

Лекция 1

ВВЕДЕНИЕ

Петрофизика – физика горных пород предусматривает изучение:

1. физических и физико-химических процессов, происходящих в горных породах, во время которых проявляются их физические и физико-химические свойства (пористость, плотность, водо-, нефте-, газонасыщенность, тепло- и электропроводность, намагниченность, упругость, радиоактивность и др.);
2. петрофизических величин (коэффициентов пористости, проницаемости, электропроводности, радиоактивности т.д.), характеризующих неодинаковое участие различных пород в отдельных физических и физико-химических процессах; понятий этих величин, определяющих их уравнений и единиц измерения;
3. вариационных рядов значений петрофизических величин и характеристик этих рядов (их предельные, средние, медианные и модальные значения) для типов и групп пород, определяющихся вариациями их состава, структуры, термобарических условий, образования и времени жизни;
4. классификации петрофизических величин по их значениям, а также пород по петрофизическим и другим величинам;
5. связей петрофизических величин между собой и с другими величинами (петрохимическими, физикохимическими); их классификаций;
6. локальных и региональных площадных изменений петрофизических величин, связанных с особенностями состава и строения геологических тел или регионов, процессами седиментации, деятельностью подземных вод;
7. причин и законов изменения петрофизических величин;
8. петрофизического районирования – установления границ районов по особенностям вариационных рядов петрофизических и петрохимических величин типов пород, петрофизическим связям и другим признакам этих площадей;
9. лабораторных способов определения петрофизических величин.

Петрофизика сформировалась к началу 60-х годов, когда появились обобщающие труды по всем вопросам изучения физических свойств пород и возникло основное содержание петрофизики как науки.

Развитие петрофизики связано с именами Арчи, Фетта, Амикса, а в России Дахнова В.Н., Добрынина В.М., Леонтьева Е.И., Котяхова Ф.И., Ханина А.А., Кобрановой В.Н. и др.

Ведущими научно-исследовательскими организациями в этой области являются российские институты ВНИИнефть, ВНИГНИ, ВНИИГаз, ВНИИГеофизика и др.

В результате петрофизических исследований с середины 30-х годов сделано следующее.

1. Созданы способы и аппаратура для определения многих петрофизических величин. Однако отечественное оборудование до сих пор не унифицировано, несовершенно и уступает американскому и западноевропейскому.

2. Получили развитие основы физико-математических теорий электропроводности, естественной и вызванной поляризации, теплопроводности, радиоактивно-

сти, упругости горных пород и многих других физико-химических процессов; составлены уравнения, позволяющие в первом приближении рассчитать значения той или иной петрофизической величины по данным о составе и структуре пород, а также по их характеристикам.

3. Определено множество значений различных петрофизических величин, пределы их изменения, средние, медианные и модальные значения их рядов для типов и групп пород.

4. Построены разрезы и карты, характеризующие изменение петрофизических величин или их комплексов по глубинам для многих районов России, площадям крупных регионов и в пределах разновозрастных или однотипных отложений.

5. Установлено множество парных и многомерных связей между петрофизическими величинами.

Петрофизические связи положены в основу определения многих петрофизических величин, необходимых при подсчете запасов, получаемых в ходе геофизических исследований разрезов скважин. Прямые измерения петрофизических величин в лабораторных условиях играют роль эталонных при интерпретации материалов ГИС.

Изучение условий формирования залежей нефти и газа, поиски и рациональная разработка их неразрывно связаны с необходимостью изучения физических свойств горных пород и содержащихся в них жидкостей. В частности, для оценки запасов нефти необходимо знать пористость, нефтенасыщенность, объемные коэффициенты пластовых жидкостей, коэффициент нефтеотдачи.

Выбор рациональной системы разработки требует несоизмеримо больших знаний о коллекторах. Сюда входит исследование условий фильтрации нефти и воды в пористой среде, микронеоднородности каналов фильтрации по строению и характеру смачиваемости поверхности, характера и количественных оценок деформаций пористых сред, давления и температуры в залежи, давления насыщения нефти газом и пр.

При отборе нефти из залежи существенное значение имеет состояние призабойной зоны пласта и характер распределения в ней нефти, воды и газа.

Короче говоря, какой бы вопрос, связанный с добычей нефти и газа не рассматривался, всюду приходится иметь дело с явлениями, происходящими в пористых средах при фильтрации пластовых жидкостей.

Таким образом, петрофизика включает широчайший спектр различных направлений исследований и позволяет решать многочисленные задачи, связанные с разработкой нефтяных месторождений.

1. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

1.1 Классификация горных пород по происхождению

Нефть и газ встречаются в горных породах, где для их накопления и сохранения имеются благоприятные условия. Главные из них: хорошо выраженные коллекторские свойства, зависящие от многих факторов, и изолированность коллектора от поверхности.

По действующей в настоящее время классификации горные породы разделяются на три основные группы: изверженные, осадочные и метаморфические. К изверженным относятся породы, образовавшиеся в результате застывания и кристаллизации магматической массы сложного минерального состава. К осадочным породам относятся продукты разрушения литосферы и продукты жизнедеятельности микроорганизмов, а также мелкодисперсные продукты вулканических извержений.

По происхождению осадочные породы делятся на терригенные, состоящие из обломочного материала, хемогенные, образующиеся из минеральных веществ, выпавших из водных растворов в результате химических и биохимических реакций или температурных изменений в бассейне, и органогенные, сложенные из скелетных остатков животных и растений.

Согласно этому делению к терригенным отложениям относятся: пески, песчаники, алевролиты, алевролиты, глины, аргиллиты и др. осадки обломочного материала; к хемогенным – каменная соль, гипсы, ангидриты, доломиты, некоторые известняки и др.; к органогенным – мел, известняки органогенного происхождения.

Изложенная классификация пород до некоторой степени условна. В реальности карбонатные минералы могут присутствовать в терригенных коллекторах в виде карбонатного цемента, а в карбонатах часто встречаются примесь терригенного материала или продукты химического происхождения. При детальном изучении коллекторских и петрофизических характеристик осадочных пород важно иметь это в виду.

Метаморфические породы образуются из осадочных и изверженных в результате глубокого физического и химического изменения их под влиянием высоких температур, давлений и химических воздействий. К метаморфическим породам относятся: кристаллические сланцы, кварциты, роговики, скарны и др., имеющие преимущественно кристаллическое строение.

Таким образом, в одних случаях горные породы имеют в основном слоистое строение, в других – кристаллическое, причем слоистое строение свойственно большинству осадочных пород, а кристаллическое – изверженным, метаморфическим и некоторым хемогенным. Их строением, главным образом, предопределяется распределение и содержание нефти, газа и воды в горных породах. Чтобы жидкости и газ могли накапливаться в породе, она должна прежде всего обладать определенной емкостью и проницаемостью. В зависимости от строения и происхождения пород их коллекторские и петрофизические характеристики могут изменяться в широких пределах.

Классификация коллекторов

В связи с тем, что характеристики пород изменяются в широком диапазоне, большое значение приобретает классификация коллекторов. Таких классификаций великое множество, что свидетельствует об интенсивной работе в области исследования коллекторов. Чаще других используется принцип разделения коллекторов по проницаемости и типу строения порового пространства, образованного тем или иным видом пустот, например, трещиноватый, кавернозный, кавернозно-трещиноватый, трещинно-каверновый, поровый, трещинно-поровый, порово-трещиноватый и т.д. Терригенные породы классифицируют в основном по гранулометрическому составу. Причем преобладающий тип порового пространства принято ставить в конце названия. Безусловно, в чистом виде перечисленные типы пористых сред практически не встречаются. На практике всегда приходится сталкиваться с различными сочетаниями типов пористых сред.

Большинство классификаций основаны на изучении конечного геологического состояния пород, обусловленного их происхождением и последующими преобразованиями, которыми определяются также и литолого-петрографические и петрофизические характеристики пород. Литолого-петрографические и петрофизические свойства пород отображают только некоторую, далеко не полную, часть конечного состояния коллекторов. Поэтому и классификация, основанная на литолого-петрографической или петрофизической характеристике пород, не может дать наиболее полной характеристики их свойств и быть в этом смысле полноценной. Практически невозможно создать универсальную классификацию коллекторов. Каждая из них преследует локальные цели и приемлема в определенных условиях и для решения вполне определенных задач. Всегда важна основа, на которой создана та или иная классификация, и вытекающие из них практические выводы.

В этом смысле обращает на себя внимание классификация Ханина А.А., которая рекомендуется им для терригенных и карбонатных коллекторов. Согласно этой классификации коллекторы нефти и газа с пористостью меньше 5-12% и проницаемостью ниже 0.01 мкм^2 практически не продуктивны и могут представлять промышленный интерес лишь при достаточной мощности. Однако и это деление в значительной степени условно. Лабораторные методы исследований коллекторов позволяют установить эти границы для каждого конкретного объекта в зависимости от условий залегания и свойств нефтей и пород. Поэтому становится понятным, почему породы каждого объекта разработки следует изучать тщательно и досконально, используя при этом комплекс лабораторных и промысловых исследований.

1.2 Гранулометрический состав пород

Основные черты строения коллекторов нефти и газа зависят от их происхождения, но происхождение в данном случае лишь начало, которым обуславливаются многие свойства пород. В формировании коллекторов наряду с происхождением большое значение имеют вторичные процессы, а для терригенных пород, кроме того, их минералогический состав. Образование терригенных осадков схематически представляет собой процесс разрушения земной коры и концентрацию возникших в результате этого обломочных материалов. При этом в его состав могут входить обломки самой породы, частицы исходных минералов, а также продукты, прошедшие не только механическое дробление, но и химическую перестройку. В процессе такой дезинтеграции первоначальный минералогический состав материнской породы нарушается и вновь образованные осадочные породы имеют иной состав.

Как известно, литосфера состоит преимущественно из алюмосиликатов, основные ее минералы полевые шпаты и кварц. Вследствие различной сопротивляемости их выветриванию полевые шпаты дают начало пелитам, состоящим в основном из глинистых минералов, а кварц – псаммитами. В соответствии с этим грубообломочные материалы образуют, например отложения галечника, гравия и конгломератов, кварц в основном образует зернистые породы в виде песчаников, алевролитов и алевролитов, а полевые шпаты после соответствующего химического изменения образуют глины которые со временем преобразуются в аргиллиты. Средний минералогический состав по Кларку выглядит следующим образом:

Кварц	66.8%
Полевые шпаты	11.5%
Глинистые минералы	6.6%
Лимонит	1.8%
Карбонаты	11.8%
Другие минералы	2.2%

Если исходными породами были, например, граниты и кварциты, то при соответствующих условиях выветривания и переноса содержание кварца в песках, а потом и в песчаниках может достигать 95–99% (что имеет место в терригенных отложениях девона и карбона на территории Удмуртии).

Петрографический анализ осадочных пород показывает, что в общей сложности в них встречается более 100 минералов.

Общие понятия о гранулометрическом составе терригенных пород и его практическое значение

Под гранулометрическим составом горных пород подразумевается количественное содержание в них частиц различной величины.

Гранулометрический состав терригенных пород зависит от многих факторов. К числу основных относятся: минералогический состав материнской породы, климатическая обстановка, в которой происходило выветривание земной коры, усло-

вия переноса и седиментации обломочного материала. Нарушение постоянства сочетания определяющих факторов и условий осадконакопления приводит к соответствующему изменению гранулометрического состава терригенных пород.

Учитывая это обстоятельство, гранулометрический состав часто используют для решения обратной задачи, а именно, для изучения геологического прошлого Земли. Следует заметить, что для восстановления геологической истории используют сведения не только о гранулометрическом составе терригенных пород, но и цикличность чередования терригенных и карбонатных отложений.

Для оценки неоднородности пород по гранулометрическому составу существует большое число методов.

Например, под коэффициентом неоднородности пористой среды по Ганзену понимается отношение диаметра частиц фракции, которая составляет со всеми более мелкими фракциями 60% от всего исследуемого объема, к диаметру частиц фракции, составляющей со всеми более мелкими фракциями 10% от этого объема. Абсолютно однородная порода характеризуется коэффициентом неоднородности 1. В реальных породах коэффициент неоднородности всегда выше 1. Так как гранулометрический состав определяет многие физические свойства пород, для характеристики этих свойств предложено большое число классификаций, основанных на гранулометрическом составе. Применительно к нефтяным пластам наиболее удобной считается классификация по которой породы делятся по размеру частиц на три основные группы: псаммиты, алевроиты и пелиты.

Первая группа характеризуется размерами частиц 1-0.1 мм; вторая - 0.1-0.01 мм и третья содержит частицы размером меньше 0.01 мм. Согласно этой классификации, породы, содержащие по 50-80% частиц соответствующей группы, относятся соответственно к псаммитам, алевроитам или пелитам.

Надо заметить, что для сцементированных пород (а коллекторы нефти и газа чаще всего таковыми и являются) гранулометрический состав в определенной степени условен. Это связано с тем, что в процессе разрушения исходной породы возможно разрушение и какой-то доли частиц, составляющих породу. Часть же частиц может составлять некие агрегаты, что вносит определенную ошибку в оценку гранулометрического состава. Поэтому при изучении литолого-петрографической характеристики и других свойств сцементированных пород обычно проводят микроскопические исследования шлифов. Тем не менее, гранулометрический состав определяют и при помощи ситового и седиментометрического анализа.

Ситовой анализ

Ситовой анализ применяют для определения содержания фракций частиц размером от 0.05 до 6-7 мм. Для определения механического состава пород берут навеску образца около 50 г, тщательно проэкстрагированного и высушенного при температуре 107 °С до постоянной массы. Просеивание проводят в течение 15 мин. Для определения процентного содержания полученных фракций в исследуемом об-

разце осуществляют их взвешивание. Погрешность оценки не должна превышать 1-2%.

Седиментометрический анализ

Для определения содержания в исследуемых образцах фракций с размером частиц менее 0,053-0,074 мм применяют седиментометрический анализ. При этом используют фракцию песка, прошедшего самое мелкое сито.

Седиментометрический анализ основан на измерении скорости оседания частиц дисперсной фазы в дисперсионной среде по закону Стокса.

Исходя из основных уравнений гидродинамики, Стокс установил, что скорость падения твердых частиц сферической формы в жидкости равна:

$$V = \frac{gd^2}{18\nu} \left(\frac{\rho}{\rho_1} - 1 \right),$$

где g - ускорение свободного падения, см/с²;

d - диаметр частиц, см;

V - скорость движения частиц, см/с;

ν - кинематическая вязкость жидкости, см²/с;

ρ, ρ_1 - плотность вещества частиц и плотность жидкости, г/см³.

При выводе формулы Стоксом было сделано несколько допущений, налагающих известные ограничения на ее применение:

- 1) частицы должны быть сферической формы
- 2) движение их должно происходить достаточно медленно в вязкой и несжимаемой жидкости и в бесконечном удалении от стенок и дна сосуда
- 3) частицы должны оседать с постоянной скоростью, не превышающей некоторого предельного значения
- 4) частицы должны быть твердыми и иметь гладкую поверхность
- 5) не должно быть скольжения на границе между движущейся частицей и дисперсионной средой
- 6) частицы должны быть достаточно большими по сравнению с молекулами дисперсионной среды.

Заметные отклонения от формулы наблюдаются при движении частиц размером меньше 50 мкм и больше 100 мкм. В указанных же пределах размеров частиц небольшие отклонения частиц от шарообразной формы не оказывают заметного влияния на определение их среднего эффективного диаметра. Более существенно влияет на скорость падения частиц в дисперсионной среде их концентрация. Поэтому определению допустимого значения ее было посвящено большое число работ, в ре-

зультате которых было установлено, что концентрация частиц при седиментометрическом анализе не должна превышать 1% (по массе) к объему жидкости.

Результаты гранулометрического и седиментометрического анализа представляют в виде таблиц и графиков, дающих наглядное представление о составе породы. Графическое представление результатов гранулометрического анализа сводится к получению интегральной кривой гранулометрического состава и кривой распределения частиц по размерам. Статистические параметры этих кривых дают количественное представление о неоднородности гранулометрического состава пород и позволяют сравнивать породы друг с другом.

Форма и окатанность частиц обломочных пород

Наряду с гранулометрическим составом и степенью дисперсности терригенных пород большое значение имеет форма и окатанность частиц, слагающих породу, которые влияют на пористость, проницаемость и прочность пород. По форме и окатанности частиц можно судить в общих чертах об условиях переноса и отложения их. Существует несколько методов количественной оценки формы частиц. Наиболее распространен метод Уэдделла. Согласно ему под "сферичностью" (w) частицы понимается отношение величины поверхности шара (s), равновеликого данной частице, к действительной поверхности частицы (S) или приближенно отношение диаметра круга, эквивалентного по площади горизонтальной проекции данной частицы, к диаметру минимальной описанной вокруг нее окружности.

Округлость исчисляется по формуле:

$$p = \sum \left(\frac{r_i}{R} \right)$$

где r - радиус кривизны горизонтальной проекции частицы

R - радиус максимальной вписанной в проекцию окружности

Между сферичностью и округлостью, как ни странно, не наблюдается отчетливой связи, если не считать некоторой тенденции увеличения (p) с увеличением (w).

Типы цемента обломочных пород

Цементация терригенных пород оказывает решающее влияние на коллекторские и петрофизические свойства пород. Степень влияния цементации терригенных пород на их свойства зависит от типа и строения цемента. Прежде всего цемент может распределяться в породе равномерно и неравномерно. При равномерном распределении он может представлять собой массу, в которую вкраплены частицы породы. При этом пустотность породы близка к нулю. Такой цемент относят к базальному типу. Наряду с этим пустотность породы может оказаться близкой к ну-

лю, когда частицы ее расположены плотно, а поры полностью заполнены цементом. Такой тип цемента именуется поровым. При малом количестве цемента в породе он может распределяться только в местах контакта частиц или на их поверхности в виде тонкого покрова, соответственно называясь контактовым или пленочным.

Исследования показали, что содержание цемента в терригенных коллекторах в зависимости от его типа колеблется от 0 до 50%, влияя соответствующим образом на проницаемость породы.

По минералогическому составу цемент бывает глинистым и карбонатным. Количественное содержание цемента определяют в ходе седиментометрического анализа. Карбонатность породы – содержание карбонатного цемента определяют путем разложения карбонатных минералов с выделением CO_2 . Один из способов измерения карбонатности породы заключается в измерении объема выделившегося углекислого газа в результате взаимодействия навески породы с соляной кислотой:

$$K = \frac{VP}{4.4a}$$

где K – содержание CaCO_3 в породе, %; V – объем CO_2 , см^3 ; P – масса 1 см^3 CO_2 в мг при температуре и барометрическом давлении в момент отсчета; a – масса исследуемого образца, г.

Лекция 2

1.3 Пористость горных пород

Пористость – свойство горных пород. Поры различают по происхождению, форме, размеру, взаимосвязи.

Виды пористости

Происхождение пор

Поры бывают первичные и вторичные. Первичные поры возникают при образовании породы и изменяются по величине и форме при ее уплотнении, цементации и метаморфизации. Первичные – это структурные поры между гранулами обломочных пород, межкристаллические поры плотных магматических, метаморфических, осадочных пород, поры известковых, кремнистых туфов, пеплов и др. Вторичные поры – это каверны, трещины, каналы в теле пород, образовавшиеся при их растворении, выветривании, кристаллизации, перекристаллизации, доломитизации известняков, тектонических и биохимических процессах.

Каверны возникают при растворении (выщелачивании) трещиноватых карбонатных пород и гипсов. Трещины появляются в плотных породах в результате резких изменений их объемов при тектонических подвижках, в результате процессов кристаллизации, перекристаллизации, доломитизации.

Форма пор

По форме поры могут быть: близкие к ромбоэдральным (у рыхлых хорошо отсортированных, окатанных обломочных пород), близкие к тетраэдральным (у тех же, но уплотненных пород), щелевидные (у глин, слюд и других пород с пластинчатыми структурными элементами), в виде каналов переменного сечения и неправильной формы (у плохо отсортированных обломочных образований), трещиновидные (у плотных осадочных пород), каверновидные (у карбонатных пород и гипсов), каналовидные (у лессов), а также соответствующие по форме кристаллам плотных магматических, метаморфических и осадочных пород.

Размер пор

Размер отдельных пор характеризуется эффективным (средним) диаметром, или поперечным сечением, которые для разных пород варьируют в широких пределах.

По эффективному диаметру выделяют: 1) крупные сверхкапиллярные поры с диаметром более 0.1 мм. Их много у отсортированных, слабосцементированных пород (галечников, гравия, крупно- и среднезернистых песков, обломочных карбонатных разностей), у выщелоченных карбонатных пород, где они достигают очень больших размеров и называются мегапорами (это карстовые образования в толще карбонатных пород и гипсов);

2) капиллярные поры с эффективным диаметром в пределах 10^{-4} – 10^{-1} мм, характерные для менее отсортированных и крупнозернистых, более сцементированных образований (мелкозернистых песков, песчаников, обломочных карбонатных пород и др.). Сверхкапиллярные и капиллярные поры нередко объединяются под названием макропор; 3) тонкие субкапиллярные поры диаметр которых изменяется от $2 \cdot 10^{-6}$ до 10^{-4} мм, свойственны природным адсорбентам (глинам, микрокристаллическим, мелоподобным известнякам, диатомитам, трепелам, пепловым туфам и др.); 4) микропоры с диаметром $< 2 \cdot 10^{-6}$ мм присутствуют в некоторых природных цеолитах.

В основу классификации пор по размерам положены данные о характере связи пластовых жидкостей с твердой фазой и ее перемещении в пористых средах.

В сверхкапиллярных порах доля связанной воды невелика и основной ее объем движется согласно гидродинамическим законам для труб. В капиллярных порах содержание связанной воды больше и ее падению под действием силы тяжести препятствуют капиллярные силы.

В субкапиллярных порах вода практически неподвижна.

В микропорах, диаметр которых соизмерим с размерами молекул воды, она находится только в прочносвязанном состоянии. В этом случае поры заполняются жидкостью под действием адсорбционных сил.

Взаимосвязь пор и виды пористости

Поры пород могут быть изолированы или связаны между собой. Взаимосвязанные поры называют открытыми, а не связанные – закрытыми. Сумма объемов закрытых и открытых пор характеризует общую или полную пористость породы.

$$m_{пп} = V_{пор} / V_{п}$$

Данные о полной пористости пород используются при интерпретации материалов ГИС.

Открытая пористость соответственно характеризуется коэффициентом открытой пористости

$$m_{оп} = V_{опор} / V_{п} \quad (1)$$

Эффективная пористость характеризует объем каналов фильтрации, в которых осуществляется движение жидкости при градиентах давления, соответствующих природным условиям.

$$m_{эф} = V_{эпор} / V_{п} \quad (2)$$

Чаще всего она определяется с учетом объема связанной (остаточной) воды, т.е.

$$m_{эф} = 1 - V_{ов} / V_{п} \quad (3)$$

Это понятие весьма условно и трактуется разными авторами по разному, равно как и понятие динамической пористости при существовании в пористой среде двух- и трехфазных систем. Например, нефтенасыщенный коллектор характеризуется динамической пористостью равной

$$m_{дин} = 1 - V_{ов} / V_{п} - V_{он} / V_{п} \quad (4)$$

Лабораторные методы определения пористости

Если объем минеральной части образца породы обозначить через V_m , то выражение (1) примет вид:

$$m_{пп} = 1 - V_{мин}/V_p \quad (5)$$

Выразив объемы $V_{мин}$ и V_p через их массу и плотность, получим

$$m_{пп} = 1 - \rho_p/\rho_{мин} \quad (6)$$

Из (5) и (6) видно, что коэффициент полной пористости породы можно определить, если известны объем образца и объем минеральной части, или объем образца и объем пор, или плотность породы и слагающих ее минеральных частиц.

Для определения объема образца может быть применено несколько способов. Один из них основан на измерении вытесненного объема жидкости при погружении в нее образца. При этом жидкость не должна проникать в поры образца. В качестве такой жидкости используется ртуть. Метод имеет многочисленные недостатки, среди которых основными являются токсичность и невозможность контролировать отсутствие воздуха на поверхности образца, погруженного в ртуть. Наиболее распространенным является метод насыщения образца керосином и взвешивание его в воздухе и в керосине. В этом случае объем образца равен:

$$V_p = (P_v - P_k) / \rho_k \quad (7)$$

Следующий способ основан на покрытии поверхности образца, например, парафином и погружении в жидкость. По точности этот метод не превосходит метод насыщения, а трудоемкость его значительно выше. Поэтому он не нашел широкого применения.

Для образцов правильной геометрической формы (чаще всего цилиндрической) возможно вычисление его объема по замерам геометрических размеров. Точность этого способа меньше за счет отклонений реальной формы от геометрической.

Методы оценки объема образца с использованием насыщения пригодны для пород порового типа и не приемлемы для кавернозных пород, т.к. насыщающие жидкости вытекают из поверхностных каверн. В этом случае прибегают к изоляции поверхности пленкой или заполнению каверн пористой средой и тогда становится возможной оценка кавернозности пород.

Определение объема пор сводится к измерению объема жидкости, проникшей в образец при его насыщении под вакуумом, или к измерению объема минеральной части образца в случае измерения пористости по газу. Понятно, что в этих случаях определяется открытая пористость.

Для определения объема твердой фазы породы также существует несколько способов. Один из них – объемометрический – основан на использовании закона Бойля-Мариотта. Очищенный и высушенный образец помещают в камеру известного объема, после чего в системе прибора изменяют давление и по полученным данным подсчитывают объем минеральных частиц. Этот способ используется при оценке

открытой пористости по газу с применением точного калиброванного оборудования.

Оценка кавернозности карбонатных пород

Существует несколько методов оценки кавернозности пород. Все они сводятся к устранению влияния объема поверхностных каверн на точность измерения объема пор. Все дальнейшие операции такие же как при определении пористости пород порового типа. Наиболее простой способ заключается в изоляции поверхности пленкой и определении объема поверхностных каверн. Далее, полагая, что образец изотропен в отношении каверн, а также, что остаточная вода содержится только в тонких каналах фильтрации и отсутствует в кавернах, можно рассчитать долю каверн в объеме порового пространства как:

$$(V_{\text{кав}}/V_{\text{пустот}}) = (K_{\text{ов}}^* - K_{\text{ов}}) / K_{\text{ов}}^* \quad , (8)$$

где $K_{\text{ов}}^*$ – коэффициент остаточной водонасыщенности пористой матрицы

$K_{\text{ов}}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности образца кавернозно-пористой породы.

Другой способ заключается в заполнении поверхностных каверн составом с известной пористостью, определении объема этого наполнителя и расчете доли каверн в объеме пустот.

Структура порового пространства

У различных типов пород различные по происхождению поры находятся в неодинаковых соотношениях в поровом пространстве. Они неодинаково распределяются и в объеме пород. Отсюда возникает представление о специфической структуре поровых пространств.

У трещинно-кавернозных известняков и доломитов, например, между кристаллами под микроскопом видны первичные микропоры, равномерно распределенные по объему. Их суммарный объем составляет относительно небольшую часть объема всех пустот. Вторичные поры этих пород – трещины и каверны, видимые невооруженным глазом, имеют субкапиллярные, капиллярные и сверхкапиллярные размеры. Часто каверны резко отличны по эффективным диаметрам, иногда запечатаны вторичным кальцитом, неравномерно распределены по объему отдельных разностей пород. Их общий объем нередко составляет значительную долю порового пространства. Различны раскрытость и длина трещин, их взаимное расположение. Доля их в объеме порового пространства, как правило, невелика, но влияние на проницаемость они оказывают существенное. Причем, чем ниже проницаемость матрицы пород, тем более существенную роль в проводимости пористых сред играет их трещиноватость.

Структура поровых пространств обломочных пород намного проще. Однако и в этом случае разные по типу породы сильно различаются по характеру строения порового пространства.

Размеры каналов фильтрации (эквивалентный радиус) в породах порового типа месторождений Удмуртии изменяются от 1 до 150–200 мкм и в среднем составляет от 5 до 20 мкм. С увеличением размеров каналов фильтрации проницаемости пористых сред возрастает. Размеры каверн в образцах зерна достигают нескольких сантиметров.

Строение порового пространства изучают в шлифах под микроскопом и методами лабораторных исследований с помощью капилляриметров с полупроницаемой мембраной или ртутных порозиметров. По результатам этих исследований получают распределение размеров каналов фильтрации, определяют диапазон изменения и среднее значение эквивалентного радиуса каналов, коэффициент неоднородности и прочее. С ростом неоднородности коэффициент, характеризующий ее, возрастает. Установлено, что неоднородность пористых сред по размерам каналов фильтрации увеличивается по мере улучшения коллекторских свойств пород.

Средний эквивалентный радиус каналов фильтрации определяется как

$$R_{cp} = \sum (R_{i\ cp} * W_i) / \sum W_i, \quad (9)$$

где $R_{i\ cp} = (R_i + R_{i+1}) / 2$ – средний радиус в интервале изменения капиллярного давления от P_{ki} до P_{ki+1} .

$W_i = (K_i - K_{i+1}) / (R_i - R_{i+1})$ – плотность вероятности в этом интервале изменения радиусов.

Коллекторские свойства в определенной мере отражают структурные особенности пористой среды. В частности, считается, что параметр $\sqrt{\frac{k}{m}}$ пропорционален среднему эквивалентному радиусу поровых каналов. Зависимости между этими величинами для терригенных

$$R = 8,306 \left(\frac{k}{m} \right)^{0,391}$$

и карбонатных

$$R = 11,107 \left(\frac{k}{m} \right)^{0,345}$$

пород месторождений Удмуртии и Пермской области существенно отличаются. Во всем диапазоне изменения фильтрационно-емкостных характеристик пород средние эквивалентные радиусы поровых каналов в карбонатах в 1,2–1,6 раза выше, чем в терригенных.

1.4 Проницаемость горных пород

Свойство пород проводить жидкости и газы при перепаде давления называется проницаемостью. Различают проницаемость абсолютную и эффективную. Абсолютная проницаемость – проницаемость породы по отношению к сухому инертному газу или однокомпонентной неактивной жидкости. Эффективная проницаемость наряду с физическими свойствами породы отражает физико-химические явления на границах раздела фаз. Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение проницаемости среды для какой-либо фазы изменяющегося объема к абсолютной или эффективной проницаемости. Таким образом, относительная проницаемость является функцией насыщенности пористой среды.

Количественно проницаемость горных пород может быть определена из закона линейной фильтрации Дарси:

$$Q = -(kF/\mu) (dp/dl) , \quad (10)$$

где Q – расход жидкости за 1 сек через сечение площадью 1 см²;

μ – динамическая вязкость жидкости, дин*с/см²;

dp/dl – градиент давления, дин/см³;

k – коэффициент проницаемости, см².

На практике проницаемость характеризуют мкм² или внесистемными единицами измерения Дарси.

$$1 \text{ мкм}^2 = 0.98 \cdot \text{Д}$$

Абсолютная проницаемость нефтесодержащих пород на месторождениях Удмуртии достигает 5–6 мкм², а в Западной Сибири встречаются уникальные терригенные коллектора с проницаемостью более 30 мкм².

Линейный закон фильтрации

При ламинарном течении жидкостей и газов в каналах фильтрации в соответствии с законом Дарси их расход в общем виде описывается уравнением (10). При фильтрации газа расход является величиной переменной, т.к. по мере движения по направлению падения давления объем газа увеличивается. Если процесс расширения его происходит изотермически, то

$$Q = -(kF/\mu) (p/p_0) * (dp/dl) \quad (11)$$

Разделяя переменные и интегрируя (10) по dp в пределах от p_1 до p_2 и по dl от 0 до l , получим

$$Q_0 = kF(p_1^2 - p_2^2) / (2\mu p_0 l) \quad (12)$$

где Q_0 – расход газа при атмосферном давлении p_0 .

Отсюда

$$kF\Delta P/\mu l = 2Q_0 p_0 / (p_1 + p_2) \quad (13)$$

Формулы (10) и (13) дают линейную зависимость между расходом Q и перепадом давления. При этом коэффициент проницаемости равен \tan угла наклона полученной прямой. При исследованиях фильтрации газа в пористой среде необходимо иметь в виду, что нарушение линейного закона фильтрации может происходить не только при очень больших расходах и перепадах давления, но и при давлениях значительно ниже атмосферного, при которых происходит кнудсеновское течение газов. Под кнудсеновским режимом течения газов в пористой среде понимается такое течение, при котором столкновение молекул газа друг с другом крайне редки по сравнению с ударами о стенки каналов. В отличие от линейного закона фильтрации в кнудсеновской области расход газа не зависит от среднего давления и пропорционален перепаду давления.

При разработке нефтяных пластов все процессы протекают при давлениях значительно превышающих атмосферное. Нарушение линейного закона фильтрации в этом случае происходит при скоростях фильтрации превышающих критические. Для этого пользуются параметром Рейнольдса, который определяется выражением:

$$Re = vd/\nu,$$

где v – скорость движения жидкости;

d – средний диаметр каналов фильтрации;

ν – кинематическая вязкость жидкости.

Экспериментальные исследования показали, что линейный закон фильтрации в пористых средах нарушается при $Re > 0,3$.

Аппаратура для измерения проницаемости

Среди существующих аппаратов для измерения абсолютной проницаемости образцов пород имеются основанные на измерении расхода газа при его стационарной и нестационарной фильтрации. В последнем случае расчеты более трудоемки, что сдерживало распространение метода в эпоху, предшествовавшую внедрению компьютерных технологий.

Для измерения фазовых проницаемостей пористых сред для пластовых жидкостей созданы установки и кернадержатели, позволяющие проводить исследования при высоких давлениях и температурах.

Влияние изменения давления на проницаемость пород

Изменение проницаемости пород в зависимости от горного и пластового давления тесно связано с гранулометрическим и минералогическим составом пород. Так изменение глинистости от 0.3 до 1.7% приводит к снижению проницаемости

терригенных пород при воздействии внешнего давления в 500 кгс/см^2 соответственно с 15 до 70%.

При разработке нефтяных залежей процесс может сопровождаться падением пластового давления. При этом проницаемость пород также уменьшается. Характер и величина этих изменений связаны с сжимаемостью конкретных пород и требуют экспериментальных исследований для условий конкретного региона. В общем виде такая зависимость описывается уравнением:

$$k=k_0 \exp(-a\Delta P)$$

где a - коэффициент, характеризующий влияние сжимаемости пород на проницаемость (устанавливается опытным путем)

ΔP - разность между начальным и текущим давлением в пласте.

Связь проницаемости с другими параметрами

При анализе результатов измерений петрофизических характеристик пород исследователи первым делом начали использовать зависимости между пористостью и проницаемостью. Однако, если для терригенных коллекторов в такого рода зависимостях еще есть какой-то физический смысл, связанный с размерами и отсортированностью обломочных частиц, слагающих породу, то для карбонатных пород такой смысл напрочь отсутствует. Например на месторождениях Удмуртии встречаются практически непроницаемые доломиты и доломитизированные известняки с пористостью более 30%. В тоже время при такой пористости проницаемость может достигать $3-5 \text{ мкм}^2$ и более. Поэтому зависимости между пористостью и проницаемостью в настоящее время являются своего рода атавизмом в науке о коллекторах и на них не стоит обращать внимание. Гораздо важнее установить зависимость проницаемости от структурных параметров пористой среды, таких как размеры и структура каналов фильтрации, величина и смачиваемость поверхности, а также от свойств пластовых жидкостей. Тем более, что этим же определяется и полнота вытеснения нефти из пласта и, в конечном счете, эффективность разработки. Практическое значение имеют зависимости между проницаемостью и параметром насыщения, характеризующим соотношение объемов нефти и воды в пористой среде. При отсутствии прямых гидродинамических исследований в скважинах такие зависимости позволяют с достаточной для практики точностью оценить проницаемость пород, залегающих выше переходной зоны пласта, по результатам интерпретации материалов ГИС. Сопоставляя полученные цифры с результатами гидродинамических исследований скважин, можно оценить точность метода и, если она удовлетворяет требованиям, составить представление о строении коллектора и на этой основе осуществлять прогноз и регулирование разработки объекта исследований.

Неоднородность коллекторов по проницаемости является важной характеристикой объекта разработки. Знание изменчивости проницаемости в пределах продуктивного пласта имеет решающее значение при регулировании разработки и при-

нятии решений связанных с применением третичных методов повышения нефтеотдачи. Современные компьютерные технологии позволяют смоделировать весь процесс разработки при наличии знаний о геологическом строении объекта.

Современные приборы, созданные в США и Западной Европе позволяют существенно облегчить лабораторные работы по изучению коллекторских свойств пород. Все они связаны с компьютерными технологиями обработки и хранения информации. В России в этом плане наблюдается значительное отставание. Правда в последнее время созданы некоторые приборы, аналогичные иностранным, но они все же уступают последним и по дизайну и по своим утилитарным возможностям.

Лекция 3

Фазовые проницаемости для нефти и воды

В породах нефтяных месторождений одновременно присутствуют две или три фазы. При фильтрации проницаемость породы для одной какой-либо фазы ниже ее абсолютной проницаемости. В основном фазовая проницаемость является функцией насыщенности пористой среды. При этом на фильтрационные характеристики породы существенное влияние оказывают: строение порового пространства, смачиваемость поверхности каналов фильтрации, химический состав и свойства жидкости на границах раздела фаз. Совместное двух- или трехфазное течение изучают экспериментально и представляют в виде зависимостей относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности. Для определения значений эффективной проницаемости для нефти и воды при движении многофазных систем пользуются следующими соотношениями:

$$Q_v = \frac{k_v F \Delta P}{\mu_v \Delta x}$$

$$Q_n = \frac{k_n F \Delta P}{\mu_n \Delta x}$$

$$Q_r = \frac{k_r F \Delta P}{\mu_r \Delta x}$$

Эксперименты показали, что фазовые проницаемости всегда меньше, чем абсолютные, даже если в пористой среде осуществляется однофазная фильтрация. Например, при остаточной водонасыщенности фазовая проницаемость для нефти ниже абсолютной. То же самое относится и к фазовой проницаемости для воды при остаточной нефтенасыщенности.

Существует несколько методов измерения относительных фазовых проницаемостей. Наиболее точным считается измерение фазовых проницаемостей при стационарной фильтрации нефти и воды. При этом воду и нефть (или ее аналог) нагнетают в образец с определенным соотношением расходов, добиваясь равенства их на входе и выходе при

стабилизации перепада давления. Водонасыщенность пористой среды рассчитывают по формуле, предложенной специалистами ВНИИнефть:

$$S_B = S_{OB} + \frac{1 - S_{OB} - S_{OH}}{2} \left(1 - \frac{k_H}{k_{HOB}} + \frac{k_B}{k_{BOH}} \right)$$

или, если фазовые проницаемости выразить через долю воды в потоке жидкости:

$$S_B = S_{OB} + \frac{1 - S_{OB} - S_{OH}}{2} \left(1 - \frac{(1 - f_B) \Delta P_{HOB}}{\Delta P} + \frac{f_B \Delta P_{BOH}}{\Delta P} \right)$$

где $f_B, \Delta P$ - текущие значения доли воды в потоке и перепад давления. Кроме того, водонасыщенность пористой среды можно определить, измеряя электрическое сопротивление, если предварительно для изучаемых образцов установлена зависимость параметра насыщения (отношение электрического сопротивления частично водонасыщенной породы к сопротивлению ее при 100%-ной водонасыщенности) от коэффициента водонасыщенности и, если, минерализация воды не меняется в процессе эксперимента.

Другой метод основан на обработке результатов нестационарного вытеснения нефти водой при постоянном расходе или постоянном перепаде давления. В процессе эксперимента измеряют объемы закачанной воды и добытой нефти и измеряют перепад давления, а затем решается обратная задача теории фильтрации, когда по изменению водонасыщенности в выходном сечении образца определяется функция обводненности. По известной обводненности продукции вычисляется отношение фазовых проницаемостей от водонасыщенности в выходном сечении образца:

$$\frac{k_B(S)}{k_H(S)} = \left(\frac{f(S)}{1 - f(S)} * \frac{\mu_B}{\mu_H} \right)$$

Текущие значения функции насыщенности в выходном сечении вычисляются как:

$$\Psi(S) = \left(\frac{k_B(S)}{\mu_B} + \frac{k_H(S)}{\mu_H} \right)$$

Третий способ, который часто используется в практике лабораторных исследований, основан на анализе результатов капиллярметрии, является наименее точным. В этом случае пористая среда моделируется пучком капилляров различного радиуса, а относительные фазовые проницаемости рассчитываются как:

$$k_{\text{в}} = \frac{\tau^2 \int_{S=0}^{S=S_0} \frac{dS}{P_{\text{к}}^2}}{\int_{S=0}^{S=1} \frac{dS}{P_{\text{к}}^2}}$$

$$k_{\text{н}} = \frac{\tau^2 \int_{S=S_0}^{S=1} \frac{dS}{P_{\text{к}}^2}}{\int_{S=0}^{S=1} \frac{dS}{P_{\text{к}}^2}},$$

Здесь τ - извилистость каналов фильтрации. Для ее расчета обычно используют формулу Роуза-Уилли:

$$\tau^2 = m P_{\text{п}},$$

где m - пористость; $P_{\text{п}}$ - параметр пористости (отношение электрического сопротивления водонасыщенной породы к сопротивлению воды). Видно, что в последнем случае слишком много условностей и допущений, что не способствует повышению точности. Сравнение кривых фазовых проницаемостей, рассчитанных по кривым капиллярного давления и по результатам нестационарного вытеснения нефти водой показало, что они близки лишь при малой вязкости нефти (< 3 мПа·с). Таким образом, метод пригоден только для коллекторов с достаточно простым строением порового пространства, содержащих маловязкие неактивные нефти.

Сложное взаимодействие породы с фильтрующимися через нее жидкостями предопределяет своеобразие относительных фазовых проницаемостей в каждом конкретном случае. Исследование факторов, влияющих на характер относительных фазовых проницаемостей посвящены работы зарубежных и Российских ученых.

Рассматривая, например, влияние строения порового пространства на характер относительных фазовых проницаемостей, исследователи отмечают, что наиболее существенные различия наблюдаются для пород, относящихся к различным структурным типам. Ухудшение отсортированности песчаников или переход от мелко- к крупнозернистым песчанникам приводит к смещению зависимостей относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности в сторону меньшей водонасыщенности.

С улучшением смачиваемости поверхности водой увеличивается фазовая проницаемость для несмачивающей фазы, а для воды наоборот снижается, что приводит к смещению кривых в сторону увеличения водонасыщенности. Эти отличия обусловлены различным характером распределения нефти и воды в поровом пространстве пород с различными физико-химическими свойствами поверхности. В гидрофильных породах вода, как смачивающая фаза, занимая более тонкие каналы, становится менее подвижной. К тому же она сильнее взаимодействует с гидрофильной поверхностью. Нефть в этом случае располагается на определенном расстоянии от стенок каналов фильтрации и может быть достаточно подвижной. Существенную роль при этом играет химический состав пород.

На характер зависимостей относительных фазовых проницаемостей оказывает влияние физико-химические свойства нефтей. Степень взаимодействия их с поверхностью пород и нагнетаемой водой определяется, в основном, наличием активных компонентов - асфальто-смолистых веществ, парафинов, смол. При вытеснении водой активных нефтей на границах раздела фаз образуются межфазные пленки различной прочности, снижающие относительную проницаемость для нефти. Адсорбция активных компонентов на поверхности пород приводит к их гидрофобизации, что также вызывает изменение относительных проницаемостей. Изменение реологических характеристик пластовых жидкостей, например, вследствие повышения температуры, приводит к изменению характера фильтрации и, соответственно, отражается на относительных проницаемостях для нефти и воды.

В последние несколько десятилетий широкое распространение получают физико-химические методы воздействия на пласт. Заводнение с растворами химреагентов это сложный процесс, сопровождающийся изменением компонентного состава фаз, гидродинамических параметров потоков и др. Например, растворы щелочей способны изменить характер смачиваемости поверхности пород, особенно терригенных, резко снижают поверхностное натяжение на границе с нефтью, образуют стойкие водонефтяные эмульсии.

Нагнетание оторочки раствора щелочи в терригенные породы приводит к расширению области двухфазной фильтрации, увеличению относительной проницаемости для нефти и снижению подвижности воды. То есть, наблюдается картина, характерная для процесса гидрофилизации поверхности.

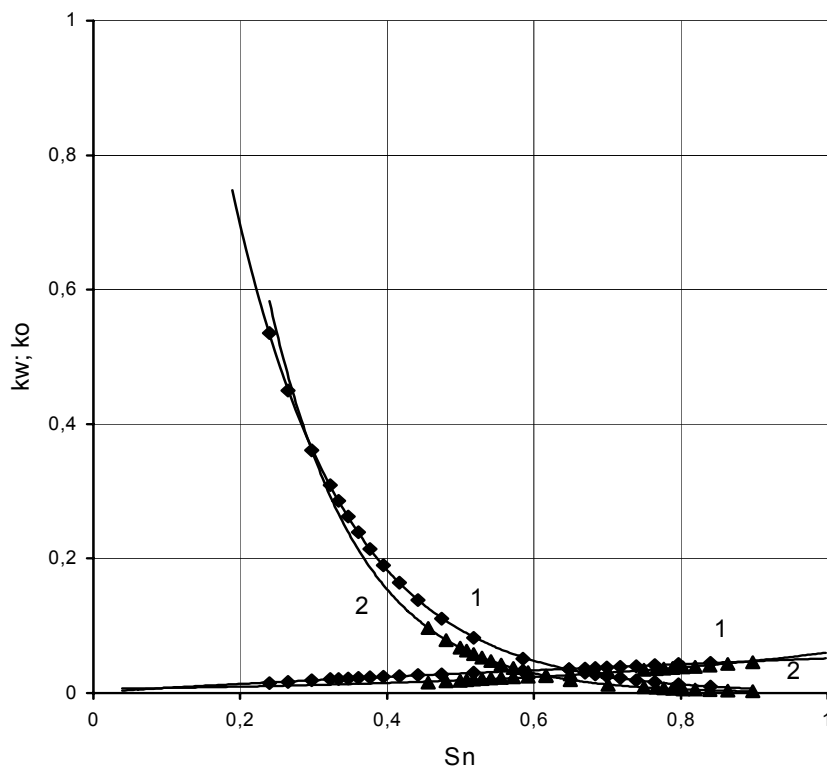
Щелочное заводнение в карбонатах чаще всего сопровождается лишь увеличением относительной подвижности нефти в то время, как относительная проницаемость для воды остается неизменной. Одной из причин этого возможно является отсутствие изменений свойств поверхности карбонатов на границе с раствором щелочи. Поэтому изменение условий фильтрации здесь связано только со снижением межфазного натяжения и изменением свойств самой нефти в ходе реакции содержащихся в ней активных компонентов со щелочью. Заводнение с другими химическими веществами по разному влияет на характер фильтрации нефти и воды.

Нагнетание оторочек растворов сульфонола НП-3 или алкилсульфоната в карбонатные породы вызывало изменения фазовых проницаемостей, характерные для щелочного заводнения в известняках. Закачка анионактивных ПАВ, композиций на их основе с гидроксидом натрия и НП-3 с кальцинированной содой в терригенные породы вследствие некоторой гидрофилизации поверхности кварцевых песчаников позволяет снизить подвижность смачивающей фазы. Проницаемость же для нефти остается неизменной.

Разное влияние на процесс фильтрации несмешивающихся жидкостей в поровом пространстве оказывают неионогенные ПАВ типа ОП-10, которые, адсорбируясь, в зависимости от характера первоначальной смачиваемости поверхности могут гидрофобизовать или, наоборот, гидрофилизировать ее.

Полимерное заводнение сопровождается снижением проницаемости пористой среды как для нефти, так и для воды. Соотношение величин этого снижения определяет эффективность или неэффективность полимерного заводнения с точки зрения механизма фильтрации пластовых жидкостей.

Таким образом, изучение характера фильтрации несмешивающихся жидкостей с помощью фазовых проницаемостей в комплексе с другими исследованиями может способствовать более глубокому пониманию механизма вытеснения нефти водой и растворами химических веществ.



Относительные фазовые проницаемости при вытеснении нефти водой (1) и оторочкой раствора ПАА (2) из карбонатных пород турнейского яруса Мишкинского месторождения ($K_{пр}=0,484 \text{ мкм}^2$)

Рекомендуемая литература:

Разработка нефтяных месторождений в осложненных условиях и вопросы физики пласта//
Сб. н. тр. ВНИИнефть, 1984, вып. 87, с. 33-40.

1.6 Распределение пор по размерам

Проницаемость пористой среды зависит преимущественно от размера каналов фильтрации. Поэтому изучению структуры порового пространства уделяется большое внимание.

Зависимость проницаемости от размера каналов фильтрации можно получить при совместном приложении законов Дарси и Пуазейля к пористой среде, представленной системой трубок, имеющих одинаковое сечение по всей длине. По закону Пуазейля расход жидкости (Q) через такую пористую среду составит

$$Q = \frac{n\pi R^4 F \Delta P}{8\mu L} \quad (1)$$

где n – число пор, приходящихся на единицу площади фильтрации;

R – средний радиус каналов фильтрации;

F – площадь фильтрации;

ΔP – перепад давления;

μ – динамическая вязкость жидкости;

L – длина пористой среды.

Коэффициент пористости модели пористой среды равен

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{об.р}}} = \frac{nF\pi R^2 L}{FL} = n\pi R^2 \quad (2)$$

Тогда, подставляя (2) в (1), получим

$$Q = \frac{mR^2 F \Delta P}{8\mu L} \quad (3)$$

По закону Дарси расход жидкости через такую пористую среду составит

$$Q = \frac{k \Delta P F}{\mu L} \quad (4)$$

Здесь k – коэффициент проницаемости.

Решая (3) и (4) относительно k , получим:

$$k = \frac{mR^2}{8},$$

Откуда

$$R = \sqrt{\frac{8k}{m}}$$

Если измерять проницаемость в mkm^2 , а радиус в mkm , тогда

$$R = 2,86\sqrt{\frac{k}{m}} \quad (5)$$

Полученное выражение мало пригодно для расчета размеров каналов фильтрации в реальных пористых средах, но дает представление о параметрах этих сред, которые оказывают наиболее сильное влияние на проницаемость.

Исследования коллекторов месторождений Удмуртии и Пермской области позволили получить корреляционные зависимости между средним радиусом каналов фильтрации и фильтрационно-емкостными характеристиками пород. Для терригенных и карбонатных пород эта зависимость описывается соответственно уравнениями

$$R = 8,306 \left(\frac{k_{\text{пр}}}{m} \right)^{0,391}$$

и

$$R = 11,107 \left(\frac{k_{\text{пр}}}{m} \right)^{0,345}$$

Таким образом, во всем диапазоне изменения фильтрационно-емкостных характеристик пород средние размеры каналов фильтрации в карбонатах в 1,2-1,6 раза выше, чем в терригенных породах.

Распределение каналов фильтрации по размерам

Одним из основных методов изучения структуры каналов фильтрации в пористых средах является капиллярметрия – получение кривой капиллярного давления и обработка ее с целью получения интересующей информации о характере распределения каналов фильтрации по размерам, расчет среднего радиуса, характеристик неоднородности пористой среды. Кривые капиллярного давления характеризуют зависимость водонасыщенности породы от капиллярного давления. Их получают методом вдавливания ртути, полупроницаемой мембраны или центрифугирования. Первый сейчас практически не

применяется из-за токсичности и невозможности повторно использовать изучавшиеся образцы в других исследованиях. Второй метод основан на оттеснении воды из образца, находящегося под давлением, через тонкопористую (полупроницаемую) мембрану, насыщенную водой. В этом случае давление в образце повышается ступенчато и после стабилизации веса образца или объема вытесненной жидкости рассчитывается водонасыщенность пористой среды при установленном давлении, которое при достигнутом равновесии считается равным капиллярному. Процесс повторяется до достижения остаточной (или неснижаемой) водонасыщенности, характерной для геологических условий изучаемого региона. Максимальное поровое давление устанавливается эмпирически для конкретного региона по результатам сопоставления прямых и косвенных определений остаточной водонасыщенности в изучаемых породах.

Третий метод основан на тех же принципах, но реализуется с помощью центрифугирования образцов, насыщенных водой, в несмачивающей жидкости, например, в керосине. Если в первых двух методах давление в образце измеряется, то при центрифугировании его приходится рассчитывать исходя из данных о скорости и радиусе вращения, длины образца и плотностей насыщающих жидкостей. Для расчета давления, создаваемого при вращении образца, используется формула, полученная при допущении, что пористая среда моделируется пучком каналов фильтрации переменного сечения.

$$P_{cp} = \frac{1}{L} \int_0^L P_i dl_i = \Delta \rho \varpi^2 \left(\frac{RL}{4} + \frac{L^2}{9} \right),$$

где P_i – среднее давление на участке канала фильтрации длиной l_i , имеющего постоянное поперечное сечение.

$$P_i = \frac{1}{l_i} \int_0^{l_i} P_i dl = \Delta \rho \varpi^2 \left(\frac{3Rl_i + 2l_i}{6} \right)$$

Размеры каналов фильтрации рассчитывают по формуле

$$r_{cp} = \frac{2 \sigma C o s \Theta}{\Delta p_k}$$

и представляют в виде кривой распределения плотности вероятности каналов фильтрации по размерам. Средний эквивалентный радиус каналов фильтрации определяется как

$$R_{cp} = \Sigma (R_{i \text{ cp}} * W_i) / \Sigma W_i, \quad (9)$$

где $R_{i \text{ cp}} = (R_i + R_{i+1}) / 2$ – средний радиус в интервале изменения капиллярного давления от P_{ki} до P_{ki+1} .

$W_i = (K_i - K_{i+1}) / (R_i - R_{i+1})$ – плотность вероятности в этом интервале изменения радиусов.

Другая область применения кривых капиллярного давления связана с оценкой характера изменения водонасыщенности пород в переходной зоне пласта. Для этого результаты капиллярметрии представляют в виде функции Леверетта

$$J(S) = \frac{p_k}{\sigma C o s \Theta} \sqrt{\frac{k}{m}}$$

В зависимости от водонасыщенности пористой среды в переходной зоне пласта определяются фазовые проницаемости и оцениваются гидродинамические параметры и возможность добывать нефть с тем или иным количеством попутной воды.

Смачиваемость поверхности

Поверхность пород в различной степени смачивается пластовыми жидкостями, что находит отражение в характере их фильтрации. Существует несколько методов измерения смачиваемости.

Во-первых, широко используется метод, в основе которого лежит измерение геометрических размеров капли нефти, размещенной на шлифе породы и погруженной в воду или раствор химического вещества. С помощью оптической скамьи можно измерить статические и кинетические углы смачивания. Статические углы смачивания характеризуют общие физико-химические характеристики нефтесодержащих пород и смачивающих свойств жидкостей. Кинетические углы важно знать при изучении избирательного смачивания пород в процессе вытеснения нефти водой из пористых сред и для оценки знака и величины капиллярного давления в каналах фильтрации.

Расчет угла смачивания производится по формуле

$$\frac{2h}{d} = \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}$$

где h – высота капли;

d – диаметр посадочной площадки.

Угол смачивания относится к более полярной жидкости (к воде), поэтому при вычислении угла смачивания капли нефти в воде, измеренный угол вычитается из 180° .

Все обычно используемые методы измерения углов натекания, оттекания на наклонных пластинках не дают возможности воспроизвести процессы, происходящие в реальных пористых средах.

Некоторое представление о смачивающих свойствах вод и природе поверхности каналов фильтрации можно получить, измеряя скорость пропитывания пористой среды жидкостью или капиллярного вытеснения этой жидкости другой.

Одним из наиболее простых и информативных сейчас является метод Амотта-Гервея оценки смачиваемости поверхности каналов фильтрации. Он основан на изучении кривых капиллярного давления, получаемых при впитывании и дренировании воды из образцов горных пород. Показатель смачивания при этом определяется как логарифм отношения площадей под кривыми капиллярного давления при дренировании и впитывании. Величина показателя смачиваемости изменяется от -1 для абсолютно гидрофобных поверхностей до $+1$ для абсолютно гидрофильных. Породы с показателем смачивания в пределах от $-0,3$ до $+0,3$ характеризуются как обладающие промежуточной смачиваемостью. Вероятно, что величина этого показателя смачиваемости эквивалентна $\cos\theta$. По крайней мере она изменяется в том же диапазоне и с теми же знаками. В коллекторах месторождений Удмуртии показатели смачивания изменяются от $-0,02$ до $+0,84$. То есть, встречаются преимущественно гидрофильные породы и породы с промежуточной смачиваемостью. Причем последние преобладают.

Следует отметить, что при всем разнообразии свойств поверхности, показатели смачиваемости представляют собой некую интегральную характеристику, т.к. в реальных пористых средах всегда есть каналы, в которых никогда не было нефти и которые, поэтому, всегда оставались гидрофильными. Поэтому можно предположить, что основные крупные каналы фильтрации, в которых осуществляется пе-

ремещение углеводородов, гораздо более гидрофобны, чем мы можем это оценить с помощью интегральных характеристик.

1.7 Удельная поверхность

Удельная поверхность измеряется в $\text{м}^2/\text{м}^3$ или в $\text{м}^2/\text{г}$. Величина удельной поверхности зависит от минерального и гранулометрического состава, формы зерен, содержания и типа цемента. Наибольшую удельную поверхность имеют природные адсорбенты: глины, трепелы, отдельные разновидности бокситов, туфовые пеплы.

Для оценки удельной поверхности разработаны адсорбционные, фильтрационные, оптические, электронно-микроскопические, гранулометрические и другие способы лабораторных исследований.

Адсорбционные методы могут быть статическими и динамическими и основаны на: 1) адсорбции паров азота, аргона, криптона, воды, спиртов, углеводородов; 2) адсорбции веществ из растворов; 3) поверхностном обмене; 4) теплоте адсорбции паров и смачивания.

Фильтрационные способы основаны на фильтрации сжатых газов или жидкостей и разреженных газов в равновесном и неравновесном режимах.

На изучении капиллярных явлений основана ртутная порометрия и способ вытеснения смачивающей поровое пространство пород жидкости несмачивающей или наоборот.

Один из способов оценки удельной поверхности каналов фильтрации (Козени-Кармана) предполагает изучение пористости, проницаемости и электропроводности в образце породы. Тогда, зная эти параметры можно рассчитать величину удельной поверхности каналов фильтрации

$$S = \frac{3,13 \cdot 10^7}{T_r \sqrt{f}} \sqrt{\frac{m_n^3}{k_{np}}}$$

здесь T_r - гидравлическая извилистость;

f - постоянная Козени;

K_{np} - проницаемость, м^2 ;

m_n - пористость, д. ед.

Принято считать, что $T_r = \sqrt{(P_n \cdot m)}$, где $P_n = \frac{\rho_{вп}}{\rho_v}$ (здесь $\rho_{впк}$ и ρ_v – удельное электрическое сопротивление водонасыщенной породы и воды). Недостатком метода является весьма условный расчет коэффициента извилистости и неизвестный коэффициент Козени.

Другой способ основан на фильтрации гелия и аргона через образец пористой среды. При этом величина удельной поверхности фильтрации рассчитывается по формуле

$$S = \frac{(P_{He}^2 - P_{Ar}^2)m^3\pi D^2}{4L\eta_{эф}RT(J_{\Sigma} - J_d)}$$

где $S_{уд}$ – удельная поверхность фильтрации, $см^{-1}$;

P_{He} , P_{Ar} – давление в линии гелия и аргона, Па;

m – пористость;

D , L – диаметр и длина образца, см;

$\eta_{эф}$ – эффективная вязкость газовой смеси, Па·с;

R – газовая постоянная $8,31 \cdot 10^7$;

T – температура, °К;

J_{Σ} , J_d – суммарный и диффузионный поток Не через образец, моль·с⁻¹.

Величина суммарного потока гелия через образец определяется как

$$J_{\Sigma} = \frac{WC}{22400}$$

где W – объемная скорость газовой смеси, см³/с;

C – объемная концентрация Не в газовой смеси, %.

Объемная концентрация Не в суммарном потоке смеси газов определяется по калибровочному графику катарометра, построенному в координатах $U(v) - C(\%)$. Величина диффузионного потока Не находится по зависимости $J_d = f(P_{He}^2 - P_{Ar}^2)$ как отрезок, отсекаемый на оси ординат, прямой, проходящей через ряд экспериментальных точек.

Для коллекторов месторождений Удмуртии получены зависимости удельной поверхности фильтрации от фильтрационно-емкостных характеристик пород. Для терригенных коллекторов такая зависимость

описывается уравнением регрессии с коэффициентом корреляции $-0,928$

$$S_{\text{уд}} = 3420 \left(\sqrt{\frac{k_{\text{пр}}}{m}} \right)^{-0,966}$$

Для карбонатных коллекторов уравнение имеет вид

$$S_{\text{уд}} = 3028 \left(\sqrt{\frac{k_{\text{пр}}}{m}} \right)^{-1,545}$$

с коэффициентом корреляции $-0,892$.

Аналогичные уравнения получены для ряда конкретных объектов разработки.

Нефте -, газо -, водонасыщенность горных пород

При формировании нефтяных и газовых залежей происходит процесс вытеснения воды нефтью или газом. При этом часть воды всегда остается в самых тонких каналах, а иногда и в виде пленки на гидрофильных участках их поверхности. Следует сказать, что в нефтенасыщенных породах эта пленка не образует связанной системы и ее неоднородность и разорванность определяются активностью нефти на границах раздела фаз, а также минерализацией пластовой воды. С увеличением концентрации солей в воде увеличивается степень гидрофобизации поверхности породы вследствие десольватирующего действия ионов солей. В поровом пространстве нефтегазонасыщенных пород нефть, вода и газ присутствуют в различных объемах и имеют различное распределение, которое зависит от характера смачивания поверхности каналов фильтрации.

Гидрофобность коллекторов обусловлена, в основном, адсорбцией активных компонентов, содержащихся в нефтях. Например, исследования коллекторов Пермской области и Удмуртии показали, что смачиваемость поверхности тесно связана с содержанием в нефтях металлопорфириновых комплексов ванадия. Зависимость между интегральным показателем смачивания и количеством металлопорфириновых комплексов ванадия в нефтях описывается уравнением

$$A = \frac{1,784}{C+2,13} - 0,058 \quad ,$$

где A – индекс Амотта-Гервея

C – концентрация металлопорфириновых комплексов ванадия, мг/100г.

Вопрос о природе гидрофобности коллекторов пока изучен недостаточно. Вместе с тем, от характера распределения пластовых жидкостей в поровом пространстве зависит ряд петрофизических величин (например, удельное электрическое сопротивление, коэффициент фазовой проницаемости, коэффициент нефтевытеснения).

Отношения $V_n/V_{\text{пор}}$, $V_v/V_{\text{пор}}$, выраженные в процентах или в долях единицы, обозначаются соответственно K_{nn} , K_{vv} , называются коэффициентами нефтенасыщенности и водонасыщенности и используются для

оценки степени насыщения порового пространства. Коэффициент нефтенасыщенности в природе может достигать 95%. При этом величина коэффициента остаточной водонасыщенности соответственно составляет всего 5%. Такие коллектора встречаются не часто и являются, как правило, преимущественно гидрофобными. Высокая нефтенасыщенность и повышенная гидрофобность поверхности присуща высокопроницаемым карбонатным коллекторам мелкокавернозно-порового типа. Обычно нефтенасыщенность продуктивных коллекторов составляет 50–70%. Предельно высокие значения коэффициента нефтенасыщенности характерны для верхних частей водоплавающих залежей в пластах большой мощности. Зоны предельного насыщения и недонасыщения разделяет водонефтяной контакт. Зона недонасыщения (переходная зона) может иметь толщину от долей метра до 30–40 м. Часть запасов нефти в этой зоне может иметь промышленное значение. Граница промышленной нефтенасыщенности в переходной зоне устанавливается по результатам исследования фазовых проницаемостей в виде некой критической нефтенасыщенности. Состояние свободной и связанной воды в переходной зоне определяется свойствами всех фаз системы и степенью нефтенасыщенности пород. Для оценки величины и строения переходной зоны используют геофизические и лабораторные методы исследований. В последнем случае изучают характер кривых капиллярного давления. При этом полагают, что под действием капиллярных сил вода в поровых каналах проникает до высоты, где капиллярное давление уравновешивается гидростатическим, то есть справедливо соотношение:

$$P_k = gh\Delta\rho$$

Отсюда

$$h = \frac{P_k}{g\Delta\rho}$$

Так как капиллярное давление есть функция водонасыщенности, тогда

$$h = \frac{f(S)}{g\Delta\rho}$$

Средняя водонасыщенность в переходной зоне однородного объекта определяется как:

$$S_{\text{ср}} = \frac{\int_{h_1}^{h_2} \varphi(h) dh}{h_2 - h_1}$$

В природе характер изменения водонасыщенности по высоте переходной зоны носит весьма сложный характер, определяющийся геологической неоднородностью пористой среды.

Количество остаточной воды в породах в значительной степени зависит от характера строения порового пространства. В практике подсчета запасов часто используют зависимости коэффициента остаточной водонасыщенности от пористости и проницаемости. Такие зависимости обычно имеют вид $K_{\text{ов}} = A/K^B$ и в случае, когда аргументом является коэффициент проницаемости, характеризуются достаточно высокими коэффициентами корреляции. Еще более тесной корреляционной связью характеризуются зависимости $K_{\text{ов}} = f[(K_{\text{пр}}/K_{\text{п}})^{0,5}]$.

По характеру связи воды с породой выделяют химически связанную, физически связанную и свободную воду. К категории химически связанной относится вода конституционная и кристаллизационная, к физически связанной – вода адсорбционная или гигроскопическая, образовавшаяся за счет действия адсорбционных сил на поверхности гидрофильных минералов, к свободной – вода, содержащаяся в капиллярах.

В связи с тем, что процессы нефтедобычи связаны с наличием в пористой среде остаточной водонасыщенности в виде адсорбционной и капиллярно удерживаемой воды, мы здесь не станем рассматривать химически связанную воду. В отношении этого типа воды важно знать, что она выделяется при температурах выше 110 °С, и процесс сопровождается изменением кристаллической решетки минералов и химического состава породы.

В соответствии с современными представлениями о строении и структуре свободной и связанной воды ее молекула имеет тетраэдрическое строение с двумя положительными и двумя отрицательными полюсами. Такое строение обуславливает специфическую структуру жидкой воды, образованную относительно прочными водородными связями между ее молекулами (около 5–6 ккал/моль). Принимается, что жидкая вода имеет исходную решетку льда, размытую трансляционным движе-

ем ее молекул. Трансляционное движение молекул воды состоит из колебаний атомов около временных положений равновесия и скачкообразных перемещений их из одного положения равновесия в другое. Молекулы воды в среднем совершают около 1000 колебаний в секунду, а средняя частота активированных скачков молекул для чистой воды около 6 миллионов скачков в секунду. Наличие в воде сильно полярных молекул, направленных водородных связей, аномально высокое значение межмолекулярного эффекта, влияние которого определяется температурой, обуславливает многие особенности воды.

Методы определения количества остаточной воды

Наиболее достоверные результаты определения количества остаточной водонасыщенности в породе получены при анализе керна, добытого с применением растворов на нефтяной основе, при условии, что фильтрат их не проникает в породу и не изменяет ее первоначального насыщения. После подъема на поверхность такие образцы маркируют и помещают в углеводородную жидкость, а нефти – водонасыщенность определяют путем экстрагирования их в приборах С.Л. Закса. В качестве растворителя используют толуол, температура кипения которого 110 °С. Нефте-, водонасыщенность определяют по массе образца до и после экстракции и по объему воды, попавшей в ловушку аппарата Закса. Метод приемлем только в случае, когда керн поднимается из части пласта с возможной максимальной нефтенасыщенностью для соответствующих геолого-физических условий залегания пород. Если в породе присутствует свободная вода, то под действием градиентов давления, возникающих при проникновении углеводородной основы бурового раствора, часть ее может оказаться замещенной на углеводородную жидкость, что приводит к искажению результатов.

В большинстве случаев пласты вскрываются на обычных глинистых буровых растворах, характеризующихся определенной водоотдачей. При этом часть нефти из пористой среды вытесняется фильтратом бурового раствора, что искажает результаты исследований. Некоторые исследователи считают, что в этом случае можно определить величину остаточной нефтенасыщенности и оценить коэффициент вытеснения нефти водой. Однако современные тщательные исследования показывают, что

это не совсем то, что обычно получают при вытеснении нефти из линейных моделей пористых сред в ходе лабораторной оценки коэффициента нефтевытеснения при соблюдении определенных условий подобия и требований к подобным экспериментам. С уменьшением вязкости нефти погрешность оценки коэффициента вытеснения по результатам измерения нефти – водонасыщенности пород по керну увеличивается из-за потери части нефти при дегазации ее в процессе подъема на поверхность.

Наиболее достоверным из косвенных методов оценки коэффициента остаточной водонасыщенности считается метод полупроницаемой мембраны. Сопоставление результатов оценки коэффициента остаточной водонасыщенности установленных прямым и косвенным методом для терригенных и карбонатных коллекторов Ельниковского месторождения Удмуртии и Арланского месторождения Башкирии подтвердили достаточную точность метода полупроницаемой мембраны.

Влияние свойств поверхности на количество остаточной воды

Расход жидкости через единичный капилляр в соответствии с законом Пуазейля и с учетом молекулярного взаимодействия воды с твердой поверхностью равен

$$Q = \frac{\pi \Delta P}{8 \mu L} (R - h)^4, \quad (1)$$

где h – толщина слоя жидкости, удерживаемая силами молекулярного взаимодействия со стенками капилляра и не участвующая в движении под действием приложенного градиента давления.

$$h = R - \left(1 - \sqrt{1 - \frac{4,8AL}{\pi R^2 a \Delta P}} \right), \quad (2)$$

где R – радиус капилляра; L – длина капилляра; ΔP – перепад давления; a – межмолекулярное расстояние; A – константа Ван-Дер-Ваальса.

Степень молекулярного взаимодействия воды с твердой поверхностью можно оценить по величине работы адгезии (W_a), которая определяется уравнением Дюпре-Юнга

$$W_a = \sigma_{\text{ж}} (1 + \cos \Theta), \quad (3)$$

где σ – поверхностное натяжение жидкости; Q – краевой угол смачивания.

После оттеснения подвижной воды в капилляре обнажается слой, удерживаемый силами молекулярного взаимодействия с поверхностью капилляра. Образовавшаяся система стремится прийти в такое состояние, энергия которого минимальна, т.е., если Q отличается от нуля, оставшаяся пленка воды тут же стремится стянуться в каплю, площадь поверхности которой соответствует работе, затраченной на ее образование. Вместе с тем при взаимодействии двух объемов одной и той же жидкости (пленки и отступающей воды), находящихся в контакте, происходит полное смачивание. Значит работа адгезии, приходящаяся на единицу площади их контакта, составляет $W_a = 2\sigma$. Таким образом, если пленка на поверхности капилляра находится в контакте с отступающей водой при $Q > 0$, она непременно станет перемещаться вслед за последней. Очевидно, что в этом случае скорость вытеснения должна быть такой, чтобы не произошло отрыва вытесняемой воды от пленки. Из уравнения (1) средняя скорость фильтрации (V) в капилляре с учетом молекулярного взаимодействия жидкости с поверхностью может быть определена как

$$V = \frac{R^2 \Delta P}{8\mu L} \left(1 - \frac{h}{R}\right)^4 \quad (4)$$

Из выражения (2) следует, что при уменьшении молекулярного взаимодействия с поверхностью канала фильтрации толщина пленки уменьшается. Вероятно, в капилляре с гидрофобной поверхностью никакой адсорбции молекул воды не происходит. Поэтому на границе гидрофильного и гидрофобного участков в канале фильтрации направление действия капиллярного давления меняется, а скорость течения воды резко возрастает, что может привести к отрыву ее от пленки. Тогда пленка жидкости останется в капилляре в виде изолированной капли на границе гидрофильного и гидрофобного участков, которая в этом случае играет роль барьера. В тонких капиллярах капли могут слиться и образовать двояковогнутые линзочки, препятствующие движению не смачивающей жидкости.

В свете изложенного при моделировании остаточной водонасыщенности в образцах пород методом полупроницаемой мембраны становится

не безразличным, из какой части пласта они отобраны. Образцы из нефтяной части пласта характеризуются частичной гидрофобностью поверхности каналов фильтрации. При моделировании остаточная вода в них занимает, во-первых, объем порового пространства, связанный каналами малого радиуса. Во-вторых, часть воды остается в крупных каналах в виде капель. Поэтому в частично гидрофобных породах содержится больше остаточной воды, чем в таких же по строению порового пространства гидрофильных образцах.

Месторождение	$(K_{пр}/K_n)^{0.5}$, мкм		$K_{ов}$, д.ед.		P_n	
	нефтеносная часть	водоносная часть	нефтеносная часть	водоносная часть	нефтеносная часть	водоносная часть
Красногорское, C_2b	0,3	0,3	0,267	0,191	14	13
	1,3	1,2	0,188	0,166	26	26
Ельниковское, C_1jsp	1,7	1,9	0,120	0,090	62	61

Если не учитывать характер смачивания поверхности пород при получении петрофизических зависимостей, используемых при интерпретации материалов ГИС, можно существенно (на 10-15%) завысить величину начальной нефтенасыщенности и неправильно подсчитать запасы нефти в залежи. При проведении экспериментов по вытеснению нефти водой на преимущественно гидрофильных образцах из водоносной части пласта величина коэффициента вытеснения всегда выше (на 5-10%), чем полученная на таких же по коллекторским характеристикам образцах из нефтяной части пласта. То есть, если не учитывать характер смачивания поверхности каналов фильтрации при проведении подобных экспериментов, можно получить завышенные характеристики вытеснения и сделать неправильные выводы относительно добычных возможностей коллекторов, слагающих продуктивные пласты.

ЛЕКЦИЯ 6

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Упругость, прочность на сжатие и разрыв, пластичность - наиболее важные механические свойства горных пород, влияющие на ряд процессов, происходящих в пласте в процессе разработки месторождений. Например, от упругих свойств горных пород и упругости пластовых жидкостей зависит перераспределение давления в пласте во время эксплуатации месторождения. Запас упругой энергии, освобождающейся при снижении давления, может быть значительным источником энергии, под действием которой происходит движение жидкости к забоям скважин. Упругость пород и жидкостей очень мала, но вследствие огромных размеров пластовых водонапорных систем в процессе эксплуатации значительное количество жидкости вытесняется именно за счет расширения ее объема и уменьшения объема пор при снижении пластового давления. С другой стороны следует иметь в виду и негативные факторы, связанные со снижением пластового давления. Это в первую очередь снижение проницаемости пород, а во вторую - выделение газа из пластовых жидкостей, препятствующего их движению.

Не менее существенный эффект упругости жидкости и пористой среды заключается в том, что давление в пласте перераспределяется не мгновенно, а постепенно после всякого изменения режима работы скважины, после ввода новой или остановки старой скважины. Таким образом, при большой емкости пласта и высоком пластовом давлении с самого начала эксплуатации пласт будет находиться в условиях, для которых характерны длительные неустановившиеся процессы перераспределения пластового давления. Скорости этих процессов в значительной степени определяются упругими свойствами пород и жидкостей.

В процессе эксплуатации залежи важно знать и прочностные характеристики пород на сжатие и разрыв. Эти данные наряду с модулем упругости необходимы при изучении процессов искусственного воздействия на породы призабойной зоны скважин, широко применяемых для увеличения притока нефти. При рассмотрении физических свойств горных пород следует учитывать, что в зависимости от условий залегания механические свойства пород могут резко изменяться.

НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОРОД В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕГАНИЯ

Горные породы находятся в напряженном состоянии, вызванном собственным весом пород и определяющимся глубиной залегания и характером самих пород. До нарушения условий залегания пород скважиной внешнее давление от веса вышележащих пород и возникающие в породе напряжения находятся в условиях равновесия. Составляющие этого нормального поля напряжений имеют следующие значения:

по вертикали

$$\sigma_z = \rho g H,$$

где σ_z - вертикальная составляющая напряжений;

ρ - плотность породы;

g - ускорение силы тяжести;

H - глубина залегания.

По горизонтали в простейшем случае

$$\sigma_y = \sigma_x = n\rho gH ,$$

где n - коэффициент бокового распора.

Величина n для пластичных и жидких пород типа пльвунов равна единице и тогда горизонтальное напряжение определяется гидростатическим давлением, а для плотных и крепких пород в нормальных условиях, не осложненных тектонически, n составляет доли единицы.

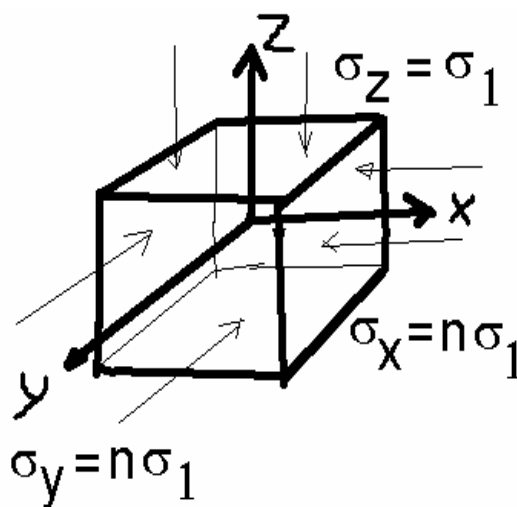
Коэффициент бокового распора и горизонтального напряжения можно приближенно оценить следующим образом.

Выделим элементарный объем. Относительная деформация, которую это тело получило бы, например, вдоль оси x при сжатии его тремя взаимно перпендикулярными, равномерно распределенными силами, выраженными главными напряжениями ($\sigma_z = \sigma_1$; $\sigma_y = \sigma_x = \sigma_2 = n\sigma_1$), равна

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} \left[\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z) \right] , \quad (1)$$

где E - модуль Юнга;

ν - коэффициент поперечной деформации - Пуассона, равный отношению поперечной деформации к продольной деформации.



Если принять, что в процессе осадконакопления происходило только сжатие пород в вертикальном направлении, а в горизонтальном направлении деформаций не было, то

$$\varepsilon_x = \varepsilon_y = 0 \quad (2)$$

$$\sigma_x = \sigma_y = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_z , \quad (3)$$

то есть коэффициент бокового распора

$$n = \frac{\nu}{1 - \nu}$$

При достаточно больших давлениях на значительных глубинах вероятно происходит выравнивание напряжений. Если три главных взаимно перпендикулярных напряжения равны между собой, то деформация в направлении каждого из них согласно (1) равна

$$\varepsilon = \frac{\Delta V}{V} = 3 \frac{\sigma}{E} (1 - 2\nu) \quad (4)$$

и коэффициент объемного сжатия равен

$$\beta_0 = \frac{3}{E} (1 - 2\nu) \quad (5)$$

Величина $1/\beta_0$ называется модулем объемной упругости (K).

Таким образом, зная модуль Юнга и коэффициент Пуассона, определяемые экспериментальным путем, можно найти коэффициент сжимаемости горных пород

Другой способ оценки коэффициента сжимаемости основан на непосредственном измерении этой величины с помощью специального оборудования. Исследуемый образец породы помещают в специальный кернодержатель, создают внешнее давление равное пластовому. В результате приложения внешнего давления, превышающего внутриверстовое, объем пор будет уменьшаться, что приведет к изменению геометрических размеров образца. Величину этих изменений измеряют по перемещению толкателей, контактирующих с торцами образца.

$$\beta = \frac{\Delta h f}{V_0 \Delta p},$$

где Δh - изменение длины образца; f - площадь сечения; V_0 - начальный объем образца; Δp - изменение давления.

НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОРОД В РАЙОНЕ ГОРНОЙ ВЫРАБОТКИ

Призабойная зона скважины представляет собой область пласта, от характеристики которой зависит производительность скважины. С бурением скважины здесь изменяется начальное напряженное состояние пород, т.к. происходят возмущения в естественном поле напряжений. Вблизи стенок скважины они находятся в условиях, близких к одноосному сжатию. В результате пластичные породы (глины, глинистые сланцы) частично выдавливаются в скважину, увеличивая ее диаметр. Зона аномалий в естественном поле напряжений в несколько раз превосходит размеры горной выработки. В ней происходят существенные изменения условий залегания горных пород, которые могут быть причиной значительных изменений фильтрационных характеристик.

Если рассматривать призабойную зону как однородный упругий толстостенный полый цилиндр, то поиск распределения напряжений в этой зоне можно свести к решению задачи Ламе. Напряжение в толстостенном цилиндре, сечения которого образованы концентрическими окружностями, подверженному действию равномерно распределенных сил, определяется соотношениями

$$\sigma_r = \frac{E}{1 - \nu^2} \left[C_1 (1 + \nu) + C_2 (1 - \nu) \frac{1}{r^2} \right] \quad (6)$$

$$\sigma_{\theta} = \frac{E}{1-\nu^2} \left[C_1(1+\nu) - C_2(1-\nu) \frac{1}{r^2} \right], \quad (7)$$

где σ_r - радиальная компонента нормального напряжения;

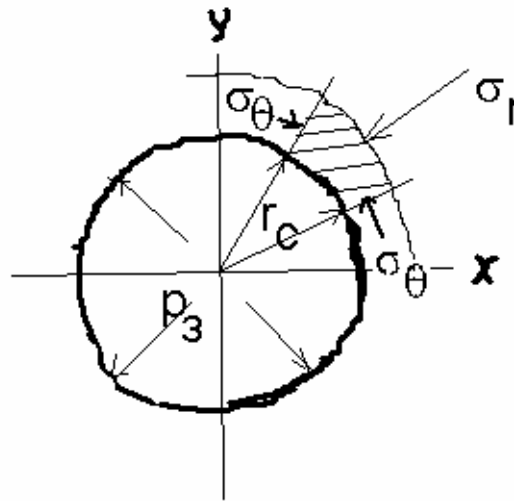
σ_{θ} - окружное или тангенциальное нормальное напряжение (в направлении касательной к окружности, на которой выделен элементарный объем dV).

r - расстояние от оси;

C_1 и C_2 - постоянные интегрирования, которые можно определить из граничных условий:

при $r=r_c$; $\sigma_r=p_3$ (забойному давлению);

при $r=\infty$; $\sigma_q=\sigma_r=\rho gH$ (горному давлению).



Для упрощения формулы (6) и (7) запишем с другими постоянными в виде

$$\sigma_r = C + \frac{D}{r^2} \quad (8)$$

$$\sigma_{\theta} = C - \frac{D}{r^2} \quad (9)$$

По этим формулам можно вычислить касательные и радиальные напряжения на различных расстояниях от скважины. Из граничных условий найдем:

при $r = r_c$

$$\sigma_r = p_3 = C + \frac{D}{r_c^2} ;$$

при $r = \infty$

$$\sigma_r = \rho gH = C + \frac{D}{\infty} = C$$

Следовательно

$$\sigma_r = \rho gH \left(1 - \frac{r_c^2}{R^2} \right) + p_3 \frac{r_c^2}{R^2} \quad (10)$$

$$\sigma_{\theta} = \rho g H \left(1 + \frac{r_c^2}{R^2} \right) - p_3 \frac{r_c^2}{R^2} \quad (11)$$

Из (10) и (11) следует, что при $r = r_c$

$$\sigma_r = p_3 ; \quad \sigma_{\theta} = 2\rho g H - p_3 \quad (12)$$

т.е. на стенке скважины могут действовать тангенциальные напряжения, величина которых при $P_3=0$ достигает удвоенного горного давления. Это означает, что при наличии пород недостаточной прочности в призабойной зоне возможно их разрушение под действием тангенциальных напряжений и ухудшение фильтрационных характеристик пород вследствие их сжатия под влиянием этих нагрузок. Для приблизительной оценки тангенциальных напряжений можно использовать уравнение

$$\sigma_{\theta} = 0,116H$$

в соответствии с которым величина тангенциальных напряжений на глубине 1000 м составляет около 116 кгс/см², а на глубине 2000 м соответственно 232 кгс/см².

ДЕФОРМАЦИОННЫЕ И ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД

Большая часть горных пород при отсутствии высокого всестороннего давления как в условиях одноосного, так и сложного напряженного состояния, при быстром нагружении или разгрузке в большом диапазоне напряжений хорошо подчиняется закону Гука. По мере увеличения напряжения на сжатие усиливается и деформация. При нагрузке, соответствующей пределу прочности образца $\sigma_{сж}$, происходит его разрушение. Характер зависимости между напряжением и деформацией определяется продолжительностью действия нагрузки. У большинства горных пород необратимые пластические деформации при медленном нагружении проявляются при напряжениях, составляющих 10-15% от разрушающих.

Горным породам присуща анизотропия механических свойств, связанная с различием упругости при одноосном сжатии вдоль и поперек напластования.

Модули Юнга горных пород нефтяных месторождений

Волго-Уральской провинции

Породы	Модуль Юнга, Е·10 ⁻⁴ МПа
Алеврит кварцевый	0,56-0,83
Известняк пелитоморфный	2,0
Доломит мелкозернистый	4,37
Аргиллит	0,55
Песчаник кварцевый мелкозернистый	0,24-0,47
Песчаник кварцевый разномзернистый	1,76
Песчаник кварцевый	1,08-1,3

РАСПРОСТРАНЕНИЕ УПРУГИХ КОЛЕБАНИЙ В ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Распространение упругих колебаний в горных породах представляет интерес не только для оценки констант упругости, но и как самостоятельная характеристика, дающая возможность судить о плотности и пористости пород. Изучается распространение продольных и поперечных упругих волн. Продольные волны обусловлены колебаниями частиц тела вдоль их распространения, поперечные соответственно поперек. Первые распространяются в любых средах, вторые только в твердых телах. Скорости продольных и поперечных волн в массиве соответственно равны

$$v_p = \sqrt{\frac{E(1-\nu)}{\rho(1+\nu)(1-2\nu)}} \quad (13)$$

$$v_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}} \quad , \quad (14)$$

где G - модуль сдвига.

В стержне упругого тела, поперечные размеры которого меньше длины волны, скорость распространения продольных волн выражается формулой

$$v_p = \sqrt{\frac{E}{\rho}} \quad , \quad (15)$$

где ρ - плотность породы.

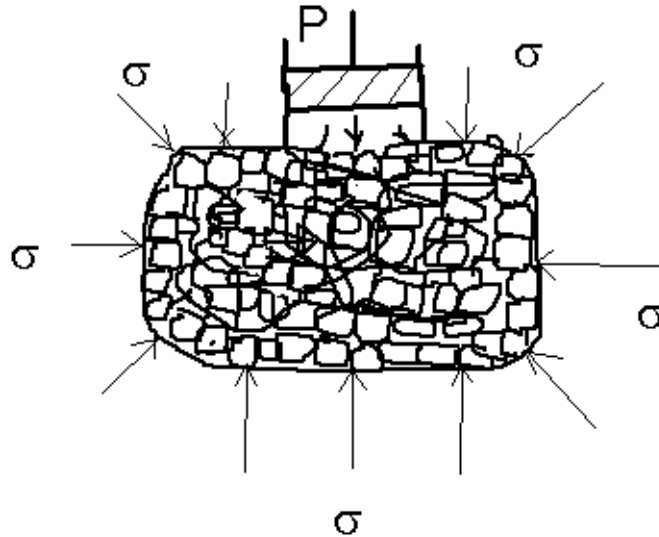
Формулы (13) - (15) используются в лабораторной практике для определения динамических величин модуля Юнга и модуля сдвига (G).

Из формул (13) и (15) следует, что скорость распространения продольных волн в неограниченном твердом теле больше, чем в стержне, так как упругость тела в том и другом случаях неодинакова. Она меньше в стержне потому, что боковые поверхности его свободны от остальной массы тела, препятствующей его деформации. Зная отношение скоростей распространения продольных и поперечных колебаний можно найти величину коэффициента Пуассона.

УПРУГИЕ ИЗМЕНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Горная порода в пласте находится в сложных условиях напряженного состояния. При этом вертикальные и горизонтальные напряжения в основном не равны между собой. Так как в большинстве случаев истинный характер распределения напряжений в различных направлениях остается неизвестным, напряжения в породе в глубоко залегающих горизонтах оценивают средней величиной, полагая, что на большой глубине они не зависят от направления. На этом основании средние напряжения в скелете породы оценивают по законам гидростатики.

Представим себе элемент породы, испытывающий горное давление σ , а в порах пласта, насыщенного жидкостью, давление p .



До начала эксплуатации залежи пластовое давление жидкости способствует уменьшению нагрузки, передающейся на скелет породы от массы вышележащих пород. Тогда давление на скелет породы (эффективное давление)

$$\sigma_{\text{эф}} = \sigma - p \quad (13)$$

При падении пластового давления эффективное давление на скелет породы возрастает. Объем порового пространства пласта уменьшается вследствие упругого расширения зерен породы и возрастания сжимающих усилий от массы вышележащих пород. При этом зерна породы испытывают дополнительную деформацию и пористость среды уменьшается также вследствие перераспределения зерен и более плотной упаковки их и изменения структуры пористой среды.

Объем породы V складывается из объема твердой фазы V_{τ} и объема пустот $V_{\text{п}}$ и поэтому с изменением в породах среднего нормального напряжения (σ) и пластового давления (p) происходят упругие изменения всех трех упомянутых величин. Тогда объемная деформация пород при всестороннем сжатии описывается тремя коэффициентами сжимаемости, которые определяются следующими соотношениями:

$$\beta = -\frac{1}{V} \left[\frac{dV}{d(\sigma - p)} \right]_p \quad (14)$$

$$\beta_{\text{п}} = -\frac{1}{V_{\text{п}}} \left[\frac{dV_{\text{п}}}{d(\sigma - p)} \right]_p \quad (15)$$

$$\beta_{\tau} = -\frac{1}{V_{\tau}} \left[\frac{dV_{\tau}}{d(\sigma - p)} \right]_{(\sigma - p)} \quad (16)$$

Индексы при скобках указывают на условия определения частных производных: при постоянном p или постоянной разности напряжений ($\sigma - p$). Коэффициенты сжимаемости имеют размерность $[\text{м}^2/\text{Н}]$. Эффективное напряжение определяет деформацию породы, а изменение пластового давления - деформацию твердой фазы. Тогда с учетом (14), (15), (16) относительные суммарные упругие деформации скелета, пор и твердой фазы будут определяться соотношениями:

$$\frac{dV}{V} = \beta d(\sigma - p) + \beta_{\tau} dp \quad (17)$$

$$\frac{dV_{\text{п}}}{V_{\text{п}}} = \beta_{\text{п}} d(\sigma - p) + \beta_{\tau} dp \quad (18)$$

$$\frac{dV_{\tau}}{V_{\tau}} = \frac{1}{(1-m)} \beta_{\tau} d(\sigma - p) + \beta_{\tau} dp \quad (19)$$

где m - открытая пористость породы.

Между коэффициентами сжимаемости существует следующая связь

$$\beta = m\beta_{\text{п}} + \beta_{\tau} \quad (20)$$

Особое значение в процессах, протекающих в пластах при эксплуатации нефтяных залежей, имеет коэффициент объемной упругости пласта β_c :

$$\beta_c = \frac{1}{V} \frac{dV_{\text{п}}}{dp} = m\beta_{\text{п}} \quad (21)$$

Из (18) и (20) найдем

$$\beta_c = m\beta_{\text{п}} \left(1 - \frac{d\sigma}{dp} \right) - m\beta_{\tau} \quad (22)$$

Коэффициент β_c иногда определяют, изменяя давление жидкости в порах при $\sigma = \text{const}$. В этом случае формула (22) принимает вид

$$(\beta_c)_{\sigma} = m(\beta_{\text{п}} - \beta_{\tau})$$

или

$$\beta_c = (\beta_c)_{\sigma} - m\beta_{\text{п}} \frac{d\sigma}{dp} \quad (23)$$

Как следует из приведенных формул, для определения β_c в условиях залегания реальных коллекторов необходимо знать характер изменения напряженного состояния пород в пласте при изменении пластового давления $\frac{d\sigma}{dp}$. Эта величина зависит от глубины залегания пласта и тектонической обстановки, упругих свойств

пород и т.д. В простейшем случае, если пренебречь относительными боковыми смещениями пород при деформации, ее можно определить из соотношения

$$\frac{d\sigma}{dp} = \frac{2(1-2\nu)}{3(1-\nu)} \left(1 - \frac{\frac{\beta_{\tau}}{m\beta_{\text{п}}}}{1 + \frac{\beta_{\tau}}{m\beta_{\text{п}}}} \right) \quad (24)$$

ВЛИЯНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД

В условиях залегания коллекторские свойства пород отличаются от измеренных на поверхности. В первом приближении упругое изменение пористости пород с изменением давления в интервале от p_0 до p можно вычислить по формуле

$$\frac{m_{(\sigma-p)}}{m_{(\sigma-p)_0}} \approx \left[\frac{(\sigma-p)_0}{(\sigma-p)} \right]^{-\beta_n(\sigma-p)_0} \quad (25)$$

У плохо отсортированных песчаников при давлении около 150 МПа уменьшение пористости достигает 20%, а у плотных аргиллитов только около 6%.

Значительно более подвержена влиянию давления проницаемость пород. Приблизительную оценку этого изменения можно осуществить по формуле

$$\frac{k_{(\sigma-p)}}{k_{(\sigma-p)_0}} \approx \left[\frac{(\sigma-p)_0}{(\sigma-p)} \right]^n \quad (26)$$

где

$$n = \frac{2(3+\alpha)}{(2+\alpha)} \beta_{n0}(\sigma-p)_0$$

Здесь α - коэффициент, характеризующий структуру порового пространства. Для песчаников он изменяется от -1,25 до -1,8.

По результатам исследований коэффициент проницаемости при упругом деформировании терригенных пород на глубине 1300-2000 м может привести к снижению проницаемости на 10-40% по сравнению с измеренной на поверхности. Между проницаемостью пород в изменяющихся условиях (k) и начальной (k_0) существует экспоненциальная зависимость

$$k = k_0 e^{-\alpha \Delta p},$$

где α - коэффициент, характеризующий влияние сжимаемости пород на проницаемость, который устанавливается опытным путем.

ТЕРМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

В нефтепромысловом деле широко применяется термометрия скважин. Особенно важно знать термические свойства пород при проектировании тепловых методов воздействия на пласт.

Термические свойства пород характеризуются теплопроводностью C , коэффициентом теплопроводности λ или удельного теплового сопротивления $\xi = \frac{1}{\lambda}$ и коэффициентом температуропроводности a .

Установлено, что с повышением пористости, влажности и температуры теплоемкость пород возрастает. Зависит она также от минералогического состава пород и минерализации пластовых вод. Для горных пород нефтяных месторождений теплоемкость изменяется от 0,63 до 1,0 кДж/(кг·град.). Коэффициент теплопро-

водности изменяется от 1,3 Вт/(м·град.) для песчаников до 2,2 Вт/(м·град.) для известняков и 5 Вт/(м·град.) для доломитов. Коэффициент температуропроводности изменяется от 0,5 м²/с для карбонатов до 1,4 м²/с для терригенных пород.

Коэффициент теплопроводности возрастает с увеличением плотности пород и их влажности. С ростом пористости и нефтенасыщенности он уменьшается. Указанные коэффициенты связаны соотношением

$$a = \frac{\lambda}{C\rho}$$

где ρ - плотность породы, кг/м³.

ЛЕКЦИЯ 7

СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ

1. Физическое состояние нефти и газа при различных условиях

Углеводороды в зависимости от их состава, давления и температуры могут находиться в залежи в различных состояниях - газообразном, жидком или в виде газожидкостных смесей.

При большом количестве газ располагается в виде газовой шапки в верхних частях структуры. При этом часть жидких углеводородов нефти в виде паров содержится и в газовой фазе. Под высоким давлением в пласте плотность газа приближается по величине к плотности легких углеводородных жидкостей. В таких условиях некоторое количество углеводородов растворяется в сжатом газе. Если же количество газа в залежи по сравнению с объемом нефти мало, а давление достаточно высокое, газ полностью или частично растворяется в нефти. Поэтому в зависимости от условий залегания и количественного соотношения нефти и газа залежи подразделяются на:

1. газовые;
2. газоконденсатные;
3. газонефтяные (с большой газовой шапкой и нефтяной оторочкой);
4. нефтяные (с различным содержанием газа).

В связи с изменчивостью факторов, определяющих состояние газонефтяных смесей, резко очерченных границ, разделяющих месторождения на отдельные типы, не существует. Для более обоснованного подразделения залежей на газовые, газоконденсатные и газонефтяные пользуются характеристиками фазовых превращений, протекающих по-разному в зависимости от состава углеводородов и условий их залегания.

2. Химический состав нефти и газа

В зависимости от химического состава нефти и газа изменяются их свойства в пластовых условиях и определяются закономерности движения их в пласте. Нефти состоят в основном из углеводородов метанового или парафинового ряда общего состава C_nH_{2n+2} и полиметиленов или нафтенных (C_nH_{2n}). Кроме парафинов и нафтенных в нефти в небольшом ко-

личестве содержатся и ароматические углеводороды. Большое значение для практики имеют некоторые классы органических соединений кислорода, азота, серы и других элементов. Эти соединения содержатся в небольших количествах, но из-за высокой поверхностной активности существенно влияют на свойства жидкостей на границах раздела фаз. Адсорбция этих компонентов на поверхности пород резко изменяет ее свойства, а на границах раздела жидкостей образуются прочные межфазные пленки. В результате этого увеличивается стойкость эмульсий, изменяются условия фильтрации пластовых жидкостей и т.д. Газы в подавляющем большинстве представляют собой смеси, состоящие, главным образом, из предельных углеводородов - метана и его гомологов. Наряду с углеводородами в их состав входят азот, углекислота, сероводород и редкие газы. Попутные нефтяные газы месторождений Удмуртии содержат большое количество азота и поэтому не пригодны для использования в качестве энергоносителей.

Состав нефтей и нефтегазовых смесей выражается в виде массовой или объемной концентрации компонентов в процентах и мольных долях. Массовая концентрация какого-либо компонента газовой смеси равна массе этого компонента, деленной на массу смеси.

$$(M)_i = \frac{W_i}{\sum W_i} \quad (1)$$

Объемная концентрация соответственно равна объему *i*-го компонента к объему смеси, а мольная - отношению числа молей *i*-го компонента к суммарному числу молей в системе. Зависимость между мольной и объемной концентрациями компонентов вытекает из закона Авогадро. Так как равные объемы любых газов при одинаковых термобарических условиях содержат одинаковое число молекул, то объем *i*-го компонента смеси будет пропорционален числу молей *i*-го компонента:

$$V_i = K n_i, \quad (2)$$

где *K* - коэффициент пропорциональности.

Следовательно,

$$\frac{V_i}{\sum V_i} = \frac{K n_i}{\sum n_i K} = \frac{n_i}{\sum n_i}, \quad (3)$$

т.е. мольная концентрация компонента при атмосферных условиях практически совпадает с объемной концентрацией этого компонента.

В таблице 1 приведен средний состав газов с газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений России. При нормальных условиях углеводороды от метана CH_4 до бутана C_4H_{10} находятся в газообразном состоянии, а остальные в жидком. Пропан и бутан с повы-

шением давления легко переходят в жидкое состояние. Упругость насыщенных паров углеводородов, то есть то давление, при котором газ начинает конденсироваться и переходить в жидкое состояние, повышается с ростом температуры и она тем выше, чем ниже плотность углеводородов. Упругость пара является нелинейной функцией температуры. Все процессы разработки месторождений и добычи нефти связаны с изменением термобарических условий залегания углеводородов. Поэтому законы термодинамики широко используются для объяснения происходящих при этом явлений и для расчета поведения углеводородных систем в различных условиях.

Таблица 1

Месторождение	Объемный состав газа, %								Относительная плотность
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ +	CO ₂	H ₂ S	N ₂ +	
	высшие						R		
Газовые месторождения									
Дашавское	98,2	0,35	0,15	0,12	0,05	0,1	нет	1,0	0,563
С.-Ставропольское	98,0	0,31	0,44	0,05+высшие					
Газлинское	97,2	3,2	0,9	0,47	0,13	0,1	нет	2,5	0,568
Газоконденсатные месторождения									
Вуктыльское	71,8	8,7	3,9	1,8	6,4	0,1	-	4,3	-
Карадагское	94,4	3,27	0,8	0,64	0,66	0,2	нет	-	-
Оренбургское	85,2	5,0	1,7	0,8	1,9	0,6	-	4,8	-
Нефтяные месторождения									
Ромашкинское	39,0	20,0	18,5	6,2	4,7	0,1	нет	11,5	1,07
Старогрозненское	34,4	20,0	20,6	19,8	6,9	2,5	нет	-	-
Туймазинское	42,0	21,0	18,4	6,8	4,6	0,1	нет	7,1	1,062
Мухановское	30,1	20,2	23,6	10,6	4,8	1,5	2,4	6,8	1,186

3. Отклонение состояния реальных газов

от законов идеального газа

Уравнение состояния идеальных газов при различных условиях в той или иной степени всегда не соответствует уравнениям состояния реальных газов. Законы растворимости

реальных газов в нефтях и пластовых водах, зависимости плотности и вязкости газов от давления и температуры также не подчиняются законам идеального газа.

Состояние газа характеризуется давлением (p), температурой (T) и объемом (V). Соотношение между этими параметрами определяется законами газового состояния, которые широко используются в практике добычи нефти и газа. Состояние реальных газов описывается различными уравнениями. Например, уравнение Ван-Дер-Ваальса имеет вид:

$$\left(p + \frac{a}{V^2}\right)(V - b) = RT \quad (4)$$

где a - сила притяжения молекул;

b - собственный объем молекул газа.

Сложность использования уравнения (4) на практике связана с тем, что в реальности всегда существует некая смесь газов. Хорошее совпадение с экспериментальными данными для газов, плотность которых не превышает двух третей от плотности газа при критических условиях, получают при использовании уравнения Битти-Бриджмена

$$p = \frac{RT}{V^2} \left(1 - \frac{c}{VT^3}\right) \left[V + B_0 \left(1 - \frac{b}{V}\right) \right] - \frac{A_0 \left(1 - \frac{a}{V}\right)}{V^2}, \quad (5)$$

где R - газовая постоянная

T - абсолютная температура

величины a, b, c, A_0 и B_0 - постоянные для данных компонентов природного газа.

Уравнение состояния легких углеводородов Бенедикта, Вебба и Рабина имеет вид

$$p = RTd + \left(B_0 RT - A_0 - \frac{C_0}{T^2}\right)d^2 + (bRT - a)d^3 + \alpha d^6 + \frac{cd^3}{T^2} \left[(1 + \gamma d^2) e^{-\gamma d^2} \right], \quad (6)$$

где d - молярная плотность (моли в ед. объема)

параметры $A_0, B_0, C_0, a, b, c, \alpha, \gamma$ - постоянные величины для индивидуальных веществ. Для смесей газов эти величины являются функцией состава смеси. Численные значения этих параметров для смеси углеводородов определяются по следующим формулам:

$$\begin{aligned} B_0 &= \sum x_i B_{0i}; & A_0 &= \left(\sum x_i A_{0i}^{1/2} \right)^2; & C_0 &= \left(\sum x_i C_{0i}^{1/2} \right)^2; \\ b &= \left(\sum x_i b_i^{1/3} \right)^3; & a &= \left(\sum x_i a_i^{1/3} \right)^3; & c &= \left(\sum x_i c_i^{1/3} \right)^3; \\ \alpha &= \left(\sum x_i \alpha_i^{1/3} \right)^3; & \gamma &= \left(\sum x_i \gamma_i^{1/2} \right)^2, \end{aligned}$$

где x_i - молярные доли компонентов в смеси;

B_{0_i} ; A_{0_i} и т.д. - числовые значения констант соответствующих компонентов.

Обычно для расчета состояния реальных газов пользуются обобщенным газовым законом в виде уравнения Клапейрона, в которое вводится поправка (коэффициент сжимаемости), учитывающая отклонение реальных газов от законов сжатия и расширения идеальных газов:

$$pV = zmRT \quad , \quad (7)$$

где p - давление, Па;

V - объем газа, м³;

z - коэффициент сжимаемости;

m - масса газа, кг;

R - газовая постоянная, Дж(кг*град);

T - температура, °К.

Характер изменения коэффициента сжимаемости с изменением температуры и давления можно установить, учитывая отличия реальных газов от идеального. В идеальном газе молекулы занимают незначительный объем по сравнению с объемом газа и не испытывают сил притяжения друг к другу. Молекулы же реального газа обладают определенными размерами, массой и взаимодействуют друг с другом. Поэтому реальный газ приближается к идеальному при низких давлениях, когда число молекул в единице объема невелико. Следовательно, при низких давлениях величина коэффициента сжимаемости должна быть близка к единице. С повышением давления молекулы сближаются и силы взаимодействия между ними помогают внешним силам, сжимающим газ. Следовательно, с ростом давления коэффициент сжимаемости вначале уменьшается. Когда же сжатый газ по своим свойствам приближается к жидкости, межмолекулярные расстояния уменьшаются настолько, что начинают проявляться взаимоотталкивающие силы между молекулами, препятствующие дальнейшему уменьшению объема газа. В этих условиях углеводородный газ сжимается меньше, чем при малых давлениях, т.е. значения коэффициента сжимаемости возрастают с увеличением давления. Для оценки коэффициента сжимаемости пользуются зависимостью его от приведенного давления и приведенной температуры (при условии, что газ состоит на 95-96% из метана):

$$p_{np} = \frac{p}{\sum y_i p_{к pi}}; \quad T_{np} = \frac{T}{\sum y_i T_{к pi}} \quad , \quad (8)$$

где p и T - давление и температура газа;

$p_{к\ p\ i}$ и $T_{к\ p}$ - критические давление и абсолютная температура i -го компонента;

$\sum y_i T_{к\ p} = \overline{T_{к\ p}}$ и $\sum y_i p_{к\ p\ i} = \overline{p_{к\ p}}$ - среднекритические (псевдокритические) абсолютная температура и давление.

y_i - мольная концентрация i -го компонента.

Различные газы, имеющие одинаковые приведенные температуру и давление, находятся в “соответственных состояниях”. По принципу соответственных состояний термодинамические свойства веществ (в том числе и коэффициенты сжимаемости) с равными приведенными температурой и давлением приблизительно одинаковы, т.к. при этом различные газы находятся как бы в одинаковом приближении к жидкому состоянию.

С помощью коэффициента сжимаемости легко определить объемы газа в различных условиях:

$$V = V_0 z \frac{T}{273p} \quad (9)$$

Отношение V/V_0 называется объемным коэффициентом газа и используется для пересчета объема газа в нормальных условиях в объем газа в пласте и наоборот.

4. Плотность газов

За относительную плотность газа принимается отношение плотности газа к плотности воздуха в одном и том же объеме при нормальных условиях.

$$d = \frac{\rho_{г}}{\rho_{в}} \quad (10)$$

Плотность газов измеряют специальными газовыми пикнометрами или эффузивным методом, который основан на измерении скорости истечения газа через отверстия малого радиуса. В соответствии с кинетической теорией отношение квадратов скоростей истечения газов через малые отверстия обратно пропорционально их плотностям. Выражая скорость истечения через время, определяют плотность газа, как

$$\rho_{г} = \rho_{в} \frac{t_{в}^2}{t_{г}^2} \quad (11)$$

Приняв плотность воздуха за единицу, находят относительную плотность изучаемого газа.

Плотность газа можно также определить по его относительной молекулярной массе. Для смеси газов их средняя молекулярная масса рассчитывается по известному мольному компонентному составу газа по формуле

$$\overline{M} = y_1 M_1 + y_2 M_2 + \dots + y_n M_n = \sum y_i M_i \quad (12)$$

где \overline{M} - средняя относительная молекулярная масса газа

M_i - относительная молекулярная масса i -го компонента

y_i - мольные доли компонентов.

Один киломоль любого газа при нормальных условиях занимает объем 22,4 м³. Следовательно, относительную плотность газа по воздуху можно определить по его средней молекулярной массе из соотношения

$$d = \frac{\overline{M}}{M_{\text{в}}} = \frac{M}{28,97} \quad (13)$$

Кроме того, по известной плотности газа ρ_0 при нормальных условиях его средняя молекулярная масса равна

$$\overline{M} = 22,4 \rho_0 \quad (14)$$

Плотности многих углеводородных газов и сероводорода больше плотности воздуха. Поэтому они могут накапливаться в помещениях насосных станций, в колодцах. Это необходимо учитывать при проектировании промышленного хозяйства, при проведении работ на промыслах.

5. Вязкость газов

Вязкость - одно из свойств газов, определяющих закономерности движения их в пласте. Вязкость газа в зависимости от изменения параметров, характеризующих его состояние, изменяется сложным образом. При низких давлениях и температурах свойства реальных газов приближаются к идеальным. Динамическая вязкость газа связана с его плотностью (ρ), средней длиной свободного пути ($\overline{\lambda}$) и средней скоростью молекул (v) соотношением

$$\mu = \frac{\rho v \overline{\lambda}}{3} \quad (15)$$

С повышением давления плотность газа возрастает, но при этом уменьшается средняя длина свободного пробега молекул, а скорость их остается неизменной.

С увеличением температуры вязкость газов возрастает, т.к. скорость движения молекул увеличивается при постоянных плотности и длине свободного пробега. Отмеченный характер изменения вязкости газов объясняется проявлением внутреннего трения. Количество движения из слоя в слой передаются вследствие перелета молекул газа в движущиеся относительно друг друга слои. При этом возникают силы, тормозящие движение одного слоя и увеличивающие скорость движения другого. С повышением температуры увеличивается скорость и количество движения, передаваемое в единицу времени, и, следовательно, увеличивается вязкость. При давлении близком к атмосферному вязкость газов почти не зависит от его величины. Однако при высоких давлениях вязкость газов изменяется аналогично изменению вязкости жидкости. Газы с более высокой молекулярной массой имеют, как правило, и большую вязкость.

Для экспериментального определения вязкости газов при различных условиях разработано много методов. Основные из них: капиллярный; метод измерения скорости падения шарика в исследуемом газе; методы вращения цилиндров и затухания вращательных колебаний диска, подвешенного в исследуемом газе.

ЛЕКЦИЯ 8

Растворимость газов в нефти

От количества растворенного в нефти газа зависят все ее важнейшие свойства: вязкость, сжимаемость, термическое расширение, плотность и т.д.

Сложный состав нефти и значительные пределы изменения пластовых давлений и температур затрудняют применение уравнений термодинамики для расчетов газонасыщенности нефти при высоких давлениях. Поэтому газонасыщенность нефтей в различных термобарических условиях определяют экспериментальным путем.

При низких давлениях и температурах растворимость газов в нефти практически подчиняется закону Генри. То есть, количество газа, растворенного при данной температуре в единице объема жидкости, пропорционально давлению газа над поверхностью

$$V_r = \alpha p V_{ж}, \quad (1)$$

где α - коэффициент растворимости газа.

$$\alpha = \frac{V_r}{V_{ж} p}; \quad [\alpha] = \frac{\text{м}^2}{\text{Н}}; \quad [\alpha] = \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3 (\text{кг} \cdot \text{с} / \text{см}^2)} \quad (2)$$

Коэффициент растворимости реальных газов не является постоянной величиной и зависит от рода жидкости и газа, от давления, температуры и от других факторов, которые присущи растворам газа в жидкости и связанным с общим отклонением реальных газов от идеальных.

При исследовании теоретических вопросов растворимости газов закон Генри записывается через молярные концентрации газа в растворе

$$N = \alpha p$$

где $N = \frac{n_r}{n_{ж} + n_r}$ - молярная концентрация газа в растворе.

$n_r, n_{ж}$ - число молей жидкой и газовой фаз в системе.

Получение зависимостей концентрации газа в жидкости от давления затрудняется не только вследствие отклонения реальных газов от законов идеального, но и потому, что в растворе реальный газ приобретает специфические свойства. Внешним выражением этих свойств является увеличение объема раствора при введении в него газа. Повышение объема влияет на концентрацию газа в жидкости. Приращение объема раствора определяется количеством растворенного газа, свойствами жидкости и газа, тем-

пературой и давлением. Увеличение объема жидкости обычно характеризуют величиной кажущегося удельного объема растворенного газа в жидкой фазе.

$$\bar{V} = \frac{\Delta V}{G}$$

Смысл понятия “кажущийся” заключается в том, что приращение объема ΔV жидкости не представляет собой истинного объема растворенного в ней газа, а есть результат взаимодействия молекулярных сил растворенного газа и жидкости. В химической термодинамике величину \bar{V} называют парциальным мольным объемом.

Зависимость коэффициента растворимости от давления и температуры определяется соотношением

$$\alpha = \frac{N_0}{f_0} \frac{1}{e^{\frac{\bar{V}(p-p_0)}{RT}}} \quad (3)$$

т.е., с увеличением давления α уменьшается.

Здесь N_0 - мольная концентрация газа в растворе при давлении p_0

f_0 - летучесть газа при давлении, равном упругости пара p_0 растворителя при температуре T .

Летучесть газа связана с коэффициентом сжимаемости следующим соотношением

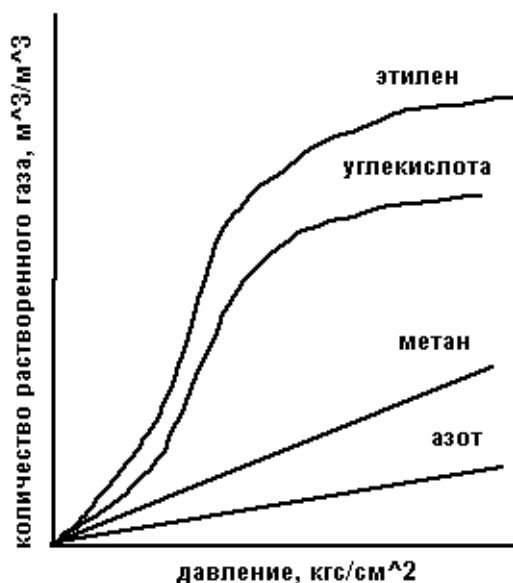
$$\ln \frac{f}{p} = \int_0^p \frac{z-1}{p} dp \quad (4)$$

В общем случае коэффициент растворимости некоторых газов с увеличением давления может увеличиваться и уменьшаться. Перегиб кривой растворимости и возрастание коэффициента растворимости некоторых газов происходит в связи с увеличением объема раствора и влиянием этого процесса на концентрацию газа в жидкости.

Величина приращения объема раствора и ее интенсивность зависят от количества растворенного газа, свойств жидкостей и газов и их состава. Значительное влияние на растворимость газов оказывают процессы испарения. Различные компоненты нефтяного газа обладают неодинаковой растворимостью, причем с увеличением молекулярной массы газа коэффициент растворимости его возрастает. Особенно плохо растворяется азот.

Растворимость газов повышается с ростом содержания в нефтях парафиновых углеводородов. При высоком содержании в нефти ароматических углеводородов ухуд-

шается растворимость в ней газов. Малорастворимые газы (метан, азот) лучше подчиняются закону Генри. С повышением температуры растворимость газов уменьшается.



Форма изотерм растворимости для различных газов также не одинакова. Для плохо растворимых газов (азот, метан) они характеризуются пологим подъемом почти равномерным во всем интервале давления. Изотермы хорошо растворимых газов (углекислота- CO_2 , этан- C_2H_6 , пропан- C_3H_8) характеризуются резким подъемом до определенных давлений, а затем они выгораживают. Последнее объясняется обратными процессами растворения компонентов нефти в сжатом газе при высоких давлениях.

Коэффициент растворимости попутных нефтяных газов изменяется в широких пределах и достигает $(4-5) \times 10^{-5} \text{ м}^3/(\text{м}^3 \times \text{Па})$.

Давление насыщения нефти газом

Давлением насыщения (или начала парообразования) пластовой нефти называют давление, при котором газ начинает выделяться из жидкости. Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и растворенного газа, от их состава и пластовой температуры. При прочих равных условиях с увеличением молекулярной массы нефти и ее плотности давление насыщения увеличивается. С ростом в составе газа количества

компонентов, относительно плохо растворимых в нефти, давление насыщения также увеличивается. Особенно высокими давлениями насыщения характеризуются нефти, в которых растворено значительное количество азота.

Давление насыщения и закономерности выделения газа изучаются в лабораторных условиях по пробам нефти, отобранным из пласта. Однако технология рутинных экспериментов не учитывает влияния пористой среды. Специальные исследования показали, что в пористых средах давление насыщения на 0,4-0,5 МПа выше, чем в объеме.

Большой интерес представляет сравнительное изменение газонасыщенности различных участков залежи, обладающих неодинаковыми физическими свойствами горных пород, при понижении давления ниже точки начала выделения газа. В связи с различием состава нефтей и количества остаточной воды рост газонасыщенности на участках развития слабопроницаемых пород значительно отстает от относительного газосодержания более проницаемых участков коллектора.

Сжимаемость нефти. Объемный коэффициент

Нефть, как и все жидкости, обладает упругостью, т.е. способностью изменять объем под действием внешнего давления. Упругость жидкостей измеряется коэффициентом сжимаемости (или объемной упругости), определяемым из соотношения

$$\beta = -\frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta p} \quad (5)$$

Коэффициент сжимаемости зависит от состава пластовой нефти, температуры и абсолютного давления. Тяжелые нефти (битумы), не содержащие растворенный газ, обладают сравнительно низким коэффициентом сжимаемости $(4-7) \times 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$. Легкие нефти, содержащие значительное количество растворенного газа, обладают повышенным коэффициентом сжимаемости (до $140 \times 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$). Чем выше температура, тем больше коэффициент сжимаемости. Высокие коэффициенты сжимаемости свойственны нефтям, находящимся в пласте в условиях, близких к критическим и, в частности, нефтям, окаймляющим газоконденсатные залежи.

С количеством растворенного газа в нефти связана величина объемного коэффициента, определяющегося отношением объема нефти в пластовых условиях к объему дегазированной нефти.

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{дег}} \quad (6)$$

Объем нефти в пластовых условиях превышает объем дегазированной нефти. Однако высокое пластовое давление само по себе обуславливает некоторое уменьшение объемного коэффициента. При снижении первоначального пластового давления до давления насыщения объемный коэффициент незначительно увеличивается в связи с расширением жидкости. При достижении давления насыщения газ начинает выделяться и объемный коэффициент не линейно уменьшается.

Используя объемный коэффициент, определяют усадку нефти, т.е. уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность.

$$U = \frac{b-1}{b} \cdot 100 \quad (7)$$

Усадка некоторых нефтей достигает 45-50%.

Объемный коэффициент нефти определяют экспериментально. Если же известны данные о плотности нефти и плотности и растворимости газа, величину b можно приблизительно вычислить. По одному из методов приближенного определения расчет сводится к определению объема газа, занимаемого им в жидкой фазе. В сумму объемов этого газа и нефти вносят поправки на сжимаемость и температурное расширение. Объем газа в жидкой фазе определяют по кажущейся плотности газа в жидкой фазе. Кажущейся плотностью называют отношение приращения массы жидкости при растворении в ней газа к приращению ее объема. Расчетный метод используется только для приблизительной оценки объемного коэффициента, т.к. большое количество эмпирических зависимостей, лежащих в основе этого метода, приводят к возникновению большой погрешности.

Плотность пластовой нефти

Плотность нефтей в пластовых условиях зависит от их состава, количества растворенного газа и температуры. Не все газы, растворяясь в нефти, одинаково влияют на ее плотность. С повышением давления плотность нефти значительно уменьшается при насыщении ее углеводородными газами (метаном, пропаном, этиленом). Плотность нефтей, насыщенных азотом или углекислотой, с повышением давления несколько уве-

личивается. Рост давления выше давления насыщения также способствует некоторому увеличению ее плотности.

Вязкость пластовой нефти

Все нефти подчиняются следующим общим закономерностям: вязкость их уменьшается с повышением количества растворенного газа и с увеличением температуры; повышение давления вызывает некоторое увеличение вязкости. Увеличение вязкости нефти с ростом давления заметно лишь при давлениях выше давления насыщения. До этого момента увеличение вязкости перекрывается понижением ее вследствие влияния растворяющегося газа. Вязкость нефти зависит также от состава и природы растворенного газа. При растворении азота вязкость нефти увеличивается, а при растворении углеводородных газов наоборот понижается и тем сильнее, чем выше молекулярная масса газа.

В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз ниже, чем на поверхности. При разработке нефтяных месторождений следует учитывать, что с понижением давления вязкость пластовой нефти непрерывно изменяется. Сначала она слегка уменьшается, а при давлениях ниже давления насыщения резко увеличивается. Причем, если в составе газа присутствует азот, точка перегиба не совпадает с давлением насыщения.

Вязкость пластовой нефти определяется специальным вискозиметром высокого давления по пробам, отобранным на глубине залегания пласта.

Термодинамические свойства газов и нефтегазовых смесей

Теплофизические и термодинамические свойства газов и нефтегазовых смесей и пластовых систем в целом широко используются в теплотехнических расчетах.

Теплоемкость. В термодинамике нефтяного пласта важную роль играют изохорные и изобарные процессы. Теплоемкость при постоянном объеме (C_v) и при постоянном давлении (C_p) характеризуются соотношениями

$$C_v = \left(\frac{dQ}{dT} \right)_v ; \quad C_p = \left(\frac{dQ}{dT} \right)_p$$

$$K = \frac{C_p}{C_v} ; \quad C_p - C_v = R \quad (8)$$

где K - показатель адиабаты;

R - газовая постоянная.

Теплоемкость нефти с растворенным газом зависит от давления, температуры и количества растворенного газа

Среда	Температура, °С	Давление, МПа	Теплоемкость, кДж/(кг×град)
Пластовая однофазная нефть	40-80	0,1-30	1,884-2,763
Нефтегазовая смесь (10-90% газа)	40-80	0,1-30	2,118-3,169
Пластовый газ	40-80	0,1-30	2,612-3,584

Теплоемкость жидкостей и газов значительно выше теплоемкости горных пород. Изобарная теплоемкость пластовых нефтей меньше, чем газов и с увеличением температуры и давления возрастает, являясь практически линейной функцией этих величин. При этом температура влияет гораздо существеннее, чем давление.

При термодинамических расчетах рассматривается также двухфазная эффективная теплоемкость, характеризующая одновременно пористую среду и насыщающую ее жидкость.

$$C_n = m\rho C_p + C \quad (9)$$

где m - пористость породы

ρ - плотность жидкости

C_p - теплоемкость жидкости

C - теплоемкость пористой среды.

Теплопроводность (λ) наиболее распространенных в инженерной практике жидкостей и газов изменяется в следующих пределах:

Газы 0,00166 - 0,1163 Вт/(м×град).

Жидкости 0,01163 - 1,163 Вт/(м×град).

Теплопроводность пластовых систем зависит от минералогического состава, плотности, структуры пород, температуры, давления, нефтегазоводонасыщенности, а

также от свойств пластовых жидкостей и газов. Поэтому коэффициент эффективной теплопроводности двухфазной системы $\lambda_{\text{э}}$, найденный по объемным массовым долям отдельных составляющих пластовой системы и по значениям теплопроводности компонентов, может сильно отличаться от истинного.

Теплопередача в реальных пластах осуществляется вследствие теплопроводности пород, пластовых жидкостей и газов, а также конвективным переносом тепла. Последний возникает вследствие перемещения пластовых жидкостей в пористой среде при их фильтрации и значительно влияет на процессы теплообмена в пласте. В терригенных коллекторах теплопроводные свойства пород при фильтрации в различных условиях изменяются в пределах:

Коэффициент теплопроводности (λ) 14,92 - 82,73 Вт/(м×град).

Коэффициент температуропроводности (a) $(0,012-0,0555) \times 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$.

ЛЕКЦИЯ 9

Изменение свойств нефти в пределах залежи

Физические свойства нефти и ее состав в пределах одного и того же пласта не постоянны. При этом иногда наблюдаются общие закономерности их изменения, характерные для многих месторождений.

1. В залежах, окруженных краевой водой, плотность нефти и содержание в ней смол возрастают с глубиной залегания.

2. Вязкость нефти в пласте увеличивается от купола складки к крыльям.

3. Давление насыщения газом и количество растворенного газа в единице объема нефти уменьшается по направлению к водонефтяному контакту.

4. Объемный коэффициент нефти уменьшается к крыльям складки.

5. В приконтурных частях залежи содержится меньше азота и легких углеводородов.

Особенно резко изменяются свойства нефтей в залежах с круто падающими пластами.

В зависимости от структурных особенностей и строения залежи, характер изменения свойств нефтей может быть более сложным. Причинами изменения свойств нефтей в пределах залежи являются химические, бактериологические, физико-химические процессы непрерывно происходящие в пласте. Увеличение плотности нефти от свода к крыльям объясняется, вероятно, окислительными процессами, происходящими более интенсивно именно в приконтурной зоне. Для месторождений Пермского Прикамья и Удмуртии характерно увеличение вязкости нефти с ростом проницаемости пород. Необходимо с самого начала разработки месторождения исследовать пробы нефти, отобранные из различных частей залежи.

В связи с изменчивостью свойств нефти в пределах залежи необходим статистический подход к определению ее средних параметров. По оценке И.М. Амерханова (ТатНИПИнефть) для месторождений Татарии следует изучать свойства нефтей по пробам, отобранным не менее, чем в 20 скважинах, равномерно расположенных по площади. С увеличением диапазона изменения физических свойств и состава нефтей в пределах залежи минимальный объем исследований, безусловно, возрастает. Одной из мер достаточности выборки служит статистический параметр, называемый энтропией. Величину энтропии, а точнее, ее оценку можно рассчитать по данным некой выборки как

$$H[x]_n = - \sum_{i=1}^k p_i \lg p_i ,$$

где k - число интервалов ряда наблюдений параметра

p_i - вероятность попадания результата наблюдений в i -й интервал.

Построив зависимость $H[x]_n$ от количества наблюдений n , можно установить оптимальный объем исследований. Существует масса других критериев оценки достаточности объема выборки. Исследование свойств нефтей

Глубинные пробы пластовой нефти извлекают с забоев скважин с помощью специальных пробоотборников. На забое пробоотборник выдерживают открытым в течение 10-20 мин, чтобы нефть в нем полностью соответствовала пластовой. Методика отбора пробы зависит от условий эксплуатации залежи. Если пластовое давление намного превышает давление насыщения, отбор качественной пробы не вызывает затруднений. При забойных давлениях ниже давления насыщения, когда газ выделяется из нефти в призабойной зоне, перед отбором пробы изменяют режим работы скважины так, чтобы забойное давление было выше давления насыщения и максимально приближалось к начальному. Нефть из пробоотборника переводят в специальные контейнеры для транспортировки в лабораторию. Если давление в нефтяном пласте ниже начального, пробы пластовой нефти, соответствующие начальным условиям в залежи, готовят искусственно, смешивая нефть и газ в необходимых пропорциях.

Установка АСМ-300М для исследования пластовых нефтей

Комплекс приборов АСМ-300М применяют для проведения опытов по разгазированию нефтей, по определению зависимостей “давление - объем” газонефтяных смесей при различных температурах, определению вязкости пластовой нефти и исследованию температуры начала кристаллизации парафина. По данным этих опытов рассчитывается давление насыщения и коэффициент сжимаемости, определяется газосодержание, плотность, объемный коэффициент, усадка и коэффициент растворимости газа в нефти.

Установка состоит из:

1. измерительного пресса
2. вискозиметра
3. вакуумного насоса с вакуумметром
4. пробоотборника, закрепленного в специальной качалке
5. термостата
6. жидкостного насоса
7. ресиверных емкостей и манометров для измерения давления

Вязкость нефти в пластовых условиях определяют с помощью вискозиметра высокого давления по времени качения шарика внутри полированной трубки, заполненной исследуемой нефтью. В верхнем положении шарик удерживается электромагнитом. В нижней части цилиндра установлены индуктивные катушки, соединенные с электрическим секундомером. При включении секундомера электромагнит отключается и шарик начинает падать в исследуемой среде. Дойдя до нижней части трубки он попадает в поле индуктивных катушек и создает дополнительную электродвижущую силу, под

действием которой срабатывает реле, разрывающее электрическую сеть секундомера. Вязкость рассчитывают по формуле

$$\mu = \tau(\rho_{\text{ш}} - \rho_{\text{ж}})K,$$

где μ - абсолютная вязкость

τ - время качения шарика

$\rho_{\text{ш}}, \rho_{\text{ж}}$ - плотность шарика и жидкости

K - постоянная вискозиметра, определяемая калибровкой прибора.

Для калибровки используются жидкости с известной вязкостью. Прибор пригоден для измерения вязкости пластовых жидкостей от 0,5 мПа·с при давлении до 50 МПа и температуре до 80 °С.

Давление насыщения, коэффициент сжимаемости и другие параметры определяют по зависимости между давлением и объемом нефти. Опыт проводится путем расширения пробы нефти, находящейся в полости пресса. Давление снижается ступенчато до выделения некоторого количества газа. С момента начала выделения газа темп падения давления замедляется. Давление насыщения определяют по графику зависимости приращения объема системы от давления. Началу выделения газа из нефти соответствует точка перелома кривой. По зависимости между объемом нефти и давлением в области выше давления насыщения подсчитывается коэффициент сжимаемости нефти

$$\beta_n = \frac{\Delta V}{V \Delta p}$$

Объемный коэффициент, газосодержание и плотность пластовой нефти определяют по данным, полученным при однократном разгазировании пластовой нефти. При этом из пресса выпускают некоторое количество пластовой нефти в предварительно взвешенный стеклянный сепаратор, где газ отделяется от нефти. Объем выделившегося газа измеряют бюреткой, предварительно заполненной минерализованной водой. Объем дегазированной нефти определяют по массе и плотности нефти, находящейся в сепараторе. Объем в пластовых условиях находят по измерительной шкале пресса. По результатам опыта рассчитывают:

$$\text{объемный коэффициент } \beta = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{дег}}};$$

$$\text{газосодержание } G = \frac{V_r'}{M_{\text{ин}}},$$

где V_r' - объем выделившегося газа, приведенный к стандартным условиям;

$$\text{плотность пластовой нефти } \rho = \frac{M_{\text{пл}}}{V_{\text{пл}}},$$

где $M_{\text{пл}}$ - масса пластовой нефти, равная сумме масс сепарированной нефти и выделившегося газа.

Физические свойства нефтей находятся в тесной связи с их электрическими, акустическими и другими параметрами. Принцип действия современных приборов для оценки свойств нефтей основан на измерении упомянутых характеристик.

Фотоколориметрия нефти

Один из методов исследования изменчивости нефти в пределах залежи является фотоколориметрия, основанная на определении степени поглощения света исследуемым раствором. Колориметрические свойства нефти зависят от содержания в ней асфальто-смолистых соединений. Вместе с изменением количества этих веществ в нефти изменяются ее вязкость, плотность и другие свойства. Интенсивность светового потока связана с толщиной слоя жидкости, через который он проходит, следующим уравнением:

$$I_t = I_0 e^{-Kl}, \quad (1)$$

где I_t - интенсивность светового потока после прохождения через раствор;

I_0 - интенсивность падающего света;

l - толщина слоя;

K - коэффициент поглощения.

Из (1) следует, что отношение интенсивности светового потока, прошедшего через слой раствора, к интенсивности падающего светового потока не зависит от абсолютной интенсивности падающего светового потока.

По закону Бера коэффициент K пропорционален концентрации поглощающего вещества

$$K = K_{\text{сн}} C, \quad (2)$$

где C - концентрация вещества;

$K_{\text{сн}}$ - коэффициент светопоглощения.

С учетом (1) и (2) уравнение основного закона колориметрии - закона Бугера - Ламберта - Бера запишется в виде

$$I_t = I_0 e^{-K_{\text{сн}} C l} \quad (3)$$

Отношение интенсивности прошедшего светового потока к интенсивности падающего светового потока называется коэффициентом прозрачности или светопропускания

$$\tau = \frac{I_t}{I_0} = e^{-K_{\text{сн}} C l} \quad (4)$$

Величина τ , отнесенная к толщине слоя в 1 см, называется коэффициентом светопропускания.

Логарифм величины, обратной светопропусканию, называется оптической плотностью

$$D = \lg \frac{1}{\tau} = \lg \frac{I_0}{I_t} = 0,4343 \ln \frac{I_0}{I_t} \quad (5)$$

$$I_t = I_0 \cdot e^{-\frac{D}{0,4343}} \quad (6)$$

Из (3) и (6) получим

$$K_{\text{сп}} = \frac{D}{0,4343 \cdot C \cdot l} \quad (7)$$

т.е. размерность коэффициента светопоглощения

$$K_{\text{сп}} = \left[\frac{1}{\text{см}} \right]$$

Коэффициент светопоглощения является параметром, не зависящим от концентрации и толщины слоя раствора. Он представляет собой постоянную величину, которая зависит от длины волны падающего света, природы растворенного вещества и температуры раствора. Коэффициент светопоглощения нефтей быстро уменьшается с увеличением длины волны света. В опытах измеряется оптическая плотность чистого растворителя и исследуемого раствора нефти в бензоле, толуоле или четыреххлористом углероде. Поскольку коэффициент светопоглощения зависит от содержания асфальтенов и смолистых веществ, от которых зависят и физические свойства нефтей, этот параметр может быть использован для оценки степени неоднородности свойств нефти в пределах залежи.

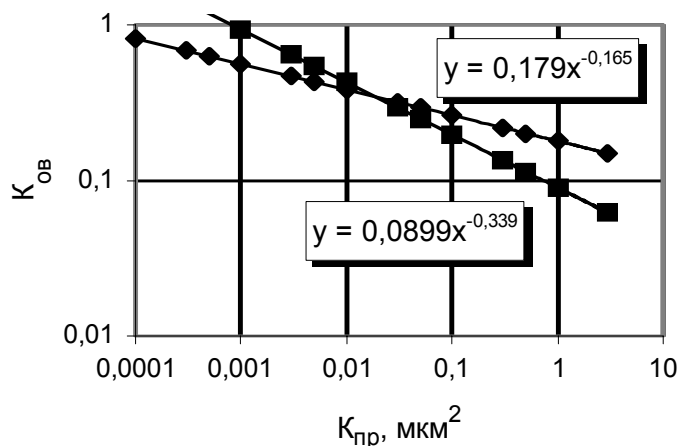
Состояние и свойства остаточной воды

Начальное распределение нефти, остаточной воды и газа в пористой среде влияет на процессы движения нефти и вытеснения ее из пласта. В зависимости от количества, состава и состояния остаточной воды находится молекулярная природа поверхности каналов фильтрации. Следовательно, формы существования остаточной воды необходимо учитывать во всех процессах, в которых смачиваемость поверхности имеет существенное значение. В том числе и при изучении нефтеотдачи пласта.

При анализе керна определяют общее количество остаточной воды без количественной оценки различных ее видов. Однако метод импульсного ядерно-магнитного резонанса позволяют осуществлять количественную оценку объема воды различного вида.

На заре развития науки о коллекторах предполагалось, что остаточная вода покрывает всю поверхность каналов фильтрации тонкой пленкой. Теперь установлено, что сплошная пленка воды между нефтью и породой отсутствует, и большая часть воды находится в капиллярно удержанном состоянии. Более или менее устойчивые пленки воды на поверхности каналов фильтрации могут образоваться только при очень низком поверхностном натяжении между нефтью и слабо минерализованной водой.

Общее количество остаточной воды в пористой среде зависит от свойств, строения и минералогического состава пород.



На рисунке показаны типичные зависимости остаточной водонасыщенности от проницаемости терригенных и карбонатных пород месторождений Удмуртии. При высокой проницаемости количество остаточной воды в терригенных коллекторах заметно ниже, чем в карбонатных. Максимальное количество остаточной воды, близкое к 100%, в терригенных породах остается при проницаемости, как правило, 0,001 мкм^2 и более, тогда как в карбонатах это происходит при проницаемости на порядок ниже. Такая особенность распределения остаточной воды связана со строением порового пространства и размерами каналов фильтрации, которые в карбонатных породах больше, чем в терригенных.

Минерализация пластовой воды

Минерализация пластовых вод достигает 640 г/л. Для месторождений Удмуртии характерна минерализация пластовых вод около 210 - 240 г/л. Основные минеральные вещества, входящие в состав пластовых вод, представлены солями натрия, калия, кальция, магния и некоторых других металлов. Многие пластовые воды отличаются повышенным содержанием йода, брома и NH_4 . Из газообразных веществ в пластовых водах содержатся углеводородные газы, а иногда и значительное количество сероводорода. Состав пластовых вод определяется минеральным составом пород пласта, характером его гидрогеологического режима, возрастом, термобарическими условиями залегания. Состав связанной и свободной воды может сильно отличаться. Связанная вода может быть более минерализованной.

Физические свойства пластовых вод

Плотность пластовых вод возрастает с увеличением концентрации солей. Известны рассолы, насыщающие породы, плотность которых достигает $1,45 \text{ г/см}^3$. Для месторождений Удмуртии характерны воды плотностью около $1,14 \text{ г/см}^3$.

Тепловое расширение воды характеризуется коэффициентом теплового расширения

$$E = \frac{\Delta V}{V \Delta t},$$

где V - объем воды в нормальных условиях

По экспериментальным данным в пластовых условиях он колеблется от $18 \cdot 10^{-5}$ до $90 \cdot 10^{-5} \text{ 1/град}$, возрастая с увеличением температуры и уменьшаясь с ростом пластового давления.

Сжимаемость пластовой воды определяется коэффициентом сжимаемости

$$\beta_v = \frac{\Delta V}{V \Delta p}$$

Коэффициент сжимаемости воды изменяется в пластовых условиях в пределах от $3,7 \cdot 10^{-10}$ до $5,0 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$, а при наличии растворенного газа увеличивается и может быть приблизительно рассчитано как

$$\beta_{вг} = \beta_v (1 + 0,05S)$$

где S - количество газа, растворенного в воде, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Объемный коэффициент пластовой воды характеризует отношение удельного объема воды в пластовых условиях к удельному объему ее в стандартных условиях

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{ст}}$$

Увеличение пластового давления способствует уменьшению объемного коэффициента, а рост температуры сопровождается его повышением. Поэтому объемный коэффициент воды изменяется в сравнительно узком диапазоне (0,99-1,06).

Вязкость воды в пластовых условиях зависит в основном от температуры и концентрации растворенных солей. Влияние давления на вязкость воды незначительно. Наиболее вязки хлоркальциевые воды. Так как газы растворяются в воде в небольшом количестве, вязкость ее при насыщении газом незначительно уменьшается.

Растворимость газов в пластовой воде

Содержание растворенного газа в воде можно выразить в виде мольных долей

$$N'_i = \frac{n_i}{\sum n_i + n_v}$$

или же в виде объема газового компонента, растворенного в единице массы, или объема воды

$$b_i = \frac{V_i}{G} ; \quad C_i = \frac{V_i}{V_B},$$

где n_i и n_B - соответственно число молей i -го компонента в водном растворе и число молей воды;

V_i - объемы газового компонента, приведенного к нормальным условиям (0 °С и 760 мм. рт. ст.)

G - масса воды (г), в которой растворен компонент.

Величины N_i и b_i связаны соотношением

$$N_i' = \frac{b_i}{\Sigma b_i + \frac{22416}{18,016}},$$

где 22416 - объем моля идеального газа при нормальных условиях

18,016 - молекулярная масса воды.

Для выражения растворимости газа в воде используется константа равновесия

$$K_i = \frac{N_i''}{N_i'},$$

где N_i' и N_i'' - мольные доли компонента в газовой и жидкой фазах.

Константы равновесия компонентов природного газа не зависят от состава и являются функцией только температуры и давления.

Растворимость углеводородных газов в воде по сравнению с их растворимостью в органических жидкостях весьма мала. С увеличением температуры растворимость газов вначале уменьшается, а затем возрастает. Причем, температура минимальной растворимости различных газов возрастает с увеличением размера молекул газа и уменьшается с ростом давления.

Влияние содержащихся в пластовой воде солей на растворимость природного газа учитывается уравнением Сеченова

$$N_i'^* = N_i' \cdot 10^{-a_i n} \quad \text{или} \quad b_i^* = b_i^{-a_i n}$$

где a_i - коэффициент Сеченова, характеризующий влияние данной соли на растворимость i -го газового компонента;

n - концентрация растворенной соли в г-экв/л;

$N_i'^*$ - мольная доля газовой компоненты в воде, содержащей растворенные соли.

Согласно уравнению Сеченова

$$K_i' = K_i \cdot 10^{a_i n}$$

Здесь K_i' - константа равновесия в минерализованной воде.

Считается, что величина давления незначительно влияет на коэффициент Сеченова и поэтому для расчетов можно использовать его величину, определенную для стандартных условий. Степень мине-

рализации начинает заметно влиять на коэффициент Сеченова при концентрации солей, превышающей 0,5 моль/л.

ЛЕКЦИЯ 10

Фазовые состояния углеводородных систем

В нефтепромысловой практике встречаются различные виды фазовых переходов вещества - испарение, конденсация, плавление и др. Наиболее же часто приходится встречаться с фазовыми превращениями растворов. В системе, находящейся в условиях какого-либо фазового перехода, могут сосуществовать в термодинамическом равновесии одновременно две или несколько различных фаз. Условиями равновесия фаз являются равенство температур, давлений и химических потенциалов соприкасающихся фаз во всех частях системы. В многокомпонентных системах условия равновесия фаз наступают, когда химические потенциалы данного компонента во всех фазах системы, находящейся в равновесии, становятся равными между собой.

Простейшими примерами фазовых переходов первого рода являются испарение и плавление. При фазовых превращениях такого рода изменяется объем системы и поглощается (или выделяется) некоторое количество теплоты, которое называется скрытой теплотой перехода. Существование теплоты перехода указывает на изменение энтропии системы. В процессе испарения вещество поглощает теплоту. Его энтропия в газообразном состоянии при данных давлении и температуре больше, чем в жидком. Характеристику фазового перехода первого рода можно дать с помощью функции Гиббса

$$dG = -SdT + Vdp$$

$$\text{где } S = -\left(\frac{\partial G}{\partial T}\right)_p; \quad V = \left(\frac{\partial G}{\partial p}\right)_T$$

Таким образом, первые производные функции Гиббса - удельный объем V и удельная энтропия S в фазовых переходах первого рода изменяются скачкообразно.

При фазовых переходах второго рода тепловые эффекты отсутствуют. Энтропия и объем системы изменяются непрерывно. Непрерывными остаются и функция Гиббса и ее первые производные. Однако симметрия в точке перехода нарушается скачком, по которому можно указать принадлежность вещества к той или иной фазе. Если в точке фазового перехода первого рода в равновесии находятся тела в двух различных состояниях, то в точке фазового перехода второго рода состояния фаз совпадают. Что касается теплоемкости C_p , сжимаемости β_T , температурного коэффициента α_T , то при фазовых переходах второго рода они изменяются скачкообразно. Следовательно, при фазовых переходах второго рода вторые производные от функции Гиббса изменяются скачкообразно.

Примерами фазового перехода второго рода могут служить превращения одной кристаллической модификации вещества в другую.

Схемы фазовых превращений углеводородов

В процессе эксплуатации месторождений в пластах непрерывно изменяются давление, температура, количественное соотношение газа и нефти. Это сопровождается непрерывным изменением состава газовой и жидкой фаз и переходом различных углеводородов из одной фазы в другую.

Особенно интенсивно такие процессы происходят при движении нефти по стволу скважины от забоя к устью.

Закономерности фазовых переходов и фазовое состояние газонефтяных смесей при различных условиях необходимо знать для решения многих задач в нефтепромысловой практике.

Схемы фазовых превращений однокомпонентных систем

Углеводородные газы изменяют объем подобно всем индивидуальным веществам в зависимости от температуры и давления примерно в соответствии с зависимостями, приведенными на рис. Справа от пунктирной линии отрезок соответствует газовой фазе, горизонтальный участок - двухфазной газожидкостной области и левый участок - жидкой фазе. Отрезок пунктирной кривой вправо от максимума в точке (С) называется кривой точек конденсации, а влево от максимума - кривой точек парообразования. Точка (С) называется критической. С приближением давления и температуры к их критическим значениям свойства газовой и жидкой фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела между ними исчезает, и плотности их уравниваются. Для изотермических фазовых превращений однокомпонентных газов характерно постоянство давления в двухфазной области до тех пор, пока весь газ не превратится в конденсат. Точно также со снижением давления после начала парообразования дальнейшее кипение жидкой фазы происходит при постоянном давлении. Обе фазы при данной температуре присутствуют в системе только в том случае, если давление равно упругости насыщенного пара этой жидкости.

Значительно сложнее закономерности фазовых переходов в двух- и многокомпонентных системах.

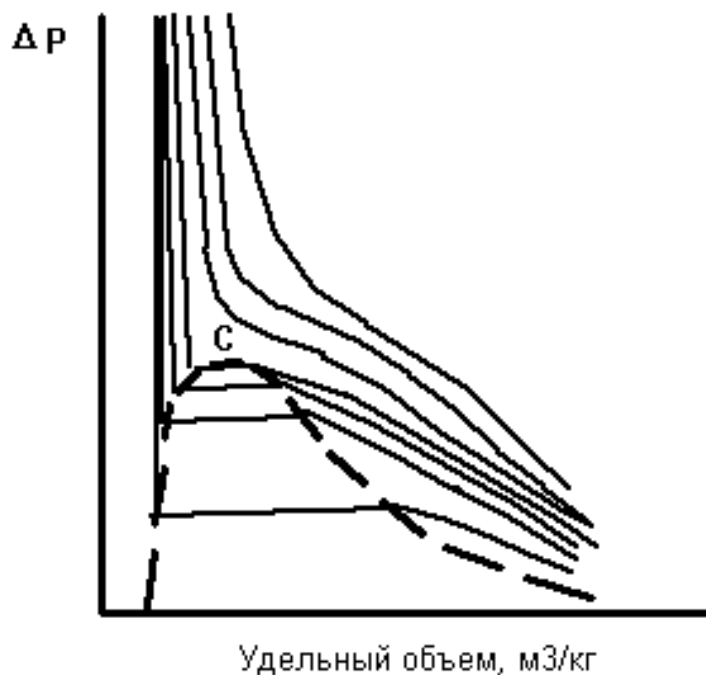
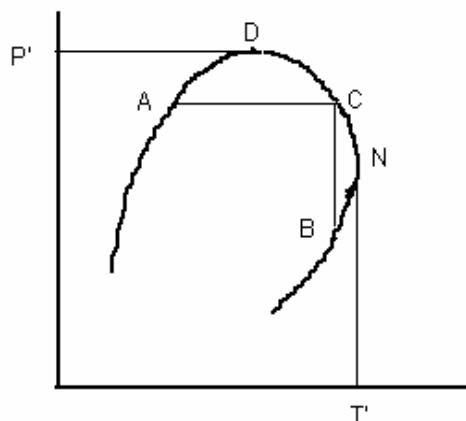


Схема фазовых превращений двух- и многокомпонентных систем

В отличие от однокомпонентных систем давление в двухфазной области в многокомпонентных системах изменяется. Поэтому давление точки парообразования в них выше давления конденсации. В соответствии с этим не одинаков и состав жидкой и газовой фаз в точках парообразования и конденсации. В бинарных и многокомпонентных системах критическая точка характеризуется лишь одинаково интенсивными свойствами газовых и жидких фаз. При этом в зоне пересечения кривых точек конденсации и парообразования образуется область, в которой могут существовать две фазы даже при температурах и давлениях, превышающих критические значения.

Поведение бинарных и многокомпонентных систем в критической области

Основной признак критической точки - одинаковые свойства газовой и жидкой фаз, т.е. она находится в точке соединения кривых конденсации и парообразования (C). Если давление несколько меньше (P'), но больше, чем критическое (P_c), в системе появляется газовая фаза, находящаяся в равновесии с жидкой. Это относится ко всей области ADCA. Точно также в области CNBC существует одновременно две фазы несмотря на то, что при этом температура в системе выше критической (T_c).

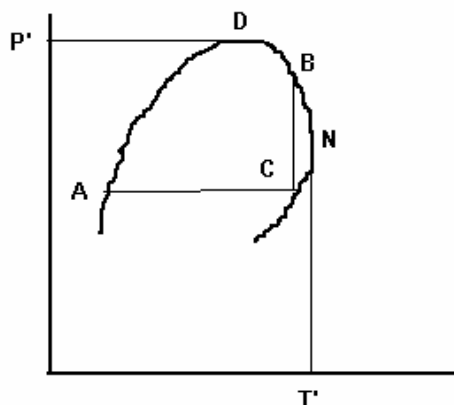


Наибольшее давление (P'), при котором жидкость и пар могут существовать в равновесии, принято называть *крикоденбар*. Наивысшая температура (T'), при которой жидкость и пар существуют в равновесии, называется *крикодентерм*.

В области выше критической с изменением температуры и давления в многокомпонентной системе происходят необычные фазовые превращения. Вначале с повышением температуры жидкость закипает и объем газовой фазы увеличивается. Однако достигнув максимума в точке (D) при дальнейшем повышении температуры он снова снижается до нуля. То есть, имеет место обратное изобарическое испарение. Необычные процессы испарения и конденсации возможны также и в области CNBC при температурах выше критической. При изотермическом расширении от любой точки на кривой CN до кривой NB система проходит двухфазную область. Причем количество конденсата в ней вначале увеличивается, а после достижения максимума в точке N снова снижается до нуля в точке, расположенной на кривой начала конденсации. То есть, наблюдается обратная изотермическая конденсация. Аналогичные явления в области выше критических значений давления и температуры наблюдаются не только при изотермическом или изобарическом расширении и сжатии смеси, но и при осуществлении процесса по любому другому закону.

Рассмотренные необычные процессы фазовых превращений двух и многокомпонентных систем в области выше критической называются процессами обратного или ретроградного испарения и конденсации.

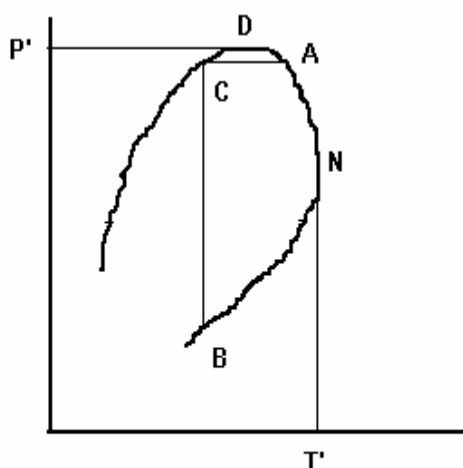
Если критическая область характеризуется диаграммой, где критическая точка C существует при давлении и температуре ниже максимальных (P') и (T'), лежащих на кривой парообразования, то обратное изотермическое испарение происходит в области CBN, а изобарическое ретроградное испарение в области ACBD.



Обычно критическая точка находится справа от максимального давления, при котором могут одновременно сосуществовать жидкая и газовая фазы. Когда же критическое давление находится на кривой точек испарения, тогда изотермическая ретроградная конденсация возникает по любой вертикальной линии в области BCAN. В области CAD могут происходить явления обратной изобарической конденсации. Такие диаграммы характерны для жирных и конденсатных газов.

Изотермические ретроградные явления происходят только при температурах выше критической и ниже максимальной двухфазной температуры (*крикодентермы*). Изобарические процессы испарения и конденсации наблюдаются между критическим и максимальным двухфазным давлением (*крикоденбарой*).

Процесс ретроградного испарения можно упрощенно рассматривать как процесс растворения тяжелых компонентов в плотной паровой фазе.



Природные газы и газоконденсатные смеси контактируют в пласте с остаточной водой, а также с краевыми и подстилающими водами. Вследствие этого некоторое количество влаги всегда присутствует в газе. Концентрация водяных паров в газе зависит от давления, температуры и состава газа. Как и в случае углеводородных компонентов при определенном давлении и температуре в единице объема газа может содержаться определенное максимальное количество воды. Газ при этом будет насыщенным парами воды. При повышении температуры этот газ при том же влагосодержании будет недонасыщен парами воды.

Отношение количества водяных паров, находящихся в газе при данных условиях, к максимально возможному их количеству при тех же условиях называется относительной влажностью газа. Эта величина характеризует степень насыщения газа водяными парами и измеряется в процентах или долях единицы. Количество водяных паров в единице объема или массы газа называют абсолютной влажностью и измеряют в г/м^3 или г/кг . С повышением температуры влагосодержание газа возрастает. Повышение давления способствует снижению содержания влаги в газе.

Соли, растворенные в воде, понижают парциальное давление паров воды в газовой фазе и поэтому влагосодержание газа, находящегося в равновесии с рассолом, уменьшается с ростом концентрации солей в воде.

С увеличением молекулярной массы газа влагосодержание его уменьшается в пределах температур и давлений, встречающихся на практике, незначительно (на 3-5%).

Пары воды, присутствующие в газах и газоконденсатных смесях, влияют на фазовые превращения углеводородных систем. Давление однофазного состояния в присутствии воды увеличивается. Это свойство газоконденсатных систем, содержащих пары воды, необходимо учитывать при разработке месторождений. Причины повышения давления начала конденсации углеводородных систем в присутствии воды можно объяснить исходя из общей теории фазовых превращений. Смесь паров воды с углеводородами можно представить в виде бинарной системы, один из компонентов которой (углеводороды) обладает высокой летучестью паров, а другой (вода) - тяжелый компонент с меньшей летучестью. С повышением концентрации тяжелого компонента критическое давление системы всегда становится выше.

Фазовое состояние системы нефть - газ
при различных давлениях и температурах

Критические точки в системах нефть - газ обычно расположены справа от *крикоденбары*. Нефть в пласте недонасыщена газом, если пластовые условия соответствуют точке D. Когда пластовое давление ниже критического давления углеводороды в пласте находятся в двухфазном состоянии. Газовая фаза обычно залегает в виде газовой шапки, находящейся в равновесии (в условиях точек росы) с подстилающей нефтью, а жидкость, прилегающая к газовой шапке, в условиях начала кипения. В зависимости от состава газа и нефти, пластового давления и температуры, а также от геологических условий залегания газ в газовой шапке может быть сухим, жирным или конденсатным.

Исследования фазового состояния и состава фаз системы нефть - газ нефтегазоконденсатных месторождений показали, что с повышением давления при постоянной температуре газовая фаза значительно обогащается компонентами нефти. При этом плотность и молекулярная масса конденсатов возрастает, а температурные пределы их кипения увеличиваются.

С ростом температуры при постоянном давлении также происходит увеличение содержания конденсата в газовой фазе, но влияние температуры заметно слабее, чем влияние давления. Содержание его в газе при одних и тех же условиях уменьшается, если в исходном конденсатном газе меньше тяжелых фракций и если в нем содержится азот. Более тяжелые нефти и нефти, содержащие большое количество ароматических углеводородов растворяются в газе в меньшем количестве.

С ростом температуры и давления фракционный состав конденсата приближается к составу нефти. В газовом конденсате почти не содержится смол и асфальтенов.

Различные газы как растворители нефти обладают неодинаковыми свойствами. Растворяющая способность газов растет в последовательности: метан - этан - этилен - пропан. Метан в смеси с этими газами повышает их растворяющую способность.

Критические параметры нефтегазовых смесей значительно выше, чем критические давление и температура для газоконденсатных систем. На величину критического давления существенное влияние оказывает порода, слагающая пласт. Снижение его иногда до 40% под влиянием пористой среды объясняется адсорбцией асфальто-смолистых компонентов нефти на поверхности каналов фильтрации. Таким образом, происходит обогащение жидкой фазы легкими фракциями, которые могут переходить в газовую фазу при меньших давлениях. Остаточная вода способствует увеличению критического давления на 10-15%. Данные о фазовом состоянии нефтегазовых смесей при различных давлениях и температурах используются для разработки некоторых технологий повышения нефтеотдачи пластов, связанных с закачкой в пласт газов высокого давления или газов, обогащенных тяжелыми компонентами.

Расчет фазовых равновесий углеводородных смесей

Так как экспериментальный способ изучения газоконденсатных характеристик, являющийся основным для исследования фазовых превращений углеводородов, трудоемок и требует много времени, большое внимание уделяется развитию расчетных методов оценки этих характеристик. Вследствие многообразия состава газоконденсатных систем, отдельные составляющие которых кипят в очень широком диапазоне температур, создать расчетные методы построения газоконденсатных характеристик очень сложно. Поэтому для прогнозирования фазовых превращений углеводородов при проектировании разработки газоконденсатных и газонефтяных месторождений и процессов переработки газа и конденсата используются приближенные методы расчета.

В основе расчетных методов оценки фазового состояния углеводородов лежит закон Дальтона-Рауля

$$py_i = x_i Q_i, \quad (1)$$

где p - общее давление смеси

y_i и x_i - мольные концентрации (доли) компонентов в паровой и жидкой фазах

Q_i - давление насыщения паров компонентов смеси в чистом виде

py_i - парциальное давление компонента в паровой фазе

$x_i Q_i$ - парциальное давление того же компонента в жидкой фазе.

Из уравнения (1) следует, что распределение углеводородов между фазами двухфазной равновесной системы протекает в соответствии с давлением паров углеводородов и их мольными концентрациями. При нарушении равновесия в системе вследствие изменения температуры или давления начинается перераспределение углеводородов между фазами. Это происходит до тех пор, пока парциальные давления каждого компонента в газе и жидкости не сравняются. Углеводороды, имеющие при данной температуре давление насыщения паров большее, чем общее давление в системе, будут иметь и более высокую концентрацию в паровой фазе, чем в жидкой и наоборот. Используя закон Дальтона - Рауля и зная температуру и давление, при которых находится смесь, по концентрации компонента в одной из фаз можно найти ее концентрацию в другой фазе.

Давление паров жидкой смеси определяется как

$$p = \sum x_i Q_i \quad (2)$$

Концентрацию всех компонентов в равновесной паровой фазе определяют по уравнению

$$y_i = \frac{x_i Q_i}{p} \quad (3)$$

Аналогичным образом можно определить состав жидкости, находящейся в контакте с газом, когда известен состав газовой смеси. Уравнения для расчетов в этом случае выглядят следующим образом:

$$p = \frac{1}{\sum \frac{y_i}{Q_i}} \quad (4)$$

$$x_i = \frac{y_i p}{Q_i} \quad (5)$$

Уравнение (2) называют уравнением начала однократного (контактного) испарения, а уравнение (4) - уравнением начала однократной конденсации.

Константы фазового равновесия

Константой равновесия K_i называют отношение концентрации данного компонента в паровой фазе к его концентрации в жидкой фазе

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} = \frac{Q_i}{p}$$

Если ввести константы равновесия в уравнения (1), (3) и (5), то они примут вид:

$$y_i = x_i K_i$$

$$1 = \sum x_i K_i$$

$$1 = \sum \frac{y_i}{K_i}$$

Каждый компонент смеси (кроме метана) имеет два значения давления, при которых константы равновесия равны единице: при давлении насыщенных паров компонентов и в точке их схождения. Давление, соответствующее этой точке называется давлением схождения. Если диаграмма составлена при критической температуре, то давление схождения будет критическим. При других температурах схождение будет лишь кажущимся. Для многих нефтей кажущееся давление схождения при котором константы равновесия всех компонентов становятся равными единице, составляет 34,5-35 МПа. При низких давлениях и температурах константы равновесия углеводородов мало зависят от состава смеси.

Определение давления схождения констант фазового равновесия углеводородных смесей

Один из методов заключается в том, что многокомпонентная смесь рассматривается как бинарная, состоящая из метана и сложного компонента. Давление схождения этой бинарной смеси

определяется как критическое давление системы, при котором данная температура является критической.

Молекулярная масса нормальных парафиновых углеводородов, составляющих смесь с метаном, определяет расположение огибающей критических точек. Для сложных смесей парафиновых, изопарафиновых и нафтеновых углеводородов положение ее определяется по эквивалентной молекулярной массе сложного компонента, которая находится по формуле

$$M_{\text{эк}} = \sum g_i M_{\text{эк}i}$$

где g_i - массовая концентрация компонента в тяжелой части смеси

$M_{\text{эк}i}$ - эквивалентная молекулярная масса этого компонента.

Для нормальных парафиновых углеводородов с молекулярной массой M_i величина $M_{\text{эк}i} = M_i$.

На найденной таким способом огибающей кривой критических точек давление схождения определяется как точка пересечения ее с заданной изотермой.

ЛЕКЦИЯ 11

Поверхностно-молекулярные свойства системы пористая среда-вода-нефть

1. Роль поверхностных явлений при движении пластовых жидкостей

В связи с тем, что поверхность контактов жидкостей с породой и между собой в пласте очень велика, закономерности их движения тесно связаны со свойствами граничных слоев соприкасающихся фаз. С ростом дисперсности системы явления, происходящие на границах раздела фаз оказывают все большее влияние на характер движения пластовых жидкостей. Очевидно также, что важнейшую проблему увеличения нефтеотдачи пластов нельзя решить без детального изучения процессов, происходящих на поверхности раздела фаз.

2. Зависимость поверхностного натяжения пластовых жидкостей от давления и температуры

По величине поверхностного натяжения пластовых жидкостей на различных границах можно судить о свойствах соприкасающихся фаз, о закономерностях взаимодействия жидких и твердых тел, о процессах адсорбции, об интенсивности проявления капиллярных сил и пр. Влияние температуры и давления на поверхностное натяжение жидкостей можно установить исходя из молекулярного механизма возникновения свободной поверхностной энергии и энергетической сущности поверхностного натяжения.

С повышением температуры уменьшается поверхностное натяжение на границе чистой жидкости с ее паром, что связано с ослаблением межмолекулярных сил. Эта зависимость определяется как

$$\sigma_t = \sigma_0(1 - t\gamma) \quad (1)$$

где σ_t и σ_0 - поверхностное натяжение соответственно при температуре t и 0°C ,

γ - температурный коэффициент, сохраняющий свойства константы вдали от критической температуры, $1/\text{град}$.

С ростом давления поверхностное натяжение жидкости на границе с газом понижается. Причем для нефти она изменяется сложным образом, то снижаясь, то увеличиваясь с общей тенденцией к понижению. Это связано со сложным компонентным составом нефтей. Чем выше растворимость газа в нефти, тем интенсивнее снижается межфазное натяжение с повышением давления.

Межфазное натяжение слабо активных неполярных нефтей на границе с водой вообще может не зависеть от давления. При наличии в нефти водорастворимых полярных компонентов поверхностное натяжение ее на границе с водой может увеличиваться с ростом давления и темпе-

ратуры вследствие растворения этих компонентов в воде. При насыщении нефти газом зависимость поверхностного натяжения от давления носит сложный характер то снижаясь, то повышаясь. Это связано с изменением концентрации полярных компонентов на границах раздела фаз при растворении газа в нефти. В связи с более высокой растворимостью газа в нефти по сравнению с водой, поверхностное натяжение нефти на границе с газом изменяется интенсивнее, чем для воды. Повышение температуры сопровождается ухудшением растворимости газа и увеличением коэффициента сжимаемости нефти. Поэтому поверхностное натяжение при этом снижается. Следовательно, повышение давления и температуры оказывает противоположное влияние на характер изменения поверхностного натяжения и иногда компенсируется друг другом.

3. Смачивание и краевой угол. Работа адгезии.

Теплота смачивания.

Для исследования процессов взаимодействия твердых тел с жидкостями используют косвенные методы. К ним относится измерение работы адгезии, исследование теплоты смачивания и углов избирательного смачивания.

Если на поверхность твердого тела нанести каплю жидкости, то под действием молекулярных сил она растечется по этой поверхности. Угол, образованный касательной к капле в точках ее периметра, зависит от поверхностных натяжений на границах раздела фаз. Из условия равновесия векторов получим

$$\sigma_{\text{пн}} = \sigma_{\text{пв}} + \sigma_{\text{вн}} \cos \Theta \quad (2)$$

Величина Θ , если исключить влияние силы тяжести, не зависит от размеров капли и определяется лишь молекулярными свойствами поверхности твердого тела и соприкасающихся фаз. Поэтому, исходя из теории поверхностных явлений, можно установить связь краевого угла смачивания с поверхностным натяжением между твердым телом и жидкостью. Например, поверхность должна лучше смачиваться той жидкостью, которая обладает меньшей разностью полярностей между твердым телом и жидкостью, т.е. меньшей величиной поверхностного натяжения на их разделе. Сильнополярные жидкости, т.е. жидкости с высоким поверхностным натяжением, хуже смачивают твердую поверхность, чем жидкости, обладающие низким поверхностным натяжением.

Величина угла смачивания зависит от множества факторов: механического строения поверхности, адсорбции на ней воздуха и других веществ, от ее загрязнения, электрического заряда и т.д.

Большое влияние на угол смачивания оказывают процессы адсорбции в связи с изменением химических свойств поверхности. Если при этом к поверхности ориентирована неполярная углеводородная цепь поверхностно-активных веществ, то гидрофильные радикалы (-ОН, -СООН, -СО, -СОН и др.), обращенные в сторону жидкости, способствуют смачиванию поверхности водой. При обратной ориентации поверхность гидрофобизуется.

Адсорбция полярных молекул на поверхности горных пород имеет большое значение при избирательном смачивании их водой и нефтью. Кварц, известняк и другие минералы, которыми в основном представлены нефтесодержащие породы, по своей природе в различной степени гидрофильны. Несмотря на это, все нефтесодержащие породы в значительной степени гидрофобизованы нефтью и часто очень плохо смачиваются водой, а иногда обладают устойчивой гидрофобной поверхностью.

Адгезия измеряется работой, которую необходимо совершить, чтобы оторвать твердое тело от жидкости в направлении нормали к поверхности раздела. Работа адгезии оценивается по уравнению Дюпре-Юнга

$$W = \sigma_{\text{вн}}(1 + \cos\Theta) \quad (3)$$

Установлено, что при смачивании твердого тела жидкостью выделяется тепло. Для пористых сред теплота смачивания изменяется в пределах 1-125 кДж/кг и зависит от степени дисперсности твердого тела и полярности жидкости. Степень гидрофильности горных пород оценивают, сравнивая теплоту смачивания зерна водой с теплотой смачивания абсолютно гидрофилизированной или гидрофобизированной породы. Среднее значение теплоты смачивания нефтенасыщенных терригенных пород колеблется от 6 до 24 кДж/кг.

Вследствие влияния на свойства поверхности горных пород большого числа факторов, их избирательная смачиваемость может меняться в широких пределах. В яснополянском надгоризонте ряда месторождений Пермской области встречаются породы, поверхность которых характеризуется как гидрофобная. Как правило, они залегают вблизи от ВНК и являются, вероятно, следом некоего древнего ВНК, где происходило интенсивное окисление нефти. В зонах развития таких коллекторов совершенно бесперспективным является осуществление законтурного заводнения. Зато приконтурное дает ощутимый эффект за счет отсутствия оттока нагнетаемой воды за пределы залежи. Среди коллекторов месторождений Удмуртии и Пермского Прикамья преобладают породы, характеризующиеся промежуточной смачиваемостью (углы смачивания близки к 90 градусам). В терригенном девоне, где залегают маловязкие, малосернистые нефти, коллектора более гидрофильны вплоть до преимущественно гидрофильных.

4. Кинетический гистерезис смачивания.

В пластовых условиях, когда жидкости неравномерно движутся в каналах фильтрации, наблюдаются неустановившиеся процессы, происходящие на поверхности раздела фаз. Угол смачивания непрерывно изменяется в зависимости от направления и скорости движения жидкостей. Кинетическим гистерезисом смачивания принято называть изменение угла смачивания при дви-

жении жидкости по твердой поверхности. При этом существуют следующие общие закономерности.

Величина гистерезиса зависит от направления движения периметра смачивания, т.е. от того, происходит вытеснение воды нефтью или нефти водой. Угол, образующийся при вытеснении нефти водой, принято называть наступающим и он почти всегда больше отступающего угла смачивания, образующегося при вытеснении воды нефтью.

С увеличением скорости вытеснения нефти водой из капиллярных каналов пористой среды наступающий угол смачивания возрастает и может превысить 90° даже если в статических условиях поверхность была гидрофильной.

Причины гистерезиса еще недостаточно изучены. Наиболее вероятной считается молекулярная природа гистерезиса. Он зависит от прочности сцепления с твердой поверхностью молекул соприкасающихся фаз. При вытеснении нефти воде приходится удалять с поверхности каналов фильтрации адсорбированные молекулы полярных компонентов нефти. Поэтому возникает дополнительное сопротивление растеканию воды по поверхности. В зависимости от порядка смачивания величина этих сил сопротивления неодинакова, чем и обусловлено отличие отступающих и наступающих углов.

5. Свойства поверхностных слоев

Образование пристенных слоев с поляризацией молекул и их ориентацией от поверхности твердого тела во внутренние области жидкости обычно связывается с образованием сольватных слоев, состоящих из поверхностно-активных компонентов нефти. Некоторые компоненты нефти могут образовывать гелеобразные структурированные адсорбционные слои с аномальными свойствами, высокой структурной вязкостью, упругостью и механической прочностью на сдвиг. В состав поверхностных слоев на разделе нефть - вода входят нафтенновые кислоты, низкомолекулярные смолы, коллоидные частицы смол и асфальтенов, микрокристаллы парафина, а также частицы минеральных и углеродистых суспензий. Адсорбирующиеся на этой поверхности асфальто-смолистые вещества, переходящие в гелеобразное состояние, цементируют частицы парафина и минералов в единый, монолитный слой, который еще более утолщается за счет сольватизации гелей асфальто-смолистых соединений со стороны нефтяной фазы. Особые структурно - механические свойства поверхностных слоев обуславливают стабилизацию различных систем и, в частности, высокую устойчивость некоторых водонефтяных эмульсий.

6. Методы измерения поверхностного натяжения

Для измерения величины поверхностного натяжения на границе раздела пластовых жидкостей используются различные методы. Наиболее распространенными являются: метод вращаю-

щейся капли и метод, основанный на применении сталагмометра. Последний сильно уступает по точности и экспрессности методу вращающейся капли, но зато проще в исполнении. Сущность этого метода заключается в измерении объема капли нефти, выжимаемой через тонкий калиброванный капилляр, погруженный в воду или раствор химического реагента, предназначенного для увеличения нефтеотдачи пластов за счет снижения поверхностного натяжения нефти на границе с ним. Объем капли нефти измеряется микрометром с механической подачей поршня шприца. Время образования равновесной капли (которая самопроизвольно не отрывается от капилляра) должно составлять около 5 мин. для воды и 10-20 мин. для растворов ПАВ. Поверхностное натяжение вычисляется как

$$\sigma = KV\Delta\rho \quad (4)$$

где K - постоянная капилляра, определяемая при использовании жидкостей с известным поверхностным натяжением, например, бензола и дистиллированной воды.

V - объем капли, определяемый по разности показаний шкалы микрометра.

Постоянная капилляра определяется как

$$K = \frac{\sigma}{V\Delta\rho} \quad (5)$$

где $\sigma = 34,96$ мН/м - поверхностное натяжение на границе бензола и дистиллированной воды;

$\Delta\rho$ - разность плотностей воды и бензола.

При измерениях методом вращающейся капли она приобретает форму цилиндра. Когда скорость вращения достаточно высока и обеспечивается отношение $l / (2r) > 3,5$ капля хорошо аппроксимируется цилиндром с закругленными концами. В этом случае для расчета межфазного натяжения применяется формула

$$\sigma = \Delta\rho\omega^2 r^3 / 4 \quad (6)$$

7. Методы измерения угла смачивания

Один из методов измерения угла смачивания основан на прямом измерении размеров капли нефти на поверхности твердого тела. Для этого кварцевую или полированную карбонатную пластинку, или пластинку, выпиленную из образца керна, помещают в воду или раствор того или иного химического вещества, а снизу подводят каплю нефти. Сразу после нанесения капли на пластинку определяется диаметр ее посадочной площадки и высота. Измерения повторяются через 5 и 30 минут и, если они остаются неизменными, принимаются для расчетов. Расчет угла смачивания производится по формуле

$$\frac{2h}{d} = \operatorname{tg}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (7)$$

где h - высота капли, d - диаметр посадочной площадки.

$$\Theta = 180 - \alpha \quad (8)$$

Недостатком метода являются статические условия измерения, пропитка нефтью пористого образца, что влияет на точность измерений, несоответствие материала реальной породе (в случае использования кварцевой пластинки).

Приблизительную оценку угла смачивания можно осуществить расчетным способом по формуле

$$\cos \Theta = \frac{p_k}{\sigma} \sqrt{2k_0 P_n (1 - S_{ов})} \quad (9)$$

где p_k - капиллярное давление

k_0 - проницаемость

P_n - параметр пористости

$S_{ов}$ - остаточная водонасыщенность

Чаще всего измеряют показатели интегральной смачиваемости, определяемые, например, по результатам центрифугирования изучаемых образцов, насыщенных пластовыми жидкостями. В этом случае показатели смачивания характеризуют конкретный объект, но их трудно связать с углом смачивания.

1. Источники пластовой энергии. Силы, действующие в залежи.

Приток жидкости и газа из пласта в скважины происходит под действием сил, природа и величина которых зависят от видов и запасов пластовой энергии. В зависимости от геологического строения района и залежи приток нефти, воды и газа к скважинам происходит за счет:

1. напора краевых вод
2. напора газа, сжатого в газовой шапке
3. энергии растворенного газа, выделяющейся при снижении давления
4. упругости сжатых горных пород
5. гравитационной энергии.

В зависимости от вида преобладающей энергии существуют понятия режимов работы залежи: водонапорный, газонапорный (газовой шапки), растворенного газа, упругий и упруговодонапорный, гравитационный и смешанный. Запасы пластовой энергии расходуются на преодоление сил вязкого трения при перемещении жидкостей и газов сквозь породу к забоям скважин, на преодоление капиллярных и адгезионных сил.

Гидравлические сопротивления при движении жидкости в пористой среде пропорциональны скорости потока и вязкости жидкостей. Дополнительные усилия требуются для преодоления капиллярных эффектов в пористых средах, возникающих в области водонефтяного контакта движущихся жидкостей. Здесь нефть и вода никогда не движутся в виде какого-то фронта, но представляют собой смесь капель нефти и воды, которые то останавливаются, то вновь начинают двигаться в каналах фильтрации. Прежде, чем такая капля нефти сдвинется с места необходимо преодолеть силы трения ее о стенки капилляра, а также капиллярное давление, противодействующее внешнему перепаду давлений. Разность капиллярных давлений на противоположных концах капли, противодействующее внешнему перепаду давлений определяется как

$$p_k = \frac{2\sigma}{r} (\cos\Theta'' - \cos\Theta'),$$

где Θ' и Θ'' соответственно отступающий и наступающий угол смачивания. Описанное явление называется эффектом Жамана. На преодоление его затрачивается огромное количество пластовой энергии.

В пористой среде водонефтяная смесь движется в капиллярах переменного сечения. При этом происходит деформация капель нефти и воды.

При внедрении жидкостей в предпоровые сужения вследствие неравенства радиусов кривизны менисков возникает противодействие

$$p = 2\sigma \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right)$$

По мере приближения к забоям скважин скорость жидкости увеличивается, что способствует образованию различного рода эмульсий, создающих дополнительные гидравлические сопротивления.

2. Поверхностные явления при фильтрации пластовых жидкостей.

Причины нарушения закона Дарси.

На закономерности фильтрации жидкостей и газов в пористой среде влияют не только границы раздела, возникающие между нефтью, газом и водой, но также и поверхностные явления, происходящие на границах жидкостей с твердым телом. Образование на поверхности каналов фильтрации адсорбционно-сольватных слоев, практически не участвующих в движении, приводит к постепенному затуханию фильтрации за счет уменьшения эффективного сечения каналов. Понижение скорости фильтрации может быть вызвано химической фиксацией адсорбционных слоев поверхностно-активных компонентов нефти. Этот процесс может продолжаться до полной закупорки каналов фильтрации вследствие возрастания толщины коллоидных пленок. Исследованиями было установлено, что эффект затухания фильтрации нефтей исчезает с повышением температуры до 60–65 °С и при увеличении перепадов давления. С повышением депрессии до некоторого предела происходит размывание возникших ранее адсорбционно-сольватных слоев. Эти явления служат одной из причин нарушения закона Дарси при изменении режима фильтрации углеводородных жидкостей в пористой среде. Для нефтей Пермской области, Удмуртии, Башкирии, Татарии явления затухания фильтрации как правило не наблюдается, если экспериментировать со свежими, не окисленными жидкостями. Это связано с малой активностью нефтей региона.

Другой причиной нарушения закона Дарси могут быть аномальные свойства жидкостей, связанные с отклонением от закона трения Ньютона. Зависимость скорости фильтрации от перепада давления для неньютоновских жидкостей является нелинейной и характеризуется градиентом сдвига. Строго говоря, аномальные свойства проявляются не только у нефтей, но и у воды, фильтрующейся в тонких каналах, свойственных для пористых сред. Таким образом, любые жидкости в пористой среде характеризуются неньютоновскими свойствами, но в одних случаях величина градиента

сдвига поддается измерению, а в других она настолько мала, что ей пренебрегают.

3. Электрокинетические явления в пористых средах

Эти явления связаны с наличием ионно-электростатических полей у границ поверхностей в растворах электролитов. Распределение ионов в электролите у заряженной поверхности пористой среды имеет диффузионный характер, т.е. находятся у поверхности в виде "ионной атмосферы", возникающей вследствие теплового движения ионов и молекул жидкости. Концентрация ионов, наибольшая вблизи адсорбированного слоя, убывает с расстоянием от твердой поверхности до тех пор, пока не сравняется со средней их концентрацией в растворе. У поверхности твердого тела образуется слой Гельмгольца толщиной, равной радиусу ионов, составляющих слой. Толщина диффузной части двойного слоя составляет несколько тысяч ангстрем.

При относительном движении твердой и жидкой фаз скольжение происходит не у самой поверхности твердого тела, а на некотором расстоянии, имеющем размеры, близкие к молекулярным. Интенсивность электрокинетических процессов характеризуется не всей величиной скачка и потенциала между твердой фазой и жидкостью, а скачком между частью жидкости, неразрывно связанной с твердой поверхностью и остальным раствором. Наличие двойного электрического слоя на границах раздела фаз способствует возникновению электрокинетических явлений (электроосмоса, электрофореза, потенциала протекания и др.). Все они имеют общий механизм возникновения, связанный с относительным движением твердой и жидкой фаз. При течении электролита в пористой среде возникает электрическое поле (*потенциал протекания*). Если к пористой среде приложить электрическое поле, то под влиянием ионов раствор электролита приходит в движение в связи с тем, что направленный поток избыточных ионов диффузного слоя увлекает за собой массу жидкости под действием трения и молекулярного сцепления. Это явление носит название *электроосмоса*. С наложением электрического поля на взвесь дисперсных частиц возникает движение дисперсной фазы, получившее название *электрофореза*. При этом частицы раздробленной твердой или жидкой фазы переносятся к катоду или аноду в массу неподвижной дисперсной среды. Количественно зависимость скорости электроосмоса от параметров электрического поля и свойств пористой среды и жидкостей описывается формулой Гельмгольца – Смолуховского:

$$v = \frac{SDh\zeta}{4\pi\mu} \quad ,$$

где v – расход жидкости под действием электроосмоса;

S – суммарная площадь поперечного сечения капиллярных каналов пористой среды;

ζ – падение потенциала в подвижной части двойного слоя;

D – диэлектрическая проницаемость;

$h = \frac{E}{L}$ – градиент потенциала;

E – потенциал, приложенный к пористой среде длиной L ;

μ – вязкость жидкости.

Учитывая, что сопротивление жидкости

$$R = \frac{1}{\chi} \cdot \frac{L}{S} \quad ,$$

а

$$E = IR = \frac{IL}{S\chi} \quad , \quad h = \frac{E}{L} = \frac{I}{S\chi}$$

где χ – удельная электропроводность жидкости;

I – сила тока,

можно записать

$$v = \frac{DI\zeta}{4\pi\mu\chi}$$

или, аналогично закону Дарси

$$v = \frac{FmD\zeta}{4\pi\mu} \cdot \frac{E}{L} = k_{\text{э}} \frac{FE}{L\mu} \quad ,$$

где m – пористость;

$k_{\text{э}}$ – электроосмотический коэффициент проницаемости;

F – площадь образца.

По закону Дарси расход жидкости равен

$$v_{\text{д}} = k \frac{Fp}{L\mu}$$

При совпадении направлений фильтрации с результатом проявления электроосмоса суммарный расход жидкости составит

$$Q = \frac{F}{L\mu} (k_{\text{э}}E + kp)$$

Принципиальная возможность повышения скорости фильтрации за счет электроосмоса доказана экспериментально. Однако многие вопросы приложения электрокинетических явлений в нефтепромысловой практике изучены недостаточно. Увеличение концентрации электролитов сопровождается уменьшением толщины диффузного слоя и снижением электрокинетического потенциала. При некоторой концентрации электролитов скорость электрокинетических процессов становится равной нулю. Очевидно для месторождений Урало-Поволжья и в том числе Удмуртии, где пластовые воды являются высокоминерализованными электроосмотический перенос материи проявляется очень слабо. Но при нагнетании в пласты пресной воды и значительном разбавлении пластовых вод он вероятно может иметь место и оказывать то или иное влияние на скорость фильтрации пластовых жидкостей увеличивая или уменьшая ее.

4. Дроссельный эффект при движении жидкостей и газов в пористой среде

Вследствие адиабатического расширения жидкостей и газов при прохождении через пористые среды и влияния дроссельного процесса наблюдаются термические эффекты.

Адиабатическое расширение жидкостей и газов, сопровождающееся понижением температуры, значительно влияет на температурные изменения внутри пласта и в призабойной зоне действующих скважин из-за большой теплоемкости горных пород. При этом интенсивность изменения температуры характеризуется величиной коэффициента Джоуля-Томсона, который представляет собой частную производную от температуры по давлению при постоянной энтальпии

$$\varepsilon = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_H = -\frac{1}{C_p} \left[V - T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p \right]$$

Величина температурных изменений при фильтрации через пористые среды жидкостей и газов зависит от перепада давлений между пластом и забоем и определяется как

$$\Delta T = - \int_{p_z}^{p_n} \varepsilon dp$$

где p_n и p_z – пластовое и забойное давление.

Величина интегрального коэффициента (ε) для нефти изменяется от 0,4 до 0,6 °С/МПа, для воды – 0,235 °С/МПа. Повышение температуры нефтей при дроссельном процессе достигает 5–6 °С на 10 МПа депрессии. Для

углеводородных газов величина дифференциального коэффициента изменяется в пределах от -3 до -6 °С/МПа.

Дроссельный эффект используется в промышленной практике для установления зон притока пластовых жидкостей. При поступлении нефти и воды наблюдается разогрев работающего интервала, а при поступлении газа – охлаждение.

5. Общая схема вытеснения нефти водой и газом

В природных условиях наиболее распространены залежи с напорными режимами. Нефть из таких залежей вытесняется внешними агентами – краевой или нагнетаемой водой, свободным газом газовой шапки или нагнетаемым с поверхности. Нефть и вытесняющий агент движутся в пористой среде одновременно. Однако полного вытеснения нефти никогда не происходит, т.к. ни газ ни вода не действуют на нефть словно поршни. Вследствие неоднородности каналов фильтрации менее вязкие жидкости всегда опережают более вязкие. Перемещение нефти и воды или газа в пористой среде представляет собой крайне неравномерный процесс, когда в отдельных каналах фильтрации движение то происходит, то прекращается, то вообще может произойти изменение направления движения. Характер движения пластовых жидкостей описывается зависимостями относительных фазовых проницаемостей, являющихся функцией объема движущихся фаз, структуры каналов фильтрации и свойств их поверхности.

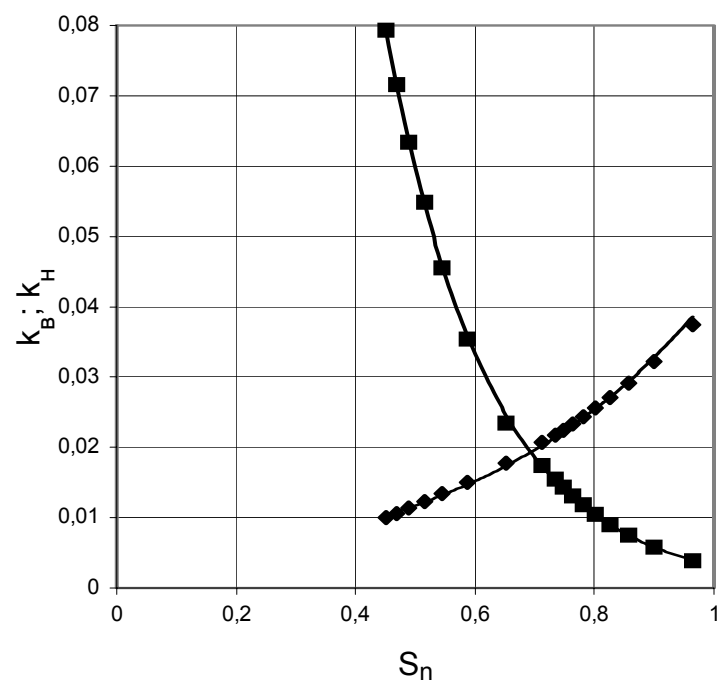
6. Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежей

Коэффициентом нефтеотдачи пласта принято называть разность между начальной и остаточной нефтенасыщенностью отнесенную к начальной. В лабораторных условиях измеряется коэффициент нефтевытеснения, который характеризует потенциальные возможности исследуемой системы при условии полного охвата процессом заводнения всей залежи, чего на самом деле никогда не происходит. Если коэффициент вытеснения нефти в лабораторных условиях может достигать $0,6-0,8$ то коэффициент нефтеотдачи редко превышает $0,3-0,4$.

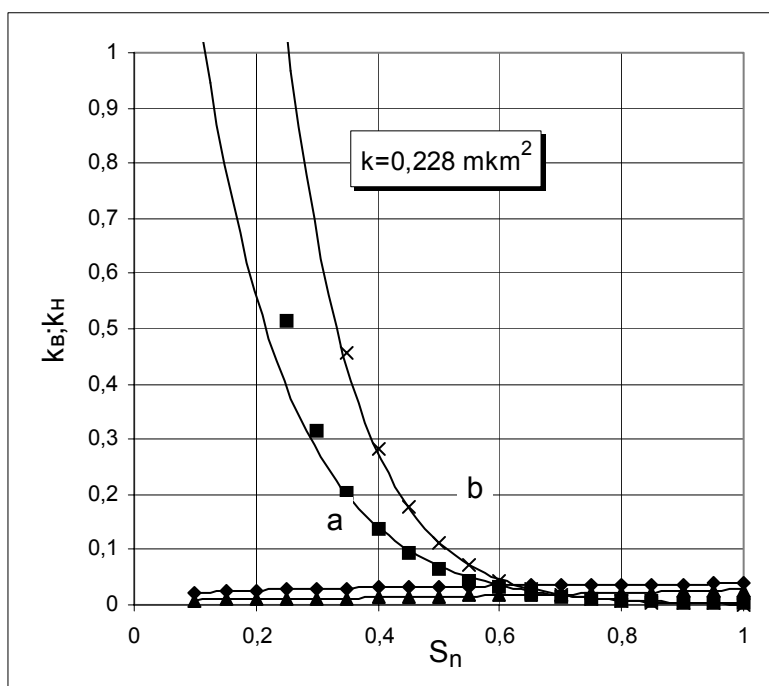
Нефтеотдача зависит от вида используемой энергии. Наибольшая ее величина отмечается при вытеснении нефти водой. В залежах с активным напором пластовых вод и характеризующихся простым геологическим строением и высокими коллекторскими характеристиками нефтеотдача может достигать $0,6$. Примером могут служить залежи в терригенном девоне на тер-

ритории Башкирии, где в условиях естественного водонапорного режима без какого-либо поддержания пластового давления конечная нефтеотдача некоторых объектов разработки близка к 0,6. То же можно ожидать и на Архангельском месторождении в Удмуртии.

На величину нефтеотдачи влияют многочисленные факторы. Среди основных геологическая макро- и микронеоднородность, смачиваемость поверхности, свойства пластовых жидкостей и вытесняющих агентов. Поскольку процесс нефтедобычи, как правило, управляем, технологию заводнения можно улучшить выбором таких параметров процесса, которые



обеспечивают наилучшие условия вытеснения нефти. При этом огромное значение имеет квалификация специалистов, проектирующих систему разработки, т.е. расположение скважин, уровни добычи, способы поддержания пластового давления. Все расчеты должны основываться на лабораторных экспериментах, способных дать ответы на большинство вопросов,



связанных с выбором способов воздействия на объект разработки с целью оптимизации добычи нефти. Современные технологии исследования процесса разработки включают математическое моделирование на ЭВМ с учетом геологического строения конкретной залежи и механизма вытеснения той или иной жидкостью, установленного в ходе лабораторных экспериментов. В ходе такого рода моделирования можно выбрать скорости фильтрации нагнетаемой воды, места расположения нагнетательных и добывающих скважин, тип реагента, наиболее подходящего для условий конкретной залежи и т.д.

7. Роль капиллярных процессов при вытеснении нефти водой

В реальных пористых средах всегда есть каналы, заполненные водой. Они способствуют осуществлению противоточной капиллярной пропитки нефтенасыщенных пород водой. Интенсивность этого процесса зависит от свойств пластовой системы, а также от соотношения внешних и капиллярных сил. Капиллярные силы влияют на процессы диспергирования и коалесценции нефти и воды в пористой среде, на строение тонких слоев воды между твердым телом и углеводородной жидкостью и т.д. В гидрофобных пластах, где мениски в каналах фильтрации противодействуют вытеснению нефти водой, капиллярные силы вредны, т.к. нефтеотдача под их влиянием уменьшается. В этом случае повышение градиента давления в сочетании со снижением поверхностного натяжения на границе нефти с нагнетаемой во-

дой может оказаться эффективным методом повышения нефтеотдачи. В гидрофильных пористых средах капиллярные явления могут способствовать выравниванию фронта вытеснения в пропластках с разными фильтрационными характеристиками. Однако чаще всего нефтеотдача участков пласта, заводняющихся за счет капиллярного проникновения воды низка. Образующиеся при этом эмульсии затрудняют последующее вытеснение нефти нагнетаемой водой. Залежи, содержащие щелочные воды с низким поверхностным натяжением на границе с нефтью (т.е. капиллярное пропитывание в значительной степени ослаблено), характеризуются особенно высокими коэффициентами нефтеотдачи. Капиллярная пропитка плотных блоков породы, разбитых трещинами в сочетании с низкой скоростью заводнения, вероятно, может способствовать повышению нефтеотдачи трещиноватых коллекторов при нагнетании воды, способной интенсивно впитываться в породу.

Следует отметить, что заметная роль капиллярных процессов не означает того, что можно тем или иным ходом их течения объяснить все многообразие явлений, происходящих в пористой среде при вытеснении нефти водой. Для этого необходимо использовать обширный опыт, накопленный в области физики и физико-химии многофазного потока. Процессы капиллярного впитывания и перераспределения жидкостей в поровом пространстве следует рассматривать лишь как суммарное следствие многочисленных свойств пластовой системы. Изучение этих процессов позволяет объединить в связанную систему знаний все факторы, одновременно влияющие на интенсивность проявления капиллярных сил.

8. Зависимость нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой

Анализ большого числа исследований, посвященных этой проблеме, позволяет сделать вывод о наличии связи между капиллярными свойствами пластовой системы и характером зависимости нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой. Во всех случаях, когда среда преимущественно гидрофобна и капиллярные силы препятствуют вытеснению нефти водой, нефтеотдача возрастает с увеличением скорости продвижения водонефтяного контакта (т.е. увеличивается с ростом градиента давления). Когда капиллярные силы ослаблены (вследствие низких значений поверхностного натяжения, высокой проницаемости пород и т.д.) скорость вытеснения нефти водой не влияет на величину нефтеотдачи. В пористых средах, в которых капиллярные процессы впитывания и перераспределения жидкостей в порах пласта и перетоков из одного пропластка в другой под влиянием капиллярных сил способствуют повышению эффективности вытеснения нефти водой, нефтеотдача с увеличением скорости вытеснения умень-

шается в связи с соответствующим сокращением благоприятного проявления капиллярных сил. Такая картина характерна для трещиноватых коллекторов и слоистых пластов, сложенных однородными пропластками различной проницаемости. В сильно неоднородных коллекторах повышение градиентов давления может способствовать вовлечению ранее неподвижных запасов нефти.

Таким образом, многообразие геологических систем и условий существования залежей нефти предопределяет многообразие сил и факторов, определяющих полноту вытеснения нефти из недр.

9. Факторы, влияющие на нефтеотдачу пласта при использовании энергии газовой шапки и газа, выделяющегося из нефти

При извлечении нефти в призабойной зоне пласта образуется зона пониженного давления, распространяющаяся вглубь залежи по мере ее эксплуатации. Газ вначале выделяется у забоев скважин и по мере расширения зоны с давлением ниже давления насыщения область газовыделения также расширяется. Постепенно влияние добывающих скважин распространяется на всю залежь и давление в ней повсеместно понижается ниже давления насыщения, что сопровождается ростом газонасыщенности пород. Пузырьки газа, выделившегося из нефти, расширяясь вначале способствуют эффективному вытеснению нефти из пор пласта. Увеличиваясь в размерах, газонасыщенные области объединяются. Этот эффективный процесс вытеснения нефти газом продолжается до тех пор, пока газ не начнет перемещаться в направлении пониженного давления. Небольшая вязкость газа позволяет ему двигаться быстрее нефти и с этого момента эффективность вытеснения нефти газом начинает резко падать. До начала движения газа газовый фактор не превышает количества газа, растворенного в единице объема нефти. С началом же движения газа эффективная проницаемость для нефти резко снижается, газовый фактор интенсивно возрастает. В этот период значительная часть газа расходуется неэффективно, т.к. механизм вытеснения представляет собой в основном процесс увлечения нефти движущимся газом. Газовый фактор увеличивается до некоторого максимума, а затем уменьшается из-за истощения запасов газа в залежи. Пластовое давление падает до таких пределов, при которых дальнейшая эксплуатация залежи становится неэффективной, ибо приток нефти к забоям скважин осуществляется только под действием силы тяжести.

Одна из причин низкой эффективности режима растворенного газа заключается в росте вязкости нефти по мере выделения газа. Влияние рас-

творимости газа на нефтеотдачу следует рассматривать в связи с другими свойствами нефти, зависящими от растворимости газа. Следует учитывать, что с увеличением количества растворенного газа объем нефти увеличивается и, следовательно, растет коэффициент усадки нефти. При усадке нефти дополнительная часть пор заполняется газом, увеличивая общую газонасыщенность породы и снижая эффективную проницаемость ее для нефти.

Эффективность эксплуатации таких залежей в значительной степени понижается с ростом геологической неоднородности пластов. В неоднородных пластах истощение вначале наиболее проницаемых пропластков обуславливает преждевременное развитие интенсивного газоотделения для месторождения в целом. При быстром снижении давления нефтеотдача в таких пластах должна быть больше, чем при медленном за счет более интенсивного выделения газа в низкопроницаемых пластах.

Роль газовой шапки, как источника энергии, сводится к тому, что при расширении газ оттесняет нефть в пониженные части залежи. Благоприятные условия проявления режима газовой шапки связаны с крутыми углами падения высокопроницаемых пластов, когда имеет место гравитационное разделение нефти и газа. При эффективном гравитационном разделении нефти и газа рост газонасыщенности пород в нефтяной части пласта замедляется.

Если объем свободного газа небольшой, пластовое давление быстро падает ниже давления насыщения и механизм вытеснения становится таким же, как при давлении растворенного газа. Этого можно избежать, если поддерживать пластовое давление путем нагнетания газа с поверхности в газовую шапку.

ЛЕКЦИЯ 13

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

1. Методы увеличения извлекаемых запасов

Увеличение нефтеотдачи пластов - сложная проблема, для решения которой используется опыт, накопленный во всех областях нефтепромыслового дела. На первом месте, безусловно, стоит правильная расстановка скважин на залежи с учетом геологического строения пластов и осуществление регулирования процесса заводнения на основании регулярных гидродинамических исследований скважин. Эффективность эксплуатации залежи улучшается в результате воздействия на призабойные зоны пласта с целью увеличения дебитов и выравнивания профиля притока нефти и газа, а также приемистости нагнетательных скважин, если такие имеются для искусственного поддержания пластового давления. Эффективность заводнения может существенно повыситься, если в нагнетаемую воду добавлять химические реагенты, способствующие более полному вытеснению нефти из недр. Все вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи основаны на использовании тех или иных физических закономерностей, о которых говорилось в предыдущих лекциях. В зависимости от условий залегания нефтей, их свойств и состава, а также исходя из экономической целесообразности применяют различные технологии добычи углеводородного сырья. Из наиболее известных технологий можно назвать закачку в пласт теплоносителя для снижения вязкости нефти. Эту же цель преследуют, нагнетая в пласты сжиженные газы, являющиеся растворителями нефти. Явление обратного испарения и конденсации тяжелых углеводородов в газовой среде используется для разработки технологии закачки в залежь газов высокого давления, что способствует переводу части нефтяных фракций в паровую фазу. Для выравнивания подвижности воды и вытесняемой нефти в пласты нагнетают загущенную воду. Для повышения нефтеотдачи используют пены, стабилизированные поверхностно-активными веществами, подвижные очаги горения. Исследуются ультразвуковые, вибрационные, электрические методы воздействия на при-скважинные зоны пласта.

2. Моющие и нефтевытесняющие свойства вод

Заводнение залежей является основным способом увеличения эффективности эксплуатации нефтяных месторождений. Но даже при всей его эффективности в недрах остается более половины запасов нефти. Одним из способов повышения эффективности заводнения может быть нагнетание в залежь вод, обладающих высокими вытесняющими свойствами. В соответствии с современными представлениями механизм моющего действия веществ применительно к отмывке углеводородов от минералов определяется их способностью улучшать смачивающие свойства вод,

уменьшать их поверхностное натяжение на границе с нефтью и другими поверхностями. Они должны быть разрушителями суспензий и эмульсий и т.д.

В зависимости от строения и свойств пород пласта, а также состояния жидкостей в пористой среде параметры вытесняющей жидкости, влияющие на нефтевытесняющие свойства, могут быть неодинаковы. Если, например, нефть в пласте находится в рассеянном состоянии, то лучшими вытесняющими свойствами в этом случае будет обладать вода, характеризующаяся низкими значениями поверхностного натяжения на границе с нефтью и хорошо смачивающая породу. При заводнении трещиноватых коллекторов целесообразно использовать воды с высокими величинами натяжения смачивания ($\sigma \cdot \cos \Theta$), способные под действием капиллярных сил интенсивно впитываться в блоки породы, разбитой трещинами. Однако процессы впитывания воды в нефтенасыщенные породы сопровождаются образованием водо-нефтяных смесей отрицательно влияющих на нефтеотдачу из-за нарушения сплошности нефтяной фазы. Менее интенсивно такие смеси образуются при нагнетании в неоднородные пласты вод, обладающих низкими значениями ($\sigma \cdot \cos \Theta$). Если это так, то в условиях нейтральной (промежуточной) смачиваемости, когда угол смачивания близок к 90° , а σ имеет минимальные значения, коэффициент нефтеотдачи должен увеличиваться. Такие воды обладают плохими моющими свойствами, но их вытесняющая способность наиболее высока. В этом отношении следует отдавать предпочтение пластовым водам, добываемым попутно с нефтью, и закачивать их обратно в пласты после соответствующей подготовки. Пресные воды, используемые для поддержания пластового давления, лучше смачивают поверхность породы и образуют более стойкие эмульсии на контакте с нефтью. Кроме того, они способствуют набуханию глинистого цемента, входящего в состав терригенных коллекторов и уменьшению объема порового пространства. Правда некоторые ученые считают, что при этом происходит отжатие нефти из сжимающегося канала фильтрации, но судя по результатам лабораторных экспериментов, приведенным в их работах, это не так. Гораздо проще объяснить полученный эффект простым перераспределением фильтрационных потоков за счет изменения структуры каналов фильтрации.

В терригенных коллекторах месторождений Удмуртии, где содержание глинистого вещества незначительно (0-5%), снижение проницаемости при фильтрации пресных и слабоминерализованных вод связано с увеличением толщины слоя рыхло связанной воды у поверхности каналов фильтрации. При изменении газопроницаемости пород от 0,2 до 0,9 мкм² относительное снижение проницаемости для пресной воды по сравнению с минерализованной составляет в среднем 55%, изменяясь от 34 до 75%. Близкие цифры изменения проницаемости для пресной воды по отношению к пластовой (в среднем 46% при диапазоне изменения от 29 до 67%) получены в ходе экспериментов на песчаниках месторождений Башкирии, характеризующихся газопроницаемостью от 0,3 до 0,9 мкм².

Проведенные исследования свидетельствуют о снижении проницаемости кварцевых алевритистых песчаников, содержащих незначительное количество глинистого цемента, за счет изменения химического состава нагнетаемой воды, оказывающего влияние на толщину диффузного слоя связанной (рыхлосвязанной) воды на поверхности каналов фильтрации. По мере опреснения воды, фильтрующейся в пористой среде, толщина этого слоя увеличивается в соответствии с (1), что приводит к снижению проницаемости. С повышением минерализации нагнетаемой воды проницаемость породы вновь увеличивается. Контрольные измерения газопроницаемости, сделанные после проведения исследований, показали, что никаких структурных изменений в строении порового пространства пород не произошло, и их абсолютная проницаемость не изменилась. Точнее, отклонение составило в среднем $\pm 7,5\%$, что в пределах погрешности оценки проницаемости в лабораторных условиях.

$$\Delta h = \frac{1 + \alpha \cdot (\nu - 1)}{6 \cdot \pi \cdot \mu \cdot r} \cdot \ln\left(\frac{C_1}{C_2}\right) \cdot \sqrt{\frac{K \cdot T \cdot m}{3}}, \quad (1)$$

где Δh - изменение толщины слоя связанной воды;

α - степень диссоциации электролита;

ν - число ионов, на которые распадается молекула электролита;

μ - вязкость жидкости;

r - радиус ионов;

K - постоянная Больцмана;

T - абсолютная температура;

m - масса ионов;

C_1 и C_2 - молярные концентрации солей в пластовой и нагнетаемой воде.

Механизм процесса, вызывающего изменение водопроницаемости пористой среды, связан с катионным обменом на поверхности глинистых частиц, входящих в состав цемента породы. При этом возможны два вида взаимодействия раствора с минералами. В первом случае, когда фильтруются растворы, содержащие те же катионы, что и поглощенный глинистым веществом комплекс, катионный обмен практически отсутствует. Состав поглощенного минералами комплекса не меняется, и изменение толщины диффузного слоя определяется преимущественно различием концентраций солей в нагнетаемой и пластовой (связанной) воде.

Во втором случае изменение проницаемости будет определяться видом катионов, поступающих или вымывающихся из поглощенного комплекса и различием концентраций пластовой воды и

нагнетаемой жидкости. Наибольшие изменения проницаемости наблюдаются в случае преобладания в поглощенном комплексе катионов натрия.

№ образца	Проницаемость, мкм ²		Относительное снижение проницаемости, %
	для р-ра NaCl	для пресной воды	
1878	0,230	0,096	58
1879	0,136	0,034	75
1881	0,018/ 0,012	0,013 / 0,0073	34
1883	0,131	0,046	65
1883a	0,014	0,006	57
3806	0,045 / 0,058	0,023 / 0,038	42
Среднее			55

Примечание: в знаменателе указаны значения проницаемости во втором цикле нагнетания минерализованной и пресной воды.

В связи с этим для восстановления приемистости нагнетательных скважин, разрабатывающих залежи в терригенных коллекторах, для поддержания пластового давления целесообразно использовать воду, имеющую минерализацию и химический состав близкий к составу пластовой воды. Более того, для улучшения фильтрационных характеристик пластов для закачиваемых вод можно добавлять в них компоненты, содержащие хлоридные соли многовалентных металлов (например, $AlCl_3$, $FeCl_3$) или сульфатные (например, Na_2SO_4 , K_2SO_4), или нитратные (например, $NaNO_3$, KNO_3) добавки, способствующие уменьшению толщины слоя рыхлосвязанной воды и повышению проницаемости пород.

3. Обработка воды поверхностно-активными веществами

Необходимых изменений поверхностных и смачивающих свойств жидкостей и характеристик поверхностей раздела фаз в пористой среде можно добиться с помощью добавок к воде поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Молекулы большинства ПАВ состоят из длинных гидрофобных углеводородных цепей с низким остаточным сродством на одном конце и гидрофильных полярных групп с высоким сродством на другом. По химическому признаку все ПАВ разделяются на анионо-активные, катионо-активные и неионогенные вещества. Если углеводородная часть молекулы ионогенного ПАВ входит в состав аниона, образующегося в водном растворе, соединение относится к анионо-активным веществам. Соответственно катионо-активные вещества образуют в водных растворах катионы, содержащие длинные цепи углеводородных радикалов. В неионогенных веществах не содержатся неионизирующиеся гидрофильные конечные группы. Поверхностная активность этих веществ обусловлена своеобразным строением их молекул, которые имеют асимметричную (дифильную) структуру, состоящую из полярных и неполярных групп. Неполярной и нерастворимой в воде частью молекулы являются гидрофобный алкильный, арильный или алкиларильный радикал, а по-

лярную водорастворимую группу представляет полиэтиленгликолевый или пропиленгликолевый остаток.

Распространенным неионогенным ПАВ является ОП-10 на который лет пятнадцать - двадцать назад возлагались огромные надежды. Примером катионо-активного ПАВ является карбозолин О, который используется для гидрофобизации песчаников. К анионо-активным относятся: сульфонол НП-1, НП-3, сульфонаты и др.

В лабораторных условиях испытывалось влияние на нефтеотдачу различных химических добавок. В настоящее время уже почти всем стало ясно, что универсального средства для увеличения нефтеотдачи не существует. Один и тот же реагент в разных условиях ведет себя по-разному. В таблице приведены результаты лабораторных исследований различных реагентов, используемых для повышения нефтеотдачи пластов в условиях месторождений Урало-Поволжья. Эти исследования проводили в ПермНИПИнефть, БашНИПИнефть, УдмуртНИПИнефть, Гипровосток.

Технология (оторочки растворов хим. реагентов без детализации по модификациям)	Относительный прирост коэффициента нефтewытеснения	
	Диапазон изменения	Среднее
Неионогенные ПАВ(типа ОП-10) с начала процесса заводнения при доотмыве остаточной нефти	0 - 0,11	0,055
	0 - 0,12	0,019
Анионактивные ПАВ(в карбонатах)	0 - 0,34	0,156
То же (в терригенных породах)	0 - 0,13	0,044
Щелочи и композиции на их основе	0 - 0,38	0,155
Полимеры	0 - 0,28	0,113
Углекислота	0,05 - 0,28	0,122

Из таблицы видно, что любая технология может оказаться вообще неэффективной в тех или иных условиях, в то же время другая может дать положительный эффект. Ярким примером являются анионо-активные ПАВ, которые в терригенных коллекторах практически неэффективны, тогда как в карбонатах дают весьма ощутимые приросты коэффициента нефтewытеснения.

Поверхностно-активные вещества в различной степени адсорбируются поверхностью пород. Количественное соотношение между удельной адсорбцией Γ в поверхностном слое, изменением поверхностного натяжения с концентрацией растворенного вещества $\frac{\partial \sigma}{\partial C}$ и концентрацией C устанавливается уравнением Гиббса

$$\Gamma = - \frac{C}{RT} \frac{\partial \sigma}{\partial C},$$

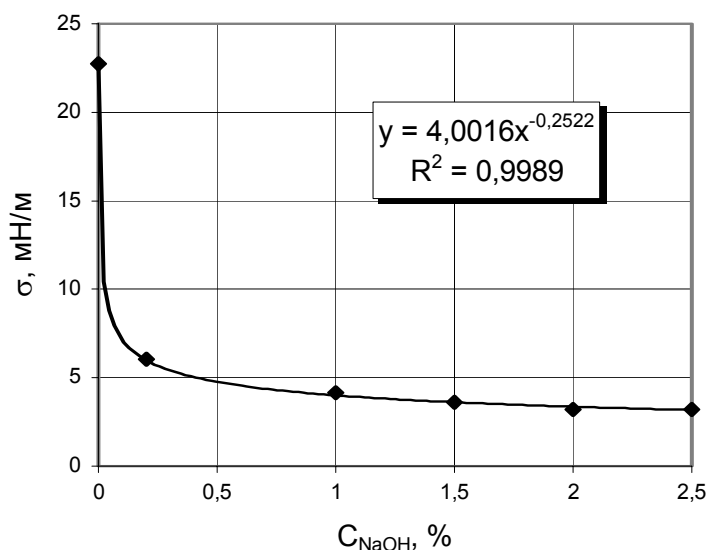
где R - универсальная газовая постоянная

T - абсолютная температура.

Величину $\frac{\partial \sigma}{\partial C}$, характеризующую способность растворенного вещества понижать поверхностное натяжение раствора, принято называть поверхностной активностью

$$G = -\frac{\partial \sigma}{\partial C}$$

Величину поверхностной активности можно определить по изотерме адсорбции $\Gamma=f(C)$ и зависимости поверхностного натяжения от концентрации растворенного вещества $\sigma=f(C)$.



Вначале поверхностное натяжение быстро падает, а по мере заполнения поверхностного слоя адсорбируемыми молекулами изменение σ с увеличением концентрации ПАВ уменьшается и когда адсорбция достигает постоянного значения, соответствующего полному насыщению слоя молекулами ПАВ, прекращается. Поэтому поверхностную активность ПАВ оценивают величиной

$$G_0 = -\left(\frac{\partial \sigma}{\partial C}\right)_{C \rightarrow 0}$$

т.е. начальным значением G_0 при концентрации ПАВ, стремящейся к нулю. В системе СИ единицами измерения поверхностной активности являются $\text{Н} \cdot \text{м}^2 / \text{кмоль}$.

$$1 \text{ мН} \cdot \text{м}^2 / \text{кмоль} = 1 \text{ Гиббс} = 1 \text{ Дин} / \text{см} / (\text{моль} / \text{дм}^3)$$

Наиболее подходящими для обработки нагнетаемых вод считаются ПАВ, значительно снижающие поверхностное натяжение на границе с нефтью при небольших концентрациях, улучшающие смачиваемость поверхности породы, малоадсорбирующиеся на ней и разрушающие водонефтяные эмульсии. Кроме того, они должны быть дешевыми, полностью растворимыми в пресной и пластовой воде, устойчивыми по отношению к солям пластовых вод. Лучшими показателями обычно обладают смеси различных ПАВ. В связи с этим основной задачей лабораторных исследований становится подбор наилучших композиций для конкретных условий залегания нефти. Огромный

объем исследований требует больших затрат времени и средств и поэтому мало где реализуется в полной мере.

Применение ПАВ в промышленных объемах для увеличения нефтеотдачи встречает значительные трудности вследствие адсорбции их огромной поверхностью каналов фильтрации. Следует, однако, учитывать, что в результате фильтрации воды вслед за оторочкой раствора химреагента происходит частичная десорбция вещества, и перенос его в другие части пласта. С другой стороны, если бы адсорбция не происходила, тогда и механизм действия ПАВ не мог бы реализоваться в полной мере. Известны результаты исследований эффективности полимерного заводнения с использованием веществ, понижающих адсорбцию активного реагента на поверхности породы, свидетельствующие об отсутствии технологического эффекта.

4. Щелочное заводнение

Растворы щелочей нагнетают в пласты в виде оторочек, продвигаемых пресной водой. Механизм действия щелочных оторочек связан с образованием поверхностно-активных веществ в результате взаимодействия щелочи с нефтью, приводящим к снижению поверхностного натяжения на границе раствора с нефтью, гидрофилизации поверхности пород (терригенных в большей степени). За счет эмульгирования нефти создаются дополнительные гидродинамические сопротивления, способствующие увеличению микро- и макроохвата пласта заводнением. В настоящее время проводятся промысловые испытания щелочного заводнения и его модификаций, выражающихся в создании смесей щелочей с различными типами ПАВ, термощелочное заводнение и др. Эффективность щелочного заводнения тесно связана с активностью нефтей, зависящей от содержания в них кислотных компонентов, реагирующих со щелочами. Чем более активны нефти, тем сильнее снижается поверхностное натяжение на их границе с раствором щелочи.

5. Полимерное заводнение

Загущение воды путем добавки к ней водорастворимых полимеров преследует цель выровнять фронт вытеснения за счет устранения или снижения вязкостной неустойчивости и предотвращения преждевременного прорыва нагнетаемой воды в добывающие скважины. При этом реализуется основное свойство полимерных растворов сопротивляться усилию, которое прилагается к ним. Чем выше скорость фильтрации раствора полимера при прочих равных условиях, тем выше фактор сопротивления. Величина фактора сопротивления определяется отношением подвижности раствора полимера к подвижности воды. Другим важным показателем вероятной эффективности метода является остаточный фактор сопротивления, который определяется после промывки пористой среды водой и десорбции или разрушения закачанного ранее полимера. В связи с тем, что в реальных условиях полимерное заводнение малоэффективно из-за резкого снижения скоростей

фильтрации по мере удаления оторочки от нагнетательной скважины, в чистом виде технологию нигде не используют. Ее применяют в сочетании с нагнетанием композиций химреагентов с саморегулирующейся вязкостью. Такие реагенты снижают свою вязкость при контакте с нефтью и повышают ее при контакте с водой, что позволяет наиболее эффективно вытеснять нефть в реальных условиях залегания углеводородов, когда геологическое строение и коллекторские свойства пород резко изменяются в пределах залежи.

6. Применение углекислоты для увеличения нефтеотдачи пластов

Углекислый газ, растворенный в воде или введенный в пласт в жидком виде, благоприятно воздействует на физико-химические свойства нефти, воды и коллектора, что способствует увеличению нефтеотдачи пластов.

CO₂-бесцветный газ тяжелее воздуха с относительной плотностью 1,529. Критическая температура 31,1°C; критическое давление-7,29 МПа; критическая плотность-468 кг/м³. При температуре 20°C под давлением 5,85 МПа превращается в бесцветную жидкость с плотностью 770 кг/м³. При сильном охлаждении CO₂ застывает в белую снегообразную массу с плотностью 1650 кг/м³, которая возгоняется при температуре -78,5°C и атмосферном давлении. Поверхностное натяжение жидкого углекислого газа снижается с ростом температуры

Температура, °C	-52	0	+20	+25
Поверхностное натяжение, мДж/м ²	16,54	4,62	1,37	0,59

Растворимость углекислого газа в воде с увеличением давления быстро возрастает. Повышение температуры и минерализации воды сопровождается уменьшением растворимости CO₂. С увеличением концентрации углекислого газа вязкость воды возрастает. Например, при температуре 20°C и давлении 11,7 МПа вязкость карбонизированной воды равна 1,21 мПа·с. Растворимость углекислого газа в нефтях является функцией давления, температуры, молекулярной массы и состава нефти. С уменьшением молекулярной массы углеводородов растворимость CO₂ в них возрастает. С очень легкими нефтями CO₂ смешивается полностью при давлениях 5,6-7 МПа. Тяжелые нефти в жидкой углекислоте растворяются не полностью. Нерастворимый остаток состоит из смол, парафинов и других тяжелых углеводородов. С увеличением соотношения объема жидкой углекислоты к объему нефти в смеси растворимость нефти возрастает.

Для увеличения нефтеотдачи углекислый газ в сжиженном виде нагнетается в виде оторочки и проталкивается карбонизированной водой. При этом происходит взаимное растворение углекислоты в нефти и углеводородов в жидком углекислом газе с соответствующими изменениями их свойств. Вязкость нефти уменьшается, а ее объем увеличивается, снижается поверхностное натя-

жение на границе нефти с водой. Например, увеличение объема Арланской нефти при концентрации CO_2 , равной 25% по массе, достигает 30% при температуре 24°C и давлении 12 МПа, а вязкость ее уменьшается с 13,7 мПа·с до 2,3 мПа·с. Значительная экстракция легких углеводородов из нефти наблюдается при температуре и давлении выше критических для CO_2 и поэтому процесс сходен с процессом ретроградного испарения легких фракций нефти в фазу, обогащенную углекислым газом.

По результатам лабораторных исследований при объеме оторочки жидкой углекислоты 4-5% от объема пор, нефтеотдача возрастает более чем на 50% по сравнению с обычным заводнением. Нагнетание карбонизированной воды позволяет при благоприятных условиях увеличить коэффициент нефтевытеснения относительно обычного заводнения почти на 30%. Углекислый газ является эффективным средством увеличения нефтеотдачи карбонатных и терригенных пластов в которых пластовое давление составляет 5,6 МПа и более, а температура изменяется в пределах 24 -71°C. Положительное влияние углекислоты на нефтеотдачу является также следствием активного химического взаимодействия ее с породой. В результате такого взаимодействия проницаемость породы может увеличиться. Под воздействием углекислоты повышается кислотность глинистых минералов, что способствует их сжатию и предотвращает набухание. Промышленные опыты по закачке CO_2 в продуктивные пласты дали обнадеживающие результаты.

7. Термические способы увеличения нефтеотдачи

Впервые опыты по тепловому воздействию на пласт в России были начаты в 30-е годы. При нагнетании в пласт горячей воды повышение температуры вызывает понижение вязкости нефти, изменение молекулярно-поверхностных сил, расширение нефти и горных пород, улучшение смачивающих свойств воды. В начале процесса горячая вода, нагнетаемая в пласт, быстро отдает тепло породе, остывает до пластовой температуры и поэтому между вытесняемой нефтью и последующими порциями теплоносителя образуется зона остывшей воды. Следовательно, нефть практически вытесняется водой, имеющей пластовую температуру. Влияние теплоносителя на эффективность вытеснения нефти начинает сказываться в более поздний водный период разработки залежи. Движение горячей воды в пласте сопровождается уменьшением фильтрационных сопротивлений в прогретой зоне. Улучшается смачиваемость поверхности, возрастают интенсивность и роль капиллярного перераспределения жидкостей. Если уменьшение вязкости нефти способствует увеличению нефтеотдачи, то интенсификация капиллярных процессов на фронте вытеснения может оказать существенное отрицательное влияние на нефтеотдачу. Эти явления могут возникать при низкой температуре теплоносителя в пласте (до 80-85°C).

Если в пласт нагнетается перегретый водяной пар, то нагрев пласта вначале происходит за счет теплоты перегрева. При этом температура снижается до температуры насыщенного пара т.е. до точки кипения воды в пластовых условиях. Далее на нагрев пласта расходуется скрытая теплота

парообразования и затем пар конденсируется. В этой зоне температура пароводяной смеси и пласта будут равны температуре насыщенного пара до тех пор, пока вся скрытая теплота парообразования не будет израсходована. Затем пласт будет нагреваться за счет температуры горячей воды до тех пор, пока ее температура не упадет до начальной пластовой.

Другим методом термовоздействия является осуществление процесса внутрипластового горения. Вытеснение нефти происходит горячими газообразными продуктами сгорания части нефти, нагретой водой и паром. Суммарный результат воздействия движущегося очага горения в пласте складывается из многочисленных эффектов, способствующих увеличению нефтеотдачи. В первую очередь выделяются легкие углеводороды, конденсирующиеся в ненагретой зоне пласта впереди фронта горения и уменьшающие вязкость нефти. Затем конденсирующаяся влага образует зону повышенной водонасыщенности; происходит термическое расширение жидкостей и пород, увеличиваются проницаемость и пористость за счет растворения цементирующих материалов; углекислый газ, образующийся при горении, растворяется в воде и в нефти, повышая их подвижность; тяжелые остатки нефти подвергаются пиролизу и крекингу, что увеличивает выход углеводородов из пласта.

Успешному осуществлению процесса способствует равномерность распределения нефти в пласте, высокая проницаемость и пористость пород. Более устойчивые очаги горения возникают в пластах, содержащих тяжелые нефти, обладающие повышенным содержанием коксового остатка. Повышенная водонасыщенность пласта затрудняет течение процесса. Тепловая волна, образующаяся при горении, характеризуется температурной кривой, имеющей два ниспадающих крыла с максимумом между ними, соответствующим температуре очага горения. По лабораторным данным ее величина достигает 550-600 °С. Фронтальное крыло температурной кривой возникает в процессе горения кокса и частично нефти вследствие распространения тепла конвективным его переносом продуктами горения и конденсации паров углеводородов и воды за счет теплопроводности. После движущегося очага горения остается нагретая порода, постепенно охлаждающаяся движущимся здесь окислителем. По данным лабораторных экспериментов длина тепловой волны достигает нескольких десятков сантиметров. Скорость движения волны зависит от плотности потока окислителя и концентрации в нем кислорода и может изменяться от единиц до десятков метров в сутки. Считается, что при осуществлении описанной технологии нефтеотдача может достигать 70-85%.

8. Вытеснение нефти из пласта растворителями

Основой механизма вытеснения нефти растворителями является отсутствие поверхностного натяжения на границе раздела с нефтью, которой, в сущности, нет. Растворитель, например, пропан проталкивается более дешевым агентом. При движении оторочки растворителя она размывается с одного края нефтью, а с другого - вытесняющим агентом. Степень перемешивания жидко-

сти характеризуется коэффициентом дисперсии D , который называют коэффициентом конвективной диффузии или коэффициентом перемешивания. Этот коэффициент зависит от скорости движения и на несколько порядков может превосходить коэффициент молекулярной диффузии. Большое влияние на процесс оказывает различие плотностей нефти и растворителя вследствие искривления поверхности контактов и образования гравитационных языков. Оптимальный размер оторочки, необходимой для сохранения ее сплошности до подхода фронта вытеснения к эксплуатационным скважинам, для различных условий следует определять специальными исследованиями, учитывающими специфику залежи. На практике размеры оторочек растворителя колеблются от 4 до 12% от объема пор.

Большое влияние на эффективность процесса оказывает состав нефти и насыщенность порового пространства различными фазами. При наличии свободного газа в нефтяной части пласта процесс замедляется вследствие смешивания пропана с газом и ухудшения его качеств как растворителя. Значительное снижение эффективности процесса наблюдается при большом количестве воды в пористой среде. Вода блокирует часть нефти, которая при этом теряет контакт с жидким пропаном. В таких условиях можно применять растворители, смешивающиеся и с водой, и с нефтью, например, спирты. Вслед за оторочкой наиболее рационально нагнетать в пласт газ, хорошо растворяющийся в растворителе. Если оторочка продвигается по пласту газом, то в качестве растворителя обычно используются сжиженные пропан-бутановые смеси и другие более тяжелые углеводороды. Состав растворителя необходимо выбирать так, чтобы наблюдалась неограниченная взаимная растворимость оторочки в нефти и газе. При этом условии в пористой среде не возникают границы раздела фаз и вытеснение нефти осуществляется более эффективно. Для осуществления смесимого вытеснения нефти оторочкой необходимо выбрать такой состав углеводородов растворителя, при котором они в пластовых условиях находятся в жидком состоянии.

9. Вытеснение нефти газом высокого давления

По данным опытов при некоторых весьма высоких давлениях в газе растворяются почти все компоненты нефти, за исключением смолистых и других тяжелых ее составляющих. Добывая затем этот газ, в котором содержатся пары нефти или ее компонентов, на поверхности можно получить конденсат, выпадающий при снижении давления. Таким образом, сущность метода заключается в искусственном превращении месторождения в газоконденсатное. Практически эту технологию трудно осуществить, т.к. для растворения всей нефти требуются очень высокие давления (70-100 МПа) и огромные объемы газа (до 3000 м³ в нормальных условиях для растворения 1 м³ нефти). Давления обратного испарения значительно уменьшаются, если в составе нагнетаемого газа содержатся тяжелые углеводородные газы - этан, пропан или углекислота. Но объем требую-

щегося газа остается высоким. Процесс можно значительно упростить и удешевить, если извлекать наиболее летучие фракции нефти. Для этого следует нагнетать меньшие объемы сухого газа при более низких давлениях по сравнению с давлением, необходимым для полного растворения нефти. Опытами установлено, что в процессе нагнетания в модель пласта, содержащего легкие нефти, газов высокого давления нефтеотдача бывает большей, чем должна быть только при обратном испарении фракций нефти. Движущийся по пласту газ постепенно обогащается этаном и более тяжелыми углеводородами, а метан, встречаясь со свежими порциями нефти, имеющими давление насыщения ниже давления нагнетаемого газа, растворяется в нефти. Газ, содержащий значительное количество тяжелых углеводородов, уже при сравнительно небольших давлениях и температурах полностью смешивается с нефтью. Нефтеотдача при этом высокая, т.к. процесс становится близким к тому, который наблюдается при вытеснении нефти жидким растворителем.

ЛЕКЦИЯ 14

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ПРОЦЕССОВ

1. Использование лабораторных исследований для решения задач теории и практики эксплуатации нефтяных месторождений

При разработке нефтяных и газовых месторождений инженеры приходится решать множество задач по дальнейшему совершенствованию и выбору наиболее рациональных приемов и схем осуществления различных технологических процессов с целью повышения эффективности эксплуатации залежи. Часто накопленный опыт оказывается недостаточным или противоречивым. В этом случае задачу решают с помощью эксперимента, который ставится с учетом специфики процесса в условиях конкретной залежи. Поэтому лабораторные методы исследования процессов, протекающих в пласте при различных технологических операциях, наряду с промысловыми наблюдениями являются важным дополнительным средством их изучения и оптимизации.

Лабораторные исследования имеют свои преимущества. С их помощью можно наблюдать влияние на нефтеотдачу многочисленных факторов в отличие от промысловых методов отдельно или в совокупности. Лабораторные эксперименты можно повторить на одной и той же модели при различных условиях. Поэтому их широко используют для совершенствования технологий, используемых в промысловом деле.

Вместе с тем следует отметить, что лабораторные методы исследований имеют и недостатки. Обычно в моделях схематизируется строение реального пласта и условия протекания процесса. И опыт лишь тогда приобретает ценность, когда исследуемый процесс в модели протекает в принципе также, как в реальности. Иначе говоря, при постановке эксперимента необходимо решить проблему выбора условий его проведения, достаточных для подобия модели и натуры и процессов, протекающих в них.

Проблеме подобия в начальный период развития исследований в области физики пласта не уделялось достаточного внимания. Многие исследования проведены (да и до сих пор проводятся) без учета требований теории подобия и поэтому их результаты не могут быть перенесены на реальные системы. Отсутствие подобия модели и на-

туры и процессов, происходящих в них, служит одной из причин расхождения результатов опытов различных исследователей, изучавших одни и те же вопросы.

2. Моделирование и подобие

При моделирование какого-либо процесса, протекающего в промысловых условиях, интересующее нас явление мы изучаем на объекте обычно меньшего масштаба. Подобие процессов, происходящих в пласте и в модели, означает, прежде всего, тождественность дифференциальных уравнений, характеризующих исследуемые закономерности в натуре и в модели. Известно, что любое дифференциальное уравнение или их система дает математическую характеристику всего класса явлений, к которому они относятся. Например, уравнение теплопроводности описывает процесс передачи тепла в любой среде при различных условиях. Чтобы уравнение удовлетворяло какому-нибудь частному случаю, необходимо учесть конкретные особенности рассматриваемого явления. Это можно сделать, задав дополнительно к уравнению конкретные величины, которые выделяют частное явление из всего класса однородных явлений. Эти дополнительные условия называются условиями однозначности. К ним относятся:

1. геометрическая характеристика процесса
2. начальные условия в исследуемой системе (например, температура в пласте, водонефтенасыщенность и т.д.)
3. свойства среды и индивидуальные ее особенности (например, плотность и вязкость жидкостей, проницаемость пород, смачиваемость поверхности и т.д.)
4. граничные условия, которые имеют место на границах моделируемой системы (например, давление на выходе из модели пласта или давление на линии эксплуатационных скважин).

Для подобия процессов необходимо, чтобы они имели подобные условия однозначности. Все сказанное составляет суть теоремы Гухмана – Кирпичева: два явления подобны, если они описываются одной и той же системой дифференциальных уравнений и имеют подобные условия однозначности.

Всякую систему уравнений, описывающих исследуемый процесс, можно записать как соотношение между безразмерными величинами. При этом смысл уравнения не изменяется.

В теории подобия по ряду причин имеет смысл выражать уравнения или функции в безразмерной форме. Безразмерные параметры представляют собой комплексы размерных величин. Безразмерная форма записи уравнений позволяет сопоставлять и обобщать результаты группы явлений или предсказывать течение еще не исследованных явлений из этой группы, что нельзя сделать с помощью уравнений в размерной форме. С введением безразмерных параметров уменьшается число независимых переменных, характеризующих процесс. Число этих безразмерных параметров определяется π -теоремой, смысл которой заключается в следующем.

Допустим, что зависимый параметр q_1 является функцией независимых переменных параметров q_2, q_3, \dots, q_m , число которых $m-1$. Тогда можно написать

$$q_1 = f_1(q_2, q_3, \dots, q_m) \quad (1)$$

Это уравнение эквивалентно

$$f_2(q_1, q_2, q_3, \dots, q_m) = 0 \quad (2)$$

Согласно π -теоремы, если имеется соотношение между m параметрами в виде (2), можно найти эквивалентное соотношение между n безразмерными параметрами

$$f_3(\pi_1, \pi_2, \pi_3, \dots, \pi_n) = 0 \quad (3),$$

где π_1, π_2, \dots - безразмерные комбинации из размерных величин;

$$n = m - k \quad (4)$$

Здесь m - число параметров в уравнении (2) и k - минимальное число независимых размерностей, необходимых для образования размерностей всех остальных величин $q_1, q_2, q_3, \dots, q_m$ (или, что то же - k равняется числу параметров с независимыми размерностями).

Размерность величины называется независимой, если она не может быть представлена как комбинация в виде степенного одночлена из формул размерности других величин. Размерности всех величин, входящих в уравнения, описывающие законы фильтрации, можно получить с помощью трех независимых размерностей: длины (L), времени

(Т) и массы (М). Поэтому величина k обычно не более трех, если не учитывать тепловые процессы.

Из π -теоремы следует, что из m параметров, среди которых имеется не более k параметров с независимыми размерностями, можно составить не более $m-k$ независимых безразмерных степенных комбинаций. Для составления безразмерных соотношений необходимо знать систему параметров, определяющих класс явлений. Определяющие параметры легко находятся, если задача сформулирована математически. Для этого выписываются все размерные и безразмерные величины, которые необходимо знать, чтобы численные значения всех искомых величин определялись уравнениями задачи. В нефтепромысловом деле часто из-за чрезвычайной сложности происходящих процессов, которые необходимо моделировать, уравнение, описывающее их течение, неизвестно. Система определяющих параметров устанавливается путем схематизации явления и на основе накопленного опыта исследований. При этом она должна обладать свойством полноты. После установления системы параметров, определяющих изучаемое явление, находятся условия подобия явлений. Необходимым и достаточным условием подобия двух явлений будет постоянство численных значений безразмерных комбинаций, составленных из определяющих величин.

В нефтепромысловом деле приходится моделировать в лабораторных условиях различные процессы: вытеснение нефти водой из пористых сред, гидравлический разрыв пласта, солянокислотную обработку скважин, вытеснение нефти растворителями и паром и т.д.

3. Условия подобия при моделировании двухфазной фильтрации в пористой среде

Допустим, что необходимо провести эксперимент по изучению процесса вытеснения нефти водой. Опыт показывает, что в качестве системы определяющих параметров следует принять: проницаемость пород (k), пористость (m), вязкость нефти (μ_n) и воды (μ_v), их плотности (ρ_n) и (ρ_v), начальную водонасыщенность (S_0), расход жидкости (q) или перепад давления (ΔP) между линией нагнетания и отбора, поверхностное натяжение (σ) на границе нефти и воды,

угол избирательного смачивания (Θ), время (t), толщину (h) и длину (l) пласта, угол его наклона (α), ускорение силы тяжести (g), вектор направления вытеснения (x).

Из 16 определяющих параметров можно выделить 13 безразмерных комбинаций, основными из которых являются:

$$\alpha; m; \mu_n/\mu_v; \rho_n/\rho_v; S_0; \frac{k\Delta\rho}{q\mu_n}; \frac{q\rho_n\sqrt{k}}{q\mu_n}; \frac{\sigma\sqrt{m}}{\Delta p\sqrt{k}} = \pi_1; \frac{\sigma}{k|\text{grad } p|} = \pi_2; \text{Cos}\Theta$$

Для соблюдения условий подобия необходимо равенство в модели и натуре всех этих соотношений. Многие из них легко воспроизводятся в модели ($\alpha; m; \mu_n/\mu_v; \rho_n/\rho_v; S_0; \text{Cos}\Theta$), а некоторыми можно пренебречь. Например, не обязательным является соблюдение условия

$$\left[\frac{q\rho_n\sqrt{k}}{q\mu_n} \right]_{\text{мод}} = \left[\frac{q\rho_n\sqrt{k}}{q\mu_n} \right]_{\text{нат}} = \pi$$

т.к. оно является аналогом числа Рейнольдса и его необходимо соблюдать при больших значениях π , когда происходит нарушение закона Дарси, что встречается редко.

Влияние на нефтеотдачу силы тяжести учитывается параметром $\frac{k\Delta\rho}{q\mu_n}$. Зависимость нефтеотдачи от этого параметра и соотношения плотностей жидкостей обычно учитывается лишь в специальных исследованиях, где важную роль играют процессы гравитационного разделения воды и нефти в пористой среде.

Значительно труднее добиться одновременного соблюдения в модели натуральных значений параметров π_1 и π_2 . По своей структуре они связаны с капиллярными свойствами пластовой системы. Если объединить параметры π_1 и π_2 с другой безразмерной величиной, определяющей смачиваемость системы ($\text{Cos}\Theta$), то получим:

$$\pi_1 = \left[\frac{\sigma \text{Cos}\Theta}{\Delta p\sqrt{k/m}} \right];$$

$$\pi_2 = \left| \frac{\sigma \text{Cos}\Theta}{k|\text{grad } p|} \right|.$$

Средний радиус каналов фильтрации связан с пористостью и проницаемостью соотношением $R = \sqrt{\frac{8k}{m}}$. Учитывая это, параметр π_1 можно

представить в виде $\pi_1' = \frac{p_k}{\Delta p}$. Значения π_1 и π_1' отличаются лишь величиной постоянного множителя. Точно также можно убедиться в связи параметра π_2 с капиллярными свойствами пористой среды. Этот критерий пропорционален отношению градиента капиллярных сил к градиенту давления в пласте. Параметр π_1 в естественных условиях очень мал, т.к. величина перепада давления между контуром питания и отбора очень велика по сравнению с капиллярным давлением. При этом критерий π_2 в естественных условиях характеризуется высокими значениями, т.к. из-за больших расстояний между скважинами величина градиента давления мала. То есть, для соблюдения критерия π_1 необходимо проводить эксперимент при больших перепадах давления, но для соблюдения естественных значений критерия π_2 требуются малые перепады давления, т.к. длина моделей всегда меньше, чем длина реального объекта. Очевидное противоречие двух критериев подобия соблюдение которых важно для правильного проведения эксперимента на практике преодолевается путем применения понятия приближенного лабораторного моделирования.

4. Приближенное моделирование

Условия приближенного моделирования вытекают из факта вырождения некоторых критериев подобия при определенных условиях, которое заключается в том, что критерий, оказывающий решающее влияние на ход процесса при каких-то условиях постепенно ослабляет свое влияние. С дальнейшим изменением критерия процесс оказывается *автомодельным* в том смысле, что явления, описываемые этим критерием, остаются себе подобными при любых его значениях, когда оно становится несущественным для процесса. Возникает задача определения значений критериев, при которых их можно считать выродившимися.

В результате проведения лабораторных экспериментов по вытеснению нефти из пористых сред было установлено, что если условия эксперимента удовлетворяют критериям $\pi_1 < 0,5-0,65$ и $\pi_2 > (1,4-1,6) \cdot 10^6$, тогда он осуществляется в автомодельной области. По из-

вестным допустимым значениям критериев π_1 и π_2 определяют условия проведения опытов, при которых будут соблюдаться приближенные условия подобия – минимальный допустимый перепад давления и длина модели.

В экспериментах с водорастворимыми ПАВ или полимерами возникает необходимость учета еще целого ряда параметров, определяющих адсорбцию вещества на поверхности каналов фильтрации, установление равновесия на границах раздела фаз и прочее. Чем сложнее взаимодействия между компонентами, участвующими в эксперименте, тем труднее правильно смоделировать процесс.