

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет
имени К.И. Сатпаева

С.Г. Нурсултанова

ФИЗИКА ПЛАСТА

Утверждено Научно-методическим советом
университета в качестве учебного пособия

Алматы 2013

УДК 530.1 (075.8)

ББК 22.378я73

Н – 90

Н – 90 Нурсултанова С.Г. Физика пласта: Учеб. пособие. – Алматы: КазНТУ, 2013. – 231 с.

Ил. 53. Табл.8 Библиогр. – 24 назв.

ISBN 978-601-228-534-5

В учебном пособии систематизированы вопросы, касающиеся петрофизической характеристики нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений и геолого-промыслового контроля при разведке, разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа. Приведены классификации горных пород по происхождению, классификация осадочных пород, классификация ловушек нефти и газа, классификация залежей нефти и газа, классификация карбонатных пород по Данхэму, классификация покрышек.

Более подробно рассмотрены происхождение и изменения карбонатных пород, их седиментогенез, условия формирования карбонатных коллекторов. Рассмотрены условия залегания нефти, воды и газа в пласте, движение в коллекторе смеси нефти, воды и газа в пористой среде, контроль за энергетическим состоянием залежей, углеводородное содержание коллекторов, режимы залежей нефти и газа, геолого-промысловые и лабораторные исследования при подготовке скважины к эксплуатации, геофизические исследования скважин для определения коллекторских свойств продуктивных горизонтов, физическое состояние нефти и газа при различных условиях в залежи, физико-химические свойства нефти и газа, свойства нефти в пластовых условиях, термобарические условия в залежи, дифференциация свойств нефти в пределах нефтяной залежи.

Приведены физические основы вытеснения нефти водой и газом из пористой среды, рассмотрены источники пластовой энергии, силы, действующие в залежи, нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежи.

УДК 530.1 (075.8)

ББК 22.378я73

Рецензенты: *Х.Х. Парагульгов*, д-р геол.-минер. наук, проф.

Х.Б.Абилхасимов, д-р геол.-минер. наук, проф.

А.А.Жунусов, канд. геол.-минер. наук, проф.

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2013 г.

ISBN978-601-228-534-5

© КазНТУ, 2013

© Нурсултанова С.Г., 2013

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовый комплекс наряду с горно-металлургическим сегодня составляет основу экономики Казахстана и является одним из ведущих факторов устойчивого развития республики в свете Программы – 2030, провозглашенной Президентом страны Н.А. Назарбаевым.

Современный этап развития нефтегазодобывающей отрасли совпадает с переходом от планового административного управления промышленностью к рыночным отношениям.

Фонд месторождений, находящихся на доступных глубинах, резко сократился. Основная часть запасов уже отработана. Геологические условия намного усложнились. Запасы большинства месторождений, вводимых в эксплуатацию, являются трудноизвлекаемыми.

В этих условиях необходимо искать новые перспективные в нефтегазоносном отношении регионы.

Подготавливаемые высшей школой геологи-нефтяники и инженеры должны обладать багажом теоретических знаний, касающихся основ прогнозирования нефтегазоносности недр, изучения главнейших закономерностей и геологических факторов, контролирующих формирование и размещение местоскоплений нефти и газа в литосфере для планирования и постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Физика пласта – прикладная наука, занимающаяся детальным изучением месторождений и залежей нефти, газа и газоконденсата в начальном (естественном) состоянии и в процессе разработки для определения их народнохозяйственного значения и рационального использования недр. Изучение залежей нефти, газа и газоконденсата требует проведения комплекса специальных наблюдений и научных исследований в процессе подготовки залежей к разработке и при реализации утвержденных схем или проектов разработки. Определение

направлений различных работ и исследований, выбор методов анализа и обобщений информации, соответствующих целям и задачам работ, имеют огромное значение для получения наиболее достоверных представлений о залежах и протекающих в них процессах, а, следовательно, и для повышения эффективности разработки. При подходе к залежи как к статическому геологическому объекту используется информация, поступающая в результате разведки, а также при разбурировании залежи по запроектированной эксплуатационной сети скважин.

Значение физики пласта состоит в обобщении и анализе всесторонней информации о месторождениях и залежах нефти и газа как объектах народнохозяйственной деятельности с целью геологического обоснования наиболее эффективных способов организации этой деятельности, обеспечения рационального использования и охраны недр и окружающей среды.

Особенность физики пласта заключается в том, что она широко использует теоретические представления и фактические данные, получаемые методами других наук, и в своих выводах и обобщениях очень часто опирается на закономерности, установленные в рамках смежных наук.

Так, данные об условиях залегания продуктивных пластов в первую очередь поступают в результате сейсмических исследований. При вскрытии залежи скважинами эти данные уточняются методами структурной геологии. Поднятые из скважин керн, пробы нефти, газа, воды исследуются методами литологии и физики пласта. Важным источником информации о свойствах пород служат данные промысловой геофизики, а также результаты гидродинамических исследований скважин.

Обобщая различную информацию об условиях залегания и свойствах нефтегазонасыщенных пород, промысловый инженер в значительной степени опирается на теоретические представления, законы тектоники, стратиграфии, петрографии, гидрогеологии, подземной гидравлики и ряда других наук. Анализируя и обобщая количественные и

качественные данные, современный промысловый геолог широко использует методы моделирования.

Большое место в петрофизике принадлежит обоснованию рационального комплексирования методов – своих и смежных наук – для получения, анализа и обобщения информации о строении нефтегазоносных пластов и залежей в целом, о путях движения нефти, газа, воды внутри залежи при ее эксплуатации, о текущих и конечных коэффициентах нефтеизвлечения и т. п.

Результаты промыслово-геологических исследований оказывают существенное влияние на смежные науки, способствуя их обогащению и дальнейшему развитию. Разнообразные виды исследовательской и производственной деятельности, а также промыслово-геологический научный анализ ее результатов обязательно и в большом количестве доставляют новые факты, служащие для подтверждения и дальнейшего развития взглядов и теории, составляющих содержание смежных наук. При этом физика пласта ставит перед смежными науками новые задачи, тем самым в еще большей степени способствуя их развитию.

Цель физики пласта заключается в геологическом обосновании наиболее эффективной деятельности по добыче нефти и газа и повышению использования недр на основе изучения физических и коллекторских свойств горных пород и физико-химических свойств пластовых флюидов.

Современные инженеры должны уметь получать информацию об объекте исследований, в поисках закономерностей, объединяющих наблюденные разрозненные факты о строении и функционировании залежи в единое целое, в выработке правил рационального проведения исследований, в создании методов обработки, обобщения и анализа результатов наблюдений и исследований, в оценке эффективности этих методов в различных геологических условиях и т. д. Способствовать этому должно данное учебное пособие, которое содержит основные сведения, необходимые геологическому персоналу при проведении геолого-промысловых исследований на месторождении.

1. ЗНАЧЕНИЕ ФИЗИКИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА ПРИ ПОИСКАХ, РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

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

Физика нефтяного пласта – наука, изучающая физические свойства пород нефтяных и газовых коллекторов свойства пластовых жидкостей, газов и газоконденсатных смесей, методы их анализа, а также физические основы увеличения нефте – и газоотдачи пластов.

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

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

Важное место в курсе отводится физике и физико-химическим процессам вытеснения нефти и газа из пористых сред вытесняющими агентами. Эти материалы служат теоретической основой современных методов увеличения нефте- и газоотдачи пластов.

Физика пласта – прикладная наука, занимающаяся детальным изучением месторождений и залежей нефти, газа и газоконденсата в начальном (естественном) состоянии и в процессе разработки для определения их народнохозяйственного значения и рационального использования недр. Из этого определения видно, что физика пласта подходит к изучению

месторождений и залежей углеводородов (УВ) с двух точек зрения.

Во-первых, залежи УВ изучаются в статическом состоянии как природные геологические объекты. Целями такого изучения являются технико-экономическое обоснование ценности залежи, получение необходимой геолого-промысловой информации для проектирования разработки и геологического обоснования системы и показателей будущей разработки.

Во-вторых, залежи УВ изучаются в динамическом состоянии, т. к. в них при эксплуатации происходят процессы движения нефти, газа и воды к забоям добывающих и от забоев нагнетательных скважин. Особенности динамики этих процессов обуславливаются естественными геологическими свойствами залежи (т. е. свойствами в статическом состоянии) и характеристиками запроектированной системы разработки. Другими словами, залежь нефти и газа, введенная в разработку, представляет собой неразрывное целое, состоящее уже из двух компонентов: геологической (сама залежь) и технической (система разработки). Это целое называют геолого-техническим комплексом (ГТК). Изучение залежей нефти, газа и газоконденсата требует проведения комплекса специальных наблюдений и научных исследований в процессе подготовки залежей к разработке и при реализации утвержденных схем или проектов разработки. Определение направлений различных работ и исследований, выбор методов анализа и обобщений информации, соответствующих целям и задачам работ, имеют большое значение для получения наиболее достоверных представлений о залежах и протекающих в них процессах, а, следовательно, и для повышения эффективности разработки. При подходе к залежи как к статическому геологическому объекту используется информация, поступающая в результате разведки, а также при разбуривании залежи по запроектированной эксплуатационной сети скважин.

Залежь рассматривают в динамике на основе специальных наблюдений и замеров в добывающих, нагнетательных, наблюдательных, контрольных и других скважинах, а также

на поверхностных инженерно-технических объектах. Влияние геологических условий на технико-экономические характеристики системы разработки определяется путем специальных исследований, проведения опытных работ и обобщения опыта разработки.

Таким образом, значение физики пласта состоит в обобщении и анализе всесторонней информации о месторождениях и залежах нефти и газа как объектах народнохозяйственной деятельности с целью геологического обоснования наиболее эффективных способов организации этой деятельности, обеспечения рационального использования и охраны недр и окружающей среды.

Для определения характеристики нефтяного и газового пласта необходимо знать:

- 1) гранулометрический (механический) состав пород;
- 2) пористость;
- 3) проницаемость;
- 4) капиллярные свойства;
- 5) удельную поверхность;
- 6) механические свойства (упругость, пластичность, сопротивление разрыву, сжатию и другим видам деформаций);
- 7) насыщенность пород водой, нефтью и газом в различных условиях.

С точки зрения промысловой геологии залежь нефти или газа следует рассматривать как часть пространства, в которой накладываются друг на друга результаты многообразных геологических, физических, гидродинамических и других процессов, действовавших в природе и происходящих во время разработки залежи. Поэтому залежь следует изучать во многих аспектах.

Особенность физики пласта заключается в том, что она широко использует теоретические представления и фактические данные, получаемые методами других наук, и в своих выводах и обобщениях очень часто опирается на закономерности, установленные в рамках смежных наук.

Так, данные об условиях залегания продуктивных пластов в первую очередь поступают в результате сейсмических исследований. При вскрытии залежи скважинами эти

данные уточняются методами структурной геологии. Поднятые из скважин керн, пробы нефти, газа, воды исследуются методами литологии и физики пласта. Важным источником информации о свойствах пород служат данные промысловой геофизики, а также результаты гидродинамических исследований скважин.

Обобщая различную информацию об условиях залегания и свойствах нефтегазонасыщенных пород, промысловый инженер в значительной степени опирается на теоретические представления, законы тектоники, стратиграфии, петрографии, гидрогеологии, подземной гидравлики и ряда других наук. Анализируя и обобщая количественные и качественные данные, современный промысловый геолог широко использует методы моделирования.

Вместе с тем нефтегазопромысловая геология и физика пласта изучает залежь нефти или газа, подготавливаемую к разработке или находящуюся в разработке, решает задачи комплексом соответственных методов.

Большое место в промысловой геологии принадлежит обоснованию рационального комплексирования методов – своих и смежных наук – для получения, анализа и обобщения информации о строении нефтегазоносных пластов и залежей в целом, о путях движения нефти, газа, воды внутри залежи при ее эксплуатации, о текущих и конечных коэффициентах нефтеизвлечения и т. п.

Результаты промыслово-геологических исследований оказывают существенное влияние на смежные науки, способствуя их обогащению и дальнейшему развитию. Разнообразные виды исследовательской и производственной деятельности, а также промыслово-геологический научный анализ ее результатов обязательно и в большом количестве доставляют новые факты, служащие для подтверждения и дальнейшего развития взглядов и теории, составляющих содержание смежных наук. При этом физика пласта ставит перед смежными науками новые задачи, тем самым в еще большей степени способствуя их развитию.

Цель физики пласта заключается в геологическом обосновании наиболее эффективной деятельности по добыче

нефти и газа и повышению использования недр на основе изучения физических и коллекторских свойств горных пород и физико-химических свойств пластовых флюидов.

Основная цель разбивается на ряд компонент, к которым относятся промыслово-геологическое моделирование залежей, подсчет запасов нефти, газа, конденсата и ценных попутных компонентов, геологическое обоснование систем разработки нефтяных и газовых месторождений, геологическое обоснование мероприятий по повышению нефте-, газо- или конденсатоотдачи, обеспечение комплекса наблюдений в процессе разведки и разработки охраны недр месторождений.

Другой вид компонент – сопутствующие цели, которые направлены на более эффективное достижение основной цели. К ним относятся геологическое обслуживание процесса бурения и эксплуатации скважин, а также внутренние цели нефтегазопромысловой геологии, такие как совершенствование собственной методологии и методической базы.

Задачи физики пласта и нефтегазопромысловой геологии состоят в получении информации об объекте исследований, в поисках закономерностей, объединяющих наблюдаемые разрозненные факты о строении и функционировании залежи в единое целое, в выработке правил рационального проведения исследований, в создании методов обработки, обобщения и анализа результатов наблюдений и исследований, в оценке эффективности этих методов в различных геологических условиях и т. д. На рис. 1 показан комплекс необходимых исследований для построения петрофизической модели резервуара для проведения дальнейших поисково-разведочных работ на структуре (1,2).

Среди этого множества могут быть выделены задачи трех типов: 1) конкретно-научные, 2) методические, 3) методологические.

Решение конкретно-научных задач направлено на изучение конкретного геолого-технического комплекса. Сюда входят следующие задачи:

1. Изучение состава и свойств горных пород, слагающих продуктивные отложения, состава и свойств

нефти, газа и воды, геологических и термодинамических условий их залегания и закономерностей их изменчивости в пределах изучаемого объекта.

ПОНИМАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ РЕЗЕРВУАРА

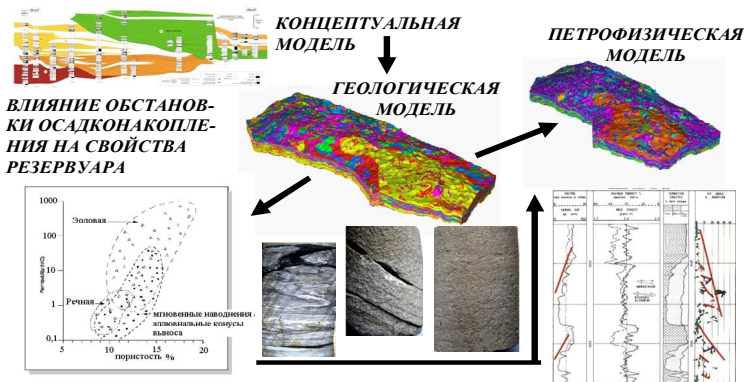


Рис. 1. Комплекс исследований для построения петрофизической модели

2. Выявление первичной структуры залежи – выделение слоев, пластов, горизонтов зон замещения коллекторов, изучение пликативных, дизъюнктивных и инъективных дислокаций, зон с разным характером нефтегазонасыщения и т. д.

3. Установление кондиций и других граничных значений естественных геологических тел (например, для разделения высоко-, средне- и низкопродуктивных пород). В совокупности с задачами второй группы это позволяет оценить запасы нефти и газа и их размещение в объеме залежи.

4. Построение классификации геолого-технических комплексов по множеству признаков. Следует подчеркнуть, что только генетические классификации залежей углеводородов недостаточны для физики нефтяного пласта. При построении должны учитываться преобразования, вызываемые процессом разработки.

5. Изучение особенностей и характера вытеснения нефти и газа водой или другими агентами в условиях конкретной залежи с ее неоднородностью, свойствами пластовых флюидов и примененной системой разработки, изучение охвата пластов воздействием, путей перемещения нефти, газа и воды в пластах, характера размещения остаточных запасов нефти или газа на каждом новом этапе и т. д.

6. Изучение влияния строения и свойств залежи на эффективность систем разработки (устойчивость отборов нефти и газа, темпов разработки, себестоимости продукции, проектная нефтеотдача и др.).

Методы получения геолого-промысловой информации:

- 1) изучение керна, шлама, проб нефти, газа и воды;
- 2) исследование скважин геофизическими методами (ГИС);
- 3) изучение технического состояния скважин;
- 4) контроль за изменением характера насыщения пород;
- 5) гидродинамические методы исследования скважин;
- 6) наблюдения за работой добывающих и нагнетательных скважин.

Средства получения промыслово-геологической информации: эмпирические средства (скважины, различные инструменты, приборы и лабораторные установки); материальное моделирование (средства для получения косвенной информации – создание в лабораторных условиях искусственной модели пласта и протекающих в нем процессов); метод натурального моделирования применяется на небольшом опытном участке залежи, где проверяется эффективность метода и отрабатывается технология. Проведение производственного эксперимента в процессе разработки залежи. Источником информации служит сам эксплуатируемый объект.

Основным методом обобщения эмпирического материала в нефтегазопромысловой практике служит моделирование. Строятся статическая и динамическая модели.

Статическая модель

Отражает все промыслово-геологические свойства залежи в ее природном виде, незатронутом процессом разработки.

Динамическая модель

Характеризует промыслово-геологические особенности

залежи в процессе ее разработки. Она составляется на базе статической модели, но отражает изменения, произошедшие в результате отбора определенной части запасов УВ.

Основным методом моделирования является геометризация залежи – моделирование *формы* и *внутреннего строения* залежи.

Форма залежи – структурная карта, ВНК, литологические и дизъюнктивные границы.

Внутреннее строение залежи отражают путем составления детальных корреляционных схем и геологических разрезов.

Геологическое наблюдение при бурении скважин. В процессе бурения скважин необходимо:

1) отбирать керн для установления стратиграфической и литологической характеристик пород, изучения коллекторских свойств продуктивных горизонтов и содержания в них нефти, газа и воды;

2) изучать разрез скважины в целом путем промыслово-геофизических и косвенных наблюдений с целью установления стратиграфической последовательности залегания пород, их толщины и фациальной характеристики, а также положения нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов и их взаимных соотношений;

3) определять свойства и качество нефти, газа и воды, обнаруженных при бурении, а также производительность вскрытых пластов путем опробования, если для этого имеются технические возможности;

4) изучать особенности бурения скважины путем наблюдения за появлением признаков нефти, газа и воды, появлением обвалов, нарушением циркуляции в связи с уходом глинистого раствора и т. д.

Изучение образцов пород, полученных в процессе бурения скважин. При изучении керна необходимо получить следующую информацию:

- наличие признаков нефти и газа;
- литологическую характеристику пород и их стратиграфическую принадлежность;
- коллекторские свойства пород;
- структурные особенности пород и возможные условия их залегания.

2. КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ПРОИСХОЖДЕНИЮ. ОСАДОЧНЫЕ ПОРОДЫ. КЛАССИФИКАЦИЯ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

Земная кора состоит из *горных пород*, устойчивых парагенетических ассоциаций минералов, возникающих в результате геологических процессов и образующих самостоятельные тела в земной коре. Наука, изучающая горные породы, называется «петрография» и при описании вещественного состава пород, говорят об его петрографии, или петрографическом составе. Составные части горных пород – **минералы**. Это природные химические соединения, или элементы. Всего известно более 2000 естественных минералов, и сейчас существует примерно столько же искусственных. Некоторые из них встречаются в большом количестве и образуют горные породы, и таких минералов всего 25. Их называют *породообразующими*, например кварц, кальцит, слюды, полевые шпаты. Другие встречаются редко, но важны потому, что являются рудами металлов – **киноварь, магнетит, галенит, гематит**. Некоторые ценны сами по себе – **золото, платина**.

Минералы встречаются:

- в виде кристаллов. Например, минерал кварц – SiO_2 (оксид кремния) соединение наиболее распространенных в земной коре элементов образует от долей миллиметра до метров, называемое **горным хрусталем**;

- в скрытокристаллическом состоянии. Например, если то же соединение SiO_2 образует столь мельчайшие кристаллики, что кристаллическое строение не фиксируется, то минерал называется **халцедон**;

- в виде стекол, аморфных твердых гелей. Например, аморфный SiO_2 называется опалом.

Присутствие примесей окрашивает минералы, давая им новый облик и другое название. Взятый в качестве примера халцедон, может называться сердоликом (оранжевый), хризопразом (зеленый); ониксом, сардониксом (полосатый), агатом (концентрически-полосчатый). Кристаллический кварц,

если он фиолетовый, называется аметистом, если золотистый – раух-топазом.

Минералы могут быть твердыми, жидкими и газообразными. Иногда они представляют собой твердые растворы. Некоторые из наиболее распространенных, относящихся к семейству **алюмосиликатов** образуют такие большие и сложные молекулы, начиненные разнообразными примесями, что не имеют постоянного химического состава. Некоторые минералы образуются в глубоких недрах Земли в условиях высоких давлений и температур – **оливин (хризолит), пироксен**. Попадая на земную поверхность, они поглощают кислород, воду, формируют более рыхлые кристаллические структуры и преобразуются в другие минералы, устойчивые в условиях земной поверхности. Конечным продуктом таких процессов являются разнообразные **глинистые минералы**, непрочные механически, но чрезвычайно устойчивые химически. Другая группа минералов, стабильных в условиях земной поверхности, окислы и гидроокислы – кварц, лимонит.

Важнейшим свойством минералов является их **твёрдость** – способность сопротивляться механическому воздействию более твердого минерала. Самым мягким природным минералом является тальк, самым твердым – алмаз. Именно твердостью определяются абразивные свойства разбуриваемых горных пород.

В табл. 1 приведены твердости эталонных минералов (шкала Мооса). Эти данные получены на микротвердомере с помощью вдавливания алмазной пирамиды в испытуемый минерал (число показывает, какое усилие необходимо приложить, чтобы получить площадку площадью 1 мм²).

Минералами сложены **горные породы**, которые могут состоять почти из одного минерала, – быть **мономинеральными** (например, горная порода известняк на 90 % состоит из минерала кальцита CaCO₃), или полиминеральными, например, гранит обычно состоит из кварца, полевого шпата и слюды. Кроме того, в нем могут присутствовать в незначительных количествах и многие другие минералы. Нередко гранит содержит редкие земли и золото. Условия образования горных

пород, определяющие их облик, называют **фациальными** (от лат. фацио – облик, лицо) условиями, т. е. фация – это однородный по составу комплекс горных пород, образовавшийся в сходных условиях.

Таблица 1

Шкала твердости минералов

№ по условной шкале (Мооса)	Минералы	Число твердости по Хрущеву, $кг/мм^2$	№ по условной шкале (Мооса)	Минералы	Число твердости по Хрущеву, $кг/мм^2$
1	Тальк	2,4	6	Полевой шпат	795
2	Гипс	36	7	Кварц	1120
3	Кальцит	109	8	Топаз	1427
4	Флюорит	189	9	Корунд	2060
5	Апатит	436	10	Алмаз	10 060

Геологические процессы, в результате которых образуются горные породы, сводятся к трем группам, в результате чего получаются три генетических класса пород:

- кристаллизация природных силикатных расплавов (магмы), поступающих из недр Земли, в результате чего возникают магматические горные породы;

- разрушение ранее существовавших горных пород в поверхностных условиях, их транспортировка и отложение продуктов разрушения, в результате чего получают осадочные горные породы;

- преобразование пород любого происхождения вследствие изменения физико-химических условий, в результате чего возникают метаморфические горные породы.

Отдельные минералы связаны между собой благодаря поверхностным и объемным силам. Поверхностные силы возникают на поверхности тел за счет недокомпенсации сил притяжения внутри минеральных зерен. Чем ближе друг к другу минеральные зерна, тем полнее реализуются поверхностные силы (в магматических и метаморфических породах).

При относительно большом удалении зерен друг относительно друга, межминеральные связи становятся цементационными (в большинстве осадочных пород), водно-коллоидными (в глинах), а в рыхлых осадочных породах (например, в песках) структурные связи между минеральными зёрнами осуществляются трением.

2.1. Магматические горные породы

Магматические горные породы образуются при застывании **магмы** – расплавленного вещества земных недр (11,12,13). Магма может:

1) застыть в глубинах недр, тогда породы называются **интрузивными** (внедренными), примерами являются гранит, лабрадорит. При застывании из них выделяются горячие минеральные растворы, называемые **гидротермальными**, или **гидротермами**;

2) излиться на поверхность, тогда они называются **эффузивными** – изверженными. Примером излившейся лавы является **базальт**. Если извержение произошло в водную среду, может образоваться **пемза**;

3) взлететь в воздух. Там мельчайшие капельки магматического расплава остынут и затем в виде пепла осядут на землю. Так получают **вулканогенно-осадочные горные породы**. Иногда они образуют легкие пористые породы, состоящие из обломков вулканического стекла, песчинок и пылинков застывшего расплава. Такую породу называют **вулканический туф**;

4) застыть на небольшой глубине. Тогда породы называются **гипабиссальными** (полуглубинными). Именно в таких условиях вырастают самые большие и красивые кристаллы драгоценных камней – изумрудов, топазов, горного хрусталя и др.

По химическому составу горные породы делятся на: **ультраосновные, основные, средние, кислые и щелочные**. Это разделение основано на количестве присутствующего в них кислорода и кремния. Только в **кислых породах** кислород присутствует в виде окислов, образующих кварцевые зёрна, во

всех других породах кислорода значительно меньше. Особенно его мало в **ультраосновных породах**, пришедших на земную поверхность из верхов мантии. Встречаются эти породы в центральных частях горных массивов – на Урале, в Саянах. Это черные тяжелые породы. Попадая на дневную поверхность, слагающие их минералы – оливины и пироксены, быстро вступают во взаимодействие с кислородом, меняют свою структуру и состав (*серпентинизируются*) и далее превращаются в различные кварц-карбонатные породы, например, **асбест**. Особое место среди вулканических ультраосновных образований занимают трубки взрыва, сложенные алмазоносными породами, называемыми **кимберлитами**.

Основные породы слагают обширные лавовые покровы и пластовые тела на Среднесибирском плоскогорье, плоскогорье Декан. В настоящее время такие породы изливаются в Исландии. Породы темно-серые, черные, очень прочные. Из них сделана, например, брусчатка на Красной площади в Москве. Эти породы, как полагают, пришли из глубоких недр Земли. Химические исследования показали, что в ультраосновных и основных породах встречаются примеси углеводородов, а в их пустотах – газ метан. **Средние породы** диориты, андезиты – серые, часто встречаются на окраинах континентов. Характерный представитель кислых пород – красные и серые граниты, часто являющиеся переплавленными осадочными породами, например песчаниками, оказавшимися в глубинах недр. Чем кислее порода, тем меньше ее удельный вес и тем она светлее.

2.2. Метаморфические горные породы

Метаморфические (превращенные) породы образуются из магматических, осадочных или других метаморфических пород в результате действия химических и физических (давление и температура) факторов. При метаморфизме породы преобразуются без переплавления в глубине земной коры. Различают следующие разновидности метаморфизма:

Региональный метаморфизм, проявляется на огромных площадях, когда толщи пород погружаются в глубокие недра

(превращение известняка в мрамор, глин – в глинистые сланцы, затем – в кристаллические сланцы и гнейсы) (рис. 2 и 3).

Динамометаморфизм происходит под действием одностороннего давления без значительного повышения температуры. В результате часто породы преобразуются в глины. Породы динамометаморфизма, образующиеся в разломах, представляют особый интерес для нефтяников.

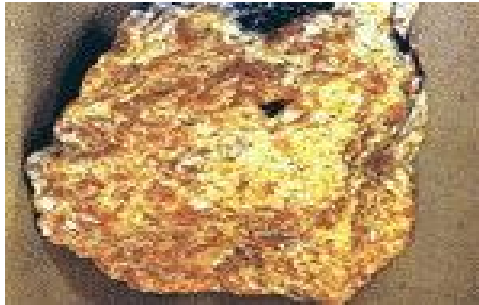


Рис. 2. Мрамор

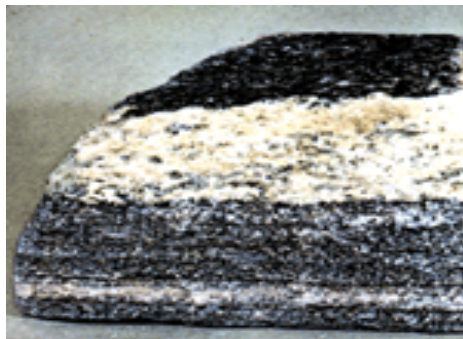


Рис. 3. Гнейс

Контактовый метаморфизм возникает при температурном воздействии на горные породы внедряющихся горячих интрузий. В результате часто получаются горные породы, похожие на кость, или рог. Их так и называют "роговики".

Регрессивный метаморфизм возникает, когда горные породы, образовавшиеся при высоких температурах и

давлениях, попадают в условия умеренных и малых давлений и температур (например, ультраосновные породы превращаются в метаморфическую породу серпентинит, которая затем может превратиться в асбест). Конечной стадией регрессивного метаморфизма является выветривание на поверхности Земли (гипергенез). Здесь породы раздробляются, окисляются, превращаются в глины и почвы – особые биогеологические тела. Поверхности древнего (палео-) рельефа и слагающие их минералы, и горные породы представляют особый интерес для нефтяников.

В классической нефтегазовой геологии магматические и метаморфические породы практически не рассматривались, т. к. считалось, что в них месторождений нефти и газа нет и быть не может. Однако в настоящее время открытие новых месторождений в этих породах (характерным примером является, например, открытие знаменитого месторождения "Белый Тигр" во Вьетнаме и ряда других), заставляет пересмотреть существующие взгляды.

Наибольший интерес для нефтегазового дела представляют осадочные горные породы, потому, что именно в них содержится подавляющее большинство месторождений нефти и газа.

2.3. Осадочные горные породы

Осадочные горные породы получают в результате разрушения любых других пород, перемещении их частиц в виде механических взвесей различной крупности, или в виде раствора, и отложении (*седиментации*), или осаждении из раствора. Обычно, чем крупнее частицы, тем ближе к области разрушения они откладываются. Впрочем, тут имеются многочисленные исключения, и каждый раз необходимо рассматривать конкретную ситуацию – агенты и условия транспортировки и т. д. Воссоздание палеогеографических условий формирования осадочных горных пород имеет огромное значение при поисках и разведке литологических залежей. В процессе транспортировки частицы измельчаются, окатываются, сортируются. Затем происходит уплотнение,

отжим воды, цементация и осадок превращается в горную породу. Например, песок превращается в песчаник, ил – в глину. Этот, во многом загадочный процесс называется **диагенезом** – превращением. Раздел петрографии, изучающий осадочные горные породы называется **литологией** (литос – камень).



Рис. 4. Известняк



Рис. 5. Магнезит



Рис. 6. Сидерит



Рис. 7. Туф

Образование осадков происходит на поверхности суши и в водных бассейнах в результате различных физико-географических и геологических процессов и явлений. Источником вещества для образования осадков служат продукты выветривания и перемыва пород суши и берегов водных бассейнов, жизнедеятельности организмов, вулканических извержений и материала, поступающего из космоса.

Осадкообразование – сложный процесс взаимодействия поверхностных геосфер (атмосферы, гидросферы и литосферы) Земли, происходящий в условиях низкого давления и низкой температуры при участии различных организмов (биосфера).

Основным источником энергии процесса осадконакопления является солнечная радиация.

Осадочный материал, образующийся на поверхности суши (обломочные частицы, коллоидные и истинные растворы), перемещается водой, ветром и льдом по ее поверхности и, в конечном счете, попадает в водные бассейны (конечные водоемы стока). В процессе переноса происходит его дифференциация и частичное осаждение на путях переноса. В водных бассейнах продолжается дифференциация и интеграция (смешивание) осадочного вещества и его отложение. К обломочному веществу и растворам присоединяются продукты жизнедеятельности организмов, вулканических извержений и космический материал. Осаждение частиц и образование осадков происходит под влиянием силы тяжести, в результате изменения динамики среды, гибели животных и растений, насыщения растворов природных вод теми или иными компонентами и т. п. Ниже мы рассмотрим различные условия образования осадочных отложений.

Типы литогенеза. Характер и масса осадков определяются климатом, ландшафтом и геотектоническим режимом территории. Из этих трех факторов наибольшее значение имеет климат, что дало основание выделить три климатических (зональных) типа литогенеза (Н.М. Страхов, 1960–1962 гг.). Нивальный (снежный), или ледовый, по Н.М. Страхову, гумидный и аридный литогенез. Кроме этого выделяются вулканогенно-осадочный тип литогенеза, определяемый по источнику вещества, поступающего из недр Земли в результате вулканической деятельности, и океанский литогенез.

Нивальный литогенез проявляется в полярных и высокогорных областях, где вода большую часть года находится в твердой фазе (снег, лед) и господствуют отрицательные температуры воздуха.

- Понятие нивального, или снежного, литогенеза характеризует литогенез полярных и высокогорных областей Земли и включает ледовый литогенез Н.М. Страхова (1960) и осадкообразование на суше по периферии ледниковых массивов, а также в озерах и внутренних морях. Н.Н. Лапина и

др. (1971) выделяют «полярный литогенез», проявляющийся в высоких широтах суши и полярных морях (Северный Ледовитый океан). Его характерные черты весьма близки к нивальному литогенезу. Биологические и химические процессы подавлены, преобладает физическое (механическое) выветривание и образуются преимущественно терригенные осадки. Большую роль в транспортировке материала играет лед на суше и разнос грубого материала припайным льдом и айсбергами в водных бассейнах, что приводит к образованию несортированных (морены) или плохо сортированных осадков (тонкие илы с грубым материалом ледового разноса). Дифференциация вещества наблюдается только по периферии областей нивального литогенеза (водноледниковые отложения) и в водных бассейнах (озерные и морские осадки).

Процессы диагенеза проявляются в уплотнении (в донных моренах, главным образом, конседиментационном) и гидрослюдизации, растворении и отложении карбонатов, образовании вторичных полевых шпатов, благодаря стрессовому воздействию льда (Ю.А. Лаврушин, 1976).

Гумидный литогенез характерен для умеренно влажной зоны обоих полушарий, влажных тропиков и экваториальной области. Количество выпадающих здесь атмосферных осадков намного превышает испарение, положительные температуры воздуха господствуют большую часть года или весь год. В этих условиях широко развиты процессы физического и химического выветривания при участии организмов. В результате возникают огромные массы осадочного вещества – обломочного, растворенного, продуктов жизнедеятельности организмов и т. п. Осаждение вещества частично происходит на суше, но главным образом в водных бассейнах – конечных водоемах стока.

В областях гумидного литогенеза образуются различные терригенные (грубообломочные, песчаные, алевритовые, глинистые), биогенные (торф, сапропель, карбонатные, кремнистые), хемогенные и хемобиогенные (глиноземистые, железистые, марганцевые, фосфатные и др.) осадки.

В процессе переноса и отложения происходит дифференциация осадочного вещества по крупности частиц, плотности, по химическим свойствам.

Наряду с дифференциацией осуществляется и противоположный процесс – смешивание материала, поступающего из разных источников и осаждающегося различными способами (механическим, химическим и биогенным).

Диагенез осадков протекает сложно и многообразно. Наряду с уплотнением (гравитационным) развиваются различные процессы минералообразования – каолинизация и осаждение кремнезема, гидрослюдизация, монтмориллонитизация, цеолитизация, образование карбонатов, сульфидов и др. Характер диагенетических изменений и их интенсивность определяются составом осадков, содержанием органического вещества, составом и концентрацией иловых вод; большую роль играют также бактерии.

Территории с гумидным климатом занимают в современную геологическую эпоху большую часть поверхности Земли.

Аридный литогенез характерен для пустынь и полупустынь, где наблюдается дефицит влаги – испарение намного превышает количество выпадающих атмосферных осадков. В этих условиях преобладает физическое выветривание, биологические и химические процессы подавлены или протекают вяло.

В аридные зоны Земли поступает огромная масса осадочного вещества из соседних с ними гумидных зон, что приводит к большому разнообразию осадков. Как и в нивальных областях, здесь преобладают терригенные осадки, часто недостаточно сортированные. Наряду с ними образуются различные карбонатные осадки, осадки, содержащие цеолиты, сульфатные и хлоридные соли (озера и лагуны).

Диагенез осадков осуществляется многообразно, особенно в соленосных отложениях, где выделившиеся первыми из растворов минералы могут взаимодействовать с рапой, а при отжиме рапы господствуют процессы дегидратации. В глинистых илах солеродных бассейнов широко развиты гидрослюды и монтмориллониты, возникают аутигенные магнезиальные

водные силикаты, смешанно-слоистые минералы типа талька, серпентина и др.

Вулканогенно-осадочный литогенез азонален по отношению к климату и наблюдается в областях вулканической деятельности. Осадки вулканогенно-осадочного литогенеза представлены слоями пемзы, вулканического стекла и других продуктов вулканических извержений (пирокластита) среди терригенных и биогенных осадков или являются смесью осадочного и вулканогенного материала в различных пропорциях.

В местах подводных вулканических извержений, в рифтовых долинах срединно-океанических хребтов, зонах трансокеанских разломов они обогащены железом, марганцем и рядом редких и рассеянных элементов. Типичным представителем подобного рода гидротермальноизмененных металлоносных осадков являются осадки впадин Бауэра и Хесса в Тихом океане, рифтовых долин Индийского и Атлантического океана, рифта Красного моря. Седиментогенез и диагенез здесь происходят в специфических условиях при низких значениях pH и Eh, когда осаждение сульфидов железа и тяжелых металлов возможно еще в седиментогенезе.

Океанский литогенез* противопоставляется трем типам литогенеза суши, его характерные черты заключаются в следующем.

1. Огромность площади, на которой идет седиментация, и связанные с этим особенности: малая скорость осадконакопления в пелагиали, ничтожное содержание органического вещества (ОВ) в пелагических осадках и широкое развитие среди них красной глубоководной глины, обогащенной железом, марганцем и микроэлементами.

2. Большая роль гидродинамического фактора – течений в поверхностном слое воды – в формировании донных осадков, приводящего к накоплению максимальных абсолютных масс обломочного материала, карбонатов, кремнезема, ОВ в гидродинамически активных зонах и высокая дифференциация осадков по размеру частиц (преобладание на ложе океана тонких пелитовых илов – биогенных и терригенных).

3. Малая чувствительность океанского литогенеза к климатической зональности Земного шара, в связи с чем можно

выделять только две разновидности океанского литогенеза – теплового и холодного климата.

4. Особый характер связи осадочного процесса в океанах с жизнью атмосферы: на континентальном блоке решающее значение имеет вертикальная циркуляция атмосферы, приводящая к четкой климатической зональности (тропический влажный пояс, пояс пустынь и т. д.), в океанском секторе – горизонтальная.

В областях интенсивной вулканической деятельности в океанах проявляется также вулканогенно-осадочный литогенез.

Осадкообразование в конечных водоемах стока – морях и океанах. Образование осадков и дифференциация обломочного вещества. Основным фактором – регулятором распределения обломочного материала является гидродинамика бассейнов, связанная с расстоянием от суши и глубиной. По мере увеличения глубин и расстояния от суши происходит осаждение все более и более мелких частиц, и количество обломочного материала уменьшается.

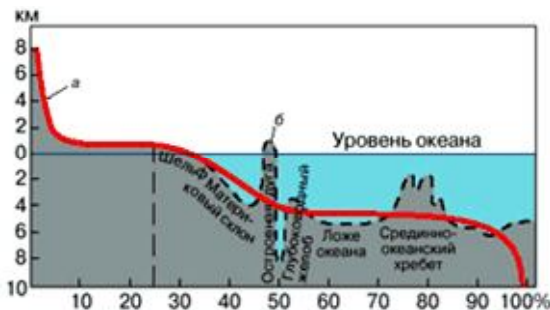


Рис. 8. Гипсографическая кривая земного шара

В прибрежной зоне (литораль и подводный береговой склон) с активной динамикой вод, на приглубьях берега и при высоком рельефе суши (уклон подводного склона более 0,025) наблюдается механическая дифференциация вещества – накопление валунов и гальки на пляже и на глубинах в несколько метров, ниже – песка и еще ниже, на глубинах более 60–80 м, алевритов и алевропелитов (рис. 8).

На отмелях берегов (уклон подводного склона 0,025–0,005) с менее активной динамикой вод на пляже и подводном береговом склоне до глубины нескольких метров осаждается песок, ниже – песчано-алевритовые осадки и еще ниже алевропелитовые и пелитовые илы.

На берегах, защищенных от действия волн, с пологим уклоном подводного берегового склона (менее 0,005) развиты существенно глинистые и алеврито-глинистые осадки ваттов, маршей и илистых осушек. Аналогичная картина наблюдается в областях развития мангровых зарослей.

Ширина зоны зернистых осадков (гальки, гравия, песка) зависит от местных условий: рельефа прилегающей суши, уклона подводного берегового склона, величины бассейна и, следовательно, интенсивности волн, характера берега (ровный, бухтовый) и экспозиции его относительно волн, наличия течений и т. п. Естественно, что чем больше, и глубже бассейн, тем глубже опускается граница зоны развития зернистых осадков. Так, например, в озере Балхаш и Азовском море зона развития песка не опускается ниже 2–8 м, в Черном море – 20–30 м, в Мексиканском заливе до 50–80 м (оолитовые и водорослевые пески – продукты разрушения водорослевых построек), на Тихоокеанском побережье Северной Америки пески встречаются на глубинах до 40–90 м.

На пляже и в полосе мелководья, благодаря асимметрии волн и прибойного потока, кроме того, осуществляется дифференциация вещества по плотности – минералогическая. Частицы тяжелых минералов, выброшенные на пляж прибойным потоком, не могут быть смыты обратным током воды и накапливаются, образуя естественные шлихи (21).

Однако общая закономерность, хорошо выраженная в прибрежной зоне, не всегда проявляется, если мы будем рассматривать весь шельфовый комплекс осадков – шельф или шельфовое море. Это связано с тем, что имеется ряд осложняющих факторов: наличие впадин и возвышенностей на шельфе, течений, принося реками массы илистого материала, наличие местных источников грубого материала на дне (морены) или древних – реликтовых осадков, образовавшихся при низком уровне океана.

Так, например, на внутренней части шельфов Восточно-Китайского и Южно-Китайского морей преобладают илистые осадки (выносы рек), на внешней части – песчаные осадки (главным образом карбонатные органогенные), на внешней части шельфов Канады и Новой Англии в Атлантическом океане развиты терригенные пески (на банках и отмелях); аналогичная картина наблюдается на шельфе Калифорнии. Одним из типичных примеров является Северное море, дно которого почти до изобаты 90–100 м покрыто песками различной крупности и илистыми песками. Глинистые осадки встречаются либо во впадинах с глубиной свыше 150–200 м, либо против устьев крупных рек. Источником материала для осадков Северного моря служат выносы Рейна, абразия берегов и перемыв на дне ледниковых – моренных и других отложений. В эпоху четвертичного оледенения эта территория была перекрыта ледником, оставившим массу грубого несортированного обломочного материала. Мелководность моря и наличие сильных донных течений обуславливают широкое развитие песков.

Уменьшение крупности обломочного материала от берега в глубь моря наблюдается повсеместно, но на шельфах со сложным рельефом (наличие впадин и возвышенностей, банок и отмелей), при движении от берега в глубь моря это явление может неоднократно повторяться, и появление грубых осадков среди тонких всегда имеет явные причины, либо уменьшение глубин и более активное воздействие волн и течений, либо наличие на дне грубых моренных или морских реликтовых осадков. Таким образом, и появление более грубых осадков на внешнем краю шельфа также закономерно.

В масштабах океанических бассейнов механическая осадочная дифференциация вещества проявляется достаточно определенно и наглядно, поскольку шельфы с их сложным рельефом и пятнистым распределением осадков в масштабе всего океана представляют весьма узкие полосы.

В океанах, как правило, весь грубый материал (галька, валуны, гравии, песок) захороняется в прибрежной зоне и на мелководном шельфе, глубоководный шельф и материковый склон покрыты главным образом алевритовыми и алевропелитовыми илами, нижняя часть материкового склона и

глубоководные желоба – пелитовыми осадками. В пределах ложа океана алевроитовые и иногда песчаные осадки (главным образом биогенные) появляются лишь на подводных хребтах и возвышенностях. Вся остальная часть ложа океана представляет собой область развития глубоководной глины и биогенных илов. Таким образом, механическая осадочная дифференциация вещества проявляется в распределении его по крупности в зависимости от расстояния от берега и глубины (циркумконтинентальный и батиметрический контроль).

Однако и здесь имеются осложнения, связанные с ледовым разномом грубого материала в высоких широтах, наличием сильных донных течений и мутьевых потоков. Глетчерный и припайный лед разносит грубый материал (валуны, камни, щебень, гальку, гравий, песок) по акватории. После таяния льда эти грубые частицы попадают на дно в тонкие илистые осадки глубоководного шельфа, материкового склона или даже ложа океана. Тонкие терригенные илы с грубым материалом ледового и глетчерного разноса встречаются в высоких широтах обоих полушарий и в Северном Ледовитом океане.

Важным фактором являются мутьевые потоки. Многие шельфы и материковые склоны прорезаны многочисленными подводными каньонами, протягивающимися почти от берега до ложа океана. Они служат руслами, по которым мутьевые потоки переносят мелководный грубообломочный и песчаный материал на ложе океана. В результате среди тонких пелитовых осадков глубоководной области появляются языки и пятна грубого материала. Это имеет место на Атлантическом берегу Северной Америки, на побережье Северной и Южной Америки в Тихом океане, у берегов Японии, в Карибском бассейне и во многих других местах.

Мутьевые потоки наблюдаются не только вблизи суши, но и в центральных частях океанов, там, где имеются подводные горы, возвышенности, гайоты и т. п. В Тихом океане они обнаружены вблизи хребта Маркуса – Неккера, Гавайских островов, островов Полинезии и других. Осадки мутьевых потоков особенно часты в рифтовых долинах срединно-океанических хребтов.

Следы сильных донных течений проявляются на глубинах 1000–2000 м, встречаются и на более значительных глубинах. Они обнаруживаются на подводных фотографиях в виде ряби

течений, а также по наличию соответствующих типов осадков, галечников на глубинах около 1000 м у берегов Норвегии в Атлантическом океане, глауконитовых песков с примесью терригенных зерен кварца крупнопесчаной и гравийной размерности на глубинах 600–1800 м у берегов Чили и Перу в Тихом океане.

Значительную роль, вероятно, играет эоловый разнос обломочного материала. Кварцевые песчинки в красной глубоководной глине встречаются в значимом количестве в Атлантическом океане на огромных пространствах от берегов Африки до Антильских островов. Д. Гольдберг и Г. Арениус (1958) считают, что красная глубоководная глина северной части Тихого океана образовалась за счет материала эолового разноса.

Одновременно с терригенной седиментацией и механической осадочной дифференциацией вещества происходит осаждение и физико-химическая дифференциация коллоидов, продуктов жизнедеятельности организмов – хемобиогенная дифференциация, и осаждение и разделение веществ, находящихся в истинных растворах, – хемотропная дифференциация вещества, т. е., наряду с дифференциацией, происходит смешивание. В каждом конкретном месте (обстановке) в определенный период времени преобладает какой-либо один тип осадконакопления и дифференциации вещества, который и определяет характер образующихся осадков.

Хемобиогенная дифференциация вещества происходит практически повсюду, но с разной интенсивностью и разными способами. В прибрежной зоне и на мелководье (глубины до 100 м) основным фактором дифференциации вещества является жизнедеятельность моллюсков, иглокожих, бентосных фораминифер, остракод, известковых водорослей, червей и некоторых других. В результате этого образуются карбонатные (кальцитовые, реже арагонитовые) осадки: ракушечники, терригенные пески с ракушкой, пески из раковинного детрита, фораминиферовые, водорослевые пески, алевроиты и илы, биогермы – постройки водорослей, червей, устричные банки и т. п. Они широко распространены в низких и средних широтах и только иногда встречаются в высоких широтах.

Особое место занимают биогермы кораллово-водорослевых рифов тропической зоны, образующие наиболее крупные скопления карбоната кальция (арагонита, магнезиального кальцита) в мелководной зоне. Разрушение кораллово-водорослевых построек волнами и приливно-отливными течениями дает большое количество обломочного материала, идущего на постройку атоллов и захороняющегося на склонах рифов и в лагунах.

В пределах глубоководного шельфа на материковом склоне и возвышенностях ложа океана (наряду с терригенной седиментацией) осадконакопление и дифференциация вещества происходят благодаря жизнедеятельности фораминифер (бентосных, частично планктонных), птеропод, диатомовых водорослей, губок и некоторых других. Здесь накапливаются фораминиферовые пески и алевроиты, фораминиферо-птероподовые и птероподовые пески, кремнево-губковые осадки в высоких широтах, малокремнистые диатомо-терригенные илы, обогащенные ОВ в областях апвеллинга у западных берегов материков, и др. Образующиеся здесь концентрации карбоната кальция (кальцита и арагонита) значительно уступают по своей массе концентрации его в мелководной области.

На абиссальных глубинах ложа океана осадконакопление и дифференциация вещества определяются жизнедеятельностью планктонных фораминифер, кокколитофорид, радиолярий и диатомовых водорослей. В низких и средних широтах образуются глобигериновые илы, в тропической зоне – кокколитовые илы, в высоких широтах и частично в экваториальной области – диатомовые и радиоляриевые илы (последние вблизи экватора). Наряду с этим в абиссальной области осуществляется накопление красной глубоководной глины, которая в большинстве случаев является терригенным осадком – скоплением тонких глинистых частиц, принесенных ветром и водой (океанские течения), реже аутигенным образованием – продуктом изменения в диагенезе пирокластического материала.

Хемотропная дифференциация вещества слабо проявляется или почти не имеет места в водоемах нивальной зоны и в высоких широтах океанов, заметно интенсивнее в гумидной зоне и на основной акватории океанов, и наиболее интенсивно в

аридной зоне, где в лагунах и заливах, частично или полностью изолированных от океана, происходит осаждение и разделение легко растворимых солей (сульфатов, хлоридов, комплексных солей) – заключительный акт осадочной дифференциации вещества.

Наиболее важным процессом, имеющим довольно широкое распространение, является осаждение карбоната кальция. Воды морей и океанов в низких широтах на мелководье постоянно или периодически насыщены или пересыщены бикарбонатами. Прогревание вод, волнение, фотосинтез водорослей уменьшают содержание углекислоты в воде и вызывают осаждение карбоната кальция. Химическое осаждение карбоната кальция наблюдается на отмелях, банках, в лагунах атоллов и рифов, в мелководной зоне океана, окраинных и внутренних морей. Осаждение его происходит в виде арагонита и магнезимального кальцита, при этом часто образуются оолиты, псевдооолиты, микроконкреции и т. п. Осаждения доломита, как правило, не наблюдается, а встречающиеся здесь отдельные его зерна и конкреции, вероятно, являются диагенетическими образованиями.

Железо в морских и океанических водах присутствует в виде коллоидов гидроокиси и железоорганических соединений. Железоорганические соединения подвергаются гидролизу с образованием коллоидов гидроокиси железа. Коагуляция коллоидов приводит к образованию гелевых комочков, которые разносятся волнами и течениями и осаждаются на дно. Размер этих комочков невелик, и они осаждаются совместно с глинистыми частицами. Вероятно, с этим связано увеличение содержания железа в глинистых осадках по сравнению с песчаными. Однако значительная часть железа не достигает дна, захватывается и усваивается организмами. Одним из потребителей железа являются диатомеи, о чем можно судить по изменению содержания железа в течение года в соответствии с циклом развития фитопланктона. После отмирания фитопланктона часть железа попадает на дно и накапливается, а часть снова переходит в железоорганические соединения. Осажденное железо в осадках, богатых ОВ, восстанавливается в сульфиды, в осадках, лишенных ОВ, образует рассеянные зерна и конкреции совместно с окислами и гидроокислами марганца. Поведение марганца сходно с поведением железа, но его

содержится значительно меньше, он более растворим и подвижен. Генезис железо-марганцевых конкреций дна океана сложный и до настоящего времени недостаточно хорошо изучен.

В осадках Тихого океана формируются конкреции двух типов. Первый образуется в гемипелагических областях; по составу и механизму образования он близок к конкрециям мелководных морей. Второй тип формируется в пелагических осадках.

Конкреции встречены в Тихом океане на глубинах 114–6 000 м, но основная их масса тяготеет к глубинам 4000–6 000 м.

Более высокие концентрации железа и марганца наблюдаются в рудоносных осадках океана вблизи срединных хребтов, зон разломов и в рифтовых долинах. Они связаны с эксгалятивной деятельностью – поступлением вещества из верхней мантии в виде гидротермальных растворов, газов. Влияние эксгалятивной деятельности на состав осадков можно определить по значению железо-марганцево-титанового модуля.

Химическое осаждение других компонентов в океанах не имеет существенного значения. Кремнезем практически не осаждается химическим путем, основная его масса извлекается организмами, фосфаты также не насыщают воды, и их химическое осаждение осуществляется главным образом в процессе диагенеза. Микроэлементы осаждаются совместно с другими компонентами, адсорбированными поверхностью коллоидных частиц.

О климатической зональности. Климатическая зональность в океанах, несомненно, существует и сказывается на осадконакоплении. Она проявляется в наличии не только широтных климатических зон, но и меридиональных, связанных с отличием климата западных и восточных берегов. Климатическая зональность лучше выражена в размещении кремнистых осадков, которые образуют непрерывный пояс в высоких широтах Южного полушария, неясно выраженный и прерывистый пояс в Северном полушарии, а также субширотный экваториальный пояс диатомовых – этмодискуссовых (теплолюбивых диатомей) осадков. Последний частично перекрывается экваториальной зоной развития радиоляриевых илов.

Выделяется также субмеридиональный пояс кремнистых – диатомовых или терригенных осадков, обогащенных панцирями диатомей, связанный с холодными течениями и областями апвеллинга у западных берегов материков (Южная и Северная Америка в Тихом океане, Африка в Атлантическом океане). Настоящие диатомовые илы здесь обычно отсутствуют из-за близости суши и обилия терригенного материала, но содержание аморфного кремнезема в осадках нередко достигает 20–30 %. У восточных берегов материков расположен пояс кораллово-водорослевых биогермов и интенсивного карбонатакопления в области теплых течений.

В распределении карбонатных осадков климатическая зональность выражена хуже, хотя общая тенденция уменьшения интенсивности карбонатакопления от низких широт к высоким наблюдается. Фораминиферовые пески, алевриты и илы широко распространены в Атлантическом океане от 55–60° ю. ш. до 60° с. ш., а прослой осадков, обогащенных фораминиферами, встречаются в море Дэвиса и Северном Ледовитом океане. В Тихом океане фораминиферовые осадки встречаются от 55–60° ю. ш. до 35–40° с. ш. Естественно, на всем этом пространстве они не остаются одинаковыми – изменяется видовой состав, размер и характер раковины. В тропической зоне развиты главным образом представители семейства Глобороталида, в умеренной и холодной – Глобогеринида и фораминиферы с агглютинированной раковиной.

Кокколитовые илы развиты только в тропической зоне океана и в морях низких широт, хотя представители кокколитофорид известны и в холодных водах. Тропическая зона Земли является областью развития колониальных кораллов. Коралловые постройки встречаются как в областях с гумидным климатом (о. Новая Гвинея, Северный Квинсленд, Карибское море), так и в областях аридного климата (Красное море). Хемогенное осадконакопление приурочено также к низким широтам и проявляется на мелководье (банки, отмели, лагуны атоллов и т. п.).

Влияние климата сказывается на характере и составе терригенных осадков. В высоких широтах терригенные осадки шельфа, материкового склона и даже ложа океана обогащены грубым материалом ледового разноса. В составе песчано-

алевритовой фракции осадков высоких широт наблюдается хорошая сохранность неустойчивых минералов, а в глинистой фракции преобладают гидрослюды и тонкодисперсный кварц.

Отмечая значение климата для осадконакопления в океанах, следует подчеркнуть, что выделение типов литогенеза, установленных на суше (гумидный, аридный, нивальный), правомерно для суши, водоемов суши, внутренних морей суши и не во всех случаях для окраинных морей океана. Океаны имеют глобальные масштабы, широкую широтную и меридиональную циркуляцию атмосферы и вод, что создает особый тип климата – океанический. При наличии широтной зональности в океанах имеется и меридиональная – выделяется климат западных и восточных берегов.

Существует и другая точка зрения. Так, А.П. Лисицын (21) выделяет в океанах все те же типы литогенеза, что и на суше: ледовый, аридный и гумидный.

Ледовый литогенез выделяется в высоких (полярных) широтах, где широко развит разнос грубого обломочного материала плавающими льдами, аридный – в областях пассатов, где испарение с открытой водной поверхности превышает количество выпадающих осадков и большое количество обломочного вещества заносится ветром, гумидный – в экваториальной области, влажных тропиках и умеренно-влажной зоне средних широт.

В связи с этим следует напомнить, что характерные для аридного литогенеза суши доломиты, сульфатные и хлоридные соли в современных донных осадках океанов в зоне пассатов не образуются.

Особенности литогенеза в районах срединно-океанических хребтов. В последние годы проводились интенсивные исследования осадкообразования в глубоководных желобах и рифтовых долинах срединно-океанических хребтов. Этими исследованиями выяснено, что наряду с нормальной пелагической седиментацией в глубоководных желобах и рифтовых долинах срединно-океанических хребтов происходит отложение из мутьевых потоков: терригенных, терригенно-вулканогенных и биогенных турбидитов (по составу компонентов), а также накопление эдафогенных образований – грубых несортированных продуктов тектонической дезинтеграции пород на склонах,

перемещенных затем на дно осыпями, обвалами, оползнями и мутьевыми потоками.

Псефитовые разновидности эдафогенных образований сложены обломками диабазов, базальтов, габбро, серпентинитов, спилитов, метабазальтов и других пород. Песчано-алевритовые разновидности содержат комплексы минералов базальтов, толеитов, серпентинитов, габбро, зеленокаменных пород. Среди тонкодисперсных минералов встречаются монтмориллониты, тальк, хлорит, серпентин и др. Часть этих минералов, вероятно, являются вторичными – гидротермальными или продуктами изменения первичных минералов.

Достигнут также значительный прогресс в изучении гидротермально измененных осадков рифтовых долин срединно-океанических хребтов, зон разломов. Гидротермально измененные осадки представлены нормальными пелагическими отложениями – красной глубоководной глиной, фораминиферовыми и кокколито-фораминиферовыми илами и др., обогащенными железом, марганцем и многими редкими элементами.

В настоящее время называть их гидротермальными можно только условно, т. к. все гипотезы их образования не предполагают обычный гидротермальный процесс.

К. Востром и М. Патерсон (1969), описавшие такие осадки во впадинах Хесса и Бауэра в Тихом океане, предполагают поступление газовых и водных эманаций из мантии в области рифтов в наддонную воду и затем осаждение металлов в современные осадки, образующиеся путем нормальной пелагической седиментации.

Н.М. Страхов полагает, что металлы попадают таким путем с эксгальтациями, но в наддонной воде и даже в поровых водах осадков повышенных концентраций их не обнаруживается. Автор объясняет это медленностью пелагической седиментации, ничтожностью масс эманационных компонентов, которые не могут быть обнаружены современной методикой исследования в глубоких частях колонок осадков, а в верхних слоях, куда проникает кислород, железо и марганец окисляются и осаждаются, увлекая за собой микроэлементы.

На настоящей стадии изучения механизм этого процесса еще недостаточно выяснен, ясно только одно – имеет место

поступление вещества из недр Земли. Сказанное в равной мере относится и к гидротермально-осадочным образованиям рифта Красного моря (Г.Н. Батурин, 1971).

Скорость осадконакопления и абсолютные массы осадков. Скорость осадконакопления и абсолютные массы осадков определяются количеством осадочного вещества, поступающего в бассейны седиментации (главное – это выносы рек и продукция живого вещества), расстоянием от суши и глубинами (циркум- континентальный и батиметрический контроль), расположением и характером течений и халистатических зон, а также зависят от климата (в гумидных зонах поступает больше, в аридных – меньше осадочного вещества).

Как правило, вблизи континентов скорость осадконакопления и абсолютные массы осадков максимальны, в центральных частях океанов в пределах халистатических зон – минимальны. Аномально большие скорости осадконакопления наблюдаются вблизи устьев крупных рек (Ганг и Брахмапутра, Иравади, Ориноко и др.), повышенные, не характерные для центральных частей океанов, – вблизи островов.

Темп осадконакопления зависит также от размеров бассейнов и площади их водосборов. Чем больше бассейн и меньше площадь его водосбора, тем ниже темп осадконакопления, и наоборот. Отношение площади водосбора к акватории для Атлантического океана равно 0,30; Индийского океана – 0,09; Тихого океана – 0,04; в этом же направлении убывает и скорость осадконакопления. Так, на значительных по размерам площадях приконтинентальной зоны Атлантического океана скорость осадконакопления 30–100 мм/1000 лет, в Индийском океане такая скорость наблюдается только в Бенгальском заливе, вблизи устья Инда и между Австралией и Тасманией, в Тихом океане – только в окраинных морях Беринговом и Охотском. Максимальная скорость осадконакопления отмечена на шельфе Бирмы – 20 000 мм/1000 лет (Е. Шибольд, 1972).

2.4. Классификация осадочных пород

Осадочные горные породы образовались, как было отмечено ранее, за счет разрушения других, ранее слагавших земную поверхность, пород и осадения этих минеральных веществ в основном в водной, реже воздушной среде в результате проявления экзогенных (поверхностных) геологических процессов. Осадочные горные породы по способу (условиям) их образования подразделяются на три группы: осадочные обломочные (терригенные), органогенные и хемогенные (рис. 9).

Осадочные обломочные (терригенные) горные породы сложены обломками существовавших минералов и горных пород, органогенные состоят из остатков (скелетов) и живых организмов и продуктов их жизнедеятельности т. е. они образованы биологическим путем (12, 21).

Хемогенные осадочные горные породы сформировались в результате выпадения химических элементов или минералов из водных растворов.

Типичными представителями осадочных обломочных пород являются песчаники и алевролиты, осадочных органогенных – различного типа органогенные известняки, мел, угли, горные сланцы, нефть, осадочных хемогенных – каменная соль, гипс, оолитовый известняк.

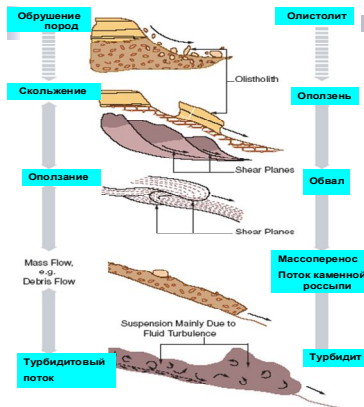
Для геолога-нефтяника осадочные горные породы выступают главенствующими, т. к. они не только вмещают 99,9 % мировых запасов нефти и газа. И согласно органической теории происхождения нефти и газа являются генераторами этих углеводородов.

Следовательно, чтобы порода содержала нефть, газ и воду она не должна быть качественно отличной от пород, не содержащих флюидов, т. е. она должна иметь поры, трещины или каверны, должна быть пористой.

В настоящее время чаще всего промышленные скопления нефти и газа содержат осадочные обломочные (терригенные) горные породы, затем карбонатные породы органогенного генезиса и, наконец, карбонаты хемогенные (оолитовые и трещиноватые известняки и мергели).

В земной коре пористые горные породы, вмещающие нефть и газ должны переслаиваться качественно иными породами,

которые не содержат эти флюиды, а выполняют функцию изоляторов нефтегазонасыщенных тел.



Механизмы движения осадочных масс

Рис. 9. Механизмы движения осадочных масс

Таблица 2

Осадочные обломочные (терригенные) породы
классификация по Л.Б. Рухину

Группа пород	Размеры обломков, мм	Рыхлые породы		Сцементированные породы	
		Окатанные обломки	Неокатанные обломки	Окатанные обломки	Неокатанные обломки
Грубообломочные (псефиты)	> 200	валуны	глыбы	Валуновые конгломераты	глыбовые брекчии
	200–10	галечка (галечник)	щебень	Галечный конгломерат	брекчия
	10–2	гравий	дресва	Гравелисты (гравийные конгломераты)	
Песчаные (псаммиты)	2–1	песок	грубозернистый	Песчаник	грубозернистый
	1–0,5	песок	крупнозернистый	Песчаник	крупнозернистый
	0,5–0,25	песок	среднезернистый	Песчаник	среднезернистый
	0,25–0,1	песок	мелкозернистый	Песчаник	мелкозернистый
Алевриты	0,1–0,01	алевриты (лесс, супесь, суглинок)		Алевриты	
Палиты	< 0,01	глины (физические)		Аргиллиты	
		Чаще палиты имеют химическое происхождение, а к обломочным относятся только физические палиты. К обломочным относятся только палиты физического генезиса.			

Осадочные породы можно подразделить (по М.С. Швецову) таким образом:

1) *обломочные или терригенные породы* – продукты физического разрушения первичной породы (щебень, галечники, конгломераты, пески, песчаники, алевроиты и т. п.); состоят из кремнезёма с разнообразными приёмистостями;

2) *глинистые породы* – продукты химического разрушения и мельчайшего дробления первичных пород; по составу – главным образом алюмосиликаты;

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

Таблица 3

Главнейшие осадочные породы органического и химического происхождения

Группа пород	Органогенные породы	Хемогенные породы
Карбонатные	известняк коралловый известняк-ракушечник известняк детритусовый мел мергель	Известняк доломит известняк плотный пелитоморфный сидерит мергель
Кремнистые	диатомит опока	кремнистый туф кремь
Железистые	–	Лимонит
Галоидные	–	каменная соль
Сернокислые	–	Гипс Ангидрит
Алюминиевые	–	Боксит
Фосфатные	–	Фосфорит
Каустобиолиты	торф горючие сланцы нефть озокерит газ	-

Однако можно дать и иное определение осадочных пород и их подразделение на основные группы. Осадочные породы представляют минеральные скопления, формирующиеся при участии экзогенных и эндогенных сил в термодинамической обстановке поверхностных частей литосферы чисто физико-

химически или при участии жизнедеятельности организмов. По способу выделения основной массы материала различаются три группы осадочных пород: I) механические или обломочные; II) биохимические; III) сложные.

К обломочным породам I относятся конгломераты, пески и алевриты, дресва и гравий, щебень и галечники, пелиты и т. п. отложения; эта группа подразделяется прежде всего по величине обломочных частей, а более крупнообломочные породы – и по степени окатанности составляющих их обломков. По степени **сортированности** (одинаковости размеров) обломочные породы делят на хорошо, средне и плохо сортированные, по составу – на **мономинеральные (мономиктовые, олигомиктовые)**, состоящие из одного минерала, например, кварцевые, полевошпатовые и **полиминеральные (полимиктовые)**, т. е. смешанные. Мономиктовыми породами являются **граувакки** (состоящие из частичек вулканического пепла или других вулканических пород), **аркозы** кварц-полевошпатовые обломки, образующиеся при разрушении гранитов.

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

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

2.5. Природные резервуары нефти и газа

Пласт или группа пластов коллекторских пород, перекрытых сверху крышкой, являются природными резервуарами для нефти, газа и подземных вод. Нефть и газ, обладая меньшим удельным весом, всплывают из воды вверх до

покрышки и занимают самые приподнятые части резервуара. Снизу нефть и газ подпираются подземными водами.

Основными показателями природных резервуаров являются форма, размеры, емкость, тип ограничения, тип коллектора, тип покрышки. По форме различают два основных типа резервуара: пластовый и массивный. По типу ограничения различают резервуары литологически ограниченные, стратиграфически ограниченные, тектонически ограниченные.

Пластовый резервуар представляет собой проницаемый пласт-коллектор, ограниченный снизу и сверху покрышками. Таких резервуаров в осадочной толще может быть множество. Толщина пластовых резервуаров и их коллекторские свойства более или менее сохраняются на значительных площадях. В среднем толщина составляет 10–20 м.

В каждом пластовом резервуаре существует своя гидродинамическая система. Гидростатическое давление в них закономерно уменьшается в сторону подъема пластов. Циркуляция жидкостей и газов в пласте в основном боковая, в сторону снижения пластовых давлений. Если пласты деформированы с образованием куполовидных и брахиантклинальных складок, то в сводовой части последних (в зоне минимальных гидростатических давлений) могут образоваться залежи нефти или газа пластового сводового типа.

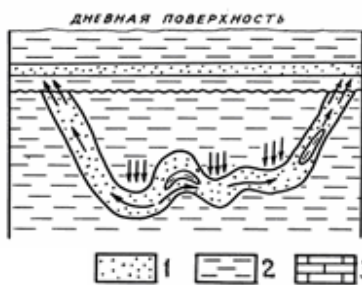


Рис. 10. Схема закрытого пластового природного резервуара:

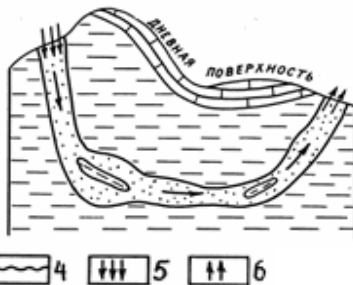


Рис. 11. Схема открытого пластового природного резервуара:

1 – песок; 2 – глина; 3 – известняк; 4 – линия (поверхность) стратиграфического (углового) несогласия; 5 – область питания (нагрузки); 6 – область разгрузки направления движения флюидов

Таблица 4

Классификация пород-флюидоупоров по их экранирующим свойствам по А.А. Ханину (1968)

Классы		Максимальный размер пор, мкм	Проницаемость по газу, мД	Давление прорыва газа через смоченную керосином породу, МПа	Характеристика пород
Высокий	I	<0.01	10^{-6}	12	Соли, гипсы, ангидриты, высоко-дисперсные пластичные, монтмориллонитовые, смешанно-слойные глины
	II	0.05	10^{-5}	8	
Средний	III	0.3	10^{-4}	5.5	Глины, аргиллиты каолинит-гидросподистые
Низкий	IV	2.0	10^{-3}	3.0	Глины, аргиллиты аперитистые, песчанистые, известковистые, плотные известняки, магматические породы
		10	10^{-2}	0.5	



Рис.12. Массивный однородный резервуар

Массивный резервуар представляет собой мощную проницаемую толщу, перекрытую сверху покрывшей. Снизу покрывка отсутствует или находится на далеком удалении. В таких резервуарах циркуляция жидкости и газа происходит главным образом снизу вверх. В кровле массивного резервуара могут образоваться крупные залежи нефти и газа массивного типа. Толщина массивных резервуаров составляет 100–500 м.



Рис. 13. Массивный неоднородный резервуар

Литологически ограниченные резервуары представляют собой резервуары пластовой, линзовидной, гнездовидной форм, перекрыты со всех или с двух-трех сторон непроницаемыми породами-покрышками. Формирование их связано с замещением по простиранию проницаемых пород (песков, песчаников) непроницаемыми породами (глинами). Зоны литологического замещения формируются первично при осадконакоплении и контролируются береговыми линиями древних морей, озер, руслами рек, границами фациальных замещений. Резервуары такого типа могут иметь сложные линзовидные, рукавообразные, шнурковые, полосовидные формы.



Рис. 14. Литологически ограниченный резервуар



Рис. 15. Резервуар неправильной формы или литологический

Стратиграфическое ограничение резервуаров пластового, редко массивного типов образуется при перерывах осадконакопления, в зоне угловых несогласий. Тектонические ограничения резервуаров возникают в результате нарушения

пластов разрывами типа сброса, взброса, надвига. При этом зона разлома сама иногда служит в качестве непроницаемого экрана, но чаще результатом блоковых взаимоперемещений является возникновение тектонических контактов, когда проницаемые пласты-коллекторы приходят в соприкосновение с непроницаемыми породами-покрышками.

2.6. Нефтегазоносные комплексы

Толщи осадочных пород, содержащие нефть и газ и перекрытые региональными покрышками, называются нефтегазоносными комплексами. Это – крупные, региональные резервуары сложного строения, состоящие из резервуаров и покрышек меньших рангов. Мощность нефтегазоносных комплексов колеблется от 50 до 1500 м. В нефтегазоносных бассейнах как правило наблюдается несколько нефтегазоносных комплексов. Например, в пределах Западно-Сибирской провинции в разрезе осадочного чехла выделяется четыре нефтегазоносных комплекса (снизу вверх): нижне-среднеюрский, верхнеюрский, неокомский и апт-альб-сеноманский.

Нефтегазоносные комплексы подразделяются на нефтегазоносные подкомплексы и зональные резервуары, изолированные друг от друга покрышками субрегионального и зонального рангов. Каждый нефтегазоносный комплекс отличается прежде всего литологическим составом, особенностью строения, типами углеводородов и количеством залежей, содержащихся в них. По литологическому составу различаются нефтегазоносные комплексы, состоящие из: 1) в основном карбонатных пород, 2) терригенных обломочных песчано-глинистых пород.

На рис. 16 изображены нефтегазоносные комплексы Тенгизской, Южно-Эмбинской и Жанажольской нефтегазоносных зон. На рис. 17 показан геологический разрез Каратон-Тенгизской зоны, на котором изображены нефтегазоносные комплексы.

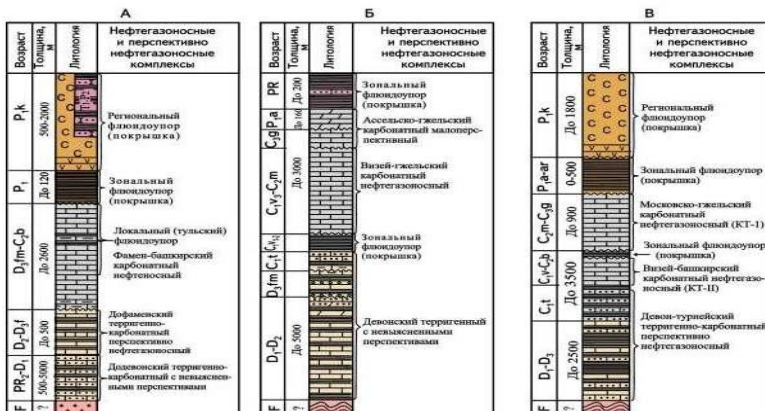


Рис. 16. Нефтегазоносные комплексы Карбонатных платформ Прикаспийского осадочного бассейна:
А – Тенгизский; Б – Южно-Эмбинский; В – Жанажольский

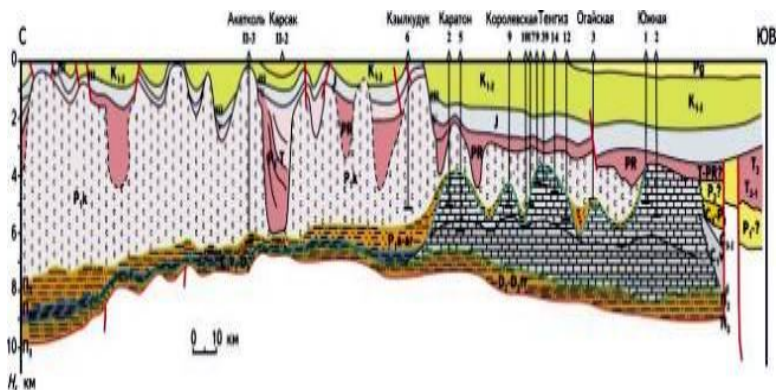


Рис. 17. Геологический разрез Каратон-Тенгизской нефтегазоносной зоны

2.7. Ловушки нефти и газа и их типы

Ловушкой в нефтегазовой геологии называется часть природного резервуара, ограниченная сверху и с боков покрывками, и в которой теоретически возможно образование скоплений

нефти и газа (9). В природных условиях резервуары всегда заполнены подземными водами. Воды эти в основном седиментационные, захороненные совместно с образующейся горной породой. Молекулы и пузырьки нефти и газа, имея меньший удельный вес, в водной среде обладают энергией и способностью перемещаться к зоне пониженных давлений в направлении к кровле резервуара. Всплытие частиц нефти и газа будет происходить до достижения слоев – покрывшек. Дальнейшее движение нефти и газа возможно в боковом направлении, если кровля резервуара имеет некоторый наклон.

Подземные воды, содержащие молекулы углеводородов и пузырьки нефти и газа в свою очередь испытывают движение внутри резервуара.

Любые перемещения нефти, газа и подземных вод в земной коре называются миграцией. Боковая миграция микроскоплений нефти и газа вдоль по резервуару будет происходить до достижения ловушки. В пределах ловушки отдельные пузырьки, пленки и струйки нефти и газа сливаются друг с другом, образуя более крупные скопления – залежи.

По форме и условиям происхождения различаются ловушки:

I) антиклинального (структурного) типа (рис. 18);

II) неантиклинального типа (рис. 19):

1) литологического типа;

2) стратиграфического типа;

3) тектонического типа;

4) смешанного (комбинированного) типа:

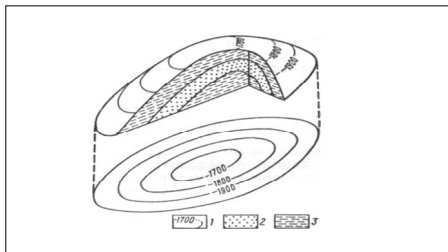


Рис. 18. Объемная модель антиклинальной ловушки:

1 – изогипсы кровли, м; 2 – песчаники; 3 – глины

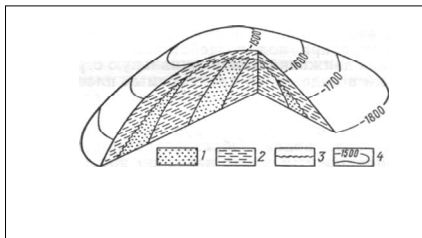


Рис. 19. Модель ловушки, образованной в результате стратиграфически несогласного перекрытия пластов-коллекторов непроницаемыми породами:

1 – песчаники; 2 – глины; 3 – поверхность стратиграфического несогласия; 4 – изогипсы

Ловушки антиклинального (структурного) типа представляют собой куполовидную или брахиантиклинальную складку. Это наиболее широко распространенный тип ловушек, образующийся в результате локального воздействия на слои горных пород тектонических сил, направленных поперечно (вертикально). В практике геологоразведочных работ такие ловушки (структуры) называются локальными поднятиями. Размеры их в плане составляют несколько километров по ширине и длине, реже достигают 10 км по длинной оси. Складки более крупных размеров называются куполовидными поднятиями и валами. Они представляют собой зональные структурные ловушки (зоны нефтегазонакопления), состоят из нескольких локальных поднятий. Куполовидные поднятия в плане имеют более или менее округлую форму, валы – удлинённую форму. Антиклинальные складки – ловушки более высокого ранга – называются сводами или мегавалами. Размеры их по ширине и длине достигают 100–200 км. Они относятся к разряду региональных ловушек, состоят из множества валов, куполов и локальных поднятий. Примерами сводов являются Сургутский и Нижневартовский.

К настоящему времени в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выявлено свыше 3 тыс. локальных поднятий, из них более чем 600 содержат залежи нефти и газа.

Ловушки литологического типа образуются в зонах выклинивания проницаемых пластов-резервуаров и литологического замещения пород-коллекторов непроницаемыми

породами, размещаются на моноклиналиях, на бортах прогибов, впадин, на склонах сводов и мегавалов. По форме они могут быть пластовыми, линзовидными, гнездовидными, шнурковыми и т. д. Области их развития контролируются береговыми линиями древних морей, баровыми, рифовыми островами, руслами древних рек, сложенных песками, галечниками. Масштабы проявления таких ловушек бывают разными – от местных (локальных) до зональных и региональных. Ловушки стратиграфического типа образуются под поверхностью стратиграфических перерывов и угловых несогласий в результате срезания эрозией древних проницаемых толщ и последующего перекрытия их более молодыми непроницаемыми слоями. Форма таких ловушек, как правило, пластовая. Масштабы их проявления чаще региональные.

Ловушки тектонически экранированного типа образуются в зонах тектонических разломов типа сбросов, взбросов и надвигов. В результате взаимоперемещений тектонических блоков проницаемые пласты приходят в соприкосновение с непроницаемыми, либо экранируются тектоническими глинами зоны разлома. Масштабы развития таких ловушек зависят от размеров и количества разломов.

Ловушки смешанного типа образуются при одновременном участии в процессе их формирования нескольких факторов. Они могут быть структурно-литологическими.

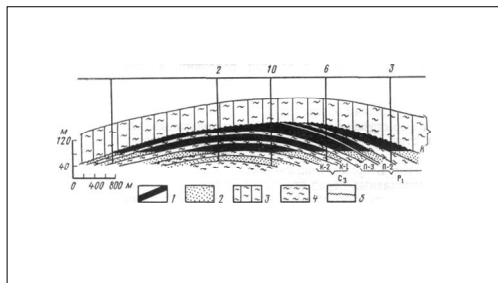


Рис. 20. Принципиальная схема залегания нефти в структурно-стратиграфической ловушке (по Б.С. Воробьеву):

- 1 – залежи нефти; 2 – водоносные части пластовых резервуаров; 3 – нефтегазоупорная толща (пересажская свита);
- 4 – глины; 5 – поверхность стратиграфического несогласия

2.8. Залежи нефти и газа и их параметры

Залежью называется единичное скопление нефти и природного газа. Залежи могут быть промышленными или непромышленными в зависимости от их размеров и запасов углеводородов, содержащихся в них. Если скопление достаточно велико и рентабельно для разработки, то называется промышленной залежью. Понятие о промышленной и непромышленной залежи весьма условное. По мере развития методов и техники извлечения жидких и газообразных углеводородов из недр земли некоторые залежи, ранее считавшиеся непромышленными, могут быть переведены в разряд промышленных и введены в разработку (24).

Нефтегазопоявлениями называются естественные выходы нефти и газа на поверхность в виде источников, пленок, пузырьков, а также незначительные притоки нефти (до $1 \text{ м}^3/\text{сут}$) и газа в скважинах при их испытании.

Основными параметрами залежей нефти и газа являются: форма, размеры, тип углеводородов, геологические и промышленные запасы, контуры нефтеносности, газоносности, абсолютные отметки газоводяных, газонефтяных, водонефтяных контактов, пластовое давление, пластовая температура, плотность нефти, абсолютные дебиты в скважинах (притоки за сутки), тип коллектора по пористости, проницаемости и др. Рассмотрим эти параметры более подробно.

Форма залежей определяется формой ловушки и резервуаров. По этому показателю различаются следующие типы залежей: пластовые сводовые, массивные сводовые, пластовые сводовые литологически экранированные, пластовые сводовые тектонически экранированные. Наиболее распространенными являются пластовые сводовые залежи (рис. 22), в плане они имеют округлые, овальные формы. Залежи экранированного типа имеют в разрезе линзовидные, гнездовидные (карманообразные) формы, в плане – козырьковые (заливообразные), кольцевые, полосовидные, рукавообразные (шнурковые) и сложные формы.

Размеры залежей. Показателями размеров залежей являются: длина, ширина, площадь, толщина, высота, объем. Высотой залежи называется расстояние по вертикали от

водонефтяного или газонефтяного контакта до наивысшей отметки ее кровли (рис. 21).

Промышленные запасы нефти и газа – это количество углеводородов, находящееся в залежи. Измеряются в тоннах (для нефти) и в кубических метрах (для газа). Промышленные запасы считаются по результатам бурения поисковых и разведочных скважин. По степени изученности они подразделяются на категории. Количество запасов зависит от размеров залежи и коэффициента пористости коллекторов, содержащих нефть и газ. На современном уровне развития техники извлечь всю нефть, находящуюся в залежи, невозможно. Количество нефти и газа, которое может быть извлечено из залежи современными методами, называется извлекаемыми запасами. Коэффициент извлечения нефти (КИН) из пласта зависит от качества коллектора и самой нефти. По Казахстану КИН составляет 30–40 %. Для чисто газовых залежей процент извлекаемых запасов близок к 100 %.

Водонефтяным контактом (ВНК) называется поверхность раздела нефти и воды в подошве залежи. Его положение (абсолютная глубина) определяется при разведочных работах бурением скважин и их испытанием. Чаще эта поверхность бывает ровной, плоской, горизонтальной. Она характеризуется соответствующей абсолютной отметкой, а при наклонном ее положении дополнительно определяется угол наклона. Иногда ВНК имеет не плоскую, а неровную, извилистую форму. Для залежей газонефтяного типа кроме ВНК определяют газонефтяной контакт (ГНК), его положение (абсолютную глубину) и контур в плане.

Внешний контур нефтеносности – это линия пересечения ВНК с кровлей залежи. Внутренний контур нефтеносности – линия пересечения ВНК с подошвой залежи. Для газовых залежей определяются внешний и внутренний контуры газоносности.

Газовая шапка – это скопление свободного газа над нефтью в залежи. Наличие свободного газа в нефтяной залежи свидетельствует о том, что давление в залежи равно давлению насыщения нефти газом при данной температуре, т. е. нефть полностью насыщена газом. Если пластовое давление выше давления насыщения, то весь газ растворится в нефти и газовая

шапка не образуется. Параметры газовой шапки определяются отдельно в ходе разведки залежи.

Толщина продуктивного пласта залежи определяется для расчета объема залежи, она равна расстоянию по перпендикуляру от подошвы до кровли пласта. Если продуктивный пласт неоднороден по строению и содержит линзовидные включения непроницаемых пород, то определяют эффективную толщину, равную суммарной мощности проницаемых пропластков, насыщенных углеводородами. Она равна толщине пласта за исключением глинистых пропластков.

Коэффициент нефтенасыщенности – это степень насыщенности пор коллекторов нефтью. Он учитывает, что не все поры заполнены нефтью, а часть пор заполнена водой, сырая нефть всегда содержит воду. Коэффициент нефтенасыщенности в нефтяных залежах колеблется от 0,7 до 1,0, он уменьшается по мере приближения к водонефтяному контакту.

Коэффициент газонасыщенности – степень насыщенности пор коллекторов газом. Определяется для газовых залежей методом отбора и анализа проб сырого газа.

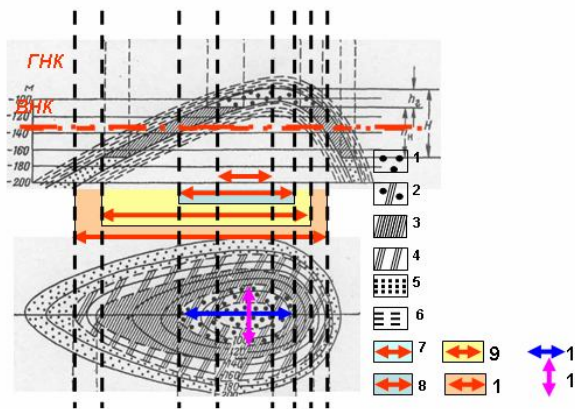


Рис. 21. Элементы залежи. Части пласта:

- 1 – газовая; 2 – газонефтяная; 3 – нефтяная; 4 – водонефтяная;
 5 – водяная; 6 – породы-флюидоупоры; 7 – внутренний контур газонасыщенности; 8 – внешний контур газонасыщенности; 9 – внутренний контур нефтенасыщенности; 10 – внешний контур нефтенасыщенности;
 11, 12 – длина (11) и ширина (12) газовой шапки; Н – высота залежи

2.9. Классификация залежей нефти и газа

Наиболее популярной в нефтегазовой геологии является классификация залежей нефти и газа по типу резервуаров, и ловушек, разработанная И.О. Бродом (1953). По этому показателю им выделяются три основные группы залежей: пластовые, массивные и литологически ограниченные. Позже (1963) в отдельные группы были выделены стратиграфически и тектонически экранированные залежи (рис. 22).

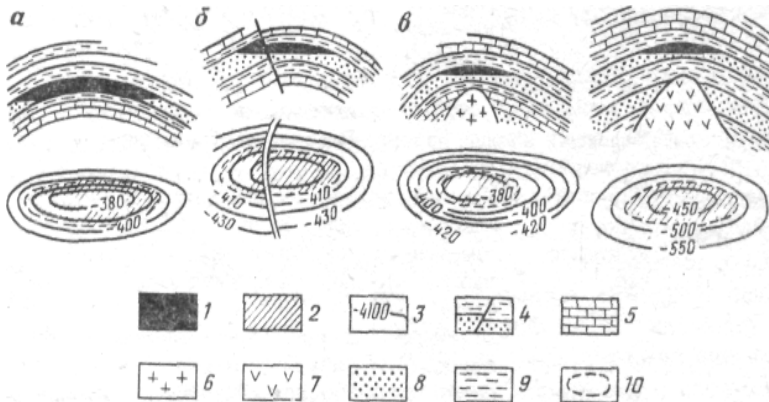


Рис. 22. Сводные залежи в разрезе и в плане (по А.А. Бакирову):
а – ненарушенные; *б* – нарушенные; *в* структурах, осложненных:
в – криптодиapiром или вулканогенными образованиями,
г – соляными куполами. 1, 2 – нефть, соответственно на профиле и в
 плане; 3 – стратозиогипсы по кровле продуктивного пласта, м;
 4 – нарушения; 5 – известняки; 6 – вулканогенные образования;
 7 – соляной шток; 8 – песчаные породы; 9 – глины;
 10 – контур нефтеносности

Пластовые залежи. Залегают в пластовых резервуарах. Скопление нефти и газа формируются в той части резервуара, где существует ловушка. Здесь нефть и газ могут накапливаться и сохраняться от разрушения. Ловушки в пластовых резервуарах образуются на участках структурных изгибов в виде брахиантиклинальных и куполовидных складок, в зонах тектонического экраниро-

вания разрывными нарушениями, литологического замещения коллекторов покрывками и стратиграфического экранирования. Соответственно различаются:

1. Пластовые сводовые залежи. Они образуются в пластовых резервуарах в сводовых частях антиклинальных складок (рис. 22).

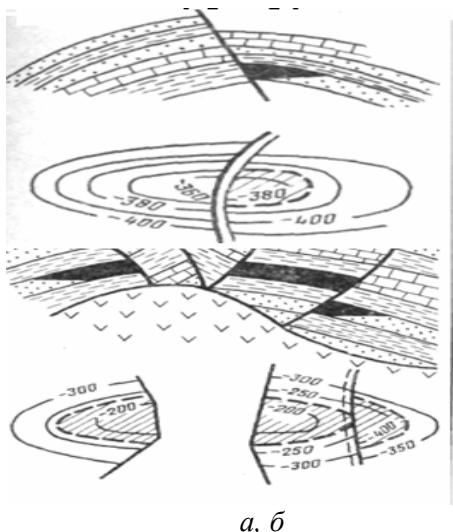


Рис. 23. Тектонически экранированные залежи в разрезе и в плане (по А.А. Бакирову):
а – присбросовые;
б – экранированные соляными куполами и тектоническими нарушениями

2. Пластовые тектонически экранированные залежи, образуются в пластах, нарушенных разломами (рис. 23).

3. Пластовые литологически экранированные залежи, образуются в зонах литологического замещения пласта-коллектора.

4. Пластовые стратиграфически экранированные залежи, образуются в пластах, срезанных эрозией и несогласно перекрытых более молодыми отложениями.

Типичными представителями пластовых сводовых залежей являются залежи нефтяных месторождений Южного Мангышлака и Южного Тургая. Примерами стратиграфически экранированных залежей являются залежи надсолевого комплекса Прикаспийского нефтегазоносного бассейна.

5. Массивные залежи. Образуются в резервуарах массивного типа под перекрывающими их флюидоупорами (покрышками). Различаются три разновидности массивных залежей:

6. Массивные сводовые (антиклинальные).

7. Массивные в погребенных рифовых массивах, состоящих из биогенных известняков.

8. Массивные в эрозионных выступах погребенного древнего рельефа, сложенных выветрелыми трещиноватыми породами-коллекторами (рис. 24).

Примерами массивных сводовых залежей являются залежи сеноманского газа в Западной Сибири, в т. ч. такие гигантские залежи, как Губкинское, Медвежье, Заполярное, Ямбургское, Уренгойское месторождения. Эти залежи образовались на глубине 800–1000 м под региональной глинистой покрышкой туронского яруса в сводовых частях антиклинальных складок валообразной и куполовидной форм, сложенных слабо уплотненными песчаниками и алевролитами.

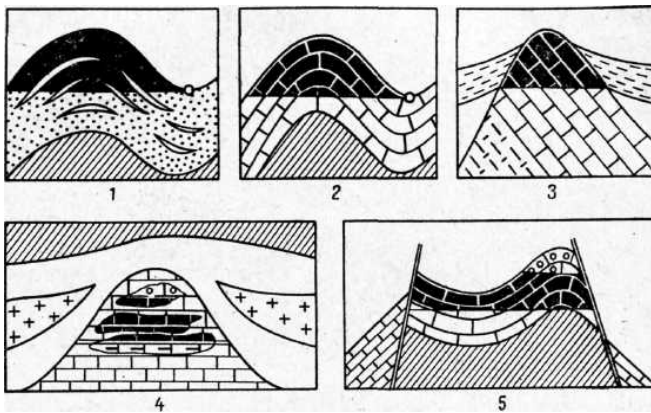


Рис. 24. Массивные залежи. Залежи, приуроченные к:
 1 – мощному песчаному пласту; 2 – мощному пласту известняка;
 3 – погребенному останцу; 4 – рифовому массиву; 5 – горсту

Литологические залежи формируются в резервуарах литологически ограниченного типа (24). Такие резервуары состоят из песков, песчаников и имеют сложные, иногда весьма

причудливые формы. Образовались в прибрежных частях древних морей – в узких заливах, на пляжах, баровых островах, вокруг островов и др. Часто это песчаные отложения погребенных русел древних рек, пойм и подпойменных террас. Залежи имеют формы пластов, линз, карманов, колец, полуколец, козырьков, рукавов, шнурков, полос и т. д. Шнурковые (рукавообразные) залежи широко развиты в Апшероно-Нижекуруинской провинции и на некоторых месторождениях Северной Америки. Честь их открытия принадлежит академику И.М. Губкину (1911), который впервые их выявил и описал на примере месторождений нефти в Майкопском районе на Северном Кавказе (рис. 25).

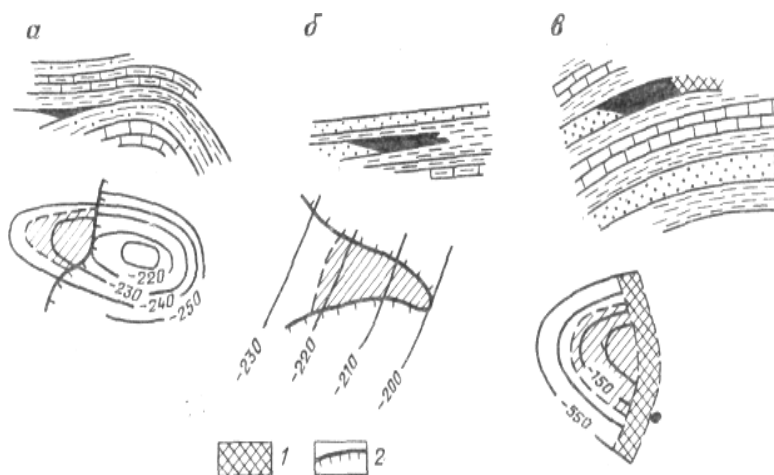


Рис. 25. Литологически экранированные залежи в разрезе и в плане (по А.А. Бакирову):

а – связанные с выклиниванием пласта-коллектора по восстанию слоев; *б* – связанные с замещением проницаемых пород непроницаемыми; *в* – запечатанные асфальтом. 1 – асфальт; 2 – линия выклинивания пласта-коллектора

3. КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА. ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОРОД. УДЕЛЬНАЯ ПОВЕРХНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД. КАРБОНАТНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Коллектор для нефти и газа есть пористая и проницаемая горная порода, способная вмещать нефть, газ, воду и отдавать их при разработке. Изучению коллекторов в нефтегазовом деле уделяют большое внимание

Песчаная порода-коллектор представляет собой четырех-компонентную систему (рис. 26), состоит из: 1) обломков – песчаных зерен; 2) матрикса – мелких зерен; 3) цемента; 4) пор. Размер пор зависит от размера зерен: чем крупнее зерна, тем крупнее будут и поры. Наличие матрикса ухудшает пористость, т. к. он заполняет поровое пространство, закупоривает поровые каналы, по которым движется жидкость, газ. Чем больше цементирующей массы, тем хуже коллектор.

Минимальные размеры пор и поровых каналов, по которым осуществляется миграция жидкостей и газов, по данным А.А. Ханина, составляет 1–3 мкм. Поры меньших размеров заполнены физически связанной водой, поэтому они практически непроницаемы для нефти и газа. При наличии в породе пор различных размеров фильтрация осуществляется по наиболее крупным порам (свыше 30 мкм). В сильно уплотненных породах, в которых крупные поры и каналы отсутствуют, перемещение флюидов происходит и по мелким пустотам. В глинах и аргиллитах размер пор и каналов менее 1 мкм, поэтому они не являются коллекторами, практически не пропускают через себя нефть, газ и воду, играют роль водоупора, флюидоупора.

По типам пустотных пространств различаются коллекторы поровые, трещинные, каверновые, порово-трещинные, порово-каверновые, порово-трещинно-каверновые (21). В природных условиях наиболее распространенными коллекторами нефти и газа являются поровые коллекторы – пески, песчаники, пористые известняки, доломиты. Каверновыми, порово-каверновыми коллекторами являются рифовые известняки (ракушняки, коралловые массивы), выветрелые, выщелоченные кавернозные известняки, дресва, гравелиты, галечники,

конгломераты. К трещинным, порово-трещинным коллекторам относятся трещиноватые горные породы всех типов, вплоть до гранитов, базальтов, глин и аргиллитов. Залежи нефти в выветрелых трещиноватых гранитах фундамента выявлены на Южном Мангышлаке на месторождении Оймаша, в коре выветривания фундамента в глинистых сланцах – на месторождении Кызылкия в Южно-Тургайском нефтегазоносном бассейне.

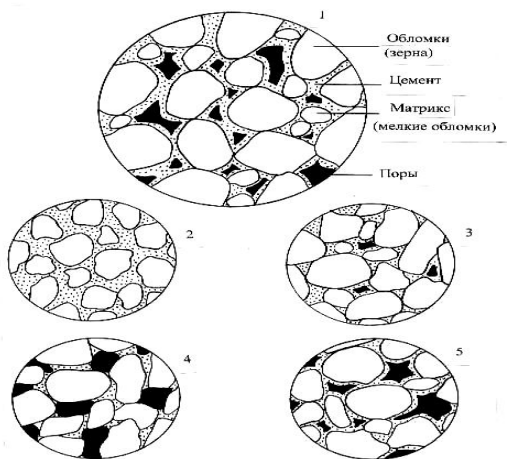


Рис. 26. Песчаные породы-коллекторы:

- 1 – четырехкомпонентная модель строения породы-коллектора по Р.К.Селли, 1981; 2–5 – типы цемента песчаных пород:
 2 – цемент базального типа – обломочные частицы, не соприкасаясь друг с другом, как бы плавают в цементе. Такой песчаник практически не является коллектором; 3 – цемент порового типа. Зерна соприкасаются друг с другом, промежутки между ними (поры) заполнены цементом. Такой песчаник является плохим коллектором;
 4 – цемент контактного типа. Цементирующий материал присутствует лишь в зоне контакта обломочных зерен. Такой песчаник является коллектором высокого класса; 5 – цемент пленочного типа, образует тонкие пленки вокруг обломочных зерен. Такой песчаник является коллектором среднего класса

Разработаны различные классификации терригенных, карбонатных и смешанных коллекторов по литологическому составу, по структуре и генезису пустотного пространства, по их

емкостно-фильтрационным свойствам (Ханин А.А., Конюхов И.А., Безбородов Р.С).

В табл. 5, 6 приведена характеристика терригенных коллекторов по их емкостно-фильтрационным свойствам.

Таблица 5
Классификация терригенных коллекторов А.А.Ханина

Класс коллектора	Название пород коллекторов (литофации)	Коэффициент открытой пористости, %	Коэффициент проницаемости по газу, мД, мкм ²	Характеристика коллектора по проницаемости и емкости
I	песчаники с/з и м/з алевролиты к/з и м/з	16,5–29 %	более 1000 мД более 1 мкм ²	очень высокая
II	песчаники с/з и м/з	15–20 %	500–1000 мД 0,5–1 мкм ²	высокая
III	песчаники с/з и м/з алевролиты к/з и м/з	11–29 %	100–500 мД 0,1–0,5 мкм ²	средняя
IV	песчаники с/з и м/з алевролиты к/з и м/з	5,8–20,5%	10–100 мД 0,01–0,1 мкм ²	пониженная
V	песчаники с/з и м/з алевролиты к/з и м/з	0,5–12 %	1–10 мД 0,001–0,01 мкм ²	низкая
VI	песчаники с/з и м/з алевролиты к/з и м/з	0,5–3,6 %	менее 1 мД 0,001 мкм ²	весьма низкая, не имеет практического значения

Таблица 6
Классификация терригенных коллекторов
по их емкостно-фильтрационным свойствам И.А. Конюхова

Группы	Классы	Литологические разности пород (литофации)
А Вышей емкости, пористость эффективная более 15 %	I проницаемость более 1000 миллидарси	пески и слабо сцементированные песчаники, хорошо отсортированные
	II проницаемость 500–1000 миллидарси	пески и слабосцементированные мелкозернистые псчаники, хорошо отсортированные песчаные алевролиты
Б Средней емкости, пористость эффективная от 15 до 5 %	III проницаемость 300–500 миллидарси	пески и слабосцементированные алевролиты, крупнозернистые
	IV проницаемость 100–300 миллидарси	песчаники мелкозернистые, алевролиты крупнозернистые, содержащие карбонатный цемент до 10 %
В Малой емкости, Пористость эффективная менее 5 %	V проницаемость 50–100 миллидарси	Алевролиты мелкозернистые среднеотсортированные, содержащие карбонатный цемент до 10%
	VI проницаемость 25–50 миллидарси	Песчаники глинисто-алевроитовые, супеси, алевролиты глинисто-песчаные, содержащие карбонатный цемент до 20 %
	VII проницаемость 10–25 миллидарси	Алевролиты мелкозернистые песчано-глинистые, содержащие карбонатный цемент до 25 %
	VIII проницаемость 1–10 миллидарси	Алевролиты мелкозернистые сильно глинистые, карбонатный цемент более 25 %, туфо-песчаники, туфоалевролиты

По литологическому составу коллекторы подразделяются на:

3.1. Коллекторы терригенных (обломочных) пород.

Терригенные коллекторы изучены лучше других, так как они наиболее часто встречаются в нефтегазоносных регионах и из них были добыты первые тонны нефти и первые кубические метры газа. В них резко преобладает первичная (межзерновая, гранулярная) пористость, вторичная встречается редко и имеет подчиненное значение. По литологическому составу в данную группу относят пески, песчаники, алевроиты, алевролиты, реже гравелиты, очень редко более крупнозернистые конгломераты и специфические глины, обычно окремненные, листоватые, сильно битуминозные. Эти глины часто называют «сухарными», они склонны к образованию трещин. Кроме того, указанные глины имеют обильные рыхлые включения обугленных растительных остатков на плоскостях напластования, что обуславливает улучшение коллекторских свойств толщи пород. Примером такого коллектора служат глины баженовской свиты верхней юры Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, так называемые «бажениты» и «гамма-активная пачка» нижнепермского возраста на востоке и юго-востоке Прикаспийской провинции. Плотность указанных глин пониженная и не превышает $2200\text{--}2400\text{ кг/м}^3$, тогда как плотность перекрывающих их глин (покрышка) достигает $2600\text{--}2700\text{ кг/м}^3$. Весьма редко коллектором может быть аргиллит сильно трещиноватый, вернее, аргиллитовая щебенка (месторождение сильно измененной метаморфизированной нефти и битумов Атабаска, Канада). Песками, песчаниками и алевролитами представлены продуктивные горизонты крупных месторождений Узень, Жетыбай, Кумколь и др.

3.2. Коллекторы карбонатных пород.

Изученность этих коллекторов слабее, поскольку нефть и газ из карбонатных коллекторов начали добывать значительно позднее, чем из терригенных. К тому же большинство карбонатных пород имеют вторичную пористость (трещины, каверны), которая поддается изучению значительно труднее, чем

первичная, имеет сложное строение пустотного пространства. Только оолитовые и отдельные разности органогенных известняков имеют высокую первичную пористость (известняки оолитовые, коралловые, ракушечники и т. д.). Известняки хемогенные и доломиты имеют в основном вторичную пористость. Доломиты, в свою очередь, имеют склонность к интенсивному кавернообразованию и представляют собой, как правило, хороший коллектор. Резервуары крупнейших месторождений, таких как Тенгиз, Кашаган, Карашыганак, Жанажол и Астраханское сложены карбонатными породами.

Из карбонатных коллекторов сегодня добывается 40 % углеводородов мира и благодаря нескольким гигантским месторождениям на Ближнем Востоке ожидается, что в следующем столетии добыча из карбонатов будет преобладать. Следовательно, понимание карбонатных коллекторов и их эффективная эксплуатация стали приоритетными задачами в отрасли и, скорее всего, их значимость не изменится.

Текущие усилия в сфере эксплуатации карбонатов концентрируются на правильном заложении новых скважин, часто горизонтальных, с целью оптимизации добычи неосвоенных запасов и обеспечения эффективности охвата залежи при схемах массивного заводнения. В поддержку этих усилий геологи и геофизики пытаются расшифровать загадки сложного порового пространства карбонатных пород и понять как экраны и проводники для проницаемости воздействуют на поведение пласта.

Карбонатные породы, напротив, химически нестабильны и подвержены значительным изменениям, таким как растворение минералов и доломитизация — замещение карбоната кальция карбонатом магния. Карбонаты содержат множество сложных частиц, включая чрезвычайное разнообразие биологического генезиса и еще более сложное поровое пространство. Этот факт усложняет прослеживание фаций в карбонатном коллекторе и оценку продуктивности данного карбонатного комплекса. Типичная карбонатная порода состоит из зерен, скелета (матрицы) и цемента. Зерна являются либо фрагментами скелетов небольших организмов, либо частицами, осажденными из обогащенных кальцием вод. Последние включают ряд

маленьких, аккреционных зерен, определяемых согласно их размеру, генезису и внутренней структуре. Матрица представляет собой литифицированный седиментационный ил, который заполняет большую часть пространства, не заполненного зернами. Существует несколько источников тонкозернистого ила карбонатов – химическое осаждение, распад скелетного материала на более мелкозернистый, останки водорослей и другие источники. При литификации ил превращается в очень мелкозернистый кальцит, называемый микритом.

Важнейшим фактором при интерпретации карбонатов является классификация многочисленных форм сосуществования зерен и матрицы. Значительный прогресс в области категоризации этих сложностей произошел в конце 50-х годов в связи с необходимостью для нефтяных компаний улучшить свои представления о принадлежащих им залежах в карбонатах. Классификация, наиболее успешно выдержавшая испытание временем, принадлежит Роберту Данхэму (рис. 27).

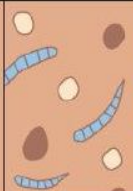
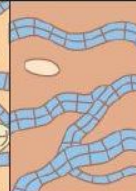
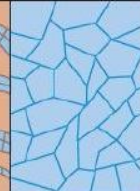
Аргиллит	Ваккит	Уплотненные породы	Зернистый известняк	Сцементированные породы	Кристаллизованный карбонат
					
Менее 10% зерен	Более 10% зерен	Каркас из зерен	Без ила и каркас из зерен	Первоначальные компоненты связаны вместе	Осадочная текстура не распознается
Каркас иловый					
Содержит ил, глины и тонкоалсвритистые карбонаты					
Первоначальные компоненты не связаны вместе в период седиментации					
Осадочная текстура не распознается					

Рис. 27. Классификация карбонатов по Данхэму на основе внутренней структуры породы

3.3. Классификация Данхэма

Классификация Данхэма дает некоторое представление об энергетической характеристике осадконакопления (26). Ариллит и ваккит с доминирующим илом отлагаются при малых затратах энергии. Уплотненные породы и зернистый известняк, вероятно, являются высокоэнергетическими отложениями, но, учитывая значительный диагенез, эти зернисто-каркасные породы могли также и отложиться как илистые агломераты и впоследствии, ввиду уплотнения и химических изменений, трансформироваться в их нынешнее состояние. Трудности подобной классификации карбонатов, учитывающей как их нынешнее состояние, так и историю седиментации, демонстрируют, как диагенез доминирует при формировании конечной карбонатной породы. Диагенез подразделяется на следующие процессы:

- * *Уплотнение* – снижение объема порового пространства как реакция на более плотную упаковку зерен при возрастании горного давления;

- * *деградация карбонатов* – разрушение карбонатного материала за счет химического растворения и микритизации, трансформация крупных кристаллов в более мелкие;

- * *агградация карбонатов* – наращивание карбонатного материала за счет осаждения цемента между зерен и рекристаллизации, как, например, замещение известняка доломитом;

- * *стилолитизация* – образование стилолитов, неправильных поверхностей раздела между пачками пород в связи с растворением под давлением в процессе уплотнения;

- * *образование трещин* – раскол горных массивов по плоскостям в связи с напряжениями.

Время и диагенез приводят к ухудшению пористости карбонатных пород, так:

- * Молодые карбонаты обычно имеют пористость около 60%.

- * Старые карбонаты – только процент или два.

- * Карбонаты-коллекторы сохраняют пористость порядка 5-15%, главным образом благодаря тому, что присутствие углеводородов препятствует дальнейшему разрушению пористости.

* Обычно длительный и обширный диагенез в карбонатах, как правило, затрудняет определение источника сноса и воссоздание истории породы.

Для определения палеообстановки осадконакопления необходимо знать следующее:

* Литологию, которая дает общую картину обстановки осадконакопления. Присутствие обломочных пород указывает на внешний источник осадков, в то время как их отсутствие указывает на обстановку без внешнего влияния.

* *Структуру породы* – Структурная классификация Данхэма дает определенное понимание энергии седиментации. Вариации гранулометрического состава также указывают на последовательность осадконакопления. Например, уменьшение зернистости вверх по разрезу может говорить об относительном повышении уровня моря или о трансгрессии моря. Рост зернистости вверх по разрезу, вероятно, свидетельствует об относительном падении уровня моря.

* *Осадочную текстуру* – В карбонатах труднее увидеть крупные осадочные текстуры, чем в силико-кластических породах, но если они определены, то представляют собой мощное средство интерпретации обстановки осадконакопления. Примерами является косая слоистость в эоловых дюнах или бороздки растворения, вызванные неравномерным растворением поверхности карбонатной породы.

* *Биофации* – Определение разнообразных скелетных зерен, следов и отпечатков жизнедеятельности организмов может точно указать геологическое время и обстановку. Для этой цели созданы таблицы возрастов и сред обитания сотен организмов, связанных с карбонатами.

* *Некаркасные компоненты* – Зерна, сформированные осаждением и наращиванием, также являются мощным инструментом для определения обстановки осадконакопления. Например, гомогенные пеллеты образуются в спокойных лагунах, а концентрически слоистые ооиды присутствуют в основном в активной, мелководной среде.

* *Аутигенные минералы* — Цемент и минералы, формирующиеся в породе после ее отложения, также являются дополнительными индикаторами. Присутствие пирита предполагает восстановительную обстановку; глауконит указывает

на морскую среду; органическое вещество свидетельствует о незначительной переработке материала.

Интерпретация фаций по классификации Данхэма с использованием статистической калибровки между данными ГИС и петрологическим анализом по керну в морском карбонатном месторождении, Индия (рис. 28). Калибровка позволяет картирование фаций по всему месторождению, используя данные ГИС по другим скважинам без отбора керна.

Однако, в отличие от четырех типов по Данхэму, каротаж выделил пять типов фаций, последний из которых всегда присутствовал в зоне ваккитов, но на глубинах, где керн не отбирался. Эти фации были названы ваккиты. Учитывая калибровку каротажа по описанию фаций в керне, можно провести прямую интерпретацию фаций по каротажу по всем оставшимся скважинам без отбора керна, а затем закартировать фации между скважинами.

Сопоставление испытаний скважины с классификацией по Данхэму для морского карбонатного месторождения в Индии для получения значений проницаемости для основных типов фаций. Профиль суммарного притока (слева) и процент притока от каждого слоя (в центре) подтверждает высокий процент проницаемости ваккита (справа).

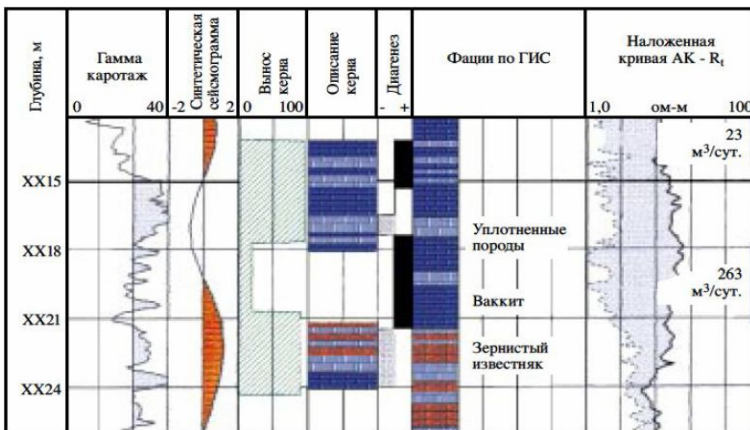


Рис. 28. Интерпретация фаций по данным ГИС с использованием классификации Данхэма

3.4. Происхождение и изменения карбонатных пород. Седиментогенез

Карбонатными породами, как известно, нередко сложены значительные по мощности толщи. Принято считать, что исходным материалом для образования карбонатных пород служили растворенные в водах соли кальция и магния. При избыточном количестве последних в водной среде они начинают выделяться в осадок чисто химическим путем, либо при поглощении из водной среды живыми организмами эти соли попадают в осадок в виде карбонатных скелетных остатков. Несомненным является наличие в этих породах трех генетических карбонатных составляющих:

1) биогенного, точнее, органогенного, карбоната, преимущественно CaCO_3 , в виде скелетных остатков различных организмов и водорослей;

2) хемогенного карбоната, осажденного непосредственно из водных растворов;

3) обломочного карбоната, представленного различными по размерам (и форме) обломками карбонатных пород (или уплотненных карбонатных осадков). Количественные содержания этих карбонатных составляющих в породах (осадках) могут варьировать в очень широких пределах.

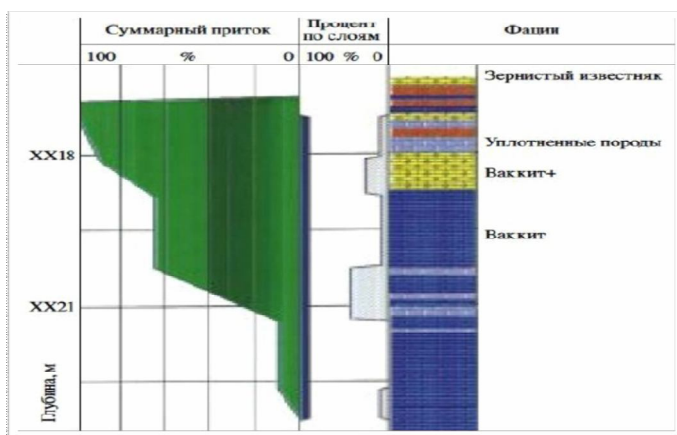


Рис. 29. Зависимость суммарного притока и процента притока от каждого слоя от проницаемости ваккита

Соответственно процессы карбонатообразования могут быть органогенными, хемогенными и чисто механическими (23, 26).

Главными факторами физико-химических (и гидродинамических) условий, контролирующими осаждение карбонатов, являются:

1) состав вод седиментационного бассейна – общая их минерализация и солевой состав, поскольку растворимость карбонатов в разных растворах солей (соответственно в водах различных водоемов) будет различной;

2) газовый фактор – практически количество растворенной в водах свободной углекислоты (CO_2), поскольку повышение или снижение его сдвигает карбонатное равновесие в ту или иную сторону, в частности, для CaCO_3 : $\text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 \rightleftharpoons \text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$;

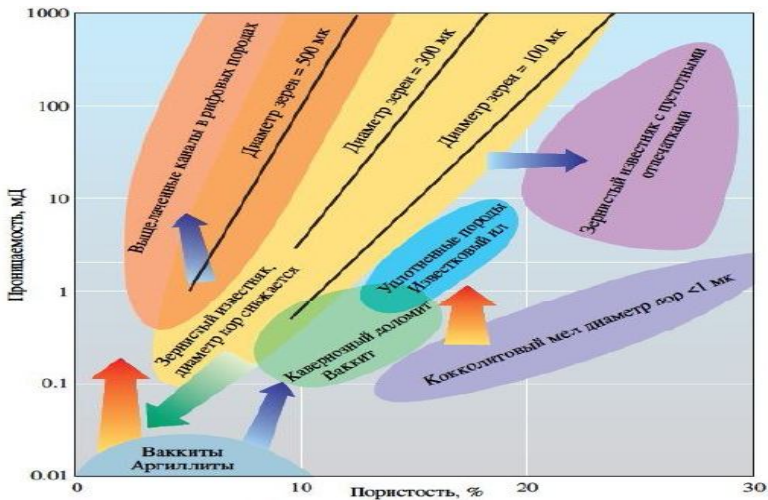


Рис. 30. Взаимосвязь пористости и проницаемости для карбонатных пород на основе классификации Данхэма

3) температура и давление, изменение которых вызывает изменение содержания в водах свободной CO_2 . Повышение температуры (снижение давления) способствуют удалению CO_2 из водной среды и, следовательно, выделению карбонатов в

осадок. Наоборот, при понижении температуры вод (повышении давления) растворимость CO_2 в них возрастает, соответственно повышается растворимость CaCO_3 , что препятствует его осаждению;

4) щелочной резерв (pH) водной среды – для возможностей осадки карбонатов она должна быть щелочной, со значениями $\text{pH} > 8$, при этом не только в поверхностных, но и в придонных слоях бассейна, т. к. иначе отложения карбонатов вновь будут переходить из осадка в раствор;

5) гидродинамический режим водных бассейнов, который создается различными движениями вод – волновыми, течениями (со всегда присущей им турбулентностью) и в подчиненной степени приливно-отливными движениями и конвекционными потоками. Все эти перемещения, перемешивая водные массы, меняют физико-химические условия в различных участках седиментационного бассейна. Кроме того, они вызывают горизонтальные переносы осевшего на дно карбонатного материала, пока он еще не зафиксирован в осадок.

Диагенетические и эпигенетические изменения карбонатных пород

Диагенетические изменения карбонатных осадков так же, как и дальнейшие эпигенетические преобразования уже литифицированных карбонатных пород, во многом предопределяются условиями образования осадков – их вещественным составом и структурными особенностями.

Следствием катагенеза является перекристаллизация карбонатного материала (укрупнение зерен) с возможным образованием сложных, зубчатых контактов зерен. Имеющиеся в карбонатных породах поры, а также трещины при наличии в разрезах глинистых пород могут заполняться водами, при региональном уплотнении отжимаемыми из глин в больших количествах. Возможно катагенетическое проникновение " в карбонатные породы вод и другого происхождения, в т. ч. эндогенного.

Процессы, которые могут происходить в карбонатных осадках в диагенезе и в карбонатных породах в эпигенезе, весьма сходны. К ним относятся уплотнение, цементация,

доломитизация, перекристаллизация, сульфатизация, выщелачивание и др.

Уплотнение и цементация

Общеизвестно, что уплотнение осадков в диагенезе связано с отжиманием из них захороненных вод, которое происходит в основном под влиянием всевозрастающей нагрузки перекрывающих отложений. Естественно, уплотнение осадков приводит к уменьшению их влажности, возрастанию их плотности и, главное, к сокращению их пористости. У.Х. Тафт указывает, что современные карбонатные осадки Флоридского залива наиболее значительно уплотнятся, судя по уменьшению их влажности, в верхнем (15–30 см) слое. Некоторые исследователи ставят карбонатные породы по способности к диагенетическому уплотнению на второе место после глин или рядом с ними.

Значительным уплотнением и быстрой литификацией объясняется основная потеря карбонатными осадками первоначальной высокой пористости. В современных карбонатных осадках она составляет в среднем 60–70 %, что резко контрастирует с пористостью древних карбонатных пород, которая обычно имеет значения около 2–3 % и менее, а в карбонатных пластах – коллекторах, содержащих залежи нефти и газа, в среднем 8–10 % и менее.

Однако существуют мнения о том, что в потере первоначальной пористости карбонатных осадков решающую роль играло не уплотнение, а "цементация", т. е. процессы минерального карбонатообразования. При этом отмечается, что потеря пористости карбонатными осадками, в частности писчими мелями, является прямой функцией глубины их погружения (исключая случаи возникновения в пластах АВПД, внедрения нефти или проявлений тектонических напряжений). Таким образом, фактически и здесь налицо влияние на карбонатный осадок всевозрастающей с глубиной нагрузки (давления), т. е. уплотнения. Таким образом, в разных типах карбонатных пород уплотнение будет проявляться по-разному, соответственно по-разному отражаясь в изменении (снижении) первоначально высокой пористости осадков. Наиболее резко сказывается уплотнение на пелитоморфных карбонатных илах,

значительно меньше – на карбонатных осадках, состоящих в основном (40–50 % и более) из форменных карбонатных образований; слабо подвергаются уплотнению карбонатные осадки – продукты различных прижизненных органогенных построек.

Перекристаллизация

Перекристаллизация – процесс роста кристаллических зерен, т. е. увеличение их размеров, которое согласно общепринятым определениям происходит без изменения их минерального состава. Однако в последние годы к перекристаллизации относят также и укрупнение зерен, происходящее при переходе неустойчивых метастабильных модификаций CaCO_3 (арагонита и высокомагнезиального кальцита) или $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$ (кальциевого доломита, или протодоломита) в устойчивые низкомагнезиальный кальцит и доломит.

В диагенезе перекристаллизация происходит за счет частичного растворения и переотложения растворенного карбоната в осадке иловыми водами. В эпигенезе она обусловлена в большей степени растворяющим влиянием давления (при катагенезе) либо воздействием циркулирующих в породе вадозных вод (при регрессивном эпигенезе). Общим правилом растворения является лучшая растворимость более мелких зерен, за счет которой и растут зерна, относительно более крупные.

Результатом диагенетической перекристаллизации служит частичное или полное преобразование пелитоморфной (коллоидной, тонкозернистой карбонатной массы в мелкозернистую. Условно размер возникающих зерен ограничивается пределом 0,05 мм (21). Как правило, диагенетическая, особенно раннедиагенетическая, перекристаллизация, происходящая в заметно обводненном осадке, носит более или менее равномерный характер.

Оценки роли перекристаллизации в изменении пористости пород противоречивы. Как считают Г.А. Каледа и Е.А. Калистова, в большинстве случаев перекристаллизация снижает пористость, но иногда приводит к ее возрастанию. По мнению же К.Б.

Прошлякова и др., она увеличивает емкость известняков и доломитов. Очевидно, влияние перекристаллизации на пористость в общем случае может выражаться по-разному:

1) пористость не будет меняться, если происходящее при перекристаллизации частичное растворение и переотложение карбонатных веществ будет сбалансированным;

2) пористость может ухудшаться при возникновении компактного сложения карбонатной массы, что довольно распространено при процессах диагенетической перекристаллизации;

3) пористость может возрастать в тех случаях, когда растворение карбонатного материала преобладает над переотложением, т. е. растворенный карбонат частично удаляется из породы (случаи, более типичные для эпигенетической перекристаллизации).

Доломитизация

Доломитизация, которой подвергались известняки, может быть диагенетической и эпигенетической. Раннедиагенетическая седиментационно-диагенетическая доломитизация известковых илов, как уже указывалось выше, один из наиболее вероятных и наиболее распространенных путей формирования доломитов и первичных известково-доломитовых пород. Возникающий при этом доломит может быть как мелко-, так и тонкозернистым, с зернами (соответственно 0, 01–0, 05 и менее 0, 01 мм), имеющими большей частью неправильные, изометрично-округленные или ромбоэдрические очертания.

На более поздних этапах раннего диагенеза – в позднем диагенезе формируются относительно более крупные зерна доломита размерами до 0, 05 и частично до 0, 1 мм. В силу того, что доломит обладает более высокой кристаллизационной способностью, чем кальцит, зерна большей частью имеют отчетливую форму ромбоэдров.

Раннедиагенетический доломит, формируясь в рыхлом осадке, распределяется в известковой массе более или менее равномерно. При этом нередко в породах с комками, оолитами и другими подобными карбонатными форменными

образованиями последние сложены тонко- и мелкозернистым кальцитом и доломитом одновременно, как без резкого обособления их зерен, так и с отдельными преимущественными концентрациями их в отдельных участках или концентрических слоях.

Более поздний диагенетический доломит обнаруживает наклонность к избирательному развитию в отдельных участках тонкозернистой известковой массы. Нередко мелкие доломитовые зерна внедряются в периферийные участки скелетных осадков и других форменных образований (рис. 29).

При эпигенетической доломитизации известняков зерна доломита чаще всего имеют размеры более 0,1 мм (до 1–2 мм и более) и распределяются в известковой массе неравномерно. Обычно они имеют ромбоэдрическую форму, нередко обладая зональным строением. Иногда содержат микро-включения кальцита. Они развиваются как в зернистой известковой массе, так и в остатках фауны и в других форменных образованиях, по периферии и внутри их (рис. 30).

Выщелачивание

Выщелачивание – это процессы растворения веществ, сопровождаемые выносом растворенных компонентов. В породах оно находит отражение в образовании различных по форме и размерам пустот выщелачивания.

Выщелачиванию могут подвергаться как карбонатные осадки (диагенетические), так и карбонатные породы (эпигенетические).

Диагенетическое выщелачивание карбонатных осадков в целом является довольно ограниченным. Условия их заметной обводненности, малой подвижности иловых вод и замедленности диффузионных перемещений веществ создают обстановку для преобладания в осадках процессов растворения, сопровождаемого местным, локальным переотложением растворенных компонентов.

Эпигенетическое выщелачивание в противоположность диагенетическому может приводить к весьма существенным изменениям пористости карбонатных пород и практически оказывает весьма сильное влияние на формирование их

коллекторских свойств. Эпигенетическое выщелачивание обусловлено циркуляцией по карбонатным породам относительно быстро движущихся, агрессивных по отношению к ним вод, будь то воды ювенильные или наиболее распространенные вадозные. Естественно, что циркуляция последних возможна лишь при нахождении карбонатной породы в поверхностной или приповерхностной зоне, независимо от того, оказались ли породы здесь, уже пройдя стадии катагенеза, либо сразу же после катагенеза. В породах смешанного известково-доломитового состава различное сопротивление растворению могут оказывать кальцит и доломит, поскольку растворимость последнего (при равных прочих условиях) значительно (в 24 раза) меньше. По всей вероятности, по-разному будут реагировать на воздействие вод также и форменные образования различной степени плотности и т. п. И, наконец, селективное растворение карбонатных пород, очевидно, будет зависеть от характера (состава) циркулирующих вод и его изменений.

Результатом эпигенетического выщелачивания является возникновение пустот самых различных размеров: от мелких пор (до 1 мм) и каверн (более 1 мм) до крупных карстовых полостей, измеряемых метрами. Форма пор и каверн неправильная, округло-изометрическая, удлиненная, щелевидная, заливообразная и т. д.

Встречаются пустоты, сохранившиеся от выщелачивания различных некарбонатных минеральных выделений (ангидрит, галит и др.), с реликтовыми очертаниями их кристаллических форм.

Распределение вторичных пустот выщелачивания в карбонатных породах, как правило, весьма неравномерное, рассеянное, пятнистое, полосчатое, линейное и т. д. Иногда они различаются внутри минеральных трещин и стилолитов, часто развиваются по ходу открытых микротрещин.

Суммарный объем пор и каверн выщелачивания, если они не подверглись позднему "залечиванию" минеральными новообразованиями, может быть значительным. Обусловленная им вторичная пористость карбонатных пород нередко

превышает межзерновую пористость и служит основным видом емкости карбонатного коллектора.

Сульфатизация

Сульфаты (гипс, ангидрит) часто ассоциируются с карбонатными породами, в которых они могут быть генетически как первичными, так и вторичными.

Первичные седиментационно-диагенетические сульфаты (ангидрит) наблюдаются в доломитах эвапоритовых толщ, в разрезе которых наряду с солями образуют отдельные, иногда мощные пласты. В самих доломитах седиментационно-диагенетические выделения ангидрита наблюдаются в виде рассеянных мелких зерен и их агрегатных скоплений, образующих различные по размерам линзы, линзовидные пропластки и прослои. В раннем диагенезе в обводненных осадках начинается активное перераспределение веществ, при котором значительно более неустойчивые, растворимые и подвижные сульфаты проникают в доломитовые илы, выделяясь в них там, где это возможно. Нередко это приводит к образованию пород смешанного ангидрит-доломитового состава.

Вторичные, позднедиагенетические и, особенно эпигенетические, выделения сульфатов (ангидрита и гипса) возможны в любых карбонатных породах, в самых различных типах доломитов и известняков. Обычно эти сульфаты ясно- и крупнозернистые. Их выделение происходит из подземных вод, циркулирующих по карбонатным породам. Сульфаты (особенно гипс) пойкилитово прорастают карбонатную массу, развиваются в межзерновых и межформенных порах, выполняют различные пустоты выщелачивания и открытые микротрещины. Во всех случаях сульфатная минерализация приводит к запечатыванию пустот и, таким образом, снижает пористость карбонатной породы.

Различный характер этих трех основных типов карбонатных осадков и последующих диагенетических, главным образом раннедиагенетических их преобразований определяет различный характер их первичной пористости:

а) пелитоморфные карбонатные илы уплотняются (и литифицируются) весьма быстро, при этом резко снижается пористость. Сохранившаяся ее доля незначительна и обусловлена почти исключительно межзерновыми порами, по размерам очень небольшими;

б) карбонатные осадки, существенно или преимущественно состоящие из форменных образований, имеют более жесткую каркасную основу и реагируют на уплотнение заметно слабее. Их пористость обусловлена меж- и внутриформенными пустотами, межзерновые поры играют подчиненную роль. Сохранение первичной пористости таких карбонатных осадков во многом зависит от количества химически или биохимически осажденного пелитоморфного карбоната и интенсивности диагенетической цементации;

в) прижизненно возникавшие органогенные карбонатные постройки уже на стадии седиментогенеза имели жесткий, устойчивый каркас, как правило, высокопористый. Уплотнению они почти не подвергаются. Сохранение в диагенезе их значительно высокой пористости (главным образом внутриформенной, частично межформенной и межзерновой) определяется в основном процессами диагенетической минерализации.

Окончательное оформление коллекторских свойств карбонатных пород происходит в эпигенезе в результате развития тектонических трещиноватостей и процессов эпигенетического выщелачивания и минералообразования. Трещиноватость и выщелачивание способствуют возрастанию проницаемости и пористости карбонатных пород. Процессы сульфатизации, окремнения и кальцитизации снижают пористость (и проницаемость) последних. Эпигенетическая перекристаллизация и доломитизация могут оказывать на изменение этих параметров различное влияние, соответственно улучшая или ухудшая коллекторские свойства пород.

Резюмируя приведенные выше данные относительно происхождения карбонатных осадков – пород, о процессах их диагенетических и эпигенетических изменений и их влиянии на формирование коллекторских свойств этих пород, подчеркнем следующее.

1. Формирование емкости карбонатных пород во многом предопределяется условиями карбонатного осадкообразования. Диагенетические преобразования отдельных типов карбонатных осадков заметно различны.

2. В числе основных типов карбонатных осадков, возникающих при седиментогенезе, можно выделить: а) химически и биохимически осажденные пелитоморфные карбонатные илы; б) карбонатные осадки, в значительной части или преимущественно (40–50 % и более) сложенные различными форменными образованиями (скелетными остатками, оолитами, сгустками и комками и т. д.); в) различные органогенные карбонатные постройки, возникшие за счет жизнедеятельности организмов при их жизни, на местах обитания.

3. Различный характер этих трех основных типов карбонатных осадков и последующих диагенетических, главным образом раннедиагенетических, их преобразований определяет различный характер их первичной пористости:

а) пелитоморфные карбонатные илы уплотняются и литифицируются весьма быстро, при этом резко снижается пористость. Сохранившаяся ее доля незначительна и обусловлена почти исключительно межзерновыми порами, по размерам очень небольшими;

б) карбонатные осадки, существенно или преимущественно состоящие из форменных образований, имеют более жесткую каркасную основу и реагируют на уплотнение заметно слабее. Их пористость обусловлена меж- и внутриформенными пустотами, межзерновые поры играют подчиненную роль.

Сохранение первичной пористости таких карбонатных осадков во многом зависит от количества химически или биохимически осажденного пелитоморфного карбоната и интенсивности диагенетической цементации;

в) прижизненно возникавшие органогенные карбонатные постройки уже на стадии седиментогенеза имели жесткий, устойчивый каркас, как правило, высокопористый. Уплотнению они почти не подвергаются. Сохранение в диагенезе их значительно высокой пористости (главным образом, внутрифор-

менной, частично межформенной и межзерновой) определяется в основном процессами диагенетической минерализации.

4. Окончательное оформление коллекторских свойств карбонатных пород происходит в эпигенезе в результате развития тектонической трещиноватости и процессов эпигенетического выщелачивания и минералообразования.

Трещиноватость и выщелачивание способствуют возрастанию проницаемости и пористости карбонатных пород. Процессы сульфатизации, окремнения и кальцитизации снижают пористость и проницаемость последних.

Эпигенетическая перекристаллизация и доломитизация могут оказывать на изменение этих параметров различное влияние, соответственно улучшая или ухудшая коллекторские свойства пород.

3.5. Коллекторы смешанных и других пород.

Кроме терригенных и карбонатных пород коллекторами для нефти и газа могут быть метаморфические и магматические породы, а также смешанные. Довольно часто нефтегазонасыщенными являются метаморфические сланцы «коры выветривания» фундамента, магматические породы (граниты), вулканогенные (туфы) и вулканогенно-осадочные (туфопесчаники, туфоалевролиты). Все перечисленные породы должны иметь достаточные открытую пористость и проницаемость. Примером могут служить нефтенасыщенные сланцы Южно-Торгайской впадины, выветрелые нефтенасыщенные граниты месторождения Оймаша (Южно-Мангышлакская нефтегазоносная область) (рис. 31), газонасыщенные метаморфические сланцы Березовского и нефтенасыщенные – Шаимского нефтегазоносных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (3,22).

Пласты, сложенные песками, состоят из разнообразных по размерам зерен неправильной формы. Количественное (массовое) содержание в породе частиц различной величины принято называть гранулометрическим (механическим) составом, от которого зависят многие свойства пористой среды:

проницаемость, пористость, удельная поверхность, капиллярные свойства и т. д. По механическому составу можно судить о геологических и палеогеографических условиях отложения пород залежи. Поэтому начальным этапом исследований при изучении генезиса осадочных пород может быть их гранулометрический анализ.

Так как размеры частиц песков обуславливают общую величину их поверхности, контактирующей с нефтью, от гранулометрического состава пород зависит количество нефти, остающейся в пласте после окончания его эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность зерен.

Гранулометрический состав песков важно знать в нефтепромысловой практике. Например, на основе механического анализа в процессе эксплуатации нефтяных месторождений для предотвращения поступления песка в скважину подбирают фильтры, устанавливаемые на забое.

Размер частиц горных пород изменяется от коллоидных частичек до галечника и валунов. Однако по результатам исследований размеры их для большинства нефтесодержащих пород колеблются в пределах 1–0,01 мм.

Наряду с обычными зернистыми минералами в природе широко распространены глинистые и коллоидно-дисперсные минералы с размерами частиц меньше 0,1 мкм (0,001 мм). Значительное количество их содержится в глинах, лёссах и других породах.

В составе нефтесодержащих пород коллоидно-дисперсные минералы имеют подчиненное значение. Вместе с тем вследствие огромной величины их общей поверхности состав этих минералов влияет на процессы поглощения катионов (и анионов). От их количества в значительной степени зависит степень набухаемости горных пород в воде.

Механический состав пород определяют ситовым и седиментационным анализом. Ситовой анализ род применяется для отсева фракций песка размером от 0,05 мм и более. Содержание частиц меньшего размера определяется методами седиментации.

Седиментационное разделение частиц по фракциям происходит вследствие различия скоростей оседания зерен неодинакового размера в вязкой жидкости.

Удельной поверхностью пород называется суммарная поверхность частиц или поровых каналов, содержащихся в единице объема образца. Удельная поверхность пористых тел зависит от степени дисперсности частиц, из которых они состояют. Вследствие небольших размеров отдельных зерен песка и большой плотности их укладки поверхность порового пласта может достигать огромных размеров, что значительно осложняет задачу полного извлечения нефти из породы.

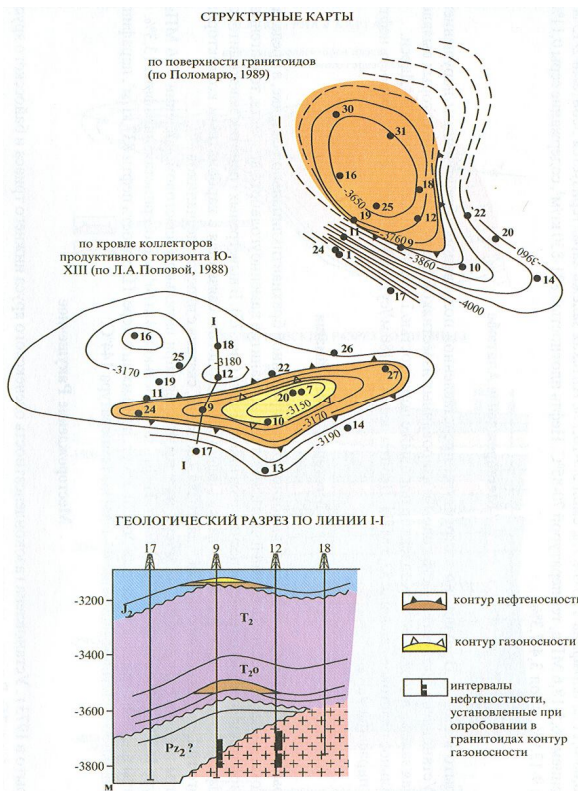


Рис. 31. Нефтяное месторождение Оймаша

4. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА. ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД. ВИДЫ ПОРИСТОСТИ. ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ. ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ. ФАЗОВАЯ И ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД. ЗАКОН ДАРСИ

4.1. Пористость горных пород. Виды пористости

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор).

Пористость – объем порового пространства, который оценивается отношением объема пор к объему горной породы. Они могут быть представлены порами, трещинами, кавернами, микрокарстами (9).

Пористость бывает *общая* и *открытая (эффективная)*.

Общая пористость – объем всех пустот в породе.

Открытая пористость – объем пустот в породе, сообщающихся между собой, из которых можно извлечь нефть, газ, воду. Коэффициент открытой пористости используется при подсчете запасов в долях единиц, также измеряется в процентах и долях единиц. Изменяется от нескольких процентов до 35 %.

В зависимости от вида различают следующие типы коллекторов:

1) *поровые или нормальные* (пустоты представлены межзерновым пространством (пески, песчаники, алевроиты, алевролиты);

2) *трещиноватые* (трещины развиты в плотносцементированных песчаниках, гравелитах, карбонатных породах);

Трещины в коллекторах – это не только полости для накопления флюида, но и пути его миграции. К трещиноватым коллекторам за рубежом приурочено более 50 % запасов нефти, а в России – 12 % залежей. Именно трещиноватыми коллекторами обусловлена нефтегазоносность знаменитой **базеновской свиты** в Западной Сибири (**базенинты**), а также **доманиковых слоев** в Европе и Северной Америке.

3) *кавернозные* (пустоты представлены кавернами (карбонатные породы).

Коэффициент полной (или абсолютной) пористости:

$$m = V_{\text{пор}} / V_{\text{обр}}$$

Коэффициент пористости может достигать 40 %, но обычно превышает 20. Очень большую, но неравномерную пористость имеют органогенные известняки. Равномерно пористы, хорошо окатанные и слабо сцементированные терригенные породы.

Измеряется пористость в долях единицы или в процентах. По происхождению поры и другие пустоты подразделяются на первичные и вторичные. К первичным относят пустоты между зёрнами, промежутки между плоскостями наложения и т. д., образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы. Вторичные поры образовались в результате последующих процессов разлома и дробления породы, растворения, возникновения трещин вследствие сокращения породы (например, вследствие доломитизации) и т. д.

Структура порового пространства пород обусловлена гранулометрическим составом частиц, их формой, химическим составом пород, происхождением пор, а также соотношением количества больших и малых пор.

В большой степени свойства пористых сред зависят от размеров поровых каналов. По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы:

- 1) сверхкапиллярные – размеры больше 0,5 мм;
- 2) капиллярные – от 0,5 до 0,0002 мм (0,2 мкм);
- 3) субкапиллярные – меньше 0,0002 мм (0,2 мкм).

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

В субкапиллярных каналах жидкости настолько сильно удерживаются силой притяжения стенками каналов (вследствие малого расстояния между стенками канала жидкость в ней находится в сфере действия молекулярных сил материала стенок), что практически в природных условиях перемещаться в них не могут.

Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости, практически непроницаемы для жидкостей и газов (глина,

глинистые сланцы). Хорошие коллекторы нефти – те породы, поры которых представлены в основном капиллярными каналами достаточно большого сечения, а также сверхкапиллярными порами. Из сказанного следует, что при существующих в естественных условиях перепадах давлений не во всех пустотах жидкости и газы находятся в движении.

Таблица 7

Размеры и свойства пор

Диаметр пор		Раскрытость трещин	Свойства флюидов
Мегاپоры (полости), от сантиметров до кубометров		Сверхкапиллярные $\geq 0,25$ мм	Нефть и вода движутся в соответствии с законами гравитации
Макропоры $>0,1$ мм			
Микро–поры $<0,1$ мм	Капиллярные– 0,1 мм	Капиллярные 0,25–0,001 мм	Действуют преимущественно капиллярные силы
	Субкапиллярные $< 0,002$ мм	Субкапиллярные $<0,001$ мм	Движение флюида практически невозможно

Наряду с полной пористостью введены еще понятия коэффициента открытой пористости, а также коэффициентов, характеризующих статическую полезную емкость и динамическую полезную емкость коллектора.

Коэффициентом открытой пористости m_0 принято называть отношение объема открытых, сообщающихся пор к объему образца.

Статическая полезная емкость коллектора характеризует объем пор и пустот, которые могут быть заняты нефтью или газом.

В зависимости от перепадов давления, существующих в пористой среде, свойств жидкостей и характера поверхности пород та или иная часть жидкости не движется в порах. Сюда относятся неподвижные пленки у поверхности породы, капиллярно удержанная жидкость и т. д. Динамическая полезная емкость коллектора характеризует относительный объем пор и

пустот, через которые может происходить фильтрация нефти и газа в условиях, существующих в пласте.

Для определения пористости достаточно знать объемы пор и образца, объемы зерен и образца или плотности образца и зерен. Существует много методов определения этих величин и соответственно имеется множество способов оценки величины пористости горных пород.

Для определения объема образца часто пользуются по И.А. Преображенскому методом взвешивания насыщенного жидкостью (обычно керосином) породы в той же жидкости и в воздухе (при этом для расчета объема образца используется закон Архимеда). Объем породы можно найти по объему вытесненной жидкости при погружении в нее образца, насыщенного той же жидкостью.

Насыщения образца жидкостью можно избежать, если использовать метод парафинизации (метод Мельчера). При этом способе образец породы перед взвешиванием в жидкости покрывается тонкой пленкой парафина, объем которого определяется по массе породы до и после парафинизации. Метод парафинизации трудоемок и не повышает точности определений.

Объем образца можно также определить по его размерам, если придать ему правильные геометрические формы, а объем пор – по методу взвешивания. Объем пор при этом находится по разности массы породы, насыщенной под вакуумом жидкостью, и массы сухого образца.

Следует учитывать, что методом насыщения и взвешиванием определяется не полная пористость, т. к. часть пор (замкнутых) не заполняется жидкостью, а так называемая пористость насыщения. Поэтому объем пор часто находят по объему зерен. Для этого используют пикнометры и специальные приборы – жидкостные и газовые порозиметры. Порозиметрами пользуются также для нахождения открытой пористости.

Принцип действия газового порозиметра основан на законе Бойля – Мариотта: изменяя в системе объемы газа или давление, по полученным данным подсчитывают объем частиц и пористость.

В жидкостном порозиметре объем зерен или образца, предварительно насыщенного под вакуумом керосином,

определяется по объему вытесненной жидкости (керосина) после помещения в камеру прибора твердого тела.

Пористость образца можно представить в виде соотношения площади пор к площади всего образца в каком-либо сечении. На этом основании пористость оценивается с помощью методов, основанных на измерении площадей под микроскопом или определении соотношения этих площадей по фотографиям. Для контрастности при изучении степени взаимосвязанности пор последние иногда заполняются окрашенными воском или пластиками.

При выборе методов измерения пористости необходимо учитывать особенности и свойства коллектора. Для песков величины открытой и полной пористости практически одинаковы. В песчаниках и алевролитах по данным А.А. Ханина полная пористость может на 5–6 % превышать открытую. Наибольший объем замкнутых пор характерен для известняков и туфов. При оценке пористости пород газовых коллекторов, сложенных алевролитами и песчано-алевролитовыми отложениями, открытую пористость следует измерять газометрическим способом с помощью газовых порозиметров. Пористость их оказывается существенно большей, чем при насыщении этих пород керосином.

Газометрический способ следует также применять для измерения пористости пород, разрушающихся при насыщении керосином, а также образцов с низкой пористостью (менее 5 %), т. к. в последнем случае объем пленки керосина, покрывающего образец, становится сравнимым с объемом пор, что сильно искажает результаты определений.

4.2. Проницаемость

Проницаемость – важнейший параметр, характеризующий проводимость коллектора, т. е. способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ (8,9).

Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. Однако при существующих в нефтяных пластах сравнительно небольших

перепадах давлений многие породы из-за малых размеров пор в них оказываются практически мало или совсем непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и др.).

Большая часть осадочных пород обладает той или иной проницаемостью. Поровое пространство этих пород, кроме субкапиллярных пор, складывается также порами большего размера. По экспериментальным данным диаметры подавляющей части пор нефтесодержащих коллекторов больше 1 мкм.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений возможна различная фильтрация в пористой среде жидкостей и газов или их смесей – совместное движение нефти, воды и газа или воды и нефти, нефти и газа или только нефти или газа. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости пород нефтесодержащих пластов введены понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемости.

Для характеристики физических свойств пород используется абсолютная проницаемость.

Под абсолютной принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой-либо фазы, химически инертной по отношению к породе. Для ее оценки обычно используется воздух или газ, т. к. установлено, что при движении жидкостей в пористой среде на ее проницаемость влияют физико-химические свойства жидкостей.

Фазовой называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной проницаемости.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$\frac{Q}{F} = K \frac{1}{\mu} * \frac{\Delta P}{L},$$

где v – скорость линейной фильтрации; Q – объемный расход жидкости в единицу времени; μ – динамическая вязкость жидкости; F – площадь фильтрации; ΔP – перепад давления; L – длина пористой среды.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности k , который называют проницаемостью.

Единицы измерения проницаемости

В Международной системе (СИ) за единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па} \cdot \text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$.

Физический смысл размерности k (площадь) заключается в том, что проницаемость характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация.

Для оценки проницаемости на практике обычно пользуются единицей Дарси, которая приблизительно в 10^{12} раз меньше, чем проницаемость в 1 м^2 .

За единицу проницаемости в 1 Дарси (1 Д) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 см^2 и длиной 1 см при перепаде давления в $1 \text{ кгс}/\text{см}^2$ расход жидкости вязкостью 1 сП (сантипуаз) составляет $1 \text{ см}^3/\text{с}$. Величина, равная $0,001 \text{ Д}$, называется миллидарси (мД).

Проницаемость пород нефтяных и газовых пластов изменяется от нескольких миллидарси до $2\text{--}3 \text{ Д}$ и редко бывает выше.

В породах нефтяных и газовых месторождений одновременно присутствуют две или три фазы. При фильтрации проницаемость породы для одной какой-либо фазы меньше ее абсолютной проницаемости.

Исследования показывают, что фазовая и относительная проницаемости для различных фаз зависят от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы, физических и физико-химических свойств жидкостей и пористых сред.

Если часть пор занята какой-либо фазой, то ясно, что проницаемость породы для другой фазы становится меньше. Величина фазовой проницаемости определяется главным образом степенью насыщенности пор разными фазами. Породы-коллекторы бывают однородными и неоднородными. Неоднородность коллекторов влияет на особенности эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

4.3. Неоднородность горных пород

Проблема неоднородности горных пород на разных уровнях структурной организации вещества, заполняющего геологическое пространство, и при различных термодинамических условиях фундаментальна как для геологии и геофизики вообще, так и для отдельных их разделов, в т. ч. для нефтегазопромысловой геологии.

Правильная организация разведочных работ и подсчет запасов нефти и газа, нахождение оптимального варианта разработки и выработка наиболее эффективных мероприятий по ее регулированию, поиски путей повышения нефтеотдачи и продление срока безводной эксплуатации скважин, интерпретация результатов промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин – вот далеко не полный перечень задач, успешное решение которых существенно зависит от наших знаний неоднородности объектов разведки и разработки.

Геологические объекты характеризуются множеством свойств, специфичных с точки зрения распределения их

значений в геологическом пространстве, что порождает широкое разнообразие представлений о неоднородности одного и того же объекта, зависящих от того, по какому свойству (или совокупности свойств) мы будем изучать неоднородность. Определение геологической неоднородности должно включать указание на цели и задачи исследования.

Под неоднородностью понимается свойство нефтяного пласта-коллектора, обусловленное изменением его структурно-фациальных и литологических простых свойств, оказывающих влияние в основном на движение пластовой жидкости к забоям скважин и подлежащих учету при установлении потенциальных возможностей нефтяного пласта. Неоднородность бывает литологическая, гранулометрическая, упаковочная, цементационная, минеральная, проницаемостная, пористостная, объемная и площадная.

Для изучения неоднородности нефтяного пласта по распространению используются различные методические приемы. Проводится обширный комплекс исследований, в котором важная роль отводится детальной корреляции продуктивного пласта.

Простота геометрии получаемых геологических моделей пласта в результате корреляции не описывает часто всей сложности реальных пластов и может приводить к ошибочным представлениям об их строении. Это оказывает влияние на точность построения карт распространения по выделенным интервалам, а, следовательно, и на величину коэффициента охвата пласта процессом вытеснения, определяемого по упомянутым картам. Поэтому очень важно выбрать рациональную величину интервала при равномерном рассечении продуктивного пласта поверхностями, параллельными поверхности опорного репера. Известно, что при таком изучении продуктивного пласта возникают трудности при определении присутствия коллектора (неколлектора) в тех интервалах, где он распространен не полностью.

Проведенные исследования показали, что, как правило, наибольшие отклонения расчетных мощностей от фактических наблюдаются для слоев, соизмеримых с размерами заданных

сечений (21). При увеличении размера сечения отдельные тонкие слои коллектора (неколлектора) могут сливаться с выше- или нижележащими слоями в один более крупный слой, утратив свое первоначальное значение, или могут выпасть из разреза полностью, ухудшив фактическую характеристику разреза скважин за счет искусственного увеличения его непроницаемой (проницаемой) части.

Исходя из сказанного следует, что нельзя рекомендовать для любых горизонтов только одну величину сечения. Выбор сечения зависит от геологических особенностей строения пласта и, особенно, от степени его расчленения.

За основу при выборе размера сечений следует принимать размер, близкий к наименьшей мощности слоя коллектора (неколлектора), встреченного в разрезе изучаемого горизонта. Для установления такой мощности следует составлять статистические ряды значений мощности коллектора и неколлектора раздельно. Емкость интервала статистического ряда выбирается в зависимости от общей мощности горизонта и степени его расчленения. Минимальное значение мощности слоя коллектора (неколлектора) является предельной величиной интервала сечения. Однако указанная минимальная величина сечения может оказаться нерациональной, если частность появления ее будет менее 10 %. Эти рекомендации для максимального приближения к реальным условиям должны учитываться и при составлении ГСР.

Для изучения неоднородности пласта используют различные способы. Среди них следует отметить два: графический и аналитический.

Графический способ отображает неоднородность в виде различных карт, профилей и схем, наглядно характеризующих степень площадной и объемной неоднородностей пласта. Основные из них – карты распространения зональных интервалов или слоев, выделяемых в продуктивном пласте на основании детальной корреляции, а также геологические профили, построенные в различных направлениях и увязанные с упомянутыми картами. Для характеристики неоднородности по

пористости, проницаемости и мощности иногда строятся специальные карты.

Карты распространения зональных интервалов или слоев составляют в пределах площади, которая должна быть постоянной по размерам и форме для всех изучаемых интервалов. Обычно за таковую принимают площадь, ограниченную внешним контуром нефтеносности продуктивного пласта. Однако в случае необходимости постоянная площадь может быть ограничена любой линией, целесообразность местонахождения которой определяется с учетом требований проводимых исследований (например, блок самостоятельной разработки). На построенных зональных картах для систематизации выделяют участки распространения зонального интервала, слоя, характеризующиеся определенными условиями их расположения по отношению к воздействию на них пластового давления от естественного либо искусственного контура питания. За последний принимают ряды нагнетательных скважин. Условно все участки разделяют на три группы: непрерывную часть пласта, полулинзы и линзы (рис. 32).

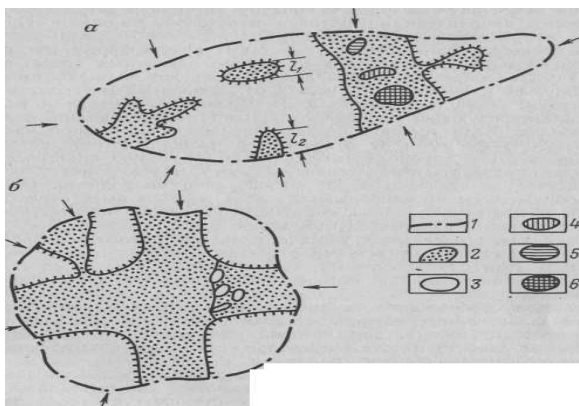


Рис. 32. Карта распространения слоя:

1 – условный контур; 2 – площадь распространения слоя (зонального интервала); 3 – линзы неколлектора; зоны слияния: 4 – с нижележащим слоем; 5 – с вышележащим слоем; 6 – с выше- и нижележащими слоями; l_1 и l_2 – длины линзы и полулинзы

Под линзами подразумеваются изолированные участки распространения зонального интервала, окруженные со всех сторон непроницаемыми породами. Полулинзами называют участки зонального интервала, открытые для поддержания пластового давления только с одной стороны. Непрерывная часть пласта имеет не менее двух выходов к контуру питания и характеризуется противоположными направлениями потоков пластовой жидкости. При определении этих направлений необходимо учитывать особенности конфигурации постоянной площади. Если площадь имеет вытянутую форму, непрерывной частью будут участки ее в виде различных полос, пересекающих площадь в поперечном направлении. Если же площадь имеет форму, приближающуюся к кругу, непрерывными частями следует считать участки, секущие площадь в направлениях, близких к радиальным, и также характеризующие противоположными направлениями потоков пластовых флюидов. Если граница распространения непрерывной части пласта имеет извилистую форму и от основной ее площади ответвляется участок, соединяющийся с ней узкой перемычкой, через которую практически не может свободно продвигаться пластовая жидкость, можно считать, что этот ответвленный участок является либо линзой, либо полулинзой. Примерно по тем же соображениям от непрерывной части должен быть отрезан участок, отделенный от нее группой линз, состоящих из непроницаемых пород, образующих своеобразный разделительный экран.

В ряде случаев отдельные участки площади одного зонального интервала могут соединяться с участками площади соседних интервалов, образуя одно целое. В этом случае считают, что указанные участки соседних интервалов образуют зоны слияния, которые необходимо учитывать при изучении неоднородности.

Графическое отображение неоднородности пласта в виде карт распространения зональных интервалов дает возможность наглядно оценивать степень прерывистости пласта, под которой подразумевается изменение литолого-физических свойств

пласта-коллектора, связанное с выклиниванием или замещением его непроницаемыми породами.

Аналитический способ отображения неоднородности дает возможность определять ее количественно с помощью различных зависимостей и показателей, обобщающих результаты изучения продуктивного пласта комплексом геолого-геофизических методов исследований.

Ниже приведен перечень основных аналитических зависимостей, характеризующих степень неоднородности пласта.

$K(S)$ – коэффициент распространения пласта-коллектора по площади

$$K(S) = \frac{\sum_{i=1}^M S_i}{MS},$$

где S – выбранная постоянная площадь; M – число зональных интервалов; S_i – площадь распространения непрерывной части полулинз и линз коллектора i -го зонального интервала в пределах постоянной площади.

Коэффициент $K(S)$ определяется для всего пласта в целом, а в случае необходимости — и для каждого зонального интервала в отдельности.

$K_3(S)$ – коэффициент замещения пласта-коллектора по площади

$$K_3(S) = 1 - K(S),$$

$K(V)$ — коэффициент распространения пласта-коллектора по объему

$$K(V) = \frac{\sum_{i=1}^M S_i h_i}{Sh},$$

где h_i – средняя мощность i -го зонального интервала; h – средняя общая мощность пласта в интервале от кровли самого верхнего до подошвы самого нижнего проницаемого слоя.

$K_3(V)$ – коэффициент замещения пласта-коллектора по объему

$$K_3(V) = 1 - K(V);$$

$K_{сл}$ – коэффициент слияния

$$K_{сл} = \frac{\sum_{i=1}^{M-1} K_i c_i}{M - 1},$$

где $K_{исл}$ — коэффициент слияния для двух смежных зональных интервалов.

Коэффициент слияния характеризует степень гидродинамической связи отдельных зональных интервалов между собой и определяется в процентах как для каждой пары смежных зональных интервалов, так и для всего продуктивного пласта.

K_p – коэффициент расчлененности

$$K_p = \frac{\sum_{i=1}^{\kappa} n_i}{N},$$

где n_i – число слоев в каждой i -й скважине; N – число скважин.

Коэффициент расчлененности представляет собой отношение суммарного числа проницаемых слоев, зональных интервалов, вскрытых всеми скважинами, к числу этих скважин. Он характеризует среднее число слоев-коллекторов продуктивного пласта, приходящихся на одну скважину, и определяется только по тем скважинам, в которых разрезы пласта содержат слои-коллекторы.

K_p – коэффициент песчанистости

$$K_{л} = \frac{h_{эф}}{h_{общ}},$$

где $h_{эф.}$ – эффективная мощность пласта в скважине; $h_{общ.}$ – общая мощность пласта в скважине, под которой подразумевается

суммарная мощность всех пород, слагающих продуктивный пласт от кровли до подошвы.

Коэффициент песчанистости характеризует долю коллектора (песчаного) в разрезе пласта и определяется только по тем скважинам, в которых продуктивный пласт содержит слои-коллекторы.

$\overline{V}_a$ – коэффициент, характеризующий доли объема непрерывной части пласта, полулинз и линз,

$$\overline{V}_a = \frac{\sum_{i=1}^M V_{ai}}{V_{\Pi}},$$

где индекс a обозначает соответственно непрерывную часть пласта, полулинзу или линзу; V_{Π} – полный объем проницаемой части пласта, получаемый в результате суммирования всех объемов линз, полулинз и непрерывной части пласта по всем зональным интервалам.

Доли объема пласта определяют по картам распространения отдельных зональных интервалов или слоев. На ранних стадиях проектирования или при определении коэффициента нефтеотдачи в процессе подсчета запасов нефти долю объема непрерывной части пласта приближенно можно найти косвенным способом, основанным на существовании корреляционной зависимости между долей объема непрерывной части пласта и коэффициентом песчанистости. В качестве примера такие зависимости были получены для семи горизонтов месторождения Узень и по ряду месторождений Поволжья [Борисов Ю.П., Рябинина З. К., Воинов В.В., 1976].

Известно, что неоднородность пласта влияет на технологические показатели разработки, в т. ч. на величину коэффициента нефтеотдачи.

Под коэффициентом вытеснения понимается отношение объема нефти, вытесняемого после продолжительной промывки из образца породы, к начальному содержанию нефти в нем. Этот коэффициент зависит от проницаемости, структуры пустотного пространства, скорости вытеснения, физико-химических свойств нефти и вытесняющей воды. По своей физической

сущности коэффициент вытеснения характеризует максимальную нефтеотдачу при длительной промывке образца породы. Нередко получаемую при этом нефть называют «подвижной нефтью», т. е. той, которая может извлекаться при режимах вытеснения нефти водой.

Под коэффициентом охвата заводнением понимается отношение части нефтенасыщенного объема пласта, занятого вытесняемой жидкостью, ко всему нефтенасыщенному объему пласта, из которого нефть может быть извлечена при бесконечной промывке, т. е. отношение промытой части объема пласта к объему подвижной нефти.

$K_{охв.з}$ зависит от количества вторгнувшейся воды, а, следовательно, от средней обводненности продукции скважин. В реальных пластах закачиваемая вода в первую очередь вытесняет нефть из высокопроницаемых слоев. Процесс вытеснения нефти из малопроницаемых слоев практически либо не происходит в начальный момент, либо происходит с малой скоростью. Поэтому на величину $K_{охв.з}$ влияет принятый при подсчете запасов нижний предел проницаемости.

Нередко для описания данного процесса некоторые авторы используют терминологию, справедливую строго для однородного пласта и одномерного движения жидкости. В этом случае при исследовании вводится коэффициент охвата пласта заводнением по площади, т. е. коэффициент площадного охвата заводнением. Под коэффициентом площадного охвата заводнением понимается отношение охваченной заводнением площади ко всей площади продуктивного пласта. Этот коэффициент растет с увеличением закачанной в пласт воды, но не отражает проницаемостную неоднородность пласта и непоршневое вытеснение нефти водой.

Рассмотренное выше относилось, по существу, к условию, при котором пласт принимается непрерывным. Известно, что реальные пласты имеют различную степень распространения, которая учитывается величиной коэффициента охвата процессом вытеснения $K_{охв.6m}$.

Ю.П. Борисовым, З.К. Рябининой, В.В. Воиновым (1970, 1976) было предложено разделять пласт, исходя из характера его распространения по отношению к контуру питания

(естественному или искусственному) на линзы, полулинзы и непрерывную часть пласта. На основании этого разделения была предложена модель прерывистого пласта, принимаемая при расчетах технологических показателей разработки. При этом степень прерывистости пласта в зависимости от принятой системы разработки, местоположения скважин (нагнетательных, добывающих) и характера распространения пласта оценивалась двумя коэффициентами – коэффициентом охвата процессом вытеснения и коэффициентом воздействия.

А.П. Крылов (1962), Ю.П. Борисов (1976) и другие исследователи под коэффициентом охвата пласта процессом вытеснения понимают отношение пустотного пространства продуктивного пласта, охваченного процессом вытеснения (т. е. находящегося под влиянием перепада давления), ко всему пустотному пространству пласта. Под коэффициентом воздействия (А.П. Крылов) понимает отношение суммарной нефтенасыщенной мощности продуктивных слоев, полностью или частично перфорированных и охваченных процессом вытеснения, к эффективной мощности. Коэффициент воздействия определяется по каждой скважине. При расчетах используется средний коэффициент, как для всей системы расположения скважин, так и для каждого ряда в отдельности. Некоторые исследователи под этим коэффициентом понимают коэффициент охвата по мощности. Коэффициент охвата процессом вытеснения и коэффициент воздействия различны как по своей сущности, так и по способу определения и назначения. Коэффициент охвата пласта процессом вытеснения влияет на текущие и накопленные отборы и на величину текущего и конечного коэффициента нефтеотдачи при заданном проценте обводнения, но не влияет на время разработки.

Коэффициент воздействия практически является временным показателем, оказывает влияние на величину перепада давления в охваченном процессом вытеснения объеме, а следовательно, и на время разработки. В однородной системе при условии полной перфорации слоев эти коэффициенты одинаковы по величине.

Обычно выделяют два основных вида геологической неоднородности продуктивных пластов: микронеоднородность и макронеоднородность.

4.4. Микронеоднородность

Микронеоднородность продуктивного пласта – это показатель изменчивости коллекторских свойств среды, насыщенной углеводородами, – проницаемости, пористости, нефтегазонасыщенности, вещественного состава и др. Выделяют следующие виды микронеоднородности: диалогическую, гранулометрическую, упаковочную, цементационную, минеральную, по проницаемости, по пористости. Наибольший интерес представляет микронеоднородность по проницаемости – зональная и послойная.

Зональная микронеоднородность связана с изменчивостью проницаемости (гидропроводности) продуктивного пласта по площади его распространения. Она оказывает определяющее влияние на продуктивность (дебиты) скважин, расположенных на разных участках залежи. Зональная микронеоднородность отображается графическим путем на картах распространения зон пласта с разными фильтрационными свойствами с помощью изолиний или зон с определенным диапазоном изменения фильтрационного параметра.

Послойная микронеоднородность связана с наличием в разрезах пластов-коллекторов прослоев разной проницаемости. Она определяет характер обводнения пластов и скважин в процессе их разработки. Послойная микронеоднородность количественно оценивается путем обработки результатов керновых данных методами математической статистики.

4.5. Макронеоднородность

Под **макронеоднородностью** продуктивных пластов понимают пространственное распределение коллекторов и неколлекторов в объеме залежи (эксплуатационного объекта). Выделяются два основных проявления макронеоднородности:

- 1) расчлененность продуктивного горизонта на разобщенные пласты и прослои;
- 2) прерывистость отдельных пластов и прослоев по площади.

Расчлененность продуктивного горизонта (объекта разработки) сказывается главным образом на охвате воздействием пород-коллекторов по разрезу и является определяющим фактором при выделении эксплуатационных объектов.

Прерывистость отдельных пластов и прослоев по площади характерна для литологических залежей. Литологическое ограничение залежей может быть обусловлено выклиниванием пласта по восстанию слоев, литолого-фациальным замещением пласта плохо проницаемыми породами и другими причинами. На стадии поисков оба вида ограничения могут быть установлены лишь в тех случаях, когда на залежи до первой продуктивной скважины были пробурены одна или несколько непродуктивных скважин.

По толщине макронеоднородность проявляется в присутствии в разрезе горизонта нескольких продуктивных пластов и прослоев коллекторов – обычно в разном количестве на различных участках залежей – вследствие наличия мест их слияния, отсутствия в разрезе некоторых пластов. Соответственно макронеоднородность проявляется и в изменчивости толщины горизонта в целом.

Графически макронеоднородность по вертикали (по толщине объекта) отображается с помощью профилей и схем детальной корреляции.

По простиранию макронеоднородность изучается по каждому из выделенных в разрезе горизонта пластов-коллекторов. Она проявляется в изменчивости их толщин вплоть до нуля, т. е. наличии зон отсутствия коллекторов (литологического замещения или выклинивания).

Существуют следующие количественные показатели, характеризующие макронеоднородность пласта по разрезу и по площади:

- **коэффициент расчлененности**, показывающий среднее число пластов (прослоев) коллекторов в пределах залежи;
- **коэффициент песчанистости**, показывающий долю объема коллектора (или толщины пласта) в общем объеме (толщине) залежи;
- **коэффициент литологической связанности**, оценивающий степень слияния коллекторов двух пластов, $K_{св} = F_{св} / F_k$, где $F_{св}$ – суммарная площадь участков слияния; $F_{св}$ – площадь распространения коллекторов в пределах залежи;
- **коэффициент распространения коллекторов на площади залежи**, характеризующий степень прерывистости их залегания, $K_{расп} = F_k / F$, где F_k – суммарная площадь зон распространения коллекторов пласта;

- **коэффициент сложности границ** распространения коллекторов пласта, $K_{сл} = L_{кол} / П$, где $L_{кол}$ – суммарная длина границ участков с распространением коллекторов; $П$ – периметр залежи (длина внешнего контура нефтеносности);

Изучение макронеоднородности позволяет решать следующие задачи при подсчете запасов и проектировании разработки:

- моделировать форму сложного геологического тела (пород-коллекторов), служащего вместилищем нефти или газа;
- выявлять участки повышенной толщины коллекторов, возникающей в результате слияния прослоев (пластов), и соответственно возможные места перетока нефти и газа между пластами при разработке залежи;
- определять целесообразность объединения пластов в единый эксплуатационный объект;
- обосновывать эффективное расположение добывающих и нагнетательных скважин;
- прогнозировать и оценивать степень охвата залежи разработкой;

Микронеоднородность продуктивных пластов выражается в изменчивости емкостно-фильтрационных свойств в границах присутствия коллекторов в пределах залежи углеводородов.

Промысловой геологией изучается неоднородность по проницаемости, нефтенасыщенности и при необходимости по пористости. Для изучения микронеоднородности используют данные определения этих параметров по образцам пород и геофизическим данным.

Для оценки характера и степени микронеоднородности продуктивных пластов применяют два основных способа – *вероятностно-статистический*, базирующийся на результатах изучения керна, и *графический*, использующий данные интерпретации геофизических исследований скважин.

Изучение микронеоднородности позволяет:

- определять кондиционные пределы параметров продуктивных пород;
- прогнозировать при проектировании разработки характер и темп включения в работу различных частей залежи и соответственно процесс обводнения скважин и добываемой продукции из залежи в целом;

- оценивать охват пластов воздействием, выявлять участки, не вовлеченные в разработку, и обосновать мероприятия по улучшению использования недр

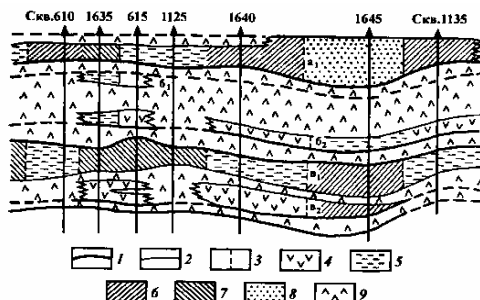


Рис. 33. Отображение макро- и микро неоднородностей на геологическом разрезе:

Кровля и подошва: 1 – пласта; 2 – прослая; 3 – условные границы между частями пласта с различной проницаемостью;
 проницаемость, мкм2: 4 – $< 0,01$; 5 – $0,01-0,05$; 6 – $0,05-0,1$;
 7 – $0,1-0,4$; 8 – $> 0,04$; 9 – непроницаемые породы;
 а–з – индексы пластов

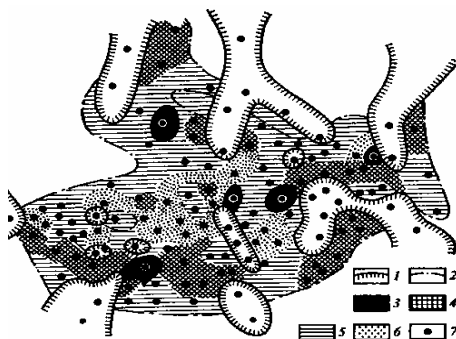


Рис. 34. Фрагмент карты распространения коллекторов разной продуктивности пласта:

1 – граница зоны распространения коллекторов; 2 – внешний контур нефтеносности, коллекторы; 3 – непродуктивные;
 4 – низкопродуктивные; 5 – среднепродуктивные;
 6 – высокопродуктивные; 7 – скважины

4.6. Породы-покрышки

Кроме пород-коллекторов существуют породы слабо проницаемые, или практически непроницаемые. Такие породы называются породами – *флюидоупорами (покрышками)*. Роль пород-нефтегазоводоупоров выполняют глины, аргиллиты, глинистые алевролиты, глинистые известняки, гипсы, ангидриты и соли. Соляно-ангидритовые покрышки служат наиболее надежными экранами, несколько худшими экранирующими свойствами обладают глинистые и глинисто-карбонатные породы, весьма слабыми непроницаемыми перекрытиями являются алевролитоглинистые породы.

Надежность экранов во многом определяется характером флюидов в подстилающих залежах. Наиболее подвижны газообразные углеводороды. Поэтому покрышки, перекрывающие газовую залежь, должны обладать лучшими экранирующими свойствами по сравнению с покрышками, перекрывающими нефтяную залежь.

Глинистые покрышки. Глины и глинистые породы весьма различны по своим экранирующим свойствам, т. к. отличаются разнообразием физико-химических, минералогических, гранулометрических характеристик. У глин каолинового состава наблюдается наибольшая диффузионная и фильтрационная проницаемость, а у глин монтмориллонитового состава – наименьшая, наилучшими экранирующими свойствами обладают толщи с большим количеством монтмориллонитовых частиц. Степень однородности глин имеет важную роль в оценке экранирующих свойств покрышек. Присутствие прослоев песчаников и алевролитов ухудшает качество экранирующей толщи. С возрастанием содержания в глинах алевроитовой примеси и увеличением размеров поровых каналов проницаемость возрастает. Надежность глинистых покрышек обеспечивает низкая проницаемость, так как размер поровых каналов глинистых пород мал, и для фильтрации через них нефти и газа требуются большие давления. С увеличением глубины и уплотнением глин качество глинистой покрышки снижается. С ростом плотности глин их проницаемость уменьшается. По мере уменьшения проницаемости глин, растет перепад давлений, необходимый для прорыва через них газа.

Увеличение мощности покрывки значительно улучшает ее изоляционные качества и способствует удержанию залежи с большими высотами.

Соляно-ангидритовые покрывки. Соленосные толщи являются надежными покрывками для залежей нефти и газа. Пластичность каменной соли, способность ее деформироваться без нарушения сплошности делают эту горную породу надежным непроницаемым изолятором. Она является основным породообразующим минералом соленосных толщ. Нередко в них в виде включений или прослоев содержатся калийные и другие соли, однако они занимают весьма подчиненное положение.

Соленосные отложения обычно сопровождаются пачками ангидритов, которые подстилают и покрывают соли, а иногда и переслаиваются с ними. Ангидриты значительно более хрупки по сравнению с солью и не являются такими надежными экранами. Благодаря прозрачности каменной соли в ней ясно видны под микроскопом детали строения, объемные формы включений, в т. ч. газообразных и жидких, а также многочисленные трещины. Одни трещины заполнены минеральными образованиями, другие – полые. Те и другие нередко бывают пережаты: под действием пластических деформаций их стенки местами смыкаются, и трещины, теряя сообщаемость, перестают быть проводящими. Этим и обусловлены экранирующие свойства солей. Соль в определенных условиях может быть и проницаемой: при растяжении пережатия и разобщения систем трещин не происходит. Они остаются открытыми и могут пропускать различные флюиды, в т. ч. газ и нефть. Об этом свидетельствует выполнение трещин различными вторичными образованиями иногда с включениями битума и газа. Пластичность каменной соли резко снижается от различных механических примесей, иногда даже в случае ничтожного их содержания. Подобным же образом действует повторная смена тектонических напряжений расслаблением. Совокупность этих причин снижает пластичность соли и приближает ее по свойствам к хрупкому телу.

Тектонические движения играют значительную роль в прорыве газа через соленосную толщу. В зонах региональных разломов порода при неоднократном и длительном воздействии

нагрузок подвергается периодическому уплотнению и разуплотнению, теряет первоначальные пластические свойства и значительно упрочняется, становясь более хрупкой. Тектонические подвижки в зонах разломов, сопровождающиеся общим напряжением растяжения, вызывают «раскрытие» систем трещин, по которым становится возможным переток газа из нижележащих отложений. Соленосные толщи приурочены к определенным стратиграфическим горизонтам и географическим поясам, связываются с эпохами затуханий наиболее интенсивных движений земной коры, имеют региональное распространение и значительные мощности.

4.7. Классификация покрышек по Э.А. Бакирову

В основе классификации покрышек лежит несколько принципов (24).

1. *По площади распространения* покрышки делятся на:

Региональные – распространены в пределах нефтегазональной провинции или большей ее части, характеризуются значительной мощностью и лито-логической выдержанностью.

Субрегиональные – распространены в пределах нефтегазональной области или большей ее части;

Зональные – распространены в пределах зоны или района нефтегазонакопления;

Локальные – распространены в пределах отдельных местоскоплений, обуславливают сохранность отдельных залежей.

2. *По соотношению с этажами нефтегазональности:*

Межэтажные – перекрывают этаж нефтегазональности в моноэтажных местоскоплениях или разделяют их в полиэтажных местоскоплениях;

Внутриэтажные – разделяют продуктивные горизонты внутри этажа нефтегазональности.

3. *По литологическому составу:*

Однородные (глинистые, карбонатные; галогенные) – состоят из пород одного литологического состава;

Неоднородные: 1) смешанные (песчано-глинистые; глинисто-карбонатные; терригенно-галогенные и др.) – состоят из пород различного литологического состава, не имеющих

четко выраженной слоистости, 2) *расслоенные* – состоят из чередования прослоев различных литологических разностей пород.

К факторам, снижающим экранирующие свойства пород-флюидоупоров, относятся: трещиноватость, неоднородность, малая мощность и большая глубина залегания.

Трещиноватость в породах – флюидоупорах снижает их экранирующие свойства. Например, в зонах региональных разломов первоначальные пластичные свойства глин и солей утрачиваются, они становятся хрупкими, с раскрытыми трещинами, могут пропускать флюиды.

Степень однородности покрышек играет важную роль в экранирующих свойствах: присутствие прослоев песчаников и алевролитов ухудшает их качество. Алевролитовая примесь при увеличении ее содержания в глинах оказывает влияние на структуру порового пространства. Более чистые разности глин уплотняются интенсивней и характеризуются преимущественно тонкими сечениями поровых каналов, а также низкой проницаемостью. Чем больше *мощность покрышки*, тем выше ее изолирующие качества и способность удерживать залежи с большими высотами. Абсолютно непроницаемых для нефти и газа покрышек в природе не существует. В.П. Савченко на основе экспериментальных работ установил, что глинистая покрышка удерживает только такую залежь, избыточное давление в которой меньше перепада давлений, обуславливающего начало фильтрации флюидов сквозь эту покрышку. Большая часть горных пород имеет средние изолирующие свойства, т. е. они не позволяют флюидам мигрировать по породе, и в то же время не могут надежно удержать их. Такие породы называют *ложными покрышками*. Коллекторские и изолирующие свойства зависят не только от особенностей породы, но и от состояния флюидов внутри нее, давления и температуры, при которых они находятся. Характеристики коллекторов и флюидоупоров меняются с глубиной часто неоднозначно и непредсказуемо. Например, коллекторские свойства карбонатных пород улучшаются за счет выщелачивания и образования каверн, растворения карбонатного цемента. Глинистые породы часто обезвоживаются и растрескиваются. А в терригенных породах обломочные частицы уплотняются, ближе

прилегают друг к другу, в результате чего коллекторские свойства породы ухудшаются. С уверенностью можно утверждать только то, что ни идеальных флюидопоров, ни идеальных коллекторов в природе не существует.

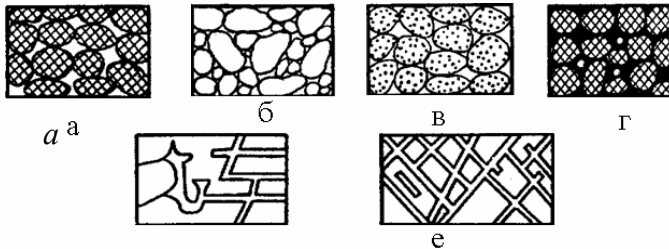


Рис. 35. Виды коллекторов:

а, б, в, г – поровые коллекторы: а – высокопористый, образованный хорошо отсортированными частицами; б – плохо отсортированная низкопористая порода; в – хорошо отсортированная высокопористая порода сложенная проницаемыми частицами; г – хорошо отсортированная сцементированная порода; д – каверновые поры; е – трещинные поры

4.8. Нетрадиционные коллекторы

Понятие о традиционных и нетрадиционных коллекторах условно и соотносится со временем, местом, и научной позицией. В самом широком смысле к нетрадиционным относятся коллекторы с не гранулярной пористостью. Как правило, это толщи, сложенные глинистыми, кремнистыми, вулканогенными, интрузивными, метаморфическими породами.

Коллекторы в глинах возникают как зоны разуплотнения вследствие преобразования глинистых минералов, выделения связанной воды, генерации из органического вещества жидких продуктов и газов. При этом какой-то участок породы, вследствие роста внутреннего давления, пронизывается системой трещин и возникает природный резервуар, ограниченный со всех сторон менее измененными породами. Трещины возникают преимущественно по наложению пород. Иногда эти участки, на первый взгляд, никак не связаны с тектоническими особенностями

региона, но зато в их размещении угадывается приуроченность к закономерным зонам, связанным с ротационными силами. По мнению Ю.К. Бурлина, так образовались резервуары в баженовской карбонатно-глинисто-кремнистой толще верхней юры в Западной Сибири (Салымское месторождение) и другие, в майкопской глинистой серии Ставрополя (Журавское месторождение). Сходным образом возникают резервуары в глинисто-карбонатных богатых органическим веществом так называемых доманикоидных, или доманиковых толщах. При отборе нефти трещины в баженовской свите смыкаются, т. е. эти коллекторы являются «одноразовыми», их нельзя использовать для строительства подземных хранилищ (5,7,9).

В кремнистых биогенных толщах гранулярный биопустотный коллектор поначалу создается ажурной структурой створок диатомовых водорослей и других сложенных опалом организмов. Затем при минеральной трансформации опала возникает глобулярная (шаровая) структура, которая растрескивается и создается связная система трещин, аналогичная описанной ранее. Так образуются коллекторы в кремнистых породах формации Монтерей миоцена на шельфе Калифорнии (месторождение Пойнт-Аргуаль), на Сахалине.

В вулканогенных породах пустотное пространство образуется при выходе газа из лавового материала, или при вторичном выщелачивании. Примерами нефтегазоносных нефтеносных вулканических толщ служит осадочно-туфогенный комплекс Восточной Грузии и Западного Азербайджана, формация «зеленых туфов» в Японии.

Нефтегазоносность **фундамента платформ**, как правило, бывает связана со вторично измененными магматическими и метаморфическими породами в их корах выветривания, в зонах проработки гидротермальными растворами и другими вторичными изменениями. Притоки нефти из резервуаров такого типа получены из гранитно-метаморфических пород, залегающих в Шаимском районе Западной Сибири, Оймаша на Южном Мангышлаке, Белый Тигр на Вьетнамском шельфе.

5. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ, ВОДЫ И ГАЗА В ПЛАСТЕ. ДВИЖЕНИЕ В КОЛЛЕКТОРЕ СМЕСИ НЕФТИ, ВОДЫ И ГАЗА В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

В условиях реальных пластов возникают различные виды многофазных потоков – движение смеси нефти и воды, фильтрация газированной жидкости или трехфазный поток нефти, воды и газа одновременно. Каждый из этих потоков изучен экспериментально. Результаты исследований обычно изображают в виде графиков зависимости относительных проницаемостей от степени насыщенности порового пространства различными фазами (как основного фактора, определяющего значение относительной проницаемости). Эти зависимости широко используются в теории и практике разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Простейший их анализ позволяет сделать важные выводы о закономерностях притока нефти, воды и газа в скважины. Они используются при определении дебитов скважин, прогнозировании поведения пласта и режима работы скважин по мере эксплуатации залежи, при проектировании процесса разработки месторождений и решении многих технологических задач эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Рассмотрим вначале графики двухфазного потока (2, 4).

5.1. Движение смеси нефти и воды

Если в несцементированном песке содержится 20 % воды, относительная проницаемость для нее все еще остается равной нулю (т. е. вода является неподвижной фазой). Это связано с тем, что при небольшой водонасыщенности вода удерживается в мелких и тупиковых порах, в узких местах контактов зерен, не участвующих в фильтрации жидкостей, а также в виде неподвижных местных пленок и микрокапель располагается на поверхности породы. В некоторой части пор она все же содержится и поэтому фазовая проницаемость по нефти вскоре

после начала увеличения водонасыщенности быстро уменьшается и в присутствии 30 % связанной воды относительная проницаемость для нефти снижается уже в два раза. Из этого следует, что необходимо беречь нефтяные пласты и забои скважин от преждевременного обводнения. При проникновении в породу фильтрата бурового раствора возрастает их водонасыщенность в наиболее узкой части потока (в призабойной зоне пласта). В результате значительно уменьшается относительная проницаемость пород для нефти, а также уменьшается дебит скважины. Водные фильтраты бурового раствора (не обработанного специальными веществами) обычно прочно удерживаются породами вследствие гидрофильных свойств последних и плохо удаляются из пор пласта при освоении скважин. Поэтому теории фазовой проницаемости, смачиваемости и взаимодействия фильтрата бурового раствора с породой используются при разработке рецептуры растворов, применяемых для вскрытия продуктивных пластов и обеспечивающих сохранение естественных фильтрационных свойств пород.

Если водонасыщенность песка S составляет 80 %, относительная проницаемость для нефти уже равна нулю. Это означает, что при вытеснении нефти водой из несцементированных песков остаточная нефтенасыщенность составляет не менее 20 %, а в песчаниках, как увидим далее, оказывается еще большей. Нефть в таком случае прочно удерживается в породе капиллярными и другими силами.

Изменение физико-химических свойств жидкостей влияет на движение фаз. Известно, например, что с уменьшением поверхностного натяжения нефти на разделе с водой снижается капиллярное давление и увеличивается подвижность нефти и воды, в результате увеличиваются относительные проницаемости породы для жидкости.

Аналогично можно установить изменение относительных проницаемостей среды при совместной фильтрации нефти со щелочными и сильно минерализованными хлоркальциевыми водами. Поверхностное натяжение нефти и капиллярное давление менисков на границе со щелочными водами меньше,

чем на границе с хлоркальциевыми. Щелочная вода способствует лучшему отделению пленок нефти от породы, и в результате относительные проницаемости на всем интервале изменения водонасыщенности оказываются большими и для нефти и для щелочной воды.

При высокой проницаемости пород с изменением вязкости нефти соотношение относительных проницаемостей для жидкостей изменяется незначительно. Оно зависит только от насыщенности.

Для пород малой проницаемости влияние соотношения вязкостей нефти и воды исследовано пока недостаточно. Количественно мало изучена также зависимость относительных проницаемостей от других свойств пластовой системы и условий вытеснения (проницаемости, состава жидкостей и пород, содержания остаточной воды и т. д.). Вероятные же изменения относительных проницаемостей от этих факторов можно установить, исходя из особенностей, которые при этом возникают в процессе движения смесей нефти и воды. Если с изменением какого-либо свойства системы увеличивается подвижность смеси нефти и воды, уменьшаются прилипаемость жидкостей к стенкам поровых каналов и сопротивление среды потоку, то относительные проницаемости пористой среды для нефти и воды растут. Изменения свойств пластовой системы, сопровождающиеся ухудшением условий фильтрации фаз, приводят к уменьшению относительных проницаемостей породы для нефти и воды.

Эффективная и относительные проницаемости для различных фаз находятся в тесной зависимости от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы и физико-химических свойств жидкостей.

При содержании воды в несцементированном песке до 26–28 % относительная проницаемость для неё остается равной нулю. Для других пород: песчаников, известняков, доломитов, процент остаточной водонасыщенности как неподвижной фазы еще выше.

При возрастании водонасыщенности до 40 % относительная проницаемость для нефти резко снижается, почти

в два раза. При достижении величины водонасыщенности песка около 80 % относительная фазовая проницаемость для нефти будет стремиться к нулю.

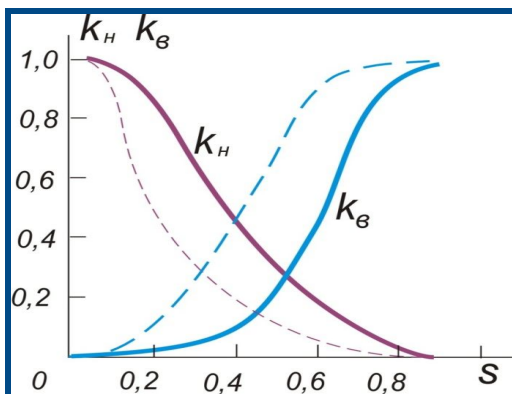


Рис. 36. Зависимость относительной проницаемости от водонасыщенности

$$k_n = \frac{k_{нф}}{k}$$

$$k_v = \frac{k_{вф}}{k}$$

С уменьшением проницаемости (например, при одинаковом значении пористости) повышается суммарная поверхность поровых каналов. Это означает, что вода, чаще всего смачивающая поверхность породы, лучше, чем нефть, начнет фильтроваться в пористой среде с пониженной проницаемостью при больших значениях водонасыщенности.

Малопроницаемые породы меньше отдают нефть, т. к. подвижность ее и воды в этих породах невысока. Поэтому линии проницаемостей располагаются ниже, чем соответствующие кривые, полученные для пористых сред большой проницаемости.

Сумма эффективных проницаемостей фаз обычно меньше величины/абсолютной проницаемости породы, а относительная проницаемость изменяется от нуля до единицы.

Следовательно, относительные фазовые проницаемости в общем случае являются функциями водонасыщенности и безразмерного комплекса.

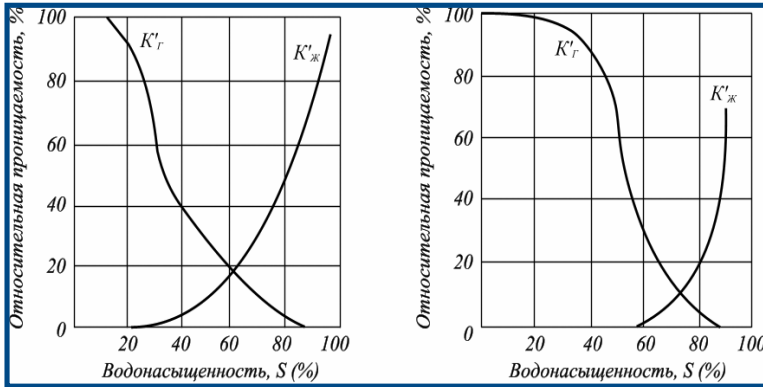


Рис. 37. Зависимость относительной проницаемости по газу от водонасыщенности для песка и песчаника

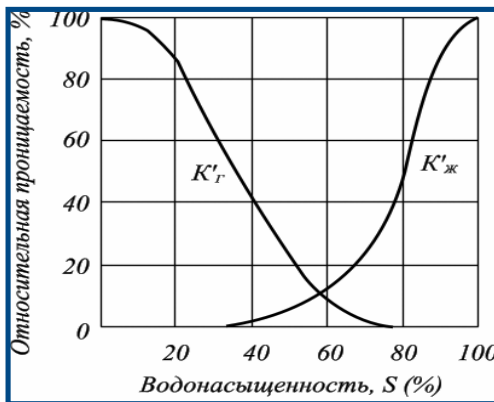


Рис. 38. Зависимость относительной проницаемости по газу от водонасыщенности для известняка и доломита

- Водонасыщенность (S_v) характеризует отношение объема открытых пор, заполненных водой, к общему объему пор горной породы

$$S_B = \frac{V_B}{V_{\text{пор}}} \times 100, \%; \quad S_H = \frac{V_H}{V_{\text{пор}}} \times 100, \%; \quad S_G = \frac{V_G}{V_{\text{пор}}} \times 100, \%.$$

$$S_B + S_H + S_G = 1,$$

где S_B – водонасыщенность; S_H – нефтенасыщенность; S_G – газонасыщенность.

Для сформированных нефтяных месторождений остаточная водонасыщенность изменяется в диапазоне от **6 до 35 %**.

Нефтенасыщенность (S_H), равная **65 %** и выше (**до 90 %**) пласта считается хорошим показателем залежи.

Вода с увеличением её содержания в пористой среде приблизительно от 30 до 60 % не влияет на фильтрацию газа. При водонасыщенности до 60 % из пласта можно добывать чистый газ.

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

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

- Область существования трёхфазного потока (совместного движения в потоке всех трёх систем) для нецементированных песков находится в пределах насыщенности: нефтью от 23 до 50 %, водой от 33 до 64 %, газом от 14 до 33 %.

В заключение следует отметить, что при движении нефти и воды (так же, как и при фильтрации любых других фаз) в пористой среде их относительные объемные скорости течения (водонефтяной фактор) определяются не только относительной проницаемостью, но соотношением вязкости фаз.

Движение смеси нефти, воды и газа в пористой среде. Экспериментально изучался поток при одновременном содержании в пористой среде нефти, воды и газа. Опытами установлено, что в зависимости от объемного насыщения порового пространства различными компонентами возможно одно-, двух-

и трехфазное движение. Результаты опытов обычно изображают в виде треугольных диаграмм.

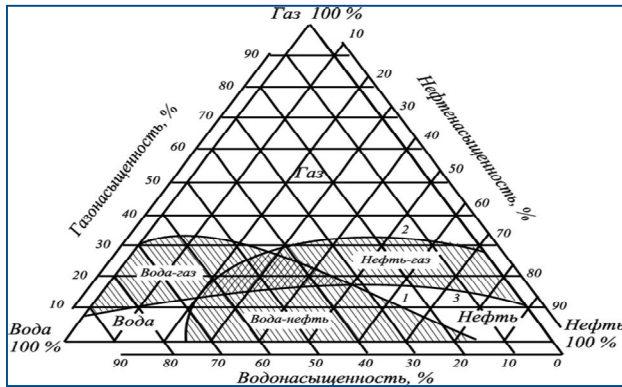


Рис. 39. Треугольная диаграмма трехфазного потока

5.2. Зависимость проницаемости от пористости и размера пор

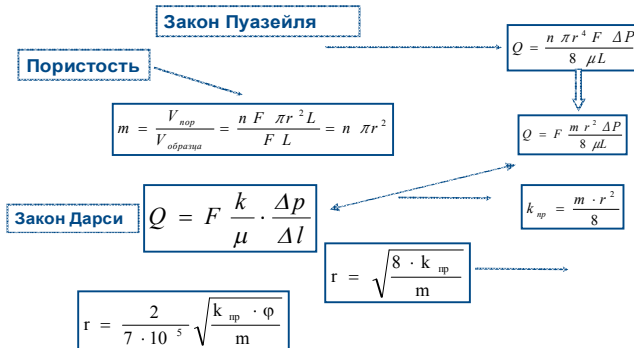
Прямой зависимости между проницаемостью и пористостью горных пород не существует. Например, трещиноватые известняки, имеющие малую пористость, часто обладают большой проницаемостью и, наоборот, глины, иногда характеризующиеся высокой пористостью, практически непроницаемы для жидкостей и газов, т. к. их поровое пространство складывается каналами субкапиллярного размера. Однако на основании среднестатистических данных можно сказать, что, как правило, более проницаемые породы часто и более пористые.

Проницаемость пористой среды зависит преимущественно от размера поровых каналов, из которых складывается поровое пространство. Поэтому изучению структуры, строения и размеров пор уделяется большое внимание.

Зависимость проницаемости от размера пор можно получить путем приложения законов Дарси и Пуазейля к

пористой среде, которую представим в виде системы трубок одинакового сечения (2).

• Зависимость проницаемости от пористости



ϕ — структурный коэффициент, учитывающий извилистость порового пространства (1,7 – 2,6)

Проницаемость, адсорбционная способность, содержание остаточной (реликтовой) воды и т. д. зависят от удельной поверхности нефтеносных пород. Поэтому в крупнозернистой породе с относительно небольшой удельной поверхностью молекулы, находящиеся на поверхности, почти не влияют на процесс фильтрации, т. к. их число весьма мало по сравнению с числом молекул, находящихся внутри объема жидкости. Если же пористая среда имеет большую удельную поверхность, то число поверхностных молекул жидкости возрастает и становится сравнимым с числом объемных молекул. Поэтому поверхностные явления в малопроницаемой породе могут оказать более значительное влияние на процесс фильтрации жидкости, чем в крупнозернистой.

Таким образом, удельная поверхность представляет одну из важнейших характеристик горной породы.

5.3. Коллекторские свойства трещиноватых пород

Трещиноватость горных пород обуславливается наличием в них трещин, не заполненных твердым веществом. Залежи,

связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены большей частью к плотным карбонатным коллекторам, а в некоторых районах и к терригенным отложениям. Наличие разветвленной сети трещин, пронизывающих эти плотные коллекторы, обеспечивает значительные притоки нефти к скважинам.

Качество трещиноватой горной породы как коллектора определяется густотой и раскрытостью трещин.

По величине раскрытости трещин в нефтегазопромысловой геологии выделяют *макротрещины* шириной более 40–50 мкм и *микротрещины* шириной до 40–50 мкм.

Макротрещиноватость в основном свойственна карбонатным коллекторам. Изучение макротрещиноватости проводят на основе визуального исследования стенок скважины по фотографиям, полученным с помощью глубинных фотокамер, а также по данным гидродинамических исследований скважин. **Микротрещиноватость** изучают на образцах – на больших шлифах с площадью до 2000 мм² или крупных образцах кубической формы со стороной куба 5 см.

Вследствие совершенствования методов исследования коллекторов нефтяных месторождений и накопления богатого промыслового материала в последние годы стало известно, что во многих залежах коллекторские свойства пластов характеризуются не только обычной межзерновой пористостью, но в значительной степени также и наличием большого количества трещин.

Иногда емкость коллектора и промышленные запасы нефти в нем определяются преимущественно объемом трещин.

Залежи, связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены большей частью к плотным карбонатным породам, а в некоторых районах (Восточные Карпаты, Иркутский район и др.) и к терригенным отложениям. Пласты этих месторождений сложены плотными породами, очень часто не способными практически фильтровать сквозь себя жидкости (т. е. обладающими низкой межзерновой проницаемостью). Вместе с тем из них получают значительные притоки нефти к скважинам,

что обеспечивается наличием разветвленной сети трещин, пронизывающих эти коллекторы.

Существуют различные мнения о том, что составляет емкость трещиноватого коллектора. По мнению некоторых исследователей, емкость трещиноватого коллектора определяется только объемом трещин, а, по мнению других, (в настоящее время наиболее признанному) она обуславливается пустотами трех видов.

1. Межзерновым поровым пространством. Величина пористости блоков обычно невелика (2–10 %).

2. Кавернами и микрокарстовыми пустотами. Пористость, слагаемая пустотами этого вида, характерна для карбонатных пород, где она составляет значительную часть (13–15 %) полезной емкости трещинного коллектора.

3. Пространством самих трещин, составляющих трещинную пористость. Пустоты этого вида составляют десятые и сотые доли процента относительно объема трещиноватой породы. Пока известно мало залежей, где трещинная пористость оказалась бы соизмеримой с объемом добываемой из них нефти. Чаще всего трещины, по-видимому, играют в основном роль путей фильтрации нефти и газа, связывающих воедино межзерновое пространство блоков, пустоты каверн и микрокарстов.

5.4. Кавернозность

Кавернозность горных пород обуславливается существованием в них вторичных пустот в виде каверн. Кавернозность свойственна карбонатным коллекторам.

Следует различать *микрокавернозные* и *макрокавернозные* породы.

К первым относятся породы с большим количеством мелких пустот с диаметром каверн (пор выщелачивания) до 2 мм, ко вторым – с рассеянными в породе более крупными кавернами, вплоть до нескольких сантиметров.

Средняя пустотность *микрокавернозных* пород обычно не превышает 13–15 %, но может быть и больше.

Макрокавернозные коллекторы в чистом виде встречаются редко, их пустотность достигает не более 1–2 %. При больших толщинах продуктивных карбонатных отложений и при такой емкости коллектора запасы залежей могут быть весьма значительными.

Коэффициент кавернозности **Кк** равен отношению объема каверн **VK** к видимому объему образца **Vобр**:

$$K_k = VK / V_{обр}.$$

Если порода целиком кавернозна,
то

$$K_k = (V_{обр} \cdot V_{мин} / V_{обр}.),$$

где $V_{мин}$ – объем минеральной части породы.

Исходя из вышеизложенных основных коллекторских свойств, обуславливающих емкость и пути фильтрации в трещиноватых коллекторах, последние можно подразделить на следующие основные виды.

1. Коллекторы кавернозного типа. Емкость пород складывается из полостей каверн и карстов, связанных между собой и скважинами системой микротрещин. Приурочены в основном к карбонатным породам. Фильтрация жидкостей и газов в них осуществляется по микротрещинам, соединяющим мелкие каверны.

2. Коллекторы трещиноватого типа. Емкость коллектора определяется в основном трещинами. Коллекторы такого типа приурочены к карбонатным породам, а также к плотным песчанникам, хрупким сланцам и другим плотным породам. Фильтрация нефти и газа происходит только по системам микротрещин с раскрытостью свыше 5–10 мкм. Такие виды коллекторов пока мало распространены.

3. Коллекторы смешанные, представляющие собой сочетания и переходы по площади и по разрезу трещиноватого или кавернозного коллекторов с нормальными. Коллекторы этого вида имеют, по-видимому, широкое распространение.

Установлено, что закономерности развития трещиноватости в горных породах связаны с тектоникой и направлением дизъюнктивных дислокаций и трещиноватость, как правило, выражена правильными геометрическими системами трещин.

По результатам исследований Е.М. Смехова и других сеть трещин обычно состоит из двух основных систем вертикальных нарушений сплошности, обладающих двумя взаимно перпендикулярными направлениями. Иногда сетка представляется одной системой горизонтальных трещин по отношению к плоскостям напластования (тонкослоистые и сланцеватые породы) или системой трещин с различной ориентацией (глины). Значительная же часть систем трещин имеет падения, близкие к вертикальным (относительно слоистости пород).

Часто наблюдается ориентированность трещиноватости по странам света. Простираие систем трещиноватости в общем согласуется с основным направлением крупных тектонических деформаций. В отдельных районах основные системы трещиноватости совпадают по всей толще осадочных пород независимо от их возраста (2).

Все это дает основание полагать, что ориентированность величины проницаемости отдельных участков продуктивных пластов относительно залежи, по-видимому, объясняется ориентированной системой трещин и зависимостью между направлениями основных систем трещиноватости и простираниями складок. Это подтверждается совпадением линий, соединяющих скважины с относительно большими дебитами, с направлением простирания основных систем трещиноватости.

Методика исследования коллекторских свойств трещиноватых горных пород имеет свои особенности. Их качества как коллектора характеризуются густотой и раскрытостью трещин, которые определяют трещинную пористость и проницаемость, обусловленную наличием в породе трещин.

Здесь следует подчеркнуть, что понятие «раскрытость» включает в себя некоторую условность. Существование трещин на

больших глубинах в условиях проявления горного давления возможно только при наличии многочисленных контактов между стенками трещины. Площадь контактов по сравнению с поверхностью стенки мала и поэтому наличие их существенно не влияет на емкость и фильтрационные свойства трещин. На этом основании вводят понятие раскрытости трещин как преобладающей величины расстояний стенок трещин между контактами.

Уже отмечалось, что подавляющее большинство трещин, по-видимому, имеет тектоническое происхождение и объединяется в ориентированные системы. Поэтому далее будем рассматривать трещиноватость, характеризующуюся системами трещин, стенки которых можно принять за плоскости.

Исследованиями Е.М. Смехова и других установлено, что интенсивность растресканности зависит от литологических свойств пород. Растресканность у карбонатных пород обычно больше, чем у аргиллитов и песчано-алевритовых пород, песчаников и солей.

Раскрытость трещин также зависит от литологического состава пород и их происхождения. Величина раскрытости трещин различных пород колеблется в пределах 14–80 *мкм*.

Плотность трещиноватости пород может изменяться в широких пределах. Объемная плотность трещин девонских отложений Южно-Минусинской впадины (по наблюдениям в обнажениях на дневной поверхности), например, изменяется в пределах 9–60 *л/м*.

Коэффициентом нефтенасыщенности K_n (газонасыщенности K_g) называется отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему пустотного пространства.

Коэффициентом водонасыщенности K_v коллектора, содержащего нефть или газ, называется отношение объема остаточной воды, содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот.

K_n , K_g , K_v выражают в процентах от объема открытого пустотного пространства.

Указанные коэффициенты связаны следующими соотношениями:

– для нефтенасыщенного коллектора $K_n + K_v = 1$;

– для газонасыщенного коллектора $K_g + K_v = 1$;

– для газонасыщенного коллектора, содержащего кроме остаточной воды еще и нефть, $K_g + K_n + K_v = 1$

Полагают, что нефтенасыщенные и газонасыщенные пласты первоначально были полностью насыщены водой. При образовании залежей нефть и газ вследствие их меньшей плотности мигрировали в повышенные части пластов, вытесняя оттуда воду. Однако вода из пустотного пространства вытеснялась не полностью, вследствие чего нефтегазонасыщенные пласты содержат некоторое количество воды, называемой **остаточной**. Относительное содержание этой воды в пустотном пространстве тем больше, чем меньше размер пустот и проницаемость коллектора.

Остаточная вода содержится в залежах в виде пленки на стенах пор, каверн, трещин. Для нефтегазопромысловой геологии интерес представляет остаточная вода, содержащаяся в открытом пустотном пространстве.

Количество остаточной воды может быть определено способами экстрагирования образцов в приборе Дина и Старка или в приборах С.Л. Закса. В обоих случаях взвешенный образец помещают в емкость, где он обрабатывается кипящим растворителем нефти. При кипении вода испаряется вместе с растворителем, попадая в холодильник, где и конденсируется. Так как вода тяжелее применяемых углеводородных растворителей, то она накапливается в нижней части градуированной ловушки

По мнению ряда исследователей, к гидрофобным следует относить породы, содержащие менее 10 % остаточной воды ($K_v \leq 0,1$).

При значении коэффициента водонасыщенности более 0,1 породы считают гидрофильными.

Необходимость различать гидрофильные и гидрофобные коллекторы обусловлена тем, что, во-первых, процесс вытеснения нефти из пустотного пространства при прочих

равных условиях и высокой проницаемости протекает значительно легче, чем во вторых.

В *гидрофильном* коллекторе вся нефть находится в подвижном состоянии и при ее вытеснении как бы скользит по пленке воды.

В *гидрофобном* коллекторе часть нефти, образуя пленку на стенках пустот, не участвует в процессе движения, вследствие чего увеличиваются потери нефти в пласте. Эти особенности следует изучать и учитывать при подсчете запасов и проектировании разработки, определяя величину конечного нефтеизвлечения при возможных системах разработки.

Молекулярно-поверхностные свойства системы нефть – газ – вода. При рассмотрении физических свойств нефтесодержащей породы было указано, что избирательная способность минерала смачиваться водой или нефтью, или так называемые гидрофильность или гидрофобность породы, имеет большое значение при добыче нефти.

Поверхностные явления и поверхностные свойства пластовых систем, по-видимому, сказались также и на процессах формирования нефтяных и газовых залежей. Так, например, степень гидрофобизации поверхности поровых каналов нефтью, строение газонефтяного и водонефтяного контактов, взаимное расположение жидкостей и газов в пористой среде, количественное соотношение остаточной воды и нефти и некоторые другие свойства пласта, обусловлены поверхностными и капиллярными явлениями, происходившими в пласте в процессе формирования залежи.

Гидрофильность или гидрофобность зависят как от свойств жидкостей, так и от свойств породы. До настоящего времени в этом отношении изучались только кварц, полевой шпат и кальцит в чистом виде и они показали себя гидрофильными. Однако не известны условия смачивания водой в тех случаях, когда породы включают цементирующие вещества, как, например, глинистые или известковые. Есть основания полагать, что определённые типы цементирующего материала будут иметь другие углы контакта, отличные от тех, которые получаются при чистом кварце, полево шпате и др.

Наряду с этим следует иметь в виду, что нефть кроме углеводородов содержит соединения кислородные, сернистые и азотистые. Эти компоненты, относящиеся к полярной группе, могут адсорбироваться на поверхности зерен породы и сильно меняться как поверхностное натяжение, так и угол контакта. Следовательно, кварц, кальцит и другие минералы, будучи по природе гидрофильными, могут, благодаря адсорбции, сделать гидрофобными.

Так, например, установлено, что угол контакта между водой, чистым изооктаном и кварцем составляет 30° , а между водой и чистой нефтяной кислотой 35° . Однако, если к изооктану добавить 1 % нафтеновой кислоты, то этот угол будет равен 62° . Подобные же условия установлены для ряда других полярных компонентов.

6. МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД. УПРУГОСТЬ. ПРОЧНОСТЬ НА СЖАТИЕ И РАЗРЫВ. ПЛАСТИЧНОСТЬ, НАБУХАЕМОСТЬ И РАЗМОКАНИЕ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД. ВЛИЯНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД НА ПРОЦЕССЫ, ПРОИСХОДЯЩИЕ В ПЛАСТЕ

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

Так, 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 нефти по пласту к забоям скважин. Действительно, если пластовое давление снижается, то жидкость (вода и нефть) расширяется, а поровые каналы сужаются. Упругость пород и жидкостей очень мала, но вследствие больших размеров пластовых водонапорных систем в процессе эксплуатации значительное количество жидкости (упругий запас) дополнительно вытесняется из пласта в скважины за счет расширения объема жидкости и уменьшения объема пор при снижении пластового давления.

Не менее существенный эффект упругости жидкости и пласта 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 мере определяются упругими свойствами пород и жидкостей. Оказывается, что по скорости перераспределения давления при известных упругих свойствах

пород и жидкости можно судить о проницаемости и других параметрах.

В процессе эксплуатации месторождения весьма важно знать также и прочность пород на сжатие и разрыв. Эти данные, наряду с модулем упругости, необходимы при изучении процессов искусственного воздействия на породы призабойной зоны скважин (торпедирование, гидроразрыв пластов), широко применяемых в нефтепромысловом деле для увеличения притока нефти.

При рассмотрении физических свойств горных пород следует учитывать, что в зависимости от условий залегания механические свойства породы могут резко изменяться.

Горные породы, налегая друг на друга, находятся в определенном напряженном состоянии, вызванном собственным весом пород и определяющимся глубиной залегания и характером самих пород. До нарушения условий залегания пород скважиной внешнее давление от собственного веса вышележащих пород и возникающие в породе ответные напряжения находятся в условиях равновесия.

При достаточно больших давлениях на значительных глубинах, по-видимому, происходит выравнивание напряжений вплоть до величин, определяемых гидростатическим законом, т. е. предполагается, что за длительные геологические периоды породы испытывают пластические или псевдопластические деформации. Однако чаще всего вследствие интенсивных тектонических процессов, происходивших в земной коре в течение геологических периодов, горные породы многократно деформировались, что, по-видимому, сопровождалось возникновением значительных различий между главными напряжениями. В областях, где в результате тектонических процессов происходили боковое сдавливание пород и образование надвигов, наибольшим должно быть горизонтальное напряжение, которое, по-видимому, может иногда в 2–3 раза превышать вертикальное горное давление. В зонах возникновения сбросов, сопровождавшихся боковым сжатием, вертикальные напряжения пород должны значительно превышать горизонтальные.

Напряжённое состояние пород в районе горных выработок

Призабойная зона скважин представляет собой область пласта, от характеристики которого зависит производительность скважин. Эта область самого узкого сечения потока в процессе вскрытия пласта и эксплуатации скважин подвержена воздействию раствора воды, цемента, отложения парафина, солей и смол, заиливания и т. д., в результате чего уменьшается приток нефти и газа. Поэтому свойствам пород призабойной зоны и процессам, происходящим в этой области, уделяется особое внимание. С бурением скважины изменяется начальное напряжённое состояние пород, т. к. происходят возмущения в естественном поле напряжений. В глубине пластов породы всесторонне сжаты, а по мере приближения к скважине они будут находиться в условиях, близких к одноосному сжатию. В результате пластичные породы (некоторые глины и глинистые сланцы) частично выдавливаются в скважину и удаляются в процессе бурения. В результате вертикальное горное давление на породы нефтяного пласта в районе скважины оказывается частично уменьшенным. При этом в простом естественном поле напряжений появляется зона аномалий. В горном деле установлено, что область аномалий, имеющая практическое значение, невелика; она только в несколько раз превосходит размеры горной выработки. Вместе с тем в этой области происходят существенные изменения условий залегания пород, которые могут быть причиной значительных изменений их фильтрационных свойств.

Деформационные и прочностные свойства горных пород

Большая часть горных пород при отсутствии высокого всестороннего давления как в условиях одноосного, так и сложного напряжённого состояния, при быстром нагружении или разгрузке в большом диапазоне напряжений хорошо подчиняются закону Гука. Горные породы можно подразделить на три группы упруго-хрупкие, подчиняющиеся закону Гука вплоть до их разрушения; высокопластичные, упругая деформация которых незначительна; пластично-хрупкие, разрушению которых предшествует как упругая, так и пластическая деформация. Породы одинакового минералогического состава, но разной степени уплотнения имеют разную упругость (чем больше

уплотнение, тем больше упругость). Так как уплотнение горных пород растет с глубиной их залегания, модуль упругости одноименных пород также увеличивается с глубиной. Как правило, модуль упругости уменьшается с увеличением пористости пород. Он также уменьшается с увеличением увлажненности пород.

Заметное влияние на упругость горных пород оказывает текстура. Обычно в породах с явно выраженной слоистостью или сланцеватостью (глинистые сланцы) в направлении, перпендикулярном к сланцеватости, модуль Юнга меньше, чем в направлении, параллельном ей. Установлено, чем меньше размер кристаллов в горных породах, тем больший модуль упругости они имеют.

Деформация упругих тел описывается законом Гука, т. е. относительная деформация x пропорциональна приложенному напряжению σ :

$$\sigma = E \cdot x,$$

где E – модуль Юнга, характеризует упругость тела.

Классический пример упругого тела – пружина. Чем сильнее вы её растягиваете (сжимаете), тем больше она удлиняется (укорачивается). Как только вы перестаете на неё воздействовать, она возвращается в первоначальное состояние (к первоначальной длине).

Наряду с модулем Юнга упругие свойства горных пород описываются коэффициентом Пуассона m . Он является коэффициентом пропорциональности между относительными продольными и поперечными деформациями.

$$m = \frac{\Delta x}{\Delta y},$$

где Δx и Δy – продольная и поперечная деформация породы, соответственно.

Коэффициент Пуассона для большинства минералов и горных пород находится в интервале 0,2–0,4. Исключением является кварц, у которого из-за специфики строения кристаллической решетки m достигает 0,07.

Большинство минералов подчиняются закону Гука. Кристаллы ведут себя как упругие тела и разрушаются, минуя

пластическую деформацию, когда напряжение достигнет предела прочности (2).

Таблица 8
Модули упругости некоторых горных пород

Горная порода	Модуль Юнга $E \times 10^{-4}$, МПа	Горная порода	Модуль Юнга $E \times 10^{-4}$, МПа
Глины	0,03	Мрамор	3,9–9,2
Глинисты сланцы	1,5–2,5	Доломиты	2,1–16,5
Алевролиты	1,7–2,7	Граниты	до 6,0
Песчаники	3,3–7,8	Базальты	до 9,7
Известняки	1,3–8,5	Кварциты	7,5–10,0

Горные породы условно разделяются на: твёрдые, пластичные, сыпучие и т. д. Однако хрупкость или пластичность не является их постоянным свойством. Почти все породы при различных условиях приложения нагрузки могут вести себя и как хрупкие, и как пластические тела. При растяжении, изгибе и одноосном сжатии пластические свойства горных пород почти не проявляются. Разрушение пород происходит без заметной пластической деформации. При всестороннем сжатии многие горные породы, хрупкие при простых деформациях, приобретают значительные пластические свойства. Правда, горные породы, как правило, ограниченно пластичны.

В процессе лабораторных испытаний таких пород, как песчаник, глинистый сланец и другие, не обнаружен переход в пластическое состояние при всестороннем сжатии с давлением, соответствующим глубине залегания более 3000 м. Вместе с тем практика горных работ показывает, что часто и на меньших глубинах происходят деформации этих пород, похожие на пластические.

В зависимости от состава и свойств пород, условий их залегания и действия нагрузки механизм пластических деформаций может быть различен. Иногда пластические деформации пород происходят вследствие межзерновых и

трансляционных движений и явлений перекристаллизации. Если сжимать породы типа песчаников, известняков и других, состоящие из сцементированных зёрен кварца или мелких сросшихся кристаллов кальцита, отдельные зёрна могут двигаться независимо друг от друга. Каждое зерно под нагрузкой движется и вращается около соседних. В результате такого перемещения зёрен, которое можно рассматривать как межзерновое, порода приобретает ограниченные пластические свойства.

Большое значение в пластической деформации материалов имеют трансляционные движения, происходящие под воздействием внешней нагрузки, смещающие атомы внутри отдельных кристаллов вдоль плоскостей, известных под названием плоскостей скольжения. Такая природа пластических деформаций присуща, по-видимому, каменной соли и некоторым другим минералам, обладающим кристаллическим строением.

Иногда пластической деформации пород, по-видимому, способствуют явления перекристаллизации минералов. Часто пластичность горных пород проявляется под действием длительной нагрузки, вызывающей изменение структуры породы.

Плавные изгибы большинства нефтесодержащих пластов, сложенных упруго-хрупкими минералами объясняется их псевдопластической деформацией, т. е. вследствие сравнительно небольшой глубины их залегания горное давление недостаточно для перевода большинства горных пород в истинно-пластическое состояние. По-видимому, лишь глины и глинистые породы и небольшое количество минералов типа каменной соли могут претерпевать значительные пластические деформации. Пластические свойства глинистых пород характеризуются числом пластичности (Π), определяемым как разность между влажностью, соответствующей нижней границе текучести глины (W_1), и влажностью пробы, соответствующей границе раскатывания (W_2), по формуле $\Pi = W_1 - W_2$. По степени пластичности глинистые породы подразделяются на высокопластичные (с числом пластичности более 25),

среднепластичные (15–25), умеренно пластичные (7–15), малопластичные (менее 3–7) и непластичные, не дающие пластичного теста; к последним относятся сухарные глины, глинистые сланцы и аргиллиты. Пластичность глин определяется их минеральным составом и дисперсностью. Высокой пластичностью обладают тонкодисперсные монтмориллонитовые глины, затем в порядке понижения идут гидрослюдистые и каолиновые разности глин. Пластичность суглинков колеблется в пределах 7–17, супесей – менее 7. Свойство глинистых пород увеличиваться в объеме при их смачивании зависит от минерального и зернового состава пород. Наибольшим набуханием обладают глины, содержащие минералы группы монтмориллонита (монтмориллонит, нонтронит, бейделлит), наименьшим – каолиновые глины.

Пластические деформации пластов песчаника, известняков, доломитов и других пород часто происходят в результате возникновения многочисленных микротрещин, позволяющих отдельным участкам пластов скользить и перемещаться вдоль плоскостей трещин. При этом происходит незаметное для глаза ступенчатообразное опускание отдельных участков пород, создающее впечатление плавных изгибов пластов. Пластические свойства горных пород еще недостаточно изучены. Вместе с тем эти свойства важно знать при проектировании процессов искусственного воздействия на призабойную зону скважин. Призабойная зона скважин представляет собой область пласта, от характеристики которого зависит производительность скважин. Эта область самого узкого сечения потока в процессе вскрытия пласта и эксплуатации скважин подвержена воздействию раствора воды, цемента, отложения парафина, солей и смол, заиливания и т. д., в результате чего уменьшается приток нефти и газа. Поэтому свойствам пород призабойной зоны и процессам, происходящим в этой области, уделяется особое внимание.

С бурением скважины изменяется начальное напряжение состояния пород, т. к. происходят возмущения в естественном поле напряжений. В глубине пластов породы всесторонне сжаты, а по мере приближения к скважине они будут

находиться в условиях, близких к одноосному сжатию. В результате пластичные породы (некоторые глины и глинистые сланцы) частично выдавливаются в скважину и удаляются в процессе бурения. В результате вертикальное горное давление на породы нефтяного пласта в районе скважины оказывается частично уменьшенным.

При этом в простом естественном поле напряжений появляется зона аномалий. В горном деле установлено, что область аномалий, имеющая практическое значение, невелика; она только в несколько раз превосходит размеры горной выработки. Вместе с тем в этой области происходят существенные изменения условий залегания пород, которые могут быть причиной значительных изменений их фильтрационных свойств.

7. ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД. КОНТРОЛЬ ЗА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЗАЛЕЖЕЙ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Температура пласта

Знание пластовой температуры необходимо для изучения свойств пластовых нефти, газа и воды (при проектировании, осуществлении и анализе разработки пласта), определения режима пласта и динамики движения подземных вод, установления условий формирования залежей нефти и газа и размещения этих залежей в пределах различных структур, а также для изучения теплового поля земной коры (при геофизических исследованиях). Оно оказывает большую помощь и при решении различных технических вопросов, связанных с тампонажем скважин, перфорацией и т. п. Замеры температур в скважинах проводят либо максимальным термометром, либо электротермометром. Замеры температуры можно проводить в скважинах, закрепленных обсадными трубами и не закрепленными ими. Перед замером скважина должна быть оставлена в покое на 20–25 сут. для того, чтобы в ней восстановился нарушенный бурением или эксплуатацией естественный температурный режим. Однако в промысловых условиях нередко приступают к замерам по истечении всего лишь 4–6 ч после остановки скважины. В процессе бурения температуру обычно замеряют в скважинах, временно остановленных по техническим причинам. В эксплуатационных скважинах замеры температуры проводят после подъема насоса; эти замеры оказываются надежными лишь для интервала глубин залегания продуктивного (эксплуатационного) пласта. Для получения надежных температурных данных в других интервалах пласта скважину необходимо заполнить глинистым раствором и остановить на более или менее длительный срок (иногда на 20 сут.). Для этой цели удобнее использовать бездействующие или временно законсервированные эксплуатационные скважины. При замерах температуры следует учитывать проявления газа и связанное с этим возможное

понижение естественной температуры. Данные замеров температур могут быть использованы для определения **геотермической ступени** и **геотермического градиента**.

Геотермическую ступень, т. е. расстояние в метрах, при углублении на которое температура пород закономерно повышается на 1 °С, определяют по формуле

$$G = \frac{H - h}{T - t},$$

где G – геотермическая ступень, м/°С; H – глубина места замера температуры, м; h – глубина слоя с постоянной температурой, м; T – температура на глубине °С; t – средняя годовая температура воздуха на поверхности, °С.

Для более точной характеристики геотермической ступени необходимо иметь замеры температуры по всему стволу скважины. Такие данные позволяют вычислить величину геотермической ступени в различных интервалах разреза, а также определить геотермический градиент, т. е. прирост температуры в °С при углублении на каждые 100 м. Величина геотермического градиента (Γ) равна

$$\Gamma = \frac{(T - t) 100}{H - h},$$

следовательно, зависимость между геотермической ступенью и геотермическим градиентом выражается соотношением

$$\Gamma = \frac{100}{G}.$$

Как уже указывалось, данные термических исследований могут быть широко использованы для изучения не только разрезов скважин и выявления в них нефтеносных, газоносных и водоносных пластов, но и геологического строения нефтяного месторождения в целом.

В.М. Николаев указывает на возможность использования геотермических данных для прослеживания за динамикой подземных вод и направлением их стока.

Г.М. Сухарев составил карту геоизотерм по III группе

песчаников чокракского горизонта для Терско-Дагестанской нефтегазоносной области с целью использования ее для прогноза нефтегазоносности недр. Он установил, что в зонах затрудненного водообмена величина геотермической ступени в водоносном комплексе зависит от его гипсометрического положения. Если водоносный комплекс имеет низкую отметку, то величина геотермической ступени будет наименьшей и, наоборот. В зонах слабого движения вод, т.е. практически при отсутствии водообмена, геотермическая ступень является нормальной. В зонах ослабленного движения вод, связанного с литологическими или структурными условиями, величина геотермической ступени является промежуточной между ее величинами в зонах затрудненного водообмена и в зонах отсутствия водообмена. По карте геоизотерм можно судить о затухании подземного стока вследствие ухудшения проницаемости песчаников, а также наблюдать за динамикой и направлением движения подземных вод и т. п.

Величина геотермического градиента возрастает в антиклинальных зонах и уменьшается в синклиналиях. Таким образом, антиклиналии являются зонами повышенной температуры, а синклиналии — зонами пониженной температуры.

Для верхних слоев земной коры (10–20 км) величина геотермической ступени в среднем равна $33 \text{ м}^\circ\text{C}$ и колеблется в значительных пределах для различных участков земного шара. Как уже отмечалось, физическое состояние и свойства нефти (вязкость, поверхностное натяжение, способность поглощать газ) резко меняются с изменением температуры, а, следовательно, изменяется и способность нефти двигаться по пласту к забоям скважин.

Термические свойства горных пород характеризуются теплоемкостью, коэффициентом теплопроводности или удельного теплового сопротивления и коэффициентом температуропроводности.

Установлено, что с увеличением пористости, влажности и температуры теплоемкость пород возрастает. Зависит она также от минералогического состава, количества и состава солей, которые растворены в воде, содержащейся в породе. Однако

пределы изменения теплоемкости пород невелики: для горных пород, слагающих нефтяные залежи, она не выходит за пределы 0,63–1,0 кДж/(кг-град.) (0,15–0,24 ккал/(кг-град.).

Коэффициент теплопроводности возрастает с увеличением плотности пород и их влажности. С ростом пористости пород теплопроводность их уменьшается. При свободном движении вод, способствующем дополнительному переносу тепла, коэффициент теплопроводности пород возрастает с увеличением проницаемости.

С увеличением нефтенасыщенности пород коэффициент теплопроводности также уменьшается. Он мало зависит от минерализации пластовых вод.

Породам также присуща анизотропия тепловых свойств – в направлении напластования теплопроводность выше, чем в направлении, перпендикулярном напластованию.

Рост газонасыщенности пород так же, как и уменьшение влажности, сопровождается уменьшением теплопроводности.

Температуропроводность горных пород повышается с уменьшением пористости и с увеличением влажности. В нефтенасыщенных породах она более низка, чем в водонасыщенных, т. к. теплопроводность нефти меньше, чем воды. Температуропроводность пород почти не зависит от минерализации пластовых вод. Вдоль напластования температуропроводность пород выше, чем поперек напластования.

В нефтепромысловом деле широко применяются термические исследования скважин для решения ряда геологических и технических задач: изучение пород, слагающих разрез скважин по их тепловым свойствам, выявление в разрезе скважин горизонтов, содержащих полезные ископаемые, изучение технического состояния скважин и обсадных колонн и т. д. Особенно часто промысловые работники сталкиваются с тепловыми свойствами пород при проектировании различных методов теплового воздействия на пласт (введение в пласт горячей воды или других теплоносителей, чтобы увеличить количество извлекаемой нефти из пласта, обработка забоев и стволов скважин горячими агентами для удаления парафина и т. д.).

7.1. Контроль за энергетическим состоянием залежей

Основными характеристиками энергетического состояния залежей служат величины забойного давления действующих скважин и пластового давления в залежи. Наряду с величиной отбора пластовых флюидов они являются важнейшими показателями состояния разработки всех залежей нефти и газа (11).

Пластовое давление – один из важнейших факторов, определяющих энергетические возможности продуктивного пласта, производительность скважин и залежи в целом

Если вскрыть скважиной водоносный пласт-коллектор и снизить в ее стволе уровень промывочной жидкости, то под действием пластового давления в эту скважину из пласта начнет поступать вода. Ее приток прекращается после того, как столб воды уравнивает пластовое давление.

Аналогичный процесс – поступление в скважину нефти, газа – протекает при вскрытии нефтегазонасыщенного пласта. Следовательно, пластовое давление может быть определено по высоте столба пластовой жидкости в скважине при установлении статического равновесия в системе пласт – скважина:

$$P_{пл} = h \cdot \rho \cdot g,$$

где h – высота столба жидкости, уравнивающего пластовое давление, м; ρ – плотность жидкости в скважине, $кг/м^3$; g – ускорение свободного падения, $м/с^2$.

При практических расчетах формулу используют в следующем виде:

$$P_{пл} = h\rho \cdot C,$$

где C – коэффициент, равный 102 при измерении давления в МПа.

Устанавливающийся в скважине уровень жидкости, соответствующий пластовому давлению, называют **пьезометрическим уровнем**.

Поверхность, проходящая через пьезометрические уровни в различных точках водонапорной системы (в скважинах), называют **пьезометрической поверхностью**.

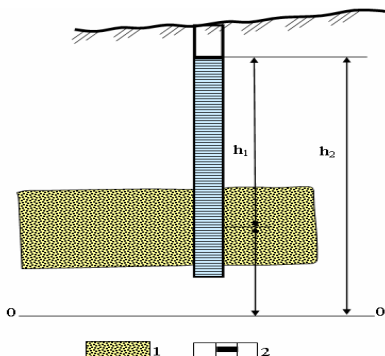


Рис. 40. Схема скважины:

- 1 – пласт-коллектор; 2 – пьезометрический уровень в скважине;
 О - О – условная плоскость; h_1 – пьезометрическая высота;
 z – расстояние от середины пласта до условной плоскости;
 h^2 – пьезометрический напор

Высоту столба жидкости h в зависимости от решаемой задачи обычно определяют как расстояние от пьезометрического уровня до середины пласта коллектора – такой столб жидкости h_1 называют **пьезометрической высотой** или как расстояние от пьезометрического уровня до условно принятой горизонтальной плоскости – этот столб жидкости высотой $h^2 = h_1 + z$, где z – расстояние между серединой пласта и условной плоскостью, называют **пьезометрическим напором**.

В связи со сложностью рельефа земной поверхности устья скважин, пробуренных в разных точках на водоносный пласт, обладающий давлением, могут быть **выше, ниже и на уровне пьезометрической поверхности**.

В скважинах с устьями выше **пьезометрической поверхности** (скв. 1) абсолютное пластовое давление можно определить, зная глубину скв. Н1 до середины пласта и глубину пьезометрического уровня от устья скважины h_1 , а также плотность воды ρ_v (она обычно больше 1 вследствие того, что пластовые воды минерализованы):

$$P_{пл1} = [(H_1 - h_1)/102] \rho_v.$$

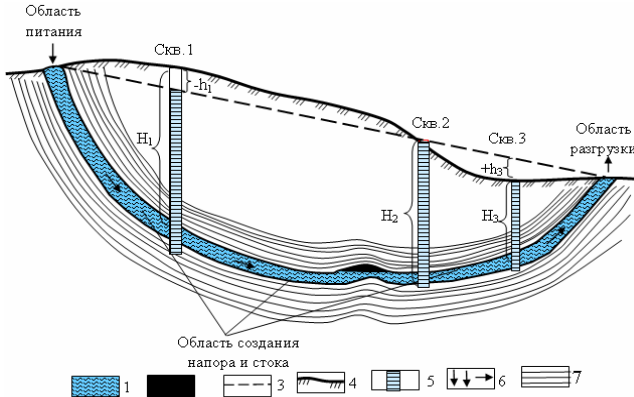


Рис. 41. Схема водонапорной системы:

- 1 – водонасыщенный пласт-коллектор; 2 – залежь нефти;
 3 – пьезометрическая поверхность; 4 – земная поверхность;
 5 – скважина со столбом пластовой воды; 6 – направление
 движения жидкости; 7 – водоупорные породы

В скважинах с устьями, совпадающими с пьезометрической поверхностью скв. 2),

$$P_{пл2} = H_2 r_v / 102.$$

Скважины с устьями ниже пьезометрической поверхности (скв 3) будут фонтанировать. Пластовое давление в таких скважинах можно определить, замерив манометром давление p_u на их герметизированных устьях:

$$P_{пл3} = [(H_3 r_v / 102)] + p_u,$$

где $p_u = h_3 r_v / 102$, h_3 – превышение пьезометрического уровня над устьем скважины.

Для характеристики изменения пластового давления в водонапорных системах и залежах пользуются *вертикальным градиентом пластового давления* $grad p$, отражающим величину изменения $P_{пл}$ на 1 м глубины скважины: $grad p = p_{пл} / H$.

На величину $grad p$ в различных скважинах заметное влияние оказывает разность абсолютных отметок пьезометрической поверхности и устьев скважин. В скважинах,

устья которых находятся выше пьезометрической поверхности, значения $\text{grad } p$ меньше, а в скважинах, устья которых находятся ниже этой поверхности, значения $\text{grad } p$ больше по сравнению с его значениями в скважинах, устья которых совпадают с пьезометрической поверхностью.

Градиент пластового давления имеет значения от 0, 008 до 0, 025 МПа/м и иногда более.

Каждая залежь УВ имеет некоторое природное пластовое давление. В процессе разработки залежи пластовое давление обычно снижается, соответственно различают *начальное (статическое)* и *текущее (динамическое) пластовое давление*

Начальное (статическое) пластовое давление – это давление в пласте-коллекторе в природных условиях, т. е. до начала извлечения из него жидкостей или газа.

Значение начального пластового давления в залежи и за ее пределами определяется особенностями природной водонапорной системы, к которой приурочена залежь, и местоположением залежи в этой системе.

Пластовым давлением в нефтепромысловой практике называют давление флюидов в длительно простаивающих скважинах и в скважинах действующих, но остановленных на период стабилизации забойного давления. В отличие от начального пластового давления неразрабатываемых залежей понятие о пластовом давлении в действующих скважинах разрабатываемых залежей довольно условно. После остановки действующей скважины в ней происходит процесс изменения давления (рост в добывающих скважинах и снижение – в нагнетательных) вследствие прекращения движения флюидов между пластом и скважиной. В конечном итоге давление примерно стабилизируется на некотором уровне, соответствующем давлению в пласте в окрестностях скважины. Это давление, которое не испытывает влияния от движения жидкости в самой скважине и призабойной зоне пласта, и называют текущим, или динамическим пластовым давлением. Однако стабилизация давления никогда не бывает абсолютной, поскольку существует влияние соседних работающих скважин, причем на практике иногда трудно определить, под воздействием каких факторов

происходит изменение давления в остановленных скважинах. Время выдержки скважин для замера стабилизированного пластового давления зависит в первую очередь от фильтрационных свойств пласта в районе скважины и на практике устанавливается опытным путем для каждой скважины. В длительно простаивающих и специальных пьезометрических скважинах указанная неопределенность понятия о пластовом давлении снимается.

Как указывалось, пластовое давление в скважинах определяется как путем прямых измерений глубинными манометрами, так и пересчетом по величине устьевого статического давления, глубине статического уровня, прямых замеров давления в какой-либо точке ствола скважин или же по величине дроссельной тепловой аномалий работающих пластов. Во многих действующих скважинах замеры пластового давления могут быть совмещены с замером забойного давления. Для этого глубинный манометр выдерживают на забое при работе скважины в течение определенного времени, достаточного для регистрации забойного давления, а затем закрывают скважину, не поднимая манометр. Он запишет кривую восстановления давления и величину стабилизировавшегося давления, которое принимается за пластовое. Однако, если период восстановления давления превышает 4–6 ч, то обычно манометр спускают в скважину для замера пластового давления через 1–2 сут. после ее остановки.

Для характеристики пластового давления в целом по залежи пластовые давления скважин обычно пересчитываются («приводятся») на глубину водонефтяного контакта или на некоторую горизонтальную плоскость, секущую объем залежи примерно пополам.

На основе определенных пластовых давлений по скважинам составляются карты пластового давления, или карты изобар. Периодичность составления карт изобар – один раз в квартал или в полугодие. Для построения карты изобар на избранную дату следует использовать замеры давления, максимально приближенные по времени к дате составления карты. В скважинах, где замер давления осуществлен задолго до

составления карты, пластовое давление рассчитывается путем экстраполяции замеренного значения в соответствии с тенденцией изменения пластового давления по предыдущим замерам или по соседним скважинам. Во всех случаях следует избегать слишком далекой экстраполяции, чтобы не допустить грубых погрешностей. Кроме того, при экстраполяции необходимо учитывать изменения отбора и закачки, которые могут существенно повлиять на величину пластового давления.

Карты изобар дают наглядное представление о состоянии пластового давления в целом по залежи и ее участкам. Совместно с картой текущего состояния разработки они позволяют выявлять степень влияния закачки воды и отбора жидкости на эффективность процесса разработки, принимать решения по перераспределению отбора и закачки на площади залежи, управлять процессом разработки. Кроме того, с помощью карт изобар можно определять фильтрационные параметры пластов, выявлять характеристики законтурной области при разработке залежей в условиях упругого режима, прогнозировать перемещение контуров нефтеносности, составлять прогнозы поведения давления на будущее. Карты изобар дают также возможность определять среднее пластовое давление залежей, знание которого необходимо для подсчетов запасов нефти методом материального баланса и запасов газа методом падения давления. Таким образом, контроль за состоянием пластового давления разрабатываемых залежей и систематическое составление карт изобар являются чрезвычайно важными элементами геолого-промыслового анализа разработки нефтяных и газовых месторождений.

Карта изобар (рис. 42) служит основой для определения среднего динамического пластового давления на определенную дату по залежи (или отдельным ее частям).

Среднее динамическое пластовое давление в залежи можно представить как давление, которое установилось бы в ней после прекращения эксплуатации залежи и полного его перераспределения и выравнивания (в условиях изоляции залежи от окружающей среды).

Среднее динамическое пластовое давление залежи определяют с помощью карты изобар как среднее взвешенное по ее площади или объему.

Среднее взвешенное давление по площади $\bar{p}_{пл.f}$ находят по формуле

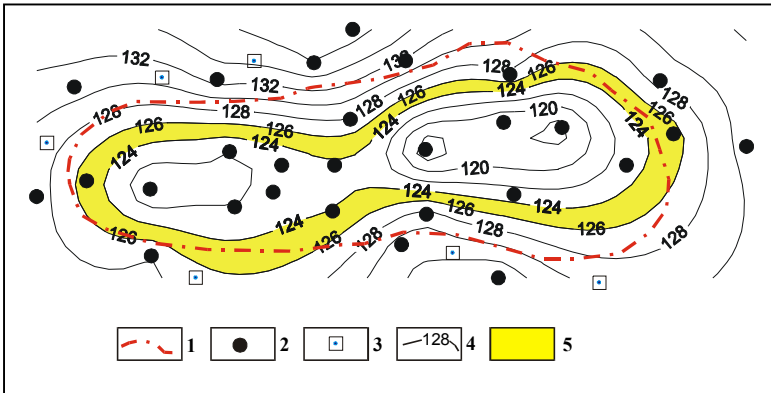


Рис. 42. Карта изобар:

- 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – добывающие скважины;
3 – законтурные (пъезометрические);
4 – изобары, атм; 5 – элемент залежи между соседними изобарами

$$\bar{p}_{пл} = \left(\sum_{i=1}^n p_i f_i \right) / F,$$

где p_i – среднее арифметическое значение давления в пределах i -го элемента залежи между соседними изобарами; f_i – площадь i -го элемента залежи, замеряемая по карте; F – площадь залежи; n – количество элементов площади залежи с разными средними значениями давления.

Для определения среднего взвешенного давления по объему залежи $\bar{p}_{пл.V}$ последовательно выполняют следующие операции.

1. Строят карту равных значений нефте(газо)насыщенной толщины пласта h и по ней определяют значения f_i , и h_i для элементов площади между отдельными изопахитами.

2. Строят карту равных значений произведения ph , где p – приведенное пластовое давление. Значения этого произведения в разных точках пласта могут быть получены одним из двух способов: путем совмещения карты нефтегазонасыщенной толщины с картой изобар и определения значений ph в точках пересечения изолиний этих карт; по данным замеренных значений p и h по скважинам.

3. По карте равных значений произведения ph определяют площади элементов s_i между соседними изолиниями и соответствующие элементам площади средние значения $(ph)_i$

4. Находят среднее значение $\bar{p}_{пл,V}$ по формуле

$$\bar{p}_{пл,V} = \frac{\sum_{i=1}^n (ph)_i s_i}{\sum_{i=1}^n h_i f_i} = \frac{\sum_{i=1}^n (ph)_i s_i}{V},$$

где V – нефте(газо)насыщенный объем залежи; n – количество элементов площади с разными средними значениями ph ; m – количество элементов площади залежи с разными средними значениями h .

В настоящее время расчеты средневзвешенных давлений осуществляются на компьютерах.

По нефтяным залежам среднее пластовое давление определяют как среднее взвешенное по площади при относительно небольшой толщине продуктивных пластов (единицы и первые десятки метров), как среднее взвешенное по объему – при большой средней толщине (многие десятки и сотни метров). Поскольку залежам газа свойственна обычно значительная толщина продуктивных пластов, для них определяют среднее пластовое давление как среднее взвешенное по объему.

Средние значения давления определяют не только для залежи в целом, но при необходимости и для различных ее зон и участков, представляющих самостоятельный интерес. С помощью карт изобар можно выявлять степень связи залежи с

законтурной зоной, определять фильтрационную характеристику пластов. Они дают наглядное представление об энергетических возможностях залежи в целом и отдельных ее частей. Совместное рассмотрение карт изобар, составленных на несколько дат, позволяет судить об эффективности принятой системы разработки и отдельных технологических мероприятий по совершенствованию процесса разработки. Карты изобар можно использовать для прогнозирования поведения давления и перемещения контуров нефтеносности.

Другой составляющий элемент энергетических условий разрабатываемых пластов – забойное давление в действующих скважинах.

Забойным давлением называется давление флюидов в действующих добывающих и нагнетательных скважинах на глубине середины интервала перфорации. В добывающих скважинах забойное давление ниже пластового на величину забойной депрессии давления, в нагнетательных скважинах, наоборот, превышает пластовое давление на величину забойной депрессии. Забойное давление, наряду с дебитом в скважинах (приемистостью), служит важнейшей эксплуатационной характеристикой действующих скважин (12). Его используют прежде всего для назначения технологического режима работы скважин и контроля за ним, а также при гидродинамических исследованиях как методом установившихся отборов для оценки коэффициента продуктивности и построения индикаторной диаграммы, так и методом восстановления (падения) давления для оценки фильтрационных параметров пластов. Основным требованием к определению забойного давления является обеспечение замеров при установившемся режиме работы скважин.

Забойные давления определяются различными способами в зависимости от конструкции, способа эксплуатации, технического состояния скважины и типоразмеров установленного на ней оборудования, а именно:

- прямым измерением глубинными манометрами непосредственно на забое скважины – в фонтанных, газлифтных, нагнетательных скважинах, а также в скважинах

механизированного фонда, оборудованных для спуска глубинных приборов через затрубное пространство;

– измерением глубины динамического уровня или прямым измерением глубинными манометрами в точках, отстоящих на значительном расстоянии от забоя – в скважинах механизированного фонда, а также в скважинах фонтанных, газлифтных и нагнетательных, где по техническим причинам невозможен спуск приборов на забой;

– измерением давлений на устье – в нагнетательных и добывающих скважинах, работающих в определенных условиях.

Забойное давление определяется по величине давления на устье действующих скважин обычно только при условиях:

- 1) наличия насосно-компрессорных труб (НКТ), башмак которых максимально приближен к интервалу перфорации;
- 2) отсутствия пакерующих устройств между НКТ и обсадной колонной;
- 3) герметичности НКТ и устьевого оборудования;
- 4) однородности жидкости, заполняющей НКТ и межтрубное пространство;
- 5) работы скважины только по одному каналу – НКТ или межтрубному пространству, тогда как второй канал используется в качестве пьезометрического для измерения давления. Практически этим требованиям отвечают многие газовые и водонагнетательные скважины. Важно подчеркнуть, что применение для расчета забойного давления замеров устьевого давления только в пьезометрическом канале, где нет потока жидкости, исключает необходимость введения поправок на трение. Потери давления на трение возникают только в рабочем канале, их величина может быть определена по разности устьевых давлений в пьезометрическом и рабочем каналах.

Природной водонапорной системой называют систему гидродинамически сообщающихся между собой пластов-коллекторов и трещинных зон с заключенными в них напорными водами, которая характеризуется едиными условиями возникновения и общим механизмом непрерывного движения подземных вод (рис. 41).

В пределах каждой водонапорной системы могут быть выделены три основных элемента:

- область питания – зоны, в которых в систему поступают воды, за счет чего создается давление, обуславливающее движение воды;
- область стока – основная по площади часть резервуара, где происходит движение пластовых вод;
- область разгрузки – части резервуара, выходящие на земную поверхность или расположенные в недрах.

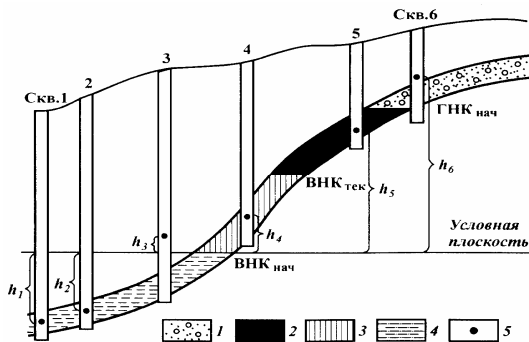


Рис. 43. Схема приведения пластового давления по глубине:

1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода; 4 – зона пласта, заводненная при разработке нефтяной части залежи; 5 – точка замера давления в скважине; h – расстояние от точки замера до условной плоскости

В законтурных водяных скв. 1 и 2 замеры давления проведены ниже условной плоскости, поэтому поправка должна вычитаться из замеренной величины. В водяной законтурной скв. 3 замер по техническим причинам выполнен выше условной плоскости, поэтому поправка прибавляется к значению замеренного давления. В этих трех скважинах поправку определяют с учетом плотности пластовой воды.

По всем остальным скважинам замеры выполнены выше условной плоскости, поэтому поправку прибавляют к замеренным значениям, при этом учитывают плотность: по скв. 4, где пласт обводнен в процессе разработки, – воды, по скв. 5 – нефти.

7.2. Определение коллекторских свойств горных пород геофизическими методами

Коллекторские свойства горных пород определяются геофизическими исследованиями скважин (ГИС), которые проводятся на всех этапах геолого-разведочных работ на нефть и газ. В комплекс ГИС входят следующие методы: электрометрия, радиометрия, кавернометрия. Совместно с данными исследований керна эти методы позволяют охарактеризовать разрез скважин, включая литологию и физические параметры пластов. По данным ГИС и керна выполняются необходимые геологические построения: структурные карты и профили, карты изопахит и другие, которые используются для изучения геологического строения нефтегазовых объектов и подсчета запасов УВ в них.

Обработку материалов ГИС с целью изучения геологического строения месторождений осуществляют в такой последовательности: интерполируют разрезы скважин, дают их литолого-стратиграфическую характеристику; составляют геологические разрезы скважин; проводят их корреляцию сопоставлением геолого-геофизических разрезов скважин. На основании корреляции строят: геолого-геофизический разрез исследуемой площади; геологические профили и структурные карты; изучают неоднородность продуктивных пластов (8).

Расчленение разреза скважины заключается в установлении по комплексу геолого-геофизических данных последовательности залегания пластов, отличающихся по своим физическим свойствам, и в определении их литологии. По данным ГИС наиболее уверенно выделяются пласты в песчано-глинистом разрезе. Выделение карбонатных, гидрохимических и изверженных пород сопряжено с известными трудностями.

Терригенные песчано-глинистые породы

Представлены песками, песчаниками, алевролитами и глинами. Стандартный комплекс ГИС, применяемый для расчленения терригенного разреза, включает: электрический каротаж (КС и ПС), радиоактивный каротаж, микрокаротаж, кавернометрию и боковой или индукционный каротаж в

зависимости от условий измерения. Наиболее четко по данным комплекса ГИС выделяются глины. Для пластов глин характерны следующие показания: 1) малые и средние значения ρ_k , варьирующие в пределах от 1 до 10 Ом • м и более для аргиллитов;

2) положительные и выдержанные по разрезу аномалии ПС для «прямого ПС», т. е. для случая, когда минерализация пластовых вод выше минерализации промывочной жидкости. Если минерализация пластовой воды близка к минерализации промывочной жидкости, то амплитуды отклонения кривой ПС малы и кривая ПС в этом случае малоинформативна. При обратном соотношении минерализации промывочной жидкости и пластовой воды глины отмечаются отрицательными аномалиями на кривой ПС. Дальнейшее описание кривой ПС производится для наиболее распространенного случая, когда минерализация пластовой воды больше, чем минерализация промывочной жидкости;

3) высокие значения естественной радиоактивности, вызванные повышенной гамма-активностью глинистых пластов, это свойство используется при количественной оценке содержания глинистого материала в породах-коллекторах по кривой ГК;

4) увеличение диаметра скважины на кавернограмме по сравнению с номинальным диаметром в результате гидратации глин и размыва их струей промывочной жидкости, наиболее интенсивно размываются монтмориллонитовые тонкодисперсные коллоидные глины, менее интенсивно – каолинитовые. Применение соленых промывочных жидкостей приводит к снижению гидратации глин и уменьшению кавернообразования в них. При бурении на промывочных жидкостях на нефтяной основе каверн не образуется;

Песчаник, насыщенный высокоминерализованной водой, на кривой сопротивления (КС) отмечается относительно низкими значениями электрического сопротивления. На кривой ПС чистый неглинистый песчаник независимо от характера насыщения выделяется отрицательной аномалией (по отношению к «линии глин»). При наличии глинистого

материала в цементе песчаника величина отрицательной амплитуды ПС снижается, а при содержании глинистого материала до 30 % и более аномалия ПС против песчаника не отличается от такой же аномалии против глин.

На кривой ГК чистый неглинистый песчаник в общем случае характеризуется низкими значениями естественной радиоактивности (гамма-активности). Повышение гамма-активности песков, как и других пород, возможно вследствие содержания в них монацитовых, карнотитовых или урано-ванадиевых минералов.

На кавернограмме против песчаника, независимо от характера его насыщения, наблюдается сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным. Это связано с проникновением фильтрата ПЖ в пласт и образованием на стенке скважины глинистой корки против проницаемых интервалов разреза.

Нефтегазонасыщенный песчаник на кривой КС отмечается повышенными значениями электрического сопротивления и максимальными при предельном насыщении пор породы нефтью или газом. На кривой ПС чистый неглинистый нефтенасыщенный песчаник имеет отрицательную аномалию. В случае глинизации песчаного пласта амплитуда ПС снижается аналогично отмеченному выше для водонасыщенного пласта. Заполнение части пор коллектора нефтью несколько снижает амплитуду аномалий ПС, но это снижение мало и не может служить признаком для отличия нефтеносной части пласта от водоносной.

На кривой ГК нефтенасыщенный песчаник характеризуется низкими значениями естественной радиоактивности. На кавернограмме против него наблюдается сужение диаметра скважины, как и в случае его водонасыщения.

В разрезах скважин, пробуренных на сильноминерализованном глинистом растворе с сопротивлением порядка $0,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и ниже, для выделения пластов используют боковой каротаж, обеспечивающий детальное расчленение разреза по кривой сопротивления.

В скважинах, заполненных непроводящей жидкостью, или в сухих скважинах применяется индукционный каротаж.

Пласт алевролита по геофизическим данным не всегда удается отличить от песчаника. На диаграммах электрического каротажа (КС и ПС) пласт алевролита обычно отмечается такими же показаниями, как и песчаник. Нефтенасыщенный алевролит на диаграммах КС отмечается повышенным электрическим сопротивлением.

Диаметр скважины против алевролита равен его номинальному значению лишь в том случае, если пласт плотный и практически непроницаем. При проникновении фильтрата глинистого раствора в алевролитовый пласт на стенке скважины образуется глинистая корка и каверномером фиксируется сужение диаметра скважины, как и в случае песчаного пласта.

Единственный параметр, который служит признаком для отличия алевролита от песчаника и других осадочных пород, – это его повышенная гамма-активность.

Алевролитовые породы по своей радиоактивности (гамма-активности) занимают промежуточное положение между породами слаборадиоактивными (песчаниками, известняками и другие) и породами с повышенной радиоактивностью – глинами.

Карбонатные породы (известняк, доломит)

В связи с тем, что по данным ГИС отличить известняк от доломита не представляется возможным, при изучении карбонатного разреза по материалам ГИС известняки и доломиты рассматривают как единый комплекс – карбонатные породы, которые могут быть плотными непроницаемыми (неколлекторами) и проницаемыми (коллекторами).

Для карбонатных пород характерны следующие типы коллекторов: гранулярные с межзерновой пористостью (поровые), трещинные, кавернозные, а также смешанные порово-трещинно-кавернозные.

Наиболее благоприятными для изучения методами ГИС являются карбонатные коллекторы с гранулярной пористостью (поровые). Показания, получаемые против таких пород на диаграммах ГИС, в ряде методов сходны с показаниями для гранулярных песчаников. В первую очередь это относится к методам ПС, ГК и ДС.

На кривых КС в зависимости от насыщения гранулярный карбонатный пласт отмечается высокими значениями удельного электрического сопротивления для нефтегазонасыщенной породы и меньшими, но обычно достаточно высокими сопротивлениями из-за низкой пористости – для водонасыщенной карбонатной породы. На кривой ПС неглинистый карбонатный пласт отмечается отрицательными значениями ПС независимо от характера насыщения пласта и типа строения порового пространства. На кривой ГК чистые неглинистые карбонатные пласты отмечаются во всех случаях низкими значениями гамма-активности.

Против карбонатных пород со значительной межзерновой пористостью (более 8 %) отмечаются образование глинистой корки и сужение диаметра скважины.

При обогащении карбонатных пород глинистым материалом снижается удельное электрическое сопротивление, уменьшаются отклонения амплитуды кривой ПС от линии глин, повышается гамма-активность на кривой ГК, увеличивается диаметр скважины.

Плотные, малопористые, трещинные, неглинистые карбонатные породы, как правило, отличаются от поровых отсутствием глинистой корки в скважине. Против таких пород на диаграммах ДС глинистая корка не фиксируется.

На кривых МЗ известняки и доломиты отмечаются высокими значениями кажущихся сопротивлений, которые против пористых и проницаемых разностей несколько снижаются. Против пористых и проницаемых известняков и доломитов также отмечаются положительные приращения на кривых МКЗ.

Трещинно-кавернозные породы характеризуются уменьшением амплитуды волны и увеличением коэффициента поглощения упругих колебаний на кривых АК по затуханию, как это наблюдается и против глин, но глинистые пласты выделяются однозначно многими методами (ПС, ГК, ДС). Поэтому АК по затуханию – весьма надежный метод для выделения трещиноватых карбонатных коллекторов.

Гидрохимические осадки

Наиболее распространенными гидрохимическими осадками являются: хлористый натрий (галит), хлористый калий (сильвин), гипс и ангидрит. Гидрохимические осадки имеют наибольшее сопротивление среди осадочных пород и однородный состав и на кривых сопротивления легко отличаются от других пород. На кривых ПС гидрохимические осадки имеют незначительные положительные отклонения. Как правило, кривая ПС слабо дифференцирована. На кривых ГК против них минимальные показания. Лишь калийная соль (сильвин) обладает повышенной радиоактивностью вследствие содержания в ней радиоактивного изотопа K_{19}^{40} .

На кривой НГК высокие значения радиационного гамма-излучения наблюдаются против ангидрита. Против галита и сильвина они несколько снижаются. Против гипса, содержащего в своей решетке кристаллизационную воду, показания НГК существенно снижаются. Пласты гипса отмечаются минимальными значениями на кривых НГК.

Достаточно надежное расчленение гидрохимического разреза может быть достигнуто методом гамма-гамма-каротажа по плотности (ГГК_п). Ангидриты, как наиболее плотные породы, отмечаются на этих кривых минимальными значениями, а каменная соль и гипс, как менее плотные, — максимальными величинами.

По данным кавернометрии против пластов каменной и калийной солей наблюдается четко выраженное увеличение диаметра скважины, обусловленное растворением этих солей в процессе бурения. Против пластов гипса и ангидрита диаметр скважины соответствует номинальному.

На кривых акустического каротажа ангидрит и гипс выделяются по значительным скоростям упругих волн, достигающим 6 500–5 800 м/с. Пласты каменной соли имеют меньшие скорости — порядка 4800–4200 м/с.

Изверженные и метаморфические породы

По комплексу ГИС выделяются недостаточно четко. На кривых КС изверженные и метаморфические породы характеризуются высокими значениями, достигающими сотен

ом-метров и более, однако разрушенные разности коры выветривания, залегающие непосредственно под отложениями осадочного чехла, могут иметь сопротивления, характерные для песчаных пород.

На диаграммах ПС изверженные и метаморфические породы отмечаются небольшими амплитудами переменного знака и малоинформативны. На диаграммах радиоактивного каротажа (ГК и НГК) эти породы имеют повышенные показания. Скорость распространения упругих волн в изверженных и метаморфических породах достаточно высокая – 6 000–4500 м/с. В разрушенных и выветренных зонах коры выветривания скорость упругих волн снижается.

На кавернограммах против изверженных пород сохраняется номинальный диаметр скважины.

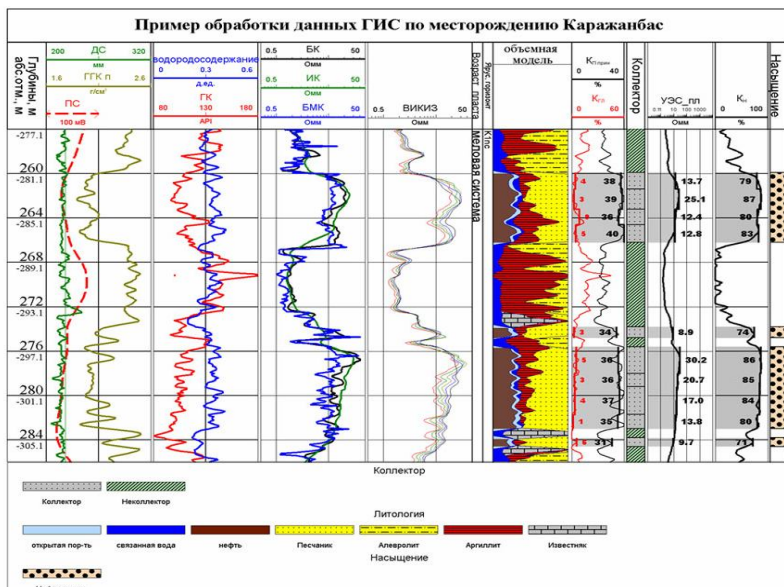


Рис. 44. Пример обработки ГИС по месторождению Каражанбас

8. УГЛЕВОДОРОДНОЕ СОДЕРЖАНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ФАЗОВОМУ СОДЕРЖАНИЮ НЕФТИ И ГАЗА. ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ НАХОЖДЕНИЯ В ЗАЛЕЖИ

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 повышенной части 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. В результате нефть иногда оказывается в значительной степени растворенной в сжатом газе. Если же количество газа в залежи по сравнению с объемом нефти мало, а давление достаточно высокое, газ полностью растворяется в нефти и тогда газонефтяная смесь залегает в однофазном (жидком) состоянии.

Поэтому в зависимости от условий залегания и количественного соотношения нефти и газа залежи упрощенно подразделяются на:

- 1) чисто нефтяные;
- 2) чисто газовые;
- 3) газоконденсатные;
- 4) газонефтяные и нефтегазовые (с большой газовой шапкой и нефтяной оторочкой);
- 5) газоконденсатнонефтяные (с различным содержанием попутного газа);
- 6) нефтегазоконденсатные.

В связи с чрезвычайно широким разнообразием сочетания давления, температуры и состава углеводородов природных залежей нефти и газа резко очерченных границ, разделяющих месторождения на отдельные типы, не существует (2).

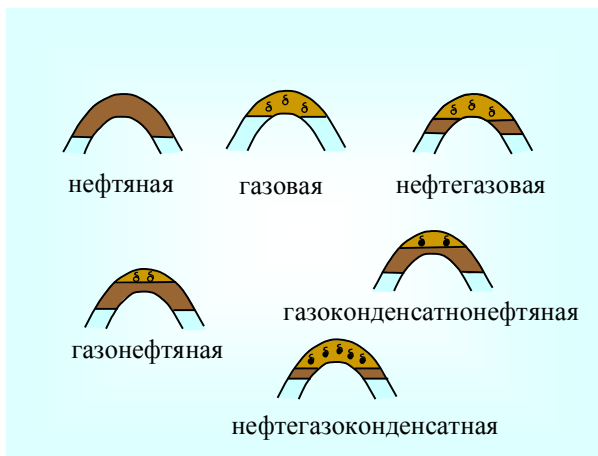


Рис. 45. Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов

Как и любая классификация, классификация нефтяных и газовых залежей может осуществляться по разным их признакам (параметрам): по форме, размерам, фазовым соотношениям между нефтью и газом и др.

По соотношению в залежи запасов нефти, газа и конденсата Н.Е. Еременко (1968) выделил семь классов залежей:

1. Нефтяные залежи, мало насыщенные газом. Это так называемая "мертвая" нефть. В таких залежах давление насыщения во много раз ниже пластового давления и иногда близко к атмосферному. Газовые шапки в них отсутствуют.

2. Нефтяные залежи, недонасыщенные газом. В них давление насыщения также ниже пластового, но разница между ними незначительная. Газовая шапка отсутствует.

3. Нефтяные залежи, насыщенные газом. Давление насыщения близко к пластовому. Залежь газовой шапки не имеет, однако при снижении давления в процессе разработки в них могут возникнуть газовые шапки.

4. Газонефтяная залежь – залежь нефти с газовой шапкой, имеет газовую, газонефтяную и нефтяную части. Запасы нефти в залежи резко преобладает над запасами газа в газовой шапке.

5. Нефтегазовая залежь – залежь газа с нефтяной оторочкой. Имеет газовую, газонефтяную и нефтяную части. Запасы газа в переводе на условное топливо преобладает над запасами нефти в нефтяной оторочке. По энергоемкости 1 млн. тонн нефти приравнивается 1 млрд. м³ газа.

6. Газоконденсатная залежь – залежь полужирного, жирного газа, содержащего растворенную нефть легких фракций – конденсат в количестве свыше 25 см³/м³. Содержание конденсата колеблется в значительных количествах. При падении давления в ходе разработки возможно появление жидкой – конденсатной фазы в виде оторочек в зоне ГВК. Некоторые газоконденсатные залежи содержат нефтяные оторочки значительных размеров. Такие залежи относятся к типу нефтегазоконденсатных.

Газовая залежь

Состоит из сухого (метанового) газа с низким конденсатным фактором ($< 25 \text{ см}^3/\text{м}^3$). Каждая залежь требует своих условий разработки, т. к. разные залежи обладают своими энергетическими ресурсами и разными режимами. Естественное продвижение нефти в направлении к забоям скважин осуществляется за счет следующих сил: сил всплывания нефти над водой, силы упругого напора – силы расширения растворенного газа при снижении давления в пласте в процессе разработки залежи, расширения нефти, расширения сжатой воды, напора законтурных вод, упругого напора сжатых пород. Все эти силы срабатывают одновременно с момента начала снижения давления в пласте. Продолжительность их действия зависит от общего энергетического ресурса залежи и способов ее разработки.

В газонефтепромысловой литературе США залежи углеводородов по величине газоконденсатного фактора, плотности и цвету извлекаемых жидких углеводородов иногда условно подразделяют на газовые, газоконденсатные или газонефтяные. Газоконденсатный фактор определяется как отношение количества газа в м³, приходящееся на 1 м³ получаемой жидкой продукции – конденсата. К газоконденсатным относят залежи, из которых добывают слабоокрашенные

или бесцветные углеводородные жидкости с плотностью 740–780 кг/м³ с газоконденсатным фактором от 900 до 1100 м³/м³. Газоконденсатный фактор жирных газов (богатых тяжелыми фракциями) составляет 10 000—18 000 м³/м³, а плотность конденсата – меньше 740 кг/м³.

Следует отметить, что в 1 м³ нефти содержание растворенного газа может достигать 1000 м³ и даже более. С этой точки зрения между нефтегазовыми и газоконденсатными месторождениями не существует строгой границы раздела. Поэтому нефтью принято называть все углеводороды, которые в пластовых условиях находятся в жидком состоянии.

8.1. Физическое состояние нефти и газа при различных условиях в залежи

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

Упомянутые выше цвет и плотность конденсата, как определяющие характеристики, необходимо считать условными.

Для более обоснованного подразделения залежей углеводородов на газовые, газоконденсатные и газонефтяные пользуются характеристиками фазовых превращений, протекающих по-разному в зависимости от состава углеводородов и условий в залежи.

Обычно считалось, что углеводороды находятся в земной коре лишь в свободном, жидком или газообразном состоянии. Из скоплений углеводородов образуются нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи.

Также существуют газогидратные залежи, содержащие газ в пластах в твёрдом (гидратном) состоянии. Наличие такого газа в земной коре обусловлено свойством его при определённых давлениях и температурах соединяться с водой и образовывать гидраты. Газогидратные залежи резко отличны по физическим

параметрам от залежей во многом отличаются от применяемых для обычных месторождений природного газа.

Расположение газогидратных залежей в земной коре определяется термодинамической характеристикой разреза, составом газа и минерализацией пластовых вод.

Районы распространения газогидратных залежей в основном приурочены к зоне распространения многолетней мерзлоты. Глубина залегания газогидратных залежей достигает 2–2,5 тыс. м.

Некоторым специалистам энергетических отраслей газовые гидраты известны по их способности создавать пробки, забивающие трубопроводы и насосно-компрессорные трубы. Однако для других специалистов гидраты являются потенциальным источником углеводородов, намного превосходящим по запасам традиционные источники природного газа (Мессояхское месторождение, Западная Сибирь).

В процессе разработки месторождений физическое состояние и свойства углеводородов с изменением давления и температуры не остаются постоянными. Для правильного установления технологического режима эксплуатации месторождения и систем сбора нефти и газа необходимо знать изменение состояний и свойств углеводородов в широком диапазоне давления и температур.

В мире также развиты месторождения высоковязких нефтей и природных битумов (5). По наиболее широко используемой в мировой практике классификации тяжелыми нефтями считаются углеводородные жидкости с плотностью 920–1000 кг/м³ и вязкостью от 10 до 100 мПа·с, а природными битумами – слаботекучие или полутвердые смеси преимущественно углеводородного состава с плотностью более 1000 кг/м³ и вязкостью выше 10 000 мПа·с. Промежуточную группу между битумами и тяжелыми нефтями образуют так называемые сверхтяжелые нефти с вязкостью от 100 до 10 000 мПа·с и плотностью около или несколько более 1000 кг/м³. Тяжелые и сверхтяжелые нефти многие авторы объединяют под общим названием «тяжелые нефти или высоковязкие нефти».

Вязкость в пластовых условиях для месторождений тяжелой нефти варьируется от относительно небольших значений 20 мПа·с до величин вязкости, близких к значениям природного битума (9 000 мПа·с). При этом большинство месторождений имеют вязкость в пределах 1000 мПа·с.

Обычно коллекторы месторождений тяжелых нефтей характеризуются довольно высокими емкостными свойствами. Значения пористости могут лежать в пределах от 20 до 45 %. При этом для коллекторов характерна расчлененность и значительная неоднородность фильтрационных свойств (проницаемость может изменяться от сотых долей до нескольких единиц мкм²).

Залежи тяжелых нефтей встречаются на всех диапазонах глубин от 300 м до глубин свыше 1500 метров. При этом доля балансовых запасов высоковязких нефтей, расположенных на глубинах свыше 1500 м, составляет только 5 % всех запасов. Наиболее значимые по запасам месторождения расположены в диапазонах глубин 1000–1500 метров. Очень часто месторождения высоковязкой нефти представляют собой сложную многопластовую систему, в которой различные этажи нефтеносности имеют не только различные емкостно-фильтрационные свойства, но и отличные друг от друга свойства пластового флюида.

Основные месторождения природных битумов располагаются на внешних бортах мезозой-кайнозойских краевых прогибов, примыкающих к щитам и сводам древних платформ (Канадский, Гвианский щиты, Оленекский свод). Месторождения могут быть пластовые, жильные, штокверковые. Пластовые месторождения (до 60 м) охватывают, нередко, многие тысячи квадратных километров (Атабаска, Канада).

Жильные и штокверковые месторождения формируются на путях вертикальной миграции углеводородов по тектоническим трещинам, зонам региональных разрывов. Крупнейшие жильные тела в Турции (Харбол, Авгамасья) достигают длины 3,5 км при мощности 20–80 м и прослеживаются до глубины 500 м. Покровные залежи образуются за счет излившихся

нефтей. Известны так называемые асфальтовые озера (Охинское на Сахалине, Пич-Лейк на о. Тринидад, Гуаноко в Венесуэле).

Природные битумы генетически представляют собой в различной степени дегазированные, потерявшие легкие фракции, вязкие, полутвердые естественные производные нефти (мальты, асфальты, асфальтиты). Кроме повышенного содержания асфальтено-смолистых компонентов (от 25 до 75% мас.), высокой плотности, аномальной вязкости, обуславливающие специфику добычи, транспорта и переработки, природные битумы отличаются от маловязких нефтей значительным содержанием серы и металлов, особенно пятиокси ванадия V_2O_5 и никеля (Ni). Таким образом, месторождения природных битумов необходимо рассматривать не только как источник мономинерального сырья для получения только нефти и продуктов её переработки, а, прежде всего с позиций поликомпонентного сырья.

Наиболее крупным в мире является месторождение битуминозных песков Атабаска в Канаде (провинция Альберта). Мощность песков до 90 м, глубина залегания до 600 м. Пески кварцевые с пористостью до 30 %. Битумонасыщенность от 2 до 18 %, в среднем 8 %. Пески насыщены нефтью и содержат: силикатные смолы – 24 %, асфальтены – 19 %, серу – 5 %, азот – 10 %, кокс – 19 %. Плотность битумов – 1020 кг/м^3 , запасы – 128 млрд. т. Добыча битуминозных песков ведется роторными экскаваторами. На юго-запад от Атабаски находятся месторождения Колд-Лейк (14 млрд. м^3), Пис-Ривер (12 млрд. м^3), Уобаска (14 млрд. м^3).

В Венесуэле, в Маракаибском бассейне известно месторождение высоковязкой нефти Лагунильяс с запасами 2,3 млрд. т нефти, связанное с баровыми ловушками в песчаниках миоцена. Высота литологически ограниченных ловушек обычно невелика, толщина песчаных пластов составляет несколько метров. В Лагунильясе выявлено 325 песчаных горизонтов, в которых сформировались литологически, стратиграфически экранированные ловушки и залежи

9. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ. ПАРАФИН. КИСЛОРОДНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ НЕФТИ, СЕРНИСТЫЕ СОЕДИНЕНИЯ НЕФТИ, АСФАЛЬТОСМОЛИСТЫЕ ВЕЩЕСТВА. ПЛОТНОСТЬ, ВЯЗКОСТЬ НЕФТИ. СВОЙСТВА НЕФТИ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ. ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ. СЖИМАЕМОСТЬ НЕФТИ. ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ. ВЯЗКОСТЬ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ. РАЗЛИЧИЕ СВОЙСТВ НЕФТИ В ПРЕДЕЛАХ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

В процессе разработки месторождений физическое состояние и свойства углеводородов с изменением давления и температуры не остаются постоянными. Для правильного установления технологического режима эксплуатации месторождения и систем сбора нефти и газа необходимо знать изменение состояний и свойств углеводородов в широком диапазоне давления и температур (4, 5, 9, 11).

В зависимости от химического состава нефти и газа изменяются их свойства в пластовых условиях и определяются закономерности движения углеводородов в пласте. Химическим составом нефти обусловлены некоторые особенности эксплуатации нефтяных месторождений. Например, одни из нефтей содержат больше парафина, смол и поверхностно-активных веществ, другие меньше. В зависимости от этого эксплуатация месторождения будет в той или иной мере осложнена из-за отложения парафина в трубах и образования водонефтяных эмульсий, которые необходимо разрушать. Следовательно, от химического состава нефти (так же как от ее физико-химических свойств и специфики месторождения) зависит характер некоторых технологических операций и промышленных сооружений. Поэтому состав нефти и ее физико-химические свойства необходимо знать с начала эксплуатации залежи. Точно так же состав углеводородов газовых и газоконденсатных месторождений является их важной характеристикой, которая используется при проектировании разработки месторождения и прогнозировании процессов,

ожидаемых в процессе эксплуатации залежи, при транспорте и переработке газа.

Природные нефти – это смесь жидких углеводородов различного строения с примесями неуглеводородных соединений. В поверхностных условиях большинство нефтей представляет собой жидкости плотностью 770–980 кг/м³ (чаще всего 820–920 кг/м³), самой различной вязкости, вплоть до вязко-пластичных тел. Различные нефти застывают при температуре от 60 до 83 °С. Их молекулярная масса обычно 22–300.

Химический элементарный состав нефтей характеризуется обязательным наличием пяти элементов: углерода, водорода, кислорода, серы и азота при резком преобладании первых двух. Он выражается в процентах (или долях единицы) по массе. Содержание углерода колеблется в пределах 83–87 %, водорода 12–14 %. Максимальное содержание остальных трех элементов может в сумме составлять до 5 % (главным образом, за счет серы), но обычно оно гораздо меньше. На товарные свойства нефтей основное влияние оказывает сера, вызывающая коррозию металлов. По содержанию серы нефти подразделяют на высокосернистые (более 2 % серы), сернистые (0,51–2 %) и малосернистые (0,5 %).

Фракционный состав отражает относительное содержание (в % по массе) различных фракций нефтей, выкипающих в определенных интервалах температур. Обычно фракции подразделяют по следующим температурным интервалам начала и конца кипения: авиационный бензин – 40–180 °С, автомобильный бензин – 40–205 °С, керосин – 200–300 °С, лигроин – 270–350 °С, мазут – 350–500 °С, гудрон – выше 500 °С. Разгонкой мазута получают различные масляные фракции (дистилляты), которые отбирают уже не по температурам кипения, а по величине вязкости.

Групповой углеводородный состав нефти отражает содержание (в % по массе) трех основных классов углеводородов: парафиновых или метановых (алканы), нафтеновых (цикланы) и ароматических (арены). Обычно с увеличением температуры кипения фракций содержание парафиновых углеводородов убывает, нафтеновых возрастает до

температуры 300–400 °С, содержание ароматических углеводородов возрастает, достигая максимума в наиболее высококипящих фракциях.

Большое значение имеет содержание твердого углеводорода парафина, который растворен в жидких углеводородах. Общее содержание твердого парафина в нефтях различно: чаще до 10–15 %, но иногда значительно выше – до 40 % и даже более. По содержанию парафина нефти подразделяют на высокопарафинистые (более 6,0 % парафина), парафинистые (1,51–6,0 %) и малопарафинистые (менее 1,5 %). При изучении высокопарафинистых нефтей следует определять не только общее содержание парафина, но и температуру и давление кристаллизации его, поскольку при изменении пластовых температуры и давления в процессе разработки парафин может выделяться из растворенного состояния и осаждаться в поровом пространстве пластов, существенно затрудняя фильтрацию нефти.

Помимо указанных групп углеводородов в нефтях встречаются также другие классы этих соединений. Индивидуальных соединений, содержание каждого из которых может превышать 1 %, в нефтях насчитывается более 20. Всего же в нефтях к настоящему времени установлено более 400 индивидуальных углеводородов.

Важной составной частью нефтей являются смолы и асфальтены. Это наиболее сложные нефтяные высокомолекулярные соединения, всегда содержащие углерод, водород, кислород, серу и почти всегда – азот. Смолисто-асфальтеновые вещества практически не переходят в нефтяные фракции при перегонке и накапливаются в мазуте, откуда они извлекаются различными углеводородными растворителями (петролейный эфир, бензол и др.). Содержание собственно смол (силикагелевых, нейтральных) в нефтях составляет от 2 до 40 %, а сумма смол и асфальтенов лишь изредка достигает 45 %. Молекулярная масса смол 500–1000, а асфальтенов – до 10 000. Асфальтены заметно влияют на физические свойства нефтей из-за высоких молекулярной массы, плотности, поверхностной активности и относительной неустойчивости.

Из числа кислородсодержащих соединений, кроме смол и асфальтенов, в нефтях выявлены различные кислоты и фенолы. Основную долю среди них составляют нафтеновые кислоты с общей формулой $C_nH_{2n-1}COOH$ ($n = 5, 6, 9$). Они содержатся в количестве от следов до 3 %.

Специфическое свойство почти всех нефтей их оптическая активность, т. е. способность вращать плоскость поляризации световых лучей.

Обычно нефти вращают плоскость поляризации вправо. Носителями оптической активности нефтей служат преимущественно полициклические нафтенy, содержащиеся в тяжелых фракциях. Очень легкие «белые» нефти, практически лишенные высококипящих фракций, не обладают оптической активностью.

Важным параметром нефтей, замеренным также по поверхностным про-бам, являются их колориметрические свойства – способность веществ поглощать свет с определенной длиной волны. Количественно меру оптической плотности – коэффициент светопоглощения, измеряют специальными приборами – фотоколориметрами. Оптическая плотность нефти определяется главным образом концентрацией смол и асфальтенов, которая меняется в нефтях различных залежей в широких пределах. Обычно коэффициент светопоглощения нефтей 150–900 ед.

Свойства нефтей в пластовых условиях весьма существенно отличаются от свойств на поверхности вследствие большого содержания растворенного газа, а также влияния давления и температуры в недрах. Так, газосодержание пластовых нефтей в связи с высокой растворимостью газов в нефтях может достигать 300–500 м³/м³ и более. Газосодержание 100–200 м³/м³ – обычное для большинства нефтей. Но известно большое число залежей, где фактическое газосодержание нефтей не превышает 8–10 м³/м³. На земной поверхности и вблизи от нее известны также полностью дегазированные природные нефти.

Объемный коэффициент нефти b представляет собой отношение объема $V_{пл}$ в пластовых условиях к объему $V_{ст}$, того же флюида после дегазации в стандартных условиях.

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{ст}}$$

Таким образом, объемный коэффициент показывает, во сколько раз больший объем занимает жидкость в пластовых условиях по сравнению с ее объемом в поверхностных условиях за счет удаления растворенного газа, изменения температуры и давления. Объемный коэффициент – величина безразмерная.

Значения объемного коэффициента всех пластовых нефтей больше единицы и иногда достигают 2–3, хотя наиболее характерные величины лежат в пределах 1,2–1,8. По мере увеличения давления объемный коэффициент возрастает, достигает максимума при давлении насыщения и по мере дальнейшего роста давления несколько уменьшается вследствие сжимаемости пластовой нефти.

Объемный коэффициент некоторых пластовых нефтей выше трёх. Например, для месторождения Мамау (США) коэффициент $b = 3,5$.

Используя объемный коэффициент, можно определить усадку нефти, т. е. уменьшение объема пластовой нефти при извлечении её на поверхность (в процентах).

Усадка нефти:

$$U = \frac{b-1}{b} \cdot 100.$$

Усадка некоторых нефтей месторождений СНГ достигает 45–50 %.

Плотность пластовой нефти, обычно в 1,2–1,8 раза меньше плотности дегазированной нефти в поверхностных условиях. Известны пластовые нефти плотностью всего 300–400 кг/м³, но чаще всего значения ее в пластовых условиях находятся в пределах 500–800 кг/м³.

Вязкость пластовой нефти также существенно меньше вязкости ее в поверхностных условиях, что обусловлено газосодержанием пластовой нефти и пластовой температурой.

Давление оказывает небольшое влияние на изменение вязкости нефти в области выше давления насыщения.

Коэффициент сжимаемости нефти (объемного упругого расширения) характеризует относительное изменение единицы объёма нефти при изменении давления Δp на единицу:

$$\beta = \frac{1}{V_0} \frac{\Delta V}{\Delta p}.$$

Единицей измерения коэффициента сжимаемости в СИ служит $(\text{МПа})^{-1}$.

Коэффициент сжимаемости используют при расчете изменения объемов однофазных жидкостей, т. е. в интервалах давлений, больших давления насыщения. Коэффициенты сжимаемости одного и того же пластового флюида при различных давлениях неодинаковы.

Коэффициент сжимаемости однофазной нефти (при давлении выше давления насыщения) весьма сильно зависит от газосодержания, а также от температуры и давления. Сжимаемость легких, содержащих много газа, нефтей, существенно выше сжимаемости более плотных, малогазонасыщенных нефтей. Величины коэффициентов сжимаемости большинства пластовых нефтей лежат в диапазоне $(10 \div 50) \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$.

Для залежей, где пластовые давления значительно превышают давление насыщения, важно установить значения коэффициентов сжимаемости в различных интервалах давления, что необходимо для прогноза нефтеотдачи и текущей добычи нефти при упругом режиме работы залежей. Использование какого-либо одного среднего значения коэффициента сжимаемости во всем диапазоне изменения давления от начального пластового до давления насыщения в этих условиях, как правило, приводит к значительным погрешностям.

Коэффициент сжимаемости зависит от состава пластовой нефти, температуры и абсолютного давления. Нефти, не содержащие растворенный газ, обладают сравнительно низким коэффициентом сжимаемости, порядка - $4 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$. Лёгкие нефти, содержащие значительное количество растворенного

газа, обладают повышенным коэффициентом сжимаемости (β_n достигает $140 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$). 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.

Одним из характерных свойств нефтей является флюоресценция. **Флюоресценцией** называется интенсивность и оттенки свечения нефтей в ультрафиолетовом свете. Для различных нефтей флюоресценция различна.

Поверхностным натяжением называется сила сопротивления жидкости увеличению своей поверхности. Сила эта, отнесённая к единице длины поверхностного слоя жидкости и выраженная в динах, принимается за единицу поверхностного натяжения.

Нефть в природных условиях обычно находится в жидком состоянии, но ей присуще свойство загустевать при понижении температуры. Степень загустевания нефти обуславливается присутствием в её составе парафина. Обратное явление загустеванию носит название плавления.

Температура застывания нефти изменяется в широких пределах. Так, для грозненских и других нефтей эти пределы установлены от $+11^\circ \text{С}$ (парафиновая нефть плотностью 838 кг/м^3) до -20°С (беспарафиновая нефть плотностью 863 кг/м^3).

Испарением называют процесс парообразования, происходящий только на поверхности жидкости при самых разнообразных температурных условиях.

Кипением называется процесс, при котором вся масса жидкости выделяет пары. Кипению однородной жидкости соответствует определённая температура кипения или точка кипения, зависящая только от давления.

Теплоёмкостью нефти называется такое количество тепла, которое необходимо затратить для нагревания 1 г нефти на 1°С . Теплоёмкость колеблется в очень узких пределах (от $0,4$ до $0,5$ кал). С повышением плотности нефти теплоёмкость, как правило, уменьшается.

Теплотворной способностью нефти называется количество теплоты в калориях, которое выделяется при сгорании 1 кг нефти. Эта величина также непостоянная и изменяется от 10 300 до 10800 ккал. С уменьшением плотности нефти теплотворная способность её повышается.

Нефть, как и другие битумы, легко растворяется в органических растворителях: бензине, хлороформе, четырёххлористом углероде, сероуглероде, эфире и других. Растворимость её в воде ничтожна.

Нефть сама является хорошим растворителем для таких химических элементов, как йод, сера, каучук, смолы и многие растительные и животные масла.

Нефть представляет собой изолятор – непроводник электрического тока. На этом свойстве нефти основано широкое применение в практике промысловой геологии электрокаротажа.

Физические свойства нефти и её состав в пределах одного и того же пласта не остаются постоянными. Свойства нефти изменяются в основном с глубиной погружения пласта. При этом иногда наблюдаются общие закономерности их изменения, характерные для многих месторождений.

1. В залежах, не имеющих выхода на поверхность и окружённых 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 растворённого газа в единице объёма нефти уменьшаются по направлению к водонефтяному контакту.

4. Объёмный коэффициент нефти уменьшается к крыльям складки.

В зависимости от структурных особенностей и строения залежи, наличия выходов пластов на поверхность и свойств пластовых систем закономерности изменения свойств нефти по пласту могут иметь другой и более сложный характер. Необходимо с самого начала разработки месторождения исследовать пробы нефти, отобранные из различных частей залежи.

Состав растворённого в нефти газа и его количество в различных частях залежи также неодинаково. В приконтурных частях в нефти содержится меньше азота и лёгких углеводородов.

Особо резко изменяются свойства нефти в залежах с крутыми углами падения пластов. Известны залежи, в которых давление насыщения в краевых частях более чем в два раза меньше, чем в купольной зоне. Вязкость нефти в центральной части месторождения может быть меньше вязкости нефти, залегающей на крыльях.

Причинами изменения свойств нефти по площади месторождения являются геологические и структурные особенности строения залежи; наличие выходов пласта на поверхность; химические, бактериологические, физико-химические и другие процессы, происходившие или продолжающиеся в пласте. Предполагается, например, что некоторое изменение свойств нефти в приконтурной части пласта обуславливается растворением в краевой пластовой воде наиболее лёгких компонентов нефти.

Увеличение плотности нефти от свода к крыльям объясняется, по-видимому, окислительными процессами (за счёт растворённых в воде сульфатов), происходящими в приконтурной зоне. Особенно сильно такие процессы сказываются на составе нефти в залежах, обнажающихся на поверхности. При этом пределы распространения окислительных процессов вглубь пласта зависят от строения и возраста залежи. При выходе пласта на поверхность на свойства нефти влияет её дегазация. Кроме того, свойства нефти зависят от температуры, изменяющейся с глубиной, и расслоения углеводородов под действием силы тяжести. В нефтеносных пластах из-за наклонного залегания может быть большая разница в высотах между отдельными точками залежи.

10. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА. УРАВНЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ОТКЛОНЕНИЯ РЕАЛЬНЫХ ГАЗОВ ОТ ЗАКОНОВ ИДЕАЛЬНОГО ГАЗА. ПЛОТНОСТЬ И ВЯЗКОСТЬ ГАЗОВ. КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗОВ ПО ХИМИЧЕСКОМУ СОСТАВУ

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных углеводородов, химическая формула которых имеет вид C_nH_{2n+2} . Обычно основным компонентом является метан CH_4 , его содержание достигает 98 %. Наряду с метаном в состав природных газов входят более тяжелые углеводороды: этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , нормальный бутан nC_4H_{10} , изобутан $i-C_4H_{10}$, пентан C_5H_{12} и др., а также неуглеводородные компоненты: азот N_2 , двуокись углерода CO_2 , сероводород H_2S , гелий He , аргон Ar .

Компонентный состав газов выражают в процентах или долях единицы по объему. Знание компонентного состава необходимо при определении физических свойств газов расчетными методами. *Молекулярная масса* M природных газов обычно равна 16–20 и вычисляется по зависимости

$$M = \sum_{i=1}^n M_i x_i,$$

где M_i – молекулярная масса i -го компонента газа; x_i – объемное содержание i -го компонента в долях единицы.

Плотность газа ρ_g в стандартных условиях можно рассчитать по выражению

$$\rho_g = \frac{M}{V_M} = \frac{M}{24,05},$$

где V_M – объем 1 моль газа при стандартных условиях, m^3 .

Обычно ρ_g находится в пределах 0,73–1,0 kg/m^3 .

Плотность газа сильно зависит от давления и температуры, и поэтому для практических целей является неудобной величиной.

Чаще используют относительную плотность газа ρ_r по воздуху, равную отношению плотности газа ρ_r к плотности воздуха ρ_v , взятой при тех же давлении и температуре.

При большом числе компонентов расчёты по приведённым формулам становятся трудоёмкими. Поэтому для расчёта состояния реальных газов обычно пользуются обобщённым газовым законом в виде уравнения Клайперона, в которое вводится поправка (коэффициент сжимаемости), учитывающая отклонение реальных газов от законов сжатия и расширения реальных газов:

$$PV = zmRT,$$

где p – давление в Па; V – объём газа, м^3 ; z – коэффициент сжимаемости;

m – масса газа, кг; R – газовая постоянная, Дж (кг · град);
 T – температура, К.

Характер изменения коэффициента сжимаемости z с изменением температуры и давления можно установить, учитывая отличия реальных газов от идеальных. В последних молекулы занимают незначительный объём (по сравнению с объёмом газа) и не испытывают сил притяжения друг к другу. Молекулы же реальных газов обладают определёнными размерами, массой и взаимодействуют друг с другом. Поэтому реальный газ приближается к идеальным при низких давлениях, когда число молекул в единице объёма невелико. Следовательно, при низких давлениях величина коэффициента сжимаемости должна быть близка к единице. С повышением давления молекулы газа сближаются и силы притяжения между ними помогают внешним силам, сжимающим газ. Вследствие этого реальные газы должны сжиматься сильнее, чем при тех же условиях сжимаются идеальные газы. Следовательно, с ростом давления коэффициент сжимаемости z должен вначале уменьшаться. Когда углеводородный газ сжат до такой степени, что он приближается по свойствам к жидкостям, межмолекулярные расстояния уменьшаются настолько, что начинают проявляться взаимоотталкивающие силы между молекулами, препятствующие дальнейшему уменьшению

объёма газа. В этих условиях углеводородный газ должен сжиматься меньше, чем при малых давлениях, т. е. значения z вновь возрастают с увеличением давления.

С помощью коэффициента сжимаемости z легко определить объёмы газа V в различных условиях.

$$V = V_0 z \frac{T \cdot 1}{273 \cdot p},$$

где V_0 – объём газа в нормальных условиях, м³. Так, например, газ, при нормальных условиях объём которого $V_0 = 1$ м³, в пласте (при давлении $P_{пл}$ и температуре $T_{пл}$) занимал бы объём пор

$$B = \frac{z}{p_{пл}} \cdot \frac{T_{пл}}{273}.$$

Коэффициент B принято называть объёмным коэффициентом газа. Его используют при пересчёте объёма газа в нормальных условиях в объём газа в пласте и наоборот.

Если компонентный состав газа известен, на основе табл. 8 и среднего компонентного состава рассчитывают псевдокритические (средние критические) давление и температуру:

$$Pr = \sum_{i=1}^n (x p_{kp})_i,$$

$$Tr = \sum_{i=1}^n (x T_{kp})_i.$$

Затем находят приведенные псевдокритические давление и температуру при данных давлении p и температуре T :

$$P_R = \frac{p}{p_r},$$

$$T_R = \frac{T}{T_r}.$$

Конденсатом называют жидкую углеводородную фазу, выделяющуюся из газа при снижении давления. В пластовых условиях конденсат обычно весь растворен в газе. Как сопутствующий газу компонент он подразделяется на сырой и стабильный.

Сырой конденсат — это жидкость, выделяющаяся непосредственно в промысловых сепараторах при давлении и температуре сепарации. Он состоит из жидких при стандартных условиях углеводородов, т. е. из пентанов и вышекипящих, в которых растворено некоторое количество газообразных углеводородов — бутанов, пропана и этана, а также, сероводорода и других газов.

Стабильный конденсат состоит из жидких углеводородов — пентана и вышекипящих. Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего. Температура выкипания основных компонентов конденсата находит в пределах 40–200 °С. Молекулярная масса 90–160. Плотность стабильного конденсата в стандартных условиях изменяется от 600 до 820 кг/м³ и находится в прямой зависимости от группового углеводородного состава.

Важным параметром газоконденсатных залежей является *давление начала конденсации* (точка росы). По мере разработки газоконденсатных залежей и снижения в них пластового давления ниже давления начала конденсации из газа выделяется жидкая фаза — конденсат в пластовых условиях. Это не только приводит к потерям углеводородов в залежах, но и отражается на подсчете запасов, поскольку изменяются объем пор пласта, занятых газом, состав и свойства газа. Поэтому при исследованиях газоконденсатных залежей необходимо производить анализы газа на самой ранней стадии разработки.

Для подсчета запасов, проектирования разработки, обустройства промыслов и рациональной эксплуатации газоконденсатных залежей необходимо иметь сведения о следующих параметрах: содержании сырого конденсата (конденсатногазовый фактор) в 1 см³/м³ отсепарированного газа; компонентный состав сырого конденсата и отсепарированного газа; содержание жидких углеводородов C₅ + высш. и их

физические свойства (молекулярная масса, плотность и др.); состав пластового газа. Коэффициент сверхсжимаемости, а также запасы пентанов + вышекипящих бутанов, пропана и этана должны определяться только исходя из состава пластового (а не отсепарированного) газа. Состав пластового газа обычно рассчитывают на основе состава отсепарированного газа, сырого конденсата и конденсатно-газового фактора.

Таким образом, при изучении газовых и газоконденсатных залежей, в отличие от нефтяных, можно судить о свойствах этих флюидов в пластовых условиях без отбора и анализа глубинных проб.

11. ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ И ИХ ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА. СВЯЗАННАЯ ВОДА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЕЕ СОДЕРЖАНИЯ В ПОРОДАХ. ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД

Вода, залегающая в одном и том же пласте с нефтью, называется по отношению к этому нефтяному пласту пластовой водой.

Она обычно занимает пониженные зоны нефтяных и газовых пластов, а иногда в разрезе продуктивной пачки выделяются самостоятельные водоносные горизонты. Подошвенными или краевыми принято называть воды, заполняющие поры коллектора под залежью и вокруг нее. Иногда краевые воды находятся и в верхних размытых частях антиклинальных складок или в головных частях моноклинально залегающих нефтеносных пластов. Промежуточными называют воды, приуроченные к водоносным пропласткам, залегающей самом нефтеносном пласте. Верхние и нижние воды приурочены к чисто водоносным пластам, залегающим выше и ниже нефтеносного пласта. В продуктивных пластах нефтяной и газовой частей залежи также содержится вода. Эту воду, оставшуюся со времени образования залежи, называют остаточной.

Связанные водоносные и продуктивные части пластов представляют единую гидродинамическую систему и различные изменения пластового давления и свойств пластовых жидкостей при эксплуатации месторождения происходят не без влияния водоносной части резервуара, окружающей залежь. Пластовая вода часто является агентом, вытесняющим нефть из пласта. Ее свойства будут влиять на количество вытесняемой из пласта нефти, т. к. некоторые воды лучше отмывают нефть, другие – хуже.

Из сказанного следует, что пластовая вода может быть разбита на две группы. Первая группа – вода в собственно нефтяном пласте, которая подразделяется на связанную воду и захваченную воду. Вторая группа – вода, залегающая в водоносной части нефтяного пласта.

Вторая группа подразделяется на воды: а) контурную (краевую); б) верхнюю контурную (верхнюю краевую); в) подошвенную и г) промежуточную.

В нефтяной пласт, кроме того, могут попасть воды, чуждые ему, т. е. воды из других нефтяных или водяных пластов, грунтовые воды, или вода, искусственно введённая в пласт.

Чуждые воды подразделяются на верхние, нижние, тектонические, грунтовые и искусственно введенные в пласт.

В нефтеносной части почти всякого пласта содержится некоторое количество воды, прочно связанной с породой и не поддающейся извлечению из пласта при обычных способах эксплуатации. Вода эта обволакивает тончайшей плёнкой отдельные зерна и, наряду с этим, занимает наиболее мелкие поровые пространства, образуемые около точек соприкосновения зерен между собой, и, быть может, также субкапиллярные поры пласта.

Таким образом, связанная вода занимала поровые пространства с тех пор, как порода пласта первоначально отлагалась, или, по крайней мере, присутствовала в этих поровых пространствах прежде, чем в них появилась нефть.

Путём многочисленных исследований установлено, что содержание связанной воды составляет от 5 до 65 % от порового пространства. При этих исследованиях бурение производилось чистой нефтью, поэтому присутствие воды не могло быть приписано влиянию бурильного раствора, изготовленного на воде.

Химический состав и физические свойства пластовых вод

Основными физическими свойствами вод нефтяных месторождений являются: удельный вес (плотность), солёность, электропроводность, температура, наличие в ней бактерий и других органических образований, вязкость, поверхностное натяжение и упругость.

Первые два свойства являются функцией минерализации воды, т. е. содержание в воде в растворённом виде того или иного количества солей.

Минерализация вод нефтяных месторождений колеблется от нескольких сотен г/м³ в пресной воде до 300 кг/м³ в концентрированных рассолах. Основные минеральные вещества, входящие в состав пластовых вод, представлены солями натрия, калия, кальция, магния и некоторых других

металлов. Основными солями пластовых вод являются хлориды, карбонаты щелочных металлов. Вблизи нефти сульфаты встречаются редко. Многие пластовые воды отличаются повышенным содержанием йода, брома, аммония. Из газообразных веществ в пластовых водах содержатся углеводородные газы, а иногда и значительные количества сероводорода. Состав пластовых вод определяется минеральным составом пород пласта, характером его гидрогеологического режима, возрастом пластов, температурными условиями, величиной пластового давления. В большинстве случаев в пластах содержатся органические вещества, представленные анионами и мылами нафтенных и жирных кислот. В жестких водах, содержащих большое количество кальция, нафтенаты выпадают из раствора в виде кальциевых мыл. Органические вещества перешли в воду из нефти и влияют на нефтевымывающие свойства вод при вытеснении нефти из пласта. Нефтяные залежи, имеющие промышленное значение, находятся в зоне затрудненного водообмена. Однако присутствие в некоторых пластах пресных вод обусловлено гидродинамической связью, существующей между нефтеносными пластами и поверхностными областями питания. Имеется много месторождений, где нефть залегает вместе с пресной водой или с водами, характеризующимися низкой концентрацией солей. Поэтому наличие гидродинамической связи нефтяного пласта с поверхностными источниками питания не всегда сопровождается вымыванием нефти из ловушек и разрушением залежи.

Удельный вес (плотность) воды меняется в больших пределах, в зависимости от количества растворённых солей, главным образом хлористых солей натрия и в меньшем количестве калия, магния и пр. Удельный вес вод разных пластов одного и того же месторождения может отличаться друг от друга в значительных пределах.

Солёность

Под солёностью понимается общее весовое количество солей, растворённых в 100 г данной минерализованной воды. Солёность определяется ареометром (солемером) со шкалой в градусах Боме.

Удельный объём воды

Удельным объёмом называется объём, занимаемый 1 кг воды. В стандартных условиях 1 кг воды занимает объём, равный 0,9972 дм³.

Электропроводность

Химически чистая вода не проводит электрического тока; чем выше минерализация воды, тем больше её электропроводность.

Температура воды в нефтяных месторождениях обычно находится в соответствии с термическим градиентом, т. е. с увеличением глубины залегания пласта температура увеличивается.

Поверхностное натяжение воды с точки зрения её способности промывать нефтесодержащие пески и вытеснять нефть из пласта, имеет весьма большое значение.

Химический состав вод нефтяных месторождений служит важнейшим показателем для распознавания типа и характера встречаемых вод и отнесения их к определённом горизонту.

В состав вод нефтяных месторождений главным образом входят соли: хлориды, гидрокарбонаты и карбонаты натрия, калия и магния. Содержание хлористого натрия доходит до 80–90 % и более от общего содержания солей. В меньших количествах содержатся щелочноземельные металлы (Ca, Mg). Иногда встречается сероводород (H₂S) и в виде коллоидов окислы железа, алюминия, кремния (Fe₂O₃, Al₂O₃, SiO₂).

Вязкость пластовой воды зависит в основном от температуры и концентрации растворённых солей. Влияние давления на вязкость воды незначительно и зависит от природы и концентрации растворённых солей и от температуры. В области низких температур – 5–10 °С вязкость слабо минерализованных вод уменьшается с повышением давления. Наиболее вязки хлоркальциевые воды. При одних и тех же условиях вязкость их превышает вязкость чистой воды в 1,5–2 раза. Так как в воде газы растворяются в небольшом количестве, вязкость её незначительно уменьшается при насыщении газом. Поэтому вязкость воды в пластовых условиях можно определять обычными капиллярными вискозиметрами при пластовой температуре и атмосферном давлении. Вязкость пластовой воды зависит в первую очередь от температуры,

минерализации и химического состава. В большинстве случаев вязкость пластовых вод нефтяных и газовых месторождений составляет 0,2–1,5 –МПа*с.

Молекулярно-поверхностные свойства системы нефть – газ – вода. При рассмотрении физических свойств нефтесодержащей породы было указано, что избирательная способность минерала смачиваться водой или нефтью, или так называемые гидрофильность или гидрофобность породы, имеет большое значение при добыче нефти (2, 11, 12).

Поверхностные явления и поверхностные свойства пластовых систем, по-видимому, сказались также и на процессах формирования нефтяных и газовых залежей. Так, например, степень гидрофобизации поверхности поровых каналов нефтью, строение газонефтяного и водонефтяного контактов, взаимное расположение жидкостей и газов в пористой среде, количественное соотношение остаточной воды и нефти и некоторые другие свойства пласта, обусловлены поверхностными и капиллярными явлениями, происходившими в пласте в процессе формирования залежи.

Гидрофильность или гидрофобность зависят как от свойств жидкостей, так и от свойств породы. До настоящего времени в этом отношении изучались только кварц, полевой шпат и кальцит в чистом виде и они показали себя гидрофильными. Однако не известны условия смачивания водой в тех случаях, когда породы включают цементирующие вещества, как, например, глинистые или известковые. Есть основания полагать, что определённые типы цементирующего материала будут иметь другие углы контакта, отличные от тех, которые получаются при чистом кварце, полевошпате и др.

Наряду с этим следует иметь в виду, что нефть кроме углеводородов содержит соединения кислородные, сернистые и азотистые. Эти компоненты, относящиеся к полярной группе, могут адсорбироваться на поверхности зерен породы и сильно меняться как поверхностное натяжение, так и угол контакта. Следовательно, кварц, кальцит и другие минералы, будучи по природе гидрофильными, могут, благодаря адсорбции, стать гидрофобными.

Так, например, установлено, что угол контакта между водой, чистым изоктаном и кварцем составляет 30°, а между

водой и чистой нефтяной кислотой 35° . Однако, если к изооктану добавить 1 % нефтяной кислоты, то этот угол будет равен 62° . Подобные же условия установлены для ряда других полярных компонентов.

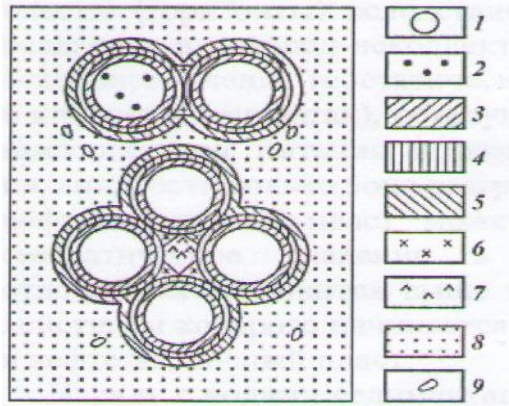


Рис. 46. Воды в породах (по А. А. Карцеву):

- 1 – минеральные частицы породы; 2 – минералы с включениями воды;
3 – адсорбированная; 4 – лиосорбированная; 5 – капиллярная;
6 – стыковая (пендулярная); 7 – сорбционно-замкнутая; 8 – свободная гравитационная; 9 – парообразование в свободной воде

В горных породах вода находится в субкапиллярных, капиллярных и сверхкапиллярных пустотах. В зависимости от размера пустот она находится в различных формах (рис. 44). Заполняя субкапиллярные пустоты, вода обволакивает минеральные частицы и входит в состав минералов. На поверхности минерального костяка находится *связанная* вода. Непосредственно поверхность минералов обволакивается *адсорбированной* водой слоем в несколько молекул. Эта вода удерживается очень большим давлением (до 1000 МПа) и по свойствам близка к твердому телу. Этот слой покрывается слоем рыхло-связанной *лиосорбированной* воды, толщина которого может достигать нескольких сот диаметров молекул. В поровом пространстве в местах сближения минеральных частиц появляется так называемая *стыковая* (пендулярная) вода,

которая, в свою очередь, отделяет от основной массы *сорбционно-замкнутую* (капельно-жидкую) воду.

В капиллярных пустотах находится *свободная капиллярная* вода.

В сверхкапиллярных пустотах в капельно-жидком состоянии находится *свободная* гравитационная вода. Эта вода свободно передвигается под действием гравитационных сил и передает гидростатическое давление.

Подземные воды попадают в горные породы как в процессе осадконакопления – седиментационные воды, так и в результате последующего проникновения их в формирующиеся или уже сформировавшиеся горные породы – *элизионные* и *инфильтрационные* воды.

Эллизионные воды – это воды, попадающие в водоносные или нефтеносные пласты (горизонты) вследствие выжимания поровых вод из уплотняющихся осадков и пород неколлекторов при увеличивающейся в процессе осадконакопления геостатической нагрузке.

Связанные водоносные и продуктивные части пластов представляют единую гидродинамическую систему и различные изменения пластового давления и свойств пластовых жидкостей при эксплуатации месторождения происходят не без влияния водоносной части резервуара, окружающей залежь.

Пластовая вода часто является агентом, вытесняющим нефть из пласта. Ее свойства будут влиять на количество вытесняемой из пласта нефти, так как некоторые воды лучше отмыывают нефть, другие хуже.

Газосодержание пластовой воды не превышает 1,5-2,0 м³/м³, обычно равно 0,2-0,5 м³/м³.

Объемный коэффициент пластовой воды зависит от минерализации, химического состава, газосодержания воды, пластовых давления и температуры. Объемный коэффициент пластовых вод нефтяных и газовых месторождений колеблется от 0,8 до 1,20.

12. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ И ГАЗОМ ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ. ИСТОЧНИКИ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ. СИЛЫ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ В ЗАЛЕЖИ. РОЛЬ КАПИЛЛЯРНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ВОДОЙ И ГАЗОМ. НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ДРЕНИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖИ

Для вытеснения углеводородов из залежи важными параметрами являются: пластовое давление, начальное пластовое давление, природная водонапорная система, температура и т. д. Пластовое давление – один из важнейших факторов, определяющих энергетические возможности продуктивного пласта, производительность скважин и залежи в целом. Под пластовым давлением понимают давление, при котором в продуктивном пласте нефть, газ, вода, а в водоносном – вода находится в пустотах пластов-коллекторов.

Начальное (статистическое) пластовое давление – это давление в пласте-коллекторе в природных условиях, т.е. до начала извлечения из него жидкостей и газа. Значение начального пластового давления в залежи и за её пределами определяется особенностями природной водонапорной системы, к которой приурочена залежь, и местоположением залежи в этой системе.

Природной водонапорной системой называют систему гидродинамически сообщающихся между собой пластов-коллекторов и трещинных зон с заключенными в них напорными водами, которая характеризуется едиными условиями возникновения и общим механизмом непрерывного движения подземных вод, т.е. единым генезисом напора.

В пределах каждой водонапорной системы могут быть выделены три основных элемента. Область питания – зоны, в которых в систему поступают воды, за счёт чего создаётся давление, обуславливающее движение воды. Область стока – основная по площади часть резервуара, где происходит движение пластовых вод;

Область разгрузки – части резервуара, выходящие на земную поверхность или расположенные в недрах (например,

связанные с дизъюнктивным нарушением), в которых происходит разгрузка подземных вод.

Природные водонапорные системы подразделяются на инфильтрационные и элизионные (о них мы упоминали ранее).

Температура в недрах нефтяных и газовых месторождений. Начальная температура продуктивных пластов оказывает большое влияние на фазовое состояние УВ в пластовых условиях, на вязкость пластовых жидкостей и газов и, следовательно, на условия их фильтрации.

Изменение теплового режима пластов может оказывать существенное влияние на условия разработки залежей. Вместе с тем изучение вторичных термических аномалий имеет большое значение для контроля за процессом разработки эксплуатационных объектов, за работой пластов в скважинах и за техническим состоянием скважин. В связи с этим изучение теплового режима как при подготовке месторождения к разработке (для обоснованного подсчёта запасов всех компонентов залежей и проектирования разработки), так и при его разработке имеет большое значение.

Режимом нефтегазонасного пласта называют характер проявления его движущих сил, зависящих от физико-геологических природных условий и мероприятий, проводимых при его разработке и эксплуатации (8,10). О режиме пласта судят по характеру изменения во времени его дебита и пластового давления, характеру изменения давления в зависимости от отбора жидкости и т. п. Режим пласта – сложный комплекс проявлений его движущих сил, который ещё более усложняется в процессе разработки и эксплуатации.

Нефтяной или газовый пласт по всей площади представляет собой единую гидравлически связанную систему (если он не разбит тектоническими нарушениями на отдельные блоки и не имеет линзовидного строения). Поэтому влияние эксплуатации скважин распространяется не только на нефтегазонасную область, но и на окружающую её водонапорную область, вплоть до границ пласта. Следовательно, запасные энергии и силы, действующие в залежи и обеспечивающие приток нефти и газа к забоям скважин необходимо рассматривать в связи со строением всей залежи и окружающих её областей, а также со

свойствами жидкости и пород всего нефтяного пласта. Источниками пластовой энергии, под действием которой нефть и газ притекают к забоям скважин, являются энергия напора пластовых вод, энергия свободного и выделяющегося при понижении давления из нефти растворённого газа, энергия упругости сжатых пород и жидкостей и энергия напора, возникающего за счёт силы тяжести самой нефти.

Нефть и газ могут двигаться в результате проявления как одного основного, так и нескольких видов пластовой энергии одновременно. Весьма важную роль в процессах движения нефти и газа в пласте играет энергия упругости пластовой водонапорной системы. Энергия газа проявляется в виде упругой энергии сжатого свободного газа при наличии газовой шапки или в виде энергии выделяющегося из нефти растворенного в ней газа при понижении давления. Энергия напора, возникающего за счет силы тяжести пластовых жидкостей, проявляется в тех случаях, когда пласты залегают под некоторым углом к горизонту.

В процессе движения нефти и газа в пласте чаще всего действуют различные виды энергии одновременно. Однако в зависимости от геологических условий эксплуатации залежи та или иная энергия может оказаться основной, преобладающей в обеспечении притока нефти и газа к забоям скважин.

12.1. Режимы работы нефтяных залежей

В зависимости от природы преимущественно действующих сил, выделяют следующие основные режимы работы нефтяных залежей:

- 1) водонапорный режим.
- 2) газонапорный режим (или режим газовой шапки)
- 3) режим растворенного газа.
- 4) гравитационный режим.

Первые два режима представляют собой режимы вытеснения; последние два – режимы истощения пластовой энергии.

Водонапорный режим. При водонапорном режиме основным видом энергии продвигающей нефть по пласту к

забоям эксплуатационных скважин является напор пластовых (подошвенных) и законтурных вод.

На начальном этапе разработки с увеличением числа скважин, вводимых в эксплуатацию, наблюдается рост добычи нефти вплоть до достижения намеченного проектного уровня. В дальнейшем, при поддержании добычи на достигнутом уровне наблюдается также стабилизация пластового давления, а добыча нефти соответственно снижается. Водонапорный режим подразделяется на: а) жёстководонапорный; б) упруговодонапорный.

При водонапорном режиме ширина водонапорной системы (если считать от внешней границы залежи нефти до выхода пласта на поверхность) обычно составляет не менее 15–25 км, а проницаемость пород – не менее $1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

Жёстко-водонапорный режим. Жёстководонапорный режим проявляется, если отбор жидкости компенсирован продвижением пластовой воды в продуктивную часть пласта. Такой режим формируется в мощном водонапорном комплексе с литологически выдержанными пластами большой мощности, имеющими высокие коллекторские свойства малоизменяемые по площади и по разрезу при отсутствии тектонических нарушений и литологических замещений.

Для того чтобы отбор жидкости при разработке компенсировал продвижение пластовой воды и не сказывался на балансе жидкости всего водонапорного комплекса объём продуктивной части пласта должен быть гораздо меньше объёма водонапорного комплекса в целом. При этом должно выполняться условие $P_{\text{пл}} \gg P_{\text{нас}}$.

При жестководонапорном режиме коэффициент нефтеотдачи колеблется в пределах 0,65–0,80 в зависимости от коллекторских свойств пород и других факторов. Интенсивность проявления водонапорного режима зависит не только от указанных выше природных факторов, но и от темпа отбора жидкости из пласта в целом, а также из отдельных его участков (рис. 47).

Опыт разработки месторождений с водонапорным режимом показал, что естественные условия режима нередко сохраняются при годовом отборе жидкости из пласта не более

6 % от промышленных запасов нефти в залежи. Это средняя цифра, конечно, может изменяться в зависимости от свойств коллектора, содержащего залежь, и свойств жидкости и газов, насыщающих его. Если необходимо осуществлять большой отбор жидкости из пласта, нужно прибегать к искусственному воздействию на пласт, чтобы предотвратить падение давления ниже давления растворимости газа в нефти и переход на менее эффективный режим работы пласта.

Упруговодонапорный режим. Упруговодонапорный режим проявляется, если продвижение в залежь пластовых вод постепенно и существенно отстаёт от отбора жидкости из залежи (рис. 48). Упруговодонапорный режим характерен для крупных месторождений с площадями нефтеносности сотни и более км². Продуктивные пласты характеризуются значительной изменчивостью коллекторских свойств, наличием тектонических нарушений, литологических замещений и зон резкого снижения и изменения проницаемости. При этом должно выполняться следующее условие $P_{пл} \geq P_{нас}$.

Упругие силы могут проявляться при любом режиме, поэтому упругий режим правильнее рассматривать не как самостоятельный режим, а как фазу водонапорного режима. В период проявления этой фазы основным источником энергии является упругость жидкости (нефти и воды) и породы.

Упруговодонапорный режим наиболее ярко проявляется при плохой сообщаемости нефтяной залежи с областью питания или при весьма значительной отдалённости (50–100 км) области питания от залежи нефти. Упруговодонапорному режиму свойственны те же характерные черты, что и водонапорному, однако при эффективном водонапорном режиме в случае неизменяющегося отбора жидкости установившееся динамическое давление в пласте остаётся также стабильным (до момента изменения режима отбора жидкости из пласта), а при упруговодонапорном режиме даже в случае стабильного темпа отбора жидкости из пласта оно непрерывно снижается. Таким образом, пластовое давление при этом режиме в каждый момент эксплуатации зависит и от текущего, и от суммарного отбора жидкости из пласта. Следовательно, рост добычи нефти при этом режиме зависит от темпа ввода скважин в эксплуатацию:

чем он медленнее, тем ниже оказываются начальные дебиты скважин, т. к. скважины вскрывают залежь в условиях более низкого пластового давления. В этом случае достигнутая текущая добыча нефти будет ниже по сравнению с добычей при более быстром вводе скважин в эксплуатацию.

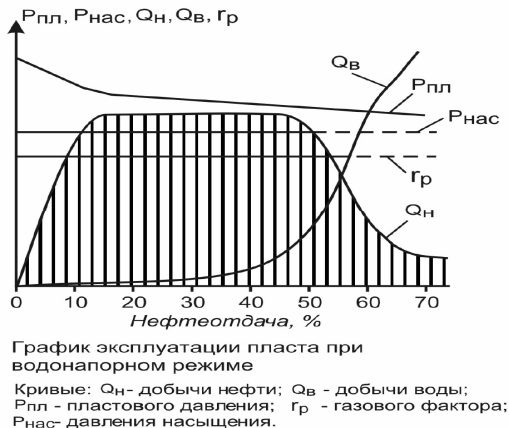


Рис. 47. График жестко-водонапорного режима

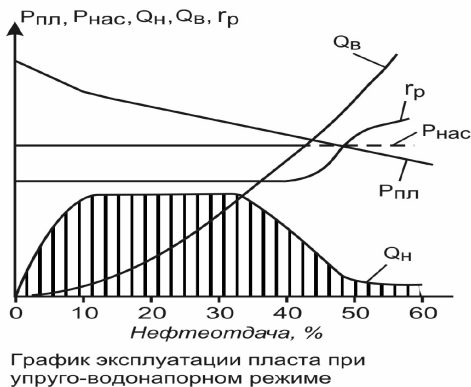


Рис. 48. График проявления упруго-водонапорного режима

При этом режиме наблюдается быстрое снижение пластового давления и добычи нефти, не смотря на то, что число эксплуатационных скважин ещё продолжает увеличиваться.

По сравнению с жестководонапорным, упруговодонапорный режим менее эффективен: коэффициент нефтеотдачи колеблется в пределах 0,5-0,7. Для обеспечения соответствующих отборов нефти при этом режиме необходимо проводить мероприятия по воздействию на пласт.

Газонапорный режим (режим газовой шапки). Основным видом энергии, продвигающей нефть по пласту при газонапорном режиме, является напор газа газовой шапки. При наличии огромной газовой шапки по сравнению с залежью нефти в процессе эксплуатации последней некоторый период времени дебиты и давление остаются почти постоянными, если не нарушается баланс между отбором нефти и скоростью продвижения контакта газ – нефть.

Эффективность газонапорного режима зависит от соотношения размеров газовой шапки и залежи нефти, а также от коллекторских свойств пласта и характера структуры. К благоприятным условиям для проявления этого режима относятся высокая проницаемость коллекторов (особенно вертикальная, вкрест напластования), большие углы наклона пластов (хорошая выраженность структуры) и малая вязкость нефти.

По мере извлечения нефти из пласта и снижения давления в нефтяной зоне газовая шапка расширяется, и газ продвигает нефть в пониженные части пласта к забоям скважин. Даже при наличии в пониженной части пласта краевых вод газ как источник энергии на первом этапе эксплуатации преобладает (рис. 49).

Однако при некотором напоре краевых вод при снижении давления газовой шапки может начаться перемещение нефти из нефтяной зоны пласта в газовую шапку. Такое перемещение нежелательно, т. к. нефть, смачивающая сухие пески газовой шапки, может быть безвозвратно потеряна. Поэтому выпуск газа из газовой шапки, а также эксплуатация скважин с высоким газовым фактором при газонапорном режиме недопустимы; газ газовой шапки нужно всемерно беречь, а в случае

необходимости закачивать газ в газовую шапку, чтобы предотвратить продвижение в нее нефти из нефтяной зоны пласта.

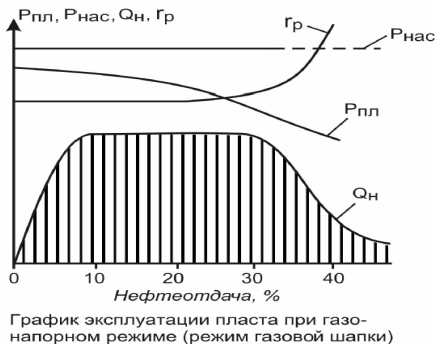


Рис. 49. График проявления газонапорного режима

Коэффициент нефтеотдачи при газонапорном режиме колеблется в пределах 0,4–0,5, в отдельных случаях может достигать 0,6.

Режим растворенного газа. При режиме растворенного газа нефть продвигается по пласту к забоям скважин под действием энергии пузырьков расширяющегося газа при выделении его из нефти.

При этом режиме по мере нарастания числа скважин, вводимых в эксплуатацию, происходит одновременное снижение начальных и текущих дебитов скважин. После достижения максимальной проектной добычи, еще до ввода в эксплуатацию намеченного числа скважин, начинается значительное снижение дебитов. Газовые факторы уже в начальную стадию разработки быстро возрастают, а в дальнейшем по мере истощения залежи снижаются. Появление в пласте (в результате падения пластового давления) свободного газа даже в количестве 7 % (от объема пор) сильно уменьшает фазовую проницаемость для нефти, что приводит к резкому снижению эффективности рассматриваемого режима (рис. 49).

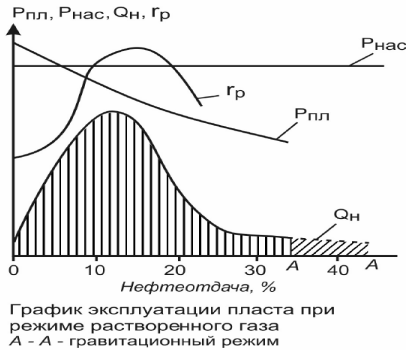


Рис. 50. График проявления режима растворенного газа и на последних стадиях разработки месторождения гравитационного режима

Далее добыча нефти продолжает снижаться и особенно быстро по мере выбытия из эксплуатации части скважин.

По мере истощения залежи газовый фактор резко снижается, дебиты скважин становятся низкими и продолжают медленно падать вследствие перехода на гравитационный режим.

Коэффициент нефтедачи при режиме растворённого газа составляет 0,2–0,4 .

Гравитационный режим

Гравитационный режим может иметь место в условиях полной изоляции залежи от водоносной части тектоническим или литологическим экранированием, а также при отсутствии газа (свободного или растворённого в нефти). Обычно гравитационный режим возникает на последней стадии разработки залежей нефти, первоначально эксплуатирующихся при режиме растворённого газа. При гравитационном режиме движение нефти по пласту к забоям скважин происходит за счёт силы тяжести самой нефти.

Различают напорно-гравитационный режим и режим со свободным зеркалом нефти.

Напорно-гравитационный режим наблюдается в том случае, когда пласт характеризуется высокой проницаемостью и более или менее круто наклонен, что облегчает продвижение

нефти в его нижней части. При этом режиме дебиты скважин, особенно тех, которые расположены далеко вниз по падению пласта, могут быть более или менее значительными, что соответственно обуславливает и более высокий коэффициент нефтеотдачи.

Гравитационный режим со свободным зеркалом нефти обычно наблюдается в пластах с пологим залеганием и плохими коллекторскими свойствами. В этом случае уровни в скважинах обычно находятся ниже кровли пласта.

Нефть притекает лишь из площади, находящейся в зоне расположения данной скважины, в результате чего образуется свободная поверхность нефти, определяющаяся линией естественного «откоса». Нефтеотдача при гравитационном режиме обычно колеблется в пределах 0,1–0,2.

В нефтеносных пластах с недостаточным напором краевых вод (или при отсутствии его) в последней стадии эксплуатации сила тяжести обычно является единственным фактором, обуславливающим продвижение нефти по пласту к забоям скважин, т. е. наблюдается переход на гравитационный режим работы пласта.

12.2. Режимы работы газоносных пластов

В газоносных пластах обычно наблюдается два основных режима:

- 1) газовый или режим расширяющегося газа;
- 2) водонапорный режим (газоводонапорный).

Когда движущей силой является не только расширение сжатого в пласте газа, но и давление активных напорных краевых вод, продвигающихся по мере эксплуатации залежи (2, 5).

В процессе эксплуатации залежи распределение давлений в ней существенно отличается от распределения давлений в нефтяной залежи. Это связано с тем, что воронка депрессии в газовых пластах более крутая, чем в нефтяных, и поэтому пластовое давление в них уже в непосредственной близости от забоя скважины становится равным давлению, присущему данному пласту.

Газовый режим обычно наблюдается в залежах газа, приуроченных к линзам или к пластам, имеющим ограниченное распространение. Иногда в пониженной части таких коллекторов находится вода, которая является практически неподвижной и не влияет на режим работы газового пласта.

Водонапорный режим газовой залежи в свою очередь может быть собственноводонапорным, когда краевые активные воды продвигаются от области питания под действием силы тяжести гидростатического столба жидкости, и упруговодонапорным, когда краевые воды продвигаются под действием силы упругости жидкости и пород пласта.

Режим газовой залежи и коэффициент возмещения можно определить непосредственно наблюдением за продвижением воды по скважине, а также расчётным путём. Однако из-за значительных расстояний между скважинами, достигающих 1,5–2 км, и недостаточно совершенных методов отбивки положение контактов газ-вода в скважинах, определение продвижения краевых вод в газовых месторождениях путём наблюдения весьма затруднено.

Изменение в процессе эксплуатации залежи объёма порового пространства, занимаемого газом, легче определять по соотношению между объёмом извлекаемого газа и падением среднего пластового давления в залежи. При газовом режиме количество газа, извлекаемого из пласта при снижении среднего пластового давления на 0,1 МПа, для различных интервалов во времени является величиной постоянной.

Для водонапорного режима эта величина для различных интервалов времени неодинакова и возрастает в ходе эксплуатации.

12.3. Нефтеотдача

Коэффициентом нефтеотдачи пласта принято называть разность между начальной и остаточной (конечной) нефтенасыщенностью, отнесенную к начальной.

В лабораторной практике обычно измеряется нефтеотдача за безводный и водный периоды. При вытеснении нефти водой из модели пласта поступает сначала чистая нефть, а затем нефть с водой. Нефтеотдача, достигнутая за эти периоды,

называется соответственно «безводной» и «водной». Аналогичные периоды в принципе отмечаются и при эксплуатации нефтяных залежей с контурной водой (1, 2, 4).

Нефтеотдача также зависит от вида используемой энергии. Наибольшая ее величина отмечается в условиях вытеснения нефти водой, что связано обычно с большими запасами энергии краевых вод, которые могут быть даже неограниченными по сравнению с запасами энергии свободного газа, сжатого в газовой шапке и растворенного в нефти. Это объясняется также большей эффективностью промывки пор водой, так как соотношение вязкости нефти и воды более благоприятно при вытеснении нефти водой, чем газом. Наконец, увеличению нефтеотдачи при вытеснении нефти водой может благоприятствовать физико-химическое взаимодействие воды с породой и нефтью. Вода обладает лучшей отмывающей и вытесняющей способностью, чем газ.

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

Нефтеотдача – один из основных показателей эффективности системы разработки, являющийся мерой рационального использования природных ресурсов, заключенных в недрах. Нефтеотдача бывает следующих видов:

- **Конечная:** $\eta = Q_{\text{извл.}}/Q_{\text{геол.}}$ – отношение извлекаемых запасов к геологическим.
- **Текущая:** Это отношение суммарного отбора нефти на определённую дату к начальным геологическим запасам.
- **Нефтеотдача заводненного объёма:** Это отношение добытого из заводненной части залежи количества нефти к начальным геологическим запасам этой части залежи.

Геолого-промысловые факторы, определяющие нефтеотдачу делятся на два вида:

- 1) геологические;
- 2) технологические.

К геологическим факторам относятся:

- 3) естественный режим работы залежи;
- 4) литолого-физическая неоднородность и коллекторские свойства;
- 5) литология и минералогический состав;
- 6) условия залегания нефти, газа и воды;
- 6) физико-химические свойства пластовых нефти и воды.

К технологическим факторам относятся:

- 1) плотность сетки – плотность размещения скважин;
- 2) отбор жидкости;
- 3) особенности системы воздействия на пласт.

Рассмотрим геологические факторы:

1. Естественный режим работы залежи;

Нефтеотдача в зависимости от естественного режима убывает в следующей последовательности:

- Водонапорный режим 70–75 %;
- Режим газовой шапки или газонапорный режим 60–70 %;
- Режим растворенного газа 25–30%;
- Гравитационный режим < 25%.

2. Литолого-физическая неоднородность и коллекторские свойства. К неоднородностям относятся изменение эффективной мощности, песчанистости, проницаемости и расчленённость объекта. В неоднородных объектах происходит более неравномерное обводнение, низкий охват разработки и соответственно снижение нефтеотдачи. Наиболее отрицательное влияние на нефтеотдачу оказывает зональная неоднородность (прерывистость распространения коллекторов), которая обуславливает создание застойных тупиковых зон, из которых невозможна выработка нефти.

3. Литология и минералогический состав. В данном случае рассматривается глинистость разреза. От минералогического состава глины зависит проницаемость, глинистость породы, при прохождении через неё воды, особенно пресной; наличие гидрослюдистого материала в глинах способствует их разбуханию. Наиболее интенсивно разбухают монтмориллонитовые глины.

4. Условия залегания нефти, газа и воды. Скважины, эксплуатирующиеся в водонефтяной зоне, обводняются гораздо

быстрее и отбирают меньше нефти, чем скважины, находящиеся в нефтяной зоне. Наличие обширных водонефтяных зон значительно ухудшает условия извлечения нефти из залежи и снижают коэффициент нефтеотдачи. В водонефтяной зоне коэффициент нефтеотдачи в 2-3 раза меньше, чем в нефтяной зоне.

5. *Свойства пластовых нефти и воды.* Вязкость пластовой нефти сильно влияет на нефтеотдачу, с её увеличением нефтеотдача падает (месторождения Южного Мангышлака и п-ва Бузачи). Чем ближе вязкость нефти к вязкости вытесняющего агента, тем лучше характеристики вытеснения, т.к. вязкость пластовой воды изменяется незначительно, то условия вытеснения зависят, главным образом, от вязкости нефти. Вязкость нефти изменяется от значений меньших вязкости воды и до в 10-ки и сотни раз превышающих её. При вытеснении водой высоковязких нефтей имеет место неравномерное вытеснение, что приводит к неполному и неравномерному извлечению нефти из недр. Хлор-кальциевые воды имеют лучшие характеристики вытеснения, а гидрокарбонатные воды - хуже.

Технологические факторы:

1. Плотность сетки: С уменьшением плотности сетки текущая нефтеотдача падает, т.е. увеличивается неравномерность обводнения, ухудшаются условия извлечения нефти и уменьшается нефтеотдача (для неоднородных пластов). При однородных пластах имеет место независимость нефтеотдачи от плотности сетки. Уменьшающаяся плотность сетки оказывает большее влияние на условия извлечения нефти из водонефтяной зоны.

2. Отбор жидкости: Σ отбор нефти зависит от Σ отбора жидкости. Основной прирост нефтеотдачи отличается при отборе 2–4 объёмов жидкости. Объём жидкости соответствует поровому объёму. Нефтеотдача, более 50 % в условиях заводнения, или естественного водонапорного режима, может быть обеспечена только при отборе нескольких объёмов жидкости из недр. За весь срок разработки подобного месторождения приходится добывать воды в несколько раз больше, чем нефти. Эти данные подтверждаются при форсированном отборе жидкости.

13. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ. НАГНЕТАНИЕ В ПЛАСТ ХИМИЧЕСКИХ РАСТВОРОВ. НАГНЕТАНИЕ СМЕШИВАЮЩИХСЯ С НЕФТЬЮ АГЕНТОВ. ТЕРМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

После того как вся нефть, которую можно было извлечь из скважины первичными и вторичными методами, была извлечена, разработчик может принять решение использовать третичные методы добычи – повышение нефтеотдачи пластов (8, 10). Эти методы являются очень дорогостоящими, и многие из них все еще находятся на стадии эксперимента. Однако они увеличивают добычу из нефтяных скважин и в будущем могут стать более экономичными, если цена за баррель сырой нефти значительно возрастет.

Перспективные методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) подразделяются на три основные категории: нагнетание в пласт химических растворов, нагнетание смешивающихся с нефтью агентов и добыча тепловыми методами. В пределах этих общих методов экономически оправданными считаются следующие технологии: нагнетание в пласт растворов полимеров, нагнетание растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), нагнетание щелочей, нагнетание CO_2 , подача пара и воспламенение пластовых флюидов и др. Рассмотрим эти методы ПНП и подробнее узнаем о том, как они действуют.

13.1. Нагнетание в пласт химических растворов

Химические методы – это нагнетание в пласт растворов полимеров, ПАВ (мицеллярных полимеров, микроэмульсий) и щелочных растворов. Во всех этих процессах к воде добавляются химические агенты, чтобы придать пластовым флюидам такие свойства или создать такие условия на границе раздела фаз, которые будут более благоприятны для нефтеотдачи. Широко применяют три методики: нагнетание в пласт растворов полимеров, растворов ПАВ и растворов щелочей.

Обычная методика заводнения часто может быть улучшена посредством добавления в воду полимеров, что снижает соотношение подвижностей закачиваемой и пластовой жидкостей. Другими словами, полимер облегчает перемещение углеводородов в пласте. Данный метод обычно применяется на коллекторах, продуктивность которых распространяется на большие территории, поскольку раствор полимера охватывает значительную часть коллектора, а не только воду.

Наиболее приемлемым для вытеснения нефти водными растворами полимеров считается раствор полиакриламида (ПАА). Добавка даже в малых объемах ПАА к нагнетаемой воде повышает её вязкость, снижает подвижность и, следовательно, уменьшает относительную вязкость пластовой нефти. Это повышает устойчивость раздела между водой и нефтью (фронта вытеснения), способствует улучшению вытесняющих свойств воды и более полному вовлечению объёма залежи в разработку. Метод рекомендуется для залежей с повышенной вязкостью пластовой нефти до 10–50 МПа · с. Ввиду возможности снижения приемистости нагнетательных скважин за счёт повышенной вязкости раствора метод целесообразно применять при значительной проницаемости пород-коллекторов – более 0,1 мкм². Благоприятны объекты с относительно однородным строением продуктивных пластов, преимущественно порового типа.

Полиакриламид применяется для высоковязких нефтей с вязкостью 10–50 МПа/с для пород с хорошей проницаемостью более 0,1 мкм². Относительно однородных пород коллекторов порового типа пластовая температура 70°–90 °С. В качестве загустителя применяются жидкое стекло, полимеры, водонефтяные эмульсии, неорганические мономеры и смолы.

Преимущества:

1. Уменьшение водопроницаемости пластов;
2. Увеличение вязкости вытесняемой воды;
3. Уменьшение объёма попутно-добываемой с нефтью воды;
4. Увеличение безводного периода добычи нефти.
5. Обводнение становится более равномерным, увеличивается нефтеотдача, увеличивается нефтедобыча на 12–20 % от общей добычи.

Поверхностно-активные вещества, или детергенты, также могут добавляться к воде. Они уменьшают действие сил, удерживающих нефть в порах горной породы. Порция ПАВ вытесняет значительную часть нефти из коллектора, образуя водно-нефтяной вал, который движется впереди ПАВ. За порцией ПАВ следует фронт воды, содержащей растворенный полимер. Полимер улучшает эффективность подчистки и помогает удалить максимально возможное количество нефти из пор. За порцией раствора полимера следует порция простой воды. Данную операцию можно повторять до тех пор, пока коллектор не будет в достаточной степени очищен. Применяется для маловязких нефтей (не более 5–30 мПа • с) при пластовой температуре до 70°C, при водонасыщенности пласта не более 15 %. Применение ПАВ позволяет повысить коэффициент нефтеотдачи на 3–5 %.

Для нагнетания щелочных растворов используют водные растворы неорганических щелочей, таких как гидроксид натрия, карбонат натрия или оргосиликаты натрия. Это повышает нефтеотдачу за счет снижения межфазного натяжения, изменения смачиваемости или спонтанного эмульгирования. Такой процесс дешевле, чем нагнетание ПАВ, однако возможное увеличение нефтеотдачи в этом случае ниже.

При вытеснении нефти мицеллярными растворами в качестве вытесняющего агента в пласт нагнетают мицеллярный раствор (в объеме около 10 % объема продуктивного пласта), узкую оторочку которого перемещают широкой оторочкой буферной жидкости, которая, в свою очередь, вытесняется рабочим агентом – водой. Состав мицеллярного раствора – легкая углеводородная жидкость, пресная вода, поверхностно-активные вещества и стабилизатор. Раствор представляет собой микроэмульсию, состоящую из агрегатов (мицелл) молекул воды и углеводов. Метод предусматривает применение мицеллярных растворов и буферной жидкости примерно одинаковой вязкости с пластовой нефтью.

Метод предназначенся в основном для извлечения остаточной нефти из заводненных пластов. Механизм процесса пока находится в стадии изучения. Имеющийся опыт позволяет

рекомендовать применение известных мицеллярных растворов на залежах нефти в терригенных коллекторах норového типа (не трещиноватых), сравнительно однородных, не содержащих карбонатного цемента. Это связано с тем, что при движении в резко неоднородном коллекторе и при контакте с карбонатным цементом может нарушиться структура раствора. Желательно, чтобы средняя проницаемость коллекторов была более $0,1 \text{ мкм}^2$. Величина остаточной нефтенасыщенности пласта технологически не ограничивает применение метода, но вследствие большой стоимости работ по созданию оторочки экономически целесообразно, чтобы она была более 25–30 %. Вязкость пластовой нефти не должна превышать 20 МПа·с, поскольку вязкость раствора и вытесняющего агента должны быть примерно такими же. Приготовление и закачка раствора большей вязкости связаны со значительными трудностями. В связи с резким снижением эффективности метода при контакте мицеллярных растворов с минерализованными пластовыми водами применять его целесообразно на месторождениях, разрабатываемых с внутриконтурным нагнетанием пресной воды или после предварительной закачки в пласт пресной воды. Температура пласта не должна превышать 70–90 °С.

13.2. Нагнетание смешивающихся с нефтью агентов

В качестве смешивающихся с нефтью растворителей для повышения нефтеотдачи обычно используют диоксид углерода, азот или углеводороды.

Хотя **нагнетание CO_2** – относительно новая методика, ожидается, что в будущем она внесет наибольший вклад в методы повышения нефтеотдачи (при помощи смешивающихся с нефтью жидкостей). Диоксид углерода является мощным двигателем для перемещения нефти. Исходный CO_2 не смешивается с нефтью.

Однако, вступая в контакт с сырой нефтью в коллекторе, он извлекает из нее некоторые углеводородные компоненты и становится таким образом нефтерастворимым. При смешивании нефти и CO_2 мы сталкиваемся с тем же явлением, что и при

газлифте: нефть становится более жидкой и легче перемещается (4, 7, 8,10).

В некоторых коллекторах нельзя добиться смешения диоксида углерода с нефтью, но CO_2 тем не менее может применяться для получения дополнительной нефти. Газ все равно расширяется в коллекторе и снижает вязкость нефти, тем самым, улучшая ее подвижность (рис. 50).

При растворении двуокиси углерода в нефти происходит существенное увеличение объема нефти, снижение ее вязкости, уменьшение проявления капиллярных сил. Все это приводит к повышению степени вытеснения нефти. Этому же способствует образование в окрестностях фронта вытеснения нефти вала легких углеводородных фракций, экстрагированных из нефти двуокисью углерода. Обычно рекомендуется применять технологию вытеснения нефти оторочкой жидкой двуокиси углерода, проталкиваемой по пласту водой. Благодаря тому, что двуокись углерода хорошо растворяется в воде, в задней части оторочки образуется зона карбонизированной воды, предотвращающая разрушение этой оторочки.

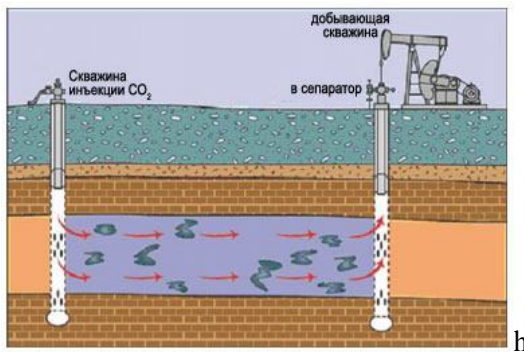


Рис. 51. Закачка CO_2

Как уже отмечалось, обычно нагнетаемая двуокись углерода в пласте находится в газообразном состоянии. В этом случае процесс вытеснения нефти напоминает описанный выше процесс вытеснения нефти газом высокого давления. При нагнетании углекислого газа образуется зона смеси за счет

перехода углеводородных компонентов нефти в углекислый газ. Следует отметить, что углекислый газ характеризуется значительно большей глубиной экстракции углеводородов из нефти, чем метан, и поэтому может смешиваться с нефтями, содержащими незначительное количество промежуточных компонентов. Важно также и то обстоятельство, что требуемое для обеспечения условий смешиваемости углекислого газа с нефтью давление значительно меньше (в 1,5 раза и более), чем в случае применения сухого газа. Поэтому метод вытеснения нефти углекислым газом можно применять на месторождениях нефти со средней и малой вязкостью (с плотностью меньше $0,9 \text{ г/см}^3$) и с давлением выше 10,5 МПа.

Метод вытеснения нефти углекислым газом в значительной мере испытан в промысловых условиях. С ним связываются перспективы повышения нефтеотдачи пластов, в том числе карбонатных, содержащих нефти малой вязкости. В настоящее время в ряде нефтедобывающих стран этот метод находится на стадии промышленного освоения.

При применении метода следует иметь в виду необходимость решения проблемы защиты оборудования и скважин от коррозии в результате воздействия углекислоты.

Углеводородные газы и конденсаты также используются в проектах по повышению нефтеотдачи с помощью агентов, смешивающихся с нефтью. Обычно легкие углеводороды являются слишком ценными для коммерческого применения, поэтому данные процессы являются дорогостоящими. Применяют также азот и топливные газы, *но* они, как правило, эффективны только в скважинах с высокими температурой и давлением.

Вытеснение нефти сухим газом высокого давления. Метод предназначен для разработки месторождений легких нефтей со значительной концентрацией промежуточных компонентов $\text{C}_2 - \text{C}_6$. Вытеснение нефти газом высокого давления рекомендуется внедрять на начальной стадии разработки месторождения.

Важный параметр осуществления эффективного процесса вытеснения нефти сухим газом – уровень пластового давления. С увеличением давления уменьшается объем двухфазной

области и, следовательно, улучшаются условия смешиваемости нагнетаемого газа с пластовой нефтью. Считается, что для достижения условий смешиваемости нагнетаемого газа с нефтью требуется пластовое давление свыше 21 МПа.

Использование метода нагнетания в пласт газа высокого давления обуславливает высокий коэффициент вытеснения нефти. Однако из-за неблагоприятного соотношения вязкостей нагнетаемого газа и вытесняемой нефти охват процессом вытеснения нередко оказывается ниже, чем при заводнении. Это обстоятельство в значительной мере снижает эффективность его применения. С целью повышения коэффициента охвата процессом вытеснения нефти добываемый газ может вновь закачиваться в пласт. Такая рециркуляция газа позволяет увеличивать коэффициент охвата за счет увеличения объема прокачиваемого через пласт газа. Следует также иметь в виду, что с увеличением давления растет вязкость газа и улучшается соотношение подвижностей. Это тоже относится к преимуществам применения метода при высоких уровнях пластового давления. При этом методе уменьшается вязкость пластовой нефти и увеличивается её объём за счёт растворения закачиваемого газа. Снижается поверхностное натяжение на контакте газ-нефть. Увеличивается относительная проницаемость для нефти. Нефтеотдача может достигнуть 70–90 %. Применяется данный метод для залежей, расположенных на глубине до 1500 м при отсутствии тектонических нарушений и пластовом давлении 26–56 МПа.

Вытеснение нефти обогащенным газом. Обогащение газа может быть осуществлено путем добавки этана, пропана, бутана. В некоторых случаях процесс смешивающегося вытеснения может быть достигнут нагнетанием в пласт попутного газа после сепарации. Чаще всего в качестве обогащающего агента применяется пропан. Концентрация обогащающих компонентов в нагнетаемом газе для обеспечения условий смешиваемости зависит от состава нефти, пластового давления и температуры. При использовании пропана во многих геолого-промысловых условиях для обеспечения смешиваемости последнего с пластовой нефтью концентрация его в нагнетаемом газе должна составлять примерно 20–50 % при

пластовом давлении 10–21 МПа. Концентрация обогащающего компонента, необходимая для обеспечения смешиваемости нагнетаемого газа с пластовой нефтью, уменьшается с увеличением пластовых температуры и давления.

Метод предпочтительно применять на месторождениях нефти малой вязкости (до 5-10 мПа·с) и малой плотности (до 0,88 г/см³). С уменьшением содержания в нефти промежуточных компонентов приходится считаться с необходимостью увеличения расхода дорогостоящего обогащающего компонента.

Применение метода нагнетания в пласт обогащенного газа, как и газа высокого давления, характеризуется высоким коэффициентом вытеснения нефти. Однако неблагоприятное соотношение подвижностей требует мероприятий по улучшению охвата процессом вытеснения, среди которых следует отметить предложения о нагнетании вместе с газом воды. С целью предотвращения потерь нефтеотдачи вследствие гравитационной сегрегации метод вытеснения нефти обогащенным газом рекомендуется применять в маломощных пластах с низкой проницаемостью. По этой же причине рекомендуется осуществлять там, где это позволяет геологическое строение залежи, нагнетание газа в верхние части структуры, а вытеснять нефть - в нижние.

Вытеснение нефти сжиженными нефтяными газами. В качестве растворителей могут применяться сжиженные углеводородные газы (этан, пропан, бутан), нестабильный бензин, широкие фракции легких углеводородов, получаемые при стабилизации и переработке нефти, керосин, газовый конденсат, органические спирты и т. п., однако чаще всего используется пропан. Обычно с целью экономии в пласте создается оторочка из растворителя, которая затем проталкивается газом или газом и водой. В случае перемещения оторочки растворителя газом и водой соотношение объемов их нагнетания должно быть таковым, чтобы вода отставала от фронта вытеснения растворителя газом. Оторочка растворителя обычно составляет 2–10 % от порового объема пласта. При этом с увеличением неоднородности пласта увеличивается и необходимый объем оторочки растворителя. Перемещающаяся по пласту оторочка вытесняет впереди себя нефть, при этом

между оторочкой и вытесняемой нефтью образуется переходная зона перемешивания нефти и растворителя. Если растворитель нагнетается в предварительно заводненый пласт, то оторочка растворителя вытесняет воду и нефть. Обычно подвижность воды больше подвижности нефти, потому вода движется быстрее к добывающим скважинам. Вследствие этого образуется вал нефти.

Метод вытеснения нефти сжиженными нефтяными газами рекомендуется применять в диапазоне пластовых давлений 8–14 МПа. При таких давлениях обеспечивается сохранение растворителя (пропан, бутан) в жидком состоянии, а также его смешиваемость с проталкивающим газом, если в качестве такового используется природный газ. Метод нельзя использовать на месторождениях, где пластовая температура превышает 96–97 °С, т. к. при этих температурах пропан будет находиться в газообразном состоянии вне зависимости от величины пластового давления.

Важное преимущество процесса вытеснения нефти сжиженными нефтяными газами перед процессом вытеснения нефти сухим и обогащенным газами заключается в том, что он может быть осуществлен при более низких пластовых давлениях, т. е. в менее глубокозалегающих пластах. Нагнетаемый растворитель вытесняет практически всю нефть из охваченных процессом вытеснения частей пласта. Однако применение метода вытеснения нефти оторочкой пропана связано с проблемами повышения охвата процессом вытеснения. Поэтому его рекомендуется использовать на месторождениях нефти малой вязкости (не более 5–10 мПа·с), со сравнительно маломощными пластами (до 8–10 м) и низкими проницаемостями (менее $5\text{--}10^{-14}\text{ м}^2$).

13.3. Термические методы

В основе этих методов лежит благоприятное воздействие температурного фактора на соотношение подвижностей вытесняющих агентов и вытесняемой нефти, а также на степень вытеснения нефти. Известны два крупных класса этих методов. К первому из них относят такие методы, при которых тепло

вводится в пласт с поверхности (например, нагнетание горячих газов, воды, водяного пара). Ко второму классу принадлежат методы, обеспечивающие образование тепла непосредственно в пласте за счет внутрипластовых экзотермических реакций окисления углеводородов (рис. 51, 52).

Вытеснение нефти теплоносителями. В настоящее время в качестве теплоносителей используются вода и водяной пар, т. к. они характеризуются наибольшим среди известных рабочих агентов теплосодержанием и, следовательно, обеспечивают большую эффективность теплового воздействия на пласт. При разработке месторождений со сравнительно неглубоко залегающими продуктивными пластами предпочтение отдается пару, поскольку его теплосодержание значительно выше.

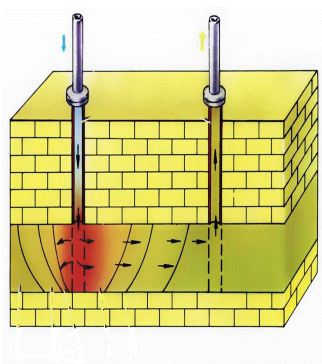


Рис. 52. ВДОГ

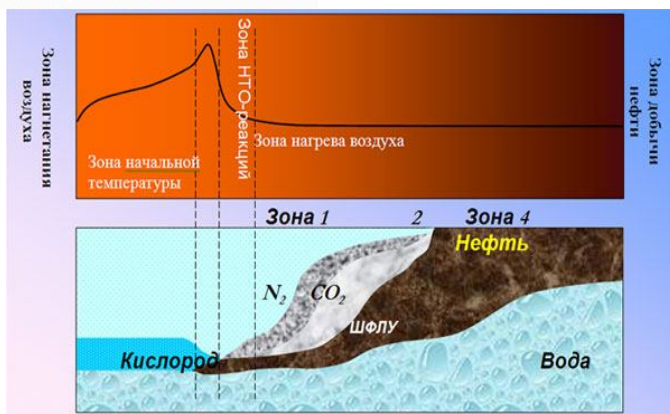


Рис. 53. Механизм вытеснения нефти при тепловых МУН

Тепловые МУН – это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне (14). Применяются тепловые МУН в основном при добыче *высоковязких парафинистых и смолистых нефтей*.

Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне.

В пласте образуются следующие три зоны, различающиеся по температуре, степени и характеру насыщения

1) Зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой (400–200 °С), в которой происходят совместная фильтрация пара и легких фракций нефти.

2) Зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации (200 °С) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет легкие фракции и нефть.

3) Зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой.

При нагреве пласта происходит дистилляция нефти, снижение вязкости и объемное расширение всех пластовых агентов, изменение фазовых проницаемостей, смачиваемости горной породы и подвижности нефти, воды и др.

Метод вытеснения нефти паром рекомендуется для разработки залежей высоковязкой нефти (более 40–50 мПа·с), для которых метод заводнения непригоден. Иногда паротепловое воздействие осуществляется в сочетании с обычным заводнением, при котором закачанная в пласт высокотемпературная оторочка пара в объеме 20–30 %, к общему пустотному пространству залежи перемещается по пласту закачиваемой водой. Метод позволяет достигать коэффициента извлечения нефти 0,4–0,6.

Для применения метода благоприятны условия, для которых характерны минимальные потери тепла как при закачке

пара в скважину, так и при перемещении его по пласту. Глубина залегания пласта не должна превышать 1000 м, чтобы избежать больших потерь тепла в стволе скважины.

Нефтенасыщенная эффективная мощность пласта должна быть более 10–12 м, но не выше 40 м. При меньшей мощности резко возрастают потери тепла в породы, перекрывающие и подстилающие пласт. При чрезмерно большой мощности во избежание низкого охвата воздействием по разрезу пласта следует его расчленять на объекты меньшей мощности. Для паротеплового воздействия целесообразно выбирать объекты с высокими коллекторскими свойствами – пористостью 20%, и более и проницаемостью более $0,5 \text{ мкм}^2$, т. к. при этом сокращаются потери тепла на нагрев собственно породы пласта. Процесс более эффективен при разработке залежей с высокой начальной нефтенасыщенностью, так как требуется малый расход тепла на нагрев содержащейся в пласте остаточной воды. Вязкость нефти может составлять 200–1000 мПа·с и более.

Следует учитывать, что нагнетание пара в неустойчивые породы может привести к их разрушению и интенсивному образованию песчаных пробок в добывающих скважинах. Возможно также разбухание глин в пласте, приводящее к снижению его проницаемости. Поэтому объекты для паротеплового воздействия должны слагаться породами, не подверженными разрушению и с малой глинистостью – не более 10 %. Более благоприятны для процесса мономинеральные (кварцевые) песчаники, менее благоприятны – полимиктовые с обломками глинистых пород.

Разработка залежей при паротепловом воздействии должна осуществляться с довольно плотными сетками скважин – от 1–2 до 4–8 га/скв.

Нагнетание пара обычно происходит в две стадии: на первой – пар закачивается в добывающую скважину, чтобы прогреть и, соответственно, сделать более жидкой нефть вблизи ствола добывающей скважины, а на второй – пар подается в нагнетательную скважину и движется сквозь коллектор в направлении добывающей скважины, выталкивая теплую, подвижную нефть перед собой.

На практике в пласт подается смесь пара и горячей воды. Обычно пар генерируется на поверхности, но часть тепла теряется, и пар может частично превратиться в горячую воду, прежде чем достигнет продуктивного пласта. Если эта смесь пара и горячей воды перемещается по циклу в добывающей скважине, такая технология называется выдох–вдох или паровая пропитка.

Воспламенение пластовых флюидов обычно применяется в коллекторах с нефтью низкой плотности; оно было испытано в широком диапазоне условий. Тепло генерируется в коллекторе в результате подачи воздуха и сжигание части сырой нефти. При этом снижается вязкость нефти и остаточная нефть частично испаряется. Затем нефть выгоняется в направлении добывающей скважины за счёт вытесняющих потоков пара, горячей воды и газа.

Метод применим для залежей, в которых даже незначительное снижение температуры в процессе разработки может привести к выпадению парафина в пласте и закупориванию его пор. Для недопущения этого нагнетаемая вода должна иметь температуру, превышающую пластовую на величину потерь тепла в стволе скважины. Так же, как и при паротепловом воздействии, выбор объектов для воздействия закачкой горячей водой лимитируется величиной теплотеря в скважине и пласте.

При термических методах повышения нефтеотдачи коллектор подогревается, чтобы снизить вязкость нефти и или испарить ее. В обоих случаях нефть становится более подвижной и ее можно более эффективно направлять к добывающим скважинам. Помимо добавочного тепла в этих процессах создается движущая сила (давление).

Вытеснение нефти горячей водой применяется для разработки залежей с вязкими и высокопарафинистыми нефтями вязких высокопарафинистых нефтей для предотвращения выпадения парафина из-за охлаждения пласта, происходящего при обычном заводнении. При вытеснении нефти горячей водой из-за значительного отставания фронта прогрева пласта от фронта вытеснения нефти требуется

закачивать в пласт большие объемы горячей воды, в 3–4 раза превышающие объем пустот продуктивного пласта.

Одной из основных проблем при осуществлении метода добычи нефти путем нагнетания в пласт теплоносителя является доведение тепла с минимальными потерями до пласта и затем использование этого тепла в продуктивном пласте с минимально возможными потерями в окружающие пласт породы. Потери тепла складываются из потерь в генерирующей теплоустановке, в поверхностных линиях, в стволе скважины и, наконец, на прогрев окружающих пород. Потери тепла в теплогенерирующих установках определяются их коэффициентом полезного действия и в среднем составляют 80 %. Величина суточных потерь тепла на поверхности колеблется в пределах от 0,335 млн. до – 3,352 млн. кДж/сут. на каждые 100 м пути теплоносителя, В качестве ориентировочных оценок потери тепла при движении теплоносителя в скважине можно принимать равными 1,676 кДж/сут. на каждые 100 м ствола скважины. Меры по снижению потерь тепла в скважине позволяют довести их величину на каждые 100 м длины ствола до 2–5 % от общего количества вводимого в скважину тепла. Потери тепла в стволе скважины определяют один из важных критериев применения методов разработки нефтяных месторождений с помощью закачки в пласт теплоносителя, который выражается в ограничении глубин залегания продуктивных пластов.

При движении теплоносителя в пласте тепло передается породе продуктивного пласта и содержащимся в нем флюидам, а также окружающим продуктивные пласты породам. Теплоперенос в пласте осуществляется конвектным (потокотом фильтрующихся в пласте флюидов) и диффузионным (теплопроводным) путем. Нагрев окружающих пласт пород происходит теплопроводным путем. Тепловая эффективность процесса закачки в пласт теплоносителей обычно оценивается отношением количества накопленного в пласте тепла к количеству введенного в него тепла (коэффициент теплоиспользования) либо отношением интегральных потерь тепла в окружающие пласт породы к общему количеству введенного в пласт тепла (коэффициент теплопотерь). Потери

тепла в значительной мере определяются длительностью процесса. Из этого вытекает весьма важное, требование необходимости высоких темпов разработки нефтяных месторождений путем нагнетания теплоносителей. Потери тепла на нагрев окружающих пород существенно зависят также от мощности пласта: с увеличением мощности пласта потери убывают в квадратичной зависимости. Поэтому для ограничения потерь тепла для нагнетания теплоносителей рекомендуется подбирать объекты с эффективной мощностью пласта свыше 10–15 м.

Вследствие потерь тепла в окружающие пласт породы и необходимости прогрева большой массы скелета пористой среды происходит отставание фронта прогрева пласта от фронта вытеснения нефти. В случае применения в качестве теплоносителя горячей воды фронт прогрева перемещается медленнее фронта вытеснения нефти в 4–6 раз и более. Это приводит к тому, что для достижения существенного прогрева пласта и увеличения его нефтеотдачи требуется закачивать в пласт значительные количества горячей воды, превышающие 3–4 поровых объема пласта.

Температурная обстановка в пласте оказывает решающее влияние на механизм вытеснения нефти. Так, в зоне, не охваченной тепловым воздействием, реализуется механизм вытеснения нефти водой в изотермических условиях при пластовой температуре, в переходной температурной зоне (зоне сконденсированного пара) реализуется механизм вытеснения нефти водой в неизотермических условиях при изменении температуры от температуры насыщенного пара до начальной пластовой. Наконец, в зоне пара реализуется механизм вытеснения нефти паром. Следует подчеркнуть, что процессы, происходящие в каждой из указанных выше зон, носят не изолированный характер, а испытывают взаимное влияние.

Механизм вытеснения нефти горячей водой в нефтеотдаче пласта играет важную роль в случае нагнетания как пара, так и горячей воды. Дополнительная добыча нефти, объясняется действием трех основных факторов:

1) снижением вязкости нефти, следствием чего является улучшение соотношения подвижностей вытесняющей воды и вытесняемой нефти;

2) улучшением проявления молекулярно-поверхностных сил в пласте с которым, в частности, связывают возможные изменения относительных: проницаемостей для воды и нефти, приводящие к улучшению соотношения подвижностей вытесняющей воды и вытесняемой нефти и снижению остаточной нефтенасыщенности в пласте;

3) тепловым расширением скелета пористой среды содержащихся в порах жидкостей, особенно нефтей, следствие которого – снижение остаточной нефтенасыщенности в пласте.

Роль каждого из указанных выше факторов в значительной мере определяется теоретическими характеристиками нефти. Если вязкость нефти резко снижается с увеличением температуры, что характерно для тяжелых высоковязких нефтей, то основной вклад в увеличение нефтеотдачи вносит фактор улучшения соотношения подвижностей вытесняемой нефти и вытесняющей воды. Если же вязкость нефти с изменением температуры меняется умеренно или слабо, то вытеснение нефти горячей водой следует связывать в основном с изменением характера проявления молекулярно-поверхностных сил и с тепловым расширением нефти, в результате которого объем нефти может увеличиться на 10–20 % и более.

Что касается неоднородности пласта, то ее негативное влияние на нефтеотдачу при тепловом воздействии в той или иной мере сглаживается вследствие возможного прогрева менее проницаемых зон пласта теплом из прогретых высокопроницаемых зон и связанного с этим усиления и ускорения проявления отмеченных выше факторов, увеличивающих полноту извлечения нефти. Термическое взаимодействие между зонами различной проницаемости, особенно по мощности пласта, приводит к улучшению охвата пласта тепловым воздействием, положительным последствием которого является увеличение охвата процессами теплового воздействия и вытеснения нефти.

Метод вытеснения нефти паром в значительной мере испытан в промысловых условиях и находится в стадии промышленного внедрения на месторождениях нефти высокой вязкости (свыше 50–100 мПа·с) с неглубокозалегающими, продуктивными пластами (до 500–700 м) большой мощности (10–15 м). Он обеспечивает высокую нефтеотдачу (до 40–60 %, а иногда и выше) и конкурентоспособность с традиционными методами.

К недостаткам метода вытеснения нефти теплоносителями следует отнести:

1) непроизводительные потери тепла при доставке теплоносителя к пласту в паропроводах на поверхности и в стволе скважины, вследствие чего ограничивается область применения метода сравнительно неглубоко залегающими объектами;

2) снижение эффективности теплового воздействия на пласты с уменьшением мощности пласта и темпа нагнетания в пласт теплоносителя в результате роста потерь тепла на прогрев окружающих пласт пород, вследствие чего область применения метода ограничивается объектами с мощностью пластов свыше 10–15 м и сравнительно высокой проницаемостью свыше $3 \cdot 10^{-13} - 5 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$);

1) усложнение конструкции и заканчивания скважин с учетом работы их при высокой температуре;

2) необходимость принятия мер по предотвращению выноса песка в скважину;

3) возможность образования стойких водонефтяных эмульсий;

4) возможность проявления гравитационных эффектов и снижения вследствие этого охвата пласта тепловым воздействием.

Вытеснение нефти с применением внутрипластового горения. Сущность этого процесса заключается в следующем. Первоначально в призабойной зоне зажигательной скважины создают условия, необходимые для инициирования и образования устойчивого фронта горения (рис. 51). Для этой операции используют забойные топливные горелки, электрические нагреватели, химические реагенты и т. п. После образования фронта горения в пласт с поверхности нагнетают

окислитель (воздух, кислород – обогащенный воздух или кислородсодержащую газовую смесь и т. п.) в количестве, необходимом для поддержания термохимической реакции и перемещения фронта горения по пласту. При этом часть пластовой нефти (до 15 %) сгорает, а выделяющееся тепло, воздействуя на пласт, способствует вытеснению нефти. Продукты процесса (нефть, газы горения, углеводородные газы, вода) извлекаются через добывающие скважины. Различают два основных варианта внутрипластового горения – прямоточный и противоточный. В первом зажигание пласта и подача окислителя осуществляются через одну и ту же скважину. Поток окислителя и фронт горения движутся в одном направлении – от зажигательной (нагнетательной) скважины к добывающим.

При противоточном варианте зажигают пласт и нагнетают окислитель через разные скважины. Когда в зажигательной скважине инициировано горение, окислитель подается через нагнетательную скважину в нефтенасыщенную ненагретую часть пласта навстречу перемещающемуся очагу горения. Продукты процесса (газы, пары и нефть) продвигаются по выгоревшей зоне к зажигательной скважине, которая становится добывающей, и извлекаются на поверхность. Основная причина развития этого метода – практическая невозможность осуществления прямоточного процесса в залежах с неподвижной нефтью (или битумами).

Имеются также варианты, в которых внутри пластовое горение комбинируется с другими термическими способами. Можно использовать внутрипластовое горение и для воздействия на призабойную зону.

Температура распределяется в виде тепловой волны с крутым обрывом в направлении течения воздуха перед фронтом и постепенным уклоном позади фронта горения. По мере перемещения фронта горения в пласте формируется несколько температурных зон. Температура в зоне горения может достигать 400 °С и более. При такой температуре жидкость полностью испаряется. Тяжелые фракции нефти отлагаются на поверхности зерен в виде коксового остатка. Эта часть нефти и служит топливом.

Впереди фронта горения находится зона пара, в пределах которой температура понижается до 93–204 °С. Перед зоной пара нефть и пар конденсируются, в результате чего образуется оторочка горячей воды и легких углеводородов, а перед зоной вала горячей воды и легких углеводородов образуется вал нефти с температурой, равной начальной пластовой. Температура при перемещении фронта горения определяет механизм теплопередачи и вытеснения нефти. В зонах пара и горячей воды преобладает механизм вытеснения нефти паром и горячей водой, в зоне легких углеводородов – вытеснение смешивающихся жидкостей, а в зоне, не охваченной тепловым воздействием, – вытеснение нефти газами при пластовой температуре.

Таким образом, в процессе вытеснения нефти при воздействии фронта внутрипластового горения одновременно используют почти все известные методы воздействия на нефтяной пласт для интенсификации добычи нефти.

Эти методы основаны на способности углеводородов (нефти) вступать в реакции с кислородом, сопровождающиеся выделением больших количеств тепла. Генерирование тепла непосредственно в пласте является основной отличительной особенностью методов повышения нефтеотдачи с применением внутрипластового горения, позволяющей устранить технические проблемы и потери тепла, которые возникают при генерировании его на поверхности и доставке к пласту путем нагнетания в него теплоносителей.

Инициирование горения осуществляется у скважины-зажигательницы. Эта важная операция заключается в нагнетании в скважину окислителя (обычно воздуха) при одновременном разогреве призабойной зоны пласта с помощью забойного электронагревателя, газовой горелки, зажигательных химических смесей и т. п. Вследствие этого ускоряются экзотермические реакции окисления нефти, которые в конечном итоге приводят к созданию процесса горения в призабойной зоне пласта. В некоторых случаях происходит самопроизвольное воспламенение нефти без подвода дополнительного топлива.

После инициирования горения непрерывное нагнетание воздуха обеспечивает как поддержание процесса внутрипластового горения, так и перемещение зоны горения по пласту. Ввиду малости размеров зоны горения по сравнению с расстояниями между скважинами ее нередко называют фронтом горения. Когда воздух для поддержания горения подается в скважину-зажигательницу, то фронт горения перемещается в направлении от нагнетательной скважины к добывающей, т. е. в направлении движения нагнетаемого воздуха. Такой процесс горения называют прямоточным в отличие от противоточного, когда фронт горения движется в направлении от добывающей (скважины-зажигательницы) к нагнетательной, т. е. против движения нагнетаемого воздуха. Противоточное горение пока не получило сколько-нибудь заметного применения, и поэтому дальнейшие сведения относятся только к прямоточному горению.

При перемещении фронта горения в качестве топлива расходуется часть нефти, остающаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения и претерпевающая изменения вследствие дистилляции, крекинга и других, сложных физико-химических процессов. В результате сгорают наиболее тяжелые фракции нефти, так называемый кокс. При различных геолого-промысловых условиях концентрация кокса может составлять 10–40 кг на 1 м³ пласта. Этот важный параметр процесса горения обычно рекомендуется определять экспериментальным путем в лабораторных условиях.

Установлено, что с увеличением плотности и вязкости нефти концентрация кокса увеличивается, а с увеличением проницаемости – уменьшается. Считается, что при сгорании кокса выделяется тепло в количестве 29–42 МДж/кг. Выяснено также, что в случае поддержания внутрипластового горения путем нагнетания в пласт только газообразного окислителя (воздуха) «съем» тепла с нагретой в результате горения породы потоком воздуха вследствие его низкой теплоемкости происходит медленнее, чем при нагревании породы перемещающимся

фронтом горения. В результате при сухом внутрипластовом горении (так называют процесс, когда для поддержания горения закачивается только воздух) основная доля генерируемого в пласте тепла (примерно 80 % и более) остается в области позади фронта горения и постепенно рассеивается в окружающие пласт породы. В принципе это тепло оказывает определенное положительное влияние на процесс вытеснения из не охваченных горением смежных частей пласта. Очевидно, однако, что переброска тепла в область впереди фронта горения приведет к приближению генерируемого в пласте тепла к зонам, где происходит вытеснение нефти, а; следовательно, и к существенному повышению эффективности процесса добычи нефти из пласта. Переброска тепла в область, впереди фронта горения, связана с ускорением теплопереноса в пласте вследствие добавления воды к нагнетаемому воздуху. В этой связи проводится интенсивная работа по созданию методов, сочетающих внутрипластовое горение и заводнение, главная отличительная особенность которых заключается в ускорении теплопереноса и переброске тепла в область впереди фронта горения. В частности, в мировой практике все большее признание получает метод влажного горения.

Сущность влажного горения заключается в том, что закачиваемая наряду с воздухом в определенных количествах вода, испаряясь в окрестности фронта горения, переносит генерируемое тепло в область впереди него, в результате чего в этой области развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды. Процесс внутрипластового парогенерирования – одна из важнейших отличительных особенностей процесса влажного горения, в значительной мере определяющая механизм вытеснения нефти из пластов.

Диапазон соотношений закачиваемых в пласт объемов воды и воздуха укладывается примерно в пределы 1-5 м³ воды на 1000 м³ воздуха (при нормальных условиях), т. е. водовоздушный фактор должен составлять величины $(1 \div 5) \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3$. Конкретные значения водовоздушного фактора определяются многими геолого-промысловыми условиями осуществления

процесса. Однако с увеличением плотности и вязкости нефти (точнее, с увеличением концентрации кокса) величина необходимого водовоздушного фактора уменьшается. Если значения водовоздушного фактора меньше указанных, то переброска тепла в область впереди фронта горения уменьшается. При закачке воды в большем количестве метод влажного горения переходит в другие модификации комбинированного воздействия на пласт горением и заводнением. Важно подчеркнуть, что повышенные значения водовоздушного фактора не приводят к прекращению окислительных экзотермических процессов в пласте даже в случае прекращения существования высокотемпературной зоны горения. В то же время заниженные значения его обуславливают снижение эффективности теплового воздействия на пласт и процесса извлечения нефти. Поэтому процесс влажного горения целесообразно вести: с максимально возможными значениями водовоздушного фактора.

Наиболее высокой температурой характеризуется фронт горения – здесь она достигает 370 °С и выше. По мере перемещения фронта горения в пласте формируется несколько характерных, отчетливо выделяющихся температурных зон. В выжженной области за фронтом горения выделяются две температурные зоны. В переходной зоне температура изменяется от температуры нагнетаемых рабочих агентов (воды и воздуха) до температуры испарения нагнетаемой воды. Непосредственно к фронту горения примыкает зона перегретого пара, образовавшегося в результате испарения нагнетаемой вместе с воздухом воды в породе, прогретой до высокой температуры перемещающимся впереди фронтом горения.

Передача тепла в область впереди фронта горения осуществляется при влажном горении в основном путем конвективного переноса потоками испарившейся нагнетаемой воды и продуктами горения, а также путем теплопроводности. В результате впереди фронта горения образуется несколько температурных зон. Непосредственно к фронту горения примыкает зона перегретого пара, в пределах которой температура падает от температуры фронта горения до

температуры конденсации (испарения) пара. Размеры этой зоны относительно невелики, так как потери тепла в окружающие пласт породы приводят к быстрому охлаждению фильтрующихся здесь газообразных паров воды и продуктов горения, характеризующихся низкой теплоемкостью. Основная доля перебрасываемого в область впереди фронта горения тепла концентрируется в зоне насыщенного пара – зоне парового плато, где потери тепла в окружающие породы сопровождаются конденсацией пара, а не падением его температуры, а также в переходной температурной зоне – зоне горячей воды, образующейся в результате полной конденсации насыщенного пара. Температура в зоне насыщенного пара зависит в основном от уровня пластового давления с учетом, доли пара в газовом потоке. Обычно в пределах этой зоны она меняется незначительно и составляет примерно 80–90 % от температуры насыщенного пара. Температура в переходной температурной зоне изменяется от температуры конденсации пара до начальной пластовой.

Наконец, впереди переходной температурной зоны располагается область, не охваченная тепловым воздействием, характеризующаяся начальными температурными условиями.

Величина области прогрева пласта впереди фронта горения в значительной мере определяется темпом генерации тепла на фронте горения (следовательно, темпом нагнетания воздуха) и водовоздушным фактором. С увеличением последнего размер области прогрева пласта увеличивается. Если процесс влажного горения осуществляется при максимально возможном значении водовоздушного фактора или близком к нему, то практически все накопленное в пласте тепло будет располагаться в области впереди фронта горения, а размеры этой области будут максимальными.

Картина температурного поля при влажном горении обуславливается в основном генерированием пара на фронте горения и нагреванием этим паром области пласта впереди фронта горения. Не случайно поэтому при влажном горении температурная обстановка впереди фронта горения во многом аналогична таковой при нагнетании в пласт пара. По этой же

причине при влажном горении будут реализовываться те же механизмы вытеснения нефти, что и при нагнетании в пласт пара, а именно: механизм вытеснения нефти паром и горячей водой, механизм смешивающегося вытеснения испарившимися в зоне пара легкими фракциями нефти.. Вместе с тем, поскольку для реализации внутрипластового горения в пласт нагнетаются воздух и вода проявляется также и механизм вытеснения нефти водогазовыми смесями. Кроме того, на процесс извлечения нефти могут оказывать влияние продукты горения и окисления нефти в пористой среде, а также физико-химические превращения самой породы-коллектора. В частности, в процессе горения образуется значительное количество углекислого газа, что, очевидно, создает условия для проявления механизма вытеснения нефти углекислым газом. Этот механизм может существенно усилиться в случае осуществления процесса внутрипластового горения в коллекторах карбонатного типа в связи с появлением дополнительных количеств углекислого газа вследствие термического и химического разложения карбонатов. Углекислый газ вместе с нефтью и водой может образовывать пену, которая оказывает положительное влияние на процесс вытеснения нефти. В процессе горения образуются также поверхностно-активные вещества, альдегиды, кетоны, спирты, что может обусловить проявление механизма вытеснения нефти эмульсиями.

Таким образом, при осуществлении внутрипластового горения проявляются и существуют большинство из известных к настоящему времени процессов, увеличивающих нефтеотдачу пластов. Именно этим объясняются наблюдаемые при внутрипластовом горении в лабораторных и промысловых: условиях высокие показатели степени извлечения нефти.

14. МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН

Увеличение производительности скважин достигается как за счет улучшения естественной низкой продуктивности, так и восстановлением ухудшенных при бурении фильтрационных свойств пласта. Для этого осуществляется воздействие на призабойную зону пласта.

Под воздействием на призабойную зону пласта понимают комплекс работ по изменению фильтрационных характеристик вскрытых скважиной пластов или физико-химических свойств насыщающих их жидкостей с целью повышения или восстановления продуктивности (приемистости) скважин и улучшения охвата пластов воздействием.

К методам увеличения производительности скважин относятся: кислотная (термокислотная) обработка призабойной зоны скважины, гидроразрыв (ГРП), гидропескоструйная перфорация (ГПП), различные способы теплового воздействия на призабойную зону скважины.

14.1. Кислотная обработка

Кислотную обработку применяют для пластов, представленных карбонатными породами, а также песчаников с карбонатным цементом для увеличения продуктивности призабойной зоны скважины, в которую закачивают раствор соляной кислоты с добавками различных химических реагентов. Объем и концентрацию соляной кислоты определяют в зависимости от коллекторских свойств, трещиноватости пород. Обычно применяют 10-15 %-ные растворы соляной кислоты. Так, для обработки пластов с низким пластовым давлением и высокой проницаемостью применяют растворы кислоты с концентрацией от 10 до 12 %; для пластов с низкой проницаемостью и высоким пластовым давлением – от 12 до 15 %; для пластов, представленных песчаниками с карбонатным цементом, – до 8 % (8,10).

Объем кислоты при первичной обработке скважин обычно колеблется от 0,4 до 1,5 м³ на 1 м перфорированной части пласта (слабопроницаемый коллектор, небольшие начальные дебиты – 0,4–0,8; коллектор средней проницаемости, средний начальный дебит – 0,8–1,0; коллектор высокой проницаемости, высокие начальные дебиты – 1,0–1,5 м³/м). При повторной обработке пористых пород объем раствора увеличивают на 30–40 % по сравнению с первоначальной обработкой. При повторной обработке трещиноватых пород объем раствора не увеличивают, так как проницаемость коллектора в данном случае определяется существующими трещинами.

Термокислотную обработку проводят для пластов с очень низкой проницаемостью в том случае, когда солянокислотная обработка не дает ожидаемых результатов, для усиления реакции соляной кислоты в пластах, сложенных известняками, доломитами, доломитизированными известняками или песчаниками с карбонатным цементом. Подогретый солянокислотный раствор активнее вступает в реакцию с породой. Уменьшается вязкость нефти в призабойной зоне, что способствует удалению парафинов и смол. Соляная кислота при этом реагирует с асфальто-смолистыми соединениями нефти. Смолы частично сульфатируются, частично переходят в асфальтены. Продукты взаимодействия кислоты со смолами и асфальтенами переходят в кислый гудрон, что способствует очищению фильтра и насосно-компрессорных труб в скважине.

Терригенные коллекторы содержат малое количество карбонатов (1÷5% по массе). Основная масса таких коллекторов представлена силикатными веществами (кварц) и алюмосиликатами (каолин)

Терригенные коллекторы, цементирующим веществом которых являются силикаты (аморфная кремниевая кислота, глины, аргиллиты) обрабатываются **глинокислотой** – смесью **HF и HCL**

Обработка скважин с добавлением в раствор соляной кислоты плавиковой кислоты (не более 3 %) проводится в том случае, если коллектор представлен песчаниками с глинисто-карбонатным цементом. Плавиковая кислота, взаимодействуя с

глинистыми минералами, способствует образованию пористых каналов, увеличению их объема и соответственно росту фильтрационной характеристики призабойной зоны скважины.

Для уменьшения коррозионного действия соляной кислоты на оборудование скважины и предотвращения выпадения в пласте окислов железа в раствор вводят различные химические индикаторы и стабилизаторы. Чтобы достигнуть большего эффекта в повышение продуктивности пласта, желательно при кислотных обработках воздействовать преимущественно на продуктивную часть разреза. Поэтому надо принять меры по максимально возможной изоляции водоносных частей от влияния кислотных обработок. В некоторых случаях удается решить эту технически сложную задачу добавлением в кислотный раствор бланкетов. Бланкеты – это химические реагенты, вступающие в активную реакцию с химическими соединениями, растворенными в пластовых водах. В результате этой реакции в водоносной части пласта выпадают твердые осадки, закупоривающие фильтрационные каналы и препятствующие проникновению закачиваемого агента. В качестве бланкетов применяют, например, раствор хлористого кальция.

Для улучшения эффективности кислотных обработок скважин, а также для снижения различных негативных факторов влияющих на их успешность применяются специальные добавки к кислотам:

- ▣ Стабилизаторы железа;
- ▣ Ингибиторы кислотной коррозии;
- ▣ Поверхностно-активные вещества;
- ▣ Стабилизаторы глинистых минералов;

Анализ промысловых данных позволил сделать выводы о причинах низкой эффективности СКО.

- 1. Кислота при обработке ПЗП попадает преимущественно в интервалы с повышенной водонасыщенностью.
- 2. Поскольку скорость реакции кислоты с породой в водонасыщенных интервалах намного выше, чем в нефтенасыщенных (эффект смачиваемости), кислота отрабатывается в водонасыщенных прослоях.

- 3. В трещиновато-поровых коллекторах кислота обрабатывает преимущественно поверхность трещин, не затрагивая матрицу.

Таким образом, кислотные составы, применяемые для воздействия на низкопроницаемые коллекторы, должны удовлетворять следующим требованиям:

- воздействовать на низкопроницаемые нефтенасыщенные интервалы;
- максимально глубоко проникать в призабойную зону пласта;
- не вызывать повторного выпадения осадков после реакции кислоты с горной породой;
- быть доступными, дешевыми, производиться на отечественных заводах.

Существующие методы выбора рабочих агентов для обработки призабойной зоны пласта не учитывают особенностей структуры, вследствие этого успешность кислотных обработок в целом по отрасли не превышает 50 %.

Эффективность выбора рабочего агента для конкретных условий можно повысить проведением экспериментальных исследований по восстановлению проницаемости натурных образцов керна из продуктивного интервала.

Используемый в экспериментах керн должен быть представительным, т.е. обладать всеми свойствами, характерными для наиболее распространенной и высокопродуктивной нефтенасыщенной разности породы-коллектора в разрезе каждой скважины.

Для повышения результативности обработок призабойной зоны пласта целесообразно предусматривать отбор керна из продуктивного интервала при бурении каждой добывающей скважины.

14.2. Гидравлический разрыв пластов

Гидравлический разрыв пластов – одно из эффективнейших средств воздействия на призабойную зону скважин (10). Это метод применяется для освоения скважин для повышения

продуктивности нефтяных и газовых месторождений и для повышения поглотительной способности нагнетательных скважин, при изоляции пластовых вод и т.д.

Процесс гидроразрыва пластов заключается в создании искусственных и расширения имеющихся скважин в породах призабойной зоны воздействием повышенных давлений жидкости, нагнетаемой в скважину. При повышении давления в породах пласта образуются новые или открываются или расширяются имеющиеся трещины. Вся эта система трещин связывает скважину с удаленными от забоя продуктивными частями пласта. Для предотвращения смыкания трещин после снижения давления в них вводят крупнозернистый песок, добавляемый в жидкость, нагнетаемую в скважину. Радиус трещин может достигать нескольких десятков метров. Гидродинамическую эффективность метода и максимальное увеличение дебита скважины в результате гидроразрыва пластов можно оценить, исходя из следующего.

Трещины, по сравнению с пористой средой нефтяных коллекторов, обладают более высокой пропускной способностью, поэтому можно допустить, что проницаемость призабойной зоны в радиусе трещины после разрыва стала бесконечно большой. Тогда приток к такой скважине можно рассчитывать, принимая ее радиус равным радиусу трещины.

Промысловая практика показывает, что дебиты скважин после гидроразрыва увеличиваются иногда в несколько десятков раз. Это свидетельствует о том, что образовавшиеся трещины, по-видимому, соединяются с существовавшими ранее, и приток к скважине происходит еще и из ранее изолированных высокопродуктивных зон.

Механизм образования трещин при разрыве пласта фильтрующейся в пласт жидкостью следующей. Под давлением, создаваемым в скважине насосными агрегатами, жидкость разрыва фильтруется в первую очередь в зоны с наибольшей проницаемостью. При этом между пропластками по вертикали создается разность давлений, так как в более проницаемых пропластках, давление больше, чем в малопроницаемых или практически не проницаемых. В результате на кровлю и подошву проницаемого пласта начинают действовать некоторые

силы, вышележащие породы подвергаются деформации и на границах пропластков образуются горизонтальные трещины.

Гидравлический разрыв пласта применяют в плотных, сцементированных породах для создания в них горизонтальных и вертикальных трещин. Для образования трещин в пласте в скважину под высоким давлением (оно превышает гидростатическое давление в 1,5–2 раза) закачивают жидкость разрыва. Для образования обширных по площади трещин закачивают соответственно и большое количество жидкости разрыва под высоким давлением. Применяется для прочных хорошо сцементированных пород. В начале закачивают менее вязкую жидкость (сырую нефть, растворы соляной кислоты, сульфатно-спиртовую барду ССБ) – в эксплуатационные скважины, воду – в нагнетательные скважины. После осуществления гидроразрыва начинают закачку более вязких жидкостей с песком для дальнейшего расширения и удержания трещин. В нефтяные скважины – вязкую нефть, мазут, водонефтяные и водокислотные эмульсии; в нагнетательные скважины – растворы ССБ повышенной концентрации и вязкости. Далее для продавки жидкосте-песконосителей переходят на закачку маловязкой нефти (ССБ – в эксплуатационные и воду – в нагнетательные скважины).

Гидравлический разрыв пласта применяют как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах. Правильное соблюдение технологии проведения гидроразрыва позволяет значительно увеличить продуктивность скважин. В то же время образование вертикальных трещин при гидроразрыве способствует преждевременному обводнению скважин. Поэтому для решения вопроса о возможности проведения гидроразрыва пласта необходимо изучить детально его литологию, распределение трещин в пространстве, определить оптимальный интервал его проведения.

После гидроразрыва проводят глубинные исследования в скважинах: определяют коэффициент продуктивности и замеряют дебиты. Гидроразрыв пласта сочетается с солянокислотной обработкой.

14.3. Гидропескоструйная перфорация

Гидропескоструйная перфорация применяется для увеличения проницаемости слабопроницаемых пород и улучшения контакта породы с забоем скважины при наличии цементного кольца большой толщины.

Разрушение цементного кольца и породы при ГТП происходит под воздействием струи воды с песком, подаваемой в забой скважины через насосно-компрессорные трубы.

14.4. Термические методы

Тепловое воздействие на призабойную зону пласта – весьма эффективный метод повышения производительности нефтяных скважин. Повышение температуры в призабойной зоне значительно снижает вязкость пластовых нефтей, уменьшает поверхностное натяжение и влияние капиллярных сил, способствует растворению в нефти выпавших из нее твердых компонентов. Тепловое воздействие на призабойную зону осуществляется следующими способами:

- а) прогревом призабойной зоны нагревателями;
- б) обработкой призабойной зоны паром.

Прогрев призабойной зоны проводится электрическими нагревателями, спускаемыми на забой. При обработке призабойной зоны пласта паром в скважину в течение некоторого времени нагнетают пар. Скважину оставляют закрытой на 10 и более суток, после чего ее пускают в эксплуатацию. Обработка паром в большинстве случаев дает более высокие и устойчивые эффекты в увеличении производительности скважины, чем прогрев призабойной зоны различными типами нагревателей. При обработке паром тепловое воздействие ощущается и в пласте на небольших расстояниях от забоя скважины (14).

Подземный ремонт скважины. В процессе разработки возникают различные осложнения, требующие проведения ремонтных работ в скважинах. К числу основных осложнений технического порядка, связанных с ухудшением работы или

порчей оборудования скважины, относятся: прихват труб, смятие эксплуатационной колонны, нарушение резьбовых соединений, разрывы и трещины в колонне, выход из строя насоса. Геологическая служба снабжает ремонтные бригады необходимыми данными о геолого-промысловой характеристике интервалов разреза, где произошли осложнения и проверяет качество проведенных ремонтных работ (8).

При осложнениях, связанных с ухудшением геологических условий (запасов) эксплуатации, таких как, образование песчаных пробок, разрушение призабойной зоны, преждевременное обводнение скважины, геологический контроль за подземным ремонтом приобретает важное значение.

Выбор того или иного способа борьбы с разрушением призабойной зоны в значительной мере зависит от геолого-промысловых особенностей интервала осложнений в скважине. Литологический состав, крепость породы, пластовое давление, пластовый отбор жидкости, газа, обводненность, газовый фактор – вот основные геолого-технологические условия, которые должна оценивать геологическая служба при выборе эффективных мер борьбы с разрушением призабойной зоны.

Особенно возрастает роль геолого-промысловых исследований при обводнении скважин. Гораздо сложнее выбрать эффективный способ улучшения условий эксплуатации скважины при обводнении ее пластовыми водами в результате продвижения ВНК. Если подъем ВНК происходит равномерно и продукция скважины обводняется в соответствии с отбором нефти, обычно воздерживаются от изоляционных работ и улучшают состояние продукции, регулируя режим отбора из этой скважины.

При продвижении воды по отдельным интервалам продуктивного разреза в общем случае возможна селективная изоляция этих интервалов. Однако и в этом случае изоляция вод может быть эффективна лишь при достаточно большой нефтенасыщенной мощности разреза.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Иванова М.М., Чоловский И.П.* Нефтегазопромысловая геология. – М.: Недра, 2000.
2. *Гиматудинов. Ш.К.* Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1986.
3. *Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е. и др.* Справочник «Месторождения нефти и газа Казахстана». – Алматы Минеральные ресурсы Казахстана, 1999.
4. *Быков Н.Е., Максимов М.И., Фурсов А.Я.* Справочник по нефтепромысловой геологии. – М.: Недра, 1981.
5. *Форест Грей.* Добыча нефти. – М., ЗАО «Олимп-Бизнес», 2001.
6. *Нурсултанова С.Г.* Геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – Алматы: КазНТУ, 2007.
7. *Нурсултанова С.Г.* Основы и методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. – Алматы: Каз НТУ, 2009.
8. *Чоловский И.П.* Спутник нефтегазопромыслового геолога, справочник. – М.: Недра, 1989.
9. *Пермяков И. Г., Щерик Е. А.* Общая нефтяная и нефтепромысловая геология. – М.: Недра, 1964.
10. *М.И. Максимов.* Геологические основы разработки нефтяных месторождений. – М., Недра, 1975.
11. *Габриэлянц Г.А.* Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2000.
12. Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии / Под ред. *Р.И. Вяхирева.* – М: Академия горных наук, 1998.
13. Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988.
14. *Кишинов Л.К.* Разработка месторождений парафинистых и вязких нефтей в Западном Казахстане. – М., ВНИИОЭНГ, 1996.
15. *Айдарбеков А.С.* Теории и практика разработки нефтяного месторождения Кумколь. – Алматы: Ғылым, 1999.
16. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа Республики Казахстан. – Алматы: Министерство энергетики и прогнозных ресурсов РК 1997.

17. Постановление Правительства Республики Казахстан «Об утверждении единых правил разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан» от 18 июня 1996 г. № 745. // Минеральные ресурсы Казахстана № 13–14 (34–35) 16 октября 1996 г.

18. Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Т.Х. Геология нефтегазоносных областей Казахстана (Геология и нефтегазоносность Южно-Торгайской впадины). Учебное пособие. Алматы ИИА «Айкос», 1998.

19. Нефтяная энциклопедия Казахстана. Казмунайгаз, 2005.

20. Марабаев Ж.И., Жолтаев Г.Ж. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия. – Алматы: Казмунайгаз, 2005.

21. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969.

22. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. –Т. 3. – Алматы, 2002.

23. Махмуд Акбар, Марио Петрикола, Мохаммед Уатфа, Мохаммед Бадри, Остин Бойд и др. Классические задачи интерпретации: оценка карбонатов, журнал «Ойлфилд Ревью». – 1995. – № 1.

24. Максимов Е.М. Геология, поиски и разведка нефти и газа. – Тюмень: ТюмГНГУ», 2004.

25. Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в истории Земли. – М., 1980 .

26. Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture//Am.Ass Petrol Geol Mem 1, 1962.

Интернет ресурсы

27. Научная библиотека Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина – www.gubkin.ru

28. Научная библиотека МГУ – www.lib.msu.ru

29. Геология нефти и газа – www.geoinform.ru

30. Geological Society of America Bulletin – www/geosociety.org/pubs/journals.ru

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. ЗНАЧЕНИЕ ФИЗИКИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА ПРИ ПОИСКАХ, РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	6
2. КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ПРОИСХОЖДЕНИЮ.....	14
2.1. Магматические горные породы.....	17
2.2. Метаморфические горные породы.....	18
2.3. Осадочные горные породы.....	20
2.4. Классификация осадочных пород.....	38
2.5. Природные резервуары нефти и газа.....	41
2.6. Нефтегазоносные комплексы.	45
2.7. Ловушки нефти и газа и их типы.....	46
2.8. Залежи нефти и газа и их параметры.....	50
2.9. Классификация залежей нефти и газа	53
3. КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА.....	57
3.1. Коллекторы терригенных (обломочных) пород.....	60
3.2. Коллекторы карбонатных пород.....	60
3.3. Классификация Данхэма.....	63
3.4. Происхождение и изменения карбонатных пород. Седиментогенез.....	66
3.5. Коллекторы смешанных и других пород.	77
4. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА.....	80
4.1. Пористость горных пород. Виды пористости.....	80
4.2. Проницаемость.....	84
4.3. Неоднородность горных пород.....	87
4.4. Микронеоднородность.....	97
4.5. Макронеоднородность.....	97
4.6. Породы – покрышки.....	101
4.7. Классификация покрышек, по Э.А. Бакирову.....	103
4.8. Нетрадиционные коллекторы.....	105
5. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ, ВОДЫ И ГАЗА В ПЛАСТЕ.....	107
5.1. Движение смеси нефти и воды.....	107

5.2. Зависимость проницаемости от пористости и размера пор.....	113
5.3. Коллекторские свойства трещиноватых пород.....	114
5.4. Кавернозность.....	116
6. МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД.....	123
7. ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД.....	131
7.1. Контроль за энергетическим состоянием залежей.....	135
7.2. Определение коллекторских свойств горных пород геофизическими методами.....	146
8. УГЛЕВОДОРОДНОЕ СОДЕРЖАНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ.....	153
8.1. Физическое состояние нефти и газа при различных условиях в залежи.....	156
9. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ.....	160
10. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА.....	169
11. ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ И ИХ ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА.....	174
12. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ И ГАЗОМ ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ.....	181
12.1. Режимы работы нефтяных залежей.....	183
12.2. Режимы работы газоносных пластов.....	190
12.3. Нефтеотдача.....	191
13. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.....	195
13.1. Нагнетание в пласт химических растворов.....	195
13.2. Нагнетание смешивающихся с нефтью агентов.....	198
13.3. Термические методы.....	203
14. МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН.....	219
14.1. Кислотная обработка.....	219
14.2. Гидравлический разрыв пластов.....	222
14.3. Гидропескоструйная перфорация.....	225
14.4. Термические методы.....	225
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	227

Учебное пособие

Нурсултанова Саида Галиаскеровна

ФИЗИКА ПЛАСТА

Учебное пособие (для специальностей 5В070800
«Нефтегазовое дело», 5В070600 «Геология,
поиски и разведка месторождений полезных
ископаемых»)

Нач.РО ИИЦ
Редактор
Компьютерная верстка

З.А. Губайдулина
З.А. Губайдулина
Д.Ш. Тажиева

Подписано в печать 27.09. 2013 г.

Формат 60x84 1/16. Бумага типографская № 1.
Уч.-изд.л. 14,4 Усл.п.л. 13,3. Тираж 300 экз. Заказ № 366.
Цена договорная

Издание Казахского национального технического
университета им. К.И. Сатпаева
Информационно-издательский центр КазНТУ
г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

ISBN 978-601-228-534-5



9