

НЕТРАДИЦИОННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО ВЫТЕСНЕНИЮ ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ РАЗЛИЧНЫМИ РАБОЧИМИ АГЕНТАМИ И ИХ ОБРАБОТКА*

С.Н. Закиров¹, В.А. Николаев², Э.С. Закиров¹, И.М. Индрупский¹, А.С. Рассохин²
1 – ИПНГ РАН, 2 – ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Предисловие

В течение 2008–2009 гг. были проведены довольно трудоемкие лабораторные эксперименты по вытеснению вязких нефтей различными агентами. Эксперименты выполнены применительно к месторождениям Восточной Сибири, что предопределило выбор при физическом моделировании термобарических условий и коллекторских свойств. Отличительная особенность проведенных исследований состоит в том, что они проводились на моделях пласта разной длины. Используемые модели нефти в большинстве случаев имели вязкости 10 и 20 сПз. В качестве рабочих агентов выступали вода, водные растворы полимера и глицерина, а также водогазовая смесь (ВГС). Если при вытеснении нефти водой соотношение вязкостей воды и нефти было много меньше единицы, то при вытеснении раствором полимера и растворами глицерина оно достигало 3. При вытеснении нефти водогазовой смесью соотношение вязкостей было формально неблагоприятным (0.22), но в этом случае механизм вытеснения нефти формировался не “вязкостью” ВГС, а другими свойствами двухфазного вытесняющего агента.

Вследствие необычности результатов исследований они не поддаются интерпретации на основе традиционных методов. Поэтому использованы различные подходы для интерпретации полученных данных. Они позволили понять новые особенности процесса вытеснения и найти необходимые для 3D компьютерного моделирования параметры.

Выполненные эксперименты меняют многие наши представления о процессах вытеснения нефти из пористых сред. Поэтому они оказывают заметное влияние на

- методологию проведения соответствующих лабораторных экспериментов, открывают новые направления исследований в области физики нефтегазового пласта;
- методологию решения фильтрационных задач и 3D гидродинамического моделирования процессов разработки нефтяных месторождений;

* Статья опубликована в авторской редакции. Все рисунки см. в конце статьи.

- понимание новых возможностей, направленных на повышение коэффициента извлечения нефти (КИН).

Введение

Современная теория фильтрации зародилась на основе классических дифференциальных уравнений многомерной многофазной фильтрации Маскета-Мереса [1]. Затем эти уравнения легли в основу моделей многокомпонентной фильтрации, уравнений для физико-химических, тепловых методов повышения нефтеотдачи и др. [2–13]. Сегодня проектные документы примерно по 95% нефтяных месторождений составляются на основе уравнений Маскета–Мереса, или так называемой модели black-oil.

Для всякой расчетной модели требуется набор исходных параметров о коллекторских свойствах пласта, свойствах пластовых флюидов и закачиваемых рабочих агентов. Соответствующие параметры и зависимости определяются методами физики нефтегазового пласта [14–17]. В России принято считать, что все замыкающие корреляционные соотношения, необходимые для интерпретации результатов геофизических исследований скважин, находятся методами петрофизики. В настоящее время имеет место значительное количество публикаций по данной проблематике монографического плана [19–22].

Нефтегазовая физика пласта для целей 3D компьютерного моделирования определяет коэффициенты пористости, проницаемости, флюидонасыщенности, коэффициенты вытеснения нефти разными рабочими агентами, функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и капиллярного давления.

Определение этих параметров и зависимостей осуществляется, как правило, на образцах керна небольших размеров (около 3–5 см). При этом давно существует проблема масштабного фактора, т.е. степени справедливости переноса результатов лабораторных исследований на крупные сеточные блоки 3D модели пласта. Однако, по умолчанию, данный фактор не учитывается при 3D компьютерном моделировании. Причина состоит в том, что отсутствуют, по мнению авторов, необходимые соответствующие теоретические и экспериментальные исследования.

Преимущественная практика исследований на малых кернах породила предубеждение о неизменности во времени коэффициента вытеснения нефти (K_e) рабочими агентами. Следовательно, неизменными в процессе разработки предполагаются и функции относительных фазовых проницаемостей. Это объясняется малыми объемами

нефти, находящейся в керне, что затрудняет фиксировать объемы добываемой нефти после прорыва вытесняющего агента к выходу керна. Здесь мы не касаемся лабораторных экспериментов на моделях пластов длиной до 50 м, выполненных применительно к реализации газовых технологий повышения КИН или применительно к процессам смешивающегося вытеснения растворителями [23–26].

В 2008–2009 гг. в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были выполнены довольно трудоемкие лабораторные эксперименты по вытеснению вязких нефтей разными рабочими агентами из моделей пласта разной длины. Эти эксперименты были «рабочими», «определяющими» применительно к месторождениям Восточной Сибири.

Однако результаты выполненных лабораторных экспериментов оказались весьма неожиданными. В количественном и качественном отношении они явно не укладывались в традиционные представления о коэффициентах вытеснения вязких нефтей разными агентами. Кроме того, в силу необычности результатов, их нельзя было интерпретировать на основе обычных подходов. Поэтому пришлось рассмотреть разные подходы к обработке результатов лабораторных исследований.

Все сказанное предопределило направленность данной публикации. Кроме того, оказалось, что полученные результаты имеют сильное последствие на многие принципиально важные вопросы теории и практики разработки нефтяных месторождений.

Лабораторные эксперименты

Все описываемые далее лабораторные исследования выполнялись на насыпных моделях пласта. Погрешности замеров давлений составляли 0.1 ат, добычи нефти – 0.3%, добычи воды или другого рабочего агента – 0.3%.

В экспериментах первой серии для месторождения А на моделях пласта с проницаемостью 0.109 Дарси длиной 0.3 и 1.0 м нефть вязкостью 20 сПз вытесняли 0.15%-ным раствором полиакриламида (ПАА) с вязкостью 60 сПз. Термобарические условия эксперимента были следующими: давление – 110 ат, температура – 24 °С. Линейная скорость продвижения агента в среднем составляла около 2 м/сут. Согласно замерам, допрорывный $K_g = 36.2\%$, полный $K_g = 79\%$.

Кроме того, на аналогичных по характеристикам моделях нефть такого же состава и свойств вытесняли водой при указанных термобарических условиях. На модели пласта длиной 1.0 м при вытеснении нефти водой величина допрорывного K_g получена равной всего 27%. Этот коэффициент оказался практически окончательным, так как после

прорыва воды к выходу модели пласта дополнительного поступления нефти не происходило. В другом сравнительном эксперименте при длине модели 0.3 м коэффициент вытеснения нефти водой составил лишь 18%.

В экспериментах второй серии на подобных же моделях, но при проницаемости по воздуху 0.066 Дарси, нефть вязкостью 20 сПз вытесняли двухфазной (при указанных термобарических условиях) водогазовой смесью. Водогазовая смесь состояла на 50% из метана и на 50% из воды, ее «вязкость» (кажущаяся) составляла около 4,4 сПз. В этих экспериментах достигнуты допрорывный $K_e=45.8\%$ и полный $K_e=79.5\%$.

Соотношение вязкостей вытесняющего агента и нефти составило, таким образом, в опытах первой серии около 3 и 1/20, в опытах второй серии – около 0.22 и 1/20.

Результаты указанной серии экспериментов в графической форме представлены на рис. 1 и 2.

В следующей серии экспериментов для месторождения В исходные данные по трем моделям пласта, вытесняемой нефти и рабочим агентам приводятся в табл. 1. Здесь же дается информация о достигнутых коэффициентах вытеснения.

Таблица 1

Основные исходные данные моделей пласта и флюидов

Длина модели пласта L , м	K , мДарси	m , %	μ , сПз		K_e , %		
			μ_n нефти	μ_a агента	допрорывный	Полный	
						K_e	V_a , объем пор
1.0	81.6	24.7	10	30	43.3	48.7	1.20
5.0	61.1	27.9	10	30	67.0	70.7	1.20
20.3	70.1	27.7	3.2	8.73	76.5	76.7	1.02

Термобарические условия экспериментов соответствовали приблизительно пластовым условиям месторождения В, расположенного в Восточной Сибири:

- давление на выходе модели пласта $P_{вых} = 110 (\pm 0.5)$ ат,
- температура в диапазоне 20–24 °С.

В качестве вытесняющего нефть агента во всех трех экспериментах использовали водный раствор глицерина. Объем рабочего агента во всех случаях составлял 25% объема

пор модели пласта. То есть моделировалось вытеснение нефти оторочкой агента. Агент, в свою очередь, вытесняли водой. Средняя скорость продвижения фронта агента в каждом эксперименте была постоянной: в модели пласта длиной $L=1$ м она равнялась около 0,23 м/сут, $L=5$ м – около 0,14 м/сут, $L=20$ м – около 0,22 м/сут.

Эксперименты на модели пласта длиной 20 м не удалось провести для нефти с вязкостью $\mu_n=10$ сПз и вытесняющим агентом вязкостью 30 сПз. Причина состояла в том, что при заданных скоростях нагнетания требовалось поддерживать на входе модели пласта неприемлемо высокие (по техническим характеристикам установки) давления. Поэтому при экспериментах использованы нефть и агент с меньшими вязкостями. При этом соблюдались указанные термобарические условия и соотношение вязкостей $\mu_a/\mu_n \approx 3$. Результаты экспериментов применительно к месторождению В приводятся на рис. 3.

На рис. 4–6 приведены зависимости коэффициента вытеснения нефти K_e и перепада давления ΔP в функции объема закачки альтернативных агентов (в долях объема пор модели пласта). Все рисунки соответствуют одной и той же длине модели пласта $L=1$ м.

На рис. 4–13 представлены важные для дальнейшего обсуждения данные об изменении доли добываемой нефти в функции объема закачанного рабочего агента (в долях объема пор пласта) для исследованных вариантов.

Обсуждение результатов

В случае вязких нефтей довольно тривиальным является результат, свидетельствующий о низкой эффективности использования воды в качестве вытесняющего агента. Это хорошо прослеживается на рис. 1 и 2.

Тем не менее можно сделать акцент на двух моментах.

Во-первых, вязкостная неустойчивость в процессах вытеснения известна давно. Однако преобладающее мнение заключается в том, что вязкостная неустойчивость сказывается на снижении коэффициента охвата при вытеснении нефти водой на макроуровне. Здесь же имеет место, видимо, низкая вытесняющая способность маловязкого агента более вязкой нефти на микроуровне. Этим объясняется и тот факт, что после прорыва воды к выходу модели практически прекращается поступление нефти.

Во-вторых, коэффициент вытеснения вязкой нефти водой зависит от длины модели

пласта. А именно, с увеличением длины все же возрастает значение коэффициента K_g (рис. 1).

В остальных экспериментах соотношение вязкостей вытесняющего агента и нефти кратно или сильно больше единицы. Казалось бы, поэтому имеют место повышенные значения коэффициента K_g . Однако данное обстоятельство не вызывало озабоченности, если бы численные значения коэффициента K_g не были столь значительными (около 0,8, или 80%).

Если говорить о K_g при вытеснении вязкой нефти полимерным раствором, то ранее было выполнено немалое число соответствующих лабораторных исследований. К числу последних и довольно обстоятельных можно отнести публикации [27–29]. В этих работах показывается, что K_g в экспериментах на кернах по вытеснению менее вязких нефтей полимерными растворами возрастают на 10–20% абсолютных по сравнению с водой. Согласно рис. 1 следует, что в выполненных экспериментах K_g по отношению к воде возрастает кратно.

Такое же недоумение вызывают результаты исследований, представленные на рис. 2. Столь высокие значения K_g (около 80%) ранее достигали лишь при вытеснении маловязких, легких нефтей при термобарических условиях, близких к условиям смешивающегося вытеснения [23, 25, 26].

Неординарными также являются результаты по вытеснению вязкой нефти оторочкой раствора глицерина в воде, изображаемые на рис. 3.

До недавнего времени, как правило на основе результатов исследований на кернах, речь о K_g шла на уровне константы по уже отмеченным ранее причинам.

Выполненные исследования меняют наши представления о механизме процессов вытеснения, по крайней мере, вязких нефтей различными агентами. Первое основание для этого в том, что эксперименты выполнены не на керновых образцах относительно небольших размеров, а на моделях пласта разной и весьма значительной по сравнению с кернами длины. Во-вторых, зависимости, например на рис. 1 и 2, являются вогнутыми по отношению к оси ординат. В-третьих, важными являются данные о динамике добычи нефти в процессе вытеснения, приводимые на рис. 7–13. Они свидетельствуют о значительных или заметных объемах добычи нефти после прорыва вытесняющего агента к выходу из модели пласта.

Анализ результатов экспериментов приводит авторов к следующим важным выводам.

- Представленные данные имеют разумное объяснение при допущении, что K_6 зависит от объема прокачиваемого вытесняющего агента в каждом элементарном участке модели пласта.

- Поэтому масштабный фактор соответственно становится значимым при интерпретации результатов данных и подобных экспериментов.

Для пояснения сказанного рассмотрим следующий простой пример [30].

Допустим, выполняются некие эксперименты по вытеснению нефти рабочим агентом на модели пласта длиной 1 м. Мысленно разделим модель пласта на участки длиной 3 см, что характерно для образцов керна. То есть имеем 33 элементарных участка. Будем также, для наглядности рассуждений, считать вытеснение поршневым.

Тогда к моменту прорыва рабочего агента к выходному торцу модели пласта первый от входного торца элементарный участок промоется агентом в количестве 33 объемов своего порового пространства. Если говорить точнее, то 33 объемов подвижной нефти данного участка. Такое утверждение связано с тем, что в моделях пласта не создавалась остаточная водонасыщенность.

Последний же участок, у выходного торца, к моменту прорыва промоется количеством вытесняющего агента (например, воды), равным одному своему поровому объему.

Если через модель пласта прокачано 3 поровых ее объема, то указанные цифры превратятся в 99 и 67 соответственно, и т. д.

С кратным увеличением длины модели приводимые цифры будут кратно возрастать. То есть степень промывки элементарных участков будет соответственно увеличиваться.

- Если высказываемые предположения справедливы, то зависимости 1 и 2, а также 3 и 4 на рис. 1, соответственно, и зависимости на рис. 3, 7–13 становятся объяснимыми.

В допрорывный период степень промывки каждого элементарного участка различна. На данный факт накладывается следующее обстоятельство: добываемое количество нефти равняется объему закачанного рабочего агента. Тем не менее каждый участок будет характеризоваться на этом этапе своим значением коэффициента нефтенасыщения.

- В послепрорывный период, согласно отмеченным рисункам, имеет место затухающий выход нефти из модели. Это связано с тем, что доотмыв нефти в каждом элементарном участке не может протекать бесконечно долго.

Высказанные соображения находят свое подтверждение в следующем разделе. Если говорить о других представленных результатах, то они довольно очевидны.

Так, на рис. 4 величина ΔP вначале возрастает. Это связано с увеличивающимся объемом оторочки высоковязкого раствора глицерина в воде. Последующее снижение величины ΔP определяется тем, что в процессе вытеснения нефти начала участвовать вода. Рост ΔP на рис. 5 связан с возрастанием объема высоковязкого раствора полимера в воде. И т. д.

Другими словами, здесь можно отметить следующее. Если данные о высоких значениях K_g связаны с повышением величин соотношения вязкостей вытесняющего агента и нефти, то это на практике будет сопровождаться некоторым увеличением энергетических затрат на закачку соответствующих агентов.

Относительно результатов, касающихся вытеснения вязкой нефти оторочкой раствора глицерина в воде, можно отметить следующее. Оторочка глицерина, благодаря высокой вязкости, также обеспечивает высокое значение K_g . При этом отмывающая способность оторочки глицерина высокая. Это проявляется в зависимости K_g от длины модели и достигаемой величины K_g (рис. 3). Однако в послепрорывный период интенсивность поступления нефти из модели здесь заметно ниже, чем в случае полимерного раствора и ВГС. Это объясняется тем, что довытесняющая способность незагущенной воды значимо меньше по сравнению с загущенной (раствором глицерина).

Обработка результатов

Если справедливы предыдущие рассуждения на качественном уровне, то имеет место следующее утверждение. Представленные результаты исследований затруднительно интерпретировать на основе традиционных подходов. Ибо они предполагают, что начавшийся процесс вытеснения, якобы, характеризуется постоянным значением K_g во всех элементарных участках за фронтом вытеснения (промытых 2–3 поровыми объемами), что находит отражение в задаваемых функциях ОФП.

В этой связи была создана методика интерпретации приведенных специфических результатов, названная – методика *post factum* (PF). Название методики продиктовано

следующими соображениями.

Предположим, выполненные нестандартные лабораторные эксперименты истинны. А полученные результаты являются нетрадиционными. Вопрос: какой гипотезе *post factum* они могут соответствовать?

Согласно предыдущим правдоподобным качественным рассуждениям, модель пласта длиной L разбиваем на n одинаковых элементарных участков. Согласно тем же соображениям, принимаем, что коэффициент нефтенасыщенности в i -ом участке после j объемов прокачки рабочего агента составит:

$$S_i^j = [S_{cr} + (S_0 - S_{cr})e^{-\alpha j}]_i. \quad (1)$$

Здесь S_{cr} – остаточная неснижаемая нефтенасыщенность, S_0 – начальная нефтенасыщенность, α – искомый безразмерный параметр. В предельном случае, когда $j=0$, имеем, что $S_i^j = S_0$. В другом предельном случае, при $j \rightarrow \infty$, получаем, что $S_{i,j} = S_{cr}$.

Экспоненциальная зависимость выбрана из следующих физических соображений. Процесс доотмыва является затухающим во времени процессом. Здесь аналогом времени выступает количество объемов вытесняющего агента j , прошедших через рассматриваемый i -ый участок модели в долях его порового объема.

Изменение коэффициента нефтенасыщенности в i -ом участке за счет очередной промывки (одним поровым объемом) выражается следующим соотношением:

$$\begin{aligned} \Delta S_i^j &= S_i^{j-1} - S_i^j = [S_{cr} + (S_0 - S_{cr})e^{-\alpha(j-1)}]_i - [S_{cr} + (S_0 - S_{cr})e^{-\alpha j}]_i \\ &= [(S_0 - S_{cr})e^{-\alpha(j-1)}(1 - e^{-\alpha})]_i. \end{aligned} \quad (2)$$

Очевидно, что сумма ΔS_i^j участвует в формировании величины K_g . Нетрудно видеть, что суммирование всех ΔS_i^j до j -ого участка, охваченного процессом вытеснения, дает следующий прирост коэффициента вытеснения Δk_{gj} (при j -ом объеме промывки 1-го участка):

$$\Delta k_{gj} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^j (S_i^{j-1} - S_i^j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^j [(S_0 - S_{cr})e^{-\alpha(i-1)}(1 - e^{-\alpha})]_i. \quad (3)$$

Отметим следующее соглашение о переменных. Заглавная буква K соответствует накопленному значению коэффициента, тогда как строчная буква k – его частному значению приращения.

Суммирование всех Δk_{ej} вплоть до $j = n$, т.е. к моменту прорыва вытесняющего агента к выходу модели, дает следующее выражение для допрорывного коэффициента K_g^* :

$$K_g^* = \sum_{j=1}^n \Delta k_{ej} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^j (S_i^{j-1} - S_i^j) = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^j [(S_0 - S_{cr}) e^{-\alpha(i-1)} (1 - e^{-\alpha})]_i. \quad (4)$$

Поясним особенность суммирования в формуле (4). Индекс i при суммировании изменяется от 1 до j . Индекс j при суммировании возрастает от 1 до n . Это объясняется тем, что наибольшей промывке подвергается первый участок модели пласта. Единичный объем промывки приходится на последний участок, находящийся у выхода модели.

После прорыва прирост текущего коэффициента вытеснения Δk_{ej}^* вычисляется по аналогичной формуле:

$$\Delta k_{ej}^* = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (S_i^{j-1} - S_i^j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n [(S_0 - S_{cr}) e^{-\alpha(i-1)} (1 - e^{-\alpha})]_i \quad (5)$$

$$\Delta K_{ej}^* = \frac{1}{n} \sum_{j>n} \sum_{i=1}^n (S_i^{j-1} - S_i^j) = \frac{1}{n} \sum_{j>n} \sum_{i=1}^n [(S_0 - S_{cr}) e^{-\alpha(i-1)} (1 - e^{-\alpha})]_i,$$

где ΔK_{ej}^* – накопленный прирост коэффициента вытеснения с момента прорыва воды.

Отличия в расчетах по формулам (4) и (5) заключаются в следующем.

В допрорывный период количество суммируемых членов возрастает на единицу, т.е. принимается, что фронт вытеснения прошел через $i = 1, 2, 3$ и т.д. элементарные участки. Допустим, фронтом вытеснения охвачен 5-й участок. Это означает, что через первый участок прошло рабочего агента в количестве 5 поровых объемов, во втором участке – 4 поровых объемов, в пятом – один объем и т.д. Здесь для простоты принимается, что единица измерения порового объема, занятого вытесняющим агентом, не зависит от индексов i и j .

При расчетах по формуле (5) во всех элементарных участках от $i = 1$ до $i = n$ осуществляется последовательно увеличение только индекса j на единицу. То есть индекс j изменяется от $j = n + 1$, что и отражается в пределе суммирования для соответствующей суммы в (5).

Суммарный текущий коэффициент вытеснения K_g^j равняется:

$$K_e^j = K_e^* + \sum_{j=n+1}^j \Delta k_{ej}^* = K_e^* + \sum_{j=n+1}^j (\Delta K_{ej}^* - \Delta K_{ej-1}^*). \quad (6)$$

Здесь, чтобы отличить данный коэффициент вытеснения K_e^j от частного значения Δk_{ej} в (3), индекс j помещен в виде степени.

Повышению степени совпадения расчетных и фактических данных может способствовать устранение допущения о независимости единицы измерения порового объема, занятого вытесняющим агентом, от индексов i и j . Кроме того, не лишне отметить, что исследования показали определенную зависимость степени совпадения фактических и расчетных результатов от количества элементарных участков в моделях разной длины. То есть вариация числа n позволяет для каждого эксперимента отыскивать свое наилучшее значение показателя n .

Теперь с использованием приведенных формул и результатов экспериментов требуется найти искомые значения S_{cr} и α , которые предопределяют поведение экспериментальных данных. Для этого, как обычно, в качестве минимизируемого функционала рассматривается сумма квадратичных невязок расчетных и фактических значений k_e^j :

$$J = \sum \left[K_{e,j}^{\text{факт}} - \left(K_e^* + \sum_{j=n+1}^j (\Delta K_{ej}^* - \Delta K_{ej-1}^*) \right) \right]^2. \quad (7)$$

Для минимизации функционала (7), т.е. нахождения S_{cr} и α , использованы разные градиентные процедуры. Однако приемлемой оказалась лишь квазиньютоновская процедура (метод BFGS [39]). Это связано с особенностью функционала (7) применительно к выполненным экспериментам. Так, для эксперимента по вытеснению нефти раствором глицерина при $L=20$ м поверхность функционала (7), в качестве примера, приводится на рис. 14. Искомое решение приурочено к щелевидной области в левом верхнем углу. Это связано, с нашей точки зрения, с недостаточностью информационного обеспечения выполненных экспериментов.

Найденные значения S_{cr} и α для рассматриваемого эксперимента приводятся в табл. 2. С этими значениями S_{cr} и α по формулам (4) и (5) найдены расчетные значения коэффициента вытеснения. Результаты расчетов в сопоставлении с фактическими данными приводятся на рис. 15.

Результаты сопоставления на рис. 15 указывают на приемлемую степень совпадения расчетных и фактических значений K_g . Другими словами, подтверждаются высказанные ранее на качественном уровне соображения о влиянии масштабного фактора и степени промывки элементарных участков на значения коэффициента K_g . Точность совпадения рассматриваемых зависимостей может повышаться за счет привлечения большего объема измеряемых экспериментальных данных.

Таблица 2

Значения параметров S_{cr} и α в зависимости от числа n при обработке одного из экспериментов

n	S_{cr}	α
20	0.292228	0.0154672
40	0.29662	0.00793711
60	0.29838	0.00532144
80	0.299528	0.00400278
100	0.300042	0.00321522
200	0.30262	0.0016178
400	0.306877	0.000823046
600	0.299799	0.000533777
800	0.313593	0.00042238
1000	0.315964	0.000341612

Кроме указанной процедуры доказательства принципиальной значимости масштабного фактора и соответственно – степени промывки, были выполнены исследования в рамках 1D модели black oil. Вследствие недостаточности исходных данных, расчеты выполнены для синтетической модели со следующими параметрами.

Длина модели – 1 м, проницаемость – 109 мДарси, пористость – 0.247, вязкость нефти – 20 сПз, вязкость рабочего агента – 60 сПз. Вначале расчеты были выполнены при задании ОФП для нефти в виде синей зависимости на рис. 16. Она характеризуется $K_g=0.56$. Результаты расчетов показали, что такого рода ОФП для нефти не описывают приведенные ранее нетрадиционные зависимости K_g от объема промывки.

Поэтому в качестве альтернативной принята синяя зависимость, переходящая в сиреневую на рис. 16. Здесь последняя точка соответствует $K_g=0.9$. Однако значения

ОФП для нефти в рамках сиреневой линии весьма малы.

Причиной сопоставления расчетов с двумя вариантами кривых ОФП является следующее предположение. Выше на качественном уровне показано, что отдельные элементарные участки промываются своими поровыми объемами агента не 2–3 раза, а десятки и сотни раз. При этом имеет место продолжающийся доотмыв нефти из каждого элементарного объема. Такому предположению соответствует продленная кривая ОФП для нефти на рис. 16. В то же время, согласно традиционному (и регламентированному) подходу к проведению экспериментов на малых образцах, построение кривых ОФП ограничивается промывкой 2-3 поровых объемов. В этом случае зависимость для нефти оказывается подобной той, что представлена на рис. 16 только синей линией.

Сопоставление результатов моделирования экспериментов на длинных моделях для рассматриваемых двух вариантов ОФП представляет явный интерес.

- Синяя зависимость для ОФП «втыкается» в ось абсцисс. Поэтому продукция модели пласта обводняется практически мгновенно (рис. 17). Альтернативная, выполаживающаяся зависимость для ОФП после прорыва раствора ПАА к выходу модели обеспечивает добычу нефти по мере дальнейшей прокачки рабочего агента.

- Рис. 18 и 19 говорят о степени влияния принятых зависимостей для ОФП на профили нефтенасыщенности. В случае синей ОФП фронт вытеснения явно выражен, а почти сразу за фронтом вытеснения остается неизменная остаточная нефтенасыщенность в размере 0.35.

Что касается профиля нефтенасыщенности для сине-сиреневой ОФП, то он сильно «размазан», и только на входе в модель пласта нефтенасыщенность равняется остаточному значению 0.1.

Отметим, что различие положения фронта вытеснения на рис. 18 (и момента прорыва на рис. 17) связано с дополнительным накоплением вытесняющего агента в начальной части модели за счет более полного вытеснения нефти во втором случае.

- Приводимые результаты объясняют поведение значений K_g от объема прокачки, приводимые на рис. 20. Здесь сиреневая зависимость явно свидетельствует о том, что K_g длительно возрастает в послепрорывной период. То есть выполненные расчеты на количественном уровне подтверждают, что «выполаживающаяся» кривая ОФП для нефти, в отличие от «втыкающейся» зависимости, позволяет объяснить результаты лабораторных экспериментов.

Выводы для практики

Эффективность процесса разработки месторождений нефти определяется коэффициентом извлечения нефти (КИН). В 50-х годах акад. А.П. Крылов предложил следующую простую формулу для расчета величины КИН [31]:

$$КИН = K_{\epsilon} \cdot K_{охв} . \quad (8)$$

Здесь K_{ϵ} – коэффициент вытеснения нефти водой, учитывающий степень эффективности процесса вытеснения на микроуровне; $K_{охв}$ – коэффициент охвата вытеснением нефти водой, характеризует эффективность процесса заводнения на макроуровне.

Формула (8) в течение десятилетий использовалась в проектных документах для прогноза величины КИН. С начала компьютерной эры в теории и практике разработки месторождений нефти она стала применяться для установления достигаемой величины $K_{охв}$. Ибо знание $K_{охв}$ позволяет корректировать число, плотность, местоположение пробуренных или проектных добывающих и нагнетательных скважин.

Внедрение разных рабочих агентов для вытеснения нефти и технологий разработки привело к необходимости использования многочленных формул для КИН [32]:

$$КИН = КИН_1 + K_{\epsilon 2} \cdot K_{охв 2} + K_{\epsilon 3} \cdot K_{охв 3} + \dots \quad (9)$$

Здесь $КИН_1$ – КИН при режиме истощения, $K_{\epsilon 2}, K_{\epsilon 3}$ – коэффициенты вытеснения нефти, например, водой, газом газовой шапки; $K_{охв 2}, K_{охв 3}$ – коэффициенты охвата при вытеснении нефти водой, газом или другими агентами.

Определение $K_{охв}$ из формулы (8) по данным 3D компьютерного моделирования не представляет труда. Особенности определения коэффициентов $K_{охв 2}, K_{охв 3}, \dots$ рассматриваются в работе [32].

Как в случае формулы (8), так и формулы (9) всегда предполагалось, что K_{ϵ} , на временном масштабе разработки месторождения, является константой. Тогда фактический затухающий рост во времени КИН по месторождениям объяснялся соответствующей зависимостью от времени для $K_{охв}$. Это было вполне в духе классической монографии М. Маскета [33]. Однако приведенные результаты лабораторных экспериментов и предложенное их объяснение с учетом масштабного фактора позволяют иначе оценивать фактические данные разработки нефтяных месторождений.

1. Традиционная методика определения K_g на образцах керна приводит к занижению значений K_g . Ибо степень промывки неправомерно ограничивается 2–3 поровыми объемами, тогда как в пласте степень промывки на соответствующем масштабе может достигать многих сотен поровых объемов. Следовательно, находимые по формулам (8) и (9) величины $K_{огв}$ оказываются завышенными. Это создает иллюзию благополучия с состоянием разработки рассматриваемого месторождения нефти. В результате отсутствуют стимулы к уплотнению сетки скважин, внедрению методов увеличения КИН.

Допустим, при $K_g=0.8$ и принятых технологических решениях достигнут $K_{огв}=0.8$. Тогда КИН для залежи вязкой нефти составит «всего» 64%. Очевидно, что указанные K_g и $K_{огв}$ требуют дополнительных капиталовложений. Однако на обустроенном уже месторождении кратное увеличение КИН дает неоспоримые экономические аргументы для достижения указанных K_g и $K_{огв}$, а значит, и КИН.

2. Итак, можно допустить, что традиционные подходы в теории и практике разработки приводят к занижению K_g и принятию его в качестве константы. Если даже в случае вязких нефтей K_g может составлять 0.8, то при достигнутом КИН, например, 0.2 величина $K_{огв}$ окажется равной 0.25.

Возможна ли такая ситуация? Приведем в этой связи лишь один характерный пример [34].

На участке Мариам одного из месторождений Украины пласт Ямна разрабатывался скважинами с расстояниями 30–80 м друг от друга в течение более 40 лет (с 1914 г.). К 1957 г. их дебиты по нефти составляли от 0.1 до 2.0 т/сут. Под руководством А.М. Григоряна там между эксплуатируемыми скважинами были пробурены многозабойные скважины. Они вступали в эксплуатацию с дебитами от 15 до 28 т/сут. Причем высокий дебит, многократно превышающий дебит соседних обычных скважин, сохранялся годами и имел более пологую динамику снижения, чем у остальных скважин.

Если это так, то резервы дополнительной добычи нефти на целом ряде месторождений являются значительными.

3. Современная методология 3D компьютерного моделирования нуждается в коррекции. Ибо использование заниженных значений K_g и принятие допущения об их независимости от объемов прокачки рабочего агента в элементарных ячейках (за

пределами 2-3 поровых объемов) приводит к неадекватности

- результатов прогнозных расчетов и
- обоснования технологий разработки и соответствующих технологических решений.

4. Требуемое уточнение алгоритмов решения 3D многофазных задач заключается в учете продолжительной зависимости K_g в каждой элементарной ячейке от количества объемов прокачки рабочего агента. Реализованный выше подход к оценке асимптотического значения остаточной нефтенасыщенности явно заслуживает внимания. Ибо он оправдывает себя при объяснении результатов лабораторных экспериментов.

Однако он не представляется универсальным. Ибо, например, в случае закачки оторочки полимера с последующим вытеснением ее водой потребует более специализированного алгоритма расчетов.

5. Использование таких рабочих агентов, когда возрастает отношение их вязкости к вязкости нефти, приводит к заметному увеличению КИН. Помимо традиционного представления об увеличении $K_{овс}$ в таких случаях, имеет место возрастание коэффициента K_g . Учет данного обстоятельства возможен при изменении методологии соответствующих исследований в физике нефтегазового пласта. А именно, при проведении экспериментов на длинных моделях.

6. Требует изменений общепринятый и регламентированный подход к определению коэффициента вытеснения и кривых ОФП в пределах прокачки 2-3 поровых объемов рабочего агента. Вместе с тем на малых образцах регистрация прироста K_g за пределами указанных объемов может быть затруднительной. По этой причине также целесообразно проведение экспериментов на длинных (например, составных) моделях и их интерпретация с учетом масштабного фактора. То есть кривые ОФП, подобные “затухающим” на рис. 16, должны стать нормой при интерпретации экспериментальных данных.

7. Выполненные лабораторные и теоретические исследования указывают на целесообразность расширения представлений о диапазоне эффективности полимерного заводнения и водогазового воздействия. Как ни удивительно, они заслуживают своей реализации даже на залежах нефти с повышенной вязкостью при невысоких термобарических условиях.

Причина не раскрытой до конца эффективности реализации указанных методов увеличения КИН, скорее всего, заключается в непринятии должных мер по повышению коэффициентов охвата.

Заключение

- Нетрадиционно высокие значения коэффициентов вытеснения вязких нефтей исследованными рабочими агентами на качественном и количественном уровнях объясняются масштабным фактором и экспоненциальной зависимостью коэффициента вытеснения от степени промывки элементарных участков модели пласта вытесняющими агентами.

- Увеличение соотношения вязкостей рабочего агента и нефти сопровождается ростом K_g (а не только $K_{охв}$), а следовательно, и КИН.

- Вследствие недоучета масштабного фактора, традиционный подход к нахождению K_g приводит к его занижению. В результате завышается $K_{охв}$, что создает эффект благополучия и не стимулирует внедрение методов увеличения КИН.

- Очевидной становится целесообразность внесения определенных корректив в методологию 3D компьютерного моделирования и физику нефтегазового пласта. Соответствующие изменения диктуются необходимостью учета длительного влияния на K_g объемов прокачки рабочего агента в элементарных ячейках 3D модели пласта.

- Выявленные закономерности не претендуют на степень завершенности, а диктуют необходимость постановки значительной серии аналогичных лабораторных экспериментов.

- Вследствие нетривиальности создания остаточной водонасыщенности, опять же из-за масштабного фактора и фактора прокачки, рассматриваемые эксперименты были выполнены без моделирования остаточной водонасыщенности. Согласно [35], при неучете остаточной водонасыщенности определяемые значения K_g являются его оценками снизу.

- Нельзя сказать, что никто не получал ранее на моделях пластов искривленные зависимости K_g от объема прокачки. Напротив, можно отметить, например, последние публикации [36, 37]. Однако эти и другие авторы, во-первых, не отмечают, какое значение коэффициента K_g при этом следует принимать для целей 3D компьютерного моделирования. Во-вторых, авторам не известны сопоставительные эксперименты на моделях пласта разной длины. В-третьих, ранее анализ результатов экспериментов не

приводил к далеко идущим выводам, имеющим отношение к эффективности разработки нефтяных месторождений.

Авторы признательны С.Г. Рассохину и А.Ф. Соколову за помощь в проведении лабораторных экспериментов, В.П. Ванькову и А.В. Мизину за тщательное выполнение трудоемких и длительных экспериментов.

Литература

1. *Muskat, M., Meres, M.W.* The flow of heterogeneous fluids through porous media // *Physics*. 1936. Vol. 7, Sept. P. 346-363.
2. *Желтов Ю.П., Розенберг М.Д.* О фильтрации многокомпонентных систем // Научно-технический сборник по добыче нефти. М.: Гостоптехиздат, 1961. Вып. 12. С. 26-31.
3. *Kniazeff V.I., Navillis A.* Two-phase flow of volatile hydrocarbons // *Soc. Petrol. Eng. J.* 1965. № 1.
4. *Николаевский В.Н., Бондарев Э.А., Миркин М.И.* Движение углеводородных смесей в пористой среде. М.: Недра, 1968. 189 с.
5. *Розенберг М.Д., Кундин С.А., Курбанов А.К.* Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах. М: Недра, 1969. 453 с.
6. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем: пер. с англ. М.: Недра, 1982. 407 с.
7. *Lake L.W.* Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1989. 550 p.
8. *Ентов В.М., Зазовский А.Ф.* Гидродинамическая теория методов повышения нефтеотдачи. М.: Недра, 1989. 232 с.
9. *Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П., Кочина И.Н.* Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах // *Прикл. математика и механика*. 1960. Т. 24, вып. 5. С. 852-866.
10. *Боксерман А.А., Данилов В.Л., Желтов Ю.П., Кочешков А.А.* К теории фильтрации несмешивающихся жидкостей в трещиновато-пористых породах // *Теория и практика добычи нефти: ежегодник*. М.: Недра, 1966.
11. *Голф-Рахт Т.Д.* Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: пер. с англ. М.: Недра, 1986. 608 с.
12. *Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М.* Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М.: Недра, 1972. 282 с.

13. *Теслюк Е.В., Розенберг М.Д.* Неизотермическая фильтрация многофазного потока и учет термодинамических эффектов при разработке нефтяных месторождений // Тр. ВНИИнефть. М.: Недра, 1965. Вып. 42. С. 281-293.
14. *Котяхов Ф.И.* Основы физики нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 1956. 364 с.
15. *Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р.* Физика нефтяного пласта: пер. с англ. М.: Гостоптехиздат, 1962. 572 с.
16. *Шейдеггер А.Э.* Физика течения жидкостей через пористые среды. М.: Гос. науч.-техн. изд-во нефт. и горн.-топлив. лит., 1960. 254 с.
17. *Гиматудинов Ш.К.* Физика нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 1963. 270 с.
18. *Эфрос Д.А.* Исследования фильтрации неоднородных систем. М.: Гостоптехиздат, 1963. 351 с.
19. *Кобранова В.Н.* Физические свойства горных пород (петрофизика). М.: Гостоптехиздат, 1962. 490 с.
20. *Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А.*: Петрофизика (физика горных пород). М.: Изд.-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 367 с.
21. *Тиаб Дж., Доналдсон Эрл. Ч.* Петрофизика: Теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов: пер. с англ. М: ЗАО «Премиум Инжиниринг», 2009. 868 с. (Промышленный инжиниринг).
22. *Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г.* Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 592 с.
23. *Закс С.Л.* Повышение нефтеотдачи пласта нагнетанием газов. М.: Гостоптехиздат, 1963. 192 с.
24. *Забродин П.И., Раковский Н.Л., Розенберг М.Д.* Вытеснение нефти из пласта растворителями. М.: Недра, 1968. 224 с.
25. *Christinsen, J.R., Stenby, E.H., Skauge, A.* Review of WAG field experience // SPE Res. Eval. and Eng. J. 2001. April. P. 97-106.
26. *Зацепин В.В., Максutow Р.А.* Обзор современного состояния экспериментальных исследований технологий водогазового воздействия // Нефтепромысловое дело. 2009. № 6. С. 16-24.
27. *Yang F., Yang J.* Daqing pilot shows effectiveness of high-concentration polymer flooding // OGJ. 2006, March 6. P. 49-53.
28. *Wang D., Cheng J., Wu J., Wang G.* Experiences learned after production more than 300

million barrels of oil polymer flooding in Daqing oil field // Paper SPE 77693 presented at the ATCE, San Antonio, 29 Sept.-2 Oct. 2002.

29. *Wang D., Cheng J., Yang Q.* et al. Viscous-elastic polymer can increase microscale displacement efficiency in core. // Paper SPE 63227 presented at the ATCE, Dallas, 1-4 Oct., 2000.

30. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С.* и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2009. 484 с.

31. *Крылов А.П.* Состояние теоретических работ по проектированию разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ // Опыт разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ. М.: Гостоптехиздат, 1957. С. 116-139.

32. *Закиров И.С., Корпусов В.И.* Коррекция структуры формулы для КИН // Нефт. хоз. 2006. №1. С. 66-68.

33. *Маскет М.* Физические основы технологии добычи нефти: пер. с англ. М.: Гостоптехиздат, 1953. 606 с.

34. *Григорян А.М.* Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами М.: Недра, 1969. 190 с.

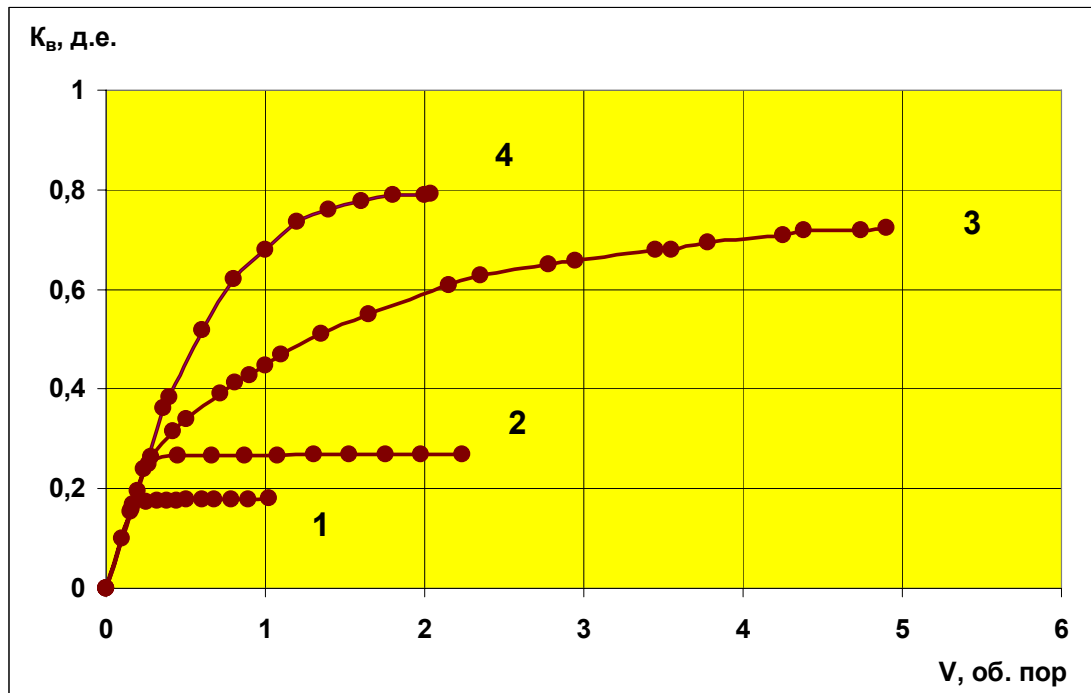
35. *Рассохин С.Г.* Физическое моделирование процессов повышения углеводородоотдачи пластов месторождений природных газов: Автореф. дис. ... докт. техн. наук. М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2009. 44 с.

36. *Дроздов А.В., Егоров Ю.А., Телков В.П.* Водогазовое воздействие: исследование процесса вытеснения нефти различной вязкости применительно к Шумовскому месторождению // Территория НЕФТЕГАЗ. 2007. № 4. С. 56-61.

37. *Пономарев А.И.* Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах. Новосибирск: Изд.-во СО РАН, 2007. 236 с.

38. *Закиров Э.С.* Upscaling в 3D компьютерном моделировании. М.: Книга и бизнес, 2007. 344 с.

39. *Гилл Ф., Мюррей У., Райт М.* Практическая оптимизация: пер. с англ. М.: Мир, 1985. 510 с.



Количество закачанного агента в долях от объема пор

Рис. 1. Динамика коэффициентов вытеснения K_v нефти с вязкостью $\mu_n = 20$ сПз разными агентами в функции закачанного объема агента: 1 – вода (вязкость агента $\mu_a = 1$ сПз), модель пласта 0.3 м; 2 – вода, модель пласта 1 м; 3 – раствор ПАА ($\mu_a = 60$ сПз), модель пласта 0.3 м; 4 – раствор ПАА ($\mu_a = 60$ сПз), модель пласта 1 м

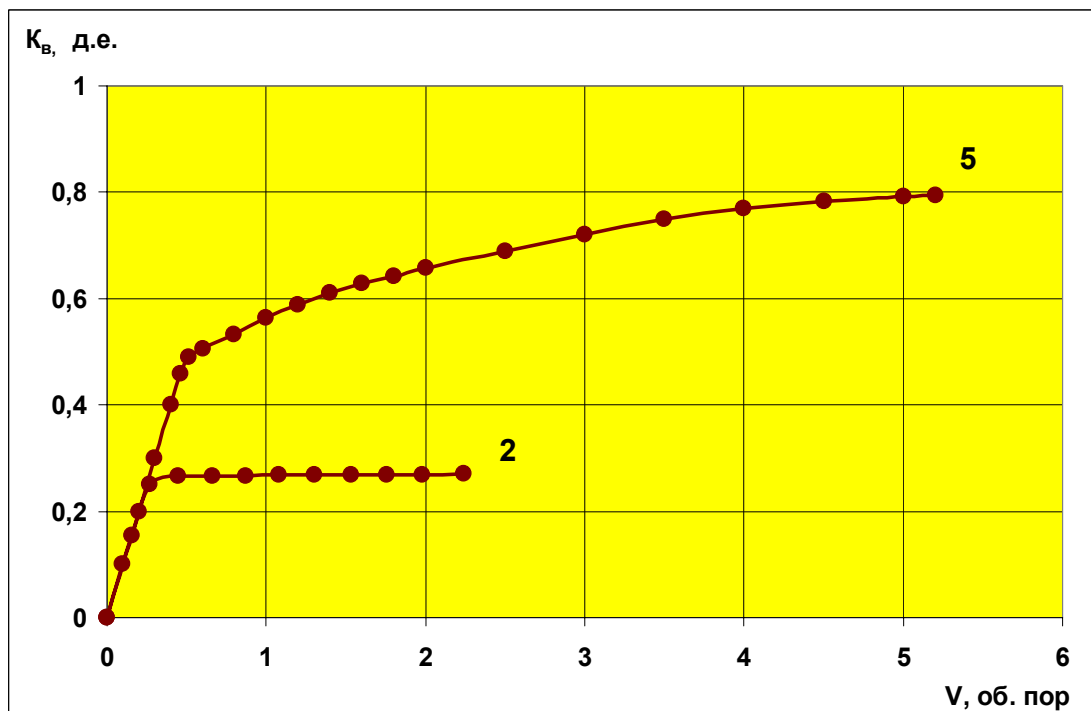


Рис. 2. Зависимости K_v нефти от объема закачанной воды (кривая 2) и ВГС (кривая 5) на модели пласта длиной 1 м

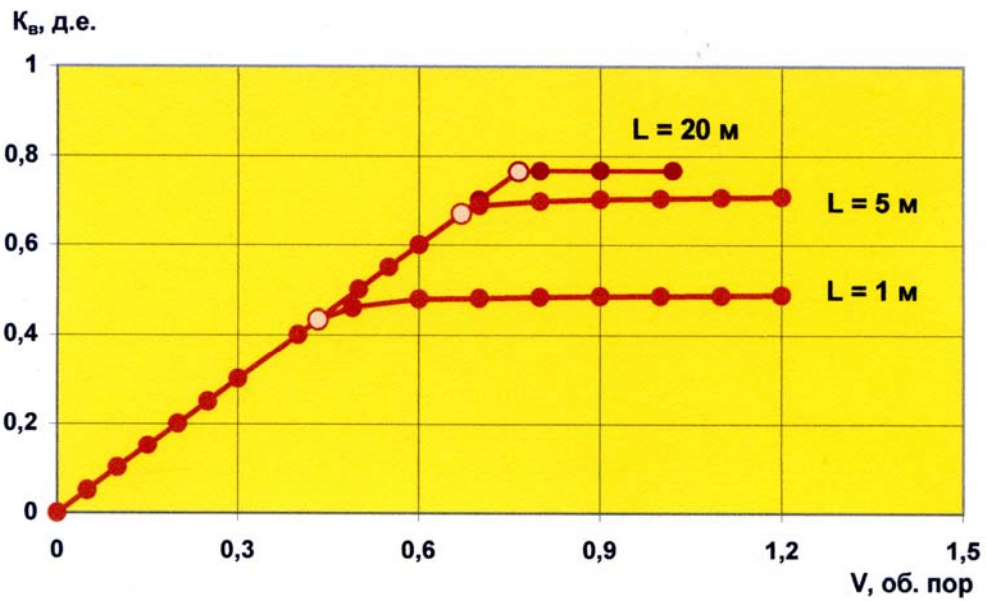


Рис. 3. Зависимости коэффициентов вытеснения нефти раствором глицерина в воде. Здесь точками увеличенного размера показаны:
 - для всех трех моделей пласта $V = 0.25$ об. пор – момент окончания закачки раствора и перехода на закачку воды;
 - для всех трех моделей пласта – моменты прорыва вытесняющего флюида: для $L = 1$ м – $V = 0,433$ об. пор, для $L = 5$ м – $V = 0,67$ об. пор, для $L = 20$ м – $V = 0,765$ об. пор

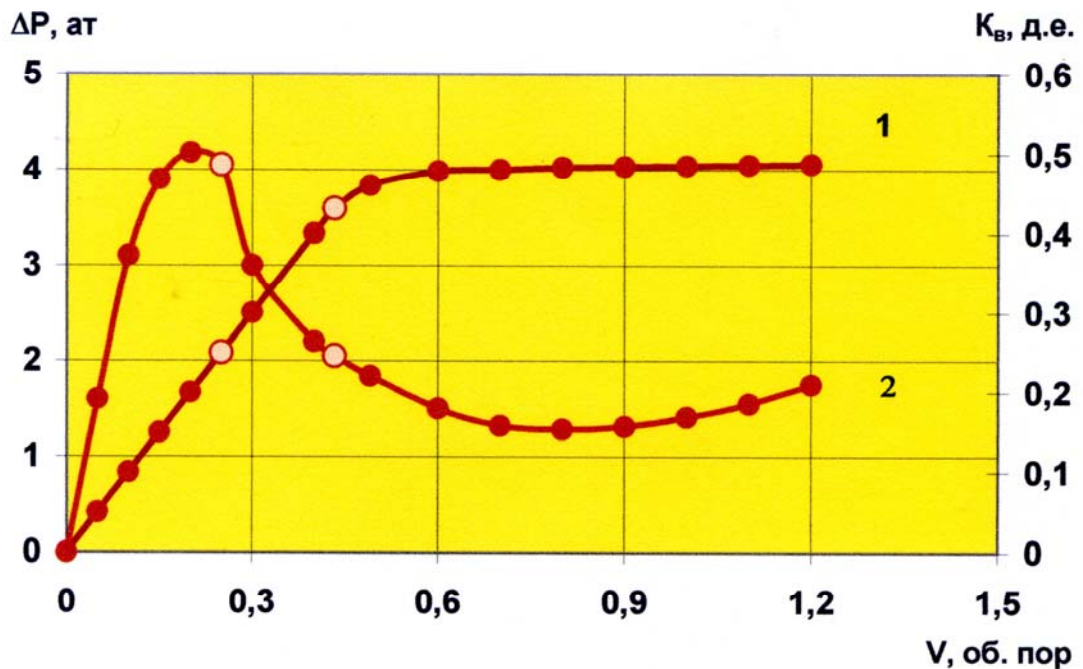


Рис. 4. Зависимости K_v и ΔP в функции объема закачки раствора глицерина в воде ($L = 1$ м, $K = 81.6$ мД, $\mu_n = 10$ сПз, $\mu_a = 30$ сПз)

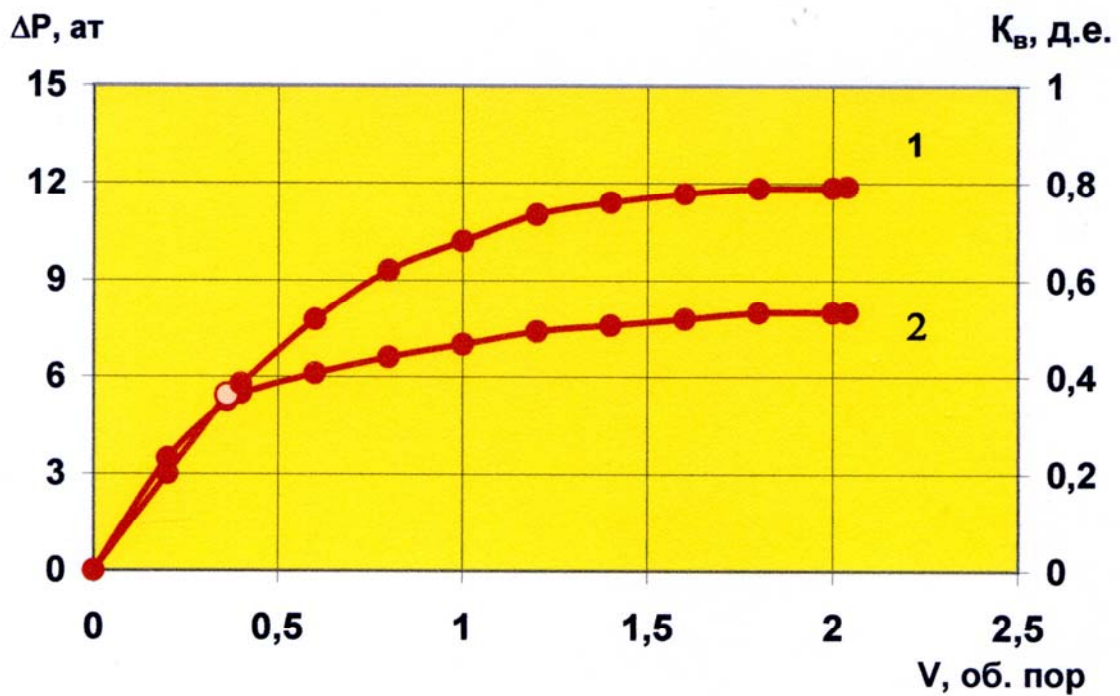


Рис. 5. Зависимости K_v и ΔP в функции объема закачки раствора полимера ($L = 1$ м, $K = 108.8$ мД, $\mu_n = 20$ сПз, $\mu_a = 60$ сПз)

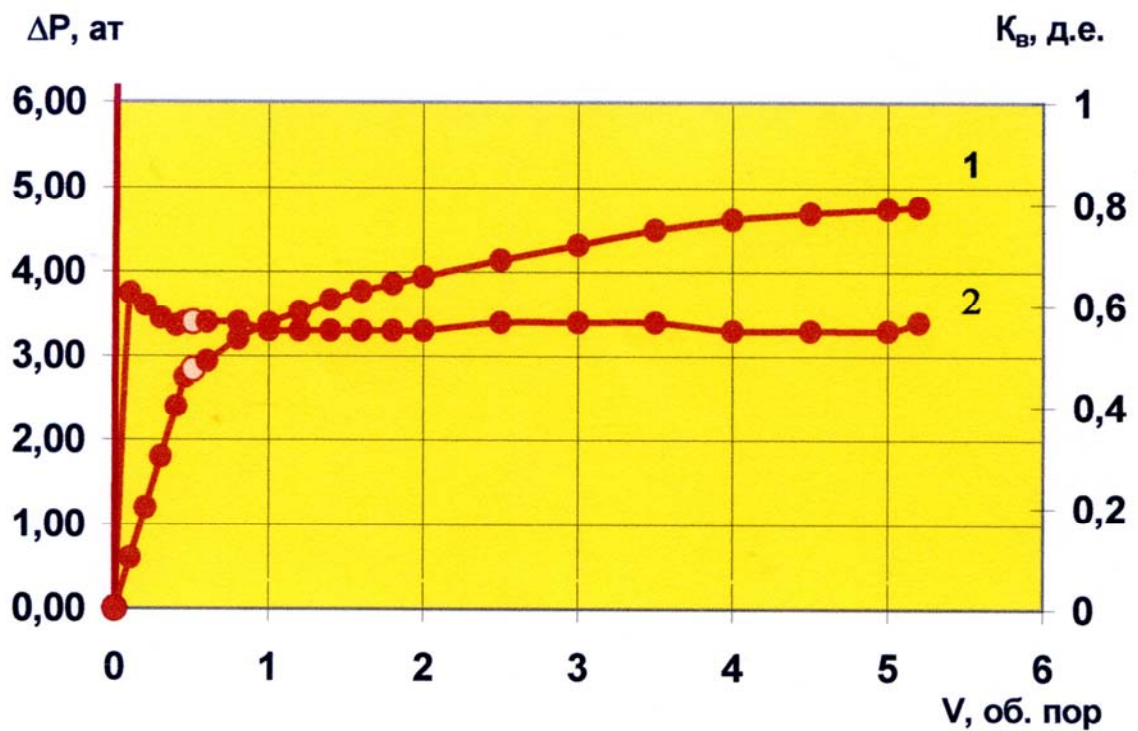


Рис. 6. Зависимости K_v и ΔP в функции объема закачки водо-метановой смеси ($L = 1$ м, $K = 66.2$ мД, $\mu_n = 20$ сПз, $\mu_a = 35$ сПз)

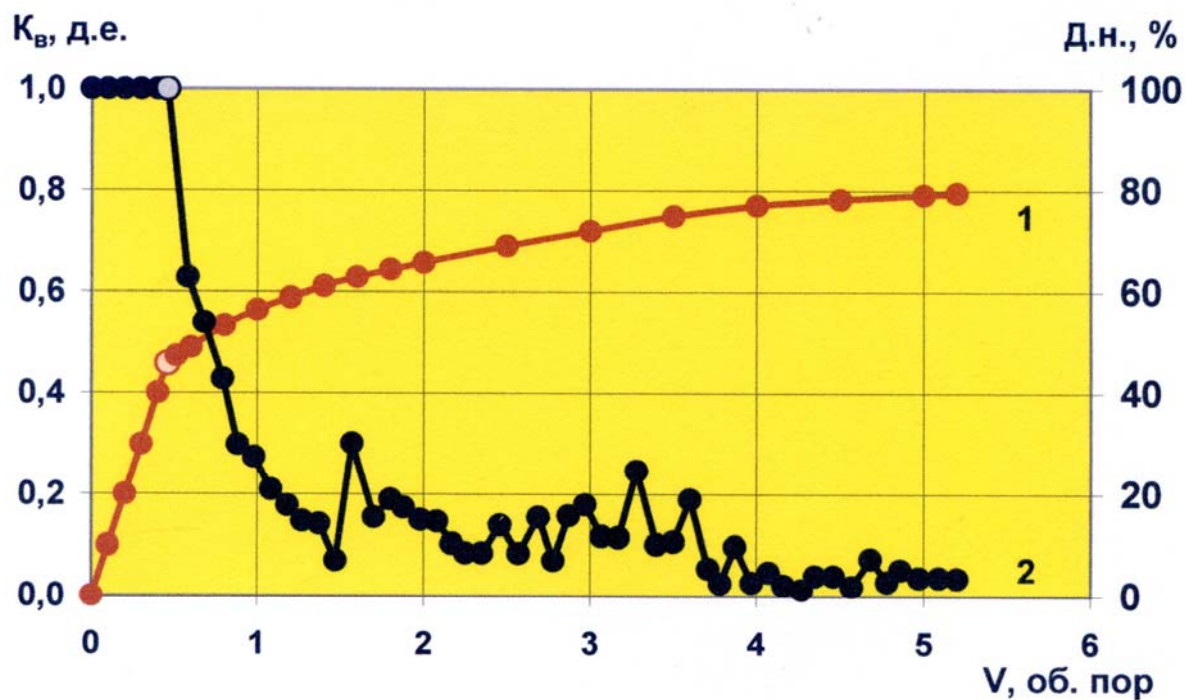


Рис. 7. Зависимости K_v и доли нефти в продукции при вытеснении водо-метановой смесью ($L = 1$ м, $\mu_n = 20$ сПз, $\mu_a = 4,4$ сПз)

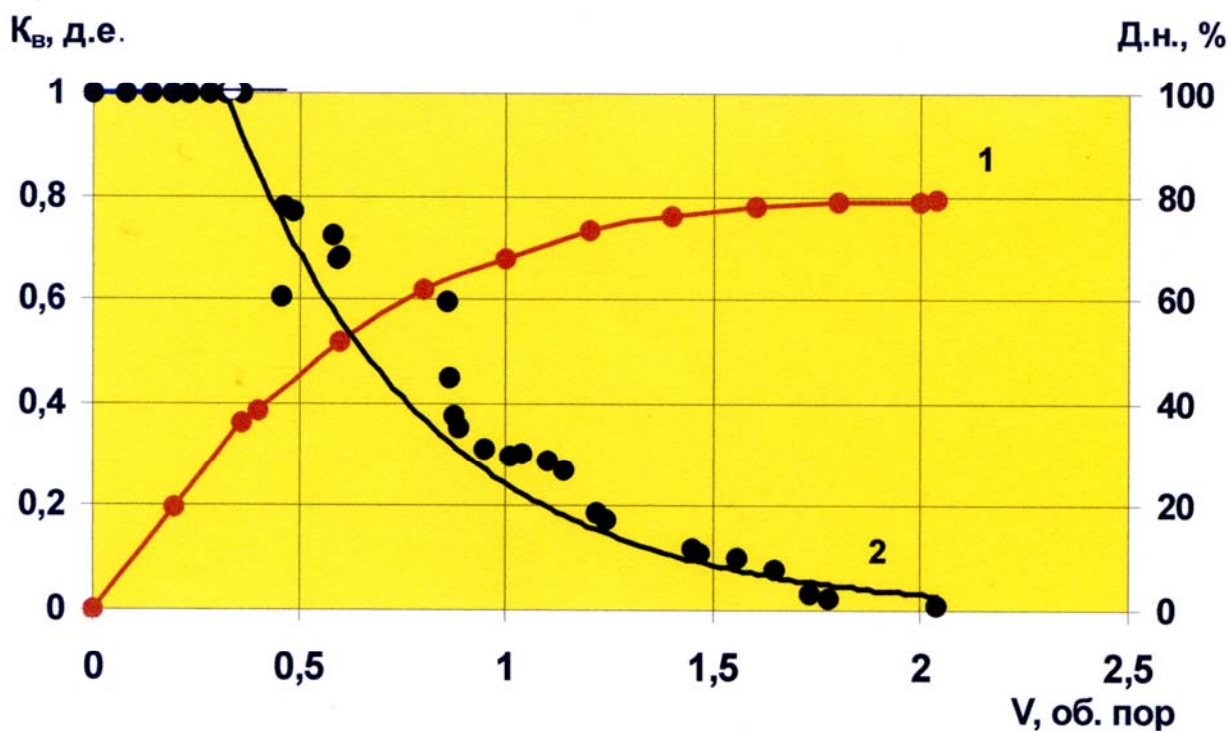


Рис. 8. Зависимости K_v и доли нефти в продукции при вытеснении нефти раствором полимера от V ($L = 1$ м, $\mu_n = 20$ сПз, $\mu_a = 60$ сПз)

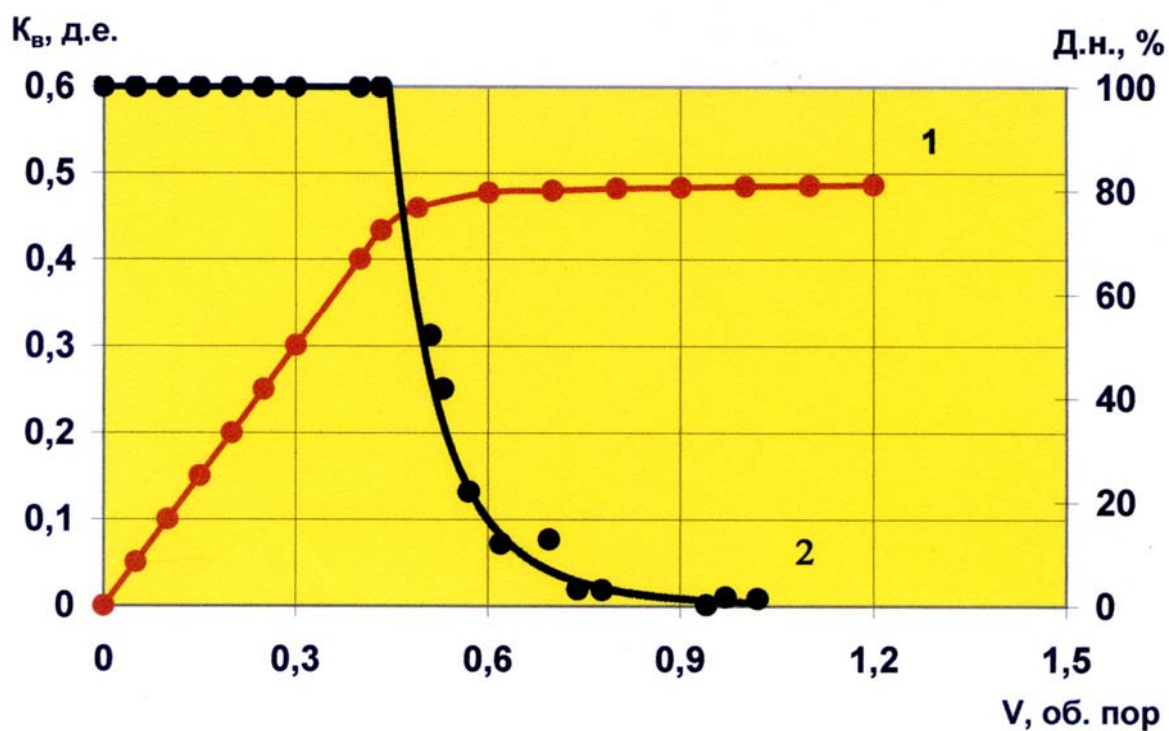


Рис. 9. Зависимости K_B и доли нефти в продукции при закачке оторочки раствора глицерина в воде от V ($L = 1$ м, $\mu_n = 10$ сПз, $\mu_a = 30$ сПз)

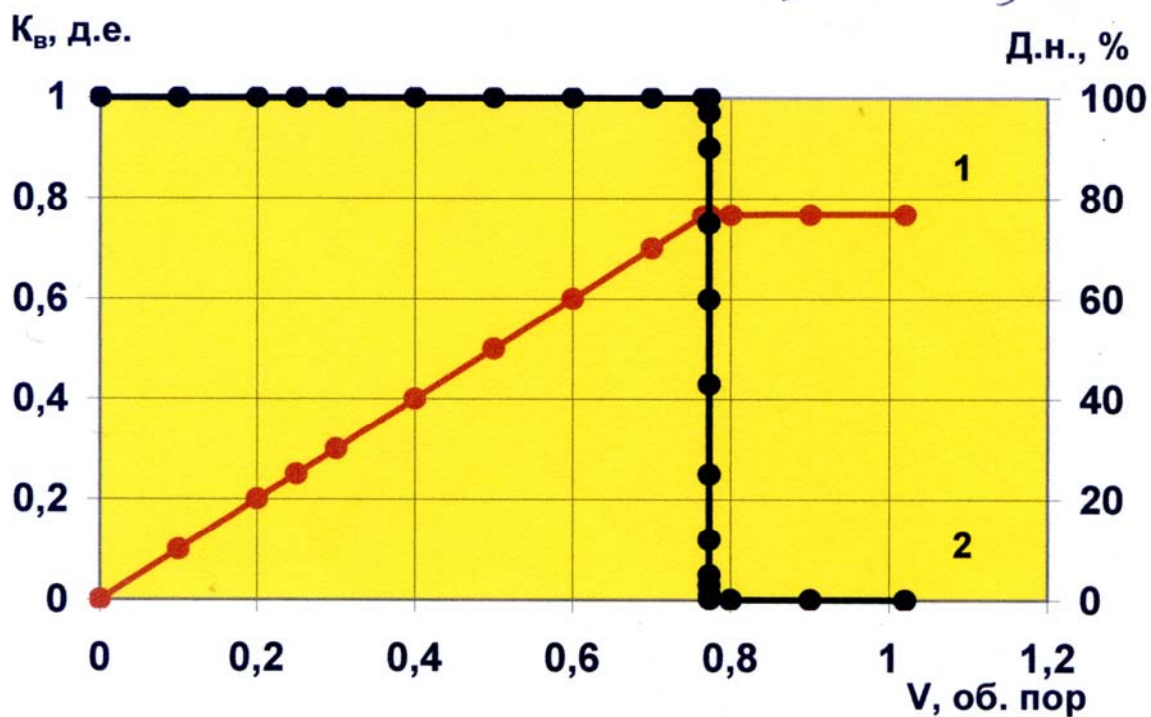


Рис. 10. Зависимости K_B и доли нефти в продукции при закачке раствора глицерина в воде от V ($L = 5$ м, $\mu_n = 10$ сПз, $\mu_a = 30$ сПз)

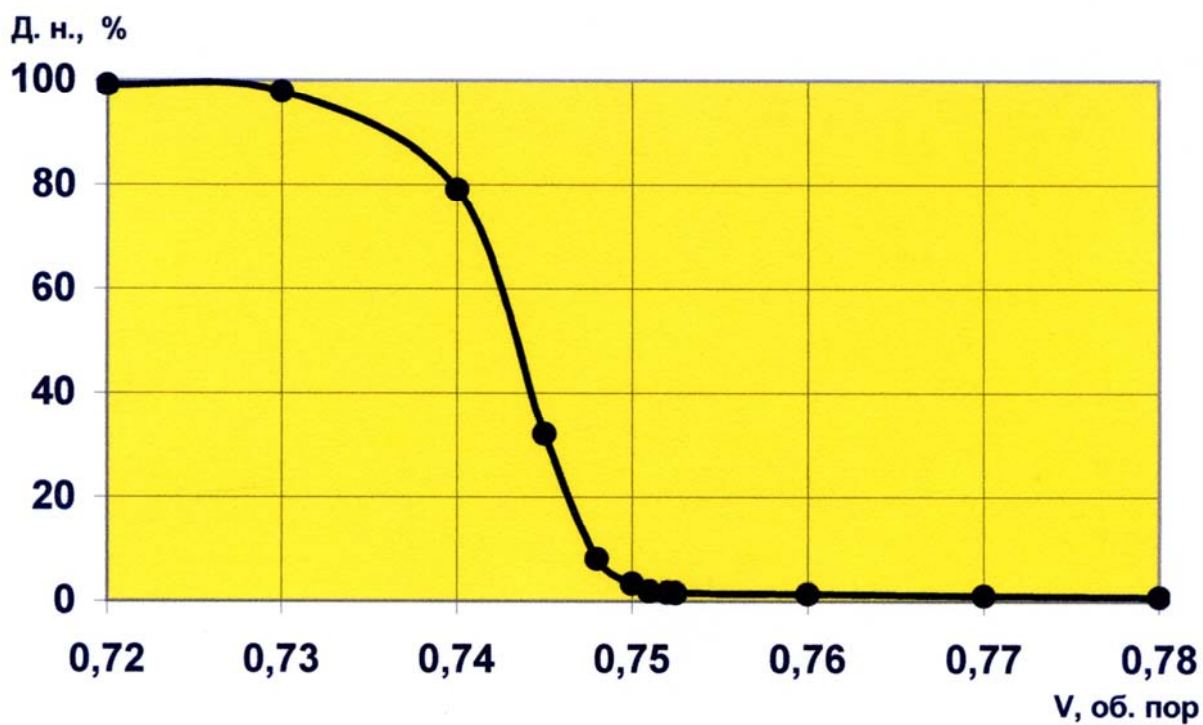


Рис. 11. Детализация динамики доли нефти в продукции для условий рис. 10

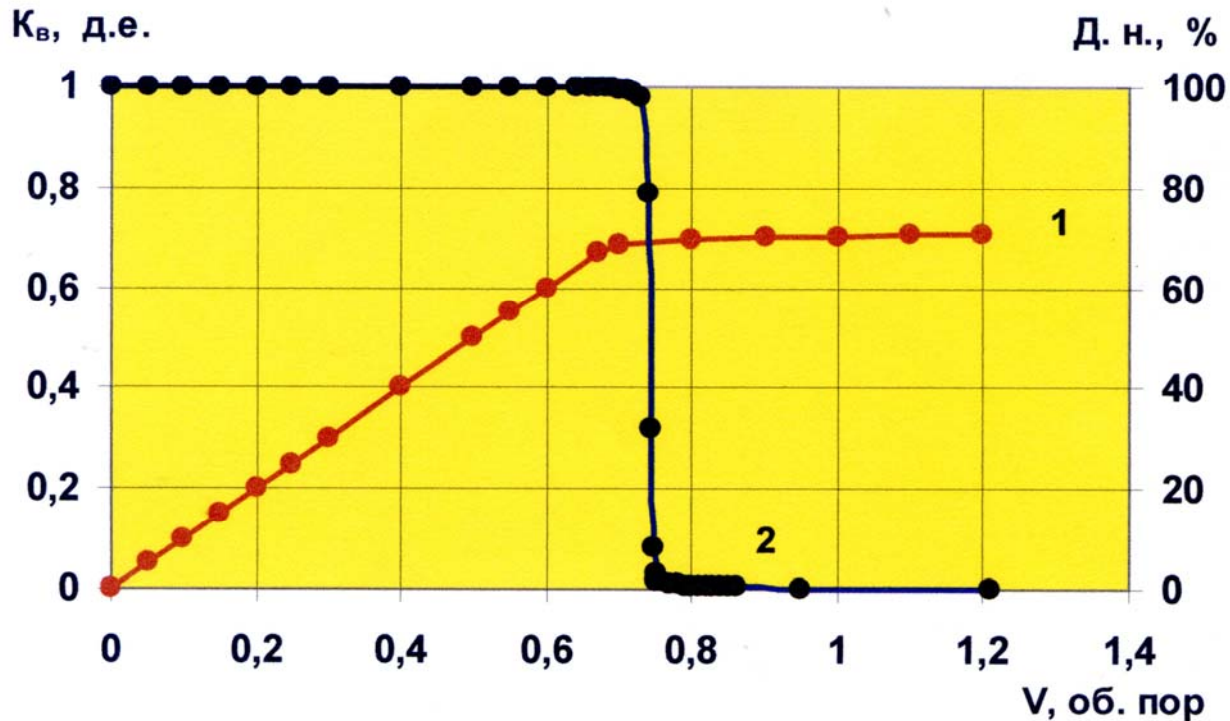


Рис. 12. Зависимости K_v и доли нефти в продукции при закачке оторочки раствора глицерина в воде от V ($L=20$ м, $\mu_n = 10$ сПз, $\mu_a = 30$ сПз)

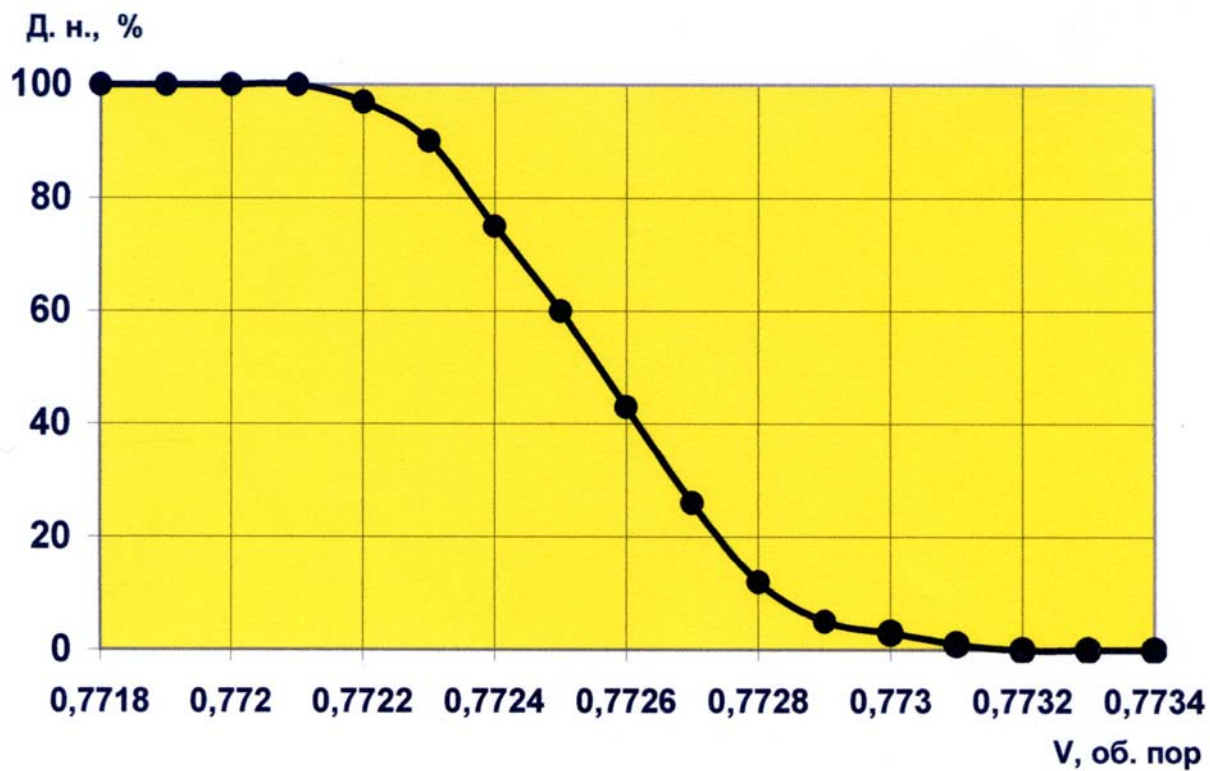


Рис. 13. Детализация динамики доли нефти в продукции для условий рис. 12

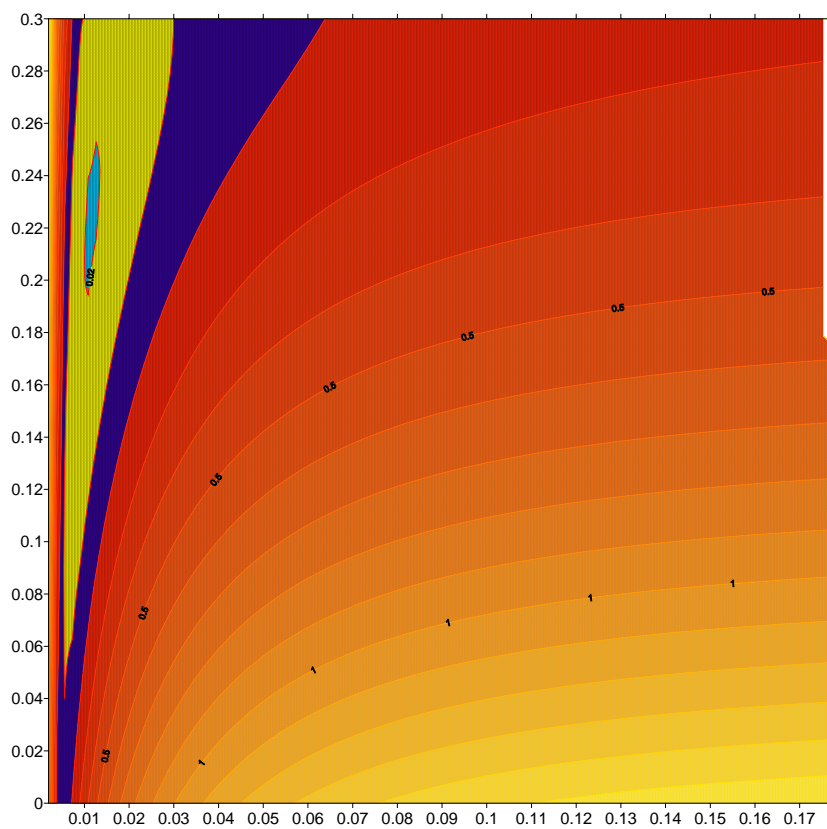


Рис. 14. Изолинии поверхности функционала (7). Ось x

соответствует параметру α , y – параметру S_{cr}

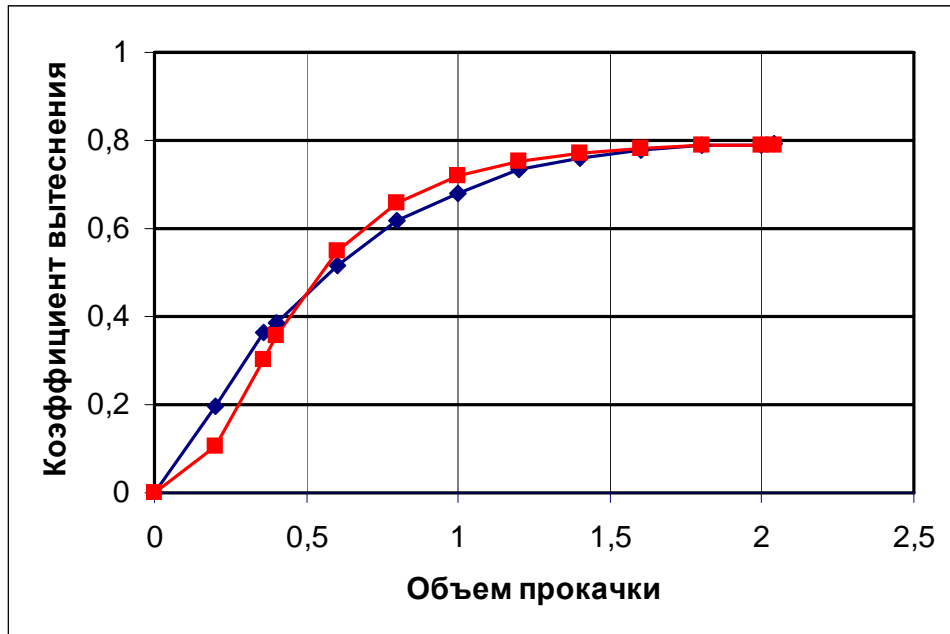


Рис. 15. Сопоставление расчетных (красные знаки) и фактических (синие знаки) значений коэффициента вытеснения для рассматриваемого случая

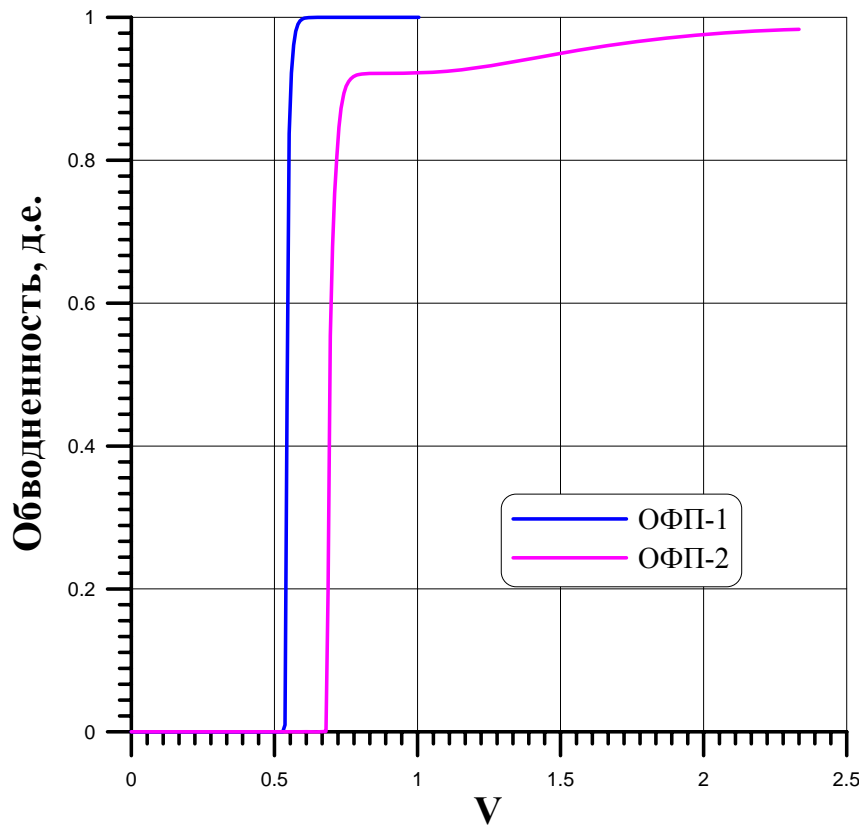


Рис. 16. Зависимости ОФП для нефти в синтетическом примере

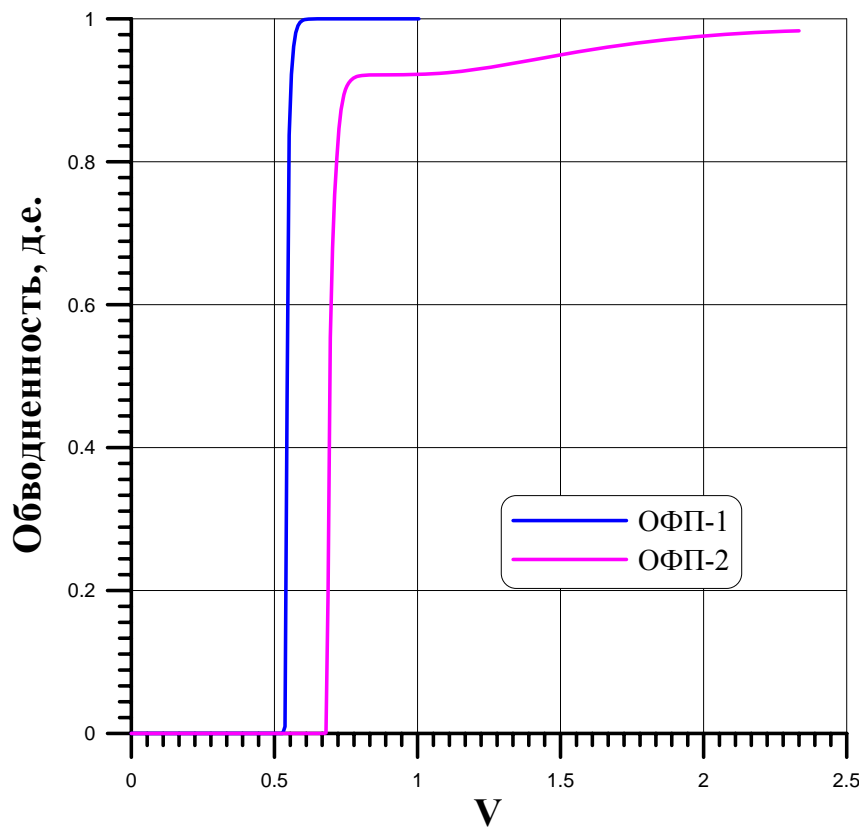


Рис. 17. Зависимости обводненности продукции от объема прокачки V

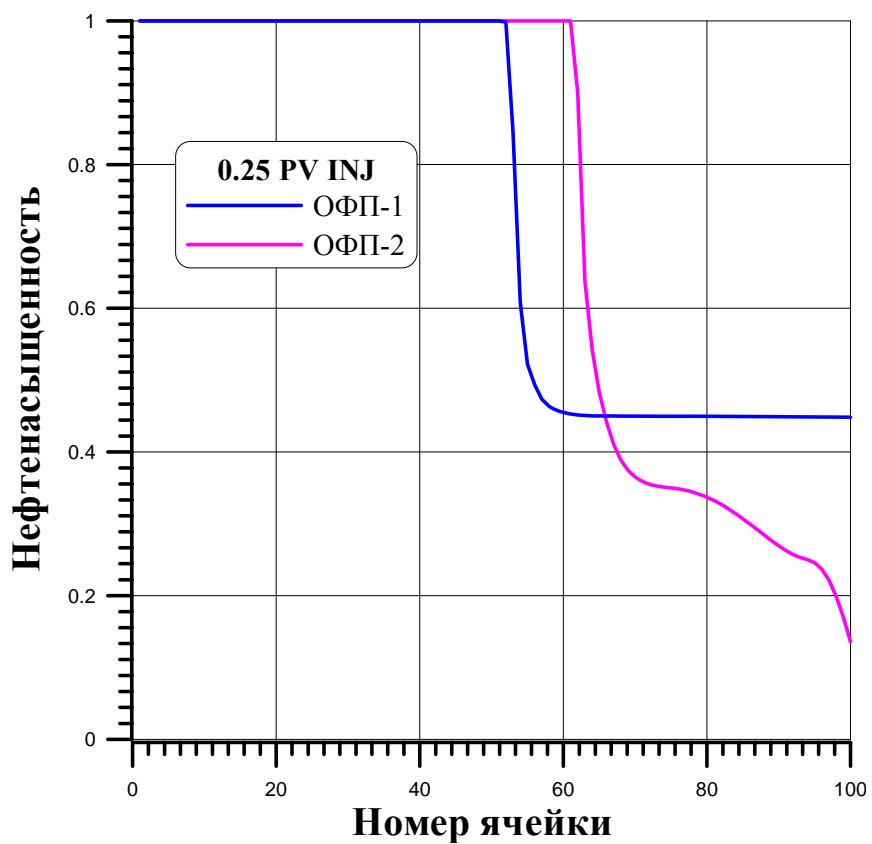


Рис. 18. Профили нефтенасыщенности на момент закачки

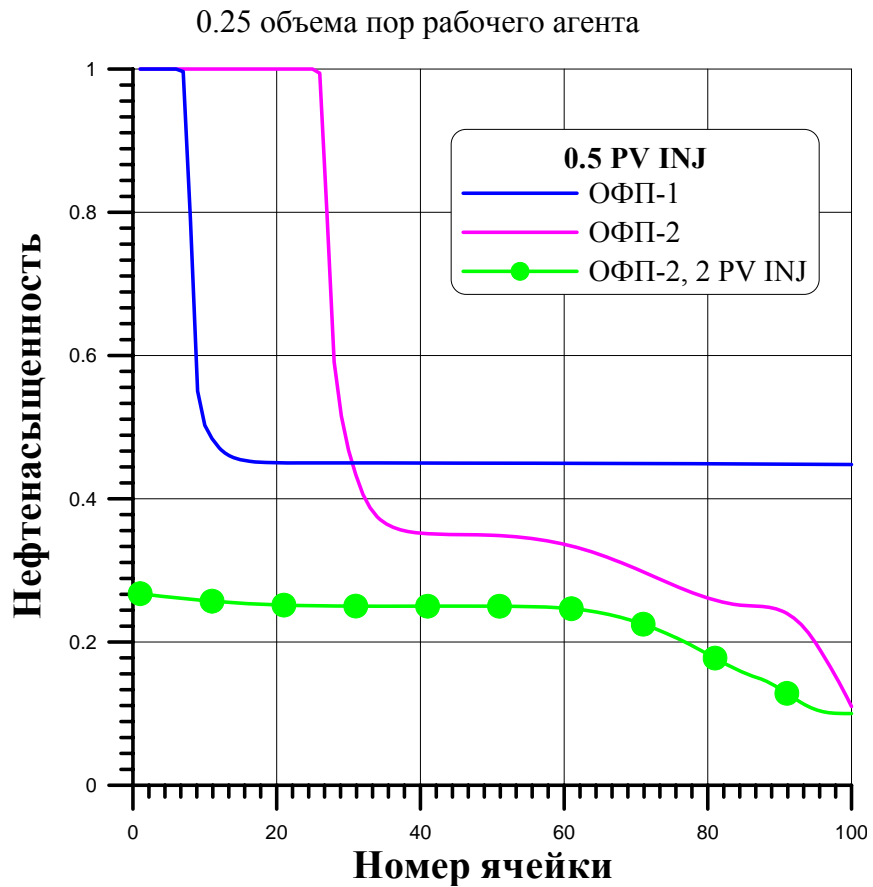


Рис. 19. Профили нефтенасыщенности на момент закачки 0.5 объема пор и 2.0 объема пор (нижний профиль) рабочего агента

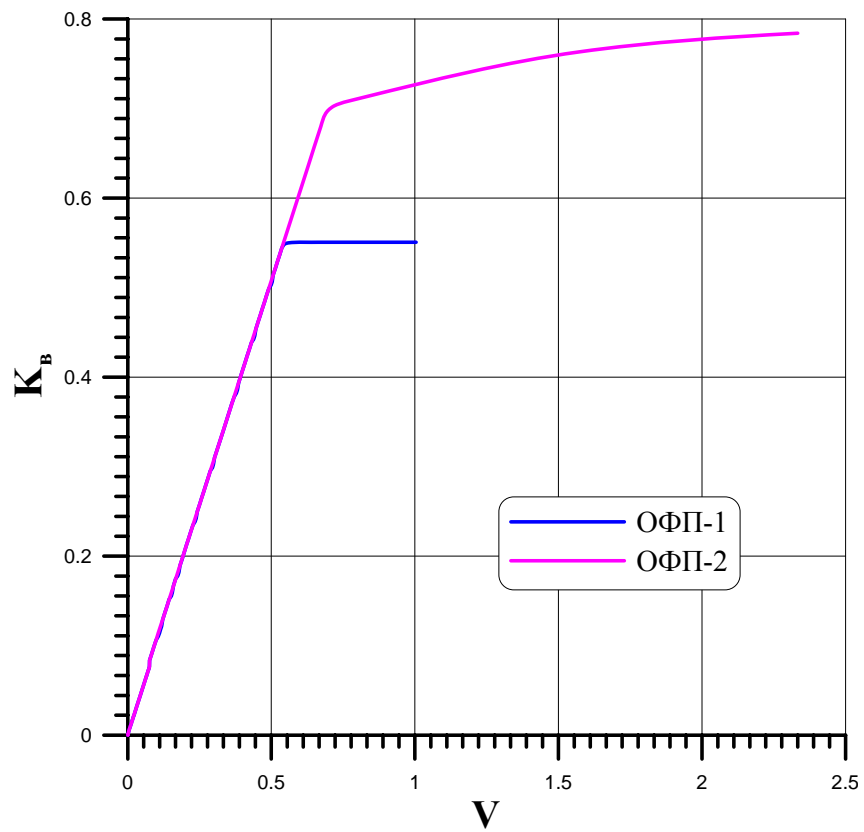


Рис. 20. Зависимость K_B от объема прокатки V