delta P_{\text{кр}}}{\Delta P}\right). \quad (7)$$

Из уравнения (7) легко определяется обводненность продукции скважины В:

$$B = \frac{q_{\text{в}}}{q_{\text{в}} + q_{\text{н}}} = \frac{\frac{h_{\text{в}} \cdot \mu_{\text{н}} \cdot K_{\text{в}}}{h_{\text{н}} \cdot \mu_{\text{в}} \cdot K_{\text{н}}} \left(1 - \frac{\Delta P_{\text{кр}}}{\Delta P}\right)}{\frac{h_{\text{в}} \cdot \mu_{\text{н}} \cdot K_{\text{в}}}{h_{\text{н}} \cdot \mu_{\text{в}} \cdot K_{\text{н}}} \left(1 - \frac{\Delta P_{\text{кр}}}{\Delta P}\right) + 1} = \frac{h_{\text{в}} \cdot \mu_{\text{н}} \cdot K_{\text{в}} \left(1 - \frac{\Delta P_{\text{кр}}}{\Delta P}\right)}{h_{\text{в}} \cdot \mu_{\text{н}} \cdot K_{\text{в}} \left(1 - \frac{\Delta P_{\text{кр}}}{\Delta P}\right) + h_{\text{н}} \cdot \mu_{\text{в}} \cdot K_{\text{н}}}. \quad (8)$$

Результаты расчетов по формуле (8) обводненности продукции скважины в зависимости от относительной депрессии

$$\bar{\Delta P} = \frac{\Delta P}{\Delta P_{\text{кр}}}$$

для различного соотношения $\frac{h_{\text{в}}}{h_{\text{н}}}$ при $\frac{\mu_{\text{н}}}{\mu_{\text{в}}} = 1$ и $\frac{K_{\text{в}}}{K_{\text{н}}} = 1$ приведены на рис. 1, из которого видно, что изменение относительной депрессии на пласт $\bar{\Delta P}$ от 1 до 5 оказывает сильное влияние на обводненность продукции скважин подошвенной водой. В дальнейшем, при увеличении $\bar{\Delta P}$, это влияние снижается и становится практически неощутимым при $\bar{\Delta P} > 20$. Сопоставление

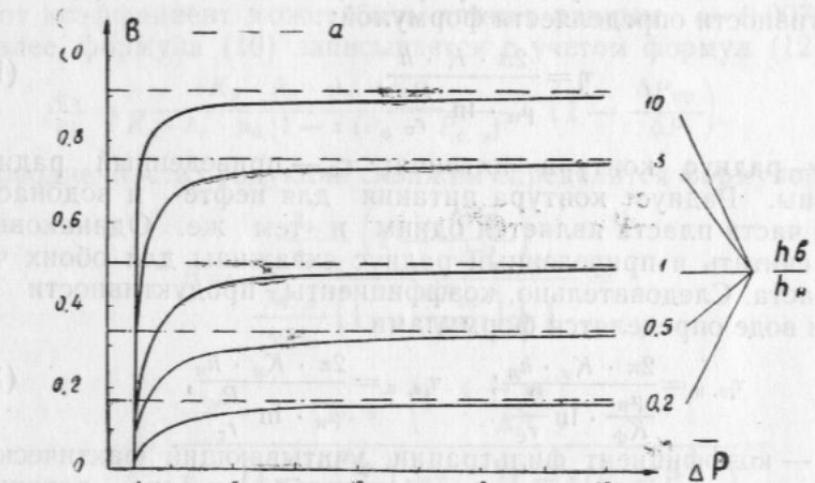


Рис. 1. Зависимость обводненности продукции скважины B от величины относительной депрессии на пласт

$$\bar{\Delta P} = \frac{\Delta P}{\Delta P_{\text{кр}}}$$

a — обводненность продукции скважины без учета различия плотностей нефти и воды ($\Delta P_{\text{кр}} = 0$).

приведенных на рис. 1 кривых с графиками, полученными экспериментальным путем при исследовании совместного притока двух неоднородных жидкостей к гидродинамически несовершенной скважине на параболической щелевой модели С. В. Сафоновым и Р. А. Аллахвердиевой [1957], показывает полную их тождественность. Это подтверждает правильность полученных формул (7), (8).

Рассмотрим, как будет изменяться обводненность продукции скважин и отношение дебита воды к дебиту нефти при эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления насыщения нефти газом. Отбор нефти из нефтенасыщенной части пласта и отбор воды из водонасыщенной части можно определить по формулам

$$q_{\text{в}} = \eta_{\text{в. в}} \cdot \Delta P_{\text{в}}; \quad q_{\text{н}} = \eta_{\text{в. н}} \cdot \Delta P, \quad (9)$$

где $\eta_{\text{в. в}}$ и $\eta_{\text{в. н}}$ — коэффициенты продуктивности скважин соответственно по воде из водонасыщенной части и по нефти из нефтенасыщенной части пласта. Отсюда отношение дебита воды к дебиту нефти записывается в виде:

$$\frac{q_{\text{в}}}{q_{\text{н}}} = \frac{\eta_{\text{в. в}} \cdot \Delta P_{\text{в}}}{\eta_{\text{в. н}} \cdot \Delta P} = \frac{\eta_{\text{в. в}}}{\eta_{\text{в. н}}} \cdot \left(1 - \frac{\Delta P_{\text{кр}}}{\Delta P}\right). \quad (10)$$

Если жидкости однородные (без пузырьков окклюдированного газа), режим пласта водонапорный и жидкости притекают к скважине по линейному закону фильтрации, то коэффициент продуктивности определяется формулой:

$$\eta = \frac{2\pi \cdot K \cdot h}{\mu_{\text{н}} \cdot \ln \frac{R_{\text{k}}}{r_c}}, \quad (11)$$

где R_{k} — радиус контура питания; r_c — приведенный радиус скважины. Радиус контура питания для нефте- и водонасыщенной части пласта является одним и тем же. Однаковым можно считать и приведенный радиус скважины для обоих частей пласта. Следовательно, коэффициенты продуктивности по нефти и воде определяются формулами

$$\eta_{\text{в. в}} = \frac{2\pi \cdot K_{\text{в}} \cdot h_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}} \cdot \ln \frac{R_{\text{k}}}{r_c}}; \quad \eta_{\text{в. н}} = \frac{2\pi \cdot K_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}} \cdot \ln \frac{R_{\text{k}}}{r_c}}, \quad (12)$$

где $K_{\text{ф}}$ — коэффициент фильтрации, учитывающий фактическое уменьшение проницаемости пласта для воды в зоне, первоначально занятой нефтью, или кажущееся увеличение ее вязкости из-за остаточной нефти, рассеянной по пласту.

$$K_{\text{ф}} = 1 - 1,5 \cdot (1 - K_2); \quad \text{при } K_2 \geq 0,5. \quad (13)$$

K_2 — коэффициент вытеснения, определяемый на образцах керна при многократной промывке.

Учитывая тот факт, что в водонасыщенной мощности пласта также имеется остаточная нефть и тем более, что в эксплуатационных скважинах вскрывается только часть нефтенасыщенной мощности, в расчеты вводится фильтрационный коэффициент. При отсутствии остаточной нефти в водонасыщенной части пласта и когда в скважинах вскрывается вся мощность пласта $K_{\text{ф}}=1$. Подставляя коэффициенты продуктивности, определенные по формулам (12), в формулу (10), при $K_{\text{ф}}=1$ получим формулу (7). Это подтверждает правильность принятого положения, что приведенный радиус скважины r_c одинаков для водо- и нефтенасыщенной частей пласта.

При эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления насыщения нефти газом из нефти в пласте выделяется газ, т. е. нарушается однородность структуры нефти и коэффициент продуктивности при изменении депрессии не остается постоянным. Принимаем, что формула зависимости коэффициента продуктивности по нефти от величины снижения забойного давления $P_{\text{с.в}}$ ниже давления насыщения P_0 имеет вид:

$$\eta_{\text{в. н}} = \eta_{\text{н. о}} [1 - \alpha (P_0 - P_{\text{с.в}})], \quad (14)$$

где $\eta_{\text{н. о}}$ — коэффициент продуктивности по нефти при забойном давлении, равном или выше давления насыщения $P_{\text{с.в}} \geq P_0$; α — коэффициент, который определяется по данным фактической эксплуатации скважин и принимается постоянным. Так, для условий площадей Ромашкинского нефтяного месторождения этот коэффициент может быть принят равным $\alpha=0,007 \text{ см}^2/\text{кг}$. Далее, формула (10) записывается с учетом формул (12), (14).

$$\frac{q_{\text{в}}}{q_{\text{н}}} = \frac{K_{\text{в}} \cdot h_{\text{в}} \cdot \mu_{\text{в}} \cdot K_{\text{ф}}}{K_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \mu_{\text{н}} [1 - \alpha (P_0 - P_{\text{с.в}})]} \cdot \left(1 - \frac{\Delta P_{\text{кр}}}{\Delta P}\right), \quad (15)$$

Обводненность продукции скважин определяется формулой

$$\begin{aligned} B &= \frac{\frac{\eta_{\text{в. в}}}{\eta_{\text{в. н}}} \left(1 - \frac{\Delta P_{\text{кр}}}{\Delta P}\right)}{\frac{\eta_{\text{в. в}}}{\eta_{\text{в. н}}} \left(1 - \frac{\Delta P_{\text{кр}}}{\Delta P}\right) + 1} = \\ &= \frac{\eta_{\text{в. в}} \cdot \left(1 - \frac{\Delta P_{\text{кр}}}{\Delta P}\right)}{\eta_{\text{в. в}} \left(1 - \frac{\Delta P_{\text{кр}}}{\Delta P}\right) + \eta_{\text{н. о}} [1 - \alpha (P_0 - P_{\text{с.в}})]} = \\ &= \frac{h_{\text{в}} \cdot \mu_{\text{в}} \cdot K_{\text{в}} \cdot K_{\text{ф}} \left(1 - \frac{\Delta P_{\text{кр}}}{\Delta P}\right)}{h_{\text{в}} \cdot \mu_{\text{в}} \cdot K_{\text{в}} \cdot K_{\text{ф}} \left(1 - \frac{\Delta P_{\text{кр}}}{\Delta P}\right) + h_{\text{н}} \cdot \mu_{\text{н}} \cdot K_{\text{н}} [1 - \alpha (P_0 - P_{\text{с.в}})]}. \end{aligned} \quad (16)$$

Результаты расчетов обводненности продукции скважин по 9—6615

формуле (16) в зависимости от $P_o - P_{c.e}$, при $\frac{\mu_n}{\mu_w} = 1$, $\frac{K_w}{K_n} = 1$, $\frac{h_w}{h_n} = 0,5; 1; 1,5$, $\Delta P_{kp} = 0$, $K_f = 1$ и $a = 0,007 \text{ см}^2/\text{кг}$ приведены на рис. 2, из которого видно, что при снижении забойного давления ниже давления насыщения происходит увеличение обводненности продукции скважин пластовой водой.

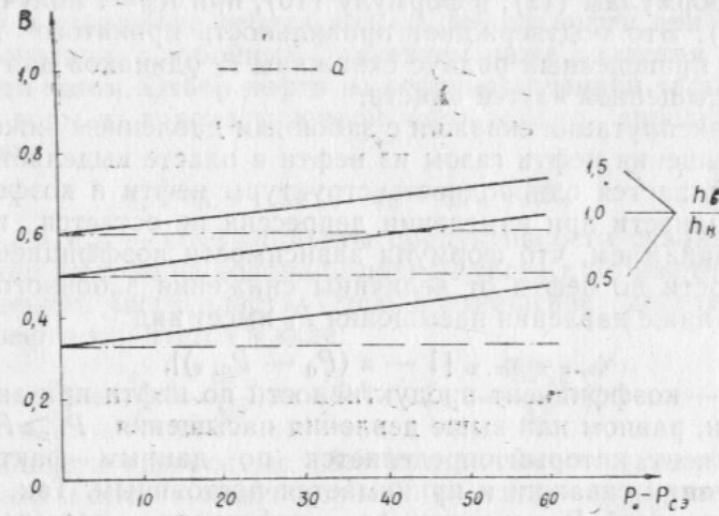


Рис. 2. Зависимость обводненности продукции скважины B от величины снижения давления в эксплуатационной скважине $P_{c.e}$ ниже давления насыщения нефти газом P_o :
— обводненность продукции скважины без учета изменения коэффициента продуктивности по нефти ($\eta_{n.w} = \eta_{n.o}$).

Здесь необходимо отметить, что все приведенные формулы справедливы в бесконечном, изотропном, горизонтальном пласте с заданным давлением на контуре питания, т. е. в условиях разработки с естественным напором контурных вод. Но в большинстве случаев разработка нефтяных пластов с подошвенной водой осуществляется при поддержании пластового давления путем закачки воды. Будет ли в этих условиях изменяться обводненность продукции в зависимости от соотношения числа эксплуатационных и нагнетательных скважин и какой формулой будет определяться обводненность?

Для изучения этого вопроса рассмотрим нагнетательную скважину, окруженную со всех сторон m эксплуатационными скважинами. Дебит всех эксплуатационных скважин q_Σ будет определяться формулой

$$q_\Sigma = m \cdot \eta_s \cdot (P_{pl} - P_{c.e}). \quad (17)$$

Объем закачиваемой в нагнетательную скважину воды равен:

$$q = \eta_n \cdot (P_{c.n} - P_{pl}), \quad (18)$$

где $P_{c.n}$ — забойное давление в нагнетательной скважине; η_n — приемистость нагнетательной скважины.

В условиях установившегося режима фильтрации количество отбираемой жидкости из эксплуатационных скважин равно количеству закачиваемой воды $q_\Sigma = q$. Учитывая это, определив P_{pl} из формулы (18) и подставив его в уравнение (17), получим следующую формулу дебита жидкости всех эксплуатационных скважин:

$$q_\Sigma = \frac{P_{c.n} - P_{c.e}}{\frac{1}{\eta_n} + \frac{1}{m \cdot \eta_s}}. \quad (19)$$

Эта формула учитывает отбор нефти из нефтенасыщенной части пласта и воды из водонасыщенной части, т. е. пласт рассматривается как единная гидродинамическая система. Кроме того, формулу (19) можно написать раздельно для нефтенасыщенной и водонасыщенной частей пласта:

$$q_{n\Sigma} = \frac{P_{c.n} - P_{c.e}}{\frac{1}{\eta_{n,n}} + \frac{1}{m \cdot \eta_{s,n}}}; \quad q_{w\Sigma} = \frac{P_{c.n} - P_{c.e}}{\frac{1}{\eta_{n,w}} + \frac{1}{m \cdot \eta_{s,w}}}, \quad (20)$$

где $q_{n\Sigma}$ и $q_{w\Sigma}$ — суммарный отбор соответственно нефти и воды из всех эксплуатационных скважин; $\eta_{n,n}$ и $\eta_{n,w}$ — приемистости нефтенасыщенной и водонасыщенной частей пласта.

$$\eta_{n,n} + \eta_{n,w} = \eta_n; \quad \eta_{s,n} + \eta_{s,w} = \eta_s. \quad (21)$$

Очевидно, в случае отсутствия перетоков между нефтенасыщенной частью пласта и водонасыщенной общий дебит нефти и воды $q_{n\Sigma} + q_{w\Sigma}$ должен быть равен дебиту, определенному по формуле (19). Для выяснения этого вопроса рассмотрим отношение:

$$\frac{q_\Sigma}{q_{n\Sigma} + q_{w\Sigma}} = C. \quad (22)$$

Если это отношение будет равно 1, то можно сказать, что перетоки между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пласта отсутствуют. Предположим $m = 1$, $\eta_{n,w}$ и $\eta_{s,w}$ равными $4 \text{ м}^3/\text{сутки}$. Коэффициент же продуктивности эксплуатационной скважины по нефти $\eta_{n,n}$ будет изменяться от 1 до 8 в результате наличия в пласте нефти различной вязкости или при одинаковой вязкости будет изменяться проницаемость. Приемистость нагнетательной скважины $\eta_{n,w}$ также изменяется от 1 до 8 в результате закачки в нефтенасыщенную часть пласта жидкостей различной вязкости или изменения проницаемости нефтенасыщенной части пласта. Результаты расчетов величин C при этих условиях представлены в таблице:

$\eta_{\text{нн}}$	$\eta_{\text{в. н}}$							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	1,000	1,020	1,060	1,100	1,135	1,167	1,196	1,220
2	1,020	1,000	1,010	1,029	1,050	1,070	1,091	1,110
3	1,060	1,010	1,000	1,005	1,015	1,030	1,043	1,057
4	1,100	1,029	1,005	1,000	1,003	1,010	1,020	1,028
5	1,135	1,050	1,015	1,003	1,000	1,001	1,007	1,013
6	1,167	1,070	1,030	1,010	0,001	1,000	1,001	1,004
7	1,196	1,091	1,043	1,020	1,007	0,001	1,000	1,001
8	1,220	1,110	1,057	1,028	1,013	1,004	1,001	1,000

Из приведенной таблицы видно, что перетоки отсутствуют ($C=1$) при выполнении следующего условия:

$$\frac{\eta_{\text{нн}}}{\eta_{\text{нн.в}}} = \frac{\eta_{\text{в.н}}}{\eta_{\text{в.н}}}. \quad (23)$$

Это же отношение получается при решении уравнения:

$$\frac{P_{\text{с.н}} - P_{\text{с.э}}}{\frac{1}{\eta_{\text{нн}}} + \frac{1}{\eta_{\text{в.н}}}} + \frac{P_{\text{с.н}} - P_{\text{с.э}}}{\frac{1}{\eta_{\text{нн.в}}} + \frac{1}{\eta_{\text{в.н.в}}}} = \frac{P_{\text{с.н}} - P_{\text{с.э}}}{\frac{1}{\eta_{\text{нн}} + \eta_{\text{нн.в}}} + \frac{1}{\eta_{\text{в.н}} + \eta_{\text{в.н.в}}}}. \quad (24)$$

Если отношение коэффициентов приемистости нагнетательной скважины больше отношения коэффициентов продуктивности эксплуатационной скважины, в формуле (23), происходит переток воды, закачиваемой в нефтенасыщенную часть пласта, в водонасыщенную зону. Если, наоборот, меньше, то происходит переток воды, закачиваемой в водонасыщенную часть, в нефтенасыщенную зону пласта. Это видно из приведенной таблицы. Какова же действительная приемистость нефтенасыщенной части? Здесь имеется в виду та вода, которая будет принимать непосредственное участие в вытеснении нефти. Очевидно, действительные приемистости нефтенасыщенной $\eta'_{\text{нн}}$ и водонасыщенной частей $\eta'_{\text{нн.в}}$ можно определить, учитывая равенство (23). Чтобы выполнялось равенство (23), должны соблюдаться следующие условия:

$$\eta'_{\text{нн}} = \eta_{\text{нн}} \cdot \frac{\eta_{\text{в.н}}}{\eta_{\text{в}}}; \quad \eta'_{\text{нн.в}} = \eta_{\text{нн.в}} \cdot \frac{\eta_{\text{в.н.в}}}{\eta_{\text{в}}}; \quad \eta'_{\text{нн}} + \eta'_{\text{нн.в}} = \eta_{\text{нн}}. \quad (25)$$

С учетом этих формул уравнение (23) превращается в тождество:

$$\frac{\eta'_{\text{нн}}}{\eta'_{\text{нн.в}}} = \frac{\eta_{\text{в.н}}}{\eta_{\text{в.н.в}}}. \quad (26)$$

Таким образом, формулы (25) учитывают перетоки, возникающие в пласте в результате различия вязкостей нефти и пластовой воды и различия проницаемостей нефтенасыщенной и водонасыщенной частей пласта. Тождество (26) выполняется и при $m \neq 1$. Это говорит о том, что, учитывая формулы (25), можно определять суммарный дебит всех эксплуатационных скважин раздельно по нефти и воде. Формулы (20) с учетом (25) принимают вид:

$$q_{\text{нн}} = \frac{P_{\text{с.н}} - P_{\text{с.э}}}{\frac{\eta_{\text{в}}}{\eta_{\text{нн}} + \eta_{\text{нн.в}}} + \frac{1}{m \cdot \eta_{\text{в.н}}}}; \quad q_{\text{в.н}} = \frac{P_{\text{с.н}} - P_{\text{с.э}}}{\frac{\eta_{\text{в}}}{\eta_{\text{нн}} + \eta_{\text{нн.в}}} + \frac{1}{m \cdot \eta_{\text{в.н.в}}}}. \quad (27)$$

Откуда отношение суммарного дебита воды всех эксплуатационных скважин к суммарному дебиту нефти определится формулой:

$$\frac{q_{\text{в.н}}}{q_{\text{нн}}} = \frac{\frac{\eta_{\text{в}}}{\eta_{\text{нн}} + \eta_{\text{нн.в}}} + \frac{1}{m \cdot \eta_{\text{в.н}}}}{\frac{\eta_{\text{в}}}{\eta_{\text{нн}} + \eta_{\text{нн.в}}} + \frac{1}{m \cdot \eta_{\text{в.н.в}}}} = \frac{\eta_{\text{нн.в}}}{\eta_{\text{нн}}}. \quad (28)$$

Из формулы (28) видно, что отношение дебита воды к дебиту нефти определяется не условиями закачки, а условиями отбора. При выполнении равенства (12) формула (28) переходит в формулу (2), а с учетом формулы (14) и $\Delta P_{\text{кр}}$ она переходит в формулу (15). Следовательно, можно сделать вывод, что соотношение числа эксплуатационных и нагнетательных скважин не оказывает влияния на обводненность продукции. Кроме того, из приведенного анализа видно, что отношение дебита воды к дебиту нефти и обводненность продукции скважин как в условиях поддержания пластового давления путем закачки воды в пласт, так и при разработке в условиях естественного напора контурных вод определяются одними и теми же формулами (15, 16). Однако необходимо иметь в виду, что депрессия на пласт ΔP в условиях поддержания пластового давления путем закачки воды определяется формулой

$$\Delta P = P_{\text{с.н}} - P_{\text{с.э}},$$

в то время как при разработке залежи в условиях естественного напора контурных вод она имеет вид:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{с.э}}.$$

Если принять во внимание, что разность забойных давлений эксплуатационных и нагнетательных скважин в обычных условиях разработки измеряется сотнями атмосфер, а величина критического перепада десятыми долями атмосферы, то становится очевидным, что темп отбора жидкости в этих условиях не может оказывать какого-либо существенного влияния на обводненность

продукции скважин. Отношение $\frac{\Delta P}{\Delta P_{kp}}$ для условий Ромашкинского месторождения превышает 1000, а величина ΔP_{kp} оказывает заметное влияние при $\frac{\Delta P}{\Delta P_{kp}} < 20$. Отсюда видно, что при закачке воды в пласт величину ΔP_{kp} с достаточной степенью точности можно принять равной нулю.

Следует также отметить, что в приведенных формулах дебиты воды и нефти измеряются в объемных единицах в пластовых условиях, следовательно, и обводненность также определяется в объемных единицах в пластовых условиях. На практике же в большинстве случаев используются весовой дебит и весовая обводненность в поверхностных условиях. Отношение весового дебита воды к весовому дебиту нефти и весовая обводненность продукции скважин подошвенной водой в поверхностных условиях будут определяться формулами

$$\frac{q_w}{q_n} = \frac{h_n \cdot \mu_w \cdot K_w \cdot K_F \cdot \gamma_w \cdot b}{h_n \cdot \mu_w \cdot K_n \cdot \gamma_n [1 - \alpha (P_0 - P_{c,s})]} \cdot \left(1 - \frac{\Delta P_{kp}}{\Delta P}\right); \quad (29)$$

$$B = \frac{\eta_{w,v} \cdot \gamma_w \left(1 - \frac{\Delta P_{kp}}{\Delta P}\right)}{\eta_{n,w} \cdot \gamma_w \cdot \left(1 - \frac{\Delta P_{kp}}{\Delta P}\right) + \eta_{n,o} \cdot \frac{\gamma_n}{b} [1 - \alpha (P_0 - P_{c,s})]} = \\ = \frac{h_w \cdot \mu_w \cdot K_w \cdot K_F \cdot \gamma_w \cdot b \left(1 - \frac{\Delta P_{kp}}{\Delta P}\right)}{h_n \cdot \mu_n \cdot K_n \cdot K_F \cdot \gamma_n \cdot b \cdot \left(1 - \frac{\Delta P_{kp}}{\Delta P}\right) + h_n \cdot \mu_w \cdot K_n \cdot \gamma_n [1 - \alpha (P_0 - P_{c,s})]}, \quad (30)$$

где γ_w и γ_n — удельный вес воды и нефти; b — объемный коэффициент, показывающий во сколько раз уменьшается объем нефти при переводе ее из пластовых условий в поверхностные.

В заключение необходимо отметить, что приведенные формулы (29), (30) могут быть применены при расчете разработки залежей нефти с подошвенной водой в условиях водонапорного режима в изотропном пласте небольшой мощности. Однако, учитывая работы И. А. Чарного [1953] и П. Я. Полубариновой-Кочиной [1952], эти формулы могут быть применены и в равномерно анизотропном пласте. В приведенных работах для определения дебита нефти и воды в равномерно анизотропном пласте предлагается водо- и нефтенасыщенную мощности умножить на величину $\chi = \frac{K_x}{K_y}$ и рассматривать изотропный пласт с полученным таким образом мощностями:

$$h'_n = h_n \cdot \chi; \quad h'_w = h_w \cdot \chi; \quad \frac{h'_w}{h'_n} = \frac{h_w}{h_n},$$

где K_x и K_y — проницаемости пласта параллельно напластованию и перпендикулярно напластованию.

Таким образом, в результате проведенных исследований получены формулы отношения дебита подошвенной воды к дебиту нефти и обводненности продукции скважин, учитывающие проницаемости пласта и мощности, занятые водой и нефтью, а также различие физических свойств нефти и воды. Полученные формулы справедливы при разработке залежей нефти с подошвенной водой в условиях водонапорного режима в изотропном и равномерно-анизотропном пласте небольшой мощности.

Изменение относительной депрессии на пласт $\bar{\Delta P}$ от 1 до 5 оказывает сильное влияние на отношение дебита пластовой воды к дебиту нефти и обводненность продукции скважин. В дальнейшем при увеличении $\bar{\Delta P}$ это влияние снижается, и при $\bar{\Delta P} > 20$ оно становится практически неощущимым.

Снижение забойного давления в эксплуатационных скважинах ниже давления насыщения нефти газом приводит к увеличению дебита пластовой воды и обводненности продукции.

Соотношение числа эксплуатационных и нагнетательных скважин не оказывает влияния на обводненность продукции.

Отношение дебита воды к дебиту нефти и обводненность продукции скважин при разработке залежи нефти с подошвенной водой в условиях напора контурных вод и при закачке воды в пласт определяются одними и теми же формулами.

ЛИТЕРАТУРА

Глотовский М. М. Дебит скважин, несовершенных по степени вскрытия пласта. Тр. МНИ, вып. II, Гостоптехиздат, 1951.

Сафонов С. В., Иванова М. М. Особенности эксплуатации водонефтяных зон месторождений платформенного типа. Тр. ВНИИ, вып. XII, Гостоптехиздат, 1958.

Сафонов С. В., Аллахвердиева Р. А. Экспериментальные исследования совместного притока нефти и воды к несовершенным скважинам. Тр. ВНИИ, вып. X, Гостоптехиздат, 1957.

Чарный И. А. О совместном притоке к скважинам двух жидкостей с различной вязкостью и плотностью. Инж. сб., т. 7, Ин-т механики АН СССР, 1950.

Чарный И. А. Расчет дебита несовершенной скважины перед прорывом подошвенной воды или верхнего газа. Доклады АН СССР, т. 92, № 1, 1953.

Полубаринова-Кочина П. Я. Теория движения грунтовых вод. Гостоптехиздат, 1952.

Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. Гостоптехиздат, 1949.

Милионщикова М. Д. Обводнение скважин подошвенной водой. Инж. сб. № 5, вып. 1, изд-во АН СССР, 1948.

ЗАВОДНЕНИЕ НЕФТЯНОЙ ЗОНЫ ЗА МАЛОПРОНИЦАЕМЫМ БАРЬЕРОМ

Вопросу изучения коэффициента заводнения нефтяного пласта посвящены многие работы. В одних рассматривается влияние послойной неоднородности пласта по проницаемости, в других — влияние прерывистости пласта, третьи посвящены изучению влияния неравномерности продвижения фронта воды к скважинам в однородном пласте.

Важным является также изучение завоdнения нефтяных пластов, обладающих зональной неоднородностью по проницаемости. Как известно, реальные продуктивные пласти обладают значительной зональной неоднородностью, проявление которой выражается в различии коэффициентов продуктивности скважин.

Один из видов зональной неоднородности можно представить в виде полос различной проницаемости, вытянутых по основному направлению потока (рис. 1). Именно такой случай и изучается в настоящей работе.

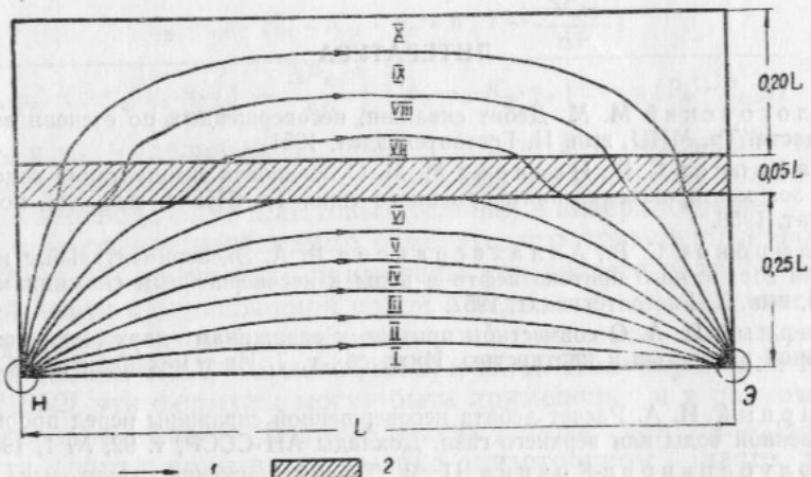


Рис. 1. Расчетная схема элемента залежи:

H, Э — нагнетательная и эксплуатационная скважины; *L* — расстояние между скважинами; *I—X* — трубы тока; *1* — линии тока; *2* — полоса малопроницаемой породы (барьер).

В пределах системы скважин рассматривается типичный участок между эксплуатационной и нагнетательной скважинами, выделенный с учетом симметрии потока. Ограничивающими ли-

ниями участка являются главная и нейтральная линии тока, но могут быть и линии выклинивания пласта коллектора.

В пределах выделенного участка имеется полоса малопроницаемой породы (барьер), разделяющий участок на две части. Площадь перед барьером занимает 50% общей площади участка, площадь за барьером (включая площадь, занимаемую барьером) также составляет 50% общей площади. Нефтенасыщенная мощность h_n для всего участка принимается постоянной, следовательно, запасы нефти каждой зоны прямо пропорциональны занимаемой площади. По обе стороны барьера пласт обладает одинаковой проницаемостью K . Проницаемость пласта K выше проницаемости барьера K_b в $n = \frac{K_b}{K}$ раз. Были рассмотрены случаи, когда $n = 2,7; 4,35; 14,0$. Для сравнения рассматривался также однородный пласт $n = 1$. Пласт и малопроницаемый барьер считаются однородными, вытесняемая и вытесняющая жидкости одинаковы по физическим свойствам.

Задача решалась на электроинтеграторе ЭГДА-9/60, моделью пласта служила электропроводная бумага. Для выделенного участка пласта строились трубы тока одинаковой производительности. Всего выделялось десять трубок тока. Производительность каждой трубы тока составляет 10% от общей производительности всех выделенных трубок тока.

В решении этой задачи сложным является построение линий тока для принятой выше модели пласта. Согласно работе П. Ф. Фильчакова, В. И. Панчишина линии тока строятся методом обращения задачи*. При решении прямой задачи подается напряжение в нагнетательную (равное 100%) и эксплуатационную (равное нулю) скважины, затем строятся эквипотенциальные линии (изобары). При решении обратной задачи напряжение подается по нейтральной (равное 100%) и главной (равное нулю) линиям тока, т. е. производится замена граничных условий, и снова строятся эквипотенциальные линии, которые являются линиями тока прямой задачи. Но такой метод обращения справедлив только для однородной модели пласта. В нашем же примере взят зонально-неоднородный по проницаемости пласт. На модели проницаемости пласта соответствует электропроводность бумаги. При решении прямой задачи, т. е. при построении изобар, электропроводность бумаги, моделирующей барьер, в n раз ниже электропроводности бумаги, моделирующей пласт. Согласно правилам обращения задачи для зонально-неоднородной модели, приведенным в работе П. Ф. Фильчакова, В. И. Панчишина [1961], при построении линий тока необходимо заменить не только граничные условия, но и электропроводность бумаги,

* Фильчаков П. Ф., Панчишин В. И. Моделирование потенциальных полей на электропроводной бумаге. Гостоптехиздат, 1961.

моделирующей барьер. В обращенной задаче электропроводность бумаги, моделирующей барьер, должна быть в n раз выше электропроводности бумаги, моделирующей пласт. Область между двумя соседними линиями тока, построенными методом обращения задачи, является трубкой тока (см. рис. 1).

В дальнейшем был использован прием, применяемый при расчете характеристик заводнения слоисто-неоднородного пласта. В неоднородном по проницаемости пласте скорость выработки запасов нефти из каждого слоя имеет различное значение. В нашем примере скорость выработки запасов нефти из каждой трубки тока также неодинакова. Относительная скорость выработки запасов нефти из i -той трубки тока V_i обратно пропорциональна ее площади, поскольку все трубки тока имеют одинаковую производительность, а запасы нефти i -той трубки прямо пропорциональны ее площади S_i

$$V_i = \frac{1}{S_i}.$$

Зная относительную скорость выработки запасов нефти из каждой трубки тока и запасы каждой трубки, можно построить гра-

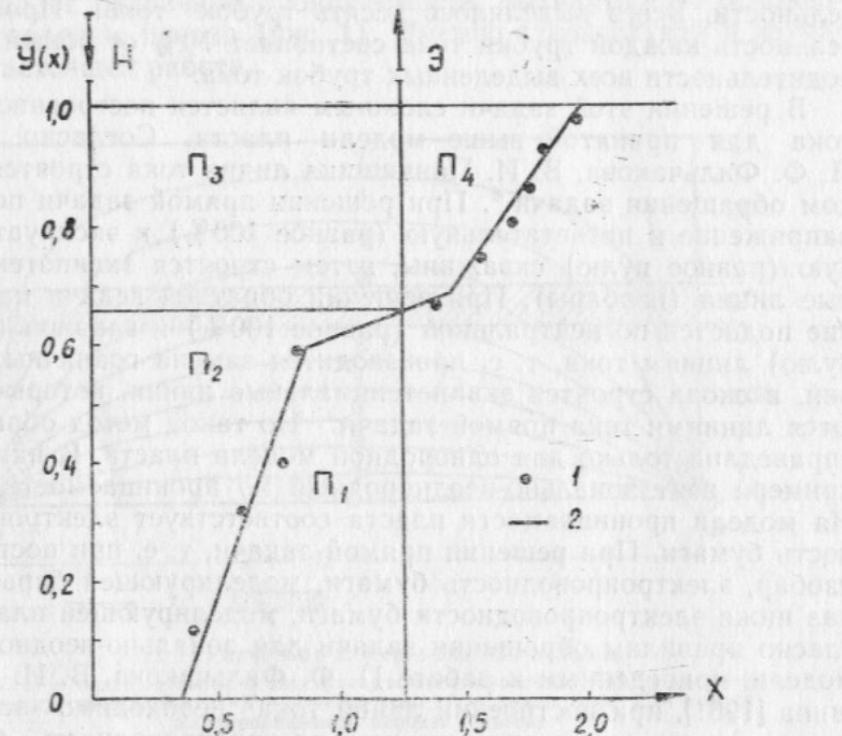


Рис. 2. Распределение относительной скорости выработки запасов нефти между скважинами при $n=2,7$:
1 — экспериментальные точки; 2 — средняя линия; H, Э — магнитатальная и эксплуатационная скважины.

фик распределения скоростей выработки запасов нефти между скважинами $Y(x_i) — x_i$ (рис. 2):

$$Y(x_i) = \frac{\sum_{l=1}^i S_l}{\sum_{l=1}^{10} S_l}; \quad x_i = \frac{v_i}{v_{cp}}.$$

На рис. 2 нанесены экспериментальные точки и осредняющая их линия. Осреднение экспериментальных точек осуществляется ломаной линией (для удобства выполнения дальнейших расчетов графическим методом), и ввиду ограниченного числа точек конечные участки прямых экстраполируются до пересечения, с одной стороны, с осью x , а с другой, — $y(x)=1$. Для каждой модели, отличающейся различным отношением проницаемости

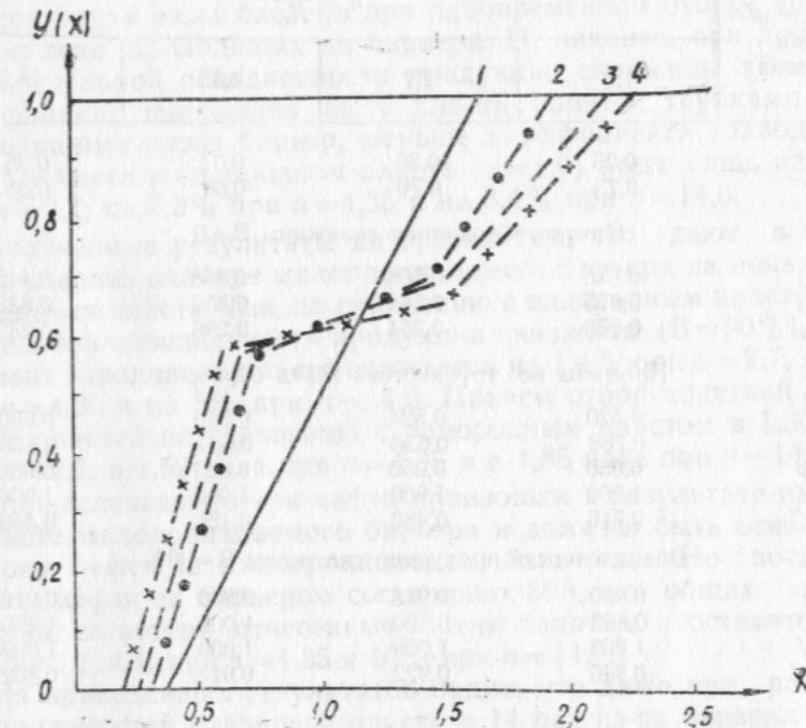


Рис. 3. Распределение относительной скорости выработки запасов нефти между скважинами:

$$1, 2, 3, 4 — n = \frac{K}{K_6} \text{ равно соответственно } 1; 2,7; 4,35 \text{ и } 14,0.$$

пласта к проницаемости барьера, построен такой же график. Все полученные кривые представлены на рис. 3. По установленной функции распределения скорости выработки запасов нефти лег-

ко определить коэффициент заводнения пласта K_3 , обводненность продукции скважины В и суммарный отбор воды в долях от начальных подвижных запасов нефти ΣB . На рис. 2 выделены площади P_1, P_2, P_3, P_4 . Площадь P_1 пропорциональна доле оставшейся подвижной нефти в пласте, площадь $P_2+P_3+P_4$ — общей производительности скважины, площадь P_3+P_4 — производительности обводненной части пласта, площадь P_4 — суммарному отбору воды из скважины.

$$B = \frac{P_3 + P_4}{P_2 + P_3 + P_4}; \quad OH = \frac{P_1}{P_1 + P_2 + P_3};$$

$$K_3 = 1 - OH; \quad \sum B = \frac{P_4}{P_1 + P_2 + P_3};$$

OH — доля оставшейся подвижной нефти.

Характеристики заво-днения	$n = \frac{K}{K_6}$			
	1,0	2,7	4,35	14,0
Δ'	0,25	0,30	0,31	0,35
Δ''	0,75	0,70	0,69	0,65
Начало обводнения скважины $B=0$				
K_3	0,616	0,508	0,468	0,442
K_3'	0,875	0,867	0,850	0,832
K_3''	0,530	0,354	0,296	0,232
Промыты все трубы тока перед барьером				
B	0,520	0,524	0,550	0,650
K_3	0,788	0,636	0,604	0,578
ΣB	0,050	0,050	0,060	0,080
K_3'	1,000	1,000	1,000	1,000
K_3''	0,716	0,480	0,426	0,350
Обводненность продукции скважины $B=90\%$				
K_3	0,960	0,946	0,940	0,910
ΣB	0,660	0,900	1,000	1,220
K_3'	1,000	1,000	1,000	1,000
K_3''	0,946	0,922	0,913	0,862

Рассматривая продвижение фронта воды, описываемое интегральной функцией распределения скорости выработки запасов нефти от нагнетательной скважины к эксплуатационной, можно определить $B, K_3, \Sigma B$ пласта на любой момент. Кроме того, можно отдельно определить коэффициент заводнения тех частей пласта, которые заняты трубками тока, проходящими до барьера K'_3 и через барьер K''_3 (см. рис. 1). Связь коэффициента заводнения пласта в целом K_3 с коэффициентами заводнения K'_3 и K''_3 выражается формулой

$$K_3 = K'_3 \cdot \Delta' + K''_3 \cdot \Delta'',$$

где Δ' и Δ'' — доля нефти от общих запасов участка, приходящаяся на все трубы тока, проходящие соответственно до барьера и через барьер.

Результаты расчета характеристик заводнения представлены в таблице.

Из таблицы видно, что с уменьшением проницаемости барьера снижается безводная нефтеотдача пласта. Так, по сравнению с однородным пластом $n=1,0$, безводная нефтеотдача снижается на 10,8% при $n=2,7$, на 14,8% при $n=4,35$ и на 17,4% при $n=14,0$. Снижение безводной нефтеотдачи происходит в результате замедления скорости выработки запасов нефти из-за барьера. То же самое наблюдается при промывке всех трубок тока, проходящих до барьера. В дальнейшем происходит выработка запасов нефти из-за барьера при одновременном отборе воды из трубок тока, проходящих до барьера. И, наконец, при достижении предельной обводненности продукции скважины ($B=90\%$) коэффициент заводнения части пласта, занятой трубками тока, проходящими через барьер, меньше коэффициента заводнения этой же части в однородном пласте ($n=1,0$) всего лишь на 2,4% при $n=2,7$, на 3,3% при $n=4,35$ и на 8,4% при $n=14,0$.

Полученные результаты интересны тем, что дают возможность оценить влияние малопроницаемого барьера на показатели заводнения пласта. Так, по сравнению с однородным пластом при предельной обводненности продукции скважины ($B=90\%$) коэффициент заводнения пласта снижается на 1,4% при $n=2,7$, на 2% при $n=4,35$ и на 5% при $n=14,0$. Причем отбор попутной воды увеличивается по сравнению с однородным пластом в 1,36 раза при $n=2,7$, в 1,52 раза при $n=4,35$ и в 1,85 раза при $n=14,0$.

Определенные потери нефти произошли в результате наличия в пласте малопроницаемого барьера и должны быть отнесены к потерям нефти за малопроницаемым барьером. Но поскольку запасы нефти за барьером составляют 50% от общих запасов участка, то потери, отнесенные к этим запасам, составят 2,8% при $n=2,7$, 4% при $n=4,35$ и 10% при $n=14,0$.

Из приведенных результатов видно, что даже при различии проницаемостей барьера и пласта в 14 раз из-за барьера извлекается 90% нефти. Это положение не было очевидным до проведенных исследований.

Итак, при наличии в пласте малопроницаемого барьера, отличающегося по проницаемости от пласта в $n=2,7-14$ раз, и отключении скважины из эксплуатации при обводненности $B=90\%$ (по сравнению с однородным пластом) получены следующие результаты: отбор нефти из-за барьера и коэффициент заводнения уменьшаются соответственно на 2,8—10% и 1,4—5%, а суммарный отбор воды увеличивается в 1,36—1,85 раза.