

А 2015

3670v

А.У. АЙТКУЛОВ

# Подземная гидромеханика

*Издание второе, исправленное*

Қазақстан Республикасы  
Мемлекеттік  
Тұтқыс Қытапхана  
Оқырмандарына

Ізгі кешпен, автордақ,

А.О.А.Б.Қ.

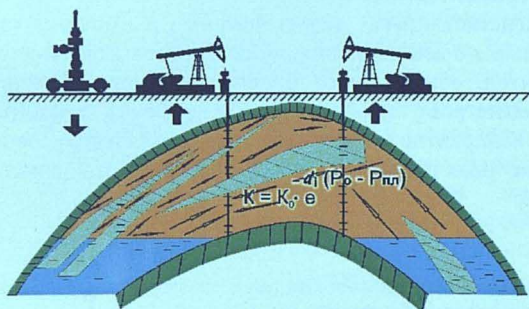
30.09.2015 жыл.

А.У. АЙТКУЛОВ

# Подземная гидромеханика

Издание второе, исправленное

Научное издание



Алматы 2014

А 379

УДК 622.276.6 (075.8)

ББК 32.2 я 73

А 36

**Рекомендована решением Ученого совета  
Каспийского государственного университета  
технологий инжиниринга имени Ш.Есенова**

**А 36 Айткулов А.У.**

**Подземная гидромеханика.** Научное издание - Алматы.: 2014, 272 с.

Табл. 12, ил. 90, список литературы – 230.

ISBN 978 601 226-115-8

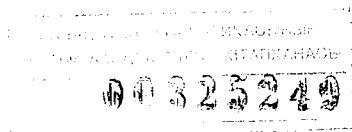
Изложены основные понятия, уравнений и методы их решения и определения гидродинамических параметров пластов (залежи) месторождения. Приведены физические основы механизма исследования результатов промыслово-экспериментальных мероприятий и их результаты, полученные на основе усовершенствованных теоретических и практических анализов фактических данных, по действующим, многопластовым месторождениям.

Для студентов, обучающихся по специальности «Нефтегазовое дело» (бакалавров и магистров), направление «Разработка нефтяных и газовых месторождения», аспирантов и преподавателей нефтяных вузов и факультетов, широкого круга научных работников и инженеров, работающих в нефтегазовой отрасли.

**Рецензенты:** доктор технических наук, профессор Т.К. Ахмеджанов  
доктор технических наук, профессор Ю.М. Кулиев  
кандидат технических наук, доцент Бисембаева К.Т.

УДК 622.276.6 (075.8)

ББК 32.2 я 73



ISBN 978 601 226-115-8

© Айткулов А.У., 2014

## ПРЕДИСЛОВИЕ

В послании, президента Республики Казахстан Н.А. Назарбаева к народу. «Стратегия 2050» указано, что одним из главных задач, которые необходимо решить, это создание новых инфраструктур нефтяной и газовой промышленности, повышающее социально-экономическое состояние страны. Решение этой важной задачи связано с грамотным проведением процесса разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, позволяющее во время применять различные методы регулирования для стабилизации объема добываемой нефти и увеличения текущего и конечного процесса нефтеизвлечения. Для этого необходимо в промысловых условиях постоянно руководствоваться теоретическими методами, основанные на исследовании механики нефтегазонасного пласта и проведения промысловых и лабораторных экспериментов, создающие новые методы и методики и методические приемы, улучшающие состояния процесса эксплуатации нефтяных и газовых и нефтегазовых месторождений.

Настоящее учебное пособие посвящено изложению этой многоплановой и трудной задачи и состоит из двух разделов и пяти глав.

В первом разделе изложены основные понятия и уравнения, а также общие методы решения задач фильтрации нефти, газа и воды. Приведены результаты лабораторных экспериментов по установлению и обоснованию величин фильтрационных параметров пласта и залежи, на основе решения дифференциальных уравнений и уравнения неразрывности.

Второй раздел посвящён исследованию механики вытеснения нефти водой и другими агентами при различных термогидродинамических условиях, в многопластовом месторождении, при применении внутриконтурного заводнения. Изложены особенности выработки запасов нефти, виды неоднородности и методика их исследования, а также освещены методики оценки охвата пластов воздействием и нефтеотдачи.

Изложены основные методы интенсификации добычи нефти из многопластовой залежи и слабосцементированных коллекторов.

### **1. О состоянии нефти, газа и воды в природных коллекторах**

Нефть, газ и вода насыщающие пористую среду нефтегазоносных пластов, представляют собой многокомпонентные смеси углеводородов и неуглеводородов (например вода). При разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей в результате изменения пластовых условий (давлений и температуры) в пористой среде часто возникает сложное движение многофазной смеси, при котором состав и физические свойства (вязкость, плотность и др.), а также скорости движения отдельных фаз меняются во времени и в пространстве, т.е. по объему залежи. Это движение характеризуется переходом отдельных фаз (компонентов, т.е. отдельно нефти, воды и газа) из одного состояния в другое, т.е. изменяется состав фаз, с изменением фазовых скоростей, диффузией компонентов (составляющих) в направлении их потока, явлениями адсорбции на поверхностях раздела фаз и другими факторами. Такой характер фильтрационных течений возникает в пористой среде при движении газированной жидкости и ее вытеснении из пласта водой или газом, при фильтрации газоконденсатной смеси, при вытеснении нефти из пласта газом высокого давления и обогащенным газом, водой, обработанной ПАВ, углекислотой или другими агентами, при неизотермической, т.е. не постоянной пластовой температурой фильтрации нефтей с содержанием парафино-смоло-асфальтеновых веществ и в ряде других процессов разработки нефтяных и газовых месторождений. Очевидно, что исследование указанных процессов должно основываться на законах химической термодинамики.

Поэтому перед изложением общей теории фильтрации многокомпонентных, углеводородных смесей, т.е. смесей состоящих из многих химических веществ, необходимо привести некоторые основные сведения из термодинамики.

В термодинамических исследованиях часто пользуются понятиями однородной и неоднородной систем, фаз, компонентов, состава и т.д. Дадим им краткие определения [92; 93].

Под системой в термодинамике понимается некоторая совокупность тел, взаимодействующая с окружающими её телами. Согласно этому определению в нефтяной и нефтегазовой залежах под системой надо понимать взаимное действие жидкого или газожидкостного (нефть, вода, газ) тела со скелетом горной породы, т.е. с твердым телом, которое окружает нефть, газ и воду.

Система характеризуется признаками, т.е. параметрами. Бывают экстенсивные и интенсивные параметры. Экстенсивными параметрами называются параметры, которые не одинаковы для всей системы или для её отдельных частей. Интенсивными параметрами называются параметры, которые одинаковые для всей системы или для её отдельных частей. К ним относится плотность, температура, давление, химический состав.

Система называется однородной, если каждый из интенсивных параметров одинаков во всех её частях и не зависит от расположения форм и размеров этих частей. Если хоть один из интенсивных параметров не оказывается одинаковым во всех частях системы, то такая система называется неоднородной. В нефтяных и нефтегазовых залежах часто встречаются неоднородные системы, т.е. такие параметры плотность, температура, давление, химический состав, вязкость газожидкостной смеси очень часто бывают, по своим абсолютным величинам, не одинаковыми как по площади, так и по толщине залежи, т.е. по объему. Часто в термодинамике рассматривают такие неоднородные системы, которые можно считать состоящими из вполне однородных частей. Каждая однородная часть системы называется фазой.

Система и составляющие её фазы могут состоять из одного или нескольких химических веществ, которые называются компонентами. Число компонентов, т.е. химических веществ определяется на основе наименьшего числа независимо изменяющегося отдельного химического вещества, т.е. изменения масс отдельных веществ не должен зависеть от других компонентов. Это требование означает, что один компонент не может образоваться из других компонентов, т.е. из других химических веществ, находящегося в системе. Количество вещества (компонента) может изменяться (уменьшаться или увеличиваться) только в открытой системе. Компонентный состав системы и её отдельные фазы могут представляться весовыми, массовыми, объемными или мольными долями, которые определяются отношением веса, массы, объема или числа молей данного компонента в данной фазе или в системе в целом соответственно к весу, массе, объему или числу всей фазы или системы в целом. Фазы характеризуются свойствами, которые определяются параметрами состояния, в качестве которых используется давление, объем, температура и массы компонентов в фазах. Все эти параметры изменяются во времени, и они в большинстве своем зависят друг от друга. Количество независимых переменных, которое устанавливает состояние системы, называется вариантно́стью системы [93; 127].

Состояние системы может изменяться:

- 1) при взаимодействии с окружающей средой под действием внешних причин;
- 2) без взаимодействия с окружающей средой под действием внутренних причин.

В первом случае, изменение состояния системы сопровождается непрерывным изменением внутренней энергии, а во втором может приводить только к перераспределению энергии между частями системы.

Фазовые превращения при изменении состояния системы характеризуются перераспределением массы между различными частями системы, и они могут быть равновесного и неравновесного характера. При исключении внешних взаимодействий, в первом случае процесс немедленно прекращается, а во втором - процессы перераспределения массы продолжают.

При исследовании фильтрации двухфазной (нефть и вода, нефть и газ) многокомпонентной смеси (т.е. каждая фаза состоит из различных химических соединений) в однородной пористой среде применяется принцип механики сплошной среды, который предполагает, что в каждый момент времени в каждой точке пористой среды присутствуют обе фазы. При этом в качестве характеристик фаз берутся величины, осредненные в пределах (части) элементарного объема, занятого рассматриваемой фазой. Эти осредненные характеристики могут меняться во времени в результате обмена масс различных фаз, как в самом элементарном объеме, так и в самой внешней среде. Фазовые превращения, т.е. изменения характеристик фаз (состава, объема, температуры, плотности, давления, вязкости и др.) в каждом элементарном объеме в каждый момент времени могут рассматриваться как изолированные процессы, хотя условия изменяются в результате внешнего воздействия.

## **2. Основные определения и законы термогидродинамики нефтегазонасного пласта.**

Объектами термогидродинамического исследования в нефтегазодобыче являются различные углеводородные смеси (системы) которые в природных условиях существует в виде нефти (жидкости), газа, твердого тела или в виде их смесей.

В термодинамике бывают гомогенные и гетерогенные системы (смеси) [140, 141].

Если система состоит лишь из одной фазы, т.е. из нефти или газа, то она гомогенная. Для этой системы химический состав и физические свойства во всех ее частях одинаковы или изменяются непрерывно от одной точки системы к другой.

Гетерогенной называется система, состоящая из двух и более различных гомогенных частей, отделенных друг от друга поверхностями раздела. Гомогенные области в гетерогенной системе, называются также фазами. При переходе через поверхности раздела фаз в гетерогенной системе, химический состав и физические свойства веществ (нефти и газа) изменяются скачкообразно.

Для наглядности смотри рисунки 1 и 2.



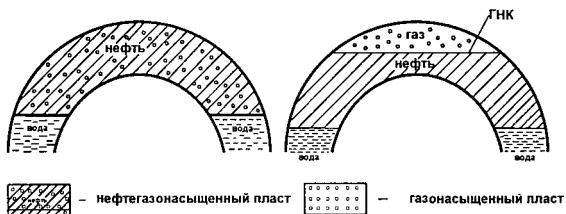


Рис. 1. Схема залежи насыщенная нефтью с растворенным газом (гомогенная система):

Рис.2.Схема залежи насыщенная газом и нефтью отделённая друг от друга с помощью поверхностью раздела (гнк) (гетерогенная система).

Гомогенная система и каждая фаза гетерогенной системы могут состоять из одного или нескольких чистых веществ. Это означает, что если нефтяная залежь имеет вместе с нефтью и растворенный газ, то эта система является гомогенной системой состоящая из двух веществ нефти и газа. А если залежь является газонефтяной, т.е. она имеет отдельно газовую и нефтяную части, то каждая нефтяная и газовая фазы этой гетерогенной системы состоят из нескольких веществ.

Если система полностью изолирована от остального макромира окружающей среды, т.е. не может обмениваться с ним ни веществом, ни энергией, то такая система является изолированной (закрытой).

В нефтяной промышленности вышесказанное следует понимать так. Предположим, что процесс разработки «сбалансирован», т.е. количество отобранной жидкости (нефти, воды) или газожидкостной смеси (нефти, воды и попутного газа) из продуктивного пласта через добывающие скважины, замещается таким же количеством жидкости (воды) или другим агентом (газом, поверхностно-активным веществом и др.), поступающей в пласт через нагнетательные скважины. Тогда пластовую систему в целом можно рассматривать как «термогидродинамически закрытую».

Под термогидродинамическим процессом понимается совокупность, т.е. суммарная последовательная состояния нефтегазовой смеси (системы) под влиянием внешних воздействий, при которой изменяются все (или некоторые) параметры (давление, плотность и температура) системы.

Термогидродинамические процессы бывают равновесными и неравновесными [141,149,177,178,179,180,192].

Равновесными являются процессы, состоящие из непрерывной последовательности равновесных состояний системы. Равновесные процессы являются модельными или теоретическими процессами. Все они являются обратимыми. Это означает, что если изменить направление, воздействия на систему на противоположное, то она полностью возвратится в исходное

состояние, пройдя обратный путь, повторяя все промежуточные состояния которые были в прямом процессе.

Все реальные процессы, т.е. процессы которые протекают на конкретных объектах эксплуатации (процессы добычи нефти, газа и их смеси из залежи) являются неравновесными и могут считаться равновесными лишь в той или иной мере, т.е. относительно к теоретическим процессам. Поэтому для исследования реальных процессов проводятся фундаментальные или прикладные теоретические соотношения параметров системы на основе модели равновесного процесса, использованием законов термогидродинамики.

Процесс, связанный с переходом системы (смеси) из неравновесного состояния в равновесное, называется релаксацией, а соответствующее время - временем релаксации.

Для равновесного процесса необходимо, чтобы внешнее воздействие, которое действует на систему, изменялось достаточно медленно. Например, давление нагнетания, с помощью которого внедряются в залежь различные смеси (агенты, т.е. вода с добавкой химических реагентов, газ с различным обогащенным составом и т.д.), для различных участков продуктивного пласта изменяется медленно и практический находится на одинаковом уровне.

Равновесные состояния залежи (системы) бывают обратимыми и необратимыми. Понятие обратимых и необратимых процессов является основным для термодинамики. Обратимыми называют процессы, происходящие с бесконечно малой скоростью, которые представляют собой постоянные и непрерывные смены равновесных состояний.

Любые реальные процессы (движение, т.е. фильтрация нефти, газа, воды и их смеси по поровым каналам к забоям добывающих и от забоя нагнетательных скважин, процессы добычи жидкости и газожидкостных смесей) являются необратимыми.

Поскольку разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений основана на законах термо- и гидродинамики ниже даются основные их законы.

Термодинамика базируется на основных законах, которые называются началом термодинамики.

Первое начало термодинамики представляет собой приложение к тепловым явлениям всеобщего закона природы - закона превращения и сохранения энергии.

Аналитическое выражение первого начала термодинамики для обратимых процессов имеет вид [87,92]

$$dQ = du + Pdv, \quad (1)$$

где  $dQ$  – количество теплоты;  $du$  – изменение внутренней энергии;  
 $P \cdot dv$  - работа.

Это уравнение показывает энергию, которая совершается при изменении теплового режима системы. Согласно приведенному соотношению, работа, совершаемая системой, состоит из разности двух слагаемых, т.е.

$$Pdv = dQ - du$$

Второе начало термодинамики для обратимых процессов записывается в следующем виде

$$dQ = T \cdot ds, \quad (2)$$

где  $S$  – энтропия (тепловая координата), т.е. физическая величина, которая способствует изменению температуры при теплообменном процессе;  $T$  – температура.

Второе начало термодинамики можно использовать к необратимым процессам. Если рассмотреть простейший случай, когда отклонение от равновесного состояния системы можно выразить через изменение только одного внешнего параметра  $X$  под действием обобщенной силы  $F$ , то

$$dQ = du + P \cdot dv + F \cdot dx, \quad (3)$$

При этом параметр  $X$  и связанная с ним обобщенная сила  $F$  могут иметь различный физический смысл, и произведение  $X \cdot dF$  характеризует степень отклонения рассматриваемого реального процесса от равновесного.

Теперь приступим к разъяснению физического смысла каждого из параметров приведенного в зависимостях (1), (2) и (3), если применять их в нефтяной промышленности, т.е. при разработке и эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений. Известно, что разработка и эксплуатация нефтяных и нефтегазовых месторождений осуществляется с помощью добывающих и нагнетательных скважин пробуренные по всей продуктивной площади. Поэтому пластовая система состоит из двух подсистем [127,90,83,84,85,86,88,89,91].

Скважинная подсистема - все добывающие и нагнетательные скважины с наземным оборудованием.

Пластовая подсистема – нефтяной или нефтегазовый пласт, который окружает скважину. Призабойная зона пласта является переходной областью между скважиной и пластовой подсистемами. Каждая подсистема является открытой, потому что вещество может переходить из одной подсистемы в другую. Параметрами пластовой системы является, в основном, давление и температура. Если разработка продуктивного пласта осуществляется без применения тепловых методов воздействия, то во многих случаях можно принять [79,80,81,82].

$$\frac{\Delta P}{P_{\Pi}} = \frac{P_{\Pi} - P_c}{P_{\Pi}} \approx 1; \quad \frac{\Delta T}{T_{\Pi}} = \frac{T_{\Pi} - T_c}{T_{\Pi}} \approx 0,$$

где  $\Delta P = P_{\Pi} - P_c$ ;  $\Delta T = T_{\Pi} - T_c$  – разности давлений и температур между пластовой и скважинной подсистемами;  $P_{\Pi}$ ,  $P_c$  и  $T_{\Pi}$ ,  $T_c$  – давлений и температуры соответственно в глубине пласта и на забое скважин.

В условиях разработки с применением методов теплового воздействия, приведенные соотношения имеют вид

$$\frac{\Delta P}{P_{\Pi}} \approx 1; \quad \frac{\Delta T}{T_{\Pi}} \approx 1.$$

Это свидетельствует о том, что внутри пластовой системы в целом, т.е. в общем случае могут проявиться необратимые процессы. В то же время процессы, происходящие внутри каждой из подсистем (скважинной и пластовой), однозначно, приблизительно, можно рассматривать как обратимые.

В связи с этим, далее будем считать, что параметры состояния внутри каждой подсистемы имеют одинаковое значение, однако различаются между собой. Изменение значений параметров между подсистемами происходит непрерывно в призабойной зоне пласта. Таким образом, между подсистемами может быть разница температур  $\Delta T$ , давлений  $\Delta P$ , массосодержаний  $\Delta U$  и концентраций различных компонентов в единице объема ( $\mathcal{G}$ ) подсистемы.

Поэтому для пластовой подсистемы, содержание массы нефти и газа имеет следующий вид:

$$M_{\text{нп}} = \mathcal{G}_{\Pi} \cdot m \cdot \beta_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{н}}, \quad M_{\text{гп}} = \mathcal{G}_{\Pi} \cdot m \cdot \beta_{\text{г}} \cdot \rho_{\text{гв}} \quad (4)$$

И, аналогично для скважинной подсистемы имеем

$$M_{\text{нс}} = \mathcal{G}_{\text{с}} \cdot \beta_{\text{нс}} \cdot \rho_{\text{нс}} \cdot m, \quad M_{\text{гс}} = \mathcal{G}_{\text{с}} \cdot \beta_{\text{гс}} \cdot \rho_{\text{гс}} \cdot m, \quad (5)$$

где  $\mathcal{G}_{\Pi}$ ,  $\mathcal{G}_{\text{с}}$  – объем пласта и скважины, м<sup>3</sup>;  $m$  – пористость, доли единиц;  $\beta_{\text{н}}$ ,  $\beta_{\text{нс}}$  – соответственно насыщенность пласта и скважины нефтью, доли единиц;  $\beta_{\text{г}}$ ,  $\beta_{\text{гс}}$  – соответственно насыщенность пласта и скважины газом;  $\rho_{\text{н}}$ ,  $\rho_{\text{нс}}$  – плотность нефти в пласте и скважине, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{г}}$ ,  $\rho_{\text{гс}}$  – плотность газа в пласте и скважине, кг/м<sup>3</sup>;

Закон сохранения массы, если вся система является закрытой, имеет следующий вид

$$\vartheta_{\text{п}} \cdot m \cdot \beta_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{н}} + \vartheta_{\text{п}} \cdot m \cdot \beta_{\text{г}} \cdot \rho_{\text{г}} + \vartheta_{\text{с}} \cdot \beta_{\text{нс}} \cdot \rho_{\text{нс}} + \vartheta_{\text{с}} \cdot \beta_{\text{гс}} \cdot \rho_{\text{гс}} = 0;$$

или после некоторого преобразования, имеем

$$\vartheta_{\text{п}} \cdot m \cdot (\beta_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{н}} + \beta_{\text{г}} \cdot \rho_{\text{г}}) + \vartheta_{\text{с}} \cdot (\beta_{\text{нс}} \cdot \rho_{\text{нс}} + \beta_{\text{гс}} \cdot \rho_{\text{гс}}) = 0, \quad (6)$$

Закон сохранения энергии. Рассматривается нефтяной пласт. С одной стороны происходит нагнетание рабочего агента, а с другой отбор жидкости или газожидкостной смеси. В нагнетательную скважину, рабочий агент с объемом  $Q_{\text{зак}}$  с поверхности, с давлением на устье  $P_{\text{наг}}$  поступает на забой скважины. При этом давление на забое нагнетательной скважины равно  $P_{\text{заб}}^{\text{н}}$  и объем нагнетаемого агента (воды, газа или др. смесей) внедривший в пласт составляет  $Q_{\text{зак}}^{\text{н}}$ . Количество жидкости (нефти, или нефти и воды с растворенным газом) которое движется и притекает к забою добывающей скважины, равно  $Q_{\text{ж}}^{\text{н}}$ . Забойное давление в добывающей скважине равно  $P_{\text{с.д}}$ . Количество добытой жидкости через добывающую скважину составляет  $Q_{\text{ж}}^{\text{д}}$ , с давлением на устье скважины  $P_{\text{у}}$ .

Для рассматриваемой закрытой системы, т.е. нагнетательная скважина – нефтяной пласт – добывающая скважина, закон сохранения энергии имеет следующий вид:

$$P_{\text{наг}} \cdot Q_{\text{зак}} + P_{\text{заб}}^{\text{н}} \cdot Q_{\text{зак}}^{\text{н}} + P_{\text{с.д}} \cdot Q_{\text{ж}}^{\text{н}} + P_{\text{у}} \cdot Q_{\text{ж}}^{\text{д}} = 0,$$

Если учитывать, что давление жидкости в пласте равно  $P_{\text{пл}}$ , то приведенное уравнение энергии имеет следующий вид:

$$P_{\text{наг}} \cdot Q_{\text{зак}} + (P_{\text{заб}}^{\text{н}} - P_{\text{пл}}) \cdot Q_{\text{зак}}^{\text{н}} + (P_{\text{пл}} - P_{\text{с.д}}) \cdot Q_{\text{ж}}^{\text{н}} + P_{\text{у}} \cdot Q_{\text{ж}}^{\text{д}} = 0, \quad (7)$$

После некоторого преобразования окончательно получим:

$$P_{\text{наг}} \cdot Q_{\text{зак}} + P_{\text{заб}}^{\text{н}} \cdot Q_{\text{зак}}^{\text{н}} - P_{\text{с.д}} \cdot Q_{\text{ж}}^{\text{н}} + P_{\text{у}} \cdot Q_{\text{ж}}^{\text{д}} - P_{\text{пл}} (Q_{\text{зак}}^{\text{н}} - Q_{\text{ж}}^{\text{н}}) = 0, \quad (8)$$

Вышеприведенный процесс наглядно показан на рисунке 3.

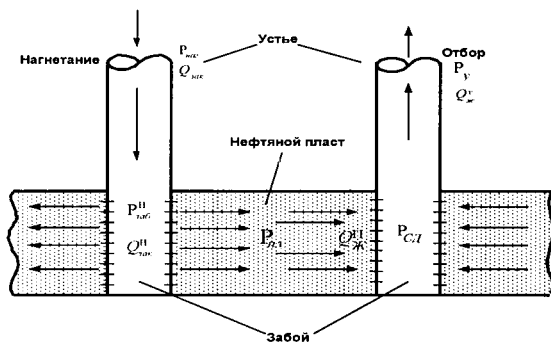


Рис. 3. Схема элемента нефтяного пласта с нагнетательной и добывающей скважинами.

### 3. Физические основы пористой среды, линейный закон фильтрации газожидкостной смеси и фазовые проницаемости.

Теория фильтрации изучает движение газов, жидкостей и их смесей в пористых средах, т.е. в твердых телах, пронизанных системой сообщающихся между собой пустот (пор), что делает их проницаемыми для газожидкостных смесей. В природе, т.е. в продуктивных залежах, совместно с сообщающимися порами встречаются и изолированные (тупиковые) поры (пустоты).

Движение жидкостей и газов в пористой среде имеет ряд особенностей. Это связано с тем, что пористая среда, любого нефтяного, газового или нефтегазового залежей (пластов), состоит из огромного числа случайно расположенных зёрен горной породы, различной формы и величины. Поэтому пространство, в котором движётся жидкость, представляет собой систему пор, непрерывно переходящих одна в другую. Для пористой среды характерно свойство сообщаемости пор, её нельзя представлять себе в виде совокупности капилляров, расположенных обособленно один от другого.

Некоторое представление о пористой среде приведены на рисунке 4, где показаны различные формы твердой частицы (зерна) горной породы и поровые пространства с соответствующими узкими каналами, которые соединяют их.

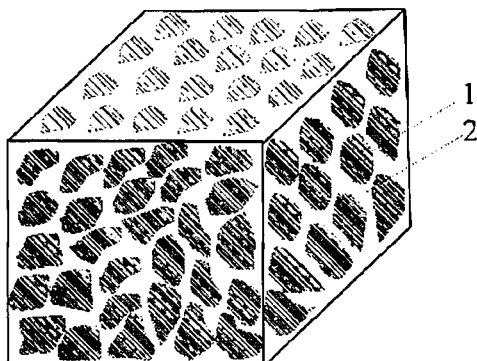


Рис. 4. Схема нефтегазоносного пласта.

1. Твердая фаза горной породы (зерна);
2. Нефтегазонасыщенное поровое пространство.

Как видно из рисунка структура порового пространства имеет нерегулярный характер, который не позволяет изучать движение жидкости и газов и их смесей в нем с применением прямых, обычных методов гидродинамики, т.е. путем решения уравнений движения вязкой жидкости для области, представляющей собой совокупность всех пор. Такое решение связано с непреодолимыми трудностями. Однако в таком решении и нет необходимости, потому что, с увеличением числа отдельных микродвижений, начинают проявляться суммарные статические закономерности, которые характерны для движения в целом, и не справедливы для одного порового канала или нескольких каналов. Данная ситуация характерна для систем с большим числом элементов [163], слабо связанных между собой. Такие системы могут быть описаны как некоторые сплошные среды, свойства которых не выражаются непосредственно через свойства отдельных элементов, а является осредненными характеристиками достаточно больших объемов среды.

Согласно выше изложенному в гидродинамике, движение отдельных молекул не рассматривается, а для расчета используются некоторые средние динамические характеристики жидкости как сплошной среды. Используя такой подход в гидродинамике рассматриваются только объемы жидкостей, размеры которых достаточно велики по сравнению с расстояниями между молекулами, и при котором, в чтобы в любом объеме находилось достаточно большое число молекул и было условие, которое позволяло бы возможное осреднение. Из теории вероятностей известно, что если изучаемый параметр состоит из значительного количества случайных величин, то его среднее значение мало будет отличаться от наиболее вероятностной величины [161,211,159,160].

Аналогично, теория фильтрации образует представление о том, что пористая среда и жидкость, которая находится в нем, строят сплошную среду.

Это означает, что физически бесконечно малые элементы системы жидкость - пористая среда все же достаточно велики по сравнению с размерами пор и зерен пористой среды. Следует при этом отметить, что если в рассматриваемом объеме будет заключено большое число пор и зёрен, то осреднённые параметры будут достоверно представительными.

С точки зрения теории фильтрации значение твердого скелета пористой среды, прежде всего геометрическое: он ограничивает ту область пространства, в которой движется жидкость. Многочисленными промысловыми и лабораторными экспериментами [165,164,162] доказано, что при особых, специальных случаях возникает необходимость учитывать силовое взаимодействие между скелетом горной породы и прилежащими к нему слоями жидкости. Поэтому свойства пористой среды в теории фильтрации описываются некоторым набором геометрических характеристик. Из-за нерегулярности строения порового пространства его нельзя полностью описать никаким конечным набором параметров, а для целей теории фильтрации, достаточно небольшого числа осредненных характеристик.

Важнейшей характеристикой пористой среды является её пористость, равная отношению объема, занятого, в рассматриваемом элементе порами, к общему объему элемента:

$$m = \frac{V_p}{V} , \quad (9)$$

где  $m$  – пористость пласта, в долях от единицы.

Приведённое соотношение (9) устанавливает среднюю пористость, данного элемента пласта.

При определении пористости обычно различают полную пористость, в которой учитываются все поры, и активную или динамичную пористость, при определении которой учитываются лишь те поры, которые входят в единую систему соединённых между собой пор и, следовательно, могут быть заполнены жидкостью извне, т.е. нагнетаемым агентом. Для наших исследований важным является, именно активная пористость. Поэтому в дальнейшем под пористостью понимается именно активные поровые пространства.

Наряду с пористостью  $\bar{m}$  иногда используется понятие «просветность»  $n$ , определяемый для каждого сечения, проходящего через данную точку, как отношение площади пор в сечении ко всей площади сечения. Исследованиями, проведенными В.М. Ентовым доказано, что просветность в данной точке не зависит от выбора направления сечения и равна пористости  $\bar{m}$  [167,166].

Пористость характеризует форму и взаимное расположение пор и одинаково для геометрически подобных сред. Для описания пористой среды, необходимо определить также некоторый характерный размер порового пространства  $d_p$ . В настоящее время существует множество способов определения этого размера. За характерный размер  $d_p$  принимается в основном



некоторый средний диаметр порового канала  $d$  или отдельного зерна пористого скелета  $l$ . Для подсчета этих размеров в каждом конкретном случае исследуется микроструктура пористой среды в небольшом, но достаточно представительном объеме, элемента продуктивного пласта. В начале тем или иным способом определяют размер отдельной поры или зерна. Но этот размер меняется при переходе от одной поры к другой или от одного зерна к другому, т.е. он по различным направлениям и по объему пласта изменяется случайно. Поэтому результаты измерения представляются в виде кривой распределения выбранного случайного размера, а его среднее значение получается с помощью осреднения кривой распределения. Подобные сведения об использовании теории вероятности по этому вопросу можно найти в работах [148,155,158,166,149,150,151,152,153,154,156,157].

Фильтрация представляет собой движение жидкости в пористой среде под действием перепада давления. Основной характеристикой фильтрационного движения является вектор скорости фильтрации  $\vec{\mathcal{G}}$ , определяемый следующим образом. Выберем точку  $M$  пористой среды и проведем через нее элементарную площадку  $\Delta S$ .

Через выделенную площадку за одну секунду, т.е. за единицу времени протекает жидкость  $\Delta Q$  с объемом  $l \text{ м}^3$ . Тогда проекция вектора скорости  $\vec{\mathcal{G}}$ , которая совпадает с нормалью, т.е. перпендикулярно к выделенной площадке  $\Delta S$ , равна

$$\vec{\mathcal{G}} = \lim_{\Delta S \rightarrow 0} \frac{\Delta Q}{\Delta S}, \quad (10)$$

Следует отметить, что объем жидкости делится на полную площадь  $\Delta S$ , а не на её поровую часть. Поэтому очевидно, что скорость фильтрации не является действительной средней скоростью движения в поровом объеме пласта.

Поэтому установим связь между скоростью фильтрации  $\mathcal{G}$  и действительной средней скоростью  $\mathcal{G}_{cp}$  движения. Действительное (физическое) течение флюида в каждом живом, т.е. поровом сечении пласта осуществляется через суммарную площадь активных пор  $\Delta S_{п}$ . Поэтому имеем

$$\mathcal{G}_{cp} = \lim_{\Delta S_{п} \rightarrow 0} \frac{\Delta Q}{\Delta S_{п}}, \quad (11)$$

Сравнивая (11) с (10), а также учитывая, что  $\Delta S_{п} = m \cdot \Delta S$ , находим

$$\mathcal{G} = m \cdot \mathcal{G}_{cp}, \quad (12)$$

Поскольку пористость пласта изменяется в пределах от 0 до 1, т.е.  $0 < m < 1$ , из (12) следует, что скорость фильтрации  $\bar{Q}$  всегда меньше действительной средней скорости  $\bar{Q}_{cp}$  течения флюида (жидкости).

Таким образом, при введении скорости фильтрации рассматривается некоторый фиктивный фильтрационный поток, в котором расходы через любое сечение равны реальному расходу флюида. При этом считается, что поля давлений фиктивного и реального потоков идентичны, т.е. одинаковы, а сила сопротивления фиктивного потока равна реальной силе сопротивления, и принимается, что скорость фильтрации непрерывно распределена по объему и связана со средней скоростью действительного движения, равенством (12).

Основным соотношением теории фильтрации является закон фильтрации, который устанавливает связь между вектором скорости фильтрации и полем давления, с помощью которого происходит движение жидкости и газа или их смесей. Некоторые сведения о законе фильтрации можно получить, исходя из самых общих представлений.

Окружим точку пористой среды некоторой малой окрестностью, при этом можно считать, что поле скоростей фильтрации непрерывное, а все параметры пористой среды и насыщающей её жидкости постоянными. Предполагается, что происходит изменение давления, в данном пространстве, которое является одним из основных факторов движения жидкости. Поскольку изменение давления в окрестности данной точки определяется градиентом давления, основное предположение при установлении вида закона фильтрации состоит в том, что вектор (направление) скорости фильтрации в данной точке пористой среды определяется свойствами жидкости и пористой среды и градиентом давления, т.е. изменением давления на единицу длины элемента пласта ( $\text{grad } P$ ). Пористая среда характеризуется геометрическими параметрами – характерным размером  $d$  и некоторыми безразмерными характеристиками: пористостью  $m$ , безразмерными параметрами кривой распределения и др. Закон фильтрации должен являться следствием уравнений количества движения жидкости в поровом пространстве, поэтому в систему определяющих величин следует включить также те характеристики жидкости, которые входят в эти уравнения, т.е. плотность  $\rho$  и вязкость  $\mu$ .

Таким образом, предполагается, что существует зависимость градиента давления от вектора скорости фильтрации, геометрических характеристик пористой среды  $m$ ,  $d$ , и т.д. и характеристик жидкости  $\rho$  и  $\mu$ . Среды величин, от которых зависит  $\text{grad } P$ , только скорость фильтрации  $\bar{Q}$  является вектором. Если свойства пористой среды не зависят от вращений и отражений системы отсчета, т.е. пористая среда является изотропной, то зависимость градиента давления  $\text{grad } P$  от  $\bar{Q}$  должна быть инвариантной относительно вращения вокруг направления вектора  $\bar{Q}$ , т.е. неизменной, при изменении направлении движения жидкости.

Поэтому вектор  $\text{grad } P$  должен быть направлен по одной прямой с вектором  $\vec{\mathcal{A}}$ .

Начало теории фильтрации было положено экспериментальными работами, которые были проведены французскими инженерами, в 1848-1863 годах, Дарси и Дюпюи, наблюдавшие впервые, за движением воды в трубах, заполненных песком. Именем Дарси назван линейный закон фильтрации, который он установил, создавая первую совершенную систему водоснабжения в Европе. Анри Дарси исследовал течение воды через вертикальные песчаные фильтры, которые были необходимы для водоснабжения города Дижона (Рис.5.). В результате тщательно проведенных экспериментов он установил свою экспериментальную формулу, получившую широкую известность:

$$Q = K_{\phi} \cdot \frac{H_1 - H_2}{L} \cdot F = K_{\phi} \cdot \frac{\Delta H}{L} \cdot F, \quad (13)$$

где  $Q$  - объемный расход жидкости через песчаный фильтр, длина  $H_1$  которого равна  $L$ , с площадью поперечного сечения  $F$ ;  $\Delta H = H_1 - H_2$  - разность напоров воды над фильтром и у его основания;  $K_{\phi}$  - коэффициент пропорциональности, который называется коэффициентом фильтрации, зависящий как от структуры пористой среды, так и от свойств фильтрующей жидкости.

Коэффициент  $K_{\phi}$  имеет размерность скорости и характеризует расход потока через единицу площади сечения, перпендикулярного к потоку, под действием единичного градиента напора  $\left(\frac{\Delta H}{L}\right)$ , и используется обычно в гидротехнических расчетах, где движется только вода. А при исследовании фильтрации нефти, газа и их смесей необходимо разделить влияние свойств пористой среды и жидкости. Поэтому формула (13), записывается в несколько ином виде, а именно

$$Q = \frac{K}{\mu} \cdot \rho \cdot g \cdot \frac{\Delta H}{L} \cdot F, \quad (14)$$

или скорость фильтрации

$$\mathcal{A} = \frac{Q}{F} = \frac{K}{\mu} \cdot \rho \cdot g \cdot \frac{\Delta H}{L}, \quad (15)$$

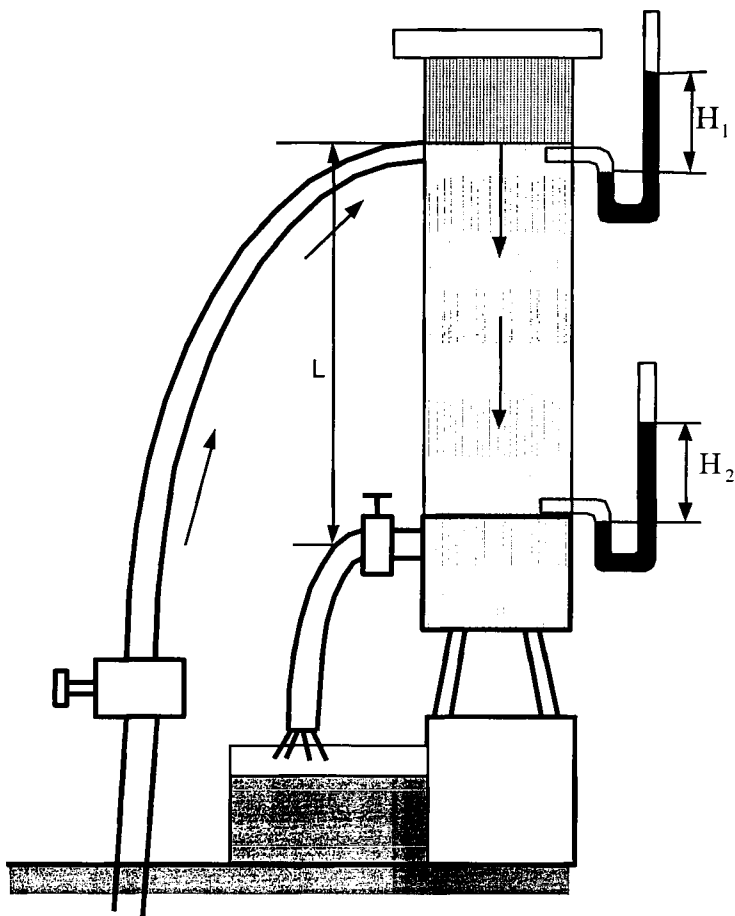


Рис. 5. Схема установки А. Дарси для исследования течения воды через вертикальный песчаный фильтр.

где  $g$  - ускорение силы тяжести;  $\rho \cdot g \cdot \Delta H = \Delta P$  - разность давлений в начале и в конце образца нефтяного или нефтегазового пласта;  $K$  - коэффициент проницаемости, который не зависит от свойств жидкости и является динамической характеристикой только пористой среды.

Из формулы (14) или (15) следует, что коэффициент проницаемости имеет размерность площади, так что в СИ  $[K] = \text{м}^2$ . Проницаемость большинства горных пород выражается весьма малыми числами. Так например, проницаемость крупнозернистых песчаников составляет  $10^{-12} - 10^{-13} \text{ м}^2$ , а проницаемость плотных песчаников около  $10^{-14} \text{ м}^2$ . Ввиду этого в

нефтепромысловой практике получила распространение единица проницаемости  $I$  дарси  $= 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ .

Фильтрационное течение, на основе закона Дарси А., является частным случаем ползущего течения, которое характеризуется преобладанием вязких сил над инерционными, т.е. очень малыми числами Рейнольдса ( $R_e \ll 1$ ).

Закон А. Дарси весьма широко применяется в теоретических исследованиях процессов фильтрации жидкости или газожидкостной смеси в нефтяных или нефтегазовых залежах. Существует, однако, случаи, когда линейный закон фильтрации не применим [142,143,144], при проведении анализа состояния выработки запасов нефти, газа и их смесей, некоторых месторождений. Тем не менее, для количественной оценки и описания течения неоднородных жидкостей необходимо, постоянно располагать фильтрационными характеристиками пористой среды. Такой характеристикой является проницаемость пористой среды для каждой фаз - так называемые фазовые проницаемости.

Детальное исследование совместного движения в пористой среде нефти и газа, нефти и воды, а также смеси нефти, газа и воды, показало возможность распространения однородной жидкости, на многофазное течение, путем обобщения понятия проницаемости.

При движении многофазной смеси считается, что существуют фазовые проницаемости. По общей проницаемости пористой среды для однородной жидкости нельзя предсказать проницаемость для нефти, газа и воды, т.е. для каждой из фаз. К настоящему времени сравнительно лучше изучены фазовые проницаемости двухфазного течения водо-нефтяных и газо-нефтяных систем. Фазовая проницаемость это экспериментальная характеристика и она определяется на основе результата опытов, в которых одна жидкость вытесняется другой или осуществляется совместное стационарное движение. Фазовая проницаемость, для данной пористой среды и фильтрующихся жидкостей, величина не постоянная и зависит не только от таких локальных параметров, как насыщенность пласта фазой, скорость и давление, которые в общем случае меняются от точки к точке пористой среды и во времени, но и от истории создания насыщенности. Так, фазовые проницаемости водо-нефтяной смеси будут различными в зависимости от того, создается данная насыщенность в результате стационарной фильтрации или путем вытеснения одной жидкости другой. Такое же явление наблюдается с газожидкостными смесями при создании газонасыщенности путем внедрения газа и выделения газа из растворенного состояния [138,139]. Поэтому, учитывая, что насыщенность является одним из определяющих параметров, для инженерных исследований, фазовую проницаемость обычно принимают как функцию только одной насыщенности. Как показала практика разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, что теория, основанная на понятии фазовых проницаемостей, зависящих лишь от насыщенности, позволяет объяснить основные явления, происходящие в нефтяных пластах, и при

выполнении промысловых расчетов дает результаты, близкие по величине к практическим данным.

На изменение фазовых проницаемостей также влияют структура и характеристика смачиваемости пористой среды. Смачивающие и несмачивающие фазы, при одинаковом насыщении их в пористой среде, имеют различные значения проницаемости. При исследовании фильтрации газожидкостных смесей было выявлено, что проницаемость для нефти резко падает, даже при наличии небольшого количества свободного газа, вследствие того, что свободный газ стремится занять более широкие части пор и таким образом закупоривает большинство хороших каналов, по которым могла бы двигаться жидкость (нефть или вода). Пока насыщенность пористой среды свободным газом не возрастет до некоторой величины, проницаемость среды для газа равна нулю и газ остается запертым внутри пор, т.е. он не движется. Это величина насыщенности называется равновесной насыщенностью для газа, а соответствующая проницаемость для нефти – равновесной проницаемостью [136,137,138].

Равновесная насыщенность газом представляет минимальную величину, при которой вообще возможно установившееся течение смеси. Когда насыщенность газом становится больше его равновесного значения, пористая среда становится проницаемой для газа и величина проницаемости для него растет, по мере уменьшения насыщенности пласта нефтью. Наконец, когда последняя достигнет величины 10-25%, проницаемость порового пространства для газа становится фактически равной проницаемости пласта, свободной от нефти. Этот факт объясняется тем, что оставшаяся нефть, которая находится в небольших по объему порах и у изолированных зонах (участках), почти не мешает движению газа. Эти же особенности сохраняют свою силу и для любой пары не смешивающихся между собой жидкостей, как например, нефть и вода.

В гидрофильной пористой среде вода, которая лучше смачивает песок чем нефть, играет роль нефти в рассмотренном нами случае газонефтяной смеси, а нефть - роль газа. Таким образом, изменение проницаемости для отдельных фаз в случае водо-нефтяной смеси можно объяснить подобным же образом, как и для нефте-газовой смеси.

Фазовые проницаемости определяются из экспериментов, которые проводятся в лабораторных условиях и в нефтегазопромысловых участках, отдельных зонах добычи нефти.

Для получения фазовых проницаемостей путем лабораторных экспериментов, на образцах пористой среды (т.е. в кернах) проводят серию опытов по стационарному течению двух или трех фаз. Опыты отличаются между собой отношением расходов фаз, в зависимости от которого в образце устанавливается та или иная фазовая насыщенность, равномерно распределенная вдоль образца. При этом влиянием концевых эффектов пренебрегают. В опытах измеряют расходы фаз, перепад давления и

насыщенность. На основании полученных данных рассчитывают по формуле А.Дарси фазовые проницаемости:

$$\text{для нефти} \quad K_H = \frac{q_H \cdot \mu_H \cdot L}{F \cdot \Delta P}, \quad (16)$$

$$\text{для воды} \quad K_B = \frac{q_B \cdot \mu_B \cdot L}{F \cdot \Delta P}, \quad (17)$$

$$\text{для газа} \quad K_G = \frac{q_G \cdot \mu_G \cdot L}{F \cdot \Delta P}, \quad (18)$$

где  $q_H$ ,  $q_B$  и  $q_G$  – соответственно объемные расходы нефти, воды и газа, м<sup>3</sup>/сек;

$\mu_H$ ,  $\mu_B$  и  $\mu_G$  – соответственно вязкости нефти, воды и газа, Па·с;

Приведенные формулы в общем виде можно написать так

$$K_j = \frac{q_j \cdot \mu_j \cdot L}{F \cdot \Delta P}, \quad (19)$$

где греческая буква  $j$  характеризует природу фазы (нефть, вода и газ).

Обычно в расчетах пользуются относительными фазовыми проницаемостями  $\bar{K}_H$ ,  $\bar{K}_B$ ,  $\bar{K}_G$ , представляющими отношение фазовых проницаемостей  $K_H$ ,  $K_B$ , и  $K_G$  к проницаемости среды для однородной жидкости:

$$\bar{K}_H = \frac{K_H}{K} = \frac{q_H \cdot \mu_H \cdot L}{F \cdot \Delta P}, \quad \bar{K}_B = \frac{K_B}{K} = \frac{q_B \cdot \mu_B \cdot L}{F \cdot \Delta P}, \quad \bar{K}_G = \frac{K_G}{K} = \frac{q_G \cdot \mu_G \cdot L}{F \cdot \Delta P}$$

В общем, приведенные формулы можно представить в виде

$$\bar{K}_j = \frac{K_j}{K} = \frac{q_j \cdot \mu_j \cdot L}{F \cdot \Delta P}, \quad (20)$$

Исходные данные для расчетов  $K$ ,  $\bar{K}_H$ ,  $\bar{K}_B$  и насыщенности для воды  $S_B$  получают на экспериментальной установке, которая обеспечивает стационарную подачу в образец пористой среды одновременно двух фаз (например воды и нефти) с заданным соотношением их расходов, возможность изменять соотношение расходов фаз, возможность измерять с необходимой точностью расход, перепад давления и насыщенность, и проведение эксперимента при заданных стабильных значениях температуры и давления.

Так как на фазовые проницаемости оказывают влияние свойства жидкостей и пористой среды, то их необходимо определять на естественных кернах и желательнее с пластовой нефтью.

Экспериментальная установка состоит из трех основных частей: питающей системы, образца пористой среды и приемной системы. Одна из возможных схем установки представлена на рис. 6.

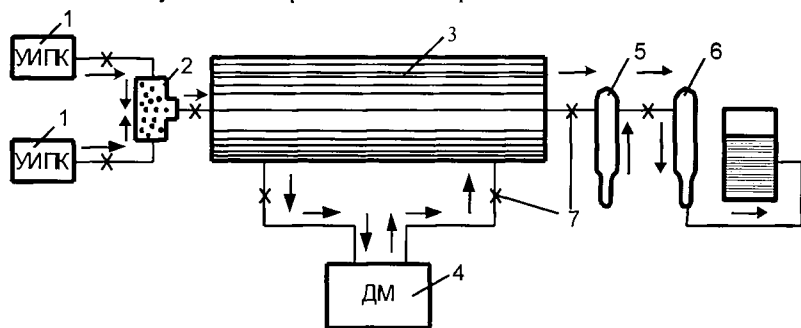


Рис. 6. Принципиальная схема установки для определения фазовых проницаемостей весовым методом.

1 - установки УИПК или УКН; 2 - смеситель; 3 - кернодержатель; 4- дифференциальный манометр, компенсационный; 5 - мерная бюретка; 6 - газометр; 7 - вентили.

В качестве питающей системы целесообразно использовать две установки УИПК или две установки УКН (1), так как они позволяют одновременно подавать в образец пористой среды обе жидкости с постоянной скоростью, а также менять соотношение расходов жидкостей в широком диапазоне, а также измерять расходы подаваемых в образец жидкостей с достаточной точностью и работать при высоких давлениях [133,134,135].

Жидкости перед поступлением в образец пористой среды смешиваются в смесителе (2). В качестве смесителя может быть использована короткая трубка, заполненная крупнозернистым нецементированным песком.

Образец пористой среды (кern) закрепляется в кернодержателе (3). Для измерения перепада давления на керне используется дифференциальный манометр (4) компенсационного типа (например ДМК-6 или ДМПК-100 для опытов при давлениях соответственно до 35 и 10 МПа).

Приёмная система установки предназначена для сбора и измерения вышедших из образца пористой среды (керна) объемов жидкостей и газа, которые используются для определения насыщенности. Эта система обычно состоит из закрытой мерной бюретки (5) и газометра (6).

Насыщенность образца пористой среды измеряется различными методами [129,130,131]. Некоторые из них основаны на связи между физическими свойствами пористой среды, насыщенной жидкостью и относительным содержанием жидкости в порах. К ним относятся методы основанные на