1

ВИДЫ НЕОДНОРОДНОСТИ СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И ИХ КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА

1.1. ВИДЫ НЕОДНОРОДНОСТИ СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Нефтяные залежи, приуроченные к терригенным и карбонатным коллекторам, занимают достаточно обширные площади. Площадь нефтеносности может изменяться от нескольких квадратных километров до десятков, сотен и даже тысяч квадратных километров. Толщина продуктивных отложений может варьировать от нескольких метров до десятков метров. В результате нефтяная залежь или месторождение образуют в толще осадочных пород тело, в котором объемы продуктивных нефтеносных отложений измеряются миллионами и миллиардами кубических метров.

Как правило, при расчленении и корреляции геологического разреза определенный комплекс пород, к которому приурочены продуктивные отложения, выделяется в самостоятельную стратиграфическую единицу, именуемую горизонтом. Точное определение этого понятия дано в третьем издании «Большой Советской Энциклопедии»: «Горизонт в геологии, местное стратиграфическое подразделение.., включающее одновозрастные породы разного литологического состава… Иногда термином «горизонт», обозначают пачку слоев небольшой толщины с характерными литологическими и палеонтологическими признаками…» [23]. В отличие от горизонта «пласт, слой, геологическое тело — основная форма залегания осадочных пород, отражающая их последовательное отложение. Имеет более или менее однородный состав…» [23]. Таким образом, продуктивный горизонт слагается из нескольких пластов различного литологического состава. Отмеченное различие является очень важным при изучении вопросов неоднородности продуктивных пластов, и об этом различии всегда следует помнить.

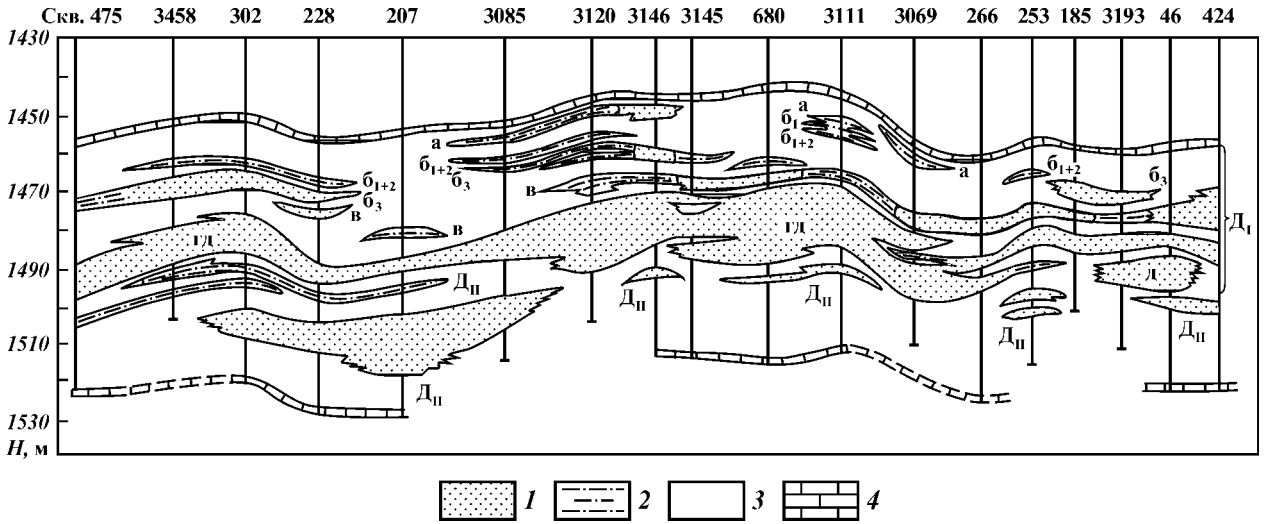


Рис. 1.1. Геологический профильный разрез горизонта $Д_I$ Минибаевской площади Ромашкинского месторождения [201]:

1 — песчаник; *2* — алевролиты; *3* — глины, аргиллиты; *4* — известняки

Очень часто в специальной литературе по разработке нефтяных месторождений понятия горизонт и пласт отождествляют. Например, говорят: пласт $Д_1$ Туймазинского месторождения; пласт $Д_1$ Ромашкинского месторождения и т.д. Правильнее и точнее говорить — горизонт $Д_1$. Известно, что горизонт $Д_1$ Туймазинского месторождения состоит из трех песчаных пластов, разделенных на большей части площади глинистыми пластами [6, 14, 85, 133, 201, 229 и др.]. Горизонт $Д_1$ Ромашкинского месторождения состоит из семи песчаных пластов, также разделенных глинистыми пластами на большей части площади (рис. 1.1).

В подавляющей части случаев именно продуктивный горизонт, а не пласт, является самостоятельным объектом разработки. Поэтому при изучении вопросов неоднородности объектом исследования следует считать продуктивный горизонт.

Как уже отмечалось, продуктивный горизонт может включать в себя породы различного литологического состава. Это означает, что в случае терригенных коллекторов продуктивный пласт может состоять из песчаников, аргиллитов, глин, алевролитов, углистых сланцев, мергелей и т.д. Все перечисленные породы по своей внутренней структуре также могут изменяться в пределах объема продуктивной залежи. Например, минералогический состав, фракционный состав, глинистость и карбонатность песчаников и других пород могут варьировать в очень широких пределах. Сами породы, слагающие горизонт, довольно часто переслаиваются между собой, выклиниваются, замещаются, образуя довольно сложную картину геологического строения залежи.

Нефтеносные породы, входящие в состав продуктивного горизонта, в свою очередь характеризуются непостоянством коллекторских свойств. Пористость, проницаемость, начальная нефтенасыщенность, сжимаемость, эффективная толщина пласта и другие параметры изменяются в очень широких пределах. Поэтому по коллекторским свойствам нефтеносные породы можно отнести к категории анизотропных сред. В физике анизотропными называются такие тела, физические свойства которых изменяются в различных направлениях. Тогда продуктивный горизонт можно рассматривать как физическую анизотропную систему.

Все изложенное позволяет прийти к довольно простому, но очень важному заключению. Продуктивным горизонтам присуща или свойственна одна особенность — изменчивость их свойств по всему занимаемому объему. Было бы непра-

вильно называть эту изменчивость анизотропией, поскольку последняя характеризуется изменением физических свойств в различных направлениях. В продуктивных пластах наряду с изменением физических свойств наблюдается изменение литолого-фациального и минералогического состава, изменение агрегативного состояния пород и пр. Поэтому для характеристики изменчивости продуктивного горизонта в объеме нефтяной залежи требуется более обобщенный термин. Таким термином является неоднородность.

Теперь можно дать определение понятия неоднородности. Неоднородностью продуктивных пластов называется изменчивость литолого-фациального и минералогического состава, агрегативного состояния и физических свойств пород, слагающих продуктивный горизонт.

Исследованиями неоднородности продуктивных пластов нефтяных залежей занимались многие ученые, среди которых следует отметить работы М.А. Жданова, А.П. Крылова, В.С. Мелик-Пашаева, М.И. Максимова, Ю.П. Борисова, М.М. Саттарова, М.Л. Сургучева, Л.Ф. Дементьева, Р.Х. Муслимова, Р.Н. Дияшева, С.А. Султанова, Б.Т. Баишева, Е.И. Семина, В.В. Стасенкова, М.А. Токарева, З.К. Рябининой, Р.Б. Хисамова и др.

Однако несмотря на значительные успехи в решении этой проблемы, до настоящего времени нет единой точки зрения по вопросам терминологии, классификации и оценки неоднородности строения нефтяных залежей.

Неоднородность нефтяных залежей именуется в трудах многих авторов геологической, так как она обусловлена в основном геологическими процессами, в результате которых изменяются литология, петрография, а также физические свойства пород и насыщающих их флюидов.

Следует отметить, что при изучении неоднородности строения нефтяных залежей мало обращается внимания на неоднородность состава и свойств пластовых жидкостей, в то время, как в работах многих авторов отмечается существенное различие нефтей, например, по содержанию высокомолекулярных компонентов, плотности, вязкости и др.

Формулировка понятия геологической неоднородности впервые приводится в работах Е.И. Семина [188] и Л.Ф. Дементьева [82]. Так, Е.И. Семин [188] под геологической неоднородностью понимает изменчивость литолого-физических свойств пород объекта разработки. Л.Ф. Дементьев [82] дает несколько расширенное определение геологической неоднородности продуктивного пласта, понимая под этим непосто-

янство, изменчивость как по площади, так и по разрезу литологической характеристики и физических свойств пород, слагающих продуктивный пласт.

Как видно из приведенных определений, неоднородность залежей в основном оценивается характером пространственного распределения и изменчивостью пород продуктивного пласта. С точки зрения оптимизации процессов разработки такое определение, по нашему мнению, является недостаточным.

В настоящее время не представляется возможным обоснованно подобрать универсальный критерий или меру для оценки неоднородности. Однако следует отметить, что вряд ли такая мера существует или может быть выбрана, поскольку данное выше определение неоднородности включает в себя целый комплекс понятий и свойств из различных областей знаний.

Изменчивость продуктивных отложений является следствием действия разнородных факторов, так или иначе оказывающих влияние на процессы осадкообразования. Разнообразие факторов как раз не позволяет выбрать какую-то универсальную меру неоднородности. Отсутствие универсальной меры неоднородности затрудняет возможность удовлетворительного учета неоднородности вообще в гидродинамических и технологических расчетах. Поэтому возникает необходимость систематизации или классификации неоднородностей.

Систематизация неоднородностей, выделение каких-либо их видов по определенным признакам позволяет более детально изучить практически важные вопросы неоднородности. При этом, как и всякая классификация, систематизация неоднородностей требует меньших затрат времени и сил на ее изучение.

Довольно часто в специальной литературе и в проектах разработки делаются оговорки о том, что те или иные расчеты проведены с учетом неоднородности пласта. При этом специально не оговаривается, какой конкретно вид неоднородности учитывается, и не дается обоснование учета данного вида неоднородности, исходя из постановки задач. В подобных случаях правомерность учета неоднородности и получаемые результаты могут оказаться сомнительными.

На основе обобщения исследований ряда авторов [23, 24, 57 – 59, 85, 102, 114, 115, 229 и др.] по изучению неоднородности пластов можно предложить следующую классификацию неоднородности продуктивных пластов нефтяных залежей.

Следует выделить два типа неоднородности продуктивного

пласта на основе использования геологического и физико-гидродинамического признаков:

1) литолого-фациальная неоднородность продуктивного горизонта (пласта);

2) неоднородность по физическим (коллекторским) свойствам продуктивного пласта.

Более детальное изучение литолого-фациальной неоднородности позволяет выделить следующие разновидности: минералогическую неоднородность пород, слагающих продуктивный горизонт; гранулометрическую (агрегативную) неоднородность; неоднородность по толщине горизонта в целом и неоднородность по толщине пластов, входящих в состав горизонта.

Для более детального изучения неоднородности по коллекторским свойствам необходимо выделить следующие виды неоднородности пластов-коллекторов:

по проницаемости;

по пористости;

по распределению остаточной водонасыщенности;

параметрическую неоднородность, или микронеоднородность.

Использование в гидродинамических расчетах производных параметров, образующихся за счет одновременного учета геолого-физических свойств пласта, приводит к необходимости выделения дополнительных видов неоднородности: по проводимости пласта; по гидропроводности пласта; по коэффициенту продуктивности и т.д.

В гидродинамических расчетах реальную залежь приходится заменять расчетной схемой или моделью. В связи с этим для обоих типов неоднородности следует выделить еще три очень важных вида неоднородности:

1) послойную неоднородность горизонта (пласта), в том числе с наличием гидродинамической связи и ее отсутствием между отдельными пропластками;

2) зональную (площадную) неоднородность горизонта (пласта);

3) пространственную (объемную) неоднородность горизонта (пласта).

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ

Под литолого-фациальной неоднородностью понимают изменчивость литолого-фациального состава продуктивного горизонта, изменчивость минералогического и гранулометриче-

ского состава пород, слагающих продуктивные пласты нефтяных залежей. Этот тип неоднородности можно охарактеризовать чередованием пород как по разрезу продуктивного горизонта, так и по площади залежи; изменением толщины этих пород; их выклиниванием; замещением одних пород другими; линзовидностью и т.д. Таким образом, литолого-фациальная неоднородность является следствием процессов седиментации пород, входящих в состав продуктивного горизонта.

Представление о литолого-фациальной неоднородности можно получить при изучении и анализе различных геологических карт и профилей. Карты эффективной толщины пород, карты толщины продуктивного горизонта, карты развития и распространения (зональные карты) отдельных пластов дают наглядное представление о зональной литолого-фациальной неоднородности. По этим картам можно судить как о вариации толщин отдельных пластов, входящих в состав продуктивного горизонта, так и о вариации эффективной толщины и общей толщины продуктивного горизонта в целом.

Геологические профили позволяют получить наглядное представление о слоистой (послойной) литолого-фациальной неоднородности. На рис. 1.2 приведен геологический профиль Арланского месторождения [104], по которому можно судить о сложности геологического разреза и ярко выраженной литолого-фациальной неоднородности реальных продуктивных отложений.

Нередко для изучения и наглядного представления о пространственной литолого-фациальной неоднородности отдельных участков залежи строят так называемые блок-диаграммы, представляющие сочетание геологических профилей и карт распределения толщины пластов.

В настоящее время для изучения этого типа неоднородности привлекают методы теории вероятностей и математической статистики [13, 26, 151, 186, 187 и др.]. Однако чрезмерное увлечение методами теории вероятностей при забвении надежных и проверенных методов нефтепромысловой геологии может привести к ошибочным методам. Необходимо разумное комплексное сочетание этих двух методов при решении задач проектирования, контроля, анализа и регулирования разработки нефтяных залежей.

Все реальные продуктивные пласты нефтяных месторождений являются неоднородными в литолого-фациальном отношении. Но степень этой неоднородности и ее характер мо-

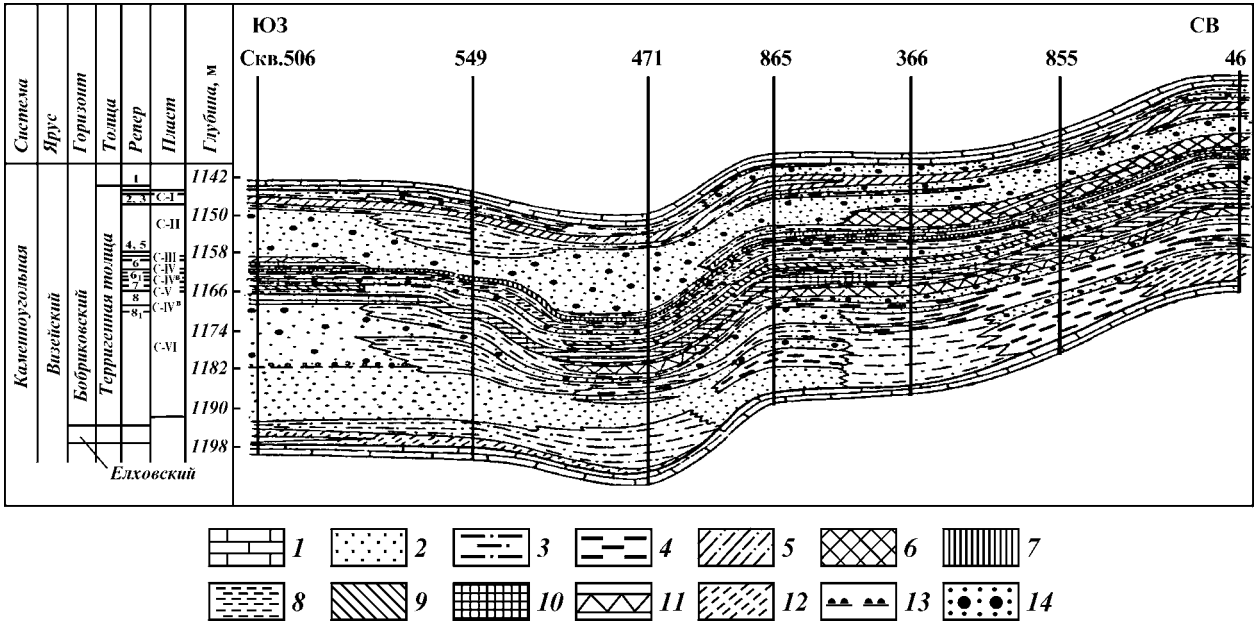


Рис. 1.2. Арланское нефтяное месторождение. Геологический профиль по линии скв. 506-46 Арланской площади [104]:

1 — известняки; *2* — песчаники-коллекторы; *3* — алевролитовые породы; *4* — углисто-глинистые породы; глинистые породы: *5* — репер 2, 3; *6* — репер 4, 5; *7* — репер 6; *8* — репер 6_1; *9* — репер 7; *10* — репер 8; *11* — репер 8_1; *12* — репер «елховский»; *13* — ВНК; *14* — нефтенасыщенные песчаники

гут быть различными. Поэтому для сравнительной количественной оценки литолого-фациальной неоднородности используют специальные коэффициенты. Наиболее широкое применение нашли три коэффициента: коэффициент песчанистости (для терригенных пород), коэффициент расчлененности и коэффициент связанности. В принципе предложены и другие коэффициенты для характеристики степени неоднородности пластов. Более подробному рассмотрению указанных характеристик будет посвящен следующий подраздел книги.

НЕОДНОРОДНОСТЬ ПЛАСТОВ ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ

Проницаемость является одной из важнейших гидродинамических характеристик пористой среды. От величины коэффициента проницаемости зависит пропускная способность пористой среды. Поэтому добывные возможности скважины и пласта или его продуктивность также зависят от величины проницаемости. Вследствие этого проницаемость существенно влияет практически на все технологические показатели разработки. Нефтеотдача, как один из важнейших технологических показателей системы разработки, также определяется величиной проницаемости. К настоящему времени путем теоретических и лабораторных исследований, а также на основе обобщения большого практического опыта доказано, что чем больше среднее значение коэффициента проницаемости пласта, тем больше конечная нефтеотдача.

Надо отметить, что вопросы неоднородности пласта по проницаемости изучены более полно, чем вопросы литолого-фациальной неоднородности. Такое положение можно объяснить двумя причинами. Во-первых, проницаемость является важнейшим гидродинамическим параметром, поэтому его изучению исследователи уделяли больше внимания. Во-вторых, проницаемость — это физическое свойство пласта, что позволяет использовать для ее изучения хорошо известные и надежные физические методы. Тем не менее, проницаемость пород как физическое свойство пористой среды изучено недостаточно полно. До сих пор имеется много неясных вопросов, связанных с изменением проницаемости при фильтрации жидкостей под различными градиентами давления, с изменением проницаемости в зависимости от свойств фильтрующихся жидкостей и поверхностных свойств пород и др. При этом немаловажную роль в устранении неясных вопросов играет неоднородность пористой среды по проницаемо-

сти. Эффективность изучения неоднородности пластов по проницаемости будет выше, если эти работы проводить с учетом традиционных методов расчета, применяемых в подземной гидродинамике. Так, при изучении закономерностей перемещения водонефтяного контакта и процессов вытеснения нефти водой из пористой среды используется модель послойно-неоднородного пласта, когда результаты решения для одного слоя суммируются по всем слоям. При изучении вопросов перемещения контура нефтеносности, обводнения скважин, распределения пластового давления и других решаются плоские задачи, в которых реальный пласт заменяется плоскостью. В связи с этим целесообразней изучать изменение проницаемости по разрезу пласта, а также изменение проницаемости по площади залежи. Для исследования взаимосвязи между нефтеотдачей и проницаемостью целесообразнее изучать изменение проницаемости по объему нефтенасыщенного пласта.

СЛОИСТАЯ ПРОНИЦАЕМОСТНАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ ПЛАСТА

По данным исследования образцов керна, отобранных при бурении множества скважин различных месторождений, установлено, что проницаемость пород по разрезу продуктивного пласта изменяется. При этом, если попытаться скоррелировать значения проницаемости по разрезу различных скважин [106], то можно выявить, что отсутствует какая-либо закономерность в изменении проницаемости. Однако установлено, что в изменениях литолого-фациального, минералогического и гранулометрического состава по разрезу пласта существуют определенные закономерности, которые хорошо прослеживаются в пределах всей площади залежи. По аналогии многие авторы приходят к заключению о существовании определенных закономерностей в изменении проницаемости по разрезу пласта, если изучать изменение определенных значений проницаемости по слоям при постепенном переходе от подошвы к кровле. Только при таком подходе можно говорить о послойной неоднородности пласта по проницаемости в пределах границ залежи или площади нефтеносности.

Под послойной неоднородностью пласта по проницаемости следует понимать изменение усредненных по слоям значений проницаемости в зависимости от толщины пласта.

На рис. 1.3 приведена наглядная схема послойной неоднородности пласта по проницаемости, заимствованная из работы [107]. Из этого рисунка видно, что каждый условно выде-

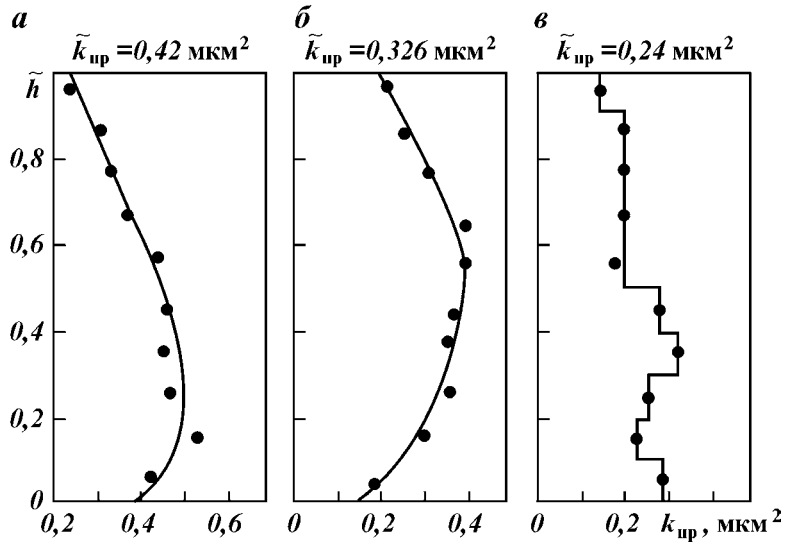


Рис. 1.3. Послойная неоднородность по проницаемости девонских залежей Башкирии [107].
Горизонты: *а* – $Д_{II}$ Туймазинского месторождения; *б* – $Д_{I}$ Серафимовско-Леонидовского месторождения; *в* – $Д_{II}$ Константиновского месторождения

ленный слой пласта имеет свое среднее значение проницаемости $k_{пр}$ отличное от средних значений проницаемости других слоев. При этом еще раз следует акцентировать внимание на то обстоятельство, что речь идет о среднем значении проницаемости слоя.

Определяя значения проницаемости по слоям с элементарной толщиной Δh и устремляя Δh к нулю, получим некоторую функцию, характеризующую изменение проницаемости в зависимости от толщины пласта. Таким образом, неоднородность пласта по проницаемости может быть задана в виде некоторой функции $k(h)$, где h – координата толщины пласта. Характер изменения функции $k(h)$ может быть получен по данным исследования кернов на проницаемость. При этом необходимо иметь достаточное количество образцов, поднятых из скважины во время вскрытия пласта. Также необходимо, чтобы керн отбирался из скважин, размещенных более или менее равномерно по площади залежи.

Косвенное представление о послойной проницаемостной неоднородности пласта можно получить по результатам гео-

физических исследований проницаемости, а также по данным исследования скважин глубинными дебитомерами.

По некоторым девонским залежам Башкирии в период их разбуривания было отобрано и исследовано большое число образцов. По этим данным К.Я. Коробовым были построены кривые, характеризующие послойную неоднородность горизонта $Д_{I}$ Серафимовского месторождения и горизонтов $Д_{II}$ Туймазинского и Константиновского месторождений (см. рис. 1.3) [106, 107].

Как видно из графиков рис. 1.3, проницаемость песчаников горизонта $Д_{II}$ Туймазинского месторождения закономерно увеличивается от кровли к подошвенной части пласта с последующим уменьшением в самой подошве. Проницаемость песчаников горизонта $Д_{I}$ Серафимовского месторождения закономерно увеличивается от кровли к средней части пласта с последующим закономерным уменьшением к подошве пласта. Проницаемость песчаников горизонта $Д_{II}$ Константиновского месторождения мало меняется при переходе от одного слоя к другому. Только в кровельной части пласта месторождения проницаемость несколько уменьшается, а имеющийся разброс значений проницаемости по слоям является скорее следствием слоистой неоднородности.

Расчеты показали [107], что степень неоднородности песчаников горизонта $Д_{II}$ Туймазинского месторождения, где средние проницаемости изменяются в 2,5 раза, и песчаников горизонта $Д_{I}$ Серафимовского месторождения, где средние проницаемости слоев изменяются в 2 раза, примерно одинакова. Однако характер слоистой неоднородности указанных песчаников, как это видно из рис. 1.3, различен.

В работах [13, 25, 104, 107, 115, 138 и др.] указывается, что минимальные и максимальные средние значения проницаемости слоев неоднородного пласта отличаются между собой в 2–3 раза. Не исключается и несколько большая разница этих значений. В то же время значения проницаемости, определенные по образцам керна, отличаются между собой в сотню раз и более. Проницаемости образцов пород при этом изменяются от 0 до 4 мкм^2. Довольно часто этот широкий диапазон изменения проницаемости, присущий всему объему пласта, закладывают в расчетную схему послойно-неоднородного пласта. Разумеется, такая схема неоднородного пласта не соответствует реальным условиям и такие расчетные схемы не следует использовать.

В каждом слое пласта проницаемость также изменяется в очень широких пределах [104]. Однако вдоль любой линии

тока, находящейся в слое, значения проницаемости будут подвержены флуктуациям относительно среднего значения. За счет этих флуктуаций среднее значение проницаемости вдоль любой линии тока окажется близким к среднему значению проницаемости слоя. Это не исключает возможности существования локальных высокопроницаемых пропластков, которые будут оказывать влияние на процесс обводнения скважин и залежи. Но это влияние также будет носить локальный характер, влияющий незначительно на общие закономерности процесса обводнения.

Послойная неоднородность пласта по проницаемости, как и литолого-фациальная неоднородность, есть следствие закономерности процессов седиментации, которые происходили в соответствующие геологические эпохи.

ЗОНАЛЬНАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Зональная неоднородность продуктивного пласта по проницаемости также является следствием процесса седиментации.

Ранее указывалось, что проницаемость пород по вертикальному разрезу пласта в каждой скважине изменяется. При этом какие-либо закономерности в изменениях значений проницаемости по разрезу скважины отсутствуют. Если теперь усредним значения проницаемости по разрезу скважин, то получим для каждой скважины какое-то свое значение проницаемости, усредненное по толщине пласта. В результате на площади залежи получим несколько средних по толщине пласта значений проницаемости, отнесенных к местоположению каждой скважины. С увеличением числа скважин на площади залежи увеличивается и число значений проницаемости. Полученная таким образом изменчивость усредненных значений по площади залежи будет характеризовать зональную неоднородность.

Исходя из приведенных соображений, К.Я. Коробов уточнил определение зональной неоднородности продуктивных пластов нефтяных месторождений.

Под зональной неоднородностью пласта по проницаемости по К.Я. Коробову следует понимать изменение по площади залежи усредненных по толщине слоя значений коэффициентов проницаемостей.

На практике изучение зональной неоднородности пласта по проницаемости и учет этого вида неоднородности осуществляется с помощью карт равной проницаемости, или просто карт проницаемости. Карта проницаемости является одной из

возможных реализаций функции $\tilde{k}(x, y)$. Погрешность в расчетах, возникающая за счет разницы между картой проницаемости и функцией $\tilde{k}(x, y)$, может быть оценена с помощью случайных функций [235].

Карта проницаемости является хорошим пособием при изучении характера перемещения контура нефтеносности, при выявлении закономерности обводнения скважин и залежи и других вопросов, касающихся анализа влияния зональной неоднородности пласта на технологические показатели разработки и на конечную нефтеотдачу пластов.

ПРОСТРАНСТВЕННАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

При изучении послойной и зональной неоднородностей указывалось, что проницаемость в любом слое и по разрезу любой скважины может изменяться как угодно. Следовательно, в объеме продуктивного пласта проницаемость пород может также меняться произвольно. Изменчивость проницаемости пород в объеме продуктивного пласта характеризует его пространственную неоднородность.

Под пространственной неоднородностью пласта по проницаемости следует понимать изменение физических свойств пород в объеме продуктивного пласта.

В отличие от предыдущих видов неоднородности, здесь идет уже речь не об усредненных, а об истинных значениях проницаемости, изменяющихся по объему пласта с неизвестной для нас закономерностью. В общем случае пространственная неоднородность может быть задана некоторой функцией $k(x, y, h)$.

Пространственная неоднородность по проницаемости является наиболее сложным видом неоднородности как с точки зрения ее изучения, так и с точки зрения учета этого вида неоднородности в расчетах по проектированию и анализу разработки нефтяных залежей. В принципе изучение пространственной неоднородности логично было бы вести по следующей схеме: получить или задать каким-либо образом функцию $k(x, y, h)$, которая описывает изменение проницаемости по объему пласта, а затем использовать эту функцию в расчетах. Функция $k(x, y, h)$, безусловно, является очень сложной, по-видимому, обладающей скачками и разрывами, особенно в местах литологической изменчивости. Для отыскания вида этой функции необходимо знать значения проницаемости в каждой точке объема пласта. Получить такое множество информации невозможно по чисто практиче-

ским соображениям. Допустим даже, что удается получить вид этой функции, но ввиду невероятной сложности ее все равно не представится возможности использовать в расчетах.

Таким образом, описанная схема изучения и учета пространственной неоднородности малопригодна. В связи с этим возникает необходимость отыскания иного, практически более пригодного подхода к решению задачи изучения и учета этого вида неоднородности. Как отмечалось выше, тот или иной вид неоднородности является следствием закономерности процесса седиментации, проходившего при образовании осадочных горных пород. При этом случайные явления (изменение направления ветров, донных течений, подъем и опускание земной поверхности, изменение температуры, интенсивности атмосферных осадков и др.) существенно влияли на процессы седиментации. С позиции нашего времени все закономерности процесса седиментации можно отнести к категории случайных. Такое допущение вполне правомерно, поскольку за массой случайностей всегда кроется закономерность.

Проведенные рассуждения позволяют отнести проницаемость и другие гидродинамические параметры пласта к категории случайных величин. Это, в свою очередь, дает право использовать методы теории вероятностей и связанных с нею разделов науки для изучения неоднородности продуктивных пластов и других вопросов теории разработки.

Технологические показатели разработки нефтяных залежей и затраты на добычу нефти существенно зависят от степени неоднородности продуктивных пластов. Коэффициент конечной нефтеотдачи является важнейшим технологическим показателем. Общепризнано, а В.М. Березиным с соавторами [20] экспериментально доказано, что чем больше проницаемость, тем больше нефтеотдача. В связи с этим для оценки конечной нефтеотдачи очень важно знать, как распределены значения проницаемости по объему песчаного пласта и, соответственно, какова доля объема мало-, средне- и высокопроницаемых песчаников. А это распределение долей песчаников различной проницаемости в общем объеме пласта зависит от степени и характера пространственной неоднородности пласта по проницаемости. Следовательно, изучение и учет этого вида неоднородности в расчетах по оценке конечной нефтеотдачи является важной практической задачей. Эта задача, очевидно, может быть решена только на основе применения методов теории вероятностей.

НЕРАВНОМЕРНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ КАК ФАКТОР НЕОДНОРОДНОСТИ СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Решая вопросы, связанные с подсчетом запасов нефти и нефтеотдачей пласта, необходимо знать количество и распределение остаточной воды. Как показали исследования [11, 111, 117, 165, 226], коэффициент вытеснения нефти водой возрастает не только с ростом температуры и проницаемости пористой среды, но и с увеличением количества остаточной воды.

Под остаточной водой понимается суммарная влага: адсорбционная, или физически связанная, начальной капиллярности и углов пор [226].

Образование адсорбционной или связанной воды на поверхности частиц породы обусловливается как химическими, так и физическими силами, которые по своей природе являются электрическими [63, 88]. Вода углов пор может быть также названа капиллярно-разобщенной или капиллярно-неподвижным состоянием свободной пластовой воды.

В сцементированных и несцементированных горных породах связывание жидкости с дисперсными частицами сказывается в уменьшении живого сечения капилляров (пор), что приводит к уменьшению фильтрации флюидов через пористые среды.

Исследования ряда авторов показывают, что чем меньше в песчано-алевролитовых коллекторах веществ, подверженных гидратации, тем меньше содержится в них остаточной воды. Количество остаточной воды зависит еще от сортированности и окатанности кластического материала, слагающего породу, а также от размеров пор. Количество остаточной воды возрастает с повышением плотности отложений и с увеличением содержания в них тонких пор.

Распределение воды в коллекторе определяется различием в кривых капиллярного давления для отдельных слоев пласта. Более макропористые и проницаемые прослои обладают меньшим давлением вытеснения, и для того, чтобы в них наступило равновесие капиллярного давления между различными фазами флюидов, требуется меньшая водонасыщенность.

В литературе опубликован ряд работ о толщине тонких смачивающих слоев жидкости. Однако большинство этих работ посвящено измерению толщины тонких слоев жидкости на плоской твердой поверхности.

Толщина слоя связанной воды зависит от гидрофильности минерального состава скелета, внешних условий, условий равновесия между силой, отнимающей воду, и силой, связывающей воду у твердой поверхности, от присутствия тех или иных катионов, степени концентрации электролитов в пластовой воде, а также от размера частиц породы [111, 226 и др.].

Как указывает ряд авторов, прямых измерений толщины смачивающих пленок воды или нефти на поверхности частиц породы до сих пор еще не сделано.

Измерения равновесной толщины смачивающих пленок, выполненные оптическим методом для воды и водных растворов солей Б.В. Дерягиным и М.М. Кусаковым, а также измерения различных индивидуальных углеводородных жидкостей, проведенные М.М. Кусаковым на различных твердых гладких поверхностях (кварц, алмаз, стекло и др.), показали, что толщина таких слоев составляет около 0,1 мкм. О размерах поровых каналов породы можно получить представление из формулы $r = 0,9\sqrt{k/m}$ (r — средний радиус поровых каналов в микропорах, мкм; k — проницаемость в мкм^2; m — пористость в процентах).

Толщину условного пленочного слоя воды (допуская существование сплошной пленки воды на поверхности породы) по К.Г. Оркину [150] можно подсчитать, пользуясь формулой

$$\delta_{св} = \frac{\sigma_{св} m}{s \cdot 100}, \qquad (1.1)$$

где $\sigma_{св}$ — остаточная водонасыщенность, % (по объему); m — пористость в долях единицы; s — удельная поверхность породы, см^2/ см^3; $\delta_{св}$ — толщина условного пленочного слоя воды, см.

На основании данных об остаточной водонасыщенности образцов пород из скважин, пробуренных на нефти, К.Г. Оркин установил толщину пленки воды 0,45 мкм.

Л.И. Рубинштейн [183] для девонских кварцевых песчаников, отличающихся хорошей сортированностью обломочного материала и малым содержанием пелитовых частиц, установил толщину пленки 0,19 мкм.

И.А. Мухаринская [137] подсчитала толщину условного пленочного слоя для образцов пород подкирмакинской свиты (Апшеронский полуостров) из двух скважин площади Хорасаны, пробуренных на нефти. Полученные значения условного пленочного слоя воды колебались в пределах от 0,10 до 0,87 мкм, составляя в среднем по 33 образцам 0,454 мкм.

М.М. Кусаков и Л.И. Мекеницкая [111] изучали среднюю толщину пленки дистиллированной воды в пористой среде различной проницаемости. Средняя толщина пленки дистиллированной воды вычислялась по разности между общим количеством остаточной жидкости и по величине удельной поверхности образцов пород. Она оказалась равной 10^{-5} см (0,1 мкм).

Состояние остаточной воды и начальное распределение нефти, газа и воды в пористой среде пласта определяется многочисленными свойствами пористой среды и пластовых жидкостей — структурой пор и составом пород, физико-химическими свойствами пород и пластовых жидкостей, количеством и составом остаточной воды и т.д. [9, 63, 117, 165 и др.].

Начальное распределение нефти, остаточной воды и газа в пористой среде пласта влияет на процессы движения нефти и вытеснения ее водой из пласта. В зависимости от количества, состава и состояния остаточных вод находится молекулярная природа поверхности пород коллекторов. Если остаточная вода в пласте в виде тонкой пленки покрывает поверхность поровых каналов, то поверхность твердой фазы остается гидрофильной. Если же пленка воды отсутствует, то нефть непосредственно соприкасается с твердой поверхностью и вследствие адсорбции поверхностно-активных веществ поверхность нефтяного коллектора становится в значительной мере гидрофобной.

По вопросу о виде остаточной воды, находящейся в пористой среде и других дисперсных телах, различные исследователи высказывают неодинаковое мнение. Однако большинство из них приходят к выводу [9, 63] о существовании:

капиллярно связанной воды в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;

адсорбционной воды, удерживаемой молекулярными силами у поверхности твердого тела и прочно связанной с частицами пористой среды (свойства адсорбционной воды значительно отличаются от свойств свободной);

пленочной воды, покрывающей гидрофильные участки поверхности твердой фазы;

свободной воды, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной структуре (ограничивается менисками на поверхности раздела вода — нефть, вода — газ).

Однако при анализе кернового материала в образце породы обычно определяется общее количество остаточной воды без количественной оценки различных ее видов. Это объяс-

няется неопределенностью условий существования и классификации остаточной воды и сложностью раздельного ее определения по видам.

Общее количество различных форм связанной воды в породе зависит от состава и свойств пород и пластовых жидкостей. На рис. 1.4 приведена зависимость остаточной водонасыщенности пород от коэффициента проницаемости пород по А.А. Ханину.

Кривые А.А. Ханина, как отмечается в работе [63], не являются универсальными. Для пород с другой структурой пор и содержащих иные количества глинистого материала зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости может количественно отличаться от приведенных. Однако характер зависимости в большинстве случаев тот же — с увеличением проницаемости количество остаточной воды в породе уменьшается.

Приближенно остаточную водонасыщенность песков $\sigma_{овп}$, песчаников $\sigma'_{овп}$ и известняков $\sigma_{ови}$ в зависимости от их абсолютной проницаемости k_0 и открытой пористости m_0 рекомендуется [63] определять по формулам (в долях единицы)

$$\sigma_{овп} = 0{,}437 - 0{,}155\lg\frac{k_0}{m_0},\quad \sigma'_{овп} = 0{,}283 - 0{,}11\lg\frac{k_0}{m_0}, \qquad (1.2)$$

$$\sigma_{ови} = 0{,}183 - 0{,}11\lg\frac{k_0}{m_0}. \qquad (1.3)$$

Исследования ряда авторов показывают, что чем меньше в песчано-алевролитовых коллекторах веществ, подверженных гидратации, тем меньше содержится в них остаточной воды. Количество остаточной воды зависит еще от сортированности и окатанности кластического материала, слагающего породу, а также от крупности пор. Количество остаточной воды возрастает с повышением плотности отложений и с увеличением содержания в них тонких пор.

По своему химическому составу остаточная вода может сильно отличаться от контурной воды и от воды, добываемой вместе с нефтью и газом. Исследования показывают [226 и др.], что остаточная вода значительно солонее, чем морская (в $3-10$ раз). Нормальная морская вода в среднем содержит 3,5 % (по массе) $NaCl$ при общей минерализации, достигающей 35 000 мг/ л. Содержание солей в пластовых водах нефтяных месторождений колеблется в пределах от 10 000 до 200 000 мг/ л.

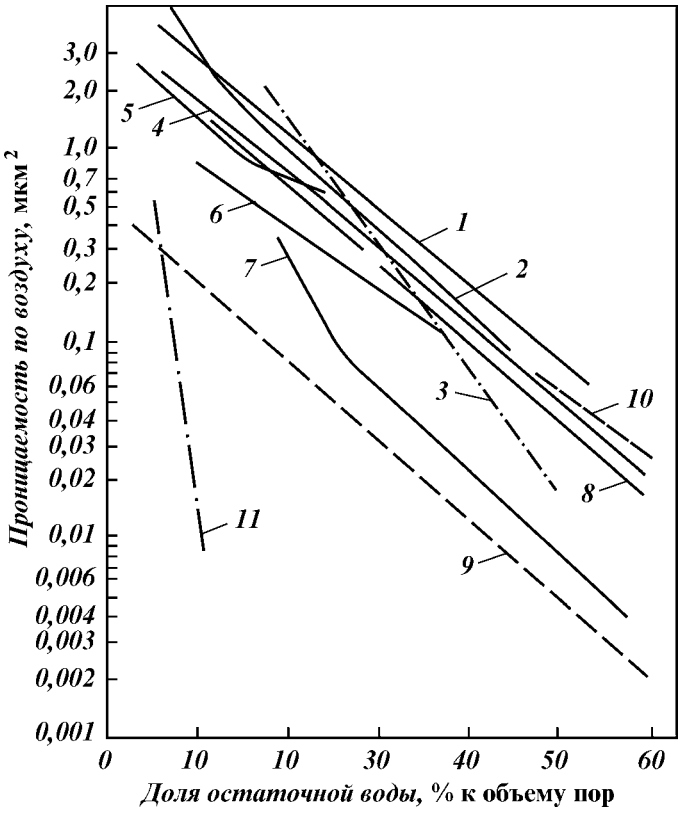


Рис. 1.4. Зависимость содержания остаточной воды от проницаемости для различных нефтегазоносных песчано-алевролитовых пород (по А.А. Ханину [226]):

1 — алевролиты глинистые абазинской свиты Ахтырско-Бугундырского нефтяного месторождения; *2* — алевролиты хадумского горизонта Северо-Ставропольского газового месторождения; *3* — песчаники мелкозернистые угерской свиты газовых месторождений Угерское и Бильче-Волица; *4* — модели, составленные из песчано-алевролитового материала кварцевого состава; *5* — алевролиты глинистые картамышской свиты Шебелинского газового месторождения; *6* — песчаники мелкозернистые меловых отложений Газлинского газового месторождения (средние данные для горизонтов); *7* — песчаники мелкозернистые газоконденсатного месторождения Русский Хутор; *8* — песчаники мелкозернистые Усть-Балыкского и Мегионского нефтяных месторождений; *9* — песчаники мелкозернистые мотской свиты Марковского газоконденсатного месторождения; *10* — песчаники средне-, мелкозернистые газовых месторождений Байрам-Али и Майского; *11* — рифовые пермские газоносные известняки ишимбайского типа Башкирского Приуралья

Повышенную минерализацию остаточной воды объясняют испарением молекул воды, а также воздействием геохимического градиента [9, 63, 117, 165 и др.]. Остаточная вода характеризуется повышенным содержанием хлора. Однако отмечаются и отклонения от этих закономерностей для некоторых месторождений.

По данным Ю.С. Мельниковой, изучавшей нефтяные девонские песчаники в разрезе скв. 1529 Туймазинского месторождения, пробуренной на безводной нефти, содержание хлоридов в остаточной воде колеблется от 12,5 до 26,2 %, составляя в среднем 18,5 %. В 1956 г. Ю.С. Мельникова с сотрудниками изучали концентрацию хлоридов в воде по данным анализа более 400 образцов керна, отобранных из скважин различных месторождений Башкирии, которые были пробурены на водном глинистом растворе. В результате оказалось, что в алевролитах с низким значением пористости (от 5 до 10 %) и проницаемости (меньше 0,001 мкм^2) при водосодержании до 90 % концентрация хлоридов составляла $14-18{,}6$ % (в пересчете на хлористый натрий). При этом содержание хлоридов в законтурных водах нефтяных пластов $Д_{I}$ и $Д_{II}$ равно $22-24$ % [226].

Выяснилось, что в Туймазах концентрация хлоридов в остаточной воде ниже, чем в законтурной, тогда как в большинстве случаев соотношение обратное. Этот факт в работах А.А. Ханина объясняется особенностями осадкообразования отложений пластов $Д_{I}$ и $Д_{II}$ в условиях дельты с пониженной соленостью вод. В результате проведенных исследований других авторов отмечается влияние раннего и позднего диагенеза на формирование химического состава остаточной воды.

Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений, особенно применение физических и физико-химических методов воздействия на пласт, свидетельствует о том, что в процессах извлечения нефти и газа остаточная вода играет большую роль. По степени гидродинамической подвижности применительно к процессам вытеснения нефти водой ее можно классифицировать на фазово-подвижную, влияющую на показатели разработки в начальный период эксплуатации скважин, и фазово-неподвижную, перемещающуюся лишь благодаря смешению с водой, вытесняющей нефть.

В том случае, когда пласт содержит включения менее проницаемой породы, не контактирующей с ВНК, распределение остаточной воды в них не описывается единой кривой зависимости капиллярного давления $p_к$ от насыщенности $\sigma_{во}$; каждому включению соответствует своя кривая $p_к(\sigma_{во})$ с нача-

лом координат в подошве локальной области. В связи с этим в зоне контакта со стороны менее проницаемой породы начальная водонасыщенность намного превышает значение, соответствующее высоте ее залегания над ВНК по кривой $p_к(\sigma_{во})$ для однородного пласта данных физико-химических свойств.

В реальных условиях неоднородных нефтяных коллекторов остаточная вода не образует единого сплошного вала на фронте вытеснения. Чаще всего она поступает на забои скважин, имея различную степень разбавления закачиваемой водой. Лишь при больших скоростях вытеснения, когда происходит прорыв воды по отдельным пропласткам, или при очень устойчивом фронте вытеснения остаточная вода может образовывать скопления в виде вала перед закачиваемой водой.

При перемещении на фронте вытеснения остаточная вода может перетекать из более проницаемого слоя в менее проницаемый. Интенсивность перетоков зависит от соотношения капиллярных и гидродинамических сил.

НАЛИЧИЕ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЗОН (ВНЗ) КАК ФАКТОР НЕОДНОРОДНОСТИ СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Отличительной особенностью большинства нефтяных месторождений, приуроченных к платформенным областям, является наличие обширных водонефтяных зон. Под водонефтяной зоной обычно понимается часть залежи, расположенная между внешним и внутренним контурами нефтеносности. Ширина водонефтяных зон залежей зависит от угла наклона слоев на крыльях структур и изменяется от нескольких километров до нескольких десятков километров. На Туймазинском, Шкаповском, Бавлинском и Серафимовской группе месторождений площади водонефтяных зон составляют от 40 до 70 % от общей площади залежей и содержат значительные запасы нефти — от 27 до 52 % от общих геологических [131, 220 и др.].

Водонефтяные зоны и условия их эксплуатации на Ромашкинском, Ново-Елховском, Бондюжском и ряде других платформенных месторождений значительно различаются сложностью строения из-за высокой расчлененности нефтеносных горизонтов.

Сложность строения ВНЗ на месторождениях обусловливается тем, что в их пределах выделяются как пласты с подошвенной водой, так и нефтеносные. Площадь распростра-

нения пластов с подошвенной водой и величина запасов в них зависят не только от положения на структуре, но и во многом определяются расчлененностью разреза в интервалах отметок ВНК.

По условиям залегания пластов Ромашкинского месторождения выделяют [240] четыре типа водонефтяных зон:

водонефтяные зоны в виде локальных участков разнообразной формы внутри безводной части нефтяной залежи;

водонефтяные зоны, окаймляющие нефтяную залежь в виде узких полос шириной до 1,5 км;

водонефтяные зоны площадного развития (широкие полосы, поля);

водонефтяные зоны с хорошей гидродинамической связью с вышележащими высокопродуктивными пластами.

Разработка водонефтяных зон нефтяных месторождений является сложным технологическим процессом, как правило, характеризующимся повышенной обводненностью по добываемой продукции, относительно большими объемами попутно добываемой воды, низкой текущей и конечной нефтеотдачей пластов. Проектирование разработки таких залежей также сопряжено со значительными трудностями, связанными с невозможностью прогнозирования показателей заводнения подобных объектов на основе традиционных методов гидродинамических расчетов.

Одной из сложных задач изучения ВНЗ является определение начального и текущего положения водонефтяного контакта. Рассмотрим этот вопрос подробнее.

Согласно современным представлениям, понятие о водонефтяном контакте (ВНК) как граничной плоскости между нефтью и водой является условным. В нефтяных залежах, подстилаемых водой, имеется зона постепенного перехода от нефти к воде (переходная зона), возникающая под действием различных факторов. Распределение воды и нефти в пласте до начала его разработки связано с проявлением капиллярных сил в поле силы тяжести, обусловленном наличием в пласте погребенной воды и другими факторами. Капиллярные силы в гидродинамическом поле давления препятствуют установлению четкой границы раздела между водой и нефтью, вызывая образование переходной зоны в процессе разработки пласта, независимо от того, была она или нет в начальный момент.

Переходная зона от нефти к воде образуется в процессах как формирования залежи, так и ее эксплуатации при вытеснении нефти водой. Как показывают многочисленные экспе-

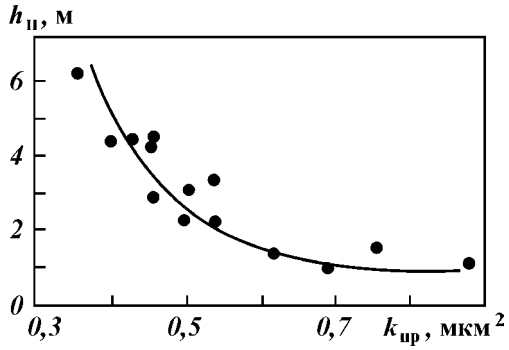


Рис. 1.5. Зависимость толщины $h_п$ переходной зоны от проницаемости коллектора $k_{пр}$ [56]

риментальные исследования и теоретические расчеты, соотношение насыщенности коллектора нефтью и водой по разрезу продуктивного пласта изменяется. Верхняя часть нефтяного пласта содержит минимальное количество связанной воды. Эта вода при существующих на практике перепадах давления неподвижна и находится в пленочном состоянии с толщиной пленки в сотые и тысячные доли микрона [111]. Наличие такой воды в нефтеносных пластах впервые было установлено в 1928 г. Н.Т. Линдитропом и В.М. Николаевым [113]. По данным С.Л. Закса и промыслово-геофизических исследований, объем связанной воды изменяется от единиц до 70 % объема пор.

Толщина переходной зоны сильно изменяется как в зависимости от физических свойств пористой среды, так и от физико-химических свойств насыщающих ее жидкостей. Анализ фактического материала по Туймазинскому и Бавлинскому месторождениям показывает [55, 56], что размер переходной зоны колеблется от 1 до 7 м.

В условиях многих месторождений обнаруживается корреляционная зависимость толщины переходной зоны от проницаемости коллектора. С увеличением коэффициента проницаемости породы толщина переходной зоны уменьшается (рис. 1.5) [203]. Особенно четко зависимость величины переходной зоны от проницаемости проявляется при статистическом обобщении большого фактического материала. Например, в табл. 1.1 приведены данные по трем группам крупнейших месторождений Башкирии по М.М. Саттарову с соавторами.

Таблица 1.1

Группа месторождений	Число пластов	Толщина переходной зоны, м	Толщина пласта, м	Коэффициент проницаемости, мкм^2	Коэффициент пористости, %
Арланская	93	0,98	11,2	0,940	23,9
Шкаповско-Белебеевская	129	3,10	14,4	0,434	19,7
Туймазинско-Серафимовская	188	3,60	14,9	0,427	20,7

По отдельным месторождениям установлена также корреляционная зависимость между толщинами переходной зоны и нефтенасыщенной части коллекторов [56].

Вследствие неоднородности коллекторов по пористости и проницаемости в пределах одной и той же залежи в переходной зоне широко изменяется содержание связанной воды, что приводит к изменению нефтенасыщенности на различных участках залежи.

Согласно данным Н.Н. Сохранова [200], изменение коэффициента нефтенасыщенности можно описать формулой вида

$$\sigma_н = 1\ A \cdot Z^{1/n}, \qquad (1.4)$$

где A — постоянная величина; n — коэффициент, зависящий от структуры порового пространства; Z — высота над зоной 100%-ного водонасыщения, м.

В условиях Туймазинского и Бавлинского месторождений $A = 33$, $n = 1{,}8$ [200].

На рис. 1.6 приведена кривая нефтеводонасыщенности при 100 %-ной водонасыщенности в зависимости от высоты Z над водонефтяным контактом. Как видно из рис. 1.6 и формулы (1.4), вверх от подошвы переходной зоны нефтенасыщенность быстро растет, на высоте Z = 1 м достигает 60—70 % и затем постепенно увеличивается до 1 — $\sigma_{во}$ ($\sigma_{во}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности). Так как $\sigma_{во}$ — безразмерная величина, $[Z]$ — имеет размерность длины $[L]$, то правильнее формулу (1.4) представить в следующем виде:

$$\sigma_н = 1 - (a \cdot [Z])^{-1/n}, \qquad (1.5)$$

где a — постоянная величина и имеет размерность $[L]^{-1}$.

С.А. Султанов [56] отмечает, что в однородных крупнозернистых коллекторах переходная зона в начальный период разработки обычно отсутствует. В плохо отсортированных

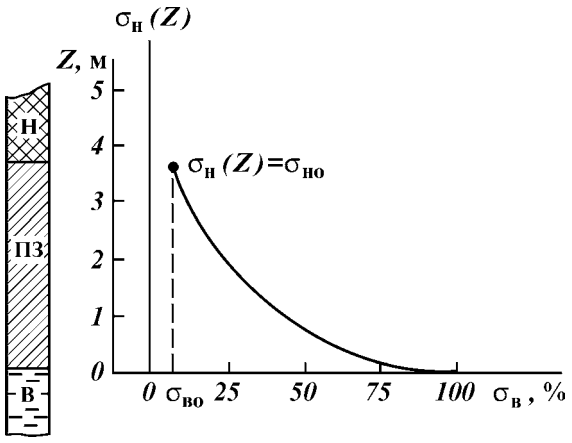


Рис. 1.6. Зависимость коэффициента нефтенасыщенности пласта от высоты Z над зоной 100%-ного водонасыщения [56]:
Н — нефтеносная часть пласта; ПЗ — переходная зона; В — водоносная часть пласта; $\sigma_{но}$ — начальная нефтенасыщенность; $\sigma_{во}$ — остаточная водонасыщенность

песчаниках неоднородного состава толщина переходной зоны достигает 5—6 м и более [56, 115, 131, 240 и др.].

В переходной зоне, особенно в условиях платформенных месторождений с обширными водонефтяными площадями, сосредоточены значительные запасы нефти. Поэтому для правильного подсчета запасов нефти, проектирования и разработки нефтяных месторождений необходимо иметь четкое представление о характере переходной зоны. Точное установление положения водонефтяного контакта имеет важное значение для определения как начальных, так и текущих запасов нефти. Например, для средних размеров нефтяных залежей Башкирии и Татарии ошибка в отбивке водонефтяного контакта на 1 м искажает величину извлекаемых запасов до 1 млн. т, а для крупных месторождений — на несколько десятков миллионов тонн.

При наличии в пласте переходной зоны различные исследователи рекомендуют проводить водонефтяной контакт условно на различных уровнях.

Американский исследователь Дж. Джонс [86] считает, что за контакт между водой и нефтью необходимо принимать отметку, ниже которой притоков нефти в скважинах не наблюдается. Другие американские исследователи — Д. Амикс, Д. Басс и Р. Уайтинг отмечают, что наиболее правильно при-

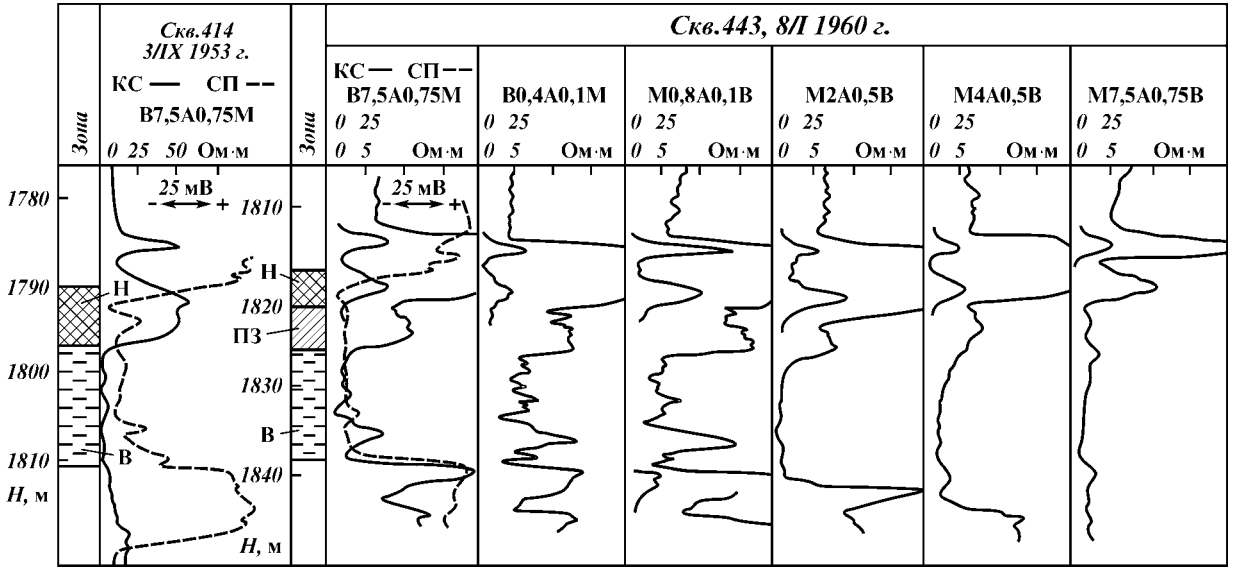


Рис. 1.7. Пример выделения переходной зоны водонефтяного контакта, образовавшейся в процессе его перемещения. Скв. 443 Бавлинского нефтяного месторождения [56]:

Н — нефтеносная часть пласта; ПЗ — заводненная часть переходной зоны; В — водоносная часть пласта

нимать за водонефтяной контакт поверхность, на которой капиллярное давление равно нулю. Такой поверхностью будет свободная поверхность воды, т.е. нижняя граница переходной зоны.

М.А. Жданов [86] при практических расчетах рекомендует проводить водонефтяной контакт условно по подошве переходной зоны. В.Л. Комаров советует принимать при расчетах за водонефтяной контакт не уровень нулевой фазовой проницаемости для воды, а уровень нулевой фазовой проницаемости для нефти, что примерно соответствует нижней границе переходной зоны.

Лучше всего водонефтяной контакт устанавливать по удельному сопротивлению в области переходной зоны. Однако определение удельного сопротивления этой зоны во многих случаях практически невозможно, особенно в неоднородных коллекторах [56]. В таких случаях, по мнению Н.Н. Сохранова [200], условное положение водонефтяного контакта следует проводить на 1,0 – 1,5 м выше нижней границы переходной зоны.

Таким образом, в настоящее время практически нет единого подхода в методике проведения водонефтяного контакта в водонефтяных зонах пласта.

В исследованиях С.А. Султанова по данным промыслово-геофизических исследований скважин, пробуренных на участках залежей, где наблюдается перемещение водонефтяного контакта, отмечается увеличение толщины переходной зоны в процессе разработки пласта. Это подтверждается экспериментальными исследованиями по вытеснению нефти водой на моделях пласта, выполненными В.П. Оноприенко [149].

Пример увеличения толщины переходной зоны по скв. 443 Бавлинского нефтяного месторождения, заимствованный из монографии С.А. Султанова, приведен на рис. 1.7. В этой скважине переходная зона, образовавшаяся в процессе эксплуатации, фиксируется характерной зазубренностью кривой $\rho_к$ малых градиент-зондов с одновременным понижением кажущегося сопротивления. Начальное положение ВНК четко отмечалось на абсолютной отметке – 1486,4 м по скважинам, пробуренным до начала разработки данного участка залежи. Положение ВНК через 6 лет поднялось до – 1481,2 м. В заводненной зоне по данным бокового электрического зондирования содержалось около 40 % нефти [56].

ИЗМЕНЧИВОСТЬ СОСТАВА И ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ И ГАЗА КАК ФАКТОР НЕОДНОРОДНОСТИ СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Нефть представляет собой смесь соединений, в состав которых входит большое число разных химических элементов. Однако преобладают в нефти углерод и водород. Кроме них заметное место занимают кислород, сера и азот. Углерод находится в количестве от 83 до 87 %, водород составляет 12—14 % [97]. Содержание серы, кислорода и азота в нефти, каждого в отдельности, не превышает 2 % (хотя есть примеры и более высокого содержания серы). Очень часто этих элементов содержится в нефти менее 1 %. В очень небольшом количестве в нефти имеются ванадий, никель, медь и некоторые другие элементы.

Основную часть нефти составляют углеводороды различного строения и молекулярной массы — твердые, жидкие и газообразные.

Обычно углеводороды, входящие в состав нефти, делят на три класса: метановые, нафтеновые и ароматические. Преобладающее содержание того или иного класса углеводородов определяет так называемый групповой состав нефти. Различают нефти: метановые, метаново-нафтеновые, нафтеновые, нафтеново-ароматические и ароматические.

В большом количестве, до 25 % и выше, в нефтях содержатся смолистые вещества [191]. Нефтяные смолы являются высокомолекулярными соединениями коричневого, бурого или темно-бурого цвета. Смолы содержат углерод, водород, кислород, серу и азот. Молекулярная масса смол достигает 1000, плотность смол около 1100 кг/м^3. Химический анализ смол показал наличие у них ароматических и нафтеновых колец и метановых и нафтеновых цепей. Смолы хорошо растворимы в ароматических растворителях (бензол, толуол и др.) и в жидких предельных углеводородах (пентан, гексан и выше).

К соединениям, содержащим в своем составе кислород, относятся и асфальтены — наиболее высокомолекулярные вещества в нефти, имеющие близкий к смолам химический состав с молекулярной массой большей, чем у смол, и достигающей 5000 [191].

Выделенные из нефти асфальтены представляют собой твердое вещество черного цвета плотностью до 1220 кг/м^3, хорошо растворимы в ароматических углеводородах, в четыреххлористом углероде и сероуглероде. В легких предельных

углеводородах (пентан, гексан и др.) асфальтены нерастворимы, как и во многих других органических растворителях, имеющих молекулы с полярной частью (этиловый спирт, ацетон и др.). Следует отметить, что свойства асфальтенов заметно меняются во времени, особенно на свету, при этом уменьшается растворимость их в нефти и даже в ароматических растворителях. Содержание асфальтенов в нефти обычно невысокое, редко превышает 10 %. Однако из-за их высокой молекулярной массы и плотности, поверхностной активности, относительной устойчивости и способности к ассоциации асфальтены придают нефти ряд специфических особенностей, от которых зависят ее физические свойства, фильтрационная способность, отмыв нефти водой в пористой среде и т.д.

К числу кислородных соединений, входящих в состав нефти, относятся нафтеновые кислоты. Эти вещества обычно встречаются в нафтеновых нефтях. В метановых нефтях нафтеновых кислот содержится очень мало. В частности, нефти девонских и каменноугольных отложений Башкортостана и Татарстана практически не содержат этих кислот.

В нефтяной залежи всегда находится в большем или меньшем количестве газ (свободный или растворенный в нефти).

В состав газа входят метан, этан, пропан, бутан, причем метан и этан составляют основную часть попутного газа. В газах нефтяных месторождений в относительно небольших количествах может присутствовать сероводород.

Химический состав нефти и условия, в которых она находится, определяют ее физические свойства.

Важнейшая характеристика нефти — плотность — зависит от группового состава нефти, содержания в нефти легких углеводородов, с одной стороны, и асфальто-смолистых веществ — с другой. В зависимости от состава нефти могут иметь плотность от 760 до 1000 кг/ м^3.

По данным анализа нефтей наблюдается тесная связь между плотностью и содержанием асфальто-смолистых веществ и легких углеводородов. Чем больше асфальто-смолистых веществ содержится в нефти, тем выше ее плотность.

В пластовых условиях нефти содержат значительное количество растворенных газов. Пластовая температура часто оказывается высокой. По этим причинам плотность нефти в пластовых условиях значительно меньше, чем на поверхности.

Вязкость нефти, как и плотность, зависит от содержания в

нефти легких углеводородов и асфальто-смолистых веществ, а также температуры.

Пределы изменения вязкости нефтей очень большие. Известны нефти, имеющие вязкость менее 1 мПа·с. Тяжелые нефти могут иметь вязкость, измеряемую сотнями или даже тысячами Па·с [97].

Наличие в нефти парафина приводит к сильной зависимости ее вязкости от температуры. С уменьшением температуры происходит образование кристалликов парафина, вязкость нефти при этом резко возрастает. Так, нефть месторождений Жетыбай и Узень (Казахстан) содержит до 30 % парафина. После извлечения этой нефти на поверхность, дегазации ее и снижения температуры до 25 °С ее вязкость становится настолько высокой, что нефть перестает течь.

Растворенные в нефти в пластовых условиях газы уменьшают ее вязкость. При этом, чем выше молекулярная масса углеводородных газов, тем сильнее снижается вязкость. Растворение в нефти азота, наоборот, приводит к увеличению вязкости нефти.

Состав и физические свойства нефтей в пластовых условиях существенно влияют на процессы фильтрации в пористой среде и на нефтеотдачу пластов. Исследованиями многих авторов установлено [81, 123 и др.], что пластовые нефти многих месторождений обладают структурно-механическими свойствами. Их фильтрация в пористой среде сопровождается отклонениями от законов Ньютона и Дарси. Такие нефти принято называть аномально вязкими или неньютоновскими, так как их вязкость и подвижность являются переменными величинами.

Аномалии вязкости нефти оказывают заметное влияние на процесс разработки нефтяной залежи. При разработке нефтяных залежей фактические градиенты пластового давления меняются в широких пределах. Поэтому нефть может фильтроваться при таких градиентах давления, которые меньше и градиента предельного разрушения структуры, и градиента динамического давления сдвига. Это может привести к неполному охвату пласта фильтрацией и, как следствие, к неравномерной выработке запасов нефти и уменьшению конечного коэффициента нефтеотдачи [81, 123 и др.].

Многочисленными исследованиями установлено, что на степень проявления аномалий вязкости нефти влияет большое количество таких факторов, как содержание в нефти асфальтенов и смол, а при температуре ниже температуры начала кристаллизации парафина наличие кристалликов па-

рафина, состав и количество растворенного газа, температура, давление и др.

Наибольшее влияние на реологические и фильтрационные свойства аномальных нефтей оказывают так называемые структурообразующие компоненты нефти: асфальтены, смолы и парафины. Содержание в нефти структурообразующих компонентов может изменяться в широких пределах в зависимости от возраста пород, глубины залегания пластов и других факторов.

По данным многочисленных исследований установлено [70, 142, 143 и др.], что в залежах девона содержание асфальтенов колеблется от 1 до 9 %, смол от 2 до 20 %, парафина от 2,5 до 11 %. Наиболее часто встречаются залежи, содержащие 3 % асфальтенов, 10 % смол и 4,5 % парафина. В залежах нижнего карбона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции содержится асфальтенов от 1 до 11 %, смол от 2,5 до 22,5 %, парафина от 2,5 до 8,5 %, чаще всего асфальтенов 5 %, смол 7,5 %, парафина 3,5 % (табл. 1.2).

Кривые распределения содержания структурообразующих компонентов по 72 залежам девона и 67 залежам нижнего карбона, заимствованные из работы [81], приведены на рис. 1.8.

Состав и свойства нефти месторождения определяются геологическими и геохимическими условиями, в которых происходило образование залежей. В зависимости от этих условий (давление, температура, физико-химические свойства пород, воды, газов, наличие микроорганизмов) нефть претерпевала сложные превращения, в результате которых менялись ее химический состав и физические свойства.

Состав и свойства нефти определяются такими факторами, как [97]: 1) возраст вмещающих отложений; 2) глубины залегания; 3) дифференциация внутри залежи; 4) фациально-литологические условия; 5) гидрогеологические условия; 6) тектонические условия и миграционные процессы; 7) содержание газа в нефтяной залежи.

Дифференциация нефти внутри залежи заключается в закономерном изменении состава и свойств нефти в пределах одной залежи (пласта). Плотность нефти увеличивается по падению пласта и от кровли к подошве. Одной из причин этого является гравитационное разделение, при котором наиболее тяжелые компоненты нефти (асфальтены, смолы) скапливаются в нижних частях залежи, а легкие в верхних. Другой причиной увеличения смолистости нефти на крыльях складки является окисляющее действие краевых и подошвенных вод.

Таблица 1.2

Содержание структурообразующих компонентов в нефти

Нефтедобывающие районы	Содержание в нефти, % (по массе)					
	парафина		смол силикагелевых		асфальтенов	
	Предел изменения	Среднее содержание	Предел изменения	Среднее содержание	Предел изменения	Среднее содержание
Башкоркостан	2,1 – 6,8	3,71	9,6 – 26,8	17,32	1,2 – 9,5	5,18
Татарстан	3,3 – 5,1	4,12	5,1 – 15,1	11,19	1,8 – 7,4	4,22
Самарская область	2,9 – 10,2	5,74	2,3 – 32,8	8,61	0,1 – 18,0	2,52
Волгоградская область	0,8 – 8,5	4,26	2,0 – 13,0	6,47	0 – 1,8	0,71
Пермская область	2,0 – 10,4	4,61	2,9 – 29,1	13,50	0 – 8,9	2,90
Оренбургская область	1,9 – 7,1	4,47	2,9 – 24,8	13,32	0,2 – 24,0	3,63
Удмуртская Республика	2,7 – 7,0	4,69	11,7 – 30,2	19,40	2,1 – 16,9	6,88
Астраханская область	3,8 – 26,0	14,77	2,8 – 10,4	5,88	0,1 – 2,5	1,22
Республика Коми	1,4 – 7,9	4,03	5,0 – 29,4	4,62	0,1 – 3,7	1,56
Саратовская область	6,6 – 10,4	8,78	4,4 – 7,5	9,50	0,2 – 0,6	0,47
Шаимский	0,2 – 7,8	4,57	0,4 – 10,9	5,72	0,3 – 4,5	1,22
Верхнесалымский и Сургутский	2,3 – 9,1	3,55	1,2 – 22,9	10,55	0,1 – 6,3	2,21
Нижневартовский	1,7 – 4,4	2,66	0,7 – 11,5	7,19	0,3 – 4,2	1,53
Месторождение Узень	15,7 – 18,6	18,10	0,3 – 3,3	1,59	12,8 – 15,8	14,4

В некоторых залежах отмечаются зоны высокосмолистой нефти, обладающей большими плотностью и вязкостью. Такие зоны обычно находятся у водонефтяного контакта. Особенно развиты зоны высокосмолистой и малоподвижной нефти в залежах с подошвенной водой и большой площадью ВНК. Тяжелая битумоподобная нефть у ВНК обнаружена в ишимбайских залежах известняков турнейского яруса в Башкортостане, Оренбургской области и других районах. Предполагается, что осмоление нефти в этих зонах произошло в результате окисления ее под действием сульфатов контурных вод и микроорганизмов.

Малоподвижная, так называемая окисленная нефть обнаружена В.М. Березиным в нефтенасыщенных пластах Арлан-

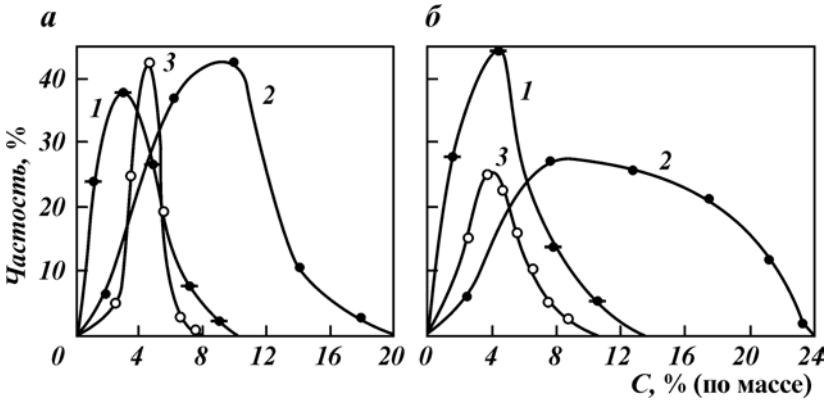


Рис. 1.8. Кривые распределения содержания асфальтенов (*1*), смол (*2*) и парафина (*3*) [81]:
а — девонские залежи; *б* — залежи нижнего карбона

ского месторождения. Окисленная нефть здесь располагается небольшими «гнездами». Пока еще не ясны причины образования таких локальных «гнезд» высокосмолистой нефти.

Не исключается и влияние на свойства нефти биохимических процессов, за счет которых происходит окисление нефти.

Влияние фациально-литологических условий на свойства нефти обусловлено адсорбционными, каталитическими и реакционными свойствами пород-коллекторов нефти.

Породы, содержащие активные глины (монтмориллонитовые), адсорбируют из нефти асфальтены и смолы, что ведет к уменьшению смолистости нефти. Глины оказывают и каталитическое воздействие на нефть, ускоряя процессы ее метаморфизма (разукрупнения молекул) и, следовательно, уменьшая ее плотность.

Рациональное влияние пород сводится к их окисляющему действию на нефть. Хотя во всех осадочных породах содержится кислород, в большинстве из них (кремнезем, алюмосиликат, силикат, карбонат) кислород инертен. Активным является лишь кислород сульфатов, свободной окиси железа и некоторых редких минералов. Поэтому нефть, залегающая в сульфатных породах, сильно окислена, содержит много смол и асфальтенов.

Пластовые воды оказывают на нефть окисляющее действие. Это происходит за счет сульфатов, растворенных в воде, причем они активнее сульфатов пород вследствие подвижно-

сти воды. Интенсивность взаимодействия нефти с сульфатами воды зависит от проницаемости коллекторов нефти. Особенно интенсивны процессы взаимодействия нефти с пластовой водой в трещиноватых породах, где обеспечивается циркуляция воды.

Тектонические условия сильно влияют на миграцию нефти. При боковой миграции в процессе образования залежи возможно более быстрое движение легкой нефти по сравнению с тяжелой. Это приводит к изменению свойств нефти в залежи по ее простиранию.

Миграция может проходить вертикально по трещинам. При этом свойства нефти от залежи к залежи по глубине будут меняться аномально: например, в залежах на меньшей глубине нефть может иметь меньшую плотность, чем в залежах на большей глубине.

Газы в нефтяном месторождении могут находиться в свободном виде (в газовой шапке), в растворенном состоянии в нефти и в пластовой воде.

С увеличением газосодержания уменьшается плотность нефти и ее вязкость, выход бензиновых фракций оказывается выше.

Перечисленные факторы совместно влияют на нефть. В результате свойства нефти подчинены очень сложным закономерностям. Тем не менее можно установить основные направления изменения свойств нефти.

Физико-химические свойства нефти (плотность, содержание асфальтенов, смол, бензиновых фракций, вязкость, давление насыщения, газовый фактор) изменяются по глубине от залежи к залежи. Как правило, с глубиной залегания уменьшается молекулярная масса нефти, содержание в нефти смол и асфальтенов, увеличивается газонасыщенность. Это приводит к изменению с глубиной плотности, вязкости и ряда других реологических характеристик. Если же в разрезе встречаются коллекторы нефти с резко различающимися свойствами (например, трещиноватые, кавернозные), то свойства нефти в них могут не следовать этим закономерностям.

В пределах одной залежи свойства нефти изменяются по толщине пласта. От кровли к подошве увеличивается содержание смол и асфальтенов, а следовательно, изменяются и другие характеристики нефти (плотность, реологические характеристики). Особенно заметно это в пластах большой толщины и коллекторах с подошвенной водой, где вблизи ВНК часто нефть бывает настолько окисленной, что оказывается малоподвижной.

По простиранию пласта содержание смол и асфальтенов увеличивается в направлении по падению пласта к водонефтяному контакту с краевыми водами. От свода к крыльям уменьшается газосодержание, увеличивается вязкость и плотность [70, 97 и др.].

Таким образом, к началу разработки месторождения существуют определенные закономерности в распределении состава, плотности и основных фильтрационных свойств нефти как по разрезу от залежи к залежи, так и в пределах каждой залежи по толщине и простиранию пласта. Все это позволяет считать, что нефтяные залежи характеризуются неоднородным строением по составу и свойствам нефти и газа.

1.2. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА СТЕПЕНИ НЕОДНОРОДНОСТИ СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Неоднородность пластов можно приближенно оценить с помощью ряда показателей, отображающих особенности геологического строения залежи, физических свойств пород-коллекторов и насыщающих их флюидов. В настоящее время отечественными и зарубежными исследователями предложены различные показатели, характеризующие степень геологической неоднородности и изменчивости параметров продуктивных пластов и строение нефтяных залежей [6, 24, 61, 248, 165, 185 и др.]. Причем существуют показатели, характеризующие не только макро-, но и микронеоднородность пластов.

Показатели макронеоднородности пластов по цели использования можно разделить на две условные группы [151]:

показатели, позволяющие проводить сравнительную оценку степени неоднородности и изменчивости параметров пластов;

показатели, используемые в гидродинамических расчетах при проектировании и анализе разработки нефтяных залежей.

Условность такого разделения состоит в том, что ряд показателей первой группы для определенных условий строения пластов применяется и при количественной оценке неоднородности пластов для учета их при проектировании разработки.

К показателям первой группы, используемым для сравнительной оценки степени геологической неоднородности пластов, кроме уже известных коэффициентов относительной

песчанистости, расчлененности и литологической связанности, относятся коэффициенты распространения, прерывистости, а также коэффициент Лоренца [165] и коэффициент неоднородности, предложенный Поласеком и Хатчинсоном [249]. Ниже приводится краткая характеристика названных показателей.

Коэффициент относительной песчанистости $K_{\text{п}}$ представляет собой отношение объема песчаников к общему объему пород, слагающих продуктивный горизонт. При этом объемы подсчитываются в пределах линии внешнего контура нефтеносности или линии законтурных водонагнетательных скважин.

Коэффициент относительной песчанистости пород можно приближенно рассчитать по формуле

$$K_{\text{п}} = \frac{\sum_{i=1}^{N} h_i}{\sum_{i=1}^{N} H_i}, \tag{1.6}$$

где h_i — эффективная толщина песчаников в i-й скважине; H_i — толщина горизонта в i-й скважине; N — количество скважин, пробуренных в пределах залежи.

Чем больше число скважин, тем точнее результаты расчетов по формуле (1.6).

Поделив числитель и знаменатель в (1.6) на число скважин N, формулу для расчета коэффициента песчанистости запишем в виде

$$K_{\text{п}} = \tilde{h} / \tilde{H}, \tag{1.7}$$

где $\tilde{h}$ — средняя эффективная толщина песчаников; $\tilde{H}$ — средняя толщина продуктивного горизонта.

Если $K_{\text{п}} = 1$, то продуктивный горизонт представлен монолитным однородным пластом песчаников. Чем меньше коэффициент песчанистости, тем больше степень литолого-фациальной неоднородности. Однако по величине коэффициента песчанистости трудно судить о характере литолого-фациальной неоднородности. В связи с этим используются дополнительные коэффициенты.

Коэффициент расчлененности представляет собой отношение суммарного числа нефтенасыщенных пластов и пропластков, вскрытых в скважинах, к числу пробуренных скважин:

$$K_{\text{р}} = \frac{\sum_{i=1}^{N} n_i}{N}, \qquad (1.8)$$

n_i — число нефтенасыщенных пластов и пропластков, вскрытых i-й скважиной.

Если $K_{\text{р}} = 1$, то в составе продуктивного горизонта имеется один монолитный нефтенасыщенный пласт. Для того, чтобы выяснить, является ли этот пласт одновременно и горизонтом, или включен в горизонт в составе других пород, необходимо знать значение коэффициента песчанистости.

Если $K_{\text{р}} = 1$ и $K_{\text{п}} = 1$, то продуктивный горизонт сложен монолитным пластом песчаника. Если $K_{\text{р}} = 1$, а $K_{\text{п}} < 1$, то продуктивный горизонт представлен песчаником, хорошо выдержанным по площади, а в кровле и подошве горизонта имеются еще и непроницаемые породы (глины, аргиллиты, глинистые алевролиты и др.). Если $K_{\text{р}} > 1$, то это означает, что в разрезе пробуренных скважин песчаный пласт расчленен непроницаемыми породами.

Следует отметить, что то или иное значение коэффициента расчлененности еще не дает четкого представления о характере самой расчлененности. Одно и то же значение этого коэффициента можно интерпретировать по-разному. Например, по результатам бурения 60 скважин определено значение коэффициента расчлененности, равное 2. Полученное значение может быть, когда в каждой скважине имеются по два песчаных пласта или когда в 40 скважинах имеются по три песчаных пласта, а в других 20 скважинах пласт не расчленен. В связи с этим для залежей, продуктивные пласты которых представлены частым переслаиванием проницаемых и непроницаемых пород, в качестве параметра расчлененности О.К. Обухов [147] предложил использовать число прослоев коллекторов n в сочетании с эффективной толщиной. Это достигается путем совмещения карт двух указанных параметров, которое позволяет судить о степени монолитности продуктивного пласта в любой его точке. Кроме того, по мнению О.К. Обухова, совмещенные карты укажут, изменяется ли эффективная толщина за счет выклинивания отдельных прослоев или горизонта в целом (при его монолитности).

Под коэффициентом литологической связанности или слияния $K_{\text{с}}$ понимается отношение площадей (участков) слияния пропластков к общей площади залежи в пределах контура нефтеносности. Этот коэффициент предлагается определять по формуле

$$K_{\text{с}} = \frac{\sum S_{ci}}{S_0(n_{\max} - 1)}, \qquad (1.9)$$

где S_{ci} — площадь, в пределах которой песчаные пропластки не разобщены глинистыми прослоями; S_0 — общая площадь залежи; $n_{\max}$ — среднее максимальное количество песчаных пропластков, наблюдаемое в разрезе одного пласта.

Несмотря на серьезные критические замечания в адрес указанных показателей, их используют довольно широко для сравнительной оценки степени геологической неоднородности пластов.

В последнее время все больше применяют коэффициент распространения $K_{\text{sп}}$, который характеризует зональную неоднородность продуктивных пластов. Его определяют после проведения детальной корреляции разрезов скважин и выделения зональных интервалов (пластов), вычисляя отношение площади присутствия коллекторов данного зонального интервала к общей площади пласта в пределах контура нефтеносности.

Вообще этот коэффициент определяют для пород-коллекторов в целом. Однако, как отмечается некоторыми авторами, целесообразно для пластов, в строении которых участвуют породы-коллекторы двух литологических разностей (например, песчаники и алевролиты на Ромашкинском месторождении), вычислять коэффициенты распределения для пород каждого вида, в данном примере — для песчаников $K_{sп}$ и алевролитов K_{sa}.

Следует отметить, что ранее В.А. Бадьянов [14] для характеристики макронеоднородности продуктивных пластов с точки зрения пространственной выдержанности отдельных прослоев коллекторов, предложил использовать показатель пестроты σ^2, который вычисляют по формулам

$$\sigma^2 = V(1 - V); \qquad (1.10)$$

$$V = n / N,$$

где n — число скважин, вскрывших коллектор; N - общее число пробуренных скважин.

Нетрудно понять, что V есть не что иное, как показатель распространения $K_{\text{sп}}$, определенный не по величине площади присутствия коллектора, а исходя из числа скважин, в которых встречен пласт. Это, однако, справедливо при условии равномерной разбуренности месторождения.

Для характеристики геологической неоднородности пла-

стов, представленных переслаиванием песчаных, часто выклинивающихся, прослоев небольшой толщины с непроницаемыми породами, предложено [147] определять коэффициент выклинивания $K_л$, который показывает долю толщины выклинивающихся прослоев коллекторов $h_{выкл}$ от эффективной толщины $h_{эф}$ рассматриваемого пласта в разрезе скважины, т.е

$$K_л = h_{выкл} / h_{эф} . \quad (1.11)$$

При отсутствии выклинивания прослоев этот коэффициент будет равен нулю и, наоборот, при выклинивании всех прослоев $K_л = 1$.

Для практических целей рекомендуется применять [14] коэффициент выдержанности $K_в$, представляющий собой долю непрерывной толщины пласта по площади. Он определяется по формуле

$$K_в = 1 - K_л. \quad (1.12)$$

Показатели пространственной выдержанности пластов не в полной мере отражают степень геологической неоднородности пластов. С этой целью было предложено оценивать прерывистость пластов, методика изучения которой изложена в работах ряда исследователей.

Одна из них, методика ВНИИ [26, 33], заключается в следующем: в результате детальной корреляции в разрезе продуктивного пласта выделяют зональные интервалы или прослои, хорошо прослеживающиеся по всей площади месторождения. Затем строят карты распространения каждого выделенного прослоя, для которого определяют долю участия линз $V_л$, полулинз $V_{пл}$ и непрерывной части пласта $V_н$ с учетом направления движения жидкости по пласту в пределах одной и той же постоянной площади.

Под линзами в этом случае подразумеваются ограниченные со всех сторон непроницаемыми породами участки присутствия коллекторов (рис. 1.9). Полулинзы вообще представляют собой участки прослоя, распространяемые за пределами залежи и выклинивающиеся внутри нее. С учетом положения разрезающего ряда за полулинзы могут быть приняты участки прослоя, открытые для поддержания давления только с одной стороны. За непрерывную часть принимают как площадь сплошного распространения прослоя, так и части площади, подвергающиеся воздействию нагнетания не менее, чем с двух сторон (см. рис. 1.9).

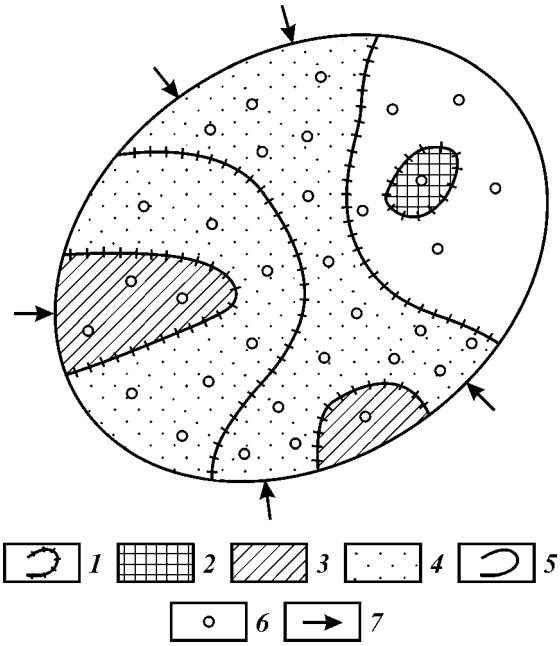


Рис. 1.9. Схема определения прерывистости продуктивных пластов:
1 — граница распространения пласта; *2* — линза; *3* — полулинза; *4* — непрерывный пласт; *5* — контур нефтеносности; *6* — пробуренные скважины; *7* — направление потока жидкости

Объем каждой из указанных фигур вычисляется как произведение ее площади на высоту, за которую принимается среднеарифметическая толщина. Долю объема непрерывной части определяют по формуле

$$\bar{V}_{\text{н}} = \frac{\sum\limits_{i-1}^{n} V_{\text{н}i}}{\sum\limits_{i=1}^{n} (V_{\text{л}i} + V_{\text{пл}i} + V_{\text{н}i})}. \qquad (1.13)$$

Аналогично определяют доли объемов линз и полулинз.

Исследования ТатНИПИнефть [6, 138 и др.] показали, что прерывистость пластов могут характеризовать следующие показатели:

1) содержание коллектора и неколлектора ω в общей площади пласта;

2) средние поперечные (по отношению к направлению потока) размеры коллектора и неколлектора l;

3) частота выклинивания (или появления) пласта от скважины к скважине;

4) доля участков коллектора (по площади), изолированных от воздействия нагнетания.

При этом доля площади, занимаемой коллектором и неколлектором, определяется пропорционально количеству скважин. Средний размер участков коллектора или неколлектора вычисляется по формуле [138]

$$l_{\text{ср}} = \sum l_i \cdot p_i, \tag{1.14}$$

где l_i — средние размеры участков отдельных групп, взятых в направлении рядов, в км; p_i — доля этих групп.

Частоту выклинивания пласта в соседней скважине определяют как отношение случаев выклинивания пласта-коллектора ко всем случаям его вскрытия. Исследования проводят для расстояний между скважинами, наиболее часто встречающихся на большой площади месторождения, в данном случае для 600 м. Аналогично находят частоту появления коллектора.

Средние значения показателей прерывистости для двух площадей Ромашкинского месторождения [6, 138, 201] приведены в табл. 1.3.

Таким образом, совместное рассмотрение и анализ приведенных коэффициентов позволяют сделать заключение о

Таблица 1.3

Показатели	Абдрахмановская площадь, пласт			Павловская площадь, пласт		
	$Д_{I-а}$	$Д_{I-б}$	$Д_{I-в}$	$Д_{I-а}$	$Д_{I-б}$	$Д_{I-в}$
Содержание коллектора в общей площади пласта, %	55,2	78,6	55,0	89,3	78,9	79,7
Содержание неколлектора, %	44,8	21,4	45,0	10,7	21,1	20,3
Средний поперечный размер отдельного участка коллектора, км	1,92	2,97	1,66	6,23	2,85	3,40
Средний размер участка неколлектора, км	1,59	0,82	1,34	0,78	0,78	0,94
Частота выклинивания коллектора через 600 м	30,1	18,5	34,9	8,20	18,9	16,3
Частота появления коллектора через 600 м	37,4	68,2	42,6	71,4	71,0	63,5
Доля участков коллектора, окруженных неколлекторами	1,40	0,08	1,30	0,01	0,05	0,07

примерном характере оценки литолого-фациальной неоднородности различных продуктивных горизонтов и залежей.

При изучении литолого-фациальной неоднородности необходимо вести исследования по выбору дополнительных коэффициентов, характеризующих этот вид неоднородности наиболее полно, по установлению необходимого минимума коэффициентов, отысканию взаимосвязи между этими коэффициентами и по разработке методов использования этих коэффициентов в технологических расчетах и при анализе разработки нефтяных залежей.

Пользуясь формулами (1.6), (1.7) и (1.8), легко найдем значения интересующих нас коэффициентов:

$$K_{\text{п}} = 0{,}81; \quad K_{\text{р}} = 0{,}58; \quad K_{\text{с}} = 0{,}29.$$

Для расчета значений коэффициентов песчанистости, расчлененности и связанности составляется специальная таблица. Данные для этой таблицы можно заимствовать из геологического журнала по расчленению разреза продуктивных отложений.

Из табл. 1.4 найдем необходимые исходные данные. Среднеарифметическое значение эффективной толщины пласта $\tilde{h}$ = 18,6 м. Среднеарифметическое значение толщины гори-

Таблица 1.4

Номер скважины	Глубина кровли и подошвы пласта, м	Толщина пласта, м	Порода	Эффективная толщина песчаника, м	Толщина горизонта, м
5	1658,4-1684,0	25,6	Песчаник	25,6	25,6
35	1750,0-1754,0	4,0	Песчаник		
	1754,0-1761,2	7,2	Аргиллит	18,4	25,8
	1761,2-1775,6	14,4	Песчаник		
41	1698,0-1704,8	6,8	Песчаник		
	1704,8-1706,4	1,6	Аргиллит		
	1706,4-1712,0	6,6	Песчаник	16,8	19,6
	1712,0-1713,2	1,2	Аргиллит		
	1713,2-1717,6	4,4	Песчаник		
42	1729,0-1738,6	9,6	Аргиллит	9,6	19,2
	1738,6-1748,0	9,6	Песчаник		
107	1712,8-1735,0	22,2	Песчаник	22,2	22,2
168	1718,4-1723,4	5,0	Песчаник		
	1723,4-1727,0	3,6	Аргиллит	15,6	19,2
	1727,0-1737,6	10,6	Песчаник		
216	1694,4-1713,6	19,2	Песчаник		
	1713,6-1717,6	4,0	Аргиллит		
	1717,6-1719,8	2,2	Алевролит	22,2	28,4
	1719,8-1722,8	3,0	Песчаник		

Примечание. Все данные приведены для горизонта $Д_{\text{II}}$.

зонта $\tilde{H}$ = 22,8 м. Число пробуренных скважин N = 7. Число вскрытых песчаных пластов и прослоев $\sum_{1}^{7} n_i = 12$.

Имеется еще ряд методов оценки прерывистости пластов [33, 83, 84], однако они носят в значительной степени теоретический характер.

Продуктивные пласты большей части нефтяных месторождений представлены песчаными и песчано-глинистыми породами, находящимися в различном соотношении, влияющем на перемещение жидкости внутри пласта. Для оценки этого соотношения американскими исследователями Л.А. Поласеком и К.А. Хатченсоном [249] был предложен коэффициент неоднородности, обозначаемый HF. Методика его определения следующая. Выбирается условный репер, залегающий выше или ниже продуктивных отложений, затем разрез продуктивного пласта, начиная от этого репера, разделяют на отдельные прослои одинаковой толщины (1 — 2 м). Для каждого выделенного прослоя по данным всех пробуренных скважин вычисляют среднеквадратическое отклонение S_{ti} и среднюю песчанистость t (в обозначении [249]), отношение которых дает значение коэффициента неоднородности.

Для продуктивного горизонта в целом коэффициент

$$HF = S_t / \bar{t}, \qquad (1.15)$$

где S_t — среднеквадратическое отклонение песчанистости для залежи в целом; $\bar{t}$ — средняя песчанистость продуктивного пласта.

Коэффициент HF отражает сложный характер продуктивного пласта. Для идеально слоистой системы он будет равен нулю, а для сложной песчанистой системы он близок к единице. Следовательно, чем ниже HF, тем более выдержаны прослои коллекторов.

По данным работы [249], коэффициент HF находится в хорошем соответствии с объемами песчаников в разрезе продуктивного пласта.

Вследствие значительных литолого-фациальных изменений параметры пластов (в первую очередь проницаемость и толщина) колеблются в широких пределах. В качестве показателей изменчивости параметров используют среднеквадратическое отклонение σ и коэффициент вариации ω. Для характеристики неоднородности свойств пластов определяют среднюю величину изучаемого параметра [x].

Поскольку проницаемость — один из основных парамет-

ров продуктивных пластов, значительно влияющий на разработку нефтяных залежей, наибольшее внимание многие исследователи, естественно, уделяют изучению и учету неоднородности пластов по проницаемости.

Например, В.Д. Лысенко [138] в качестве меры послойной неоднородности пластов предлагает использовать квадрат коэффициента вариации проницаемости. Румынский исследователь Д. Кодреану [103] за критерий неоднородности среды принимает коэффициент J, равный отношению депрессий проницаемости, определенной по промысловым данным и по керну. По нашему мнению, этот коэффициент больше характеризует анизотропию пласта, чем его неоднородность, поэтому он находит ограниченное применение.

Имеется еще ряд методов изучения неоднородности пластов. Так, в работе С.Д. Пирсона [165] показана возможность использования в качестве показателя неоднородности какого-либо свойства пласта (чаще всего это бывает проницаемость) так называемого коэффициента Лоренца. Его определение производится с помощью графика, приведенного на рис. 1.10, на котором по оси абсцисс отложена суммарная безразмерная толщина пласта $\sum h_i / h$, а по оси ординат – суммарная безразмерная характеристика $\sum h_i \cdot x_i / \overline{h}_x$.

Для построения этого графика сначала составляют таблицу, в которой в убывающем порядке записывают значения характеристик, рассматриваемых для соответствующих интервалов толщины. Диагональ *АВ* соответствует полной однородности пласта, линия *АБВ* – полной неоднородности и кривая *АДВ* – частичной неоднородности. Тогда коэффициент Лоренца будет представлять собой отношение площади *АДВА* к площади *АБВА*.

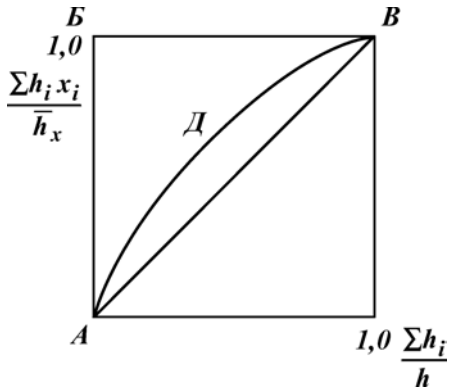


Рис. 1.10. Определение коэффициента Лоренца [165]

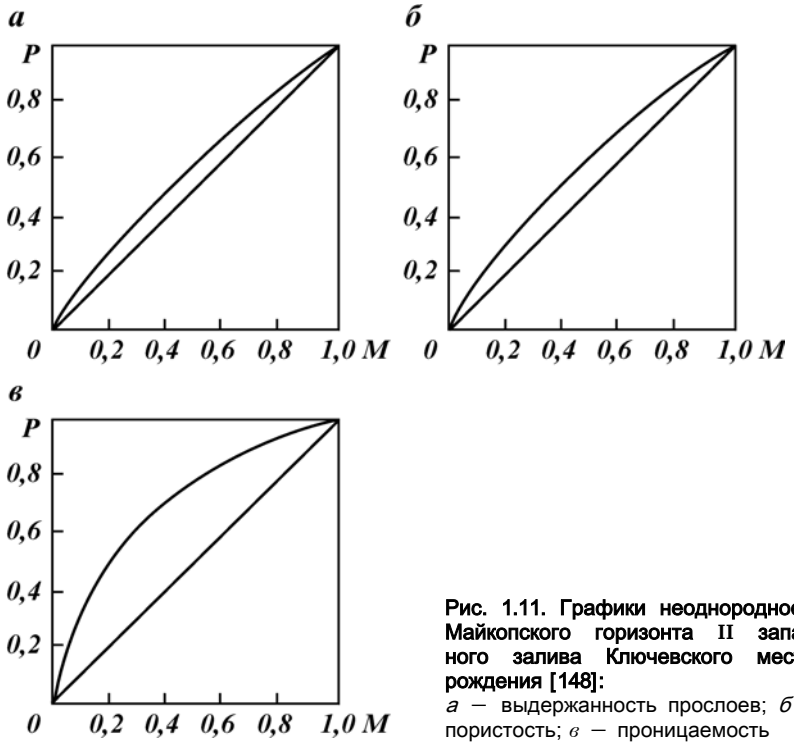


Рис. 1.11. Графики неоднородности Майкопского горизонта II западного залива Ключевского месторождения [148]:
а – выдержанность прослоев; *б* – пористость; *в* – проницаемость

Взяв за основу методику определения рассматриваемого коэффициента, О.К. Обухов и Г.Н. Дейнега [148] показали принципиальную возможность использования в качестве критерия неоднородности среды коэффициента γ применительно к нефтяным месторождениям Краснодарского края. С этой целью строят график в прямоугольной системе координат (рис. 1.11), на котором по оси ординат откладывают значение функции распределения изучаемого параметра *P*, а по оси абсцисс в том же масштабе – доли математического ожидания того же распределения *M*. Коэффициент неоднородности γ будет равен отношению площади, ограниченной кривой и диагональю квадрата, к площади половины квадрата.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СИСТЕМНО-СТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕОДНОРОДНОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА [82, 83, 214]

Л.Д. Дементьев, М.А. Токарев и другие исследователи при оценке степени и характера неоднородности пород-коллекторов используют методы системно-структурного анализа геологических тел. При этом геологическая неоднородность рассматривается на различных иерархических уровнях [82, 83, 214]. При выделении иерархических структур терригенных пород авторы придерживаются системы, состоящей из четырех структурных уровней. Это уровни:

элементарного объема породы с оценкой минерального состава скелета и количества цементирующего вещества;

геологических тел, сложенных единым литологическим типом пород, в данном случае песчаных пропластков;

геологических тел, представляющих систему гидродинамически связанных пропластков;

геологических тел, представляющих систему гидродинамически несвязанных пластов, каждый из которых в общем случае является системой гидродинамически связанных пропластков.

По приведенной схеме на первом иерархическом уровне в лабораторных условиях определяют коллекторские свойства, минералогический состав породы коллектора и глинистого цемента.

На втором иерархическом уровне по геофизическим данным определяют коллекторские свойства и массовую глинистость. Результаты интерпретации всех геофизических методов привязывают к определенному песчаному пропластку, т.е. интерпретация производится на втором иерархическом уровне.

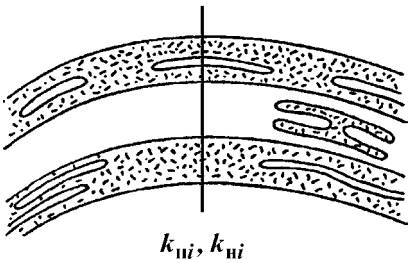
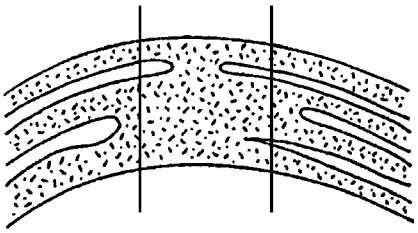
Третий иерархический уровень — уровень гидродинамически связанного пласта, во многих случаях соответствует эксплуатационному объекту. Эффективность параметров геологической неоднородности, определенных на этом уровне, оценивается теснотой связи с показателями разработки.

Гидродинамически связанный пласт состоит из сложного сочетания песчаных пропластков, сливающихся между собой, расчленяющихся и выклинивающихся как по толщине, так и по площади.

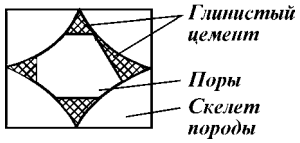
Схема системно-структурного анализа геологической неоднородности пластов по М.А. Токареву приведена в табл. 1.5.

Таблица 1.5

Системно-структурный анализ геологической неоднородности продуктивных пластов по М.А. Токареву

Структурный уровень	Связи между геологическими параметрами на различных структурных уровнях	
	Вид связи	Использование выявленных связей
IV  $k_{пi}, k_{нi}$	$K'_{прод} = f\left(\frac{1}{k_п}, \frac{1}{k_н}, \frac{1}{M_{h_{пр}}}\right)$ $\frac{1}{k} \sim W_{кн}; \frac{1}{k_μ} \sim W_{кн}$ $K_{неодн} = \frac{W_{кп} \cdot W_{кн}}{M_{h_{пр}}}$	$η_т = f\left(\frac{1}{K'_{неодн}}\right)$ $K_{прод} = f\left(K'_{неодн}\right)$ ВНФ = $\psi\left(K'_{неодн}\right)$
III  $k_{пi}, k_{нi}, k_{прi}, K_{продi}, H_i, M_{h_{пр}i}$	$C_{гл} = f\left(\frac{1}{M}, \frac{1}{M_{h_{пр}}}\right)$ $K_{прод} = φ\left(\frac{1}{C_{гл}}\right)$ $K_{неодн} = f\left(\frac{1}{k_п}, \frac{1}{k_н}, \frac{1}{H}, \frac{1}{M_{h_{пр}}}\right)$ $\frac{1}{k_п} \sim W_{кн};$ $\frac{1}{k_н} \sim W_{кн}$ $K_{неодн} = \frac{W_{кп} \cdot W_{кн}}{M_h \cdot M_{h_{пр}}}$	$η_т = f\left(\frac{1}{K_{неодн}}\right)$ $K_{прод} = φ\left(\frac{1}{K_{неодн}}\right)$ ВНФ = $\psi(K_{неодн})$

Продолжение табл. 1.5

Структурный уровень	Связи между геологическими параметрами на различных структурных уровнях	
	Вид связи	Использование выявленных связей
II  $k_{\text{п}}, k_{\text{н}}, k_{\text{пр}}, K_{\text{прод}}$	$k_{\text{п}} = f\left(\frac{1}{C_{\text{ГЛ}}}\right)$ $k_{\text{н}} = \varphi\left(\frac{1}{C_{\text{ГЛ}}}\right)$ $k_{\text{пр}} = \psi\left(\frac{1}{C_{\text{ГЛ}}}\right)$ $K_{\text{прод}} = \Phi\left(\frac{1}{C_{\text{ГЛ}}}\right)$ $C_{\text{гл}} = f(\Delta J_{\text{к}}, \Delta U_{\text{пс}})$	Определение коллекторских свойств по месторождению с использованием зависимости $k_{\text{п}}, k_{\text{н}}, k_{\text{пр}} = f(C_{\text{гл}}, C'_{\text{ГЛ}})$
I  *Глинистый цемент* *Поры* *Скелет породы*	Определение минералогического состава породы и цемента Определение массовой и объемной глинистости лабораторными методами	Оценка массового содержания глины

Примечание. В приведенной схеме использованы следующие буквенные обозначения: $C_{\text{гл}}$ и $C'_{\text{ГЛ}}$ – массовая и объемная глинистость; $\Delta J_{\text{к}}$ и $\Delta U_{\text{пс}}$ – разностные параметры данных γ-метода и ПС; $k_{\text{п}}$, $k_{\text{н}}$, $k_{\text{пр}}$ – коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, проницаемости соответственно; $\bar{M}_h$ – толщина пласта (математическое ожидание); $\bar{M}_{h_{\text{пр}}}$ – толщина пропластка (математическое ожидание); $W_{\text{п}}$ и $W_{\text{н}}$ – вариации коэффициентов пористости и нефтенасыщенности; $K_{\text{неодн}}$ и $K'_{\text{неодн}}$ – комплексные показатели неоднородности; $\eta_{\text{т}}$, $K_{\text{прод}}$, ВНФ – текущая нефтеотдача, коэффициент продуктивности, водонефтяной фактор.

Исходя из результатов анализа взаимосвязи между различными характеристиками продуктивных пластов, М.А. Токарев предложил комплексный показатель неоднородности для уровня гидродинамически связанного пласта, обратно пропорциональный математическому ожиданию толщины пласта и пропластков, пористости и нефтенасыщенности [214], в виде

$$K_{\text{неод}} = \frac{W_m \cdot W_{\text{кн}}}{\bar{M}_{h_{\text{эф}}} \cdot \bar{M}_{h_{\text{пр}}}}, \qquad (1.16)$$

где W_m и $W_{\text{кн}}$ – коэффициенты вариации пористости и нефтенасыщенности, $\bar{M}_{h_{\text{эф}}}$ и $\bar{M}_{h_{\text{пр}}}$ – математическое ожидание значений нефтенасыщенной толщины пласта и толщины пропластков.

Расчет коэффициентов, входящих в комплексный коэффициент неоднородности, осуществляется по формулам математической статистики. В предложенном показателе неоднородности числитель характеризует изменчивость емкостной характеристики пласта коллектора, а знаменатель й изменчивость пласта, связанную с наличием прерывистости и выклинивания пласта, а также с уменьшением толщины на участках с обширными водонефтяными зонами.

Таким образом, числитель комплексного показателя геологической неоднородности характеризуется параметрами второго иерархического уровня, а знаменатель – параметрами третьего иерархического уровня. Оба эти уровня находятся в тесной связи. При макронеоднородном пласте (пласт выдержан и не расчленен) изменение комплексного показателя неоднородности происходит за счет изменения числителя, что в свою очередь связано с особенностями образования пласта-коллектора. В работах М.А. Токарева отмечается, что увеличение макронеоднородности, связанное с расчленением пласта, замещением отдельных пропластков, уменьшением толщины пласта с приближением к контуру нефтеносности, как правило, приводит к увеличению значения комплексного показателя неоднородности.

На примере анализа разработки ряда объектов показано, что комплексный показатель неоднородности пласта может быть эффективно использован для оценки и прогнозирования ряда технологических показателей разработки, в том числе коэффициента конечной нефтеотдачи.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ

В настоящее время при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений широко используются методы математической статистики и теории вероятностей. В частности, эти методы применяют при обработке геолого-промыс-

ловой информации о неоднородности продуктивных горизонтов по проницаемости.

Коэффициент проницаемости является одним из важных параметров, определяющих в основном дебиты скважин и характер обводнения нефтяных залежей. Изучение фактических данных по многим месторождениям показывает, что распределение проницаемости пластов носит случайный, вероятностный характер и описывается различными функциями распределения.

Идея использования методов теории вероятностей для решения задач отечественной теории разработки принадлежит М.М. Саттарову и Ю.П. Борисову. Ими были развиты основные положения и методология применения теории вероятностей к исследованиям задач разработки нефтяных залежей, приуроченных к неоднородным пластам. Эта идея оказалась весьма плодотворной, а внедрение методов теории вероятностей в теорию разработки нефтяных месторождений дало возможность получить достаточно эффективные решения задач проектирования разработки.

В практике расчетов процесса обводнения неоднородных по проницаемости пластов используют различные функции (законы) распределения проницаемости: нормальный, логарифмически-нормальный, Максвелла, видоизмененные распределения Максвелла (I тип Б.Т. Баишева; II тип М.М. Саттарова), гамма-распределение, обобщенную функцию распределения и др.

Законом распределения случайной величины называется всякое соотношение, устанавливающее связь между возможными значениями случайной величины и соответствующими им вероятностями [29]. Закон распределения случайной величины может быть задан различными способами. Для аналитического выражения закона распределения случайной величины в теории вероятностей обычно используют две функции: интегральную и дифференциальную функции распределения. При этом возможны два подхода к оценке неоднородности пластов по проницаемости.

Первый подход заключается в построении эмпирической ломаной распределения проницаемости и последующего применения этого фактического распределения в гидродинамических расчетах нефтеотдачи без выражения его в аналитической форме.

Второй подход состоит в том, что по имеющейся фактической информации о проницаемости пласта находят аналитическую зависимость для плотности и функции ее распределе-

Таблица 1.6

Показатели	Закон распределения			
	Нормальный	Логарифмически нормальный	Гамма распределения	Обобщенное распределение (предложенное Е.Ф. Дементьевым и В.С. Орловым)
Плотность распределения	$\frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} e^{-\frac{(x-\varepsilon)^2}{2\sigma^2}}$	$\frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_x}} e^{-\frac{(\ln x-\ln \varepsilon)^3}{2\sigma^2}}$	$\frac{1}{\Gamma(\alpha+1)\beta^{\alpha+1}} x^{\alpha} e^{-x/\beta}$	$\alpha \frac{R}{x^2} e^{-\alpha\left(\frac{R}{x}-1\right)} \times$ $\times \delta\beta^{\delta} x^{\gamma\delta-1} (R-x)^{\delta-1} \times$ $\times \left[\gamma R - x(\gamma+1)\right]$
Функция (закон) распределения	$\frac{1}{2}\left[1-\operatorname{erf}\left(\frac{x-\varepsilon}{\sqrt{2\sigma}}\right)\right]$	$\frac{1}{2}\left[1+\operatorname{erf}\left(\frac{\ln x-\ln \varepsilon}{\sqrt{2}}\right)\right]$	$\frac{1}{\Gamma(\alpha+1)} \int_0^z Z^{\alpha} e^{-z} dZ$ $Z = \frac{x}{\beta}$	$e^{-\alpha\left(\frac{R}{x}-1\right)} - \left[\beta x^{\gamma}(R-x)\right]^{\delta}$
Среднее значение	ε	$\varepsilon e^{\sigma^2/2}$	$M_x = h\left(\frac{\sum \varepsilon m}{\sum m}\right) + c$ $M_x = \beta(\alpha+1)$	M_x
Стандартное отклонение	σ	$e^{\sigma^2\varepsilon}\sqrt{1-e^{-\sigma^2}}$	$\sigma_x = h\sqrt{\frac{\sum \varepsilon^2 m}{\sum m} - \left(\frac{\sum \varepsilon m}{\sum m}\right)^2}$ $\sigma_x = \beta\sqrt{\alpha+1}$	σ_x

Коэффициент вариации	$\frac{\sigma}{\varepsilon}$	$e^{\frac{\sigma^2}{2}}\sqrt{1-e^{-\sigma^2}}$	$\upsilon_x = \frac{h\sqrt{\frac{\sum \varepsilon^2 m}{\sum m} - \left(\frac{\sum \varepsilon m}{\sum m}\right)^2}}{h\left(\frac{\sum \varepsilon m}{\sum m}\right) + c}$	$\upsilon_x = \frac{\sigma_x}{M_x}$
Параметры закона	ε, σ	ε, σ	α, β	α, β, γ, δ
Границы изменения закона	$0 < x < \infty$	$0 < x < \infty$	$0 < x < \beta$	$x_{\min} \le x \le R$
Границы изменения аргумента	$-\infty < x < \infty$	$0 < x < \infty$	$0 < x < \beta$	$0 \le x \le R$

Таблица 1.7

Показатели	Закон распределения			II распределение Пирсона
	Максвелла	Видоизмененное распределение Максвелла		
		тип I (Б.Т. Баишева)	тип II (М.М. Саттарова)	
Плотность распределения	$\sqrt{\frac{2}{\pi}}\,\frac{x^2}{\alpha^3}\,e^{-\frac{x^2}{2\alpha^2}}$	$\frac{4}{\sqrt{\pi}}\,e^{-\frac{(x-a)^2}{x_1^2}}\,\frac{(x-a)^2}{x_1^2}\,\frac{1}{x_1}$	$\frac{2}{\sqrt{\pi}}\,e^{-\frac{x-a}{x_0}}\sqrt{\frac{x-a}{x_0}}\,\frac{1}{x_0}$	$\frac{M}{\Gamma(\nu)}\,x^{\nu-1}\,e^{-M_x}$
Функция (закон распределения)	–	$\operatorname{erf}\left(\frac{x-a}{x_1}\right) - \frac{2}{\sqrt{\pi}}\,e^{-\left(\frac{x-a}{x_1^2}\right)}\,\frac{x-a}{x_1}$	$\operatorname{erf}\sqrt{\frac{x-a}{x_0}} - \frac{2}{\sqrt{\pi}}\,e^{-\frac{x-a}{x_0}} \times \sqrt{\frac{x-a}{x_0}}$	$\frac{\Gamma(\nu) - \Gamma(\nu, M_x)}{\Gamma(\nu)}$

Продолжение табл. 1.7

Показатели	Закон распределения			II распределение Пирсона
	Максвелла	Видоизмененное распределение Максвелла		
		тип I (Б.Т. Баишева)	тип II (М.М. Саттарова)	
Среднее значение		$\frac{2}{\sqrt{\pi}}\ x_1\xi_1\left(\frac{a}{x_1}\right)$	$\frac{3}{2}\ x_0 + a$	$\frac{\nu}{M}$
Стандартное отклонение	–	$\sqrt{x_1^2\psi_1\left(\frac{a}{x_1}\right)}$	$1{,}204\ x_0$	$\frac{1}{M}\ \sqrt{\nu}$
Коэффициент вариации	–	$\frac{\psi_1\left(\frac{a}{x_1}\right)}{2/\sqrt{\pi}\xi_1 + \left(a/x_1\right)}$	$\frac{1{,}204}{1{,}5 + \frac{a}{x_0}}$	$\frac{1}{\sqrt{\nu}}$
Параметры закона	α	$x_1; a$	$x_0; a$	$M; \nu$
Границы изменения закона	$x \geq 0$	$a \geq 0$	$a \geq 0$	$0 \leq x \leq \infty$
Границы изменения аргумента	$x \geq 0$	$-a < \mathrm{x} < \infty$	$-a < \mathrm{x} < \infty$	$0 \leq x \leq \infty$

Примечание. Для гамма-распределения: m – частота; h – интервал (шаг); c – середина интервала наибольшего числа случаев. Для обобщенного распределения: α – аргумент, выраженный числом среднеквадратичных отклонений σ; R – размах распределения в σ; M_x и σ_x – находятся по методу моментов (как для гамма-распределения, так и для обобщенного распределения)

ния, которые используют в последующих гидродинамических расчетах по прогнозированию технологических показателей разработки нефтяной залежи.

В практике расчетов процессов обводнения неоднородных по проницаемости пластов используют различные законы распределения проницаемости. В табл. 1.6, 1.7 приведены функции и плотности распределения случайных величин и параметры законов распределения, наиболее часто применяемых в практике расчетов процесса обводнения. В зависимости от характера и степени неоднородности пластов по проницаемости, метода определения и получения информации о проницаемости фактическое ее распределение лучше описывается тем или иным теоретическим законом.

Так, функция распределения М.М. Саттарова в лучшей степени описывает фактическое распределение проницаемости, если она определена по данным анализа керна. Если же для этого пользовались геофизическими данными или результатами гидродинамических исследований пластов и скважин, т.е. получены усредненные ее значения, то фактический характер распределения проницаемости в лучшей степени описывается распределением Максвелла или каким-либо другим законом.

Наибольшее применение при расчетах процессов обводнения получили функции распределения М.М. Саттарова и логарифмически нормальный закон. С точки зрения выполнения гидродинамических расчетов удобен логарифмически нормальный закон распределения проницаемости, для которого составлены вспомогательные таблицы.

Наиболее полные данные о характере (законе) распределения параметров пласта по залежи, в частности проницаемости пласта, можно получить только при плотной сетке размещения скважин, т.е., по сути дела, когда нефтяное месторождение уже полностью разбурено. В связи с этим возникает практическая задача определения минимального числа скважин для установления представительного распределения проницаемости неоднородного пласта и основных его параметров с заданной степенью точности, так как от этого во многом зависит точность определяемых потерь нефти в недрах и динамики добычи нефти и жидкости во времени.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА РЕОЛОГИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ

Реологические и фильтрационные характеристики пластовых нефтей зависят от их состава.

Исследованию состава и закономерностей изменения физико-химических свойств нефтей и попутных газов посвящены труды многих исследователей. Состав и свойства нефтей изучались в связи с оценкой закономерностей размещения запасов нефти по стратиграфическим горизонтам и площади, в целях оценки путей переработки нефти и использования ее в народном хозяйстве.

Как было показано выше, реологические свойства нефтей зависят от состава нефтей, содержания смол, асфальтенов, парафинов, азота, метана, этана и некоторых других компонентов. Тем не менее, в настоящее время методы проектирования и анализа разработки залежей не позволяют учесть особенности реологических свойств, вызванных составом нефтей. В задачах разработки учитываются лишь некоторые обобщающие свойства нефтей и газов, такие как вязкость, плотность, содержание растворенного и свободного газа. Это дает удовлетворительные результаты при расчете показателей разработки месторождений легких малосмолистых нефтей.

Однако некоторые нефти в пластовых условиях проявляют структурно-механические свойства, и в связи с этим такая важная характеристика, как вязкость, остается неопределенной.

Таким образом, при проектировании и анализе разработки месторождений аномальных нефтей необходимо учитывать особенности проявления структурно-механических свойств. Очевидно, это возможно лишь при наличии данных об основных реологических характеристиках таких нефтей, полученных экспериментальным путем. Для решения этих задач необходимо иметь обоснованную систему реологических характеристик, позволяющую наиболее полно учесть особенности фильтрации нефти в пласте.

Обобщение результатов многочисленных экспериментальных исследований, выполненных в УГНТУ [81] В.В. Девликамовым, З.А. Хабибуллиным, М.М. Кабировым и другими, дало возможность выработать такую систему реологических характеристик аномальных нефтей. Экспериментальные исследования включали изучение процессов фильтрации аномальных нефтей в капиллярах и в естественных образцах песча-

ников. По данным опытов строились реологические линии в координатах: «напряжение сдвига τ — скорость сдвига v» и «градиент давления $\mathrm{grad}\ p$ — скорость фильтрации v».

Типичный график зависимости скорости сдвига от напряжения сдвига аномальной нефти приведен на рис. 1.12, *А*. В большинстве случаев кривые по форме аналогичны кривым С. Оствальда, полученным для структурированных жидкостей. По классификации академика П.А. Ребиндера кривые консистентности такой формы характерны для жидкообразных структурированных систем.

Полную кривую консистентности можно разделить на три участка: «*о—а*», «*а—б*» и «*б—в*». Характерными для границ участков являются критические напряжения сдвига, определяющие условные границы характерных систем: границу прочности $\tau_г$ для области практически неразрушенной структуры и границу предельного разрушения структуры нефти τ_m. В связи с этим необходимо на графиках находить два напряжения сдвига: критическое напряжение сдвига начала разрушения структуры — τ_r и критическое напряжение сдвига предельного разрушения структуры — τ_m. Оба этих параметра важны при проведении инженерных расчетов.

При напряжениях сдвига меньше τ_r (участка «*о—а*») график зависимости «$v—\tau$» практически линейный, т.е. движение нефти в капилляре происходит при постоянной вязкости μ_0

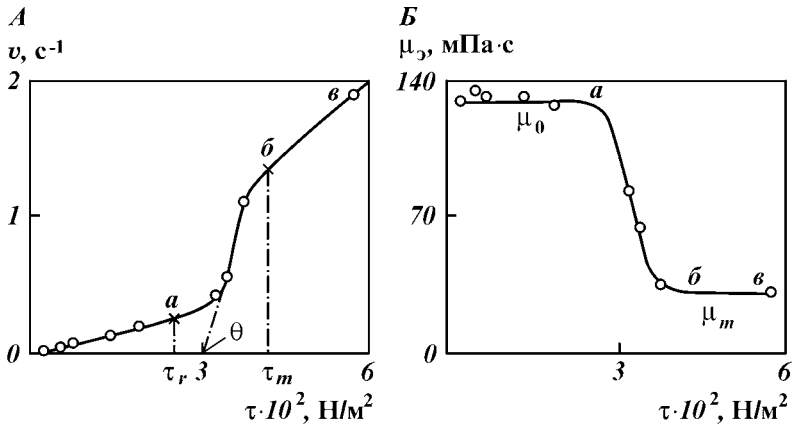


Рис. 1.12. Типичные реологические характеристики нефтей Манчаровского месторождения по [81].
Зависимость скорости сдвига (*А*) и эффективной вязкости (*Б*) от напряжения сдвига τ

(рис. 1.12, *Б*). Область «*о—а*» может быть названа областью практически неразрушенной структуры в нефти.

При напряжениях сдвига больше τ_m (участок за точкой «*в*») изменение скорости сдвига в зависимости от τ также происходит по линейному закону. Здесь нефть движется с ньютоновской вязкостью μ_m, т.е. структура в нефти полностью разрушена. В пределах напряжений сдвига от τ_r до τ_m вязкость нефти переменна и по терминологии П.А. Ребиндера ее следует называть эффективной вязкостью. Эффективная вязкость характеризует равновесное состояние процессов разрушения и восстановления структуры в нефти, протекающее одновременно в установившемся потоке. Аналогичная форма реологических линий подробно рассматривалась для различных структурированных систем П.А. Ребиндером, Н.В. Михайловым, Г.В. Виноградовым, В.П. Павловым и другими исследователями.

Рассмотрение многочисленных реологических линий, полученных экспериментальным путем для различных нефтей, показало, что на этих кривых имеется достаточно широкий участок, практически линейный и соответствующий наиболее крутому наклону к оси τ. Поэтому для практических расчетов следует ввести еще одну величину — предельное динамическое напряжение сдвига θ, которое определяется как точка пересечения линейного участка графика с осью τ (см. рис. 1.12, *А*).

Как показала обработка большого количества экспериментальных кривых, вместо напряжения сдвига начала разрушения структуры может быть принято предельное динамическое напряжение сдвига. Последнее определяется более строго.

Таким образом, в лабораторных условиях при фильтрации аномальной нефти в капилляре необходимо обязательно определять следующие параметры:

предельное динамическое напряжение сдвига θ;

напряжение сдвига предельного разрушения структуры τ_m;

наибольшую вязкость нефти практически неразрушенной структуры μ_0;

наименьшую вязкость нефти предельно разрушенной структуры μ_m.

С целью обоснования реологических характеристик аномальных нефтей для описания особенностей процесса фильтрации в пористой среде также обратимся к результатам экспериментальных исследований. Типичный график зависимости скорости фильтрации аномальной нефти от градиента

давления приведен на рис. 1.13. Подобный характер зависимости скорости фильтрации от градиента давления отмечен у пластовых девонских нефтей Шкаповского и Ромашкинского месторождений, у нефтей нижнего карбона Манчаровского, Арланского, Таймурзинского месторождений и у нефти месторождения Узень [81].

Анализ графиков зависимости скорости фильтрации от градиента давления, полученных при различных условиях, позволяет отметить следующие особенности фильтрации аномальных нефтей в пористой среде.

1. Кривая скорости фильтрации исходит из начала координат. Эта особенность отмечалась во всех опытах по фильтрации нефтей различных месторождений. Таким образом, утверждения об отсутствии фильтрации нефти при малых градиентах давления, меньших так называемого начального, не подтверждаются в опытах с реальными нефтями. При малых градиентах фильтрация происходит, но только со скоростями значительно меньшими, чем при движении нефти с разрушенной структурой.

2. В некотором диапазоне изменения градиента давления фильтрация нефти происходит при очень медленном росте коэффициента подвижности нефти (рис. 1.13, *а*). Для практических расчетов его можно принять постоянной величиной. Интенсивность изменения коэффициента подвижности в этом интервале зависит от факторов, влияющих на структурно-механические свойства нефти.

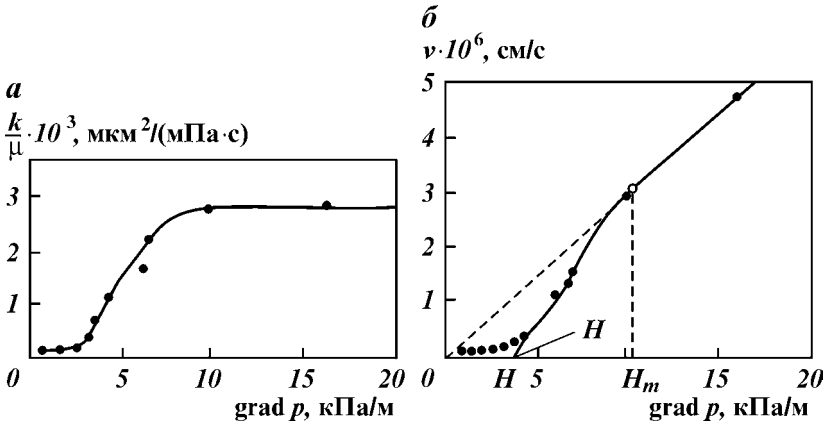


Рис. 1.13. Изменение подвижности (*а*) и скорости фильтрации (*б*) пластовой нефти скв. 952 бобриковского горизонта Арланского месторождения при температуре 22 °С [81]

3. При некотором значении градиента давления, равного H, коэффициент подвижности нефти начинает быстро расти. Градиент давления, соответствующий точке начала разрушения структуры, следует называть градиентом начала разрушения структуры в нефти.

4. Дальнейшее увеличение градиента давления сопровождается интенсивным разрушением структуры, быстрым ростом коэффициента подвижности нефти и появлением линейной зависимости скорости фильтрации от градиента давления. В связи с этим на графиках скорости фильтрации необходимо находить точку, соответствующую градиенту давления, при котором происходит полное разрушение структуры. Градиент давления, при котором происходит переход к линейному закону фильтрации Дарси, следует называть градиентом давления предельного разрушения структуры. На рис. 1.13, *б* этот характеристический градиент давления обозначен через H_m.

Интервал изменения градиентов давления, в котором происходит переход от минимального значения коэффициента подвижности к максимальному, сравнительно узок и величина его зависит от различных факторов, влияющих на структурообразование в нефтях.

5. При градиентах давления, превышающих градиент предельного разрушения структуры, фильтрация подчиняется закону Дарси и происходит при постоянном значении коэффициента подвижности нефти.

На графиках зависимости коэффициента подвижности нефти от градиента давления (рис. 1.13, *а*) отмечаются две зоны постоянных значений коэффициента подвижности — от 0 до H и при градиентах более H_m. В соответствии с принятыми терминами для вязкости их следует назвать коэффициентом подвижности нефти практически неразрушенной структуры — $(k/\mu)_0$ и коэффициентом подвижности нефти предельно разрушенной структуры. В интервале между H и H_m коэффициент подвижности нефти зависит от градиента давления и его необходимо называть эффективным коэффициентом подвижности нефти — k/μ.

Как показали экспериментальные исследования, за градиент начала разрушения структуры с достаточной для практических расчетов точностью может быть принят градиент динамического давления сдвига H, который определяется как точка пересечения продолжения линейного участка графика скорости фильтрации с осью абсцисс.

Таким образом, для описания процессов фильтрации не-

Таблица 1.8

Параметры реологических свойств пластовых нефтей месторождений Татарстана и Башкортостана по З.А. Хабибуллину [51]

Месторождение, площадь, скважина	Температура, °С	Критические напряжения сдвига, мПа		Эффективная вязкость нефти, мПа·с		Индекс аномалии вязкости нефти
		θ	τ_m	μ_m	μ_0	
Нефть девонских отложений						
Ромашкинское, пласт $Д_I$, скв. 720	40	4,5	5,7	2,30	9,0	3,9
Шкаповское, пласт $Д_I$, скв. 693	39	3,9	4,9	4,20	60	14,3
Нефть турнейского яруса каменноугольных отложений						
Ромашкинское, Ямашинская пл., скв. 508	24	10,4	13,6	43,2	570	3,2
Нефть бобриковского горизонта каменноугольных отложений						
Ромашкинское, Минибаевская пл., скв. 15762	25	18,5	25,1	20,7	64	31
То же, скв. 149	25	31,4	37,0	30,1	130	4,3
Сев. Альметьевская пл., скв. 16316	25	10,7	11,0	24,4	470	19,3
Сабанчинское, скв. 27	25	13,4	20,2	17,4	250	14,4
То же, скв. 1623	25	9,3	14,8	21,0	135	6,4
Арланская пл., скв. 952	24	9,3	11,8	8,8	150	17,0
Николо-Березовская пл., скв. 1330	24	8,4	10,9	20,5	150	7,3
То же, скв. 959	24	4,9	6,3	19,6	110	5,6
Нефть башкирского яруса каменноугольных отложений						
Ромашкинское, Куакбашская пл., скв. 15449	24	4,0	5,1	50	244	4,9
Нефть верейского яруса каменноугольных отложений						
Ромашкинское, Ямашинская пл., скв. 456	25	15,1	18,3	121	1370	11,3

обходимо определять следующие реологические характеристики аномальных нефтей:

градиент динамического давления сдвига H;

градиент давления предельного разрушения структуры H_m;

коэффициент подвижности нефти практически неразрушенной структуры $(k/\mu)_0$;

коэффициент подвижности нефти предельно разрушенной структуры — $(k/\mu)_m$.

Определение перечисленных характеристик аномальных нефтей позволяет рассчитать возможные зоны проявления структурно-механических свойств при разработке нефтяных месторождений.

Способы определения основных реологических и фильтрационных характеристик нефтей приведены в работах [80 и 81].

Значения реологических и фильтрационных характеристик нефтей некоторых месторождений приведены в табл. 1.8.