МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ЮЖНО-КАЗАХСТАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ им. М.О. АУЕЗОВА

А.С. Колесников

КОНСПЕКТЫ ЛЕКЦИЙ

по дисциплине
«ФИЗИКА ПЛАСТА»

для студентов специальности
5В070800-«Нефтегазовое дело»

ШЫМКЕНТ 2011г.

УДК 530.1(075.8)
ББК 22.333я73
К 60

Рецензенты:

Голубев В.Г. – д.т.н., профессор кафедры «Нефтегазовое дело» ЮКГУ им. М. Ауезова

Дарибаев М.К. – начальник отдела разведочного бурения АО «Интергаз Центральная Азия»

Нурманов Ж.Н. – зам. начальника отдела бурения и капитального ремонта скважин ТОО «КАСКо»

К 60 Колесников А.С.

Физика пласта. Конспекты лекций.- Шымкент: Южно-Казахстанский государственный университет им. М. Ауезова, 2011. -86с.

ISBN 978-601-255-063-4.

Конспекты лекций посвящены описанию свойств пористых сред и насыщающих их жидкостей и газов. Описанные в конспектах лекций данные позволяют определить начальные запасы углеводородов в залежи. Они необходимы для объективного представления о процессах, происходящих в пласте на различных стадиях его разработки. На этом комплексе сведений основывается проектирование разработки месторождения, выбор тех или иных методов искусственного воздействия на залежь, если это признаётся необходимым.

Конспекты лекций предназначены для студентов, научно и инженерно- технических работников, специализирующихся в области нефтегазового дела.

В конспектах лекций даны контрольные вопросы для самоконтроля знаний студента.

Конспекты лекций рекомендованы к изданию учебно-методическим советом Южно-Казахстанского государственного университета им. М.Ауезова, протокол №__ от «___»____2011г.

УДК 530.1(075.8)
ББК 22.333я73

ISBN 978-601-255-063-4.

© ЮКГУ им. М. Ауезова
© Колесников А.С., 2011.

Содержание

Введение……. 4
Лекция № 1. Горные породы- коллекторы…… 5
Лекция №2. Коллекторские свойства горных пород……. 8
Лекция №3. Линейная и радиальная фильтрация нефти и газа в пористой среде……... 14
Лекция №4. Классификация проницаемых пород и виды проницаемости……... 21
Лекция №5. Удельная поверхность и карбонатность пород. Механические и тепловые свойства горных пород……... 28
Лекция №6. Состав и физико-химические свойства газов…… 33
Лекция №7. Состав и физико-химические свойства нефтей…… 45
Лекция №8. Состав и физико-химические свойства пластовой воды …. 54
Лекция №9. Фазовые состояния углеводородных систем……... 60
Лекция №10. Фазовые переходы в нефти, воде и газе…….. 65
Лекция №11. Поверхностно-молекулярные свойства системы пласт-вода-нефть-газ……... 67
Лекция №12. Физические основы вытеснения нефти, конденсата и газа из пористой среды……. 73
Лекция №13. Поверхностные явления при фильтрации пластовых жидкостей……... 76
Лекция №14. Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежи…… 79
Лекция №15. Роль капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористых сред…… 83
Заключение……... 86

Введение

Прогресс в области физики пласта, посредством более совершенного проектирования системы разработки, способствует поведению грамотной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, разработке и внедрению методов повышения компонентоотдачи пластов.

Развитие научно-технической базы человечества, освоение и ввод в эксплуатацию крупнейших по запасам нефти и газа месторождений осуществляется на основе достижений прогресса в области физики нефтяного пласта. Полученные новые данные относительно нефтяных и газовых пластов, коллекторских и фильтрационных свойств горных пород (пористость, проницаемость, насыщенность, электропроводность), физических свойств пластовых жидкостей и газов, фазовых состояний предельных углеводородных систем успешно применяются на практике.

Современный бакалавр-нефтяник, занимающийся рациональным изучением бурения и разработкой нефтяных и газовых месторождений, должен хорошо знать геологическое строение залежи, её физическую характеристику, физические и физико-химические свойства нефти, газа и воды, насыщающих породу; должен уметь правильно обработать и оценить данные, которые получены при вскрытии пласта и при его последующей эксплуатации.

Конспекты лекций посвящены описанию свойств пористых сред и насыщающих их жидкостей и газов.

Лекция № 1. Горные породы- коллекторы

1 Понятие о породах коллекторах
2 Типы пород-коллекторов
3 Фильтрационные и коллекторские свойства пород

Коллектор (от лат.collector - собирающий) - пористая или трещинная горная порода, содержащая в своих порах, кавернах и трещинах нефть, газ и сопровождающие их пластовую воду.

Обломочные или кластические породы - продукты физического разрушения первичных пород

Глинистые породы - продукты химического разрушения и мельчайшего раздробления первичных пород

Химические и биохимические породы образуются в результате хим. процессов или жизнедеятельности организмов

Коллекторами называются горные породы, которые могут служить вместилищем нефти, газа и воды и в то же время обладать достаточной проницаемостью, чтобы отдавать их в скважины при создании перепада давления.

По составу скелета породы-коллекторы в осадочных отложениях могут быть кварцевыми (песчаниковыми), кварц-полевошпатовыми (песчано-глинистыми), карбонатными и эвапоритовыми (гипсангидритовыми).

Кварцевые коллекторы характеризуются хорошей отсортированностью и окатанностью зерен. Последнее способствует их слабому уплотнению и минимальной анизотропии. Цемент в этих коллекторах образуется за счет вторичных кристаллов кварца. В поровом пространстве выпадают халцедон, опал, кальцит и доломит.

Кварц-полевошпатовые коллекторы (полимиктовые) сложены зернами минералов и продуктами разрушения горных пород. Они содержат кварц, обломки полевых шпатов, слюды, пироксена, известняков, доломитов и других пород; характеризуются плохой окатанностью, способностью сильно уплотняться при диагенезе и высокой анизотропностью.

Большая группа карбонатных коллекторов образуется органогенным и хемогенным путем. Кальцит, выпадая из растворов, цементирует эти осадки, вследствие чего формируются толщи монолитных пород со слабо развитыми и зачастую не сообщающимися порами. Матрица в таких породах будет непроницаемой.

Эвапоритовые (хемогенные) коллекторы связаны в основном с

гипсами и доломитами. Проницаемое пустотное пространство в них также вторично. Оно формируется в результате растворения матрицы водами, которые циркулируют по образовавшимся при диагенезе трещинам, создавая карстовые полости и каверны.

Подавляющая часть нефтяных и газовых месторождений приурочена к коллекторам трёх типов – гранулярным, трещинным и смешанного строения. К первому типу относятся коллекторы, сложенные песчано-алевритовыми породами, поровое пространство которых состоит из межзерновых полостей. Подобным строением порового пространства характеризуются также некоторые пласты известняков и доломитов. В чисто трещиноватых коллекторах (сложенных преимущественно карбонатами) поровое пространство образуется системой трещин. При этом участки коллектора между трещинами представляют собой плотные малопроницаемые нетрещиноватые блоки пород, поровое пространство которых практически не участвует в процессах фильтрации. На практике, однако, чаще всего встречаются трещиноватые коллекторы смешанного типа, поровое пространство которых включает как системы трещин, так и поровое пространство блоков, а также каверны и карст.

Анализ показывает, что около 60% запасов нефти в мире приурочено к песчаным пластам и песчаникам, 39% – к карбонатным отложениям, 1% – к выветренным метаморфическим и изверженным породам. Следовательно, породы осадочного происхождения – основные коллекторы нефти и газа.

В связи с разнообразием условий формирования осадков коллекторские свойства пластов различных месторождений могут изменяться в широких пределах. Характерные особенности большинства коллекторов – слоистость их строения и изменение во всех направлениях свойств пород, толщины пластов и других параметров.

Нефтяной пласт представляет собой горную породу, пропитанную нефтью, газом и водой.

Под горной породой понимается естественный твердый минеральный агрегат определенного состава и строения, образующий в земной коре тела различной формы и размера. Горные породы делятся на три группы: осадочные, изверженные (магматические) и метаморфические.

Осадочные породы - горные породы, являющиеся продуктами разрушения любых горных пород, жизнедеятельности организмов и выпадения из водной или воздушной среды минеральных частиц и последующего их уплотнения и изменения - во всех случаях при давлении и температуре, свойственных поверхностным частям земной коры. Осадочные породы можно подразделить (по М.С.Шевцову) таким образом:

1) Обломочные или кластические породы - продукты физического разрушения первичных пород (щебень, галечники, конгломераты, пески, песчаники, алевриты и т. п.); состоят из кремнезема с разнообразными примесями;

2) глинистые породы - продукты хим. разрушения и мельчайшего раздробления первичных пород; по составу - главным образом алюмосиликаты;

3) химические и биохимические породы образуются в результате хим. процессов или жизнедеятельности организмов. Делятся на: а) глиноземистые, железистые, марганцевые породы; б) карбонатные породы; в) кремнистые породы; г) сульфатные породы; д) галоиды; е) фосфаты; ж) углистые и битуминозные породы.

Однако можно дать и иное определение осадочных пород и их подразделение на основные группы. Осадочные породы представляют минеральные скопления, формирующиеся при участии экзогенных и эндогенных сил в термодинамической обстановке поверхностных частей литосферы чисто физико - химически или при участии жизнедеятельности организмов (Г. И. Теодорович). По способу выделения основной массы материала различаются три группы осадочных пород: I - механические или обломочные; II - биохимические; III - сложные.

К обломочным породам I относятся конгломераты, пески и алевриты, дресва и гравий, щебень, и галечники, пелиты и т. п. отложения; эта группа подразделяется прежде всего по величине обломочных частей, а более крупнообломочные породы - и по степени окатанности составляющих их обломков.

К биохим. породам II принадлежат карбонатные и кремнистые породы, самосадочные соли, аутигенные алюмосиликатные образования, а также глиноземистые, железистые, марганцевые, фосфатные и углисто-битуминозные осадочные образования; биохим. породы делятся на три подгруппы: а) чисто химические; б) биогенные (явно или открыто); в) био- и хемогенные.

К сложным или полигенным породам III относятся конгломераты и брекчии, гравелиты, песчаники, алевролиты, песчанистые известняки и т. п.; они делятся на две основные подгруппы: а) с преобладанием обломочного материала и б) с преобладанием биохим. материала.

Свойства горной породы вмещать (обусловлено пористостью горной породы) и пропускать (обусловлено проницаемостью) через себя жидкости и газы называются фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС).

Фильтрационные и коллекторские свойства пород нефтяных пластов характеризуются следующими основными показателями:

– гранулометрическим составом пород;

- пористостью;
- проницаемостью;
- насыщенностью пород водой, нефтью и газом;
- удельной поверхностью;
- капиллярными свойствами;
- механическими свойствами.

Контрольные вопросы:

1 Понятие о горных породах.
2 Какие существуют типы пород коллекторов.
3 Определение осадочных пород.
4 Дать определение по нефтяному пласту.
5 Чем обусловлены свойства горной породы вмещать и пропускать?
6 Дать определение понятию коллектор.

Список литературы:

1 Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинноватых коллекторов нефти и газа. — Л.: Недра, 1974.

2 Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы- коллекторы нефти и газа. Л.: Недра, 1991.

3 Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. — М.: Недра, 1994.

4 www.oil-gaz.ru

Лекция №2. Коллекторские свойства горных пород

1 Пористость горной породы
2 Виды пористости горной породы
3 Проницаемость горной породы

Общая (полная, абсолютная) пористость – суммарный объём всех пор ($V_{пор}$), открытых и закрытых.

Пористость открытая эквивалентна объёму сообщающихся ($V_{сообщ}$) между собой пор и измеряется она в $м^3$, $см^3$

Проницаемость – это фильтрующий параметр горной породы, характеризующий её способность пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления.

Под пористостью горной породы понимается наличие в ней пор

(пустот). Пористость характеризует способность горной породы вмещать жидкости и газы.

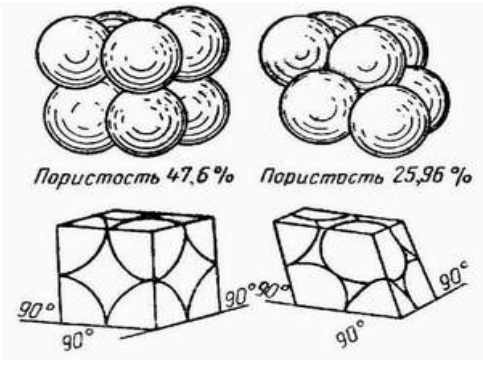
В зависимости от происхождения различают следующие виды пор:

1. Поры между зёрнами обломочного материала (межкристаллические поры), промежутки между плоскостями наслоения - это первичные поры, образовавшиеся одновременно с формированием породы.
2. Поры растворения образовавшиеся в результате циркуляции подземных вод, за счёт процессов растворения минеральной составляющей породы активными флюидами образуются поры, например выщелачивания, вплоть до образование карста.
3. Поры и трещины, возникшие под влиянием химических процессов, приводящие к сокращению объема породы. Например, превращение известняка ($CaCO_3$) в доломит ($CaCO_3 \cdot MgCO_3$). При доломитизации идёт сокращение объёмов породы приблизительно на 12%, что приводит к увеличению объема пор. Аналогично протекает и процесс каолинизации – $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot H_2O$.
4. Пустоты и трещины, образованные за счёт эрозионных процессов, выветривания, кристаллизации.
5. Пустоты и трещины, образованные за счёт тектонических процессов, напряжений в земной коре.

Виды пор (2) - (5) – это, так называемые, **вторичные** поры, возникающие при геолого-минералогических или химических процессах.

Объём пор зависит от:

- формы зёрен и размера зёрен;
- сортировки зёрен (чем лучше отсортирован материал, тем выше пористость);
- укладки зёрен, например, при кубической укладке пористость составляет ≈ 47,6%, при ромбической укладке – 25,96% (см. рис. 1);



а – менее плотная кубическая укладка,б – более компактная ромбическая укладка

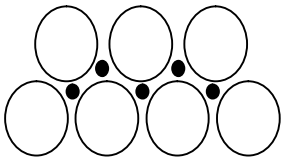
Рисунок 1- Различная укладка сферических зёрен одного размера, составляющих пористый материал

– однородности и окатанности зёрен;

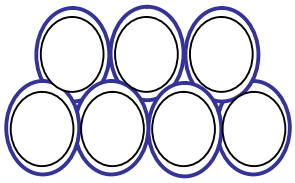
– вида цемента (см. рис. 2).



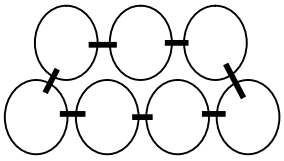
а. Базальный вид цемента (изверженный) m = 3-7%



б. Поровый вид цемента m = 7-12%



в. Плёночный вид цемента m = 12-16%



г. Соприкасающийся вид цементации m = 16-26%

Рисунок 2- Разновидности цемента горных пород

Не все виды пор заполняются флюидами: водой, газами, нефтью. Часть пор бывает изолирована, в основном, это внутренние поры.

На практике для характеристики пористости используется коэффициент пористости (m), выраженный в долях или в процентах.

Коэффициент общей (полной, абсолютной) пористости ($m_п$) зависит от объема всех пор:

$$m_п = \frac{\sum V_{пор}}{V_{образца}} \times 100\% \quad . \qquad (1.1)$$

Коэффициент открытой пористости ($m_о$) зависит от объёма сообщающихся между собой пор:

$$m_о = \frac{\sum V_{сообщ.пор}}{V_{образца}} \times 100\% \quad . \qquad (1.2)$$

Коэффициент эффективной пористости ($m_{эф.}$) оценивает фильтрацию в породе жидкости или газа, и зависит от объёма пор ($V_{пор\ фильтр}$), через которые идёт фильтрация.

$$m_{эф} = \frac{\sum V_{пор\ фильтр.}}{V_{образца}} \times 100\% \qquad (1.3)$$

Для зернистых пород, содержащих малое или среднее количество цементирующего материала, общая и эффективная пористость примерно равны. Для пород, содержащих большое количество цемента, между эффективной и общей пористостью наблюдается существенное различие.

Для коэффициентов пористости всегда выполняется соотношение:

$$m_п > m_о > m_{эф}. \qquad (1.4)$$

Для хороших коллекторов коэффициент пористости лежит в пределах 15-25%. Поровые каналы нефтяных пластов условно подразделяются на три группы:

- субкапиллярные - размер пор < 0,0002 мм, практически непроницаемые: глины, глинистые сланцы, эвапориты (соль, гипс, ангидрит);
- капиллярные - размер пор от 0,0002 до 0,5 мм;
- сверхкапиллярные - размер пор > 0,5 мм.

По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение нефти, воды, газа происходит свободно, а по капиллярам – при значительном участии капиллярных сил.

В субкапиллярных каналах жидкость удерживается межмолекулярными силами (силами притяжения стенок каналов), поэтому практически никакого движения не происходит.

Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов (глины, глинистые сланцы).

Таблица 1-Коэффициенты пористости некоторых осадочных пород

Горная порода	Пористость, %
Глинистые сланцы	0,54-1,4
Глины	6,0-50,0
Пески	6,0-52
Песчаники	3,5-29,0
Известняки	до 33
Доломиты	до 39
Известняки и доломиты, как покрышки	0,65-2,5

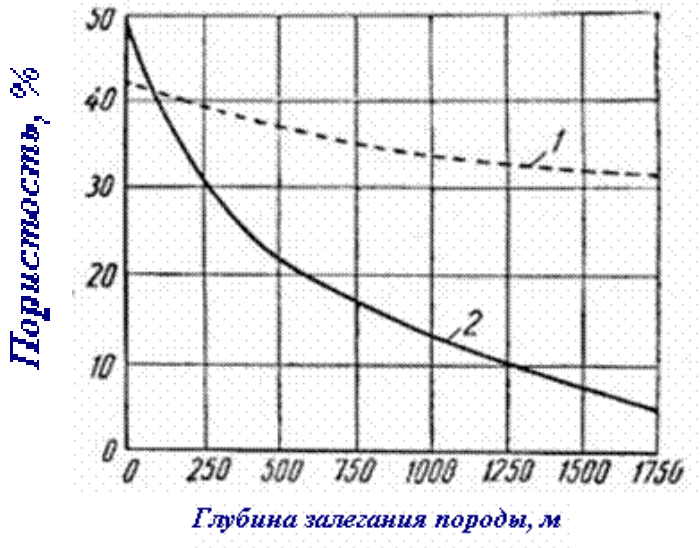
Общая и открытая пористость зависят от:

- глубины залегания и, как правило, падает с увеличением

глубины залегания (рис. 3.);

- от плотности пород;
- количества цемента и др.

Пористость пород продуктивных пластов определяют в лабораторных условиях по керновому материалу. Пористость пласта на больших участках определяется статистически по большому числу исследованных образцов керна.



1. – песчаники, 2. – глины

Рисунок 3- Влияние естественного уплотнения пород на их пористость:

Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. При сверхвысоких давлениях все горные породы проницаемы. Однако при сравнительно небольших перепадах давления в нефтяных пластах многие породы в результате незначительных размеров пор оказываются практически непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и т.д.).

Хорошо проницаемыми породами являются: песок, песчаники, доломиты, доломитизированные известняки, алевролиты, а так же глины, имеющие массивную пакетную упаковку (рис.4).

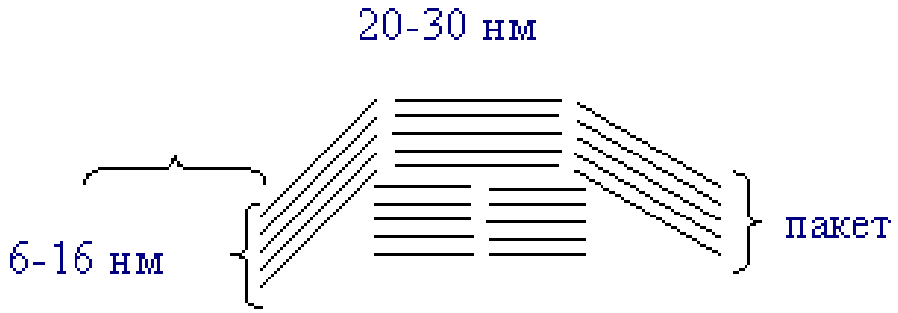


Рисунок 4- Пример массивной пакетной упаковки глин – фильтрация происходит через каналы между пакетами

К плохо проницаемым относятся: глины, с упорядоченной пакетной

упаковкой (рис. 5), глинистые сланцы, мергели, песчаники, с обильной глинистой цементацией. Для существующих типов каналов (субкапиллярные, капиллярные, трещины), фильтрация идет, в основном, через капилляры, каналы и трещины.

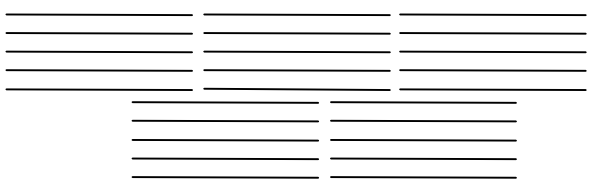


Рисунок 5- Пример упорядоченной пакетной упаковки глин – фильтрация практически не происходит

Контрольные вопросы:

1 Понятие о пористости горных пород
2 Какие виды пор различаются в зависимости от происхождения?
3 Перечислите признаки от которых зависит объем пор.
4 Дать определение первичных пор.
5 Дать определение вторичных пор.
6 Определение коэффициента общей пористости.
7 Определение коэффициента открытой пористости.
8 Перечислите виды пористости горной породы.
9 Дать определение общей пористости.
10 Дать определение открытой пористости.
11 Определение коэффициента эффективной пористости.
12 Назвать три группы на которые подразделяются поровые каналы нефтяных пластов
13 Понятие проницаемости
14 Какие породы при сравнительно небольших перепадах давлений оказываются непроницаемыми?
15 Какие породы являются хорошо проницаемыми?
16 Какие породы относятся к плохопроницаемым породам

Список литературы:

1 Амикс Дж. и др. Физика нефтяного пласта. - М.: Гостоптехиздат, 1962. - 572 с.

2 Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы- коллекторы нефти и газа. Л.: Недра, 1981.

Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. — М.: Недра, 1984.
3 www.oil-gaz.ru
4 www.neftegaz.ru
5 www.drilling.ru

Лекция №3 Линейная и радиальная фильтрация нефти и газа в пористой среде.

1 Закон Дарси
2 Линейная фильтрация
3 Радиальная фильтрация
4 Оценка проницаемости пласта состоящего из разных пропластков

Физический смысл размерности проницаемости – это величина площади сечения каналов пористой среды, через которые идет фильтрация.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси. Дарси в 1856 году, изучая течение воды через песчаный фильтр (рис. 1.6), установил зависимость скорости фильтрации жидкости от градиента давления. Согласно уравнению Дарси, скорость фильтрации воды в пористой среде пропорциональна градиенту давления:

$$v = \frac{Q}{F} = k \cdot \frac{\Delta P}{L}, \qquad (1.5)$$

где Q – объёмная скорость воды;
v – линейная скорость воды;
F – площадь сечения, $F = \pi d^2/4$;
L – длина фильтра;
k – коэффициент пропорциональности.

Нефть – неидеальная система. С точки зрения химии компоненты такой системы взаимодействуют между собой. Поэтому уравнение, описывающее линейный закон фильтрации нефти, содержит параметр вязкость, учитывающий взаимодействие компонентов внутри нефтяной системы:

$$Q = k \cdot F \cdot \frac{\Delta P}{L \cdot \mu}, \qquad (1.6)$$

где μ – вязкость нефти.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности k (1.6), который называется коэффициентом проницаемости ($k_{пр}$).

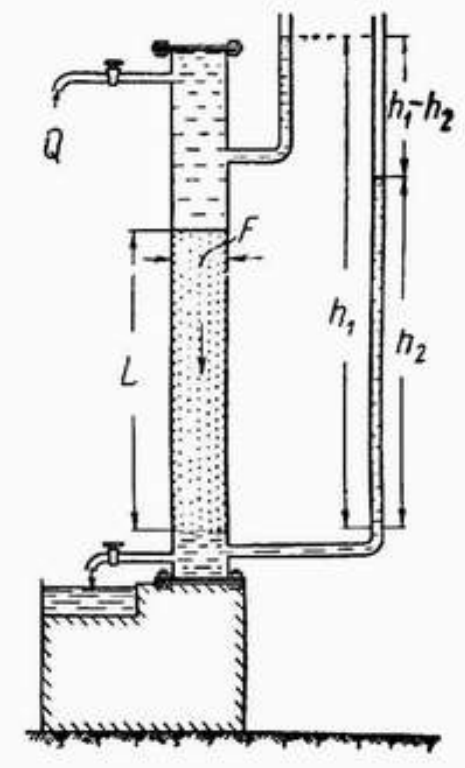


Рис. 1.6. Схема экспериментальной установки Дарси для изучения течения воды через песок

Размерность коэффициента проницаемости (система СИ) вытекает из уравнения (1.6):

$$k_{пр} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot \boldsymbol{F}} = \frac{\frac{м^3}{с} \cdot Па \cdot с \cdot м}{Па \cdot м^2} = [м^2], \qquad (1.7)$$

Таблица 1.2- Размерность параметров уравнения Дарси в разных системах единиц

Параметры уравнения	Размерность		
	СИ	СГС	НПГ
Объемный дебит, Q	$м^3$ / с	$см^3$ / с	$см^3$ / с
Площадь поперечного сечения фильтра, F	$м^2$	$см^2$	$см^2$

Длина фильтра, L	м	см	см
Перепад давления, ΔP	Па	дн / $см^2$	атм
Вязкость жидкости, μ	мПа · с	дн · с / $см^2$	спз (сантипуаз)

В системе СИ коэффициент проницаемости измеряется в $м^2$; в системе СГС [$k_{пр}$] в $см^2$; в системе НПГ (нефтепромысловой геологии) [$k_{пр}$] в Д (дарси).

$$1 \text{ дарси} = 1{,}02 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2 = 1{,}02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 1{,}02 \text{ мкм}^2 \approx 1 \text{ мкм}^2.$$

Проницаемостью в 1 $м^2$ называется проницаемость пористой среды при фильтрации через образец площадью 1 $м^2$ и длиной 1 м при перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью 1 Па·с составляет 1 $м^3$/сек.

Пористая среда имеет проницаемость 1 дарси, если при однофазной фильтрации жидкости вязкостью 1 спз (сантипуаз) при ламинарном режиме фильтрации через сечение образца площадью 1 $см^2$ и перепаде давления 1 атм., расход жидкости на 1 см длины породы составляет 1 $см^3$/сек.

Приведённые выше уравнения (1.5-1.7) справедливы при условии движения несжимаемой жидкости по линейному закону Дарси.

В случае фильтрации газа это условие не выполняется. При перепаде давления объём газа изменяется, и его объем оценивается по закону Бойля-Мариотта:

$$\text{При } T = \text{const}, \quad P \cdot V = \text{const} \tag{1.8}$$

Средняя скорость фильтрации газа ($V_{ср}$) при линейной фильтрации оценивается:

$$V_{ср} \cdot P_{ср} = V_o \cdot P_o = V_1 \cdot P_1 = V_2 \cdot P_2, \tag{1.9}$$

$$P_{ср} = (P_1 + P_2) / 2, \tag{1.10}$$

$$V_{ср} = V_o \cdot P_o / P_{ср} = 2 \cdot V_o \cdot P_o / (P_1 + P_2). \tag{1.11}$$

Тогда, средний объёмный расход газа будет равен отношению объема газа ($V_{ср}$) за время (t):

$$\bar{Q}_{ср} = \frac{V_{ср}}{t} = \frac{2 \cdot V_o \cdot P_o}{P_1 + P_2}. \tag{1.12}$$

Уравнение для оценки коэффициента проницаемости при линейной фильтрации газа запишется с учетом выражений (1.7) и (1.12):

$$k_{пр} = \frac{2 \cdot V_o \cdot P_o \cdot \mu \cdot L}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2) \cdot t}. \qquad (1.13)$$

Процесс притока пластовых флюидов из пласта в скважину описывается моделью радиальной фильтрации. В этом случае образец породы представляется в виде цилиндрического кольца с проводящими каналами в осевом направлении (рис. 1.7).

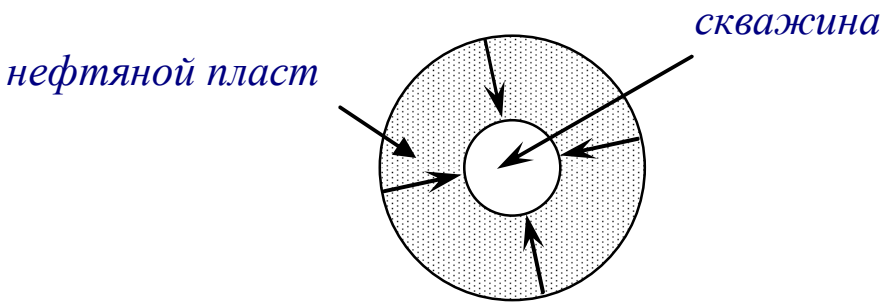


Рис. 1.7-Схема радиального притока жидкости в скважину

Площадь боковой поверхности цилиндра обозначим через (F) и она оценивается как: $F=2\pi rh$. Таким образом, уравнение Дарси для радиальной фильтрации нефти (пластовой воды) будет иметь следующий вид:

$$\frac{Q}{F} = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} = \frac{k_{пр} \cdot \Delta P}{\mu \cdot \Delta r} = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} \cdot \int_{r_в}^{r_н} \frac{dr}{r} = \frac{k_{пр}}{\mu} \int_{P_в}^{P_н} dP. \qquad (1.14)$$

Отсюда, дебит при радиальной фильтрации жидкости:

$$Q = \frac{2\pi r h k_{пр} (P_н - P_в)}{\mu \ln \frac{r_н}{r_в}}. \qquad (1.15)$$

Таким образом, оценить коэффициент проницаемости при радиальной фильтрации жидкости можно по уравнению (1.16):

$$k_{пр} = \frac{Q\mu \ln \frac{r_н}{r_в}}{2\pi r h (P_н - P_в)}. \qquad (1.16)$$

А для оценки коэффициента проницаемости при радиальной фильтрации газа выражение запишется соответственно с учетом

уравнений (1.13) и (1.15).

Пласт состоит, как правило, из отдельных пропластков, поэтому общая проницаемость пласта ($k_{пр}$) оценивается с учетом проницаемости пропластков и направления фильтрации.

При линейной фильтрации жидкости в пласте, состоящем из нескольких изолированных пропластков различной мощности и проницаемости (рис. 1.8), средняя проницаемость пласта рассчитывается следующим образом:

$$k_{пр} = \frac{\sum_{i=1}^{n} k_i \cdot h_i}{\sum_{i=1}^{n} h_i}, \qquad (1.17)$$

где h_i – мощность i-го пропластка; k_i – проницаемость i-го пропластка.

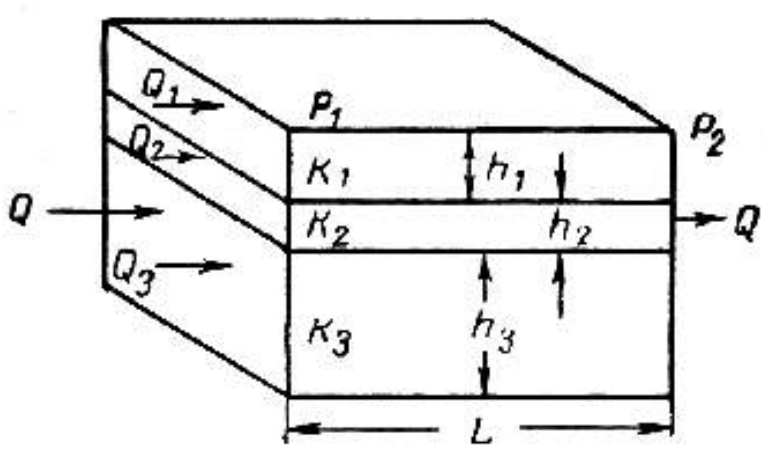


Рис. 1.8.- Линейная фильтрация в пласте, состоящем из нескольких изолированных пропластков различной мощности и проницаемости

При линейной фильтрации жидкости через пласт, имеющий несколько последовательно расположенных зон различной проницаемости (рис. 1.9), коэффициент проницаемости пласта рассчитывается следующим образом:

$$k_{ср} = \frac{L_{общ}}{\sum_{i=1}^{n} \frac{L_i}{k_i}}, \qquad (1.18)$$

где L_i – длина i-го пропластка; k_i – проницаемость i-го пропластка.

При радиальной фильтрации жидкости через пласт, имеющий несколько концентрически расположенных зон различной проницаемости (рис. 1.10),

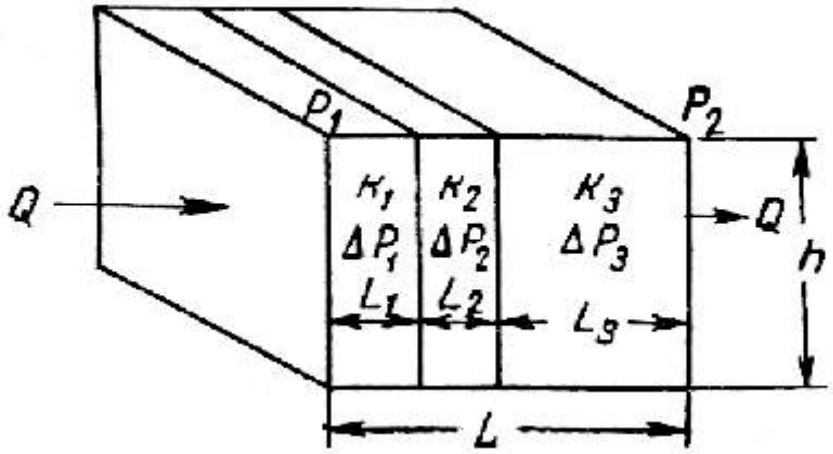


Рис. 1.9- Линейная фильтрация через пласт, имеющий несколько последовательно расположенных зон различной проницаемости

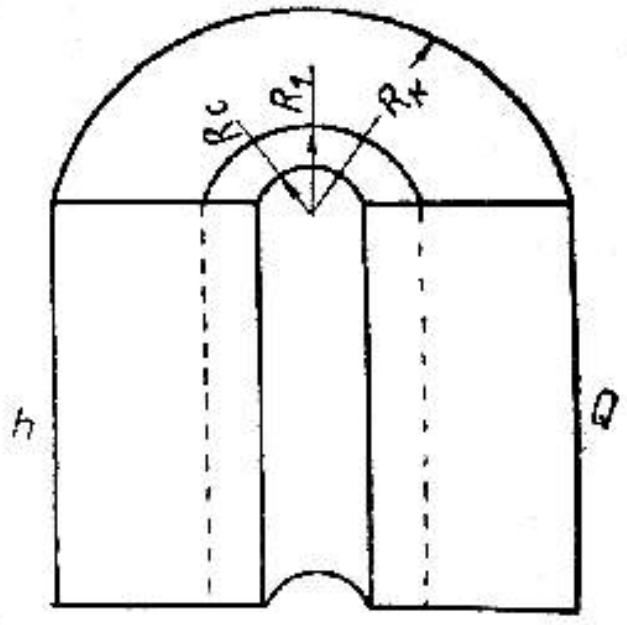


Рис. 1.10- Радиальная фильтрация через пласт, имеющий несколько концентрически расположенных зон различной проницаемости

средняя проницаемость пласта оценивается следующим образом:

$$k_{np} = \frac{lg\left(\frac{r_k}{r_{ck}}\right)}{\sum_{i=1}^{n} lg(\frac{r_i}{r_{i-1}}) / ki} \qquad (1.19)$$

где r_k – радиус контура; r_c – радиус скважины;

r_i – радиус i-го пропластка; k_i – проницаемость i-го пропластка.

Контрольные вопросы:

1 Кто и в каком году открыл закон линейной фильтрации?

2 Понятие параметра вязкости

3 Определение коэффициента проницаемости ($k_{пр}$).

4 Основы закона Дарси

5 Дать определение физическому смыслу размерности проницаемости.

6 Чем описывается процесс притока пластовых флюидов из пласта в скважину?

7 Какой вид имеет уравнение Дарси для радиальной фильтрации нефти (пластовой воды)?

8 Каким образом возможно рассчитать дебит при радиальной фильтрации жидкости?

9 С помощью какого уравнения возможно оценить коэффициент проницаемости при радиальной фильтрации жидкости?

10 Определение общей проницаемости пласта ($k_{пр}$)

11 Каким образом рассчитывается средняя проницаемость пласта при линейной фильтрации жидкости в пласте?

12 Каким образом рассчитывается коэффициент проницаемости пласта при линейной фильтрации жидкости через пласт, имеющий несколько последовательно расположенных зон различной проницаемости?

13 Каким образом рассчитывается средняя проницаемость пласта при радиальной фильтрации жидкости через пласт?

Список литературы:

1 Гиматудинов Ш. К. и др. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1992. - 312 с.

2 Корчагина Ю. И., Четверикова О. П. Методы исследования рассеянного органического вещества осадочных пород. - М.: Недра, 1996, с.47-58

3 www.neftegaz.ru

4 www.drilling.ru

5 www. burovoi portal.ru

6 www. burenie.ru

Ермилов О. М., Ремизов В. В., Ширковский А. И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. - М.: Наука, 2006. - 541с.

Лекция №4. Классификация проницаемых пород и виды проницаемости

1 Классификация проницаемых пород
2 Зависимость проницаемости от пористости
3 Виды проницаемости

Относительная проницаемость – отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

Проницаемость фазовая (эффективная) – это проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном наличии в порах другой фазы (жидкости или газа) или системы (газ-нефть, нефть-вода, вода-газ, газ-нефть-вода).

Насыщенность – ещё один важный параметр продуктивных пластов, тесно связанный с фазовой проницаемостью: водонасыщенность ($S_в$), газонасыщенность ($S_г$), нефтенасыщенность ($S_н$).

По характеру проницаемости (классификация Теодоровича Г. И.) различают следующие виды коллекторов:

- равномерно проницаемые;
- неравномерно проницаемые;
- трещиноватые.

По величине проницаемости (мкм^2) для нефти выделяют 5 классов коллекторов:

1. очень хорошо проницаемые (>1);
2. хорошо проницаемые (0,1 – 1);
3. средне проницаемые (0,01 – 0,1);
4. слабопроницаемые (0,001 – 0,01);
5. плохопроницаемые (<0,001).

Классификация коллекторов газовых месторождений включает 1–4 классы.

Теоретически, для хорошо отсортированного материала (песок мономиктовый) проницаемость не зависит от пористости.

Для реальных коллекторов в общем случае более пористые породы являются и более проницаемыми.

Зависимость проницаемости от размера пор для фильтрации через капиллярные поры идеальной пористой среды оценивается из соотношений уравнений Пуазейля и Дарси. В этом случае пористая среда представляется в виде системы прямых трубок одинакового сечения длиной L, равной длине пористой среды.

Уравнение Пуазейля описывает объёмную скорость течения жидкости через такую пористую среду:

$$Q = \frac{n \pi r^4 F \Delta P}{8 \mu L}, \qquad (1.20)$$

где r – радиус порового канала;

L – длина порового канала;

n – число пор, приходящихся на единицу площади фильтрации;

F – площадь фильтрации;

μ – вязкость жидкости;

ΔP – перепад давлений.

Коэффициент пористости среды, через которую проходит фильтрация:

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{образца}} = \frac{n F \pi r^2 L}{F L} = n \pi r^2. \qquad (1.21)$$

Следовательно, уравнение (1.20) можно переписать следующим образом:

$$\mathrm{Q} = \mathrm{F} \frac{\mathrm{m}\, \mathrm{r}^2 \Delta \mathrm{P}}{8 \mu \mathrm{L}}. \qquad (1.22)$$

И сравнить с уравнением Дарси:

$$\mathrm{Q} = \mathrm{Fk} \frac{\Delta \mathrm{P}}{\mathrm{L} \mu}. \qquad (1.23)$$

Приравняв правые части уравнений (1.22) и (1.23) получим выражение для взаимосвязи пористости, проницаемости и радиуса порового канала:

$$k_{пр} = \frac{m \cdot r^2}{8}. \qquad (1.24)$$

Из чего следует, что размер порового канала можно оценить:

$$\boldsymbol{r} = \sqrt{\frac{8 k_{пр}}{m}}. \qquad (1.25)$$

Если выразить проницаемость в мкм^2, то радиус поровых каналов (в мкм) будет рассчитываться:

$$r = 2{,}86\sqrt{\frac{k_{np}}{m}} \; . \qquad (1.26)$$

Уравнения (1.24) – (1.26) характеризуют взаимосвязь между пористостью, проницаемостью и радиусом порового канала. Соотношения (1.24) - (1.26) справедливы только для идеальной пористой среды, например, для кварцевогой песка.

Для реальных коллекторов оценка радиуса порового канала производится с учетом структурных особенностей пород. Обобщенным выражением для этих целей является эмпирическое уравнение Ф.И. Котякова:

$$r = \frac{2}{7 \cdot 10^5}\sqrt{\frac{k_{np}\varphi}{m}} \; , \qquad (1.27)$$

где r – радиус пор; φ – структурный коэффициент, учитывающий извилистость порового пространства.

Значение φ можно оценить путём измерения электрического сопротивления пород. Для керамических пористых сред при изменении пористости от 0,39 до 0,28, по экспериментальным данным, φ изменяется от 1,7 до 2,6. Структурный коэффициент для зернистых пород можно приблизительно оценить по эмпирической формуле:

$$\varphi = \frac{0{,}5035}{\mathrm{m}^{1{,}1}} \; . \qquad (1.28)$$

Для оценки взаимосвязи коэффициента проницаемости от радиуса порового канала (при фильтрации жидкости только через каналы, капилляры) используются соотношения уравнений Пуазейля и Дарси.

$$Q = \frac{\pi r^4 \Delta P}{8 \mu L} \quad \text{и} \quad \mathrm{Q} = \mathrm{Fk}\frac{\Delta \mathrm{P}}{\mathrm{L}\mu} \; . \qquad (1.29)$$

Причем, пористая среда представляет собой систему трубок. Общая площадь пор через которые происходит фильтрация равна: $F = \pi \cdot r^2$, откуда $\pi = F/ r^2$. Подставив эту величину в уравнение Пуазейля и

сократив одинаковые параметры в выражениях (1.29) получим:

$$k_{пр} = \frac{\boldsymbol{r}^2}{8}. \qquad (1.30)$$

Если r измеряется в [см], а коэффициент проницаемости в [Д] (1Д = 10^{-8}см). то вводится соответствующий коэффициент пересчета = $9{,}869 \cdot 10^{-9}$. Тогда, коэффициент проницаемости при фильтрации жидкости через капилляр оценивается эмпирическим выражением:

$$К_{пр} = r^2 / (8 \cdot 9{,}869 \cdot 10^{-9}) = 12{,}5 \cdot 10^6 r^2. \qquad (1.31)$$

Оценка взаимосвязи коэффициента проницаемости от высоты поровой трещины (для фильтрации жидкости только через трещиноватые поры) оценивается из соотношений уравнений Букингема и Дарси.

Потери давления при течении жидкости через щель очень малой высоты оцениваются уравнением Букингема:

$$\Delta P = \frac{12 \mu v L}{h^2}, \qquad (1.32)$$

где h – высота трещины; v – линейная скорость фильтрации.

Подставив это выражение в уравнение Дарси (1.23) и сократив подобные члены, получим:

$$k_{пр} = \frac{h^2}{12}. \qquad (1.33)$$

С учетом того, что r измеряется в см, а коэффициент проницаемости в [Д], вводим соответствующий коэффициент пересчета = $9{,}869 \cdot 10^{-9}$. Тогда, коэффициент проницаемости при фильтрации жидкости через трещину оценивается:

$$К_{пр} = h^2 / (12 \cdot 9{,}869 \cdot 10^{-9}) = 84{,}4 \cdot 10^5 h^2. \qquad (1.34)$$

Уравнения (1.31) и (1.34) используется для теоретической оценки коэффициентов проницаемости для конкретного вида пор. На практике проницаемость породы определяют в лабораторных условиях по керновому материалу.

Проницаемость абсолютная (физическая) – это проницаемость

пористой среды для газа или однородной жидкости при выполнении следующих условиях:

1. Отсутствие физико-химического взаимодействия между пористой средой и этим газом или жидкостью.
2. Полное заполнение всех пор среды этим газом или жидкостью.

Для продуктивных нефтяных пластов эти условия не выполняются.

При фильтрации смесей коэффициент фазовой проницаемости намного меньше абсолютной проницаемости и неодинаков для пласта в целом.

Проницаемость горной породы зависит от степени насыщения породы флюидами, соотношения фаз, физико-химических свойств породы и флюидов.

Фазовая и относительная проницаемости для различных фаз зависят от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы, градиента давления, физико-химических свойств жидкостей и поровых фаз.

Предполагается, что продуктивные пласты сначала были насыщены водой. Водой были заполнены капилляры, каналы, трещины.

При миграции (аккумуляции) углеводороды, вследствие меньшей плотности, стремятся к верхней части пласта, выдавливая вниз воду. Вода легче всего уходит из трещин и каналов, из капилляров вода плохо уходит в силу капиллярных явлений. Таким образом, в пласте остаётся связанная вода.

Чтобы определить количество углеводородов, содержащихся в продуктивном пласте, необходимо определить насыщенность порового пространства породы водой, нефтью и газом.

Водонасыщенность $S_В$ – отношение объёма открытых пор, заполненных водой к общему объёму пор горной породы. Аналогично определение нефте- и газонасыщенности:

$$S_В = \frac{V_В}{V_{пор}} \times 100\%; \quad S_Н = \frac{V_Н}{V_{пор}} \times 100\%; \quad S_Г = \frac{V_Г}{V_{пор}} \times 100\%. \qquad (1.35)$$

Обычно для нефтяных месторождений остаточная водонасыщенность изменяется в диапазоне: $S_В$ = 6 - 35% (пласт считается созревшим для разработки, если остаточная водонасыщенность в среднем ($S_В$) < 25%; нефтенасыщенность: $S_Н$ = 65 - 94%, в зависимости от "созревания" пласта.

Для месторождений параметр насыщенности нормирован и равен единице ($S_{насыщ}$ = 1) или 100%. То есть, для нефтяных месторождений

справедливо следующее соотношение:

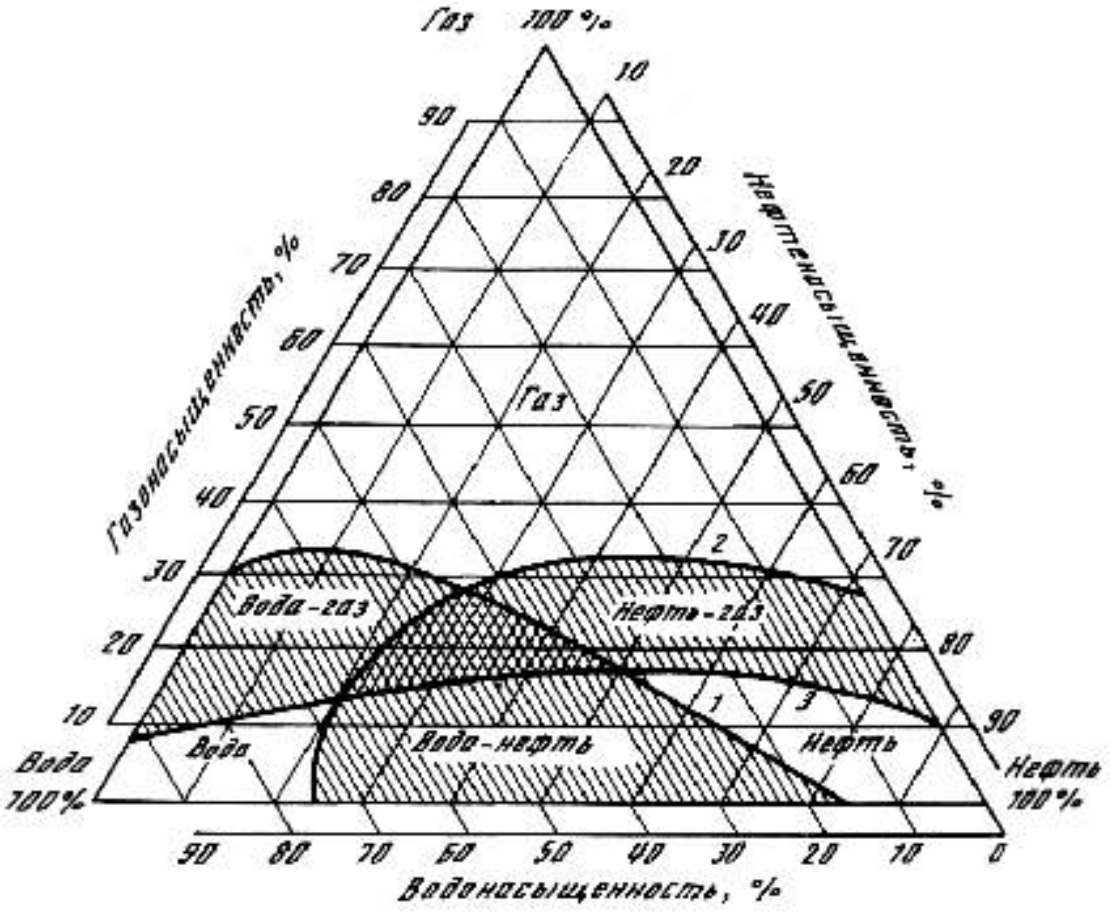
$$S_Н + S_В = 1. \qquad (1.36)$$

Для газонефтяных месторождений:

$$S_В + S_Н + S_Г = 1, \quad S_г = 1 - (S_В + S_Н). \qquad (1.37)$$

Остаточная водонасыщенность, обусловленная капиллярными силами, не влияет на основную фильтрацию нефти и газа. На практике насыщенность породы определяют в лабораторных условиях по керновому материалу.

Фазовая (эффективная), относительная проницаемости, насыщенность горных пород определяются экспериментально. На рисунке 1.11 представлены результаты экспериментального исследования газо-водо-нефтяного потока при одновременном содержании в пористой среде нефти, воды и газа. Опытами установлено, что в зависимости от объёмного насыщения порового пространства различными компонентами возможно одно-, двух- и трёхфазное движение. Результаты исследования представлены в виде треугольной диаграммы (рис. 1.11).



1. – 5% воды; 2. – 5% нефти; 3. – 5% газа

Рис. 1.11- Области распространения одно-, двух- и трёхфазного потоков:

Вершины треугольника соответствуют стопроцентному насыщению породы одной из фаз; стороны, противолежащие вершинам, – нулевому насыщению породы этой фазой. Кривые, проведённые на диаграмме, ограничивают возможные области одно-, двух-, и трёхфазного потока.

При водонасыщенности до 25% нефте- и газонасыщенность пород максимальная: 45-75%, а относительная фазовая проницаемость для воды равна нулю. При увеличении водонасыщенности до 40%, фазовая проницаемость для нефти и газа уменьшается в 2-2,5 раза. При увеличении водонасыщенности до 80% фильтрация газа и нефти в пласте стремится к нулю.

При газонасыщенности меньше 10% и нефтенасыщенности меньше 23% в потоке будет практически одна вода. При газонасыщенности меньше 10% движение газа не будет происходить. При содержании в породе газа свыше 33 –35% фильтроваться будет один газ.

При нефтенасыщенности меньше 23% движение нефти не будет происходить. При содержании воды от 20 до 30% и газа от 10 до 18% фильтроваться может только одна нефть.

Заштрихованные промежуточные области, примыкающие к сторонам треугольника, отвечают двухфазным потокам: газ – вода, газ – нефть, вода – нефть.

Область совместного движения в потоке всех трех фаз выделена двойной штриховкой. Для несцементированных песков она находится в следующих пределах насыщенности: нефтью от 23 до 50%, водой от 33 до 64%, газом от 14 до 30%.

Контрольные вопросы:

1 Какие виды коллекторов различают по проницаемости по классификации Теодоровича Г.И.?

2 Какие классы коллекторов выделяют по величине проницаемости для нефти?

3 Сколько классов составляет классификация коллекторов газовых месторождений?

4 Чем оценивается зависимость проницаемости от размера пор для фильтрации через капиллярные поры идеальной пористой среды?

5 С помощью какого уравнения описывают объёмную скорость течения жидкости через пористую среду?

6 Определить коэффициент пористости среды, через которую проходит фильтрация.

7 Эмпирическое уравнение Ф.И. Котякова.

8 Каким образом осуществляется оценка взаимосвязи коэффициента проницаемости от высоты поровой трещины?

9 Что определяет уравнение Букингема?

Контрольные вопросы:

10 Дать определение абсолютной проницаемости.

11 Дать определение фазовой проницаемости.

12 Дать определение относительной проницаемости.

13 Чем обусловлена проницаемость горной породы?

14 Каким образом можно определить газонасыщенность?

15 Каким образом можно определить нефтенасыщенность?

16 Каким образом можно определить водонасыщенность?

Список литературы:

1 Максимов М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1995, стр 48-53.

2 Мамуна В. Н., Теребин В. В., Ульяновский В. В. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. – М.: ГОСИНТИ, 1990. -158с.

3 Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1994. -251с.

Лекция №5. Удельная поверхность и карбонатность пород. Механические и тепловые свойства горных пород

1 Удельная поверхность породы

2 Карбонатность породы

3 Механические свойства горных пород

4 Тепловые свойства горных пород

Под удельной поверхностью ($S_{уд.}$) горных пород понимается суммарная поверхность всех ее зерен в единице объема породы. Удельная поверхность характеризует степень дисперсности породы. С увеличением дисперсности удельная поверхность породы возрастает. Удельная поверхность возрастает с уменьшением диаметра зерен и коэффициента пористости. Экспериментально измерить удельную поверхность реальных коллекторов очень сложно. В коллекторах всегда присутствуют поры различного диаметра. Удельная поверхность зависит и от фазовой проницаемости, и от адсорбционной способности пород. Оценивают удельную поверхность по эмпирическим соотношениям, по величинам пористости (m) и проницаемости ($k_{пр}$), например, по формуле Козени:

$$S_{уд.} = 7 \cdot 10^5 \, (m \cdot \sqrt{m}) / (\sqrt{k_{пр.}}). \qquad (1.38)$$

Если выразить проницаемость в мкм^2, то получим удельную поверхность в м^2/м^3. Выражение (1.38) один и вариантов формулы Козени.

Под карбонатностью породы понимается содержание в ней солей угольной кислоты: известняка – $CaCO_3$, доломита – $CaCO_3 \cdot MgCO_3$, соды – Na_2CO_3, поташа – K_2CO_3, сидерита – $FeCO_3$ и др. Общее количество карбонатов относят обычно к $CaCO_3$, потому, что углекислый кальций наиболее распространен в породах и составляет основную часть перечисленных карбонатов. Карбонатность пород продуктивных пластов определяют в лабораторных условиях по керновому материалу газометрическим методом. Метод основан на химическом разложении солей угольной кислоты действием соляной кислоты и измерением объема углекислого газа, образовавшегося в результате реакции:

$$CaCO_3, +2HCl = CO_2 + CaCO_3 + H_2O. \qquad (1.39)$$

По объему выделившегося CO_2 вычисляют весовое процентное содержание карбонатов в породе в пересчете на $CaCO_3$.

Упругость, прочность на сжатие и разрыв, пластичность – наиболее важные механические свойства горных пород, влияющие на ряд процессов, происходящих в пласте в период разработки и эксплуатации месторождений.

Упругость – свойство горных пород сопротивляться изменению их объёма и формы под действием приложенных сил. Абсолютно упругое тело восстанавливает первоначальную форму мгновенно после снятия напряжения. Если тело не восстанавливает первоначальную форму или восстанавливает её в течение длительного времени, то оно называется пластичным.

Упругие свойства горных пород совместно с упругостью пластовых жидкостей в пласте влияют на режим перераспределения давления в пласте. Давление в пласте, благодаря упругим свойствам пород и жидкостей перераспределяется не мгновенно, а постепенно, после изменения режима работы скважины. Упругие свойства пород и жидкостей создают запас упругой энергии в пласте, которая освобождается при уменьшении давления и служит одним из источников движения нефти по пласту к забоям скважин.

При снижении пластового давления, объем жидкости будет увеличиваться, а объем порового пространства будет уменьшаться. Считается, что основные изменения объема пор при уменьшении пластового давления происходят вследствие увеличения сжимающих условий на пласт от веса вышележащих пород. При одинаковой прочности пород интенсивность трещиноватости будет увеличиваться при уменьшении мощности пласта.

Упругие свойства горных пород описываются законом Гука:

$$\beta c = \frac{1}{V} \cdot \frac{\boldsymbol{d}Vn}{dP}, = m \cdot \beta_п \qquad (1.40)$$

где β_c – коэффициент объемной упругости пористой среды;
$\beta_п$ - коэффициент сжимаемости пор;
V_o – объем образца;
$\Delta V_{пор}$ - объем пор;
P – давление;
m - коэффициент пористости.

Изменение пористости пород (m) функционально зависит от объемной упругости пористой среды (β_c) и наименьшего напряжения (σ_o):

$$m = m_o \cdot [1 - \beta_n \cdot (\sigma - \sigma_o)], \qquad (1.41)$$

где m_o – пористость при начальном эффективном напряжении.

Коэффициент объемной упругости пористой среды (β_c) будет влиять на коэффициент сжимаемости пор (β_n) и на пористость пород:

$$\beta_n = \beta_c / m_o. \qquad (1.42)$$

Величина коэффициента объемной упругости пористой среды (β_c) очень маленькая. Для нефтеносных пород она изменяется в диапазоне 0.3 – $2 \cdot 10^{-10}$ [$м^2$/н].

Прочность на сжатие и разрыв горной породы оценивается через модуль объемного сжатия, представляющее собой сопротивление, которое оказывает данное тело всестороннему сжатию. Данные о прочности пород на сжатие и разрыв необходимы при изучении процессов разрыва пластов.

Тепловые свойства горных пород характеризуются, в основном, удельной теплоёмкостью, коэффициентом температуропроводности и коэффициентом теплопроводности.

Удельная (массовая) теплоёмкость характеризуется количеством теплоты, необходимым для нагрева единицы массы породы на 1°С:

$$c = \frac{dQ}{M\,dT}. \qquad (1.43)$$

Этот параметр необходимо учитывать при тепловом воздействии на пласт. Чем меньше плотность пород, тем выше величина удельной теплоёмкости. Удельная теплоёмкость зависит от минералогического

состава, дисперсности, температуры, давления и влажности горных пород. Теплоёмкость пород зависит от минералогического состава пород и не зависит от строения и структуры минералов. Удельная теплоёмкость увеличивается при уменьшении плотности породы и растёт с увеличение температуры и влажности в пределах 0,4 - 2 кДж/ (кг·К).

Коэффициент теплопроводности (удельного теплового сопротивления) λ характеризует количество теплоты dQ, переносимой в породе через единицу площади S в единицу времени t при градиенте температуры dT/dx:

$$dQ = \lambda \frac{dT}{dx} S dt \,. \qquad (1.44)$$

Коэффициент температуропроводности (α) характеризует скорость прогрева пород или скорость распространения изотермических границ.

Коэффициенты линейного (α_L) и объёмного (α_V) расширения характеризуют изменение размеров породы при нагревании:

$$\alpha_L = \frac{dL}{dT \cdot L}; \quad \alpha_V = \frac{dV}{dT \cdot V}, \qquad (1.45)$$

где L и V – начальные длина и объем образца.

Взаимосвязь тепловых свойств горных пород выражается соотношением:

$$\alpha = \frac{\lambda}{c \cdot \rho}, \qquad (1.46)$$

$$c = \frac{\lambda}{\alpha \cdot \rho}. \qquad (1.47)$$

Теплопроводность и температуропроводность пород очень низки по сравнению с металлами. Поэтому для прогрева призабойных зон требуется очень большая мощность нагревателей. Вдоль напластования теплопроводность выше, чем поперёк напластования на 10-50%.

Таблица 1.3- Тепловых свойства некоторых горных пород и пластовых флюидов

Горная порода	с, кДж/(кг·К)	λ, Вт/(м·К)	$\alpha \cdot 10^3$, $м^2/с$	$\alpha_L \cdot 10^5$, 1/К
глина	0,755	0,99	0,97	–

глинистые сланцы	0,772	154-218	0,97	0,9
доломит	0,93	1,1-4,98	0,86	–
известняк	1,1	2,18	0,91	0,5-0,89
кварц	0,692	2,49	1,36	1,36
песок	0,8	0,347	0,2	0,5
Пластовые флюиды	с, кДж/(кг·К)	λ, Вт/(м·К)	$\alpha \cdot 10^3$, $м^2/с$	$\alpha_L \cdot 10^5$, 1/К
нефть	2,1	0,139	0,069-0,086	–
вода	4,15	0,582	0,14	–

Коэффициенты линейного и объёмного расширения изменяются в зависимости от плотности породы аналогично теплоёмкости. Наибольшим значением коэффициентов расширения обладает кварцевый песок и другие крупнозернистые породы.

Коэффициент линейного расширения пород уменьшается с ростом плотности минералов.

Контрольные вопросы:

1 Определение понятия удельной поверхности горных пород.

2 От чего зависит удельная поверхность горных пород?

3 Формула Козени.

4 Что понимается под карбонатностью пород?

5 Каким образом определяют карбонатность продуктивных пород?

6 Каким образом вычисляют весовое процентное содержание карбонатов в породе?

7 Имеется ли взаимосвязь между открытой пористостью и карбонатностью горных пород?

8 Какие механические свойства присущи горной породе?

9 На что влияют упругие свойства горных пород?

10 Закон Гука, описывающий упругие свойства горных пород.

11 От чего завыисит изменение пористости пород?

12 На что влияет коэффициент объемной упругости пористой среды?

13 Чем характеризуются тепловые свойства горных пород?

14 Чем характеризуются удельная теплоемкость горных пород?

15 Что характеризует коэффициент теплопроводности?

16 Что характеризует коэффициент температуропроводности?

17 Что характеризуют коэффициенты линейного (α_L) и объёмного (α_V) расширения?

18 Чем выражается взаимосвязь тепловых свойств горных пород?

Список литературы:

1 Гиматудинов Ш. К., Дунюшкин И. И., Нагорный Д. А. Лабораторный практикум по физике нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1999.-251с.

2 Эрих В. И. Химия нефти и газа. - М.: Химия, 1999.

3 Богомолов А. И., Темянко М. Б., Хотынцева Л.И. Современные методы исследования нефтей. - Л.: Недра, 1994, с.182-192.

4 Корчагина Ю. И., Четверикова О. П. Методы исследования рассеянного органического вещества осадочных пород. - М.: Недра, 1996, с.47-58.

Лекция №6. Состав и физико-химические свойства газов

1 Физико-химические свойства природных газов
2 Состав природных газов
3 Физико-химические свойства углеводородных газов
4 Растворимость газов в нефти и воде
5 Давление насыщения нефти газом

Критическое давление – давление, при котором газообразный углеводород переходит в жидкое состояние.

Критическая температура – температура, при которой жидкий углеводород переходит в газообразное состояние.

Вязкость газа – свойство газа оказывать сопротивление перемещению одной части газа относительно другой.

Давлением насыщения пластовой нефти называют максимальное давление, при котором газ начинает выделяться из нефти при изотермическом ее расширении в условиях термодинамического равновесия.

Природные газы – это вещества, которые при нормальных условиях находятся в газообразном состоянии и, в зависимости от условий, могут находиться в трёх состояниях: свободном, сорбированном, растворённом.

Углеводородные газы в пластовых условиях в зависимости от их состава, давления и температуры могут находиться в залежи в различных состояниях – газообразном, жидком или в виде газожидкостных смесей. Свободный газ обычно расположен в повышенной части пласта, в газовой шапке.

Если газовая шапка в нефтяной залежи отсутствует (это возможно при высоком пластовом давлении или особом строении залежи), то весь газ залежи растворён в нефти. Этот газ будет, по мере снижения давления, выделятся из нефти при разработке месторождения и будет называться попутным газом.

В пластовых условиях все нефти содержат растворённый газ. Чем выше давление в пласте, тем больше, как правило, растворённого газа содержится в нефти.

Давление, при котором весь имеющийся в залежи газ растворён в нефти, называется давлением насыщения. Оно определяется составом нефти и газа и температурой в пласте.

От давления насыщения зависит газовый фактор – количество газа (в $м^3$), содержащееся в 1 тонне нефти (в $м^3$).

Природные газы, добываемые из газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, состоят из углеводородов (CH_4 – $C_4H_{10,}$ и выше), а также неуглеводородных компонентов (H_2S, N_2, CO, CO_2, Ar, H_2, He и др.). Качественный состав газов нефтяного происхождения всегда одинаков, что нельзя сказать о газах вулканических извержений.

При нормальных и стандартных условиях в газообразном состоянии существуют только углеводороды C_1–C_4. Углеводороды C_5 и выше при нормальных условиях находятся в жидком состоянии.

Газы, добываемые из чисто газовых месторождений, содержат более 95% метана (табл. 2.1).

Таблица 2.1- Химический состав газа газовых месторождений, об. %

Месторождение	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2	Относит. плотность
Северо-Ставропольское	98,9	0,29	0,16	0,05	–	0,4	0,2	0,56
Уренгойское	98,84	0,1	0,03	0,02	0,01	1,7	0,3	0,56
Шатлыкское	95,58	1,99	0,35	0,1	0,05	0,78	1,15	0,58
Медвежье	98,78	0,1	0,02	–	–	1,0	0,1	0,56

Содержание метана на газоконденсатных месторождениях колеблется от 75 - 95% (табл. 2.2).

Таблица 2.2- Химический состав газа газоконденсатных месторождений, об. %

Месторождение	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2	Относит. плотность
Вуктыльское	74,80	7,70	3,90	1,80	6,40	4,30	0,10	0,882
Оренбургское	84,00	5,00	1,60	0,70	1,80	3,5	0,5	0,680
Ямбургское	89,67	4,39	1,64	0,74	2,36	0,26	0,94	0,713
Уренгойское	88,28	5,29	2,42	1,00	2,52	0,48	0,01	0,707

Газы, добываемые вместе с нефтью (попутный газ) представляют собой смесь метана, этана, пропан-бутановой фракции (сжиженного газа) и газового бензина. Содержание метана изменяется от 35 - 85%. Содержание тяжёлых углеводородов в попутном газе варьируется в диапазоне 20-40% , реже доходит до 60% (табл. 2.3).

Таблица 2.3- Химический состав газа нефтяных месторождений (попутного газа), об. %

Месторождение	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2	Относит.

								плотность
Бавлинское	35,0	20,7	19,9	9,8	5,8	8,4	0,4	1,181
Ромашкинское	3838	19,1	17,8	8,0	6,8	8,0	1,5	1,125
Самотлорское	53,4	7,2	15,1	8,3	6,3	9,6	0,1	1,010
Узеньское	50,2	20,2	16,8	7,7	3,0	2,3	–	1,010

Тяжёлым нефтям свойственны сухие попутные нефтяные газы, с преобладанием метана. Коэффициент сухости ($k_{сух.}$) пропорционален содержанию метана:

$$k_{сух} = \frac{CH_4}{\sum Тяж.УВ} \times 100\% \qquad (2.1)$$

Под тяжелыми УВ понимается суммарное содержание углеводородов от этана (C_2H_6) и выше.

Лёгким нефтям свойственны жирные попутные газы. Коэффициент жирности ($k_{жирн.}$) пропорционален содержанию тяжелых углеводородов:

$$k_{жирн} = \frac{\sum Тяж.УВ}{CH_4} \times 100\% \qquad (2.2)$$

Нефтяной газ при нормальных условиях содержит неполярные углеводороды - смесь углеводородов от C_1 до C_4: метан, этан, пропан, изо-бутан и н-бутан. С точки зрения физики к ним можно применять законы для идеальных систем. С точки зрения математики – это аддитивная система. Следовательно, для оценки свойств нефтяного газа (при нормальных или стандартных условиях) применимы аддитивные методы расчётов физико-химических и технологических параметров ($П_{смеси}$):

$$П_{смеси} = \sum_{i=1}^{n} П_i \cdot g_i\left(N_i, V_i\right), \qquad (2.3)$$

где g_i – весовая доля;

N_i – мольная доля;

V_i – объёмная доля;

$П_i$ – параметр i-го углеводорода или неуглеводородного компонента.

Например, плотность смеси газов рассчитывается следующим образом:

$$\rho_{см} = \sum \rho_i \cdot N_i \,. \qquad (2.4)$$

Плотность газа можно рассчитать через отношение молекулярной

массы газа (M_i) к мольному объему ($V_м$). Например, для нормальных условиях (н.у.):

$$\rho_г = M_i / 22{,}414. \tag{2.5}$$

Нефтяной газ представлен в виде смеси углеводородов, поэтому для оценки его физико-химических свойств по формуле (2.3) необходимо знать, как выражается состав смеси.

Массовая доля (g_i) – отношение массы i-го компонента (m_i), содержащегося в системе к общей массе системы:

$$g_i = \frac{m_i}{\sum_{i=1}^{n} m_i}; \quad \sum g_i = 1. \tag{2.6}$$

Молярная (мольная) доля (N_i) – отношение числа молей i-го компонента ($т_ш$) к общему числу молей в системе:

$$N_i = \frac{n_i}{\sum_{i=1}^{n} n_i}; \quad \sum N_i = 1, \qquad n_i = \frac{m_i}{M_i}, \tag{2.7}$$

где m_i – масса i-го компонента;

M_i – молекулярный вес i-го компонента.

Из соотношений (2.6 – 2.7) легко найти выражения для пересчетов массового и мольного составов:

$$g_i = \frac{N_i \cdot M_i}{\sum N_i \cdot M_i}, \qquad N_i = \frac{g_i}{M_i} \times \frac{1}{\sum g_i / M_i} \tag{2.8}$$

Объёмная доля – это доля (V_i), которую занимает компонент в объёме системы и с учетом выражений (2.5 – 2.8) можно найти взаимосвязь ее с массовым и мольным составами:

$$V_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^{n} V_i} = \frac{g_i}{\rho_i} \times \frac{1}{\sum g_i / \rho_i} = \frac{N_i \cdot M_i}{\rho_i} \times \frac{1}{\sum \frac{N_i \cdot M_i}{\rho_i}} \tag{2.9}$$

Для идеального газа соблюдается соотношение: объемная доля компонента (V_i) равна мольной доли компонента (N_i), $V_i = N_i$, как следствие закона Авогадро. Для идеальной системы, как нефтяной газ, состав его можно рачитать на основе любых данных: масс компонентов, объемов, плотностей, парциальных давлений и др.

Молекулярная масса смеси рассчитывается по принципу аддитивности для смесей, состав которых выражен в мольных или объемных долях (2.10, левое выражение). Для смесей, состав которых выражен в массовых процентах по формуле 2.10, правое выражение:

$$M_{см} = \sum_{i=1}^{n} M_i \cdot N_i, \qquad M_{см} = \frac{100}{\sum g_i / M_i} \tag{2.10}$$

Относительная плотность газа расчитывается по отношению к плотности воздуха:

$$\rho^{o}_{см} = \frac{\rho_{см}}{\rho_{возд}}. \tag{2.11}$$

Для нормальных условий (н.у.) $\rho_{возд} \approx 1{,}293$; для стандартных условий (с.у.) $\rho_{возд} \approx 1{,}205$.

Если плотность газа (ρ_o) задана при атмосферном давлении = 0,1013 МПа, то пересчёт её на другое давление (Р) при той же температуре для идеального газа производится по формуле:

$$\rho = \frac{\rho_o P}{P_{атм}}. \tag{2.12}$$

Смеси идеальных газов характеризуются аддитивностью парциальных давлений и парциальных объёмов.

Для идеальных газов давление смеси равно сумме парциальных давлений компонентов (закон Дальтона):

$$P = \sum_{i=1}^{n} p_i , \tag{2.13}$$

где Р – давление смеси газов;

p_i – парциальное давление i-го компонента в смеси,

или

$$p_i = N_i \cdot P. \qquad (2.14)$$

$$\sum p_i = P \cdot \sum N_i, \quad \text{где } \sum N_i = 1. \qquad (2.15)$$

Т. е. парциальное давление газа в смеси равно произведению его молярной доли в смеси на общее давление смеси газов (2.14).

Аддитивность парциальных объёмов компонентов газовой смеси выражается законом Амага:

$$V = \sum_{i=1}^{n} V_i \ , \qquad (2.16)$$

где V – объём смеси газов;

V_i – объём i-го компонента в смеси.

или анологично уравнениям (2.14 – 2.15) выражением 2.17:

$$V_i = N_i \cdot V. \qquad (2.17)$$

Для определения многих физических свойств природных газов используется уравнение состояния.

Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между параметрами, описывающими изменение состояние вещества. В качестве таких параметров используется давление, температура, объём.

Состояние газа при нормальных и стандартных условиях характеризуется уравнением состояния Менделеева-Клайперона:

$$PV = QRT, \qquad (2.18)$$

где P – абсолютное давление, Па;

V – объём, $м^3$;

Q – количество вещества, кмоль;

T – абсолютная температура, К;

R – универсальная газовая постоянная, $Па \cdot м^3/(кмоль \cdot град)$.

На основе уравнения состояния газа можно рассчитать много параметров для системы нефтяного газа: плотность, мольный объем, количество молекул, число молекул, парциальные давления и др., если рассматривать уравнение состояния газа для 1 моля, т.е., $Q = \sum N_i$ и $PV = \sum N_i RT$,.

У этого уравнения есть свои граничные условия. Оно справедливо

для идеальных газов при нормальном, атмосферном давлении (1 атм) и близких к нормальному давлениях (10-12 атм).

При повышенном давлении газ сжимается. За счёт направленности связи С-Н происходит перераспределение электронной плотности, и молекулы газов начинают притягиваться друг к другу (физическое взаимодействие).

Для учёта этого взаимодействия в уравнение (2.18) вводится коэффициент сверхсжимаемости z, предложенный голландским физиком Ван-дер-Ваальсом, учитывающий отклонения поведения реального газа от идеального состояния:

$$PV = zQRT\,, \qquad (2.19)$$

где Q – количество вещества, моль;

z – коэффициент сверхсжимаемости.

Физический смысл коэффициента сверхсжимаемости заключается в расширении граничных условий уравнения Менделеева - Клайперона для высоких давлений.

Коэффициент z зависит от давления и температуры (приведенных, критических давлений и температуры), природы газа.

Приведёнными параметрами индивидуальных компонентов называются безразмерные величины, показывающие, во сколько раз действительные параметры состояния газа отклоняются от критических:

$$T_{\text{привед}} = \frac{T}{T_{\text{ср.прив.}}}, \text{ где } \quad T_{\text{ср.прив.}} = \sum_{i=1}^{n} N_i \cdot T_{i\ \text{крит.}} \qquad (2.20)$$

$$P_{\text{привед}} = \frac{P}{P_{\text{ср.прив.}}}, \text{ где } \quad P_{\text{ср.прив.}} = \sum_{i=1}^{n} N_i \cdot P_{i\ \text{крит.}} \qquad (2.21)$$

$$z = f\left(T_{\text{прив}}, P_{\text{прив}}\right) \qquad (2.22)$$

Существуют графики, эмпирические формулы и зависимости для оценки коэффициента сверхсжимаемости от приведенных давлений и приведенных температур.

Зная коэффициент сверхсжимаемости, можно найти объём газа в пластовых условиях по закону Бойля-Мариотта:

$$V_{пл} = z \cdot \frac{V_o \cdot T_{пл} \cdot P_o}{T_o \cdot P_{пл}} . \qquad (2.23)$$

Отношение объема газа в пластоых условиях ($V_{пл.}$) к объему газа при нормальных условиях (V_o) называется объемным коэффициентом (b) газа. Объёмный коэффициент газа используется при пересчёте объёма газа в нормальных условиях на пластовые условия и наоборот (например, при подсчёте запасов):

$$\boldsymbol{b} = \frac{V_{пл}}{V_o} = \boldsymbol{z}\frac{T_{пл} \cdot P_o}{P_{пл} \cdot T_o} . \qquad (2.24)$$

Различают динамическую вязкость (μ) и кинематическую вязкость (ν). Кинематическая вязкость учитывает влияние силы тяжести. Вязкость углеводородного газа при нормальных условиях невелика и не превышает 0,01 сантипуаза. Неуглеводородные компоненты природного газа: гелий, азот, углекислый газ, сероводород, воздух - более вязкие составляющие. Величина вязкости для них изменяется от 0,01 до 0,025 спз.

Динамическая вязкость зависит от средней длины пробега молекул газа и от средней скорости движения молекул газа:

$$\mu = \frac{\rho \bar{v} \bar{\lambda}}{3} , \qquad (2.25)$$

где ρ – плотность газа;

$\bar{\lambda}$ – средняя длина пробега молекулы;

$\bar{v}$ – средняя скорость молекул.

С возрастанием температуры увеличиваются средняя длина пробега молекулы и средняя скорость движения молекулы, а, следовательно, и вязкость газа возрастает, несмотря на уменьшение плотности.

Повышение давления от 1 до 10 атм не влияет на вязкость газа, поскольку уменьшение средней длины пробега молекулы и средней скорости движения молекулы компенсируется увеличением плотности. Однако эти закономерности при давлениях выше 30 атм (более 3 МПа) изменяются. Газ приближается к области критического давления и переходит в жидкое состояние. Вязкость жидких систем описывается законом Ньютона и для нее характерны свои закономерности.

От количества, растворённого в пластовой нефти газа, зависят все её важнейшие свойства: вязкость, сжимаемость, термическое расширение, плотность и другие.

Распределение компонентов нефтяного газа между жидкой и

газообразной фазами определяется закономерностями процессов растворения. Способность газа, растворятся в нефти и воде, имеет большое значение на всех этапах разработки месторождений от добычи нефти до процессов подготовки и транспортировки.

Процесс растворения для идеального газа при небольших давлениях и температурах описывается законом Генри:

$$V_г = \alpha P V_ж \quad \text{или} \quad \frac{V_г}{V_ж} = K P , \tag{2.26}$$

где $V_ж$ – объём жидкости-растворителя;

α – коэффициент растворимости газа;

$V_г$ – объем газа, растворённого при данной температуре;

Р – давление газа над поверхностью жидкости

К – константа Генри (К=f(α)).

Коэффициент растворимости газа (α) показывает, какое количество газа ($V_г$) растворяется в единице объёма жидкости ($V_ж$) при данном давлении:

$$\alpha = \frac{V_г}{V_ж P} . \tag{2.27}$$

Коэффициент растворимости зависит от природы газа и жидкости, давления, температуры.

Природа воды и углеводородов различна. Углеводородная составляющая нефтяного газа растворяется хорошо в углеводородных системах, в нефти, а в воде хуже. Неуглеводородные компоненты нефтяного газа, такие как CO, CO_2, H_2S, N_2 растворяются в воде лучше. Например, пластовая вода сеноманского горизонта очень газирована, она содержит приблизительно 5 $м^3$ газа CO и CO_2 на 1 т воды.

Растворимость углеводородов в нефти подчиняется закону Генри. С повышением давления растворимость углеводородного газа растёт, а с повышением температуры – падает, углеводородные газы хуже растворяются в нефти с повышением температуры.

Разные компоненты нефтяного газа обладают разной способностью растворятся в жидкостях, причём с увеличением молекулярной массы газового компонента растёт коэффициент растворимости. Степень растворения углеводородных газов не зависит от молекулярной массы растворителя, а зависит от его природы.

Растворимость углеводородов в воде не подчиняется закону Генри.

Коэффициент растворимости нефтяных газов в воде изменяется в широких пределах и достигает $4 – 5 \cdot 10^{-5}$ м^3 / (м^3·Па). Растворимость газа зависит также от минерализации воды, температуры, давления. С увеличением минерализации растворимость углеводородов в воде уменьшается. С увеличением температуры растворимость углеводородов в воде вначале уменьшается, а затем возрастает, пройдя через максимум. Причем температура минимальной растворимости различных газов возрастает с увеличением размера молекулы газа.

Количество выделившегося из нефти газа зависит не только от содержания газа в нефти, но и от способа дегазирования. Различают контактное разгазирование, когда выделившийся газ находится в контакте с нефтью, и дифференциальное разгазирование, когда выделившийся из нефти газ непрерывно отводится из системы. Строгое соблюдение условий дифференциального дегазирования в лабораторных условиях затруднено, поэтому оно заменяется на ступенчатое дегазирование, используется многократное (ступенчатое) разгазирование.

В процессе добычи нефти встречаются оба способа дегазирования. В начальные периоды снижения давления от давления насыщения, когда газ ещё неподвижен относительно нефти, происходит контактное разгазирование. В последующий период, по мере выделения газа из нефти, газ быстрее движется к забою скважины и можно говорить о дифференциальном разгазированиеи

Коэффициент разгазирования определяется как количество газа, выделившегося из единицы объёма нефти при снижении давления на единицу. Коэффициент разгазирования при контактном способе разгазирования будет меньше, чем при дифференциальном способе разгазирования.

При движении газа по пласту наблюдается так, называемый, дроссельный эффект – уменьшение давления газового потока при его движении через сужения в каналах. При этом наблюдается изменение температуры. Интенсивность изменения температуры при изменении давления характеризуется коэффициентом Джоуля-Томсона:

$$\Delta T = \alpha \cdot \Delta P, \qquad (2.28)$$

где ΔT – изменение температуры:

α – коэффициент Джоуля-Томсона (зависит от природы газа, давления, температуры);

ΔP – изменение давления.

Понижение температуры при движении газа в пласте даже при больших перепадах давления сравнительно невелико. В пластовых

условиях, как правило, движение газа происходит в изотермических условиях. Ближе к забою, особенно в забойных штуцерах, дросселирование газа может привести к значительному снижению температуры, что имеет большое значение при эксплуатации нефтяных месторождений с высоким содержанием парафина.

Давление, при котором весь газ растворяется в жидкости (т.е. переходит в жидкое состояние), называется давлением насыщения.

Если пластовое давление меньше давления насыщения, то часть газа находится в свободном состоянии, залежь имеет "газовую" шапку. Если пластовое давление больше давления насыщения, то говорят, что нефть "недонасыщена" газом и весь газ растворён в нефти. Давление насыщения может соответствовать пластовому, при этом нефть будет полностью насыщена газом.

Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и растворенного газа, их состава и пластовой температуры. С увеличением молекулярной массы нефти (плотности) этот параметр увеличивается. С увеличением в составе газа количества компонентов, относительно плохо растворимых в нефти, давление насыщения увеличивается. Особенно высоким давлением насыщения характеризуются нефти, в которых растворено значительное количество азота. С понижением температуры давление насыщения может значительно увеличивается.

Контрольные вопросы:

1 Охарактеризовать природные газы.

2 В зависимости от чего углеводородные газы в пластовых условиях могут находиться в состоянии - газообразном, жидком или в виде газожидкостных смесей?

3 При каких условиях в нефтяной залежи отсутствует газовая шапка?

4 Охарактеризовать попутные газы.

5 Что называют давлением насыщения?

6 От чего зависит газовый фактор в нефтяной залежи?

Контрольные вопросы:

7 Из каких углеводородных и неуглеводородных компонентов состоят природные газы?

8 Что представляет собой попутный газ?

9 Определение коэффициента сухости ($k_{сух.}$) и чему он пропорционален?

10 Определение коэффициента жирности ($k_{жирн.}$) и чему он пропорционален?

11 Какие газы свойственны тяжелым и легким нефтям?

Контрольные вопросы:

12 Что означает аддитивная система?

13 Каким образом рассчитывается плотность смеси газов?
14 Как выражается состав смеси газа для оценки его физико-химических свойств?
15 Охарактеризовать массовую, молярную и объемную долю газа.
16 По какому принципу рассчитывается молекулярная масса смеси газов?
17 По отношению к плотности какого соединения расчитывается относительная плотность газа?
18 Сумме чего равно давление смеси для идеальных газов?
19 Каким законом выражается аддитивность парциальных объёмов компонентов газовой смеси?
20 Какое уравнение используется для определения многих физических свойств природных газов**?**
21 Дать определение динамической и кинематической вязкости.
Контрольные вопросы:
22 Каким законом описывается процесс растворения для идеального газа при небольших давлениях и температурах?
23 От чего зависит и как выражается коэффициент растворимости газа?
24 Чем определяется коэффициент разгазирования?
25 Что называется «дроссельным» эффектом?
26 Каким коэффициентом характеризуется интенсивность изменения температуры при изменении давления?
27 Что называется давлением насыщения?
28 От чего зависит давление насыщения?
29 Какие нефти характеризуются особенно высоким давлением насыщения?

Список литературы:

1 Максимов М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1995, стр 48-53.

2 www.neftegaz.ru

3 www.drilling.ru

4 www.burenie.ru

5 Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1984. - 251с.

6 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1995. — 308 с.

7 Чарный И. А. Подземная гидродинамика. — М.: Гостоптехиздат, 1993. 396 с.

Лекция №7. Состав и физико-химические свойства нефтей

1 Состав нефтей
2 Физико-химические свойства нефтей
3 Различие свойств нефти в пределах нефтегазоносной залежи

Гибридные углеводороды (церезины) – углеводороды смешанного строения: парафино-нафтенового, парафино-ароматического, нафтено-ароматического.

Гетероатомные соединения – углеводороды, в состав молекул которых входят кислород, сера, азот, металлы.

Вязкость – важнейшее технологическое свойство нефтяной системы.

Вязкость (абсолютная, динамическая) – сила трения (внутреннего сопротивления), возникающая между двумя смежными слоями внутри жидкости или газа на единицу поверхности при их взаимном перемещении

Текучесть (φ) – величина обратная вязкости.

Нефть представляет собой сложную смесь органических соединений, преимущественно углеводородов, их производных и гетероатомных соединений. Вследствие изменчивости химического состава, физико-химические свойства нефтей различных месторождений и даже различных пластов одного месторождения отличаются большим разнообразием.

По консистенции нефти различаются от легко подвижных до высоковязких (почти не текучих) или застывающих при нормальных условиях. Цвет нефтей меняется от зеленовато-бурого до чёрного.

В нефти в основном содержатся следующие классы углеводородов:

Парафиновые углеводороды (алканы) – насыщенные (предельные) углеводороды с общей формулой C_nH_{2n+2}. Содержание их в нефти составляет 30 - 70%. Различают алканы нормального (н-алканы – пентан и его гомологи) строения, изостроения (изоалканы – изопентан и др.) и изопреноидного строения (изопрены – пристан, фитан и др.). В нефти присутствуют газообразные алканы от C_1 до C_4 (в виде растворённого газа), жидкие алканы C_5 – C_{16} составляют основную массу жидких фракций нефти и твёрдые алканы C_{17} – C_{53}, которые входят в тяжёлые нефтяные фракции и известны как парафины.

Нафтеновые углеводороды (циклоалканы) – насыщенные алициклические углеводороды. К ним относятся моноциклические с общей формулой C_nH_{2n}, бициклические - C_nH_{2n-2}, трициклические - C_nH_{2n-4}, тетрациклические - C_nH_{2n-6}. Содержание их в нефти колеблется в интервале 25 - 75%. Из моноциклических углеводородов в нефти

присутствуют в основном пяти- и шестичленные нафтены. Содержание нафтенов растёт по мере увеличения молекулярной массы нефти.

Ароматические углеводороды (арены) – соединения, в молекулах которых присутствуют циклические π - сопряжённые системы. Содержание их в нефти изменяется от 10 до 50%. К ним относятся представители моноциклических: бензол и его гомологи (толуол, о-, м-, п-ксилол и др.), бициклические: нафталин и его гомологи, трициклические: фенантрен, антрацен и их гомологи, тетрациклические: пирен, его гомологи и другие.

Гибридные углеводороды (церезины) – углеводороды смешанного строения: парафино-нафтенового, парафино-ароматического, нафтено-ароматического. В основном это твердые алканы с примесью длинноцепочечных углеводородов, содержащих цикланового или ароматическое ядро. Они являются основной составной частью парафиновых отложений в процессах добычи и подготовки нефтей.

Гетероатомные соединения – углеводороды, в состав молекул которых входят кислород, сера, азот, металлы. К ним относятся:

1. кислородсодержащие - фенолы, нафтеновые кислоты, жирные кислоты и др., содержание в нефтях от 0,1 до 1%;
2. серосодержащие - меркаптаны, сульфиды, дисульфиды, тиофены и др., содержание в нефтях от 0,1 до 1-6 %;
3. азотсодержащие - амины, пиридин, хинолин, пирролы и др. и их производные, содержание в нефтях от 0,02 до 0,4 -1%;
4. порфирины - имеют структуру в основе, которой расположены четыре пиррольных кольца координационно соединенные с атомами ванадия, никеля и др., содержание в нефтях меньше 1%;
5. смолы и асфальтены - высокомолекулярные соединения, содержащие два и более гетероатома, содержание в нефтях от 1 до 35%.

Подавляющая часть гетероатомных соединений содержится в наиболее высокомолекулярных фракциях нефти, выкипающих выше 300^{o}C. В нефтях Западной Сибири на их долю приходится до 15%.

В нефтях содержатся в малых количествах минеральные вещества и вода.

Фракционный состав нефти отражает содержание соединений, выкипающих в определенных интервалах температур. Нефти выкипают в очень широком интервале температур – 28-540°С. Различают следующие основные фракции нефти:

- 28-180°С – широкая бензиновая фракция;
- 140-200°С – уайт-спирт;
- 180-320°С – широкая керосиновая фракция;

– 150-240°С – осветительный керосин;
– 180-280°С– реактивное топливо;
– 140-340°С – дизельная топливо (летнее);
– 180-360°С – дизельная топливо (зимнее);
– 350-500°С – широкая масляная фракция;
– 380-540°С – вакуумный газойль.

Фракционирование осуществляется на установкая АВТ – атмосферно-вакуумная трубчатка.

Плотность характеризует количества покоящейся массы, выраженной в единице объема: $\rho = m / v$ [г/см^3; кг/м^3]. Плотность относительная (ρ^o) есть отношение абсолютной плотности нефти ($\rho_н$) к плотности воды ($\rho_в$) при 4^{o}С:

$$\rho^o = \rho_н / \rho_в. \qquad (2.29)$$

Плотность ($\rho_н$) и удельный вес ($d_н$) не всегда совпадают. Под удельным весом понимается отношение веса нефти к весу воды того же объема. Обычно плотность сепарированных нефтей колеблется в пределах 820-950 кг/м^3. По величине плотности нефти условно различают: легкие с плотность 820-860, средние – 860-900, тяжелые – 900-950 кг/м^3. Чем меньше плотность нефти, тем выше выход светлых фракций. С возрастанием температуры плотность сепарированных нефтей уменьшается, а с возрастанием давления возрастает.

Плотность пластовой нефти зависит от состава нефти, давления, температуры, количества растворённого газа. С увеличением пластового давления плотность нефтей уменьшается до давления равного давлению насыщения, за счет увеличения количества растворенного газа (рис. 2.1). С увеличением количества растворенного углеводородного газа величина плотности уменьшается.

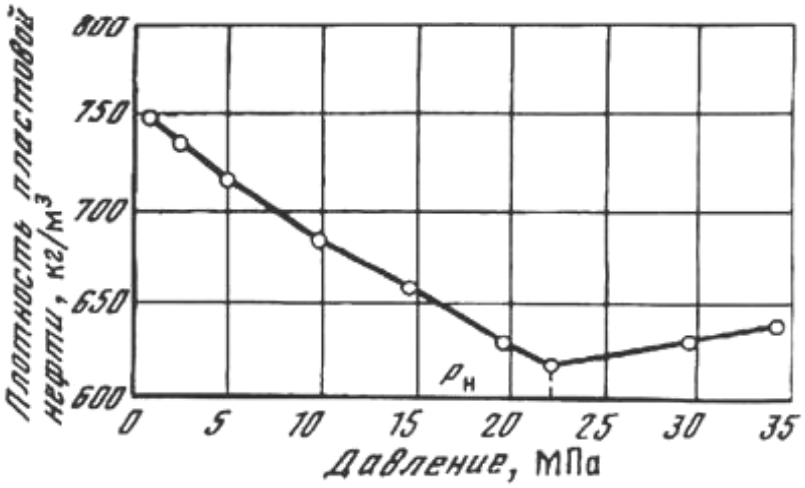


Рис. 2.1 . Изменение плотности пластовой нефти в зависимости от давления

Не все газы, растворяясь в нефти, одинаково влияют на её плотность. С повышением давления плотность нефти значительно уменьшается при насыщении её углеводородными газами. Плотность нефтей при насыщении азотом или углекислым газом несколько возрастает с увеличением давления. С повышением температуры в области давлений меньше давления насыщения плотность пластовых нефтей будет возрастать.

В залежи величина плотности возрастает от купола к крыльям и к подошве.

Вязкость – важнейшее технологическое свойство нефтяной системы. Величина вязкости учитывается при оценке скорости фильтрации в пласте, при выборе типа вытесняющего агента, при расчете мощности насоса добычи нефти и др.

Нефть – неидеальная система. С точки зрения химии углеводороды и гетеросоединения взаимодействуют друг с другом (физическое, Ван-дер-Ваальсов-ское взаимодействие). С точки зрения математики все наблюдаемые макрохарактеристики нефтяных систем нельзя рассчитывать по принципу аддитивности. Параметр вязкость наиболее тесно коррелирует со степенью этих взаимодействий.

Вязкость (абсолютная, динамическая) – сила трения (внутреннего сопротивления), возникающая между двумя смежными слоями внутри жидкости или газа на единицу поверхности при их взаимном перемещении (рис. 2.2).

Динамическая вязкость определяется по уравнению Ньютона:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dv}{dy}, \qquad (2.30)$$

где A – площадь перемещающихся слоёв жидкости (газа) – см. рис. 2.2;

F – сила, требующаяся для поддержания разницы скоростей движения между слоями на величину dv;

dy – расстояние между движущимися слоями жидкости (газа);

dv – разность скоростей движущихся слоёв жидкости (газа).

μ – коэффициент пропорциональности, абсолютная, динамическая вязкость.

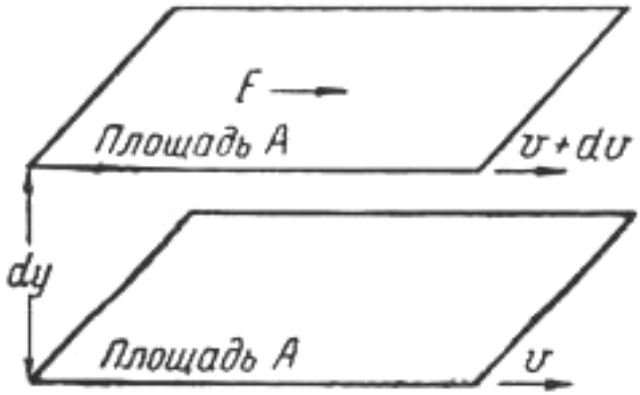


Рис. 2.2. Движение двух слоёв жидкости относительно друг друга

Размерность динамической вязкости определяется из уравнения Ньютона:

- система СИ – [Па·с, мПа·с];
- система СГС – [пуаз (пз), сантипуз (спз)] = [г/(см·с)].

С возрастанием температуры вязкость сепарированных нефтей уменьшается, а с возрастанием давления возрастает. С увеличением молекулярного веса фракций, плотности, температурного интервала выкипания фракций величина вязкости возрастает

С вязкостью связан параметр – текучесть **(**φ) – величина обратная вязкости:

$$\varphi = 1/\mu . \qquad (2.31)$$

Кроме динамической вязкости для расчётов используют также параметр кинематическую вязкость – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одной части жидкости относительно другой с учётом силы тяжести.

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} . \qquad (2.32)$$

Единицы измерения кинематической вязкости:

- система СИ – [$м^2/с$, $мм^2/с$];
- система СГС – [стокс (ст), сантистокс (сст)]; 1сст =$1 \cdot 10^{-4}$ $м^2/с$.

Вязкость пластовой нефти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной нефти, вследствие большого количества растворённого газа, повышенного давления и температуры (рис. 2.3).

Вязкость уменьшается с повышением количества углеводородного газа растворенного в нефти. При этом с увеличением молекулярной массы газового компонента (от CH_4 к C_4H_{10}) вязкость нефтей будет уменьшаться, а с увеличением молекулярной массы жидкого компонента (от C_5H_{12} к

высшим) вязкость нефтей будет возрастать. С увеличением количества азота растворенного в нефти вязкость пластовых нефтей будет возрастать. Повышение давления вызывает увеличение вязкости, а температуры - уменьшение. Вязкость "сырых" нефтей больше вязкости сепарированных. Вязкость смесей аренов больше вязкости смесей алканов. Чем больше в нефте содержится смол и асфальтенов (больше полярных компонентов), тем выше вязкость.

Вязкость нефти в пластовых условиях различных месторождений изменяется от сотен мПа·с до десятых долей мПа·с. В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости сепарированной нефти.

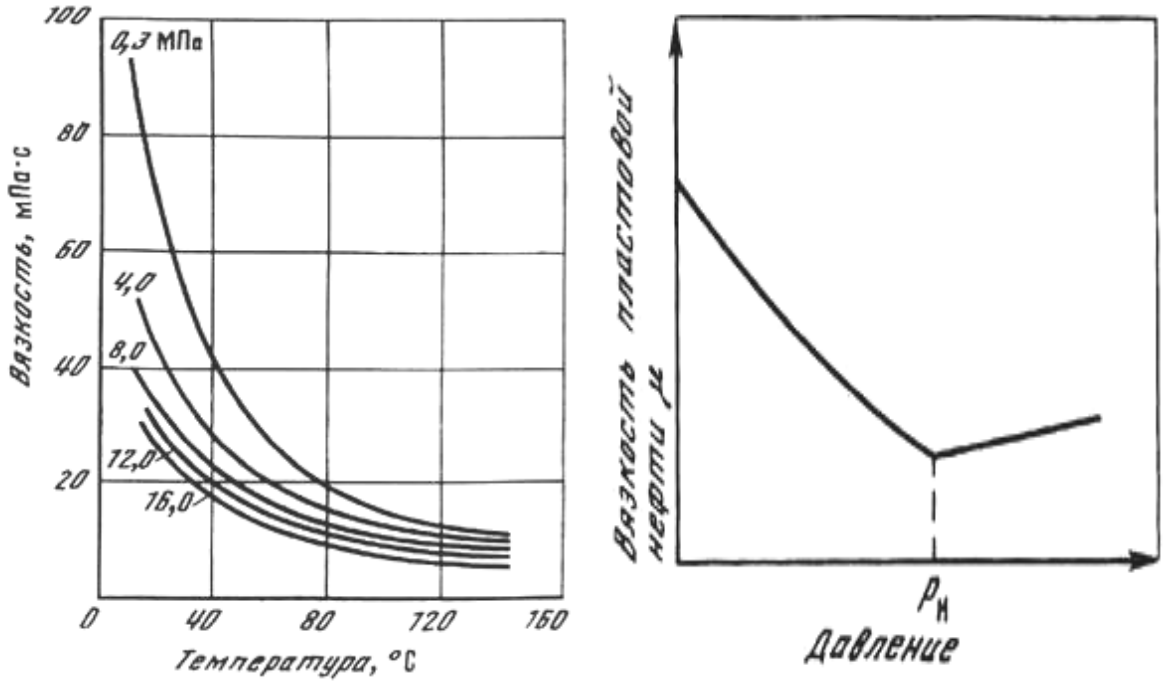


Рис. 2.3. Изменение вязкости пластовой нефти в зависимости от давления и температуры

Вязкость влияет на реологические свойства нефтей. Реология – наука, изучающая механическое поведение твердо-жидкообразных тел, структурно-механические свойства нефтей. В уравнении (2.30) координату скорости (dv) можно представить как dx /dt, где x - длина пути в направлении скорости движения v, а t – время. Величина dx/dy характеризует сдвиг (γ) слоев, деформацию. Соотношение F/A - есть величина касательного напряжения (τ), развиваемое в движущихся слоях жидкости. Тогда, для ньютоновских жидкостей уравнение Ньютона можно записать:

$$d\gamma/dt = \tau/\mu. \qquad (2.33)$$

У ньютоновских жидкостей скорость сдвига пропорциональна

касательному напряжению и обратно пропорциональна вязкости жидкости. Уравнение (2.33), описывающее связь между напряжением и скоростью сдвига, называется реологическим.

Реологические характеристики нефтей в значительной степени определяются содержанием в них смол, асфальтенов и парафина.

Вязкопластичное течение жидкости описывается уравнением Бингама:

$$\tau = \tau_o + \mu^* (d\gamma/dt), \qquad (2.34)$$

где τ_o – динамическое напряжение сдвига;

μ^* - кажущаяся вязкость пластичных жидкостей, равнаяугловому коэффициенту линейной части зависимости $d\gamma/dt = f(\tau)$.

Движение вязкопластичных нефтей аппроксимируется степенным законом зависимости касательного напряжения от модуля скорости деформации:

$$\tau = K(d\gamma/dt)^n, \qquad (2.35)$$

где К – мера консистенции жидкости, с увеличением вязкости возрастает;

n – показатель функции, при n =1, уравнение (2.35) описывает течение ньютоновских жидкостей.

Сжимаемость нефти. Нефть, как и все жидкости, обладает упругостью, т.е. способностью изменять свой объём под действием внешнего давления. Уменьшение объёма характеризуется коэффициентом сжимаемости (или объёмной упругости) β:

$$\beta_н = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P}. \qquad (2.36)$$

Коэффициент сжимаемости зависит от давления, температуры, состава нефти и газового фактора. Нефти, не содержащие растворённого газа, обладают сравнительно низким коэффициентом сжимаемости (0,4-0,7 $ГПа^{-1}$), а лёгкие нефти со значительным содержанием растворённого газа – повышенным коэффициентом сжимаемости (до 14 $ГПа^{-1}$). Следовательно, с увеличением плотности коэффициент сжимаемости уменьшается, а с увеличением количества растворенного углеводородного газа коэффициент сжимаемости возрастает. Высокие коэффициенты сжимаемости свойственны нефтям, находящимся в пластовых условиях, близких к критическим. Возрастание пластовой температуры вызывает

увеличение коэффициентом сжимаемости.

С количеством растворённого газа в нефти также связан объёмный коэффициент b, характеризующий соотношение объёмов нефти в пластовых условиях и после отделения газа на поверхности при дегазации:

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{дег}}, \qquad (2.37)$$

где $V_{пл}$ – объём нефти в пластовых условиях;

$V_{дег}$ – объём нефти при атмосферном давлении и температуре 20°С после дегазации.

Используя объёмный коэффициент, можно определить усадку нефти (U), т.е. уменьшение объёма пластовой нефти при извлечении её на поверхность (в %):

$$U = \frac{b-1}{b} \cdot 100\%, \qquad (2.38)$$

Усадка некоторых нефтей достигает 45-50%.

Теплота сгорания характеризует количество тепла, выделившегося при сгорании 1 кг жидкости. Различают высшую ($Q_в$) и низшую ($Q_н$) теплоту сгорания. Высшая теплота сгорания – это количество тепла, выделившегося при сгорании 1 кг жидкости при наличии в ней влаги. Низшая теплота сгорания – это количество тепла, выделившегося при сгорании 1 кг жидкости за вычетом тепла направленного на испарения воды и влаги. С увеличением молекулярной массы газообразного углеводорода, влажности, молекулярной массы фракций теплота сгорания растет.

Диэлектрические свойства нефтей. Нефть – диэлектрик. Диэлектрическая проницаемость (ε) показывает, во сколько раз взаимодействие между электрическими зарядами в данном веществе меньше, чем в вакууме, при прочих равных условиях. Теоретически считается что если у вещества $\varepsilon < 2,5$, то вещество считается диэлектрик. Величины диэлектрической проницаемости измененяются в следующих диапазонах: для воздуха → 1 – 1,0006; для нефти → 1,86 – 2,38; для нефтяного газа → 1,001 – 1,015; для смол и асфальтенов → 2,7 – 2,8; для воды → 80 – 80,1. С увеличением минерализации диэлектрическая проницаемость будет падать. Например, для растворов NaCl в воде при концентрации NaCl равной 5,6% диэлектрическая проницаемость воды равна – 69,1, а при концентрации NaCl равной 10,7% диэлектрическая

проницаемость уменьшится до 59.

Физические свойства и состав нефти в пределах одного и того же пласта не всегда остаются постоянными. Изменение свойств нефти зависит, в основном, от глубины залегания пласта.

В залежах, не имеющих выхода на поверхность и окруженных краевыми водами, плотность нефти и количество смол увеличиваются с глубиной залегания. Плотность нефти увеличивается от свода к крыльям залежи. В сводовой части залежи всегда больше газа. Ближе к зонам водонефтяного контакта происходят окислительные процессы, что увеличивает плотность нефти в приконтурных зонах.

Вязкость нефти увеличивается от купола свода к крыльям. Давление насыщения нефти газом и количество растворенного газа в единице объема нефти уменьшается по направлению к водонефтяному контакту, а, следовательно, и объемный коэффициент нефти уменьшается к крыльям складки.

Состав газа в куполе складки имеет больше азота, метана, этана, пропана приблизительно на 2%, чем в крыльях. Бутановых углеводородов больше находится в крыльях.

Каждая залежь имеет свой комплекс причин изменения свойств нефти по пласту. Одним из методов исследования изменения свойств нефти по залежи является фотоколориметрия. В основе метода лежит способность раствора поглощать световой поток. Степень поглощения светового потока (колориметрические свойства нефти) зависят от содержания асфальто-смолистых веществ. Вместе с изменением содержания последних в нефти изменяются ее вязкость, плотность и другие свойства. Поэтому по изменению колориметрических свойств нефти можно судить и об изменении других ее параметров. Зная начальное распределение свойств нефти по залежи и динамику изменения состава и свойств нефти, добываемых из скважин, можно, например, судить о направлениях движения нефти в пласте, устанавливать взаимосвязи нефтяных и нагнетательных скважин, оценивать продуктивность отдельных пропластков.

Контрольные вопросы:

1 Какие нефти различают по консистенции?
2 Что относится к парафиновым углеводородам?
3 Что относится к нафтеновым углеводородам?
4 Что отражает фракционный состав нефти?
5 Что относится к гетероатомным соединениям?
6 Дать определение плотности и вязкости нефтей.
7 Согласно какого уравнения определяется динамическая вязкость?
8 Каким уравнением описывается вязкопластичное течение

жидкости?

9 Используя какой коэффициент можно определить усадку нефти?

10 Назовите диэлектрические свойства нефтей.

11 Что характеризует теплота сгорания нефти?

12 Какой метод определения применяется для исследования свойств нефти?

13 От чего зависит Степень поглощения светового потока (колориметрические свойства нефти)?

14 В какой зоне залежи происходят окислительные процессы?

Список литературы:

1 Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. - М.: Недра. 1997.- 172 с.

2 Богомолов А. И., Темянко М. Б., Хотынцева Л.И. Современные методы исследования нефтей. - Л.: Недра, 1994, с.182-192.

3 www.neftegaz.ru

4 www.drilling.ru

5 Мамуна В. Н., Теребин В. В., Ульяновский В. В. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. – М.: ГОСИНТИ, 1990. -158с.

6 Крец В.Г., Лене Г.В. Основы нефтегазодобычи. Учебное пособие / Под ред. канд. геол.-мин. наук Г.М. Волощука. Томск: Изд-во Томск, ун-та, 2000.- 220 с.

Лекция №8. Состав и физико-химические свойства пластовой воды

1 Состав пластовой воды

2 Физико-химические свойства пластовой воды

Электролитом называются химические соединения, которые при взаимодействии с растворителем полностью или частично диссоциируют на ионы.

Минерализация воды - содержание в ней растворённых солей в г/л.

По мере эксплуатации нефтяных месторождений скважины постепенно обводняются. Содержание пластовой воды в скважинной продукции растёт и может достигать 95 - 98%. Поэтому важно знать, какое влияние оказывает пластовая вода на процесс добычи нефти и газа.

Состав пластовых вод разнообразен и зависит от природы

эксплуатируемого нефтяного пласта, физико-химических свойств нефти и газа.

Различают следующие виды пластовых вод:

- подошвенные (вода, заполняющая поры коллектора под залежью);
- краевые (вода, заполняющая поры вокруг залежи);
- промежуточные (между пропластками);
- остаточные (оставшаяся со времён образования залежи вода).

Все эти виды вод представляют собой единую гидродинамическую систему. Пластовая вода часто является агентом, вытесняющим нефть из пласта. Следовательно, её свойства влияют на количество вытесненной нефти.

Минерализация воды характеризует содержание в ней растворённых солей в г/л. В пластовых водах всегда растворено некоторое количество солей. По степени минерализации пластовые воды делятся на четыре типа:

- рассолы ($Q>50$ г/л);
- солёные ($10<Q<50$ г/л);
- солоноватые ($1<Q<10$ г/л);
- пресные ($Q\leq 1$ г/л).

Минерализация пластовой воды растёт с глубиной залегания пластов.

В пластовой воде содержатся ионы растворённых солей:

- анионы: OH^-; Cl^-; SO_4^{2-}; CO_3^{2-}; HCO_3^-;
- катионы: H^+; K^+; Na^+; NH_4^+; Mg^{2+}; Ca^{2+}; Fe^{3+};
- ионы микроэлементов: I^-; Br^-;
- коллоидные частицы SiO_2; Fe_2O_3; Al_2O_3;
- нафтеновые кислоты и их соли.

Больше всего в воде содержится хлористых солей, до 80-90% от общего содержания солей. В количественном отношении катионы солей пластовых вод располагаются в следующий ряд: Na^+; Ca^{2+}; Mg^{2+}; K^+; Fe^{3+}.

Большое значение на растворимость солей и увеличение их концентрации в пластовых водах оказывает температура и парциальное давление CO_2. Максимальная растворимость $CaCO_3$ в воде наблюдается при 0^oC, с возрастанием температуры она падает. Максимальная растворимость гипса ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$) в воде наблюдается при 40^oC. С дальнейшим возрастанием температуры она уменьшается. С увеличением парциальное давление CO_2 растворимость $CaCO_3$ возрастает. Уменьшение пластового давления усиливает процесс выпадения солей $CaCO_3$ и др. Изменение термобарической обстановки в пласте даже при небольшой минерализации пластовых вод влияет на растворимость солей и

выпадение их.

По типу растворённых в воде солей различают хлоркальциевые (хлоркальциево-магниевые) и гидрокарбонатные (гидрокарбонатно-натриевые, щелочные) пластовые воды. Тип пластовой воды определяется анионом. Гидрокарбонатный тип воды определяется солями угольной кислоты, необходимо наличие карбонат - CO_3^{2-}, или бикарбонат - HCO_3^- аниона. Соли всех остальных кислот относятся к хлоркальциевому типу. В основном, это соли соляной кислоты – хлориды (Cl^-).

Соли пластовых вод влияют и определяет её жёсткость. Жёсткостью называется суммарное содержание растворённых солей двухвалентных катионов: кальция, магния и железа.

Жёсткость различают временную (карбонатную) и постоянную (некарбонатную). Временная жёсткость или карбонатная ($Ж_к$) обусловлена содержанием в воде карбонатов или гидрокарбонатов двухвалентных металлов: кальция, магния, железа.

Постоянная жёсткость или некарбонатная ($Ж_{нк}$) обусловлена наличием в воде сульфатов или хлоридов (или соли других кислот) двухвалентных металлов: кальция, магния, железа.

Общая жёсткость воды определяется как сумма карбонатной и некарбонатной:

$$Ж_о = Ж_к + Ж_{нк} \qquad (2.39)$$

Жёсткость воды оценивается содержанием в ней солей в миллиграмм эквивалентах на литр $\left(\frac{мг-экв}{л}\right)$.

$Ж_к$, $Ж_{нк}$ оценивают как сумму жесткостей всех i-ых ионов ($\sum g_i$):

$$Ж_о = \Sigma g_i \qquad (2.40)$$

Жесткость иона оценивается отношением массы иона к его эквиваленту:

$$g_{v,i} = \frac{m_{v,i}}{э_i}, \qquad (2.41)$$

где m_{vi} – концентрация i-го иона в воде (мг/л);

$э_i$ – эквивалент i-го иона.

Эквивалент иона оценивается отношением молекулярной массы иона (M_I) к его валентности (n):

$$э_i = \frac{M_i}{n}, \qquad (2.42)$$

где M_i – молекулярная масса иона;

n – валентность иона.

Природные воды в зависимости от содержания в них двухвалентных катионов кальция, магния, железа подразделяются на следующие типы:

- очень мягкая вода – до 1,5 мг-экв./л;
- мягкая вода – 1,5-3,0 мг-экв./л;
- умеренно жёсткая вода – 3,0-6,0 мг-экв./л;
- жёсткая вода – более 6 мг-экв./л.

Жесткость пластовой воды и ее тип по жесткости определяется экспериментально-расчетным.

Временную (карбонатную) жёсткость можно устранить термическим методом, длительным кипячением или химическим методом – добавлением гидроксида кальция $Ca(OH)_2$. В обоих случаях выпадает в осадок карбонат кальция $CaCO_3$.

Постоянную жёсткость устраняют химическим способом с помощью добавления соды или щёлочи.

Содержание водородных ионов в воде определяется показателем концентрации водородных ионов (pH), который равен отрицательному логарифму концентрации ионов водорода:

$$pH = -lg\, C_{H^+}, \qquad (2.43)$$

где $C_{н+}$ – концентрация ионов водорода.

Показатель pH характеризует активную часть ионов водорода, которая образовалась в результате диссоциации молекул воды.

В зависимости от pH воды подразделяются на:

- нейтральные (pH=7);
- щелочные (pH>7);
- кислые (p<7).

Поскольку константа диссоциации воды зависит от температуры и давления, то эти параметры влияют на величину pH. С возрастанием температуры pH уменьшается и это обстоятельство необходимо учитывать при закачке воды в пласт.

Плотность пластовых вод сильно зависит от минерализации, т.е. содержания растворённых солей. В среднем плотность пластовой воды изменяется в диапазоне: 1010-1210 кг/м^3, однако встречается и исключение - 1450 кг/м^3. Пластовые воды месторождений нефтей и

газоконденсатов Томской области имеют небольшую плотность: для мезозойских месторождений → 1007 – 1014 кг/м^3; для палеозойских → 1040 – 1048 кг/м^3; сеноманские воды → 1010 – 1012 кг/м^3;

Вязкость воды в пластовых условиях зависит, в основном, от температуры и минерализации. С возрастанием минерализации вязкость возрастает. Наибольшую вязкость имеют хлоркальциевые воды по сравнению с гидрокарбонатными и они приблизительно в 1,5-2 раза больше вязкости чистой воды. С возрастанием температуры вязкость уменьшается. От давления вязкость зависит двояко: в области низких температур (0-40^{o}C) с возрастанием давления вязкость уменьшается, а в области высоких температур (выше 40^{o}C) возрастает.

Тепловое расширение воды характеризуется коэффициентом теплового расширения:

$$E = \frac{\Delta V}{V \bullet \Delta t}. \qquad (2.44)$$

Из формулы следует, что коэффициент теплового расширения воды (E) характеризует изменение единицы объёма воды при изменении её температуры на 1°C. По экспериментальным данным в пластовых условиях он колеблется в пределах (18-90)·10^{-5} 1/°C. С увеличением температуры коэффициент теплового расширения возрастает, с ростом пластового давления – уменьшается.

Коэффициент сжимаемости воды характеризует изменение единицы объёма воды при изменении давления на единицу:

$$\beta_в = \frac{\Delta V}{\Delta P \cdot V}. \qquad (2.45)$$

Коэффициент сжимаемости воды изменяется для пластовых условий от 3,7·10^{-10} до 5,0·10^{-10} Па$^{-1}$. При наличии растворённого газа он увеличивается, и приближённо может оцениваться по формуле:

$$\beta_{вг} = \beta_в (1+0{,}05 \cdot S), \qquad (2.46)$$

где S – количество газа, растворённого в воде, м^3/м^3.

Объёмный коэффициент пластовой воды характеризует отношение удельного объёма воды в пластовых условиях к удельному объёму воды в стандартных условиях:

$$\boldsymbol{b}_{п.в.} = \frac{v^{пласт}}{v^{с.у.}} . \qquad (2.47)$$

Увеличение пластового давления способствует уменьшению объёмного коэффициента, а рост температуры – увеличению. Объёмный коэффициент изменяется в пределах 0,99-1,06.

Соли пластовых вод – электролиты. Электролитом называются химические соединения, которые при взаимодействии с растворителем полностью или частично диссоциируют на ионы. Электрические свойства имеют ионную природу, и пластовая вода проявляет электрические свойства. Электропроводность пластовых вод имеет широкое применение.

Удельная электропроводность (χ) характеризует количество электричества, которое протекает в 1 секунду через 1 $см^2$ поперечного сечения раствора электролита (S) при градиенте электрического поля в 1 в (R) на 1 см длины (L). Удельная электропроводность обратно пропорционально связана с удельным сопротивлением раствора ρ:

$$\chi = L / (RS), \qquad \chi = 1/\rho. \qquad (2.48)$$

Удельная электропроводность имеет размерность в системе СИ $[ом \cdot м]^{-1}$, в системе СГС $[ом \cdot см]^{-1}$. С увеличением минерализации и полярности удельная электропроводность растет. Удельная электропроводность изменяется в диапазонах: у речной воды = $10^{-1} – 10^{-2}$; пластовой воды = $10^{-1} – 1$; морской воды = 3 – 4; воды с 5% содержанием NaCl = 6,6; воды с 20% содержанием NaCl = 20; нефтей = $0,5 \cdot 10^{-7} – 0,5 \cdot 10^{-6}$; газоконденсатов = $10^{-10} – 10^{-16}$ $[ом \cdot м]^{-1}$.

Вода, находясь в контакте с нефтью, частично в ней растворяется. Коэффициент растворимости нефти в воде зависит от наличия в воде полярных составляющих. Чем легче нефть, тем меньше в ней растворено воды. Нефти парафинового основания содержат мало воды. С ростом в нефти содержания ароматических углеводородов и гетероатомных соединений, растворимость воды в нефти растёт.

За счёт растворения воды в нефти происходят изменения в зоне водонефтяного контакта. Чёткой границы вода-нефть не существует ("зеркало" не образуется). За счёт растворения воды в нефти и диспергирования их друг в друга образуется так называемая "переходная зона", высота которой зависит от величины полярности нефти.

Контрольные вопросы:

1 Что происходит по мере эксплуатации нефтяных месторождений

скважины?

2 Какие виды пластовых вод различают?

3 От чего зависит состав пластовых вод?

4 На какие четыре группы по степени минерализации делятся пластовые воды?

5 Что называется жесткостью (временной и постоянной)?

6 Что определяет общую жесткость воды?

7 Чем оценивается жёсткость воды ?

8 На какие типы подразделяются природные воды в зависимости от содержания в них двухвалентных катионов кальция, магния, железа?

9 Каким коэффициентом характеризуется тепловое расширение воды?

10 Что характеризует коэффициент сжимаемости воды?

11 Что характеризует объёмный коэффициент пластовой воды?

12 Что характеризует электропроводность пластовых вод**?**

13 Чему обратно пропорциональна удельная электропроводность?

Список литературы:

1 Задора Г. И. Содержание растворенной воды в конденсатах и ее влияние на их физико-химические и товарные свойства. /Труды МИНХ и ГП им. И. М. Губкина. - М.: Недра, 1970. - вып. 88, с. 239-242.

4 www.neftegaz.ru

5 www.drilling.ru

3 Курбанов А.К., Куранов И.Ф. Влияние смачиваемой породы на процесс вытеснения нефти водой // НТС по добыче нефти. М.: Недра, 1994. - № 24. - С. 47-54.

Лекция №9. Фазовые состояния углеводородных систем

1 Схема фазовых превращений однокомпонентных систем

Давление насыщения газа - давление, при котором газ начинает конденсироваться.

В процессе разработки месторождений в пластах непрерывно изменяются давление, температура. Это сопровождается непрерывным изменением состава газовой и жидкой фаз и переходом различных углеводородов из одной фазы в другую. Особенно быстро такие превращения происходят при движении нефти по стволу скважины от забоя к устью.

Дальнейшее движение нефти и газа к потребителю также сопровождается непрерывными фазовыми превращениями. Закономерности фазовых переходов и фазовое состояние газонефтяных смесей при различных условиях необходимо знать для решения многих задач.

Интенсивность выделения газовой фазы из нефти зависит от многих факторов, основными из которых являются:

- темп снижения давления и температуры при движении нефтяного потока;
- наличие в составе нефти лёгких углеводородов (C_2–C_6);
- молекулярная масса нефти;
- вязкость нефти.

Углеводородные газы, подобно всем индивидуальным веществам, изменяют свой объём при изменении давления и температуры. На рис. 3.1 представлена диаграмма фазового состояния для чистого этана. Каждая из кривых соответствует фазовым изменениям при постоянной температуре и имеет три участка. Слева от пунктирной линии отрезок соответствует газовой фазе, горизонтальный участок – двухфазной газожидкостной области, левый участок – жидкой фазе. Отрезок пунктирной линии вправо от максимума в точке С называется кривой точек конденсации (или точек росы), а влево от максимума – кривой точек парообразования (кипения). В точке С пунктирной линии кривые парообразования и конденсации сливаются. Эта точка называется критической.

С приближением температуры и давления к критическим значениям свойства газовой и жидкой фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела между ними исчезает, и плотности их уравниваются. Следовательно, с приближением к критической точке по кривой начала кипения плотность жидкой фазы будет непрерывно убывать. Если же к ней приближаться по линии точек конденсации, то плотность пара будет непрерывно возрастать.

Для индивидуальных углеводородов граничным давлением между жидкой и газовой фазой является давление упругости паров (при данной температуре), при котором происходит конденсация или испарение.

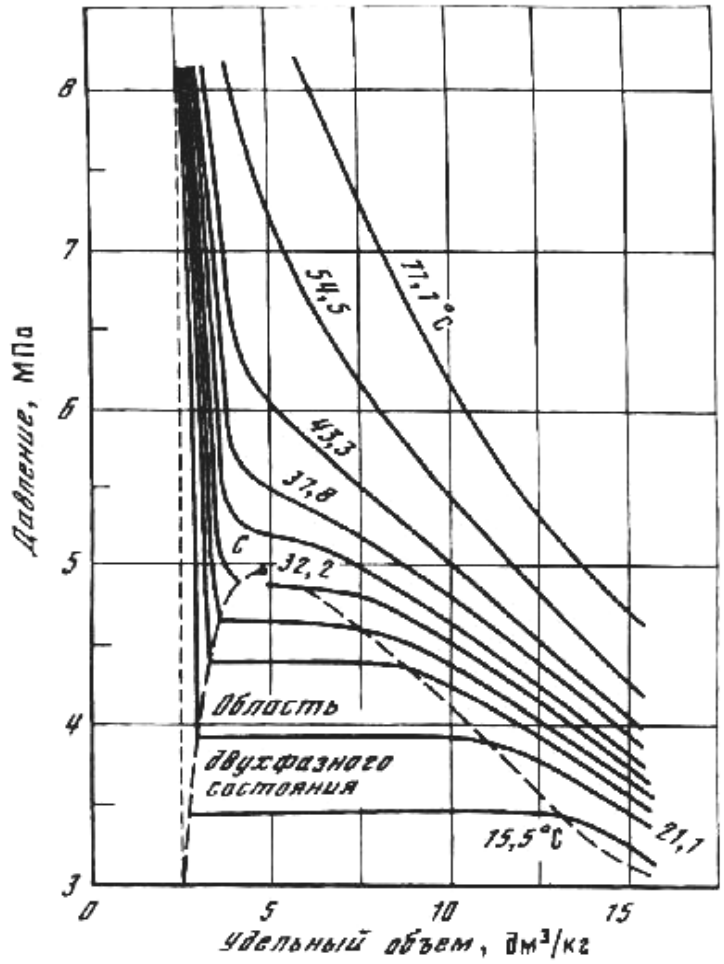


Рис. 3.1. Диаграмма фазового состояния чистого этана

Обе фазы (жидкость и пар) при данной температуре присутствуют в системе только в том случае, если давление равно упругости насыщенного пара над жидкостью. Давление, при котором газ начинает конденсироваться называется давлением насыщения для газа.

Фазовые превращения углеводородов можно также представить в координатах давление-температура (рис. 3.2). Для однокомпонентной системы кривая давления насыщенного пара на графике давление-температура является одновременно кривой точек начала кипения и линией точек росы. При всех других давлениях и температурах вещество находится в однофазном состоянии.

Фазовая диаграмма индивидуальных углеводородов ограничивается критической точкой С (рис. 3.2). Для однокомпонентных систем эта точка определяется наивысшими значениями давления и температуры, при которых ещё могут существовать две фазы одновременно. Из рисунка 3.2 следует, что путём соответствующих изменений давления и температуры углеводороды можно перевести из парообразного состояния в жидкое, минуя двухфазную область. Газ, характеризующийся параметрами точки А (рис. 3.2), можно изобарически нагреть до температуры точки В, а

затем, повысив давление в системе при постоянной температуре, перевести вещество в область точки D, расположенную выше критической точки C, и далее в область точки E.

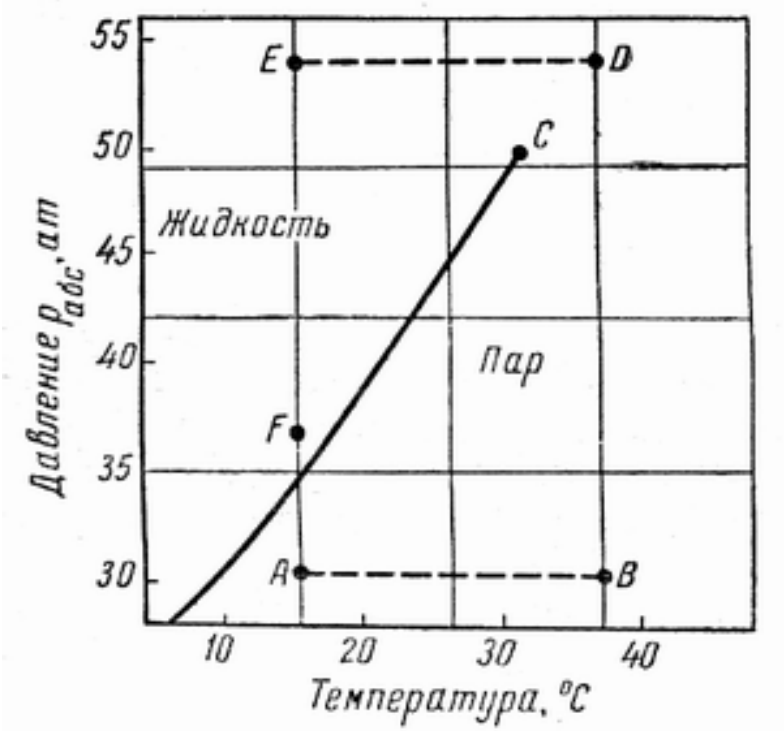


Рис. 3.2- Диаграмма фазового состояния чистого этана в координатах Т-Р

Свойства системы при этом изменяются непрерывно, и разделения углеводорода на фазы не произойдёт. При дальнейшем охлаждении системы (от точки D до точки E), а затем при снижении давления до точки F вещество приобретёт свойства жидкости, минуя область двухфазного состояния.

Значительно сложнее закономерности фазовых переходов двух- и многокомпонентных систем.

В смеси углеводородов каждый компонент имеет собственные значения упругости насыщенных паров, поэтому процессы конденсации и испарения не будут проходить при конкретных значениях давления и температуры, а в определённом диапазоне значений давления и температуры. Границы диапазона будут тем больше, чем больше разница между критическими значениями давления и температуры индивидуальных компонентов, входящих в систему. Для многокомпонентных систем, в силу их неидеальности, возможны существование двух фаз при температурах или давлениях выше критических величин. Явления существования двух фаз при изотермическом или изобарическом расширении (сжатии) смеси в области выше критических температур и давлений называются ретроградными явлениями или процессами обратного испарения и конденсации.

Изотермические ретроградные явления происходят только при температурах выше критической и ниже максимальной двухфазной температуры. Изобарические процессы испарения и конденсации наблюдаются между критическим и максимальным двухфазным давлением. Такие явления характерны, в основном, для газоконденсатных месторождений, имеющих высокие пластовые температуры и давления.

Степень насыщения газоконденсатной залежи высококипящими углеводородами (конденсатом) определяется величиной газоконденсатного фактора. По аналогии с газовым фактором ($Г^{o}$) для нефтяных месторождений (см. разд. 2.1.) понятие газоконденсатный фактор ($К^{o}$) применяется для конденсатных залежей и представляет собой отношение количества (дебита) газа в $м^3$ к количеству стабильного конденсата в $м^3$. Величина, обратная газоконденсатному фактору, называется выход конденсата. Нефть и конденсат, полученные непосредственно на промысле при данных температурах и давлениях, называются сырыми. Нефть и конденсат, прошедшие процессы дегазации (сепарации), стабилизации при стандартных условиях называются стабильными.

Контрольные вопросы:

1 Что непрерывно изменяется в процессе разработки месторождений в пластах?

2 От каких основных факторов зависит интенсивность выделения газовой фазы из нефти?

3 Что называется ретроградными явлениями или процессами обратного испарения и конденсации?

4 Как называются нефть и конденсат, прошедшие процессы дегазации (сепарации), стабилизации при стандартных условиях?

5 Как называются нефть и конденсат, полученные непосредственно на промысле при данных температурах и давлениях?

Список литературы:

1 Персиянцев М.Н. и др. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов / М.Н. Персиянцев, М.М. Кабиров, Л.Е. Ленченкова. — Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1999. 224 с.

2 Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. М.: Недра, 1999. - 285 с.

3 Разработка нефтяных месторождений / Н.И. Хисамутдинов, М.М. Хасанов, А.Г. Телин и др.; под ред. Н.И. Хисамутдинова. — М.:

Всероссийский научно-исследовательский институт организации управления и экономики нефтегазовой промышленности, 1994. — 262 с.

4 Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. М.: ООО «Недра Бизнесцентр», 1998. - 394 с.

Лекция №10. Фазовые переходы в нефти, воде и газе

1 Закон Дальтона
2 закон Рауля

Фазовые переходы подчиняются определённым закономерностям, в основе которых лежит понятие равновесия фаз. Равновесие фаз характеризуется константой равновесия, которая зависит от температуры и давления.

Константа фазового равновесия i-го компонента характеризуется отношением мольной доли компонента в газовой фазе (y_i или N_{yi}) к мольной доле этого компонента в жидкой фазе (x_i или N_{xi}), находящейся в равновесном состоянии с газовой фазой:

$$K_{P_i} = \frac{y_i}{x_i}; \qquad K_{P_i} = \frac{N_{y_i}}{N_{x_i}}. \tag{3.1}$$

Для определения равновесного состояния газожидкостных смесей используются законы Дальтона и Рауля.

Согласно закону Дальтона каждый компонент, входящий в газовую фазу имеет своё парциальное давление P_i, а общее давление в газовой системе равно сумме парциальных давлений:

$$P = \sum_{i=1}^{n} p_i \tag{3.2}$$

Согласно закону Рауля, парциальное давление компонента над жидкостью (нефтью) равно давлению насыщенного пара ($P_{нас.\ пара}$) или упругости пара (Q_i) и этого компонента, умноженному на его мольную долю в нефти:

$$p_i = N_{xi} \cdot Q_i \quad \text{или} \quad p_i = N_{xi} \cdot p_{i\,нас.пара}, \tag{3.3}$$

где Q_i – упругость паров компонента;

N_{xi} – мольная доля компонента;

$p_{інас.\ пара}$ – давление насыщенного пара i-го компонента.

В момент равновесия парциальное давление i-го компонента в газовой фазе равно парциальному давлению компонента над жидкостью. И это описывается законом Дальтона-Рауля для равновесного состояния газовой и нефтяной фазы:

$$N_{yi} \cdot P = N_{xi} \cdot Q_i ; \tag{3.4}$$

$$\frac{Q_i}{P} = \frac{N_{yi}}{N_{xi}} = \text{const} = K_{pi} , \tag{3.5}$$

где K_i – константа равновесия i-го компонента при данной температуре и давлении смеси.

Оценить состав газовой (N_{yi}) и жидкой (N_{xi}) фаз можно на основе уравнения материального баланса, записанного для одного моля нефтегазовой смеси (N_{zi}):

$$N_{zi} = N_{xi} \cdot L + N_{yi} \cdot V = N_{xi} \cdot L + K_{pi} \cdot N_{xi} \cdot V , \tag{3.6}$$

где L – мольная доля жидкой фазы;

V – мольная доля паровой фазы;

N_{zi} – мольные доли компонентов в нефтегазовой смеси.

По условию сумма мольной доли жидкой и паровой фаз равна единице. Отсюда:

$$V=1–L. \tag{3.7}$$

Используя уравнения (3.6) и (3.7) получим выражение для мольной доли компонента жидкой фазы:

$$N_{xi} = \frac{N_{zi}}{L + (1 - L) \cdot k_{pi}} , \tag{3.8}$$

или

$$N_{xi} = \frac{N_{zi}}{1 + V(k_{pi} - 1)} , \tag{3.9}$$

и для мольной доли компонента газовой фазы:

$$N_{yi} = \frac{N_{zi} \cdot k_{pi}}{1 + V \cdot (k_{pi} - 1)} \cdot \qquad (3.10)$$

Величины: V и L оцениваются и уточняются методом последовательных проб и приближений.

Контрольные вопросы:

1 Какое понятие лежит в основе фазовых переходов подчиняющихся определённым закономерностям?

2 Какой константой характеризуется равновесие фаз?

3 Какие два закона используются для определения равновесного состояния газожидкостных смесей (дать определение)?

4 На основе какого уравнения можно оценить состав газовой (N_{yi}) и жидкой (N_{xi}) фаз?

Список литературы:

1 www.neftegaz.ru

2 www.drilling.ru

3 Физико-геологические проблемы повышения нефтеотдачи пластов/ М.Ф. Мирчинк, А.Х. Мирзаджанзаде, Ю.В. Желтов и др. М.: Недра, 1995.- 232 с

4 Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1998. - 297 с.

Лекция №11. Поверхностно-молекулярные свойства системы пласт-вода-нефть-газ

1 Поверхностно-молекулярные свойства

2 Система пласт-вода-нефть-газ

Поверхностное натяжение σ – избыток свободной энергии сосредоточенной на одном квадратном сантиметре площади поверхностного слоя на границе раздела двух фаз.

Смачиванием называется совокупность явлений на границе соприкосновения трёх фаз, одна из которых обычно является твёрдым телом и две другие – не смешиваемые жидкости или жидкость и газ.

Адгезия – прилипание (сцепление поверхностей) разнородных тел.

Когезия – явление сцепления поверхностей разнородных тел, обусловленной межмолекулярным или химическим взаимодействием.

Нефтяной пласт представляет собой залежь осадочных пород в виде тела с огромным скоплением капиллярных каналов и трещин, поверхность которых очень велика. Поэтому закономерности движения нефти в пласте и её вытеснения из пористой среды зависят также и от свойств пограничных слоёв соприкасающихся фаз и процессов, происходящих на поверхности контакта нефти, газа и воды с породой.

На формирование залежей углеводородов оказывает влияние количество остаточной воды в залежи (остаточная водонасыщенность, $S_В$), которая в свою очередь зависит от свойств воды и углеводородов и от природы поверхности горной породы. Под природой поверхности понимаются гидрофильность – способность вещества смачиваться водой и гидрофобность – способность вещества не смачиваться водой.

Физико-химические свойства поверхностей раздела фаз и закономерности их взаимодействия характеризуются рядом показателей – поверхностным натяжением на границе раздела фаз, явлениями смачиваемости и растекания, работой адгезии и когезии, теплотой смачивания.

Поверхностное натяжение σ – избыток свободной энергии сосредоточенной на одном квадратном сантиметре площади поверхностного слоя на границе раздела двух фаз. По поверхностному натяжению пластовых жидкостей на различных поверхностях раздела можно судить о свойствах соприкасающихся фаз, закономерностях взаимодействия жидких и твёрдых тел, процессах адсорбции, количественном и качественном составе полярных компонентов в жидкости, интенсивности проявления капиллярных сил и т.д.

Поверхностное натяжение связано с такими понятиями как свободная энергия поверхностного слоя жидкости, сила поверхностного натяжения и работа поверхностного натяжения.

Поверхностное натяжение можно рассматривать как избыток свободной энергии сосредоточенной на 1 $см^2$ единицы поверхностного слоя на границе раздела фаз:

$$E = \sigma \cdot s, \qquad (4.1)$$

где σ – поверхностное натяжение;

s – суммарная поверхность двух фаз.

Поверхностного натяжения – это сила, действующая на единицу длины периметра взаимодействия двух фаз (линию смачивания):

$$F = \sigma \cdot \ell, \qquad (4.2)$$

где ℓ – линия смачиваемости.

Поверхностного натяжения – это работа, образования 1 см^2 новой поверхности в изотермических условиях:

$$A = \sigma \cdot s, \qquad (4.3)$$

Коэффициент поверхностного натяжения σ зависит от давления, температуры, газового фактора, свойств флюидов.

Если поверхностное натяжение на границе раздела между двумя жидкостями, газом и жидкостью можно измерить, то поверхностное натяжение на границе раздела порода-жидкость и породы-газа измерить трудно. Поэтому для изучения поверхностных явлений на границе порода-жидкость пользуются косвенными методами изучения поверхностных явлений: измерением работы адгезии и когезии, исследованием явлений смачиваемости и растекаемости, изучением теплоты смачивания.

Смачиванием называется совокупность явлений на границе соприкосновения трёх фаз, одна из которых обычно является твёрдым телом и две другие – не смешиваемые жидкости или жидкость и газ.

Капля жидкости может растекаться по поверхности, если поверхность хорошо смачивается, а если поверхность плохо смачивается, то капля растекаться не будет.

Интенсивность смачивания характеризуется величиной краевого угла смачивания Θ, образованного поверхностью твёрдого тела с касательной, проведённой к поверхности жидкости из точки её соприкосновения с поверхностью (рис. 4.1).

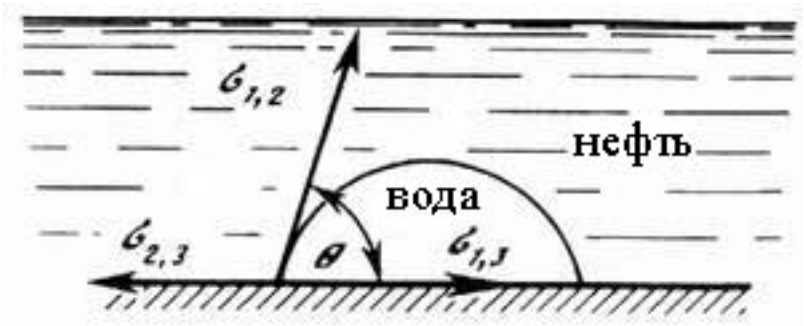


Рис. 4.1- Форма капли, обусловленная поверхностными натяжениями на различных границах соприкасающихся фаз

Краевой угол Θ измеряется в сторону более полярной фазы (в данном случае в сторону воды). Принято условно обозначать цифрой 1 водную фазу, цифрой 2 – углеводородную жидкость или газ, цифрой 3 – твёрдое тело.

Предполагая, что краевой угол Θ отвечает термодинамическому равновесию, получим уравнение, впервые выведенное Юнгом:

$$\sigma_{2,3} = \sigma_{3,1} + \sigma_{1,2} \cdot \cos\Theta, \qquad (4.3)$$

откуда получим выражение для краевого угла Θ:

$$\cos\Theta = \frac{\sigma_{3,2} - \sigma_{3,1}}{\sigma_{1,2}}. \qquad (4.4)$$

Если $\sigma_{23} > \sigma_{13}$, то $0 < \cos\Theta < 1$, из чего следует, что угол Θ – острый (наступающий), а поверхность – гидрофильная.

Если $\sigma_{23} > \sigma_{13}$, то $-1 < \cos\Theta < 0$, из чего следует, что угол Θ – тупой (отступающий), а поверхность – гидрофобная.

Существуют также переходные поверхности (т.н. амфотерные), которые хорошо смачиваются как полярными, так и неполярными системами.

К гидрофильным поверхностям относятся силикаты, карбонаты, окислы железа. К гидрофобным поверхностям – парафины, жиры, воск, чистые металлы.

Краевой угол смачивания зависит от строения поверхности, адсорбции жидкостей и газов, наличия ПАВ, температуры, давления, электрического заряда.

Поверхностные явления описываются также работой адгезии.

Адгезия – прилипание (сцепление поверхностей) разнородных тел.

Когезия – явление сцепления поверхностей разнородных тел, обусловленной межмолекулярным или химическим взаимодействием.

Работа адгезии оценивается уравнением Дюпре:

$$W_a = \sigma_{1,2} + \sigma_{2,3} + \sigma_{1,3}. \qquad (4.5)$$

Используя соотношения (4.3) и (4.5), мы получим уравнение Дюпре-Юнга:

$$W_a = \sigma_{1,2}(1+\cos\Theta). \qquad (4.6)$$

Из соотношения:

$$\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3} = \sigma_{1,2}\cos\Theta \qquad (4.7)$$

следует, что при смачивании свободная энергия единицы поверхности

твёрдого тела уменьшается на величину $\sigma_{1,2}\cos\Theta$, которую принято называть натяжением смачивания.

Работа когезии $W_к$ характеризует энергетические изменения поверхностей раздела при взаимодействии частиц одной фазы.

Из уравнения (4.6) следует, что на отрыв жидкости от поверхности твёрдого тела при полном смачивании (когда $\cos\Theta=0$) затрачивается работа, необходимая для образования двух жидких поверхностей – $2\sigma_{жг}$, т.е. $W_к = 2\sigma_{ж\,г}$, где $2\sigma_{жг}$ – поверхностное натяжение жидкости на границе с газом.

Это значит, что при полном смачивании жидкость не отрывается от поверхности твёрдого тела, а происходит разрыв самой жидкости, т.е. при полном смачивании $\sigma_{1,2} \le \sigma_{1,3}$.

Подставив в уравнение Юнга значения работ адгезии и когезии, получим:

$$\cos\Theta = \frac{2W_a - W_к}{W_к} \qquad (4.8).$$

Из этого уравнения следует, что смачиваемость жидкостью твёрдого тела тем лучше, чем меньше работа когезии (и поверхностное натяжение жидкости на границе с газом).

Для характеристики смачивающих свойств жидкости используют также относительную работу адгезии $z = W_a/W_к$.

Ещё одна характеристика, используемая для описания поверхностных явлений – теплота смачивания.

Установлено, что при смачивании твёрдого тела жидкостью наблюдается выделение тепла, так как разность полярностей на границе твёрдое тело–жидкость меньше, чем на границе с воздухом. Для пористых и порошкообразных тел теплота смачивания обычно изменяется от 1 до 125 кДж/кг и зависит от степени дисперсности твёрдого тела и полярности жидкости.

Теплота смачивания характеризует степень дисперсности твёрдого тела и природу его поверхности. Большее количество теплоты выделяется при смачивании той жидкостью, которая лучше смачивает твёрдую поверхность.

Если через q_1 – обозначить удельную теплоту смачивания породы водой, а через q_2 - обозначить удельную теплоту смачивания породы нефтью, то для гидрофильных поверхностей будет выполняться соотношение : $(q_1/ q_2) > 1$, а для гидрофобных: $(q_1/ q_2) < 1$.

Явления смачиваемости рассматривались для равновесного состояния системы. В пластовых условиях наблюдаются неустойчивые

процессы, происходящие на поверхности раздела фаз. За счет вытеснения нефти водой образуется передвигающийся трехфазный периметр смачивания. Угол смачивания изменяется в зависимости от скорости и направления движения жидкости (менисков жидкости, см. рис. 5.1.) в каналах и трещинах. Кинетическим гистерезисом смачивания принято называть изменение угла смачивания при передвижении по твердой поверхности трехфазного периметра смачивания. Величина гистерезиса зависит от:

- направления движения периметра смачивания, то есть от того, происходит ли вытеснение с твердой поверхности воды нефтью или нефти водой;
- скорости перемещения трехфазной границы раздела фаз по твердой поверхности;
- шероховатости твердой поверхности;
- адсорбции на поверхности веществ.

Явления гистерезиса возникают, в основном, на шероховатых поверхностях и имеют молекулярную природу. На полированных поверхностях гистерезис проявляется слабо.

Контрольные вопросы:

1 Что представляет собой нефтяной пласт?
2 Дать определение поверхностному натяжению фаз в залежи.
3 От чего зависит коэффициент поверхностного натяжения?
4 Что называется смачиванием?
5 Что характеризуется краевым углом смачивания?
6 Что относится к гидрофильным поверхностям?
7 Что относится к гидрофобным поверхностям?
8 От каких факторов зависит краевой угол смачивания?
9 Дать определение адгезии и когезии.
10 Каким уравнением оценивается работа адгезии?
11 Что принято называть кинетическим гистерезисом смачивания?
12 Что принято называть натяжением смачивания?
13 Что характеризует работа когезии $W_к$?
14 Что характеризует теплота смачивания?
15 В зависимости от чего изменяется угол смачивания?

Список литературы:

1 Разработка нефтяных месторождений / Н.И. Хисамутдинов, М.М. Хасанов, А.Г. Телин и др.; под ред. Н.И. Хисамутдинова. — М.: Всероссийский научно-исследовательский институт организации управления и экономики нефтегазовой промышленности, 1994. — 262 с.

2 Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. М.: ООО «Недра Бизнесцентр», 1998. - 394 с.

3 Ревизский Ю.В., Дыбленко В.П. Исследование механизма нефтеотдачи. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. - 317 с.

4 Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. М.: КУбК-а, 1997. -352 с.

Лекция №12. Физические основы вытеснения нефти, конденсата и газа из пористой среды.

1 Источники пластовой энергии
2 Силы, действующие в залежи

Эффект Жамена - явление, сопровождающееся действием дополнительных сопротивлений при движении пузырьков газа и несмешивающихся жидкостей в капиллярных каналах

Капиллярное давление - сила, противодействующая внешнему перепаду давлений.

Приток жидкости и газа из пласта в скважины происходит под действием сил, на природу и величину которых влияют виды и запасы пластовой энергии. В зависимости от геологического строения района и залежи приток нефти, воды и газа к скважинам обусловливается:

1) напором краевых вод;
2) напором газа, сжатого в газовой шапке;
3) энергией газа, растворенного в нефти и в воде и выделяющегося из них при снижении давления;
4) упругостью сжатых пород;
5) гравитационной энергией.

В зависимости от вида преимущественно проявляющейся энергии вводят понятия режимов работы залежи: водонапорный, режим газовой шапки (газонапорный), растворенного газа, упругий или упруговодонапорный, гравитационный и смешанный.

Водонапорный режим газовых месторождений, так же как и нефтяных залежей, возникает при наличии активных краевых вод или при искусственном наводнении пласта. Газовый режим залежи (или режим расширяющегося газа) возникает при условии, когда единственным источником является энергия сжатого газа, т. е. когда пластовые воды не активны.

Запасы пластовой энергии расходуются на преодоление сил вязкого

трения при перемещении жидкостей и газов к забоям скважин, на преодоление капиллярных и адгезионных сил.

Гидравлические сопротивления во время движения жидкости в пористой среде пропорциональны скорости потока и вязкости жидкостей. Эти сопротивления аналогичны сопротивлению трения при движении жидкости в трубах. Но в отличие от движения жидкости в трубах характер ее течения в микронеоднородной пористой среде имеет свои особенности. По результатам наблюдений за движением воды и нефти в пористой среде установлено, что в области водонефтяного контакта вместо раздельного фронтового движения фаз перемещается смесь воды и нефти. Жидкости в капиллярных каналах разбиваются на столбики и шарики, которые на время закупоривают поры пласта вследствие проявления капиллярных сил. Подобное образование смеси наблюдалось и в единичных капиллярах.

Чтобы представить механизм проявления капиллярных сил при движении водонефтяной смеси, остающейся позади водонефтяного контакта, рассмотрим условия перемещения столбика нефти в цилиндрическом капилляре, заполненном и смоченном водой (рис. 5.1).

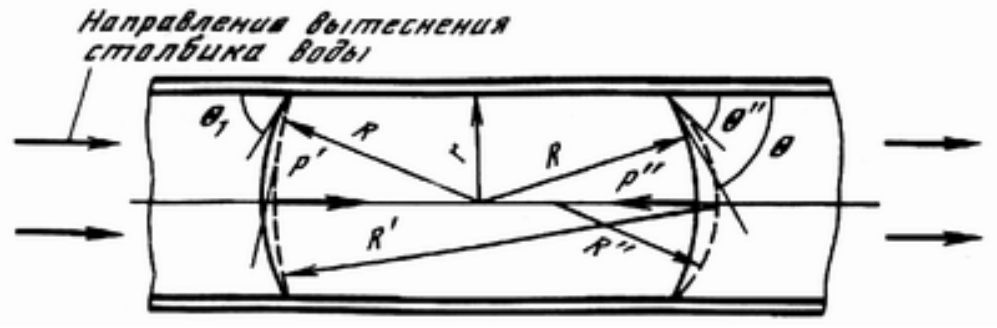


Рис. 5.1. Схема деформации капли нефти при её сдвиге в капилляре

Под действием капиллярных сил столбик нефти будет стремиться принять шарообразную форму, оказывая при это давление P на пленку воды между стенками капилляра и столбиком нефти:

$$P = \frac{2\sigma}{R} - \frac{\sigma}{r}, \qquad (5.1)$$

где σ – поверхностное натяжение на границе нефть-вода;

R – радиус сферической поверхности столбика нефти;

r – радиус ее цилиндрической поверхности.

Под действием давления, развиваемого менисками, происходит отток жидкости из слоя, отделяющего столбик нефти от стенок капилляра, продолжающийся до тех пор, пока пленка не достигнет равновесного

состояния. Эти пленки обладают аномальными свойствами, в частности повышенной вязкостью, и поэтому они неподвижны. Следовательно, с началом движения столбика нефти в капилляре возникнет сила трения, обусловленная давлением нефти на стенки капилляра. Кроме того, прежде чем столбик нефти сдвинется с места, мениски на границах фаз деформируются и займут положение, изображенное пунктирными линиями.

Разность давлений, созданных менисками, будет создавать силу, противодействующую внешнему перепаду давлений – капиллярное давление:

$$P_c = \frac{2\sigma}{r}(\cos\Theta'' - \cos\Theta'). \qquad (5.2)$$

Описанное явление, сопровождающееся действием дополнительных сопротивлений при движении пузырьков газа и несмешивающихся жидкостей в капиллярных каналах, впервые исследовано Жаменом и названо его именем – эффект Жамена. Многочисленные эффекты Жамена возникают также при движении газоводонефтяных смесей в пористой среде. Дополнительное сопротивление и капиллярное давление для единичных столбиков могут быть невелики. Но в пористой среде столбики образуются в больших количествах, и на преодоление капиллярных сил затрачивается значительная часть пластовой энергии. Капиллярные силы способствуют уменьшению проницаемости фаз.

В пористой среде водонефтяная смесь движется в капиллярах переменного сечения, при этом происходит деформация капель. При переходе глобул и шариков нефти, воды или газа из широкой части канала в суженную вследствие неравенства радиусов кривизны менисков возникает дополнительное противодавление.

Контрольные вопросы:

1 Чем обуславливается в зависимости от геологического строения района и залежи приток нефти, воды и газа к скважинам?

2 Какие вводят понятия режимов работы залежи в зависимости от вида преимущественно проявляющейся энергии?

3 При каких условии возникает газовый режим залежи (или режим расширяющегося газа)?

Контрольные вопросы:

4 Чему пропорциональны гидравлические сопротивления во время движения жидкости в пористой среде?

5 Дать определение капиллярному явлению.

6 Уменьшению чего способствуют капиллярные силы?

7 Дать определение эффекта Жамена.

Список литературы:

1 Байков У.М. Увеличение нефтеотдачи путем вытеснения нефти пластовой и сточными водами // Тр. ин-та / БашНИПИнефть. — 1992.- Вып. 31.-С. 153-158.

2 www.neftegaz.ru

3 www.drilling.ru

4 Курбанов А.К., Куранов И.Ф. Влияние смачиваемой породы на процесс вытеснения нефти водой // НТС по добыче нефти. М.: Недра, 1994. - № 24. - С. 47-54.

5 Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. — М.: Недра, 1994.

Лекция №13. Поверхностные явления при фильтрации пластовых жидкостей

1 Причины нарушения закона Дарси

2 Общая схема вытеснения из пласта нефти водой и газом

Капиллярное давление - сила, противодействующая внешнему перепаду давлений.

На закономерности фильтрации жидкостей и газов в пористой среде влияют не только границы раздела между нефтью, газом и водой, но и поверхностные явления, происходящие на границах твёрдое тело-жидкость. Понижение скорости фильтрации может быть вызвано химической фиксацией адсорбционных слоёв поверхностно-активных компонентов нефти, например кислотного типа, на активных местах поверхности минеральных зёрен.

В таких случаях может наблюдался непрерывное замедление фильтрации со временем до полной закупорки перовых каналов вследствие возрастания толщины коллоидных пленок.

Установлено, что эффект затухания фильтрации нефтей исчезает с увеличением перепадов давлении и повышением температуры до 60-б5°С. С повышением депрессии до некоторого предела происходит срыв (размыв) образованных ранее адсорбционно-сольватных слоев. Это одна из причин нарушения закона Дарси (нелинейный характер зависимости расхода от депрессии) при изменении режима фильтрации углеводородных жидкостей в пористой среде.

Дебиты скважин вследствие образования в пласте смоло-парафиновых отложений в ряде случаев уменьшаются, и для борьбы с этим прогревают призабойную зону или обрабатывай забой какими-либо средствами.

Другой причиной нарушения закона Дарси могут быть аномальные свойства жидкостей, связанные с отклонением от закона трения Ньютона.

В природных условиях наиболее распространены залежи, разрабатываемые на напорных режимах (или эти режимы работы воспроизводятся и поддерживаются искусственно путем нагнетания в залежь воды или газа). Нефть из таких залежей вытесняется внешними агентами – краевой или нагнетаемой водой, свободным газом газовой шапки или газом, нагнетаемым в пласт с поверхности. Несмотря на существенные различия в отдельных деталях процесса, общая качественная схема вытеснения нефти водой и газом имеет много общего.

Нефть и вытесняющий ее агент движутся одновременно в пористой среде. Однако полного вытеснения нефти замещающими ее агентами никогда не происходит, так как ни газ, ни вода не действуют на нефть как "поршни". Вследствие неоднородности размеров пор в процессе замещения вытесняющая жидкость или газ с меньшей вязкостью неизбежно опережает нефть. При этом насыщение породы различными фазами, а следовательно, и эффективная проницаемость для нефти и вытесняющих агентов непрерывно изменяются. С увеличением водонасыщенности, например до 50-60%, увеличивается количество воды в потоке в связи с возрастанием эффективной проницаемости породы для воды. При этом нефть уже не вытесняется из пор, а скорее увлекается струёй воды. Таким образом, по длине пласта образуется несколько зон с различной водонефтенасыщенностью. Типичная картина изменения водонасыщенности по длине пласта в один из моментов времени при вытеснении нефти водой приведена на рис. 5.2. Эта схема процесса представляется всеми исследователями как суммарный результат проявления капиллярных и гидродинамических сил.



Рис. 5.2- Изменение нефтеводонасыщенности по длине пласта при вытеснении нефти водой

Водонасыщенность пласта уменьшается от максимального значения S_{max}, соответствующего конечной нефтеотдаче на начальной линии нагнетания воды, до значения насыщенности погребённой воды $S_{п}$. При этом в пласте можно отметить три зоны. В первой из них, где водонасыщенность изменяется от S_{max} до $S_{ф}$, на условном контуре вытеснения она плавно понижается по направлению к нефтенасыщенной части пласта. Этот участок характеризует зону водонефтяной смеси, в которой постепенно вымывается нефть.

Второй участок (зона II) с большим уклоном кривой представляет собой переходную зону от вымывания нефти (зона I) к зоне III движения чистой нефти. Эту зону принято называть стабилизированной. Длина ее в естественных условиях может достигать нескольких метров.

Аналогичное распределение газа и нефти в пласте образуется при вытеснении нефти газом. Разница главным образом количественная в связи с различной вязкостью воды и газа.

Кроме свободного газа газовой шапки, нефть из пласта может вытесняться также газом, выделяющимся из раствора. Иногда растворенный газ является единственным источником энергии в залежи. Энергия растворенного в нефти газа проявляется в тех случаях, когда давление в залежи падает ниже давления насыщения нефти газом.

Свободный газ со снижением давления вначале выделяется у твердой поверхности, так как затрачиваемая работа, необходимая для образования пузырька у стенки (за исключением случая полного смачивания поверхности твердого тела жидкостью), меньше, чем необходимо для его образования в свободном пространстве жидкости. После образования пузырька газонасыщенность структуры увеличивается.

Вначале газовые пузырьки находятся далеко друг от друга, но, постепенно расширяясь, газонасыщенные участки соединяются друг с другом. После образования пузырьков газа они вытесняют нефть из пласта в том объеме, который занимают в поровом пространстве. Такой эффективный процесс вытеснения продолжается до тех пор, пока газонасыщенные участки перемежаются с нефтью (т. е. до образования сплошных газонасыщенных участков). С этого момента эффективность вытеснения нефти газом понижается по мере увеличения газонасыщенности пор пласта, так как малая вязкость газа позволяет ему быстрее нефти перемещаться к скважинам, в зоны пониженного давления (к забоям), по газонасыщенным участкам.

Контрольные вопросы:

1 Чем может быть вызвано понижение скорости фильтрации?

2 Что влияет на закономерности фильтрации жидкостей и газов в пористой среде?

3 Дать определение нарушению закона Дарси.

4 От чего уменьшается водонасыщенность пласта?

5 После чего газонасыщенность структуры увеличивается?

6 В следствии чего понижается эффективность вытеснения нефти газом?

7 Какие соотношения существуют между коэффициентами нефтенасыщенности и остаточной водонасыщенности в переходной зоне нефтяной залежи?

Список литературы:

1 Пирсон С. Д. Учение о нефтяном пласте. — М.: Гостоптехиздат, 1981. 570 с.

2 Физико-геологические проблемы повышения нефтеотдачи пластов / М.Ф. Мирчинк, А.Х. Мирзаджанзаде, Ю.В. Желтов и др. М.: Недра, 1995.-232 с

3 Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоистонеоднородных коллекторах: Автореф. . д-ра техн. наук. — Уфа: Изд-во Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2000. — 47 с.

Лекция №14. Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежи

1 Нефтеотдача пласта

2 Условия дренирования залежи

Коэффициент нефтеотдачи пласта - разность между начальной и остаточной (конечной) нефтенасыщенностью, отнесенную к начальной.

Макронеоднородное строение пластов – наиболее существенная причина неполной отдачи нефти пластом.

При современном уровне развития технологии и техники нефтедобычи физически возможный коэффициент нефтеотдачи значительно меньше единицы. Даже если сетка расположения скважин плотная, а водные факторы значительные, нефтеотдача редко достигает 70-80%

Нефтеотдача зависит от вида используемой энергии. Наибольшее ее значение отмечается в условиях вытеснения нефти водой, что связано обычно с большими запасами энергии краевых вод, которые могут быть даже неограниченными по сравнению с запасами энергии свободного газа, сжатого в газовой шапке и растворённого в нефти. Это объясняется также

большой эффективностью промывки пор водой, так как соотношение вязкостей нефти и воды более благоприятно при вытеснении нефти водой, чем газом. Наконец, увеличению нефтеотдачи при вытеснении нефти водой может благоприятствовать физико-химическое взаимодействие воды с породой и нефтью. Вода обладает лучшей отмывающей и вытесняющей способностью, чем газ.

Эффективность вытеснения нефти газом, выделяющимся из раствора, ниже эффективности при других источниках пластовой энергии. Это объясняется ограниченным объёмом газа, который имеется в пласте, и небольшим соотношением вязкостей газа и нефти, что способствует быстрому прорыву газа в скважины вследствие его большой подвижности. Газ, кроме того, является фазой, не смачивающей породы пласта, что способствует увеличению количества остаточной нефти.

Значительно эффективнее проявляется энергия газа из газовой шапки. В процессе расширения газа нефть перемещается к забою, и первоначально происходит эффективное вытеснение нефти из пласта при сравнительно небольшой его газонасыщенности. Дальнейшее снижение эффективности расширения газовой шапки обусловлено в основном несмачиваемостью твердой фазы газом и небольшой его вязкостью, что приводит к прорыву газа к скважинам через крупные каналы и более проницаемые зоны пласта.

Значительное влияние на нефтеотдачу залежей с газовой шапкой оказывает угол наклона пластов. При крутых углах падения пластов условия гравитационного отделения газа от нефти улучшаются, и эффективность вытеснения нефти газом повышается.

Низкая нефтеотдача естественных коллекторов объясняется микро- и макронеоднородным характером их строения. Микронеоднородный и сложный характер строения перового пространства – причина прорыва вод и газа по отдельным каналам и образования водонефтегазовых смесей в пористой среде. Совместное движение различных несмешивающихся фаз в пласте представляет собой сложный процесс, в котором капиллярные силы проявляются во много раз больше, чем при "поршневом" вытеснении нефти водой.

Известно, что вытеснение взаимно растворимых жидкостей характеризуется высокой нефтеотдачей, близкой к 95–100%.

Высокая вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды способствует уменьшению нефтеотдачи. По результатам исследований с увеличением вязкости нефти значительнее проявляются различные местные неоднородности физических свойств пород, приводящие к возникновению небольших, но многочисленных участков, обойденных фронтом воды и плохо ею промываемых.

На нефтеотдачу пластов в значительной степени влияет удельная

поверхность пород. Нефть гидрофобизует поверхность твердой фазы, и часть нефти, находящейся в пленочном состоянии, может быть удалена из пласта лишь специальными методами воздействия.

Макронеоднородное строение пластов – наиболее существенная причина неполной отдачи нефти пластом. Неоднородностью строения, свойств и состава пород объясняется появление зон, не промываемых водой и слабо дренируемых газом. Оказалось также, что нефтеотдача зависит от свойств пористой среды и условий вытеснения нефти водой и газом (количество и состав связанной воды, состав и физико-химические свойства нефти и горных пород, скорость вытеснения и др.).

Исходя из причин, вызывающих неполную отдачу пластом нефти, можно отметить следующие пластовые формы существования остаточной нефти:

1) капиллярно удержанная нефть;
2) нефть в пленочном состоянии, покрывающая поверхность твердой фазы;
3) нефть, оставшаяся в малопроницаемых участках, обойденных и плохо промытых водой;
4) нефть в линзах, отделенных от пласта непроницаемыми перемычками и не вскрытых скважинами;
5) нефть, задержавшаяся у местных непроницаемых экранов (сбросы и другие непроницаемые перемычки).

Пленочная нефть покрывает тонкой смачивающей пленкой поверхность твердой фазы пласта. Количество этой нефти определяется радиусом действия молекулярных сил твердой и жидкой фаз, строением поверхности минерала и размером удельной поверхности пород.

Измерения тонких слоев жидкости, а также исследования распределения остаточной воды в пористой среде показывают, что объем остаточной нефти, находящейся в пленочном состоянии, в реальных условиях во много раз меньше, чем капиллярно удержанной.

Кроме пленочной и капиллярно удержанной нефти, значительные ее количества могут оставаться в обойденных и плохо промытых водой участках, а также в изолированных линзах, тупиках и местных непроницаемых экранах и перемычках.

Небольшие значения коэффициентов нефтеотдачи естественных коллекторов свидетельствуют о значительном количестве нефти, остающейся пласте в виде мелких и больших ее целиков вследствие неоднородности строения пород и пластов.

Как уже упоминалось, наиболее эффективен водонапорный режим, и поэтому для повышения нефтеотдачи пластов при разработке залежей нефти следует стремиться к сохранению естественного или воспроизведению искусственного режима вытеснения нефти водой.

Технология заводнения может быть улучшена выбором таких параметров процесса, которые обеспечивают наилучшие условия вытеснения нефти водой. При заводнении залежей можно изменять режим (скорость) закачки воды в пласт, поверхностное ее натяжение на границе с нефтью и смачивающие свойства (обработкой воды специальными веществами), вязкость и температуру.

Контрольные вопросы:

1 Что принято называть коэффициентом нефтеотдачи пласта?

2 Каким образом зависит нефтеотдача от вида используемой энергии?

3 Что оказывает значительное влияние на нефтеотдачу залежей с газовой шапкой?

4 Чем объясняется низкая нефтеотдача естественных коллекторов?

5 какие пластовые формы существования остаточной нефти можно отметить, исходя из причин, вызывающих неполную отдачу пластом нефти?

Список литературы:

1 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1995. — 308 с.

2 Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. М.: Недра, 1999. - 285 с.

3 Разработка нефтяных месторождений / Н.И. Хисамутдинов, М.М. Хасанов, А.Г. Телин и др.; под ред. Н.И. Хисамутдинова. — М.: Всероссийский научно-исследовательский институт организации управления и экономики нефтегазовой промышленности, 1994. — 262 с.

4 Проектирование разработки нефтяных месторождений /А.П. Крылов, П.М. Белаш, Ю.П. Борисов и др. — М.: Гостоптехиздат, 1992.- 430 с.

5 Физико-геологические проблемы повышения нефтеотдачи пластов /М.Ф. Мирчинк, А.Х. Мирзаджанзаде, Ю.В. Желтов и др. М.: Недра, 1995.-232 с

6 www.neftegaz.ru

7 www.drilling.ru

8 Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. — М.: Недра, 1994.

Лекция №15. Роль капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористых сред

1 Капилярные процессы
2 Вытеснение нефти водой из пористых сред
3 Зависимость нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой

Поровое пространство нефтесодержащих пород представляет собой огромное скопление капиллярных каналов, в которых движутся несмешивающиеся жидкости, образующие мениски на разделах фаз. Поэтому капиллярные силы влияют на процессы вытеснения нефти.

За водонефтяным контактом мениски создают многочисленные эффекты Жамена и препятствуют вытеснению нефти. Если среда гидрофильна, в области водонефтяного контакта давление, развиваемое менисками, способствует возникновению процессов капиллярного пропитывания и перераспределения жидкостей. Это связано с неоднородностью пор по размерам. Капиллярное давление, развиваемое в каналах небольшого сечения, больше, чем в крупных порах. В результате этого на водонефтяном контакте возникают процессы противоточной капиллярной пропитки – вода по мелким порам проникает в нефтяную часть пласта, по крупным порам нефть вытесняется в водоносную часть. Поэтому необходимо решить, какие воды следует выбирать для заводнения залежей: интенсивно впитывающиеся в нефтяную часть залежи под действием капиллярных сил или слабо проникающие в пласт. Изменяя качества нагнетаемых в залежь вод, можно воздействовать на поверхностное натяжение на границе с нефтью, смачивающие характеристики, а также вязкостные свойства.

Необходимо отметить, что вопрос об увеличении или уменьшении капиллярных сил, так же как и многие другие задачи физики вытеснения нефти водой, не имеет однозначного решения. В условиях зернистых неоднородных коллекторов процессы перераспределения нефти и воды под действием капиллярных сил могут способствовать преждевременным нарушениям сплошности нефти в нефтеподводящих системах капилляров в зоне совместного движения нефти и воды, помогая формированию водонефтяных смесей в поровом пространстве, что сопровождается значительным уменьшением нефтеотдачи, способной интенсивно впитываться в породу под влиянием капиллярных сил.

Анализ результатов большого числа исследований, посвященных этой проблеме, позволяет сделать вывод о связи между капиллярными свойствами пластовой системы и характером зависимости нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой. Во всех случаях, когда пласт гидрофобен и капиллярные силы противодействуют вытеснению нефти из

пористой среды водой, нефтеотдача возрастает с увеличением скорости продвижения водонефтяного контакта (т. е. увеличивается с ростом градиентов давлении). Когда капиллярные силы ослаблены (вследствие низких значений поверхностного натяжения, проницаемости пород > 1-2 мкм^2 и др., скорость вытеснения нефти водой не влияет на нефтеотдачу.

На практике часто встречаются залежи нефти, чрезвычайно разнообразные по степени неоднородности пород и строению пластов. В этом случае на зависимость нефтеотдачи от перепада давлений (от скорости вытеснения) оказывают влияние, кроме физико-химических свойств пластовой системы, многие другие факторы. Например, в ряде случаев известны факты включения в работу с увеличением депрессии дополнительных пропластков, которые раньше (при меньших перепадах давлений) не участвовали в притоке нефти. С возрастанием депрессии перераспределяются давления в пласте при соответствующих изменениях геометрии потока, охватывающего дополнительные участки пласта, ранее мало отдававшие нефть. Существуют и другие факторы, влияющие на результаты вытеснения нефти водой из естественных пластов и на зависимость нефтеотдачи от величины депрессии. Поэтому в реальных условиях возможны различные коэффициенты нефтеотдачи независимо от физико-химических свойств пласта.

По результатам наблюдений многих исследователей, повышение градиентов давлений в пласте оказывает благоприятное влияние на нефтеотдачу залежей нефти, приуроченных к неоднородным коллекторам.

Контрольные вопросы:

1 Что представляет собой поровое пространство нефтесодержащих пород?

2 Какие признаки способствуют значительному уменьшению нефтеотдачи?

3 Под влиянием каких сил в трещиноватых коллекторах нефтеотдача блоков повышается при нагнетании в залежь воды?

4 При увеличение какого фактора возрастает нефтеотдача залежи?

5 При каких условиях скорость вытеснения нефти водой не влияет на нефтеотдачу?

6 Какое влияние на нефтеотдачу залежей нефти оказывает повышение градиентов давлений в пласте?

7 Какова роль капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористых сред?

8 Каковы физические основы методов увеличения нефтеотдачи?

Список литературы:

1 www.neftegaz.ru

2 www.drilling.ru

3 Физико-геологические проблемы повышения нефтеотдачи пластов/ М.Ф. Мирчинк, А.Х. Мирзаджанзаде, Ю.В. Желтов и др. М.: Недра, 1995.- 232 с

4 Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1998. - 297 с.

5 Крец В.Г., Лене Г.В. Основы нефтегазодобычи. Учебное пособие / Под ред. канд. геол.-мин. наук Г.М. Волощука. Томск: Изд-во Томск, ун-та, 2000.- 220 с.

6 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1985. 308 с.

7 Ревизский Ю.В., Дыбленко В.П. Исследование механизма нефтеотдачи. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. - 317 с.

8 Персиянцев М.Н. и др. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов / М.Н. Персиянцев, М.М. Кабиров, Л.Е. Ленченкова. — Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1999. 224 с.

Заключение

Физика пласта — дисциплина, изучающая физические свойства пород нефтяных и газовых коллекторов; свойства пластовых жидкостей, газов и газоконденсатных смесей; методы их анализа, а также физические основы увеличения нефте - и газоотдачи пластов.

В последние годы в Казахстане ни одно месторождение не начинают разрабатывать без детального изучения физических свойств пород пласта, пластовых жидкостей и газов — без этого нельзя осуществить научно обоснованную разработку месторождений нефти и газа.

Эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей связана с фильтрацией огромных масс жидкостей и газов в пористой среде к забоям скважин. От свойств пористых сред, пластовых жидкостей и газов зависят закономерности фильтрации нефти, газа и воды, дебиты скважин, продуктивность коллектора.

По мере эксплуатации залежей условия залегания нефти, воды и газа в пласте изменяются. Это сопровождается значительными изменениями свойств пород, пластовых жидкостей, газов и газоконденсатных смесей. Поэтому в подготовленном конспекте лекций эти свойства рассматривались в динамике — в зависимости от изменения пластового давления, температуры и других условий в залежах.