

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
Кафедра Механики многофазных систем

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ  
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ  
ЗАИМСТВОВАНИЯ

И. о. заведующего кафедрой  
к. ф.-м. н.

 Михайлов П. Ю.  
15.06. 2017г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

ИЗУЧЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД ПРИ  
ФИЛЬТРАЦИИ РАСТВОРА СЕЛИТРЫ В ТЕХНОЛОГИИ  
ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

03.04.02 Физика

Магистерская программа «Техническая физика в нефтегазовых технологиях»

Выполнил работу  
Студент 2 курса  
очной  
формы обучения



Бутаков  
Максим  
Михайлович

Руководитель работы  
к.т.н.



Григорьев  
Борис  
Владимирович

Рецензент  
Заведующий лабораторией  
петрофизических  
исследований керна,  
ЗАО Нефтеком



Колугин  
Сергей  
Анатольевич

г. Тюмень, 2017

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>АННОТАЦИЯ</b> .....	4
<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	5
<b>1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР</b> .....	7
1.1. Фильтрационно-емкостные свойства горных пород. Относительные фазовые проницаемости .....	7
1.2. Методы определения ОФП .....	13
1.2.1. Лабораторные методы определения ОФП .....	14
1.2.1.1. Метод стационарной фильтрации .....	14
1.2.1.2. Метод нестационарной фильтрации .....	18
1.2.2. Аналитические методы определения ОФП .....	19
1.3. Термические технологии разработки месторождений высоковязких нефтей .....	22
1.3.1. Пароциклическое воздействие .....	24
1.3.2. Внутрипластовое горение .....	26
1.3.3. Технология парогравитационного дренирования пласта .....	29
1.3.4. Технологии теплового воздействия с внутрипластовой генерацией химических реагентов .....	33
1.3.5. Технология термогазохимического воздействия на пласт .....	35
<b>2. ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ</b> .....	39
2.1. Сведения о керне .....	39
2.2. Экстракция образцов керна .....	40
2.3. Сушка образцов .....	42
2.4. Насыщение образцов модельным раствором пластовой воды. Определение открытой пористости .....	42
2.5. Определение остаточной водонасыщенности образцов методом центрифугирования .....	45
2.6. Вискозиметрические исследования рабочих жидкостей .....	46
2.7. Определение относительных фазовых проницаемостей методом стационарной фильтрации .....	48
2.8. Определение остаточной нефтенасыщенности .....	50

<b>3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ .....</b>	<b>53</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>63</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>64</b>

## АННОТАЦИЯ

**Во введении** обоснована актуальность диссертационной работы, сформулирована цель и поставлены основные задачи исследования.

**В первой главе** приведены основные понятия подземной гидродинамики, определены понятия фазовой проницаемости, пористости, насыщенности. Рассмотрены основные методы определения относительных фазовых проницаемостей – лабораторные и аналитические. Представлен краткий обзор термических методов повышения нефтеотдачи, критерии их применимости и их достоинства и недостатки. Рассмотрена технология термогазохимического воздействия на основе бинарных смесей.

**Во второй главе** рассматриваются объекты исследования, которыми являются образцы керна, представленные породами карбонатного и терригенного типов. Приведены сведения об образцах керна. Также, приводится подробное описание методов исследования образцов керна: экстракция, высушивание, насыщение, определение пористости, создание остаточной водонасыщенности методом центрифугирования, определение относительных фазовых проницаемостей методом стационарной фильтрации, определение остаточной нефтенасыщенности.

**Третья глава** посвящена описанию результатов исследований, которые заключались в оценке влияния 60% раствора селитры на ФЕС пород карбонатного и терригенного типов.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Тепловые методы повышения нефтеотдачи не имеют альтернативы при разработке месторождений, содержащих высоковязкую нефть. Среди тепловых методов выделяется метод термогазохимического воздействия на основе бинарных смесей (БС), который, как утверждают его разработчики, «не заводняет пласт», применение которого не требует развитой инфраструктуры и который является более ресурсосберегающим по сравнению с другими тепловыми методами на водной основе.

Бинарные смеси – это водные растворы селитры и инициатора реакции их разложения – нитрита натрия. Водные растворы реагентов БС закачивают в скважину по разным каналам. Они вступают в контакт в призабойной зоне пласта и реагируют, выделяя тепло и газ, уходящие в пласт под давлением, создаваемым реакцией.

При этом при протекании реакции в неблагоприятных условиях – в смеси с жидкими компонентами коллектора (нефтью и водой) реакция замедляется и становится возможным проникновение селитры вглубь коллектора через микротрещины и поры. Вследствие этого концентрация селитры в бинарной смеси уменьшается, и часть селитры может остаться без окислителя и сохраниться. По этой причине требуется изучение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, как объектов подвергаемых воздействию химических реагентов и продуктов реакции бинарных смесей.

**Цель работы:** Исследовать влияние раствора селитры на фильтрационно-емкостные свойства образцов керна.

### **Задачи:**

1. Определить методом стационарной фильтрации относительные фазовые проницаемости образцов керна для нефти и воды.
2. Определить методом стационарной фильтрации относительные фазовые проницаемости образцов керна для нефти и воды после фильтрации раствора селитры.

3. Оценить влияние раствора селитры на фильтрационно-емкостные свойства образцов.

## 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

### 1.1. Фильтрационно-емкостные свойства горных пород. Относительные фазовые проницаемости

Одним из важнейших свойств горных пород является их способность к фильтрации, т.е. способность пропускать через свое поровое пространство флюид при наличии градиента давления. Важнейшей фильтрационно-емкостной характеристикой пористой среды является пористость, характеризующая отношение объема всех пор  $V_p$  к общему объему породы  $V$  (*общая пористость*):

$$m = \frac{V_p}{V} \quad (1.1)$$

Кроме общей пористости различают *открытую* (под  $V_p$  понимают объем открытых пор) и *динамическую* или *эффективную* пористости (под  $V_p$  понимают объем пор, занятый подвижной жидкостью) [1].

Для количественного описания способности породы пропускать через поровое пространство флюид используют понятие проницаемости, которая определяется как коэффициент пропорциональности в законе Дарси, который с учетом сил тяжести можно записать в виде:

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \text{grad}(P + \rho \cdot g \cdot z) \quad (1.2)$$

где  $k$  – проницаемость, [Д];  $\mu$  – динамическая вязкость флюида [Па·с];  $P$  – давление, [Па];  $g$  – ускорение свободного падения, [м/с<sup>2</sup>];  $z$  – высота рассматриваемой точки над некоторым расчетным уровнем, [м]. Коэффициент  $k$  характеризует физические свойства породы, и не зависит от свойств флюида и градиента давления, если флюид не взаимодействует с породой (*абсолютная проницаемость*). Физический смысл его размерности говорит о том, что проницаемость характеризует площадь поровых каналов, по которым происходит фильтрация.

В экспериментах Дарси учтены следующие положения ограничивающие область применения закона:

- Флюид однофазный.

- Проницаемость не зависит от свойств флюида и градиента давления.
- Флюид не взаимодействует со средой [2, 3].

На практике в породах нефтегазовых месторождений присутствуют несколько фаз. Рассмотрим случай двухфазной фильтрации, соответствующий вытеснению жидкости первоначально занимающей поровое пространство другой жидкостью, не смешивающейся с первой. Основными параметрами многофазного течения являются насыщенность и скорость фильтрации. Насыщенностью  $s_i$  называется доля объёма пор, занимаемая данным флюидом (вода, нефть, газ). Очевидно, что

$$\sum_i^n s_i = 1 \quad (1.3)$$

где  $n$  – количество отдельных фаз. В системе из  $n$  фаз имеется  $n-1$  независимая насыщенность, т. е. при исследовании фильтрации двухфазной жидкости достаточно рассматривать только одну насыщенность  $s$  [4]. При фильтрации двух несмешивающихся фаз часть порового пространства коллекторов, с преобладанием мелких поровых каналов и углы крупных пор заняты смачивающей фазой, по другим каналам осуществляется фильтрация несмачивающей фазы. Поровым каналам, занимаемым первой и второй фазами, соответствуют конкретные значения насыщенности и проницаемости по этим фазам. С увеличением насыщенности увеличивается количество поровых каналов для фильтрации одной фазы и соответственно уменьшается количество поровых каналов для фильтрации другой [5].

Движение каждой фазы можно описать вектором скорости фильтрации  $\vec{v}_i$ :

$$\vec{v}_i = -\frac{k_i}{\mu_i} \cdot \text{grad}P_i \quad (1.4)$$

где  $k_i$  – фазовая проницаемость, [Д];  $\mu_i$  – динамическая вязкость для  $i$ -фазы, [Па·с];  $P_i$  – давление в  $i$ -й фазе, [Па].

Величина фазовой проницаемости зависит от физических свойств породы, от насыщенности порового пространства различными флюидами и их физико-

химических свойств. Зависимость фазовых проницаемостей от водонасыщенности приведена на рис. 1.1 [2].

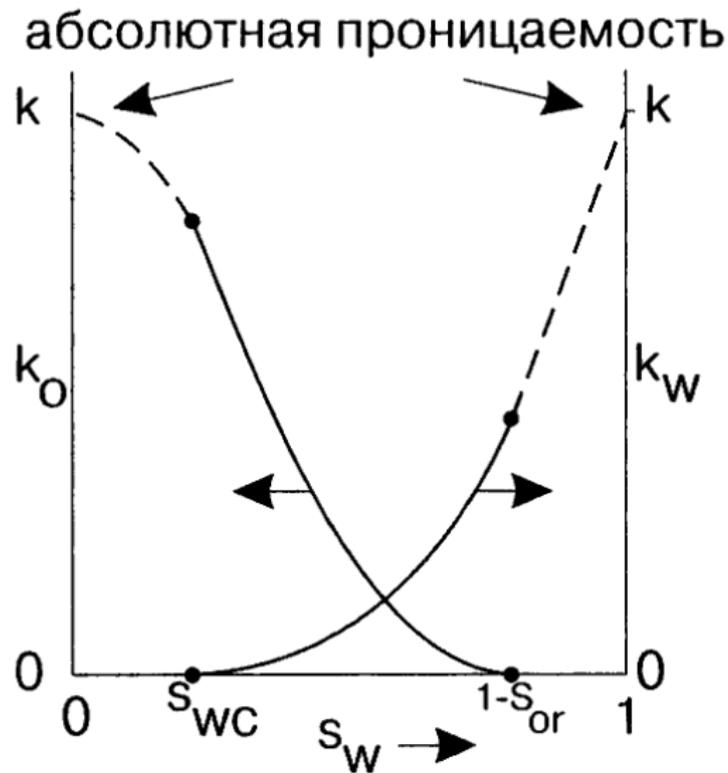


Рисунок 1.1 Кривые фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности [6].

Графики фазовых проницаемостей по нефти и воде строят как функцию только водонасыщенности ( $S_w$ ), т.к. нефтенасыщенность ( $S_o$ ) может быть определена через  $S_w$ :  $S_o = 1 - S_w$ . На рис.1.1 фазовой проницаемости по воде при остаточной водонасыщенности ( $S_{wc}$ ) соответствует значение проницаемости равное нулю ( $k_w = 0$ ), т. е. вода не движется. Значению фазовой проницаемости по воде в точке  $S_w = 1$ , т.е. когда порода полностью насыщена водой, соответствует максимальное значение водонасыщенности, проницаемость в этой точке равна абсолютной проницаемости  $k$ . Аналогично для кривой фазовой проницаемости по нефти: в точке соответствующей остаточной нефтенасыщенности, фазовая проницаемость по нефти равна нулю ( $k_o = 0$ ). В области между двумя предельными значениями  $S_{wc}$  и  $S_{or}$  обе кривые фазовых проницаемостей принимают характерную форму, показанную на рис.1.1 [6].

На практике принято использовать график зависимости относительных фазовых проницаемостей по нефти ( $k_{ro}$ ) и воде ( $k_{rw}$ ) от водонасыщенности (рис.1.2)

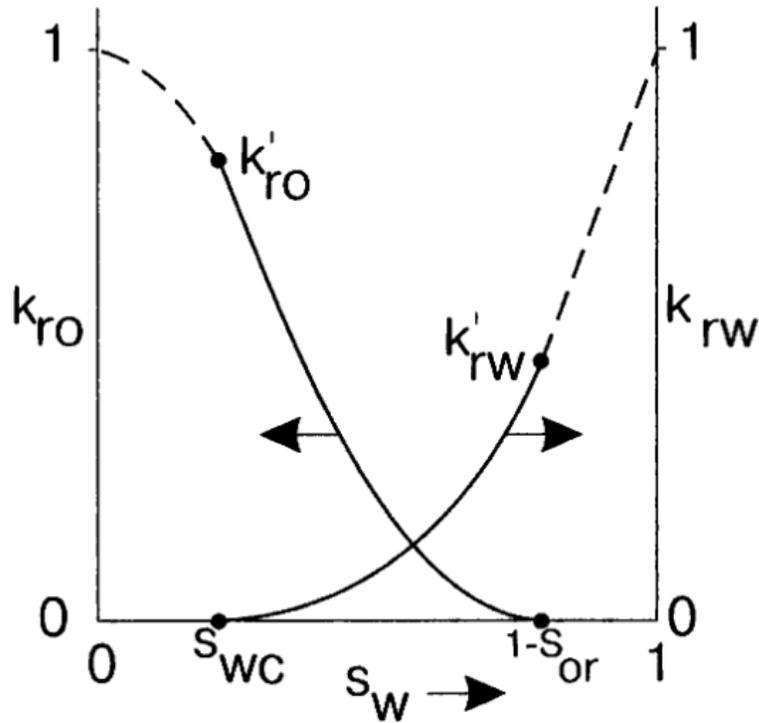


Рисунок 1.2. Зависимость относительных фазовых проницаемостей (ОФП) от водонасыщенности [6].

На рис. 1.1 и рис. 1.2 кривые имеют одинаковый вид с единственным отличием, что кривые ОФП изменяются от нуля до единицы. Кривые ОФП получается путем отношения фазовых проницаемостей к проницаемости абсолютной:

$$k_{rw}(S_w) = \frac{k_w(S_w)}{k}$$

$$k_{ro}(S_w) = \frac{k_o(S_w)}{k} \quad (1.5)$$

На рис. 1.1 и 1.2 участки кривых фазовых проницаемостей левее  $S_{wc}$  и правее  $1 - S_{or}$  отмечены штриховыми линиями. Несмотря на то, что эти участки можно определить по данным лабораторных исследований, в действительности

они никогда не соответствуют процессам вытеснения в пласте, поскольку на практике  $S_{wc} \leq S_w \leq 1 - S_{or}$ . На рис. 1.2 точкам  $(k_{ro}')$  и  $(k_{rw}')$  соответствуют максимальные значения ОФП, которые могут быть при вытеснении в естественных условиях, точки  $(k_{ro}')$  и  $(k_{rw}')$  на кривых ОФП называют концевыми.

Так же нормализацию фазовых проницаемостей выполняют путем отношения фазовых проницаемостей по нефти и воде к максимальному значению проницаемости по воде (рис. 1.3) [6].

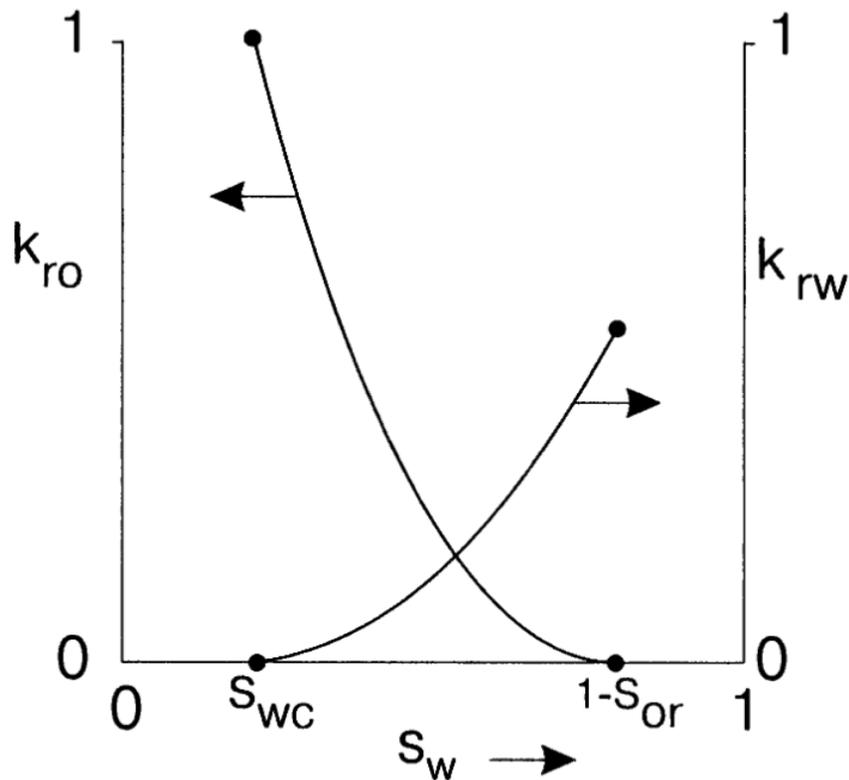


Рисунок 1.3 Кривые относительных фазовых проницаемостей, полученные другим методом нормализации фазовой проницаемости [5].

ОФП в таком случае определяются следующим образом:

$$k_{ro}(S_w) = \frac{k_o(S_w)}{k_o(S_w = S_{wc})}$$

$$k_{rw}(S_w) = \frac{k_w(S_w)}{k_w(S_w = S_{wc})} \quad (1.6)$$

При этом оба метода дадут одинаковый вид кривых фазовых проницаемостей.

На вид кривых ОФП для нефти и воды влияют различные факторы, например, такие как структура порового пространства. Для коллекторов с большим количеством мелких пор кривые ОФП смещаются в область повышенных значений водонасыщенности, кроме того уменьшаются значения проницаемостей в точках  $k_{ro}(S_{wc})$  и  $k_{rw}(1-S_{or})$ . Для коллекторов с преобладанием пор большого размера наоборот характерны низкие значения остаточной водонасыщенности, высокие значения проницаемостей в точках  $k_{ro}(S_{wc})$  и  $k_{rw}(1-S_{or})$  [6].

На характер ОФП также оказывают влияние реологические свойства пластовых флюидов: межфазное натяжение, вязкость, наличие высокомолекулярных соединений (например, асфальтенов, смол и парафинов). При снижении межфазного натяжения фазовые проницаемости для смачивающей и несмачивающей фазы возрастают незначительно, при этом кривые ОФП поднимаются. С увеличением вязкости пластовой воды проницаемость для воды увеличивается.

Важной характеристикой влияющей на фазовые проницаемости является температура. С увеличением температуры изменяются реологические свойства жидкостей, изменяется смачиваемость, увеличивается гидрофильность коллекторов. Результаты влияния температуры на вид кривых ОФП состоят в следующем: с ростом температуры ОФП для нефти увеличивается, в то время как для воды увеличивается слабо, либо снижается. С увеличением температуры кривые ОФП сдвигаются вправо, в область повышенных значений водонасыщенности [4].

ОФП являются одной из важнейших характеристик процесса фильтрации пластовых флюидов в пористых средах. Данные ОФП используются при решении большого числа геологопромысловых задач. Данные о фазовых проницаемостях необходимы при обосновании кондиционных пределов петрофизических свойств пород, при промышленной оценке переходных нефтегазовых зон пластов, в гидродинамических расчетах технологических показателей разработки, при выборе методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи, при анализе и контроле за разработкой залежей [8].

## 1.2. Методы определения ОФП

Для определения относительных фазовых проницаемостей существуют прямые и косвенные методы. К прямым относятся лабораторные методы – методы стационарной и нестационарной фильтрации; к косвенным – аналитические методы: полученные на основе кривых капиллярного давления или промысловых данных [9].

Общеизвестно, ОФП полученные на основе лабораторных исследований дают наиболее достоверные результаты, чем косвенные методы с использованием промысловых данных. Получение достоверных результатов связано с соблюдением условий подобия процессов, реализуемых в эксперименте, моделирующим натурный процесс. При моделировании процесса фильтрации нефти и воды следует учитывать, что ОФП являются функциями следующих параметров:

$$k_{n,g} = f(S_g, k, m, \sigma, \theta, \Delta P, l, \mu_{n,g}, \Delta \rho, P_{эф}, h, Q_{n,g}, P_k, g) \quad (1.7)$$

где  $S_g$  – водонасыщенность;  $k$  – абсолютная проницаемость;  $m$  – пористость;  $\sigma$  – поверхностное натяжение;  $\theta$  – краевой угол смачивания;  $\Delta P$  – перепад давления;  $l$  – длина пласта;  $\mu_{n,g}$  – динамические вязкости нефти и воды;  $\Delta \rho$  – разность плотностей воды и нефти;  $P_{эф}$  – эффективное давление;  $h$  – толщина пласта;  $Q_{n,g}$  – расходы нефти и воды;  $P_k$  – капиллярное давление;  $g$  – ускорение свободного падения [10].

Используя  $\pi$ -теорему можно получить из перечисленных выше 16 параметров 13 безразмерных соотношений, равенство которых для модели и пласта будет выражать условие подобия для естественного и моделируемого процессов фильтрации. Однако добиться полного подобия в экспериментах не возможно, т.к. например, невозможно соблюсти соотношение:

$$\left[ \frac{k}{l^2} \right]_{\text{модель}} = \left[ \frac{k}{l^2} \right]_{\text{натур}} \quad (1.8)$$

так как в этом случае длина модели должна быть равна размеру пласта. И все-таки в экспериментах по стационарной фильтрации условие (1.8) может выполняться,

если добиваться подобия по отношению к процессу, происходящему не во всем пласте, а в его элементе, где существуют такие же условия фильтрации. В таком случае результаты эксперимента, проведенные при выбранных режимах, будут соответствовать определенному участку пласта.

В экспериментах по вытеснению необходимо соблюдать приближенное подобие и проводить их при таких режимах, когда указанный критерий перестает влиять на протекание процесса. Скорость вытеснения, при которой наступает область автомодельности по критерию (2.2), зависит от свойств изучаемого объекта и в каждом случае устанавливается экспериментально [10].

## **1.2.1. Лабораторные методы определения ОФП**

### **1.2.1.1. Метод стационарной фильтрации**

Считается, что среди лабораторных методов метод стационарной фильтрации дает наиболее достоверные результаты, поскольку позволяет моделировать процессы и условия максимально приближенные к пластовым. Также его достоинством является то, что этот метод позволяет получать ОФП во всем спектре изменения насыщенности [10].

Оценка влияния различных факторов на ОФП показывает, что эксперимент необходимо проводить при сохранении или воспроизведении естественных физико-химических условий системы порода – пластовые флюиды, при поддержании термобарических условий соответствующих пластовым. Эксперимент проводится на составных образцах правильной геометрической формы, общая длина образца согласно условию подобия должна быть не менее

$$l_{\min} = \frac{\pi_2}{\pi_1} \cdot \sqrt{k \cdot m} = 1000 \cdot \sqrt{k \cdot m} \quad (1.9)$$

где  $l_{\min}$  – минимальная длина образца [мм];  $k$  – средняя проницаемость составного образца [ $\text{мкм}^2$ ];  $m$  – средняя пористость;  $\pi_{1,2}$  – критерии подобия Эфроса ( $\pi_1$  – параметр, характеризующий отношение перепадов капиллярного и гидродинамического давлений при проведении эксперимента;  $\pi_2$  – параметр, характеризующий отношение перепадов капиллярного и гидродинамического давлений).

Составной образец комплектуется таким образом, чтобы отдельные образцы располагались в порядке уменьшения проницаемости по направлению течения жидкости, проницаемость образцов не должна отличаться более чем на 50% от среднего значения. Составной образец герметизируется с помощью манжеты, которая вместе с керном помещается в кернодержатель, где создается горное давление за счет гидрообжима. На входном торце кернодержатель оборудуется двумя трубками, подводящими пластовые жидкости, трубкой на выходном торце для сбора выходящей смеси флюидов, двумя трубками для дифманометра в серединной части кернодержателя для измерения перепада давления и электрического сопротивления (рис. 1.4) [10].

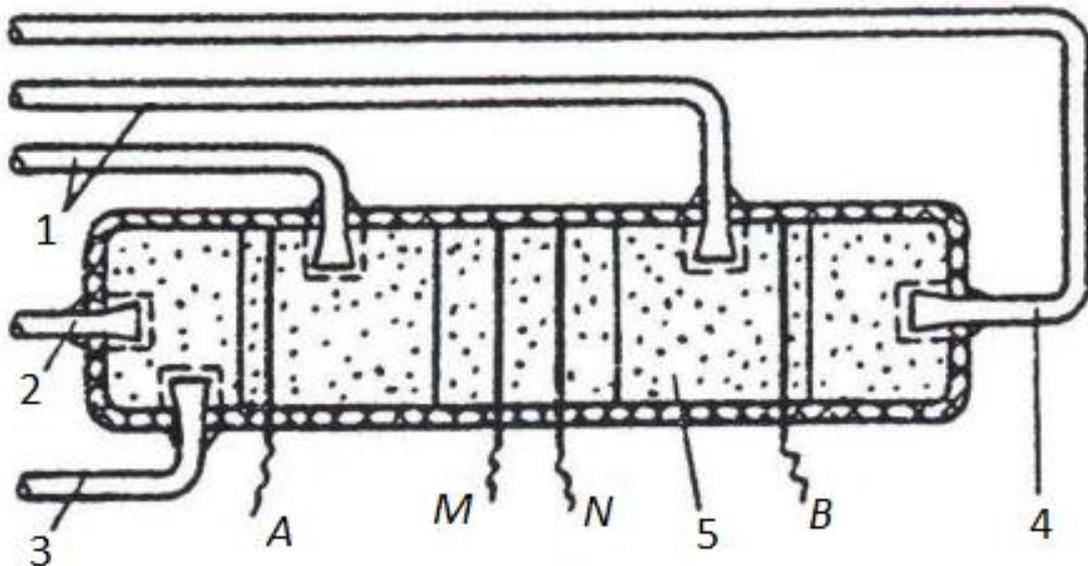


Рисунок 1.4 Схема кернодержателя: 1 – трубки дифманометра; 2 – трубка подвода воды; 3 – трубка подвода нефти; 4 – трубка для вывода смеси; 5 – образцы; А, В – питающие электроды; М, N – измерительные электроды.

При проведении эксперимента необходимо использовать пластовые пробы безводной нефти и пластовой воды, при их отсутствии допускается использовать модели этих флюидов. В качестве модели нефти используют дегазированную нефть, разбавленную растворителями – легкими фракциями углеводородов, количество растворителя подбирается так, чтобы реологические свойства

модельного раствора соответствовали свойствам пластового флюида, при этом концентрация растворителя не должна превышать 30% от объема смеси. Перед подготовкой модели дегазированную нефть очищают от механических примесей, воды и твердой фазы методом центрифугирования или фильтрованием. В качестве модели пластовой воды готовят раствор NaCl с минерализацией соответствующей пластовой [11].

Определение ОФП проводится на нескольких режимах с различным соотношением пластовых флюидов при сохранении суммарного расхода двух фаз. Эксперимент начинается при 100% насыщении образца пластовой водой, при достижении установившейся фильтрации образец 100% насыщают нефтью практически до полного вытеснения воды, что примерно моделирует процесс формирования залежи, но с конечной водонасыщенностью больше связанной на 10-18%. С целью снижения остаточной водонасыщенности допускается использование метода капиллярной вытяжки или центрифугирования. После чего образец в течение суток выдерживаются при пластовых условиях для уравнивания системы порода - пластовые флюиды и создания естественной характеристики смачивания. Эксперимент проводится минимум при пяти режимах:

1. 100% нефти в потоке;
2. 75% нефти – 25% пластовой воды;
3. 50% нефти – 50% пластовой воды;
4. 75% пластовой воды – 25% нефти;
5. 100% пластовой воды.

Каждый опыт начинают со скоростью фильтрации в 10 раз превышающей рабочую скорость для более быстрого установления насыщенности соответствующей данному режиму. После прокачки 2-3 объемов пор образца на повышенной скорости переходят на рабочую скорость. Суммарный расход флюидов определяется исходя из реальной скорости перемещения фронта в пласте. Скорость фильтрации при испытании образца определяют по формуле:

$$v_{лин} = \frac{864 \cdot Q}{F \cdot m \cdot (1 - S_{во} - S_{но})} \quad (1.10)$$

где  $v_{лин}$  – линейная скорость, [м/сут];  $Q$  – суммарный расход нефти и воды, [см<sup>3</sup>/с];  $F$  – площадь поперечного сечения образца, [см<sup>2</sup>];  $m$  – пористость образца, [д. ед.],  $S_{во,но}$  – остаточная водо- и нефтенасыщенность, [д. ед.].

Состояние установившейся фильтрации определяют по стабилизации перепада давления и электрического сопротивления на исследуемом участке образца. Эксперимент завершается при фильтрации пластовой воды до полного исчезновения нефти в выходном потоке [11].

Используя полученные значения перепада давления, по закону Дарси рассчитывают фазовые проницаемости для нефти и воды:

$$k_n = \frac{Q_{ni} \cdot \mu_n \cdot l}{F \cdot \Delta P_i}$$

$$k_в = \frac{Q_{vi} \cdot \mu_в \cdot l}{F \cdot \Delta P_i} \quad (1.11)$$

Значения относительных фазовых проницаемостей определяются по формулам:

$$K_n^{омн} = \frac{k_n}{k_{в}^{100\%}} \cdot 100\%$$

$$K_в^{омн} = \frac{k_в}{k_{н}^{100\%}} \cdot 100\% \quad (1.12)$$

где  $k_в^{100\%}$  – проницаемость образца при 100% водонасыщенности, [мкм<sup>2</sup>]. Фазовые проницаемости относят к величине проницаемости при 100% водонасыщенности, а не к абсолютной проницаемости по газу, так как проницаемость для воды отражает свойства системы порода – пластовые флюиды, тогда как проницаемость по газу является характеристикой только пористой среды.

Водонасыщенность определяется по измеренным значениям электрического сопротивления на каждом режиме и зависимости параметра насыщения от водонасыщенности [11].

### 1.2.1.2. Метод нестационарной фильтрации

Другим лабораторным методом определения ОФП является метод нестационарной фильтрации, в основе которого лежит процесс вытеснения одного флюида другим. В отличие от метода стационарной фильтрации для определения ОФП методом вытеснения требуется меньшее время, однако при использовании этого метода возникают некоторые трудности, связанные с капиллярными концевыми эффектами, неустойчивостью фронта вытеснения при больших скоростях фильтрации, формированием протяженных вязких образований, существенно опережающих фронт вытеснения [12].

В основе определения ОФП по данным лабораторных исследований лежит уравнение Баклея – Леверетта, описывающее процесс вытеснения несжимаемых несмешивающихся флюидов. При этом капиллярные явления не учитываются, т.е. скорость вытеснения должна быть достаточно высокой и влиянием силы тяжести можно пренебречь.

Требования по подготовке образцов при проведении опытов по вытеснению те же, что и для метода стационарной фильтрации. Основными исследуемыми характеристиками в процессе вытеснения являются: перепад давления на образце, расход нагнетаемой воды во времени, объем вытесненной нефти и воды во времени [10].

Для определения ОФП и соответствующих им водонасыщенностей с момента начала процесса вытеснения вычисляют следующие параметры:

- среднюю водонасыщенность образца, [д. ед.]

$$S_{cp} = S_{eo} + \frac{V_n}{F \cdot l \cdot m} \quad (1.13)$$

где  $S_{eo}$  – остаточная водонасыщенность, [д. ед.];  $V_n$  – объем вышедшей нефти, [см<sup>3</sup>];

- объем воды в поровом объеме образца:

$$Q_e = \frac{\int_0^t q(t) \cdot dt}{F \cdot l \cdot m} \quad (1.14)$$

где  $q(t)$  – объемный расход нагнетаемой воды, [см<sup>3</sup>/с];

- параметр течения:

$$\Pi = \frac{q(t) \cdot \mu_n \cdot l}{\Delta P \cdot k_{нво} \cdot F} \quad (1.15)$$

где  $k_{нво}$  – проницаемость образца при 100% нефтенасыщенности, [мкм<sup>2</sup>]

- производные:

$$D_1 = \frac{dS_{cp}}{dQ_g};$$

$$D_2 = \frac{d\left[\frac{1}{Q_g \cdot \Pi}\right]}{d\left[\frac{1}{Q_g}\right]}; \quad (1.16)$$

- ОФП по нефти и воде:

$$k_n = \frac{D_1}{D_2};$$

$$k_g = \frac{k_n \cdot \mu_g}{\mu_n \cdot \left(\frac{1}{f_g - 1}\right)}; \quad (1.17)$$

где  $f_g$  – доля воды в выходящем потоке, [д. ед.];

- значение насыщенности выходного участка образца, которому соответствуют вычисленные проницаемости:

$$S_l = S_{cp} - Q_g \cdot f_n \quad (1.18)$$

где  $f_n$  – доля нефти в вышедшем потоке, [д. ед.].

Система (1.13) – (1.18) в совокупности с исследуемыми параметрами позволяет получить достаточно точные функции ОФП за относительно малое время [10, 12].

### 1.2.2. Аналитические методы определения ОФП

Для воссоздания процессов совместной фильтрации флюидов в коллекторах широкое применение получили методы восстановления ОФП по кривым капиллярного давления. Впервые метод расчета ОФП по кривым капиллярного давления был предложен Пурцеллом [13]:

$$k_{rw} = \frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} dS_w / (P_k)^2}{\int_{S_{wi}}^1 dS_w / (P_k)^2}$$

$$k_{rnw} = \frac{\int_1^S dS_w / (P_k)^2}{\int_{S_{wi}}^1 dS_w / (P_k)^2}$$
(1.19)

где  $k_{rw}$  – ОФП смачивающей фазы, [д. ед.];  $k_{rnw}$  – ОФП несмачивающей фазы, [д. ед.];  $S_w$  – текущая водонасыщенность, [д. ед.];  $P_k$  – капиллярное давление, [атм.];  $S_{wi}$  – остаточная водонасыщенность, [д. ед.].

Уравнения (1.19) устанавливают связь между проницаемостью смачивающей/ несмачивающей фазы и кривой капиллярного давления. Кривую капиллярного давления можно получить с помощью методов: центрифугирования, полупроницаемой мембраны, контактной эталонной порометрии и т.д.

Бурдайн ввел в уравнения Пурцелла поправки, называемые коэффициентами кривизны  $\lambda$ , которые зависят от насыщенности каждой фазы. В методе Бурдайна предполагается, что смачивающая фаза с увеличением насыщенности заполняет поры от меньших к большим [13, 14]:

$$\left\{ \begin{array}{l} k_{rw} = (\lambda_{rw})^2 \frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} dS_w / (P_k)^2}{\int_{S_{wi}}^1 dS_w / (P_k)^2} \\ \lambda_{rw} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \\ k_{rnw} = (\lambda_{rnw})^2 \frac{\int_1^S dS_w / (P_k)^2}{\int_{S_{wi}}^1 dS_w / (P_k)^2} \\ \lambda_{rnw} = \frac{1 - S_w}{1 - S_{wi}} \end{array} \right. \quad (1.20)$$

где  $\lambda_{rw}$  – коэффициент кривизны для смачивающей фазы, [д. ед.];  $\lambda_{rmw}$  – коэффициент кривизны для несмачивающей фазы, [д. ед.].

ОФП по методу Бурдайна можно рассчитать только в том случае, когда капиллярное давление имеет вид простой аналитической функции. Кори предложил использовать следующий вид функции капиллярного давления:

$$\frac{1}{P_k^2} = C \cdot \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (1.21)$$

где  $C$  – коэффициент пропорциональности.

Используя зависимость для капиллярного давления (1.21) Кори получил уравнения для расчета ОФП на основе модели Бурдайна:

$$k_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^4$$

$$k_{rmw} = \left( 1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \right] \quad (1.22)$$

Позднее Кори и Брукс усложнили вид функции капиллярного давления:

$$P_k = p_e \cdot \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^{\frac{-1}{\psi}} \quad (1.23)$$

где  $p_e$  – начальное давление вытеснения, [атм.];  $\psi$  – коэффициент распределения пор по размерам.

ОФП по методу Кори-Брукса на основе модели Бурдайна, определяется следующим образом [10, 13, 15]:

$$k_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^{\frac{2+3\cdot\psi}{\psi}}$$

$$k_{rmw} = \left( 1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^{\frac{2+\psi}{\psi}} \right] \quad (1.24)$$

К недостаткам данных аналитических методов можно отнести, как ни странно, то, что делает их наиболее удобными для использования, – их простоту – они позволяют качественно верно описать форму кривых ОФП при рассмотрении

минимального числа параметров (литологический фактор, например, полагается постоянной величиной), именно это делает невозможным учесть другие факторы, определяющие совместную фильтрацию воды и нефти – например, температуру, поверхностное натяжение.

Существуют различные методы определения ОФП, но при отсутствии лабораторных исследований использовать полученные результаты следует с большой осторожностью, т. к. они не всегда отражают закономерности подземной гидромеханики [16].

### **1.3. Термические технологий разработки месторождений высоковязких нефтей**

В настоящее время в условиях ухудшения структуры запасов углеводородного сырья и возрастающего потребления энергоносителей остро стоит проблема освоения трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся высоковязкие нефти и природные битумы [17].

По классификации широко используемой в мировой практике, тяжелыми нефтями считаются нефти с плотностью 920 – 1000 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью от 10 до 100 сПз, а природными битумами – слаботекучие или полутвердые смеси преимущественно углеводородного состава с плотностью более 1000 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью выше 10000 сПз. Промежуточную группу между битумами и тяжелыми нефтями образуют так называемые сверхтяжелые нефти с вязкостью от 100 до 10000 сПз и плотностью около или несколько более 1000 кг/м<sup>3</sup>. Тяжелые и сверхтяжелые нефти многие авторы объединяют под общим названием – тяжелые нефти или высоковязкие нефти [18].

При добыче высоковязкой нефти используется тепловое воздействие горячего энергоносителя на нефть в нефтеносном пласте. Термические методы повышения нефтеотдачи не имеют альтернативы при разработке месторождений, содержащих высоковязкую нефть [19].

Выделяют три группы критериев применимости тепловых методов [20]:

- геолого-физические (свойства пластовых флюидов, геолого-физические свойства коллектора и др.);

- технологические (сетка скважин, система и параметры воздействия, система контроля и регулирования процесса и др.);
- технические (наличие соответствующего оборудования, источников воды и энергии, состояние фонда скважин).

Среди этих групп критериев наиболее значимой является первая группа, поскольку эти критерии являются определяющими при выборе метода воздействия и не поддаются регулированию. В связи с этим особое внимание следует уделять качеству информации о геологическом строении и геолого-физических характеристиках пластовых систем, таким как пористость, проницаемость, параметры геологической неоднородности пластов, трещиноватость, нефтенасыщенность, физико-химические свойства флюидов и т. д. [20].

Чем выше пористость, тем выше содержание нефти в  $1 \text{ м}^3$  породы и тем меньше тепла расходуется на добычу 1 т нефти, считается, что пористость должна быть не менее 10% [20].

Чем выше проницаемость, тем выше темп ввода тепла и тем меньше доля теплопотерь по стволу скважины и в окружающие породы. Проницаемость должна быть не менее 100 – 1000 мД [20].

Толщина пласта должна быть не менее 6 и не более 30 метров. При толщине пласта менее 6 метров происходят большие потери тепла в окружающие породы, а при большой толщине происходит снижение охвата пласта тепловым процессом. Глубина пласта при применении паротепловых методов должна быть не более 1000 метров, с ростом глубины возрастают потери тепла [20].

На эффективность процесса теплового воздействия оказывает влияние степень неоднородности залежи. Высокая трещиноватость коллекторов с одной стороны приводит к опережающим прорывам теплоносителя (пара) к добывающим скважинам, что снижает охват пласта тепловым процессом, с другой стороны при разработке залежей высоковязких нефтей благодаря высокой

трещиноватости удастся обеспечить необходимые темпы ввода тепла в пласт [21, 22].

С ростом вязкости нефти увеличивается эффективность тепловых методов по сравнению с другими методами: применение физико-химических методов целесообразно для нефтей с вязкостью менее 25 – 30 мПа·с, при значениях вязкости нефти 100 – 150 мПа·с возможно применение полимерного заводнения, при более высоких значениях целесообразно применение тепловых методов.

Важным технологическим фактором, влияющим на эффективность использования тепловых методов является плотность расположения сетки скважин. При разработке залежи тепловыми методами плотность сетки скважин должна быть не более 4 – 6 га/скв. При меньшей плотности не удастся добиться более полного охвата пласта тепловым процессом.

Технические критерии применимости тепловых методов – наличие специального оборудования (парогенераторов, компрессоров, насосное оборудование), которое может обеспечить необходимые параметры закачки рабочих агентов [20, 21].

### **1.3.1. Пароциклическое воздействие**

Факторы, повышающие нефтеотдачу при закачке пара [23]:

- основной фактор – снижение вязкости нефти;
- термоупругое расширение пластовых флюидов;
- снижение коэффициента растворимости газа в нефти: происходит выделение газа, что в ряде случаев является одним из главных факторов повышения нефтеотдачи;
- капиллярная пропитка водой;
- при нагревании нефти паром происходит испарение легких фракций углеводородов, которые переносятся вперед к не нагретым участкам пласта, легкие фракции, растворяя вязкую нефть, способствуют повышению нефтеотдачи.

На рис. 1.5 приведена схема пароциклической обработки добывающей скважины. Технология пароциклической обработки (ПЦО) включает 3 фазы: нагнетание пара, фаза ожидания и извлечение нефти [24].

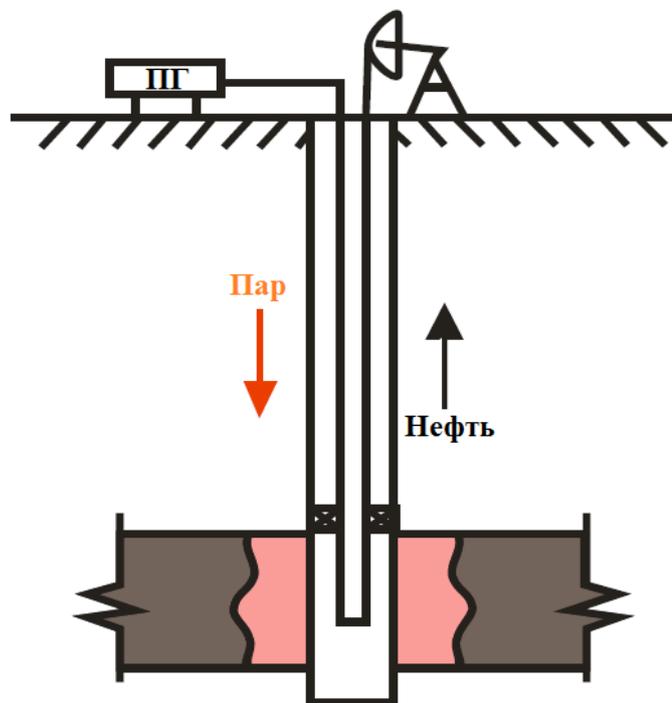


Рисунок 1.5. Схема пароциклической обработки скважины [24]

Продолжительность стадии нагнетания пара зависит от мощности пласта и приемистости скважины по пару и составляет в среднем 10 – 20 суток. Считается, что на 1 погонный метр пласта необходимо закачать 100 тонн пара. Так при толщине пласта 20 метров и приемистости скважины 200 т/сут фаза нагнетания составит 20 суток [24].

После нагнетания расчетного количества пара, скважина закрывается на пропитку и выдерживается в течение 5 – 10 дней до полной конденсации пара. Пар конденсируется, отдавая тепло нефтенасыщенному пласту, при этом снижается вязкость нефти и увеличивается коэффициент подвижности. В эксплуатацию скважину вводят после проведения термометрических исследований для определения возможности спуска глубиннонасосного оборудования, если термостойкость оборудования меньше температуры нагнетаемого пара [23, 24].

Дебит скважины в результате проведения ПЦО увеличивается, как правило, в 3-5 и более раз, а продолжительность работы до снижения дебита до первоначального может составлять 6 – 12 месяцев. Так при снижении дебита до первоначального проводят еще один цикл ПЦО, количество эффективных циклов ПЦО может составлять около 3 – 4. Результативность ПЦО возрастает с увеличением пластового давления и мощности пласта [24].

Достоинства закачки пара [23]:

- большое тепловое воздействие вследствие высокой энергоемкости пара (по сравнению с горячей водой);
- увеличение подвижности нефти.

Недостатки закачки пара [23]:

- большие энергозатраты и энергопотери;
- использование пара требует определенного оборудования, удовлетворяющего ряду требований;
- с увеличением пластовой температуры увеличивается объем добываемого попутного газа.

### **1.3.2. Внутрипластовое горение**

Процесс внутрипластового горения основан на способности углеводородов нефти вступать с кислородом воздуха в окислительную реакцию, которая сопровождается выделением большого количества тепла. Процесс горения нефти в пласте начинается вблизи забоя нагнетательной скважины с помощью различных нагревательных устройств: газовых горелок, электронагревателей, забойных термогазогенераторов. После создания очага горения переходят к закачке воздуха в нагнетательную скважину, который обеспечивает поддержание процесса горения и перемещение по пласту фронта вытеснения к добывающим скважинам. Самовоспламенению пласта способствует также высокая собственная температура пласта (более 60 – 70°C) [24].

Существует два варианта пластового горения – прямоточный и противоточный. При прямоточном горении поджог пласта и нагнетание воздуха

производится через одну и ту же нагнетательную скважину. В этом случае очаг горения и окислитель движутся в одном направлении – к добывающей скважине. Суть противоточного метода – поджог пласта производится в добывающей скважине, а окислитель закачивается в нагнетательную и продвигается навстречу фронту горения. Так как этот процесс труднорегулируем, обычно применяют прямоточное горение [20, 24].

Участок пласта охваченный процессом внутрипластового горения между добывающей и нагнетательной скважинами можно разделить на некоторое количество зон (рис. 1.6). Выжженная зона (1) располагается за фронтом горения (3), температура которой постепенно увеличивается ( $200 - 500^{\circ}\text{C}$ ) до температуры фронта горения в направлении добывающей скважины. При повышенных температурах фронта горения ( $500^{\circ}\text{C}$ ), позади него остается сухая, не насыщенная флюидами порода. Перед фронтом горения располагается зона испарения и коксообразования (4), в этой зоне происходит испарение связанной воды, остаточной нефти и образование коксообразного остатка. Впереди зоны испарения – зона конденсации (5), протяженность которой 4 – 9 метров, в этой зоне температура резко снижается, происходит конденсация паров воды и легких фракций углеводородов нефти.

Далее идет зона горячего конденсата воды и легких углеводородов (6), температура в этой зоне снижается до начальной пластовой температуры. После идет зона повышенной нефтенасыщенности (7) [24].

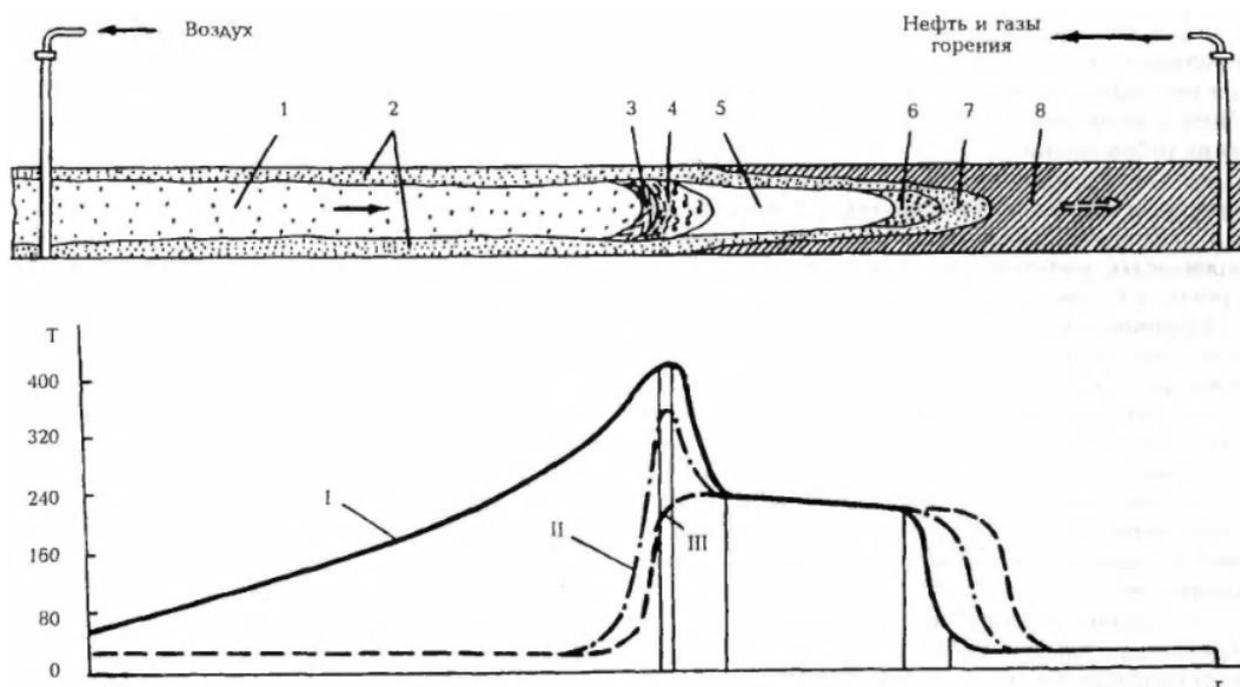


Рисунок 1.6. Схема распределения характерных зон и температуры при прямоточном внутрипластовом горении.

1 – выжженная зона; 2 – остаточная нефтенасыщенная толщина пласта; 3 – зона фронта горения; 4 – зона коксообразования; 5 – зона конденсации; 6 – зона горячей воды; 7 – зона повышенной нефтенасыщенности («нефтяной вал»);  
8 – зона естественного состояния пласта.

I – распределение температуры в средней части пласта по длине при «сухом» внутрипластовом горении; II – то же при «влажном» внутрипластовом горении;  
III – то же при «сверхвлажном» внутрипластовом горении [24].

При реализации процесса внутрипластового горения одной из основных характеристик пласта является наличие в нефти тяжелых фракций углеводородов. Концентрация тяжелых фракций должна быть такой чтобы поддерживать температуру фронта горения выше температуры воспламенения нефти. При повышении концентрации тяжелых фракций в нефти выше оптимального значения увеличивается расход воздуха на сжигание нефти и повышаются затраты на проведение процесса. В успешных проектах воздушнонефтяное отношение не превышает  $3600 \text{ м}^3$  воздуха на  $1 \text{ м}^3$  нефти [24].

Внутрипластовое горение имеет три разновидности в зависимости от величины водовоздушного фактора: сухое (обычное) внутрипластовое горение,

влажное внутрипластовое горение, сверхвлажное внутрипластовое горение. В среднем соотношение воды и воздуха закачиваемого в пласт  $1 - 5 \text{ м}^3$  воды на  $1000 \text{ м}^3$  воздуха, при сверхвлажном горении  $2 - 10 \text{ м}^3$  воды на  $1000 \text{ м}^3$  воздуха. В случае обычного (сухого) внутрипластового горения в пласт нагнетается только воздух.

Влажное и сверхвлажное горение являются более эффективными процессами по сравнению с сухим горением, поскольку увеличение водовоздушного фактора способствует перемещению теплоты из области, которая остается за фронтом горения в переднюю относительно фронта область. С ростом водовоздушного фактора увеличивается скорость перемещения теплового фронта и снижается расход воздуха. Скорость перемещения фронта горения при сухом горении –  $0,13 - 0,15 \text{ м/ч}$ , при влажном –  $0,22 \text{ м/ч}$ , а при сверхвлажном –  $0,36 \text{ м/ч}$  в среднем [24].

### **1.3.3. Технология парогравитационного дренирования пласта**

На сегодняшний день основным направлением развития тепловых методов является закачка пара в системе горизонтальных скважин. Технология парогравитационного дренирования применяется в основном для разработки месторождений битуминозных песчаников и реализуется на многих объектах Канады, Китая, Венесуэлы [25].

В классическом описании технология парогравитационного дренирования требует бурения двух горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола от 300 до 1000 метров, расположенных параллельно одна над другой, расстояние между скважинами составляет, как правило,  $5 - 10$  метров (рис. 1.7). Процесс парогравитационного воздействия начинается с прогрева обеих скважин паром в течение  $1 - 2$  месяцев с целью снижения фильтрационного сопротивления ПЗС. На основной стадии добычи переходят к непрерывному нагнетанию пара в верхнюю скважину и отбору нефти из нижней скважины. Нагнетаемый пар поднимается к верхней части продуктивного пласта. На границе нефтенасыщенного пласта и паровой камеры постоянно происходит теплообмен,

вследствие чего пар конденсируется и вместе с разогретой нефтью под действием сил тяжести стекает к нижней скважине [24, 25].



Рисунок 1.7. Технология парогравитационного дренирования пласта [25]

Установление гидродинамической связи между добывающей и нагнетательной скважинами может быть достигнуто не только за счет циркуляции пара в обеих скважинах, но и за счет пароциклической обработки скважин или закачки растворителя. Для скважин с горизонтальным участком более 500 метров возникают сложности с установлением гидродинамической связи между скважинами, что негативно влияет на эффективность процесса парогравитационного дренирования.

Для предотвращения прорыва пара из нагнетательной в добывающую скважину процесс выноса пара регулируют при помощи поддержания температуры добываемой жидкости ниже температуры насыщения, обычно разница температур между температурой добываемой жидкостью и температурой насыщения составляет 5 – 40°C [25].

Факторы, влияющие на эффективность процесса парогравитационного дренирования:

- наличие в продуктивном пласте протяженных глинистых прослоек понижает эффективность процесса: происходит деформация температурного фронта и

паровой камеры. Наличие небольших глинистых прослоек не влияет на процесс разработки залежи высоковязких нефтей;

- наличие высокопроницаемых пропластков приводит к прорыву пара к добывающей скважине, что снижает эффективность метода и может привести к проблемам со скважинным оборудованием;
- давление нагнетания: давление обеспечивает высокую температуру нагнетаемого пара;

Среди факторов, ограничивающих применение этого метода – малая толщина пласта, наличие экранирующих пропластков, трещиноватость которая способствует прорыву пара в добывающие скважины, наличие подстилающего водоносного горизонта [24].

Существует также однокважинный вариант технологии парогравитационного дренирования, который может применяться в более тонких пластах и который может быть реализован в более худших геологических условиях по сравнению с двухскважинной технологией (рис. 1.8).

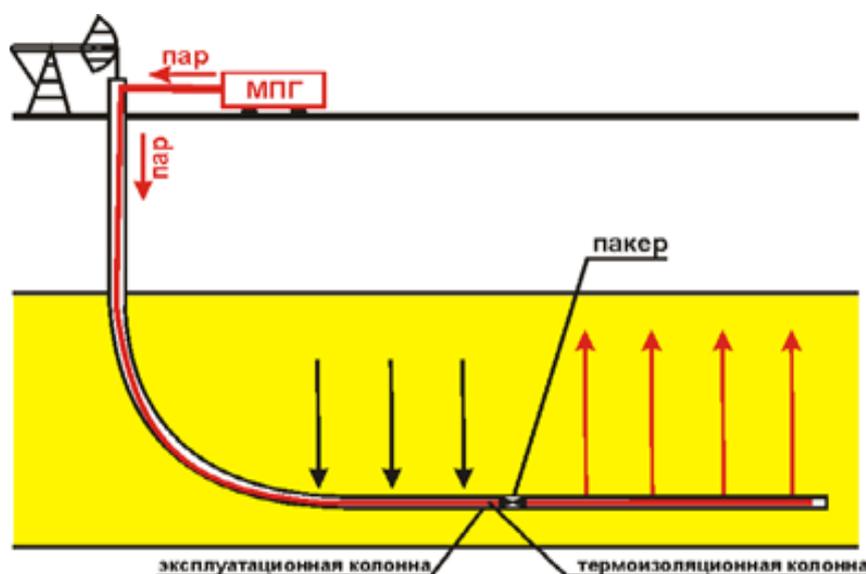


Рисунок 1.8. Однокважинный вариант технологии парогравитационного дренирования [24]

В этой технологии пар нагнетается через забой нагнетательной горизонтальной скважины по гибким термоизолированным трубам, нефть под действием силы тяжести стекает в остальную часть горизонтального ствола. В скважину вместе с термоизолированными трубами спускают насос для

извлечения нефти. Механизм процесса односкважинной и двухскважинной технологий одинаков [24].

В пластах, разбитых тектоническими нарушениями, более эффективной технологией может быть технология с использованием вертикальных нагнетательных скважин (рис. 1.9). Использование такой технологии позволяет регулировать распределение пара по длине добывающих скважин.

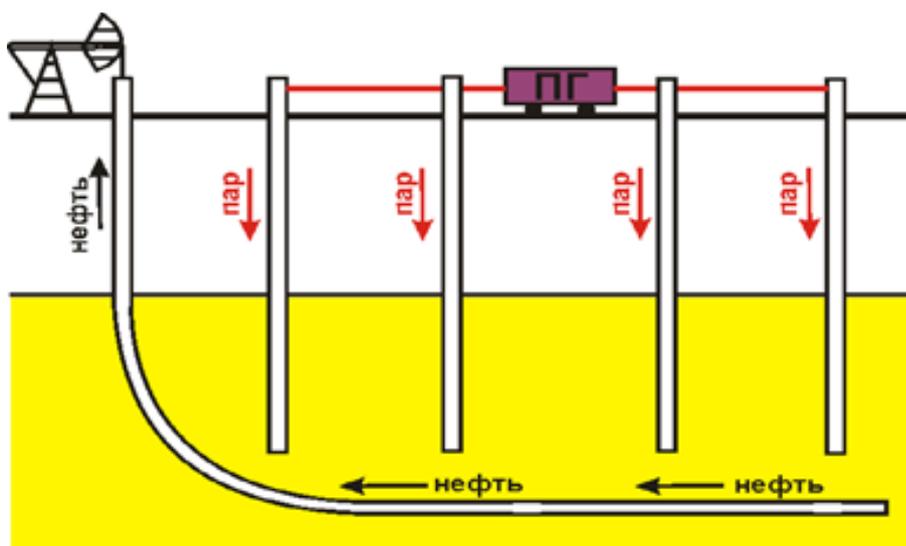


Рисунок 1.9. Схема технологии парогравитационного дренирования с использованием вертикальных нагнетательных скважин [24]

Достоинства метода парогравитационного дренирования [23]:

- высокий коэффициент нефтеизвлечения – при благоприятных условиях достигает 75%;
- низкие энергопотери;
- использование горизонтальных скважин позволяет увеличить коэффициент охвата.

Недостатки метода [23]:

- необходим постоянный контроль закачки и добычи для предотвращения прорыва пара в добывающую скважину;
- для эффективного применения требуется однородный пласт сравнительно большой мощности;

- предъявляются высокие требования к качеству бурения и проводки траекторий горизонтальных скважин.

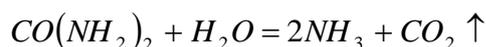
#### **1.3.4. Технологии теплового воздействия с внутрислоистой генерацией химических реагентов**

На сегодняшний день значительный интерес представляют методы теплового воздействия, основанные на использовании химических соединений, разлагающихся в пласте при повышенных температурах с образованием химических реагентов [24].

Одним из перспективных направлений совершенствования тепловых методов является использование технологии закачки в прогретый пласт азотсодержащих соединений (карбамида, нитрита натрия, углеаммонийных солей, углеаммиаката и т.д.), которые обладают следующими свойствами [26]:

- при повышенных температурах разлагаются с выделением газов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ) и щелочных растворов, которые повышают эффективность нефтеизвлечения;
- азотсодержащие соединения взрыво-, пожаробезопасны, слаботоксичны или нетоксичны;
- азотсодержащие соединения имеют невысокую стоимость.

*Карбамид* – это вид удобрений, представляет собой бесцветные кристаллы легко растворимые в воде, спирте, жидком аммиаке, сернистом ангидриде. Карбамид является наиболее концентрированным из азотных удобрений, содержание азота в нем составляет 46,3%, помимо аммиака. Взрывопожаробезопасен, нетоксичен, коррозионно не активен. При температуре 150°C разлагается [27]:

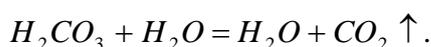
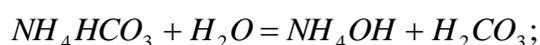
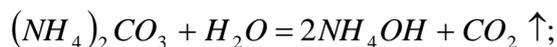


Карбамид разлагается в щелочной среде при температуре около 100°C. При температуре 25°C в 100 г воды растворяется 119,3 г карбамида.

В результате реакции разложения карбамида выделяется углекислый газ, и аммиак которые растворяются в воде и нефти. При разложении 1 т карбамида выделяется 747 м<sup>3</sup> аммиака и 373 м<sup>3</sup> углекислого газа. При этом происходит

комбинированное воздействие на пласт теплом, углекислым газом и щелочным раствором [24, 26].

*Углеаммонийные соли* (карбонат аммония) – кристаллы белого, серого и розового цвета, они не образуют токсичных соединений в воздушной среде и сточных водах в присутствии других веществ. При нагревании углеаммонийных солей до температуры свыше 70°C они разлагаются:

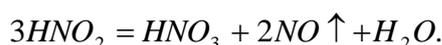


При разложении 1 т  $(NH_4)_2CO_3$  выделяется 233 л  $CO_2$ , а 1 т  $NH_4HCO_3$  – 283 л  $CO_2$ . Так же как и при закачке карбамида имеют место те же факторы комбинированного воздействия на пласт [24, 26].

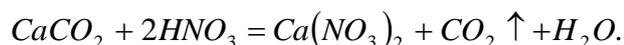
*Нитрит аммония* – белый мелкокристаллический порошок. Водный раствор нитрита аммония разлагается при температуре свыше 70°C:



При разложении нитрита аммония образуется азотистая кислота, которая разлагается по формуле:



Реакция азотной кислоты и карбонатной породы:



В результате закачки в разогретый пласт нитрита аммония образуется большое количество окиси азота и углекислого газа, что повышает эффективность нефтеизвлечения, кроме того увеличивается проницаемость коллекторов вследствие растворения породы азотной кислотой [24, 26].

Основным фактором, способствующим повышению нефтеотдачи при закачке в пласт азотсодержащих соединений является образование диоксида углерода. Двуокись углерода обладает следующими свойствами:

- хорошо смешивается нефтью и уменьшает ее вязкость;

- при растворении в нефти диоксида углерода объем нефти увеличивается и повышается коэффициент вытеснения нефти;
- повышается вязкость пластовой воды при растворении в ней  $\text{CO}_2$ ;
- $\text{CO}_2$  снижает межфазное натяжение на границе нефть – вода, улучшает смачиваемость породы водой.

При разложении в пласте азотсодержащих соединений кроме  $\text{CO}_2$  образуются также щелочные растворы. При взаимодействии щелочного раствора и нефти происходит образование поверхностно-активных веществ, вследствие того, что почти все природные нефти содержат в своем составе органические кислоты. Поверхностно-активные вещества даже при небольшой концентрации улучшают смачивающие свойства воды и понижают поверхностное натяжение на границе с нефтью, что способствует более эффективному вытеснению нефти из порового пространства [24, 26].

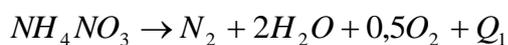
### **1.3.5. Технология термогазохимического воздействия на пласт**

Технология термогазохимического воздействия (ТГХВ) с применением бинарных смесей, в основном, заключается в тепловом воздействии на коллектор, и в этом отношении он имеет много общего с другими тепловыми методами, однако особенностью этого метода является то, что выделение тепла происходит непосредственно в призабойной зоне. Этим исключаются потери тепла по всей длине насосно-компрессорных труб. Кроме того, растворы бинарных смесей, содержащие 30-35% воды обводняют продуктивный пласт в среднем в 10 раз меньше, чем пар [28, 29].

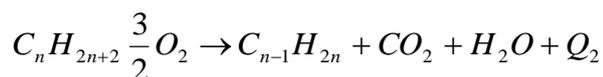
Бинарные смеси (БС) – это водные растворы химических теплогазовыделяющих реагентов – селитр и инициатора реакций их разложения – нитрита натрия. Селитру и нитрита натрия закачивают в скважину по отдельным каналам, растворы БС реагируют, вступая в контакт напротив продуктивного пласта. Газ и тепло уходят в пласт под давлением, создаваемым реакцией. Основа стимулирования добычи пластового флюида с помощью БС – это нагрев и

понижение вязкости жидкости, в результате чего флюид становится более текучим [30].

Экзотермическими реакциями при применении БС на основе аммиачной селитры  $NH_4NO_3$  являются реакции распада селитры (1):



и окисления углеводородов нефти кислородом, выделяющимся в реакции (2):



В результате разложения 1 кг селитры выделяется  $Q_1 = 2560$  кДж тепла. В итоге закачка в нагретый нефтяной пласт 1 кг селитры сопровождается ее разложением и окислением малой части пластовой нефти. При этом выделяется около 5500 кДж тепла [30, 31].

Авторы технологии считают, что перспективным направлением для технологии БС может стать использование тандема горизонтальных скважин, характерных для технологии парогравитационного дренирования пласта. Растворы БС следует закачивать в нижний горизонтальный ствол. В процессе реакции в пласте около скважины создается зона повышенного давления, в которой выделяется газ. Движение пластового флюида по порам и трещинам под напором газа называется напорным дренажем. В отличие от гравитационного дренажа паротепловой технологии, напорный дренаж, поддерживаемый энергией реакции БС – процесс, управляемый по интенсивности и направлению. Кроме эффекта напорного дренажа при реакции БС в скважине и в пласте, газ, выделившийся в реакции, растворяется в пластовом флюиде, делая его менее вязким и более легким. Движение насыщенного газом флюида вверх по стволу скважины называют газлифтом [32].

Процессы напорного дренажа и искусственного газлифта на основе реакции БС можно использовать как на тандеме скважин, так и на схеме, представленной на рис. 1.10.

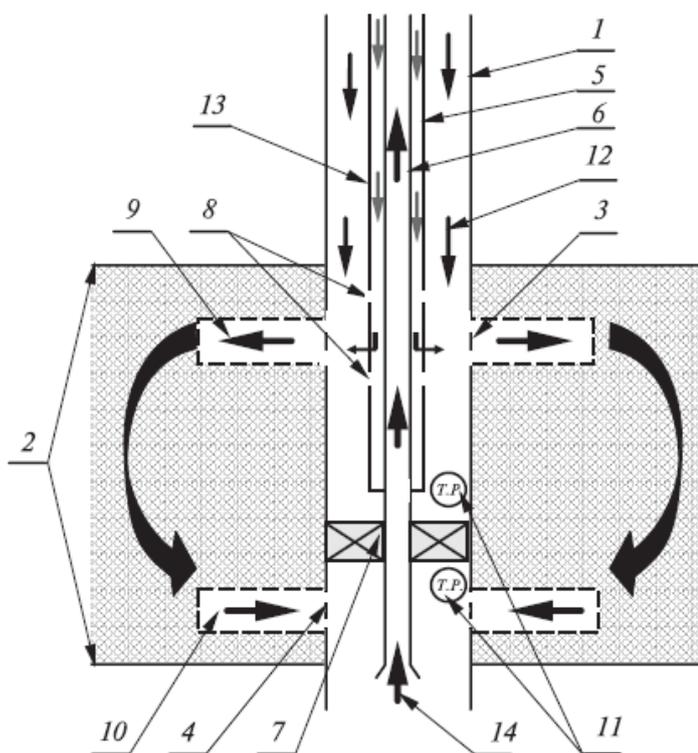


Рисунок 1.10. Подземное оборудование скважины:

1 – обсадная труба; 2 – продуктивный пласт; 3 – перфорационные отверстия в обсадной трубе выше пакера; 4 – перфорационные отверстия в обсадной трубе ниже пакера; 5 – внешняя насосно-компрессорная труба (НКТ); 6 – внутренняя насосно-компрессорная труба (НКТ); 7 – пакер; 8 – перфорационные отверстия во внешней НКТ; 9 – верхняя пара горизонтальных каналов; 10 – нижняя пара горизонтальных каналов; 11 – датчики температуры и давления; 12 – первая композиция реагентов (раствор селитры); 13 – вторая композиция реагентов (раствор нитрита натрия); 14 – направление потока жидкости, откачиваемой из пласта [28].

Схема функционирует следующим образом. Закачиваемый по каналу 12 раствор органической селитры в зоне 8 встречается и реагирует с инициатором реакции – нитритом натрия, движущимся по каналу 6. Газообразные продукты реакции проходят в направлениях, указанных жирными дугообразными стрелками, из верхних горизонтальных каналов по порам и трещинам пласта продавливаются вниз, разогревая пласт и вынося в нижние горизонтальные каналы смесь пластового флюида и газов. Насыщенная газом смесь в режиме газлифта должна подниматься на поверхность [28].

Управление процессом реакции и искусственным газлифтом как инструментом доставки пластового флюида на поверхность возможно лишь при непрерывном контроле температуры в зоне реакции на входе в пласт газа и в зоне выхода из пласта горячего флюида (рис. 1.10, стрелки 12, 13 и 14).

При разложении основного компонента БС – аммиачной селитры ( $\text{NH}_4\text{NO}_3$ ) выделяются водяной пар, азот и кислород. Кислород в нагретом пласте окисляет нефть, добавляя к теплу разложения селитры приблизительно такое же количество тепла за счет окисления пластовой нефти. В пласте, подвергшемся нагрузке горячими газами, расширяются имеющиеся и создаются новые трещины, обеспечивающие гидродинамическую связь между каналами 9 и 10. В итоге между горизонтальными каналами возникает напорный дренаж. Газ и пластовый флюид под давлением из верхней части пласта над пакером по естественным и искусственным трещинам опускаются в нижнюю часть пласта. Процесс дренажа отслеживается по перепаду давления в областях под пакером и над пакером. В процессе реакции БС выделяется газ, давления которого достаточно для работы напорного дренажа и искусственного газлифта [28].

## 2. ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

### 2.1. Сведения о керне

Для проведения исследований использованы два типа образцов кернового материала, представленные: 1) песчаниками (рис. 2.1 а); 2) известняками (рис. 2.1 б).

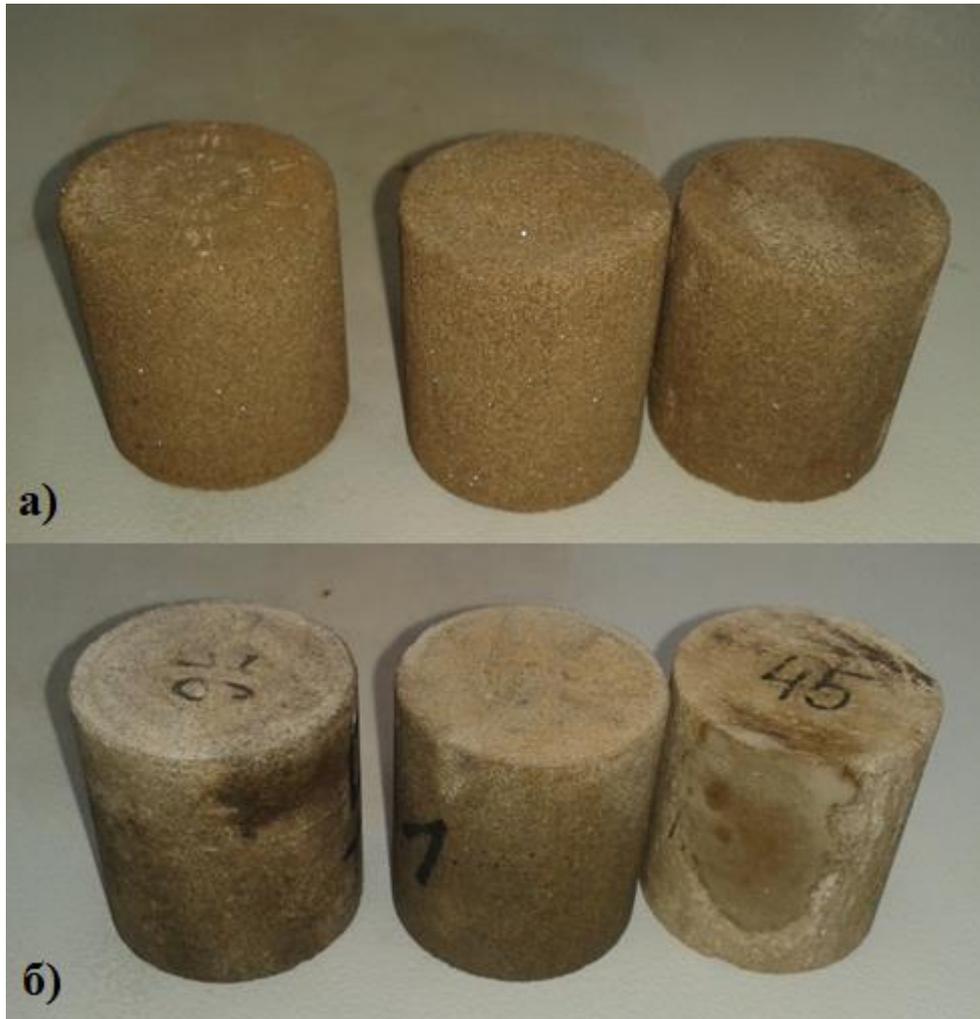


Рисунок 2.1. Керн: а) песчаник; б) известняк.

Параметры образцов керна представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Параметры образцов кернa

№	Литологическая характеристика	Открытая пористость по воде, Кп, %	Газопроницаемость по гелию Кпр, мД	Объемная плотность, г/см <sup>3</sup>	Минералогическая плотность, г/см <sup>3</sup>	Водоудерживающая способность, %	Длина, см	Диаметр, см
1	Песчаник средне-мелкозернистый алевритистый нефтенасыщенный	22,8	394	2,04	2,65	23	3,4	3,0
2	Песчаник средне-мелкозернистый алевритистый нефтенасыщенный	22,6	348	2,07	2,67	25,1	3,4	3,0
3	Песчаник средне-мелкозернистый алевритистый нефтенасыщенный	22,5	375	2,05	2,64	22,7	3,4	3,0
4	Известняк темно-бурый мелко-тонкозернистый нефтенасыщенный, с намывами углисто-глинистого материала	13,6	25,03	2,30	2,67	37,3	3,29	3,0
5	Известняк серый мелкозернистый тонко-мелкозернистый органогенный, с включениями и намывами черного глинистого материала, с единичной мелкой линзой глинистого материала	13,9	26,22	2,30	2,67	42,8	3,29	2,9
6	Известняк темно-бурый мелкозернистый до тонко-мелкозернистого нефтенасыщенный, органогенный, с линзой известняка серого тонкозернистого, с редкими мелкими кавернами	12,6	13,83	2,32	2,66	37	3,29	2,99

## 2.2. Экстракция образцов кернa

Процесс подготовки образцов кернa к исследованиям начинается с экстрагирования – очистки их порового пространства от углеводородов нефти. Экстрагирование происходит с помощью аппарата Сокслета (рис. 2.2). Для достижения оптимального режима очистки используется ряд растворителей таких как: спиртобензольная смесь, хлороформ, ксилол, толуол, метанол и т. д [33, 34].



Рисунок 2.2. Аппарат Сокслета:

- 1 – колба с растворителем; 2 – экстрактор; 3 – холодильник;  
4 – колбонагреватель; 5 – штатив; 6 – трубки для подвода – отвода воды.

Аппарат Сокслета состоит из следующих основных частей:

- круглодонной колбы на 1 литр;
- экстрактора (сокслета) – камеры для образцов, которая представляет собой цилиндрический сосуд высотой до 50 см, диаметром до 5 см.
- холодильника с водяным охлаждением.

Составные части аппарата для герметичности соединяются между собой на шлифах. Аппарат крепится в вертикальном положении на штативе, смонтированном на столе.

Порядок проведения работы

1. В колбу заливают растворитель (хлороформ), в экстрактор помещают образцы.
2. Колбу с растворителем устанавливают над колбонагревателем, колба соединяется с экстрактором и холодильником, все части аппарата крепятся на

штативе. Далее к холодильнику подводят трубки с водой, включают нагрев колбонагревателя.

3. Колба с растворителем нагревается до кипения, пары растворителя поступают по боковой трубке экстрактора в его верхнюю часть и поднимаются в холодильник, где происходит конденсация паров. Во время заполнения экстрактора растворителем происходит частичное растворение веществ насыщающих образцы. Растворитель заполняет объем экстрактора до тех пор, пока уровень растворителя в нем не поднимется выше верхнего колена сифонной трубки, при достижении этого уровня трубка начинает действовать как сифон и весь растворитель по ней перетекает в колбу. Так как в процессе кипения из колбы испаряется только чистый растворитель, а тяжелые фракции нефти остаются в колбе образцы на протяжении всего времени обрабатываются чистым растворителем, это позволяет, применяя ограниченное количество растворителя, извлечь значительное количество экстрагируемого вещества.
4. Процесс экстрагирования считается завершенным, когда растворитель в экстракторе и в его боковых трубках становится прозрачным.

### **2.3. Сушка образцов**

Проэкстрагированные образцы помещают в сушильный шкаф и высушивают до постоянной массы при температуре  $(105 \pm 2)$  °С, для сильно глинистых и загипсованных пород сушку проводят при температуре  $(70 \pm 2)$  °С. Высушенные образцы хранят в эксикаторе над высокодисперсным силикагелем [35].

### **2.4. Насыщение образцов модельным раствором пластовой воды.**

#### **Определение открытой пористости**

Насыщение образцов модельным раствором пластовой воды происходило с помощью установки УНК-11 (рис. 2.3). В качестве жидкости насыщения использовался раствор NaCl 20 гр/л.



Рисунок 2.3. Установка для насыщения керна УНК-11:

1 – колба Бунзена для рабочей жидкости; 2 – ручной насос высокого давления;  
3 – емкость для насыщения; 4 – вакуумный насос; 5 – колба Бунзена для вакуумного насоса; 6 – манометры низкого и высокого давлений.

Установка УНК-11 (сатуратор) предназначена для насыщения стандартных образцов керна скважинной водой, растворами солей. Установка позволяет при комнатной температуре производить насыщение кернов диаметром 30мм, длиной (25-76) мм. Давление при насыщении - до 200 атм. В ёмкость можно поместить одновременно до 24 образцов, разделив их съёмными решётками [36].

Установка УНК-11 состоит из следующих основных блоков:

- Емкость для насыщения;
- Вакуумный насос;
- Ручной насос высокого давления;
- Колба Бунзена;
- Гидравлическая схема.

### Порядок проведения работы

1. Проксэтрагированные и высушенные до постоянной массы образцы загружаются в емкость для насыщения, колба Бунзена заполняется рабочей жидкостью (NaCl 20г/л), перекрывается магистраль, сообщающаяся с атмосферой: закрывается кран K20 (рис. 2.4).

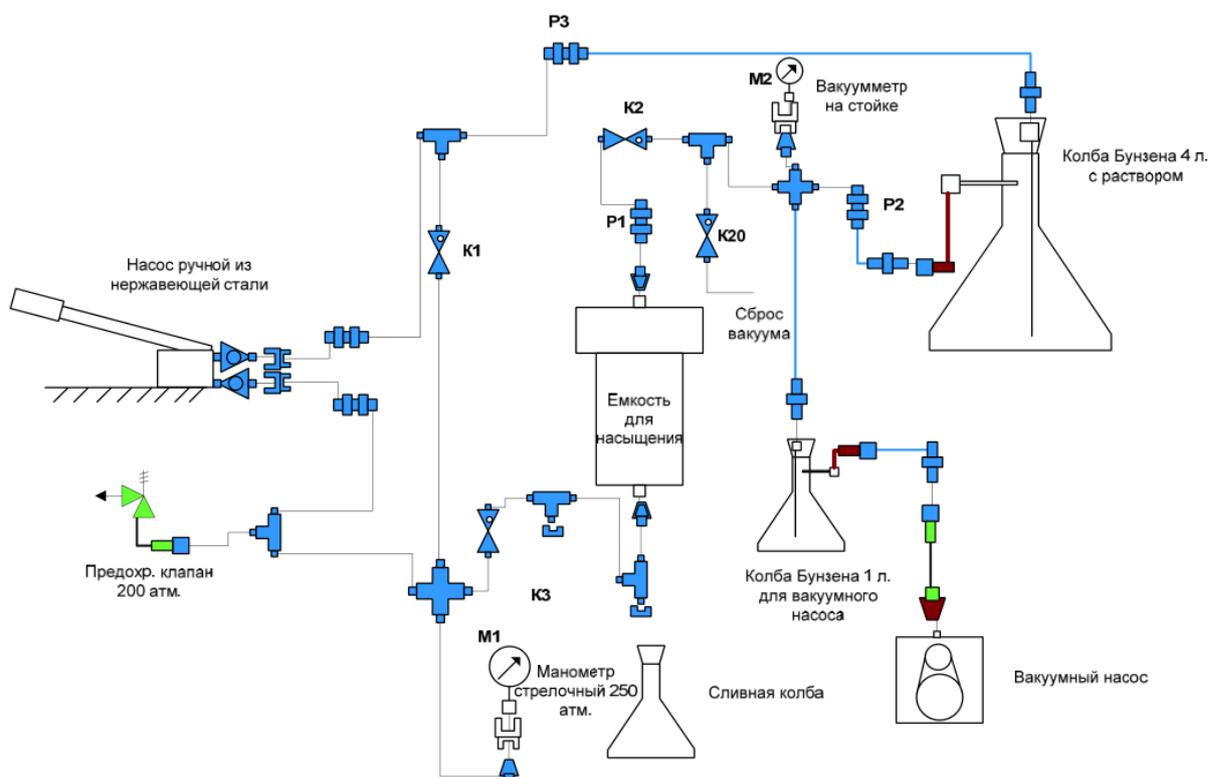


Рисунок 2.4. Гидравлическая схема установки УНК-11[36]

2. С помощью вакуумного насоса гидравлическая система вакуумируется в течение 2 часов.
3. После вакуумирования закрывается кран K2, в системе сбрасывается вакуум (открывается кран K20). Под действием атмосферного давления происходит заполнение рабочей жидкостью емкости для насыщения. Время заполнения составляет около 30 минут.
4. После заполнения емкости для насыщения закрывается кран K1, ручным насосом создается давление 200 атм. Образцы выдерживаются под давлением в течение 2 часов.

5. По окончании процесса насыщения в системе сбрасывается давление (открывается кран К2), из емкости для насыщения извлекаются образцы и сливается жидкость.

После взвешивания насыщенных образцов можно рассчитать коэффициент открытой пористости по следующей формуле [37]:

$$m = \frac{M_2 - M_1}{\rho \cdot (S \cdot l)} \cdot 100\% \quad (2.1)$$

где  $M_1$  – масса сухого образца, взвешенного в воздухе, [гp];  $M_2$  – масса насыщенного образца, взвешенного в рабочей жидкости, [гp];  $\rho$  – плотность раствора NaCl, [гp/см<sup>3</sup>];  $S$  – площадь поперечного сечения образца, [см<sup>2</sup>],  $l$  – длина образца, [см].

### 2.5. Определение остаточной водонасыщенности образцов методом центрифугирования

Для определения коэффициента остаточной водонасыщенности образцы, насыщенные раствором NaCl были процентрифугированы на установке ЦН-12 (рис. 2.5).



Рисунок 2.5 Установка ЦН-12

Установка ЦН-12 предназначена для разделения неоднородных жидких систем плотностью до  $2 \text{ г/см}^3$ , максимальная рабочая частота вращения  $12000 \text{ min}^{-1}$ . Диапазон регулирования частоты вращения ( $500 - 12000$ )  $\text{min}^{-1}$  с шагом  $100 \text{ min}^{-1}$ .

При проведении центрифугирования образцы подбирают в пары таким образом, чтобы их масса была примерно одинакова, и помещают в цилиндрические емкости (стаканчики), которые устанавливаются в центрифугу напротив друг друга. Образцами должны быть заполнены все емкости. Для уравнивания массы образцов добавляются разновесы. Партия образцов, взятая для одновременной загрузки должна иметь примерно одинаковую проницаемость. Образцы центрифугировались при  $7000 \text{ об/мин}$  в течение 40 минут, после чего взвешивались для расчета коэффициента остаточной водонасыщенности [38, 39].

Формула для расчета коэффициента остаточной водонасыщенности:

$$K_{os} = \frac{M_3 - M_1}{M_2 - M_1} \cdot 100\%, \quad (2.2)$$

где  $M_1$  – масса сухого образца, взвешенного в воздухе, [гp];  $M_2$  – масса насыщенного образца, взвешенного в рабочей жидкости, [гp];  $M_3$  – масса образца после центрифугирования, [гp].

## 2.6. Вискозиметрические исследования рабочих жидкостей

Определение динамической вязкости для нефти и раствора NaCl 20 гp/l происходило с помощью вибрационного вискозиметра AND-SV-10 с рабочим диапазоном измерения  $0,3 - 10000 \text{ сПз}$  и криостатом, подключенным к ячейке вискозиметра (рис. 2.6).



Рисунок 2.6. Вязкозиметр AND-SV-10

Измерение динамической вязкости для нефти проводилось в диапазоне температур (21 – 80) °С. Вязкость нефти при 75 °С составила 0,5 сПз. Измерение динамической вязкости для раствора NaCl 20 гр/л проводилось в диапазоне температур (35 – 73) °С. Вязкость раствора при 75 °С составила 0,49 сПз (рис. 2.7).

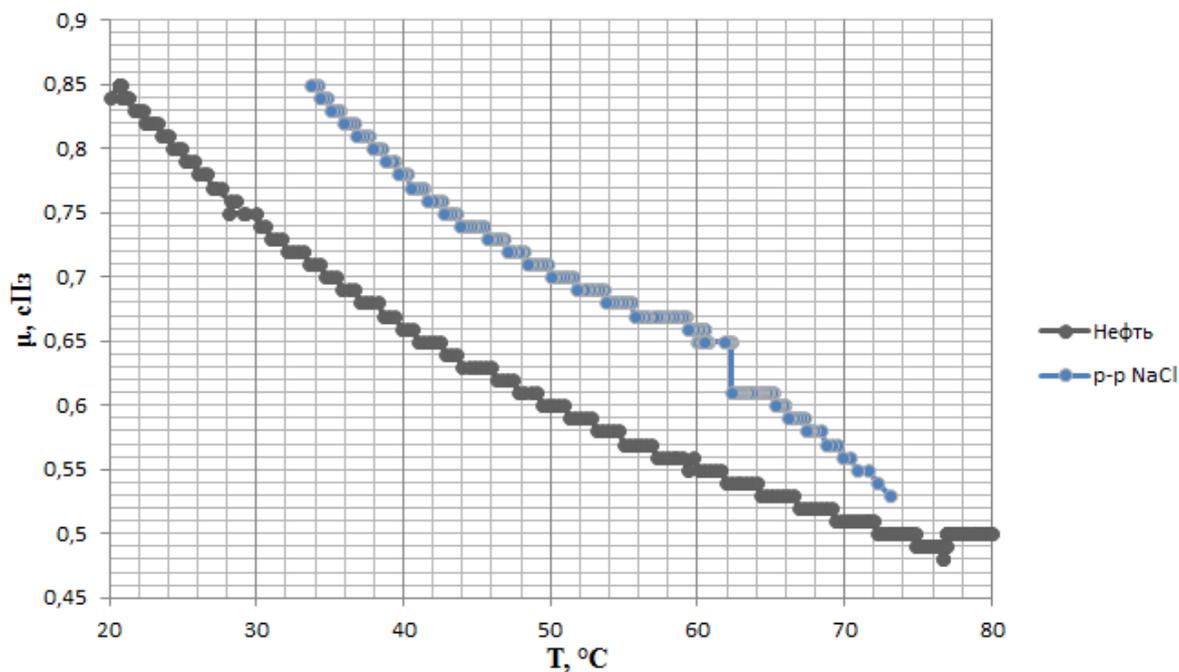


Рисунок 2.7. График зависимости динамической вязкости нефти и раствора NaCl температуры

## 2.7. Определение относительных фазовых проницаемостей методом стационарной фильтрации

Определение ОФП проводилось с помощью установки ПИК-ОФП/ЭП-3 (рис. 2.8), которая предназначена для исследования фильтрационно-емкостных свойств керна при стационарной фильтрации.



Рисунок 2.8. Установка ПИК-ОФП/ЭП-3

Метод стационарной фильтрации основан на том, что в модель пласта подаются одновременно две жидкости (модель пластовой воды – NaCl 20 гр/л и модель пластовой нефти) с заданным соотношением фиксированных объемных скоростей течения. То есть при проведении эксперимента создаются стационарные условия фильтрации. Исследования проводятся на составном

образце керна, компонуемом из отдельных цилиндрических образцов (из трех образцов) с близкими фильтрационно-емкостными свойствами. В каждом образце предварительно создается начальная водонасыщенность (например, методом центрифугирования). В качестве моделей пластовых жидкостей используется сепарированная нефть из соответствующего пласта, разбавленная растворителем так, чтобы вязкость ее при пластовой температуре соответствовала вязкости пластовой нефти и раствор хлористого натрия с минерализацией, соответствующей пластовой воде [40, 41].

Составной образец помещается в кернодержатель. Конструкция камеры кернодержателя рассчитана на цилиндрические образцы с размерами каждого 0,04 x 0,04 м. Расчетные параметры (перепад давления, электрическое сопротивление) регистрируются в центральной части среднего образца. Изменение текущей насыщенности образца контролируется измерением электрического сопротивления переменному электрическому току частотой 1 кГц четырехэлектродным методом. Измерение электрического сопротивления происходило с помощью настольного LCR-метра AM-3002 с рабочим диапазоном по сопротивлению ( $10 - 10^6$ ) Ом (рис. 2.9).



Рисунок 2.9. LCR-метр AM-3002

Эксперименты проводятся при температуре, соответствующей температуре пласта. Давление всестороннего сжатия образцов керна соответствует

эффективному давлению в условиях природного залегания пласта. Все эксперименты проходят в несколько этапов и планируются по схеме, соответствующей физическому процессу впитывания, когда общая насыщенность пористой среды изменяется за счет увеличения насыщенности ее смачивающей фазой (в нашем случае водой).

Первый этап начинается однофазной фильтрацией нефти. При достижении стационарности потока, которая фиксируется постоянством перепада давления на центральном образце модели, измеряется фазовая проницаемость по нефти при начальной водонасыщенности соответствующей данному пласту. Это значение принимается за нормировочную величину, которая в дальнейшем используется в расчетах относительных проницаемостей.

На следующих этапах осуществляется двухфазная фильтрация воды и нефти, причем на каждом последующем этапе доля воды в совместном потоке увеличивается, а нефти пропорционально уменьшается. Здесь также после достижения стационарности фильтрационных потоков, которая контролируется постоянством во времени перепада давления и удельного электрического сопротивления на центральном образце керна, измеряются фазовые проницаемости для нефти и воды. Заканчивается эксперимент однофазной фильтрацией воды [40].

## **2.8. Определение остаточной нефтенасыщенности**

Определение конечной водонасыщенности происходило с помощью аппарата АДЖ-2, предназначенного для экспрессной оценки содержания остаточной воды и легких фракций нефти в образце методом дистилляции (рис. 2.10) [42].

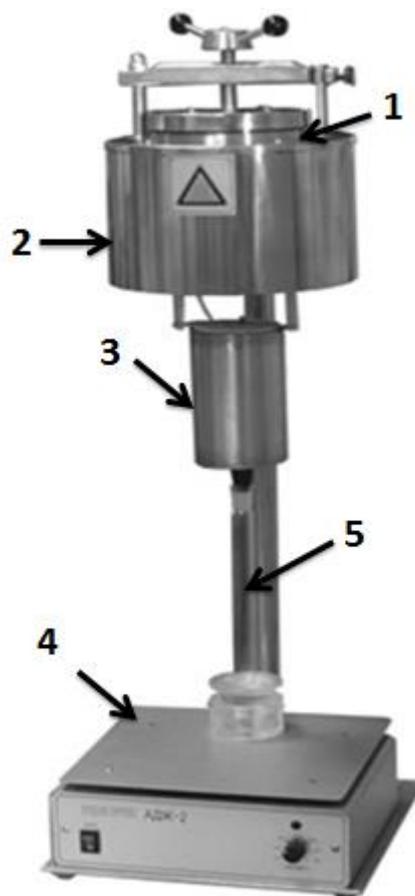


Рисунок 2.10. Аппарата АДЖ-2:

1 – рабочая камера с контейнером для керна; 2 – электронагреватель;  
3– холодильник; 4 – блок управления; 5 – колба для сбора конденсата.

Аппарат АДЖ-2 содержит:

- цилиндрическую рабочую камеру с контейнером для керна. Внутренний диаметр рабочей камеры 110 мм, объем 900 см<sup>3</sup>;
- электронагреватель, установленный в теплоизолированном кожухе;
- холодильник с патрубками подвода-отвода воды;
- блок управления. Диапазон регулировки температуры нагрева образца (100 – 250) °С;
- колбу для сбора конденсата.

Порядок проведения работы

1. Определяется масса образца насыщенного смесью пластовых флюидов методом гидростатического взвешивания в воде с известной плотностью. С

помощью фильтровальной бумаги с поверхности образца удаляются остатки воды.

2. Образец помещается в рабочую камеру аппарата. К холодильнику подводят трубки для подвода – отвода воды. К конденсационной трубке расположенной ниже холодильника устанавливают мерную колбу для сбора конденсата.
3. С помощью блока управления устанавливается температура в рабочей камере.
4. По окончании процесса конденсации паров образец извлекается из рабочей камеры аппарата. После остывания образца до температуры окружающей среды измеряется масса сухого образца.

После определения массы сухого/насыщенного образца можно рассчитать объем пор образца:

$$V_{пор} = \frac{M_2 - M_1}{\rho}, \quad (2.3)$$

где  $M_1$  – масса сухого образца, взвешенного в воздухе, [гp];  $M_2$  – масса насыщенного образца, взвешенного в воде, [гp];  $\rho$  – плотность воды.

Коэффициент конечной водонасыщенности определяется как отношение объема воды, выпаренной из образца к объему пор образца:

$$S_{1-or} = \frac{V_{\epsilon}}{V_{пор}}, \quad (2.4)$$

где  $V_{\epsilon}$  – объем сконденсировавшейся воды, [мл];  $V_{пор}$  – объем пор образца, [мл].

### 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В ходе исследований было проведено 4 эксперимента по стационарной фильтрации. Результаты определения относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды на образцах песчаников и известняков представлены в таб. 3.1 и таб. 3.2.

Таблица 3.1. Результаты определения относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды на образце песчаника

№	Доля флюида в потоке		Насыщенность, д. ед.		Фазовая проницаемость, мД		Относительная фазовая проницаемость, д. ед.	
	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
1	100	0	0,796	0,204	99,899	0	1	0
2	95	5	0,781	0,219	77,815	4,096	0,779	0,041
3	75	25	0,767	0,233	14,195	4,732	0,142	0,047
4	50	50	0,763	0,237	8,502	8,502	0,085	0,085
5	25	75	0,753	0,247	3,774	11,323	0,038	0,113
6	5	95	0,737	0,263	0,796	15,115	0,008	0,151
7	0	100	0,677	0,323	0	24,991	0	0,250

Таблица 3.2. Результаты определения относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды на образце известняка

№	Доля флюида в потоке		Насыщенность, д. ед.		Фазовая проницаемость, мД		Относительная фазовая проницаемость, д. ед.	
	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
1	100	0	0,582	0,418	7,383	0	1	0
2	85	15	0,549	0,451	0,502	0,087	0,068	0,012
3	70	30	0,543	0,457	0,353	0,148	0,048	0,020
4	50	50	0,533	0,467	0,231	0,226	0,031	0,031
5	35	65	0,512	0,488	0,159	0,289	0,022	0,039
6	0	100	0,452	0,548	0	1,139	0	0,154

По результатам, приведенным в таб. 3.1 и таб. 3.2 были построены графики зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности (рис. 3.1 и 3.2).

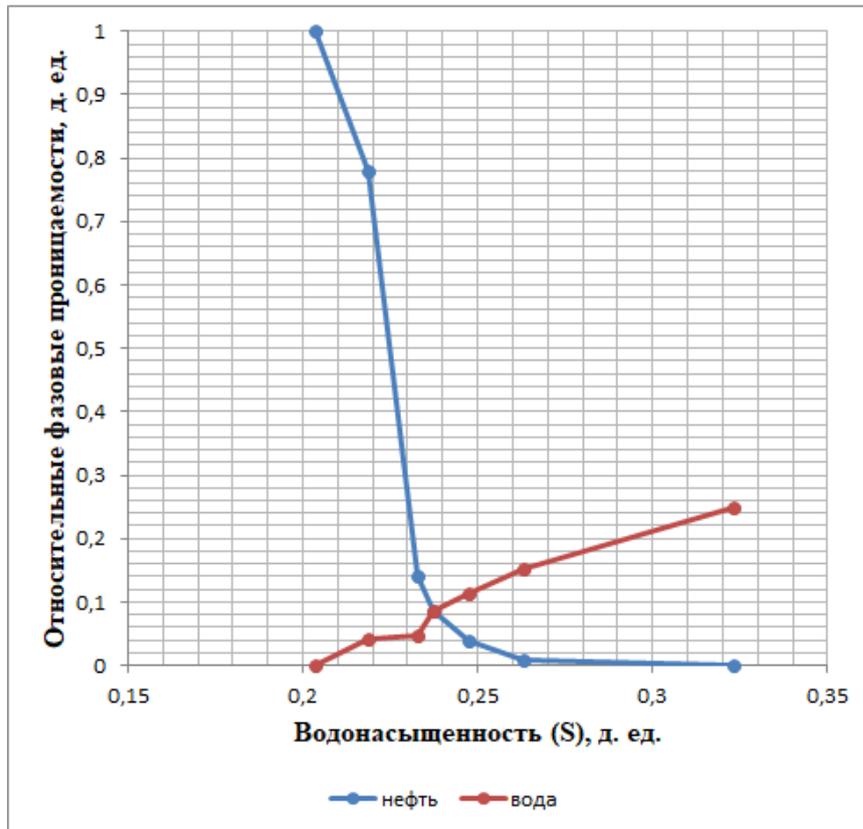


Рисунок 3.1. График функции ОФП для нефти и воды на образце песчаника.

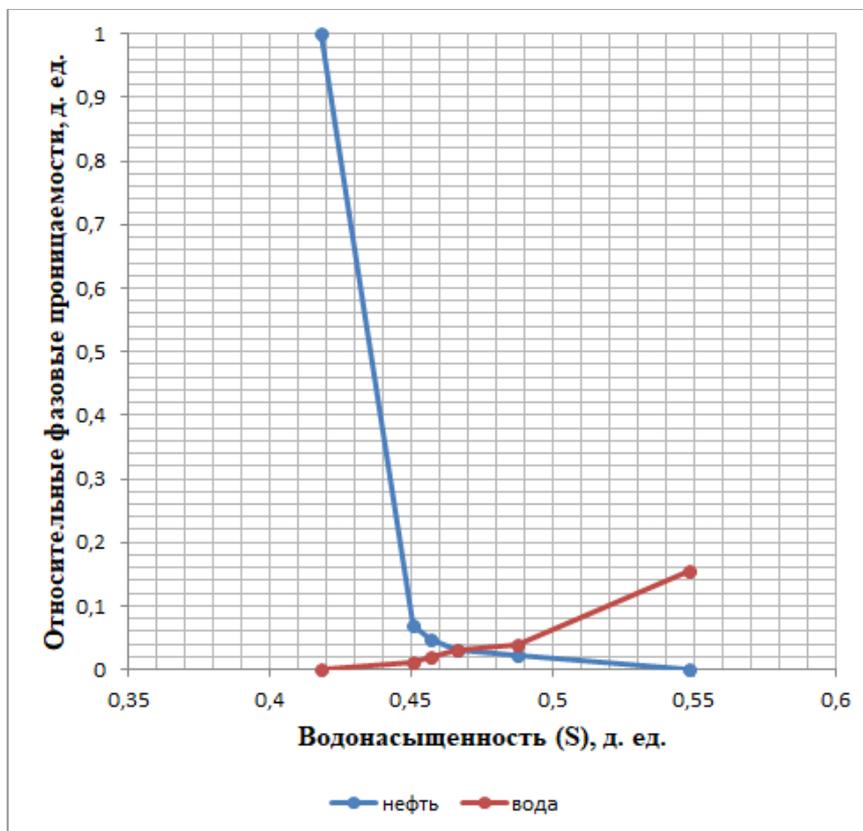


Рисунок 3.2. График функции ОФП для нефти и воды на образце известняка.

Результаты определения относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды на образцах песчаников и известняков после фильтрации 60% раствора селитры представлены в таб. 3.3 и таб. 3.4.

Таблица 3.3. Результаты определения относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды на образце песчаника после фильтрации 60% раствора селитры

№	Доля флюида в потоке		Насыщенность, д. ед.		Фазовая проницаемость, мД		Относительная фазовая проницаемость, д. ед.	
	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
1	100	0	0,774	0,226	6,851	0	0,695	0
2	95	5	0,761	0,239	6,302	0,332	0,639	0,034
3	75	25	0,753	0,247	5,157	1,719	0,523	0,174
4	50	50	0,739	0,261	3,360	3,360	0,341	0,341
5	25	75	0,707	0,293	1,833	5,499	0,186	0,557
6	5	95	0,658	0,342	0,375	7,120	0,038	0,722
7	0	100	0,615	0,385	0	9,864	0	1

Таблица 3.4. Результаты определения относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды на образце известняка после фильтрации 60% раствора селитры

№	Доля флюида в потоке		Насыщенность, д. ед.		Фазовая проницаемость, мД		Относительная фазовая проницаемость, д. ед.	
	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
1	100	0	0,627	0,373	6,270	0	1	0
2	85	15	0,603	0,397	0,430	0,074	0,069	0,012
3	70	30	0,595	0,405	0,292	0,123	0,047	0,020
4	50	50	0,590	0,410	0,215	0,210	0,034	0,034
5	35	65	0,546	0,454	0,166	0,303	0,027	0,048
6	0	100	0,444	0,556	0	2,597	0	0,414

По результатам, приведенным в таб. 3.3 и таб. 3.4 были построены графики зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности (рис. 3.3 и 3.4).

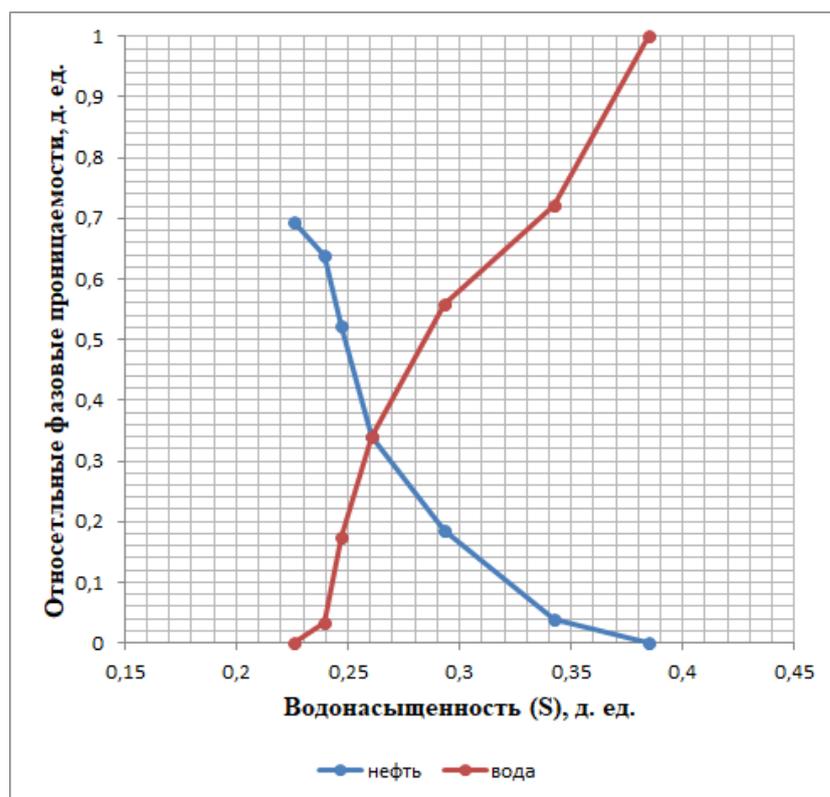


Рисунок 3.3. График функции ОФП для нефти и воды на образце песчаника после фильтрации 60% раствора селитры.

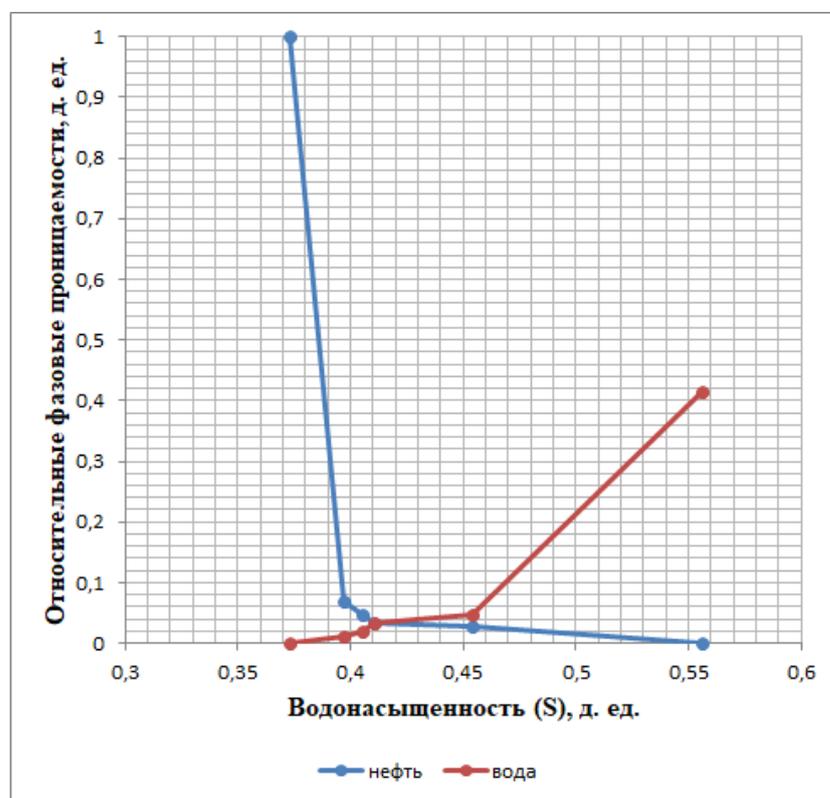


Рисунок 3.4. График функции ОФП для нефти и воды на образце известняка после фильтрации 60% раствора селитры.

На рис. 3.5 приведены результаты определения ОФП на образцах песчаников. Сравнивая кривые ОФП видно, что в присутствие селитры проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности значительно снизилась, примерно в 14,5 раз, проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности снизилась, примерно в 2,5 раза. Кроме того, различия касаются положения точек, отвечающих остаточной нефте- и водонасыщенности, кривые ОФП для нефти и воды в присутствие селитры смещаются вправо относительно исходного положения кривых. Вид кривых ОФП в присутствие селитры напоминает вид ОФП для гидрофобных коллекторов. Для таких коллекторов характерна высокая подвижность фаз на ранних этапах обводнения породы, большие значения ОФП по воде в сравнении с нефтью при остаточной фазовой насыщенности породы и постоянная подвижность обеих фаз в процессе заводнения [43,44,45,46].

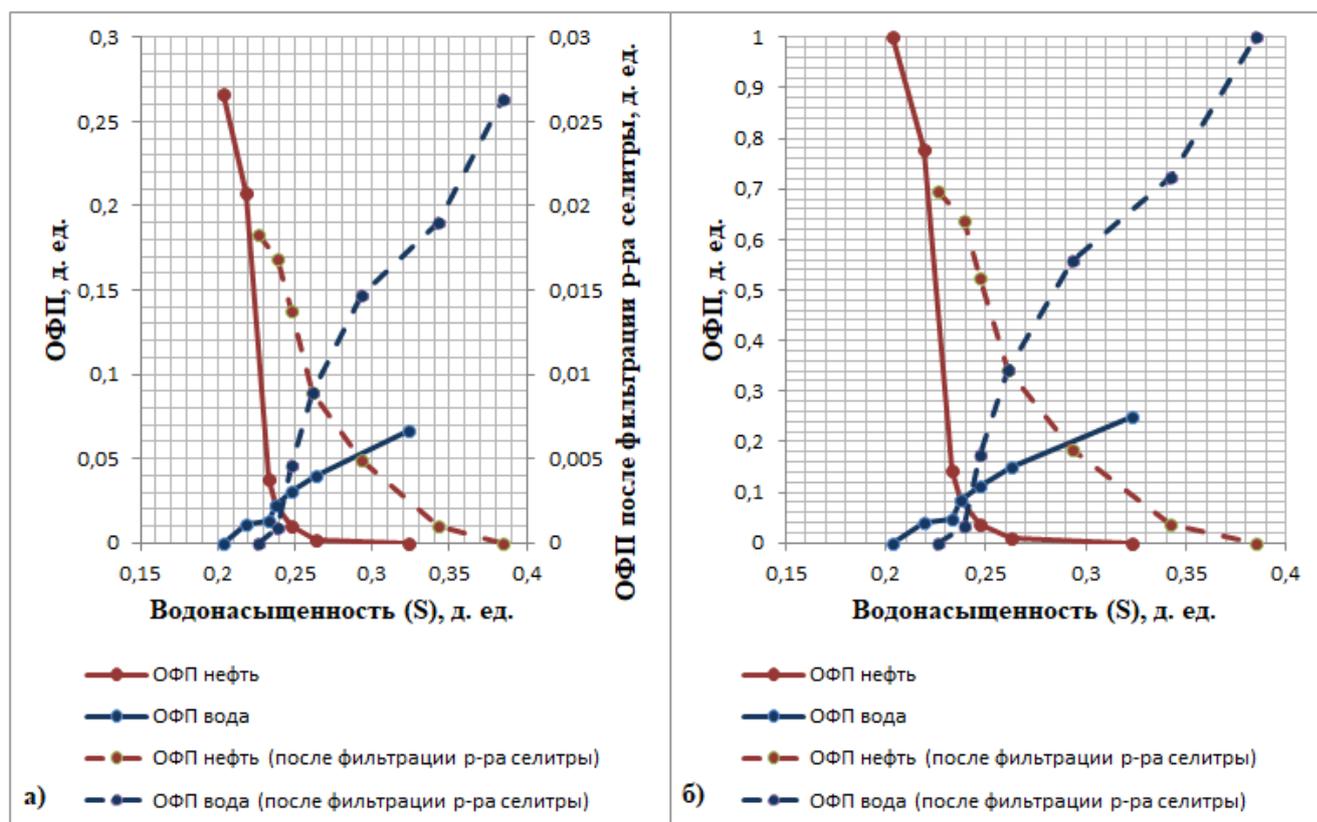


Рисунок 3.5. Сравнение кривых ОФП песчаников для нефти и воды до и после фильтрации раствора селитры в линейных (а) и нормированных (б) координатах.

На рис. 3.6 представлены результаты определения ОФП на образцах известняков. Сравнивая кривые ОФП по нефти при остаточной водонасыщенности можно сказать, что проницаемость по нефти в присутствии селитры изменилась не значительно, тогда как проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности выросла более чем в 2 раза. Так же различия касаются положения точек, отвечающих остаточной водонасыщенности (примерно на 5%).

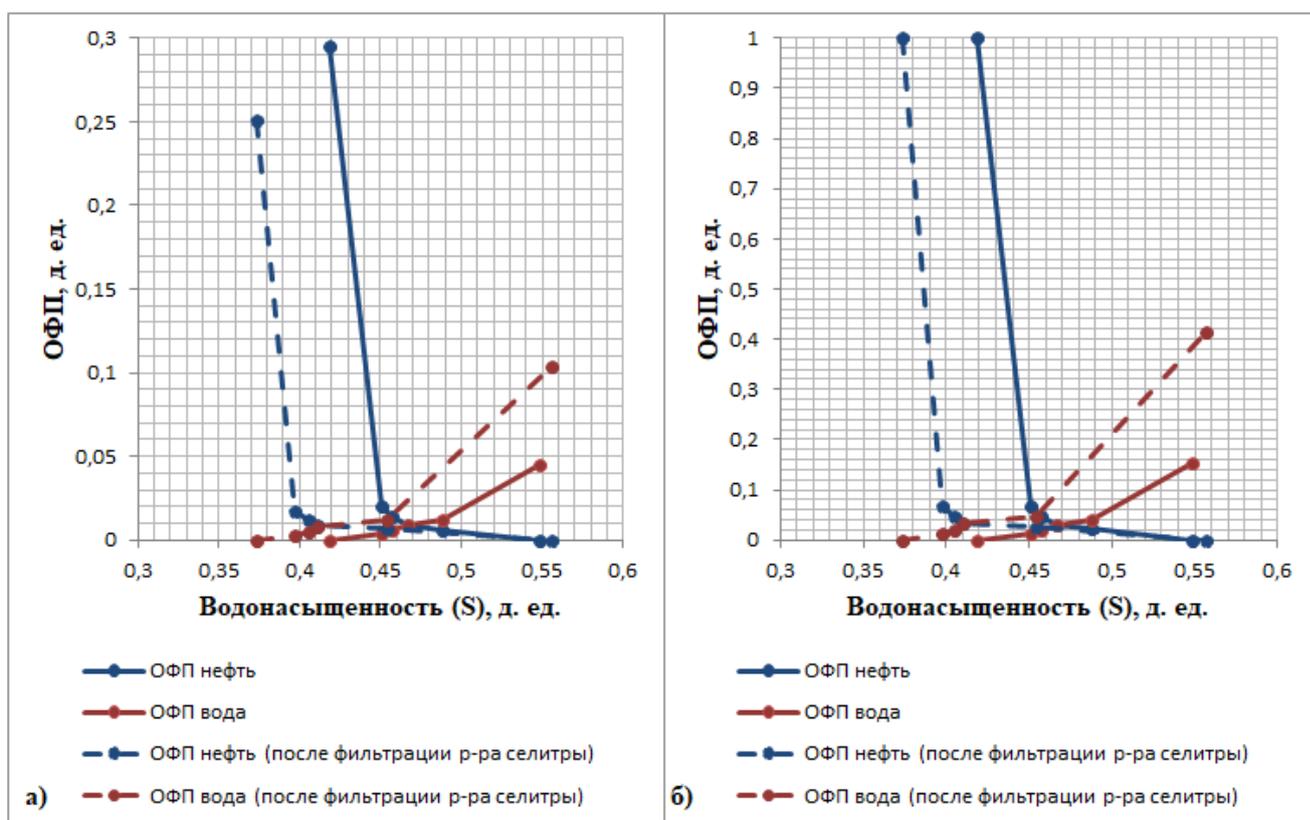


Рисунок 3.6. Сравнение кривых ОФП известняков для нефти и воды до и после фильтрации раствора селитры в линейных (а) и нормированных (б) координатах.

В виду изменения ФЭС карбонатных пород после воздействия на них раствором селитры было высказано предположение об изменении минерального состава приповерхностной породы, непосредственно соприкасающейся с подвижным флюидом, состоящим из 60% раствора аммиачной селитры. Если предположить, что на микроуровне происходит катионный обмен групп  $\text{NH}_4$  и  $\text{Ca}$  с образованием соединений типа  $(\text{NH}_4)_2(\text{CO}_3)$  – карбонат аммония,  $\text{CaNO}_3$  – кальция нитрат, и их водных модификаций, то вполне закономерно ожидать иного

коэффициента поверхностного натяжения между поверхностью порового пространства и нефтью. Для этого, методом рентгеноструктурного анализа с использованием рентгеновского дифрактомера ДРОН-3 в интервале углов  $10^\circ - 40^\circ 2\theta$  был определен минеральный состав используемой в экспериментах селитры, порошкового карбоната кальция – как основного минерала карбонатных пород, и смеси этих минералов, после предварительной обработки. Подготовленная смесь минералов в жидком виде была выдержана при температуре  $75 - 105^\circ\text{C}$  более 3 суток, что имитирует пластовые условия и рассматривалось как катализатор реакции обмена. В результате были подготовлены 3 образца, в виде мелкодисперсного порошка для последующей съемки на дифракторе.

Ниже, на рис. 3.7, 3.8, 3.9 представлены дифрактограммы карбоната кальция, аммиачной селитры и смеси минералов.

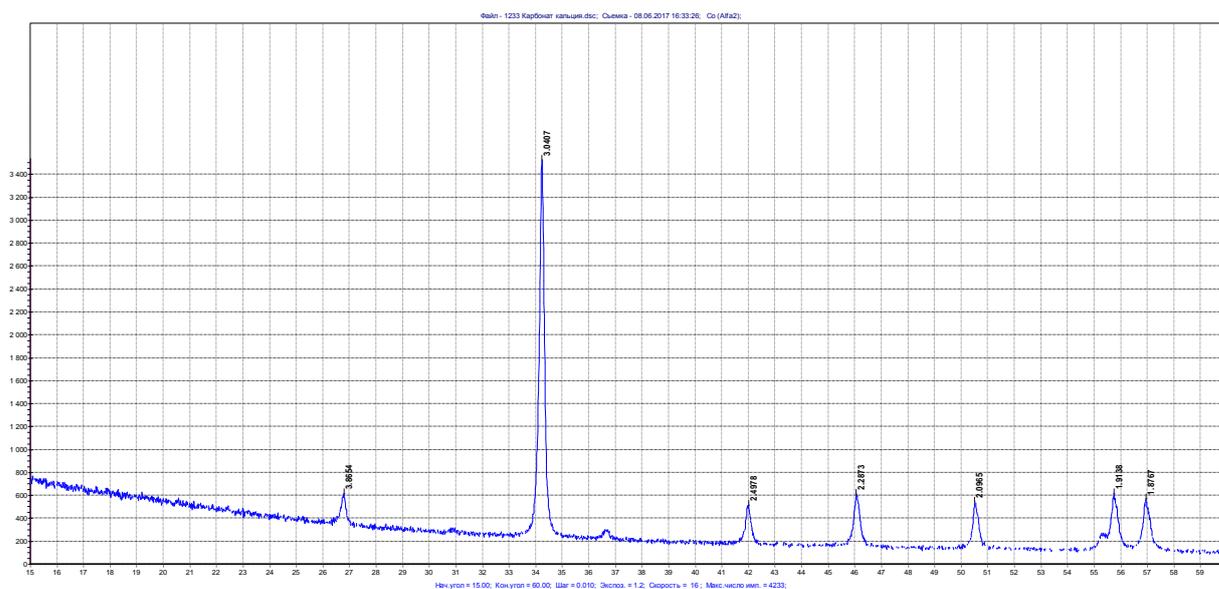


Рисунок 3.7. Дифрактограмма карбоната кальция.

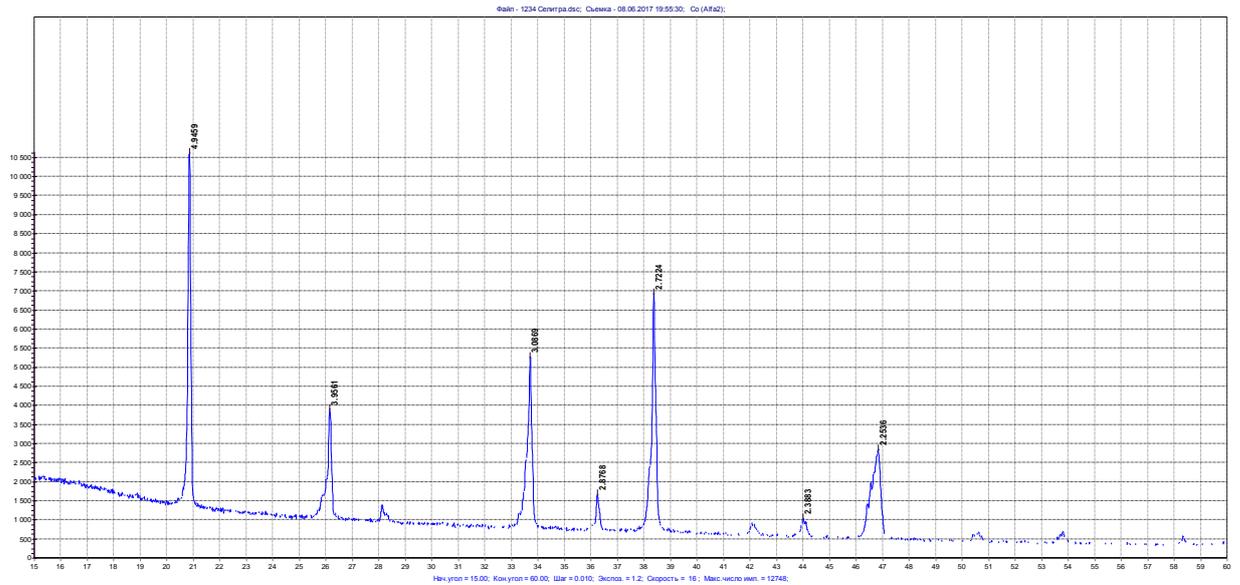


Рисунок 3.8. Дифрактограмма аммиачной селитры.

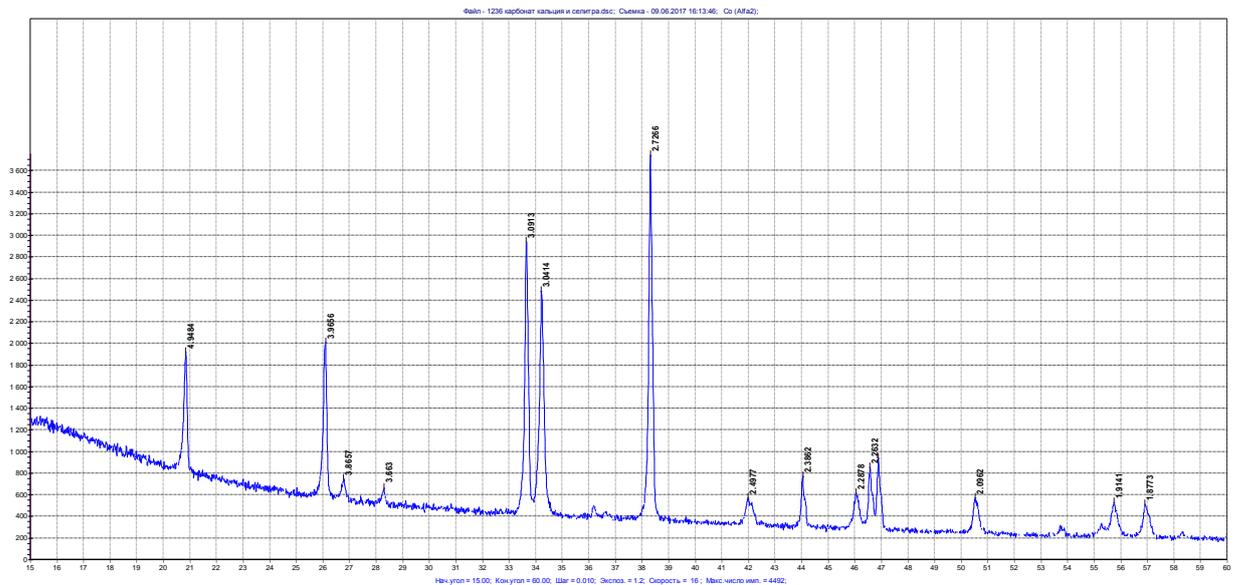


Рисунок 3.9. Дифрактограмма смеси минералов.

В результате анализа дифрактограммы смеси и сравнения с исходными рентгенограммами не удалось установить наличия новых минеральных образований, даже на уровне следов. Это говорит лишь как о механической смеси без возникновения вышеописанных минералов. Однако это не исключает формирования указанных структур так как  $(\text{NH}_4)_2(\text{CO}_3)$  – крайне неустойчивое соединение и разлагается при контакте с воздухом, а  $\text{CaNO}_3$  гигроскопичен, поэтому плохо диагностируется на рентгенограммах.

В любом случае, исследование структуры карбонатной породы при воздействии селитрой, пластовой водой с высокими температурой и давлением требует дальнейшего исследования для понимания природы изменения фильтрационно-емкостных свойств горных пород.

Для оценки достоверности результатов исследований были повторно проведены эксперименты по стационарной фильтрации. Результаты определения ОФП для нефти и воды после фильтрации раствора селитры представлены в таб. 3.5 и 3.6.

Таблица 3.5. Результаты повторного определения относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды на образце песчаника после фильтрации 60% раствора селитры.

№	Доля флюида в потоке		Насыщенность, д. ед.		Фазовая проницаемость, мД		Относительная фазовая проницаемость, д. ед.	
	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
1	100	0	0,788	0,212	11,169	0	0,873	0
2	75	25	0,705	0,295	7,656	2,501	0,598	0,195
3	50	50	0,663	0,337	4,267	4,182	0,333	0,327
4	25	75	0,620	0,380	2,047	6,017	0,160	0,470
5	5	95	0,535	0,465	0,575	10,701	0,045	0,836
6	0	100	0,477	0,523	0	12,800	0	1

Таблица 3.6. Результаты повторного определения относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды на образце известняка после фильтрации 60% раствора селитры.

№	Доля флюида в потоке		Насыщенность, д. ед.		Фазовая проницаемость, мД		Относительная фазовая проницаемость, д. ед.	
	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
1	100	0	0,774	0,226	5,020	0	1	0
2	85	15	0,704	0,296	0,848	0,147	0,169	0,029
3	70	30	0,661	0,339	0,309	0,130	0,062	0,026
4	50	50	0,592	0,408	0,215	0,211	0,043	0,042
5	35	65	0,515	0,485	0,162	0,294	0,032	0,059
6	0	100	0,381	0,619	0	1,401	0	0,279

Относительная погрешность определения фазовых проницаемостей в эксперименте не превышает 3,9% (в соответствии с ОСТ 39-235-89 допускается относительная ошибка не более 5 %). Погрешность определения коэффициента остаточной водонасыщенности не превысила 1,2%, для остаточной нефтенасыщенности – 9,1%. Погрешность определения водонасыщенности с помощью LCR-метра не превысила 0,14% (в соответствии с ОСТ 39-235-89 допускается относительная погрешность не более 10%). Относительная погрешность определения пористости не превысила 1,9%.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе экспериментов по стационарной фильтрации было показано влияния раствора селитры на фильтрационно-емкостные свойства образцов керн. В результате экспериментов было установлено, что раствор аммиачной селитры может оказывать различное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород в зависимости от их литологического состава: для карбонатных пород проницаемость выросла, для терригенных (песчаников) снизилась.

Увеличение фазовой проницаемости для воды (при остаточной нефтенасыщенности) для образцов карбонатного типа не удалось объяснить разложением породы при контакте с 60% раствором селитры, поскольку пористость исследуемого образца в итоге не изменилась ( $m \approx 12\%$ ). Также это не удалось объяснить результатами исследований рентгеноструктурного анализа. Можно предположить, что увеличение проницаемости связано с изменением смачиваемости поверхности породы, которая не является константой коллектора, а зависит от типа жидкости и химических свойств поверхности. Изменение смачиваемости породы может быть связано с процессом адсорбции компонентов раствора селитры на поверхность породообразующих минералов. Длительность контакта раствора селитры с породой может оказывать влияние на фильность/фобность карбонатных пород.

Высокая проницаемость по воде (при остаточной нефтенасыщенности) в сравнении с проницаемостью по нефти (при остаточной водонасыщенности) и необычное расположение фазовых кривых для образцов песчаников может быть связано с гидрофобизацией поверхности пор и соединяющих их каналов.

Кроме того, для образцов обоих типов в присутствие селитры наблюдается снижение коэффициента остаточной нефтенасыщенности.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Физика нефтяного и газового пласта: Учебник. Изд. 2, перераб. и доп. / Гиматудинов Ш. К. – М.: «Недра», 1971. – 312 с.
2. Сотников О. С. Совершенствование методов определения относительных фазовых проницаемостей и их применения при гидродинамическом моделировании разработки нефтяных месторождений: дисс. ... канд. техн. наук 25.00.17/ Сотников О. С. Татарский научно-исследовательский проектный институт нефти ОАО «Татнефть», Бугульма. 2009. 155 с.
3. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов/ Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. – М.: «Недра», 1993. – 416 с.
4. Барышников Н. А. Двухфазные струйные течения в пористых средах: дисс. ... канд. ф.-м. наук: 25.00.10/ Барышников Н. А. Институт динамики геосфер Российской академии наук. Москва. 2014. 126 с.
5. Петрофизика (физика горных пород): Учебник. Изд. 2, перераб. и доп. / Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. / под ред. д. ф.-м. наук Кожевникова Д. А. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.
6. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений: Учебник/ Дейк Л. П. / под ред. Симкина Э. М. – М.: «Премиум Инжиниринг», 2009. – 570 с.
7. Физика нефтяных и газовых коллекторов: Учебник/ Котяхов Ф. И. – М.: «Недра», 1977. – 288 с.
8. Коваленко К. В. Система петрофизического обеспечения моделирования залежей нефти и газа на основе эффективной пористости гранулярных коллекторов: дисс. ... д. г.-м. наук: 25.00.10/ Коваленко К. В. Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, Москва. 2015. 358 с.
9. Хайруллин А. А. Разработка и исследование модели двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой: дисс. ... канд. техн. наук: 25.00.17/

- Хайруллин А. А. Тюменский государственный нефтегазовый университет, Тюмень. 2014. 147с.
10. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа: Учебное пособие; сост. Добрынин В. М., Ковалев А. Г., Кузнецов А. М., Черноглазов В. Н.– М.: ВНИИОЭНГ. – 1988. – 28 с.
  11. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при стационарной фильтрации//Отраслевой стандарт Миннефтепрома. ОСТ 39-235- 89/Исполнители: Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Юрчак В.П. и др. – М.: Миннефтепром. – 1989. – 36 с.
  12. Орлов Д. М., Рыжов А. Е., Перунова Т.А. Методика определения относительных фазовых проницаемостей по данным нестационарной фильтрации путем совместного физического и компьютерного моделирования// Прикладная механика и техническая физика, – 2013. № 5. С. 119 – 128.
  13. Сотников О. С., Мусин К. М. О преимуществах определения относительных фазовых проницаемостей при нестационарном вытеснении на примере пород-коллекторов месторождений Татарстана// Сборник научных трудов ТатНИПИнефть, – 2015. Вып. 83. С. 79-87.
  14. Хусаинов А. Т., Шаповалов И. Ю. Относительные фазовые проницаемости в моделировании (на примере гидродинамических моделей)// Академический журнал Западной Сибири. – 2015. №2. С. 59 – 61.
  15. Тудвачев А. В., Коносавский П. К. Анализ и прогнозирование зависимостей функции фазовой проницаемости нефтенасыщенных коллекторов на примере месторождений Сургутского и Вартовского сводов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции// Вестник СПбГУ. – 2013. Сер.7, Вып. 1. С. 31 – 41.
  16. Овчаров В. В. Обзор методов расчета и процедур корректировки кривых относительных фазовых проницаемостей для гидродинамического моделирования залежей углеводородов// Вестник кибернетики. – 2014. № 1. С. 10-16.

17. Петрухина Н. Н. Регулирование превращений компонентов высоковязких нефтей при их подготовке к транспорту и переработке: дисс. ... канд. техн. наук: 05.17.07/ Петрухина Н. Н. Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, Москва. 2014. 205 с.
18. Щепалов А. А. Тяжелые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья: Учебное пособие – Нижний Новгород: Нижегородский государственный университет им. Н. И. Лобачевского. 2012. – 93 с.
19. Бузова О. В. Перспективные методы в добыче высоковязкой нефти/ О. В. Бузова, К. А. Жубанова// Вестник КазНТУ. – 2010. – № 5. 7 с.
20. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: «Недра», 1985. – 308 с.
21. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): Учебное пособие/ Рузин Л. М., Морозюк О. А. – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.
22. Саегараев Р. Х. Интенсификация добычи высоковязких нефтей из порово-трещиноватых коллекторов с использованием эффектов нелинейной волновой механики: дисс. ... канд. техн. наук: 25.00.17// Саегараев Р. Х. Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН, Тюмень. 2015. 227 с.
23. Сидоров И. В. Обоснование разработки залежей высоковязких нефтей горизонтальными скважинами: дисс. ... канд. техн. наук: 25.00.17// Сидоров И. В. Тюменский государственный нефтегазовый университет, Тюмень. 2014. 131 с.
24. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов: Учебное пособие/ Рузин Л. М., Морозюк О. А. – 2-е изд., перераб. и доп. – Ухта: УГТУ, 2015. – 166 с.
25. Пшеницын М. Н. Метод парогравитационного дренажа// Нефть России. – 2016 № 4. с. 72-75.
26. Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: матеоиалы межрегиональной научно-технической конференции (12 – 13 ноября 2009 г.) / под ред. Цхадая Н. Д. – Ухта: УГТУ, 2010. – 235 с.

27. Баранова Н. И. Анализ технологического процесса производства карбамида как объекта управления// Современные проблемы науки и образования. – 2013 № 6. с.66
28. Александров Е. Н., Кузнецов Н. М., Лунин В. В., Леменовский Д. А., Мержанов А. Г., Петров А. Л., Лиджи-Горяев В. Ю. Оценка возможностей термохимической технологии повышения нефтеотдачи и минимизации обводнения недр на основе реакции бинарных смесей// Сверхкритические флюиды: теория и практика. – 2012 № 3. – С. 56 – 68.
29. Александров Е. Н., Кузнецов Н. М., Петров А. Л., Лиджи-Горяев В. Ю. Технология термохимического стимулирования добычи нефти и битумов с уменьшением количества воды в нефтяном пласте// Георесурсы. – 2009 № 1. С. 2 – 6.
30. Кузнецов Н. М. К стимулированию нефтедобычи на основе бинарных смесей// Горение и взрыв. 2016 № 2. С. 111 – 119.
31. Александров Е. Н., Александров П. Е., Кузнецов Н. М., Лунин В. В., Леменовский Д. А., Рафиков Р. С., Чертенков М. В., Ширяев П. А., Петров А. Л., Лиджи-Горяев В. Ю. Высокотемпературный режим реакции бинарных смесей и стимулирования добычи нефти на обводненных месторождениях// Нефтехимия. – 2013 № 4. С. 312 – 320.
32. Александров Е. Н., Кузнецов Н. М., Козлов С. Н., Серкин Ю. Г., Низова Е. Е. Добыча трудноизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей// Георесурсы. – 2016 № 3. С. 154 – 159.
33. Петрофизические методы исследования кернового материала (терригенные отложения): Учебное пособие в 2-х кн., кн. 1; сост. Иванов М. К., Бурлин Ю. К., Калмыков Г. А., Карнюшина Е. Е., Коробова Н. И. – М.: Издательство Московского университета. – 2008. 107 с.
34. Недоливко Н. М. Исследование керна нефтегазовых скважин: Учебное пособие. – Томск: Издательство ТПУ. – 2006. 170 с.

35. ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 5 с.
36. Устройство для насыщения образцов керна углеводородами и водными растворами УНК-11. Инструкция по эксплуатации. Новосибирск: ЗАО «Геологика», 2008. 14 с.
37. Бжицких Т.Г. Определение физических и фильтрационно-емкостных свойств горных пород: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» и «Нефтегазовое дело» / Т.Г. Бжицких, С.Ф. Санду, Н.Э. Пулькина – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 90 с.
38. Петрофизические методы исследования керна материала: Учебное пособие в 2-х кн., кн. 2; сост. Иванов М. К., Калмыков Г. А., Белохин В. С., Корост Д. В., Хамидуллин Р. А. – М.: Издательство Московского университета. – 2008. 115с.
39. Определение количества воды в нефти и деэмульсация методом центрифугирования. Определение остаточной водонасыщенности образцов породы методом центрифугирования: метод. указания / Н. В. Воронина, Е. М. Ступина. – 2-е изд., исправ. – Ухта: УГТУ, 2012. – 7 с.
40. Инструкция по эксплуатации автоматизированного программно-измерительного комплекса для петрофизического исследования кернов ПИК-ОФП/ЭП-3. Новосибирск: ЗАО «Геологика», 2009. 43 с.
41. Мусин К. М., Сотников О. С., Ремеев М. М. Особенности определения функций ОФП для высокопроницаемых терригенных коллекторов бобриковских отложений// Сборник научных трудов ТатНИПИнефть, – 2013. С. 56-65.
42. Аппарат для определения остаточной нефтеводонасыщенности керна АДЖ – 2. Инструкция по эксплуатации. Новосибирск: ЗАО «Геологика», 2009. 6 с.

43. Михайлов Н. Н., Гурбатова И. П. Экспериментальное изучение влияния масштабных эффектов на характеристики двухфазной фильтрации// Нефтяное хозяйство. – 2012 №12. С. 107 – 111.
44. Зубков М. Ю., Чуйко А. И. Причины расхождения результатов экспериментальных исследований фазовых проницаемостей и коэффициентов вытеснения нефти водой для неокомских продуктивных отложений Аганского месторождения с промысловыми данными// [Электронный ресурс]. – 2001. – С. 10. Режим доступа: <http://zapsibgc.ru/publ98.pdf>
45. Зубков М. Ю., Семенов В. В., Микулина О. И., Пушин А. В. Результаты исследований относительных фазовых проницаемостей разновозрастных продуктивных отложений Красноленинского месторождения// Вестник недропользователя Ханты-Мансийского Автономного округа. – 2002 № 9. С. 42 – 52.
46. Злобин А. А., Юшков И. Р. О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа// Вестник Пермского университета. Геология. – 2014 №3. С. 68 – 79.