

ОБРАЩЕНИЕ К ЧИТАТЕЛЯМ

Уважаемые коллеги!

В 2016 г. в России введена в действие и утверждена приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477 новая Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Внедрение в практику подсчета запасов новой Классификации потребовало уточнений и разработки методических подходов к оценке запасов. ФБУ «ГКЗ» разработаны и приняты Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Большинство вопросов рассмотрено в этом документе и даны конкретные рекомендации.

В последние десятилетия в целом в нефтяной промышленности в мире широко вошли в практику методы добычи нефти из сланцевых пород (*shale oil*) и плотных пород (*tight oil*). Такие породы ранее рассматривались в основном как нефтематеринские непроницаемые породы, и их детальное изучение относилось к вопросам зрелости и преобразованности органического вещества.

Применение новых технологий горизонтального бурения с множественным гидравлическим разрывом пласта, термогазового воздействия и др. позволили добиться рентабельности разработки таких отложений. С позиции подсчета запасов потребовалось внести дополнения, изменения в действующие Методические рекомендации, дающие пояснения для осуществления подсчета запасов углеводородного сырья, содержащегося в стандартных коллекторах.

С целью разработки Временного методического руководства по подсчету запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа ФБУ «ГКЗ» поручило авторскому коллективу под руководством А.В. Шпильмана представить проект этого документа на основе анализа данных научных центров и нефтяных компаний.

Объемный метод подсчета запасов углеводородного сырья является общепринятым не только в России, но и во всем мире, и при подсчете запасов «сланцевой» нефти его роль остается важной, в особенности, на начальных этапах. Применение его, однако, затрудняется тем, что даже определение параметров в лабораторных условиях (пористости, коэффи-

циента нефтенасыщенности) требует иных технологий, чем те, которые применяются для стандартных коллекторов.

Неоднозначно определялось даже понятие объекта оценки при подсчете запасов – залежи. Отсутствие флюидных контактов в значительной степени меняет подходы при геометризации залежей. Другие термины и определения также пришлось уточнять.

В РФ сланцевые нефтегазоносные отложения широко распространены. К ним относятся хорошо известные отложения баженовской свиты Западно-Сибирской НГП, доманиковой свиты Волго-Уральской НГП, хадумской свиты Северо-Кавказской НГП. Часть изложенных методических приемов применима к различным объектам, но часть из них, такие как литотипизация разреза с целью уточнения эффективной нефтенасыщенной толщины, изложены конкретно для отложений баженовской свиты Западно-Сибирской НГП. Это предполагает, что эти разделы требуют расширения с привлечением специалистов по другим нефтегазоносным провинциям.

Авторы, подготовившие проект, постарались учесть во Временном методическом руководстве свой опыт и знания по геологическому строению методом изучения и разработки отложений баженовской свиты Западно-Сибирской НГП. Многие вопросы не согласованы даже между членами авторского коллектива, и мы понимаем, что замечаний, возражений и дополнений может быть много. Мы рады это приветствовать, потому что цель нашей работы – как можно более корректно разработать методическое руководство по подсчету запасов сланцевой нефти.

**ФБУ «ГКЗ» предлагает направить замечания, дополнения в адрес начальника
отдела мониторинга, анализа и методологии ГКЗ РФ
по адресу bratkova@gkz-rf.ru.**

С уважением,

И.В. Шпуров,

генеральный директор ФБУ «ГКЗ»

А.В. Шпильман,

директор АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», руководитель авторского коллектива по созданию Временного методического руководства по подсчету запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа

ПРОТОКОЛ № 6

рабочего совещания авторского коллектива по подготовке временного методического руководства для подсчета геологических запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа

14-15 июня 2016 г.

г. Тюмень

Присутствовало 17 человек:

от АУ «НАЦ РН им В.И.Шпильмана»: Шпильман А.В., Савранская М.П., Оксенойд Е.Е., Волков В.А., Голуб М.В.

от ФБУ «ГКЗ»: Шпуров И.В., Браткова В.Г.

от Западно-Сибирского отделения ФБУ «ГКЗ»: Прозоров С.В.

от ООО «НАЭН-Консалт»: Д.В. Ларкин, Ефремова Т.Л.

от ЗАО «ТИНГ»: Волков В.П., Кузьмичев М.А., Грандова Е.В., Данько М.Ю., Попова Е.Ю.

от ОАО «СургутНИПИнефть»: Ревнивых В.А.

от РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»: Повжик П.П.

Обсуждение:

1. Проведено обсуждение замечаний и предложений к тексту Временного методического руководства для подсчета геологических запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа.

Решили:

1. Шпильману А.В. поручить обобщение замечаний, предложений с внесением поправок в текст Временного руководства. Итоговый вариант текста Временного руководства направить членам авторского коллектива, а также в адрес ГКЗ РФ не позднее 17 июня 2016 г.
2. Завершить работу авторского коллектива по подготовке временного методического руководства для подсчета геологических запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа в связи с окончанием первого этапа работы и передачей всех материалов ФБУ «ГКЗ».
3. Авторам направить перечни библиографических источников, использованные при написании соответствующих разделов Временного руководства, на адрес savranskaya@sgtu.ru в срок не позднее 17 июня 2016 г.

Председатель

А.В. Шпильман

Секретарь

В.Г.Браткова

Временное методическое руководство по подсчету запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа

Оглавление

| | |
|--|----|
| 1. Введение | 3 |
| 2. Общие положения..... | 5 |
| 3. Выделение границ категорий запасов и геометризация залежей..... | 7 |
| 4. Объемный метод подсчета запасов применительно к сланцевым залежам | 13 |
| 4.1. Определение площади нефтеносности.. | 14 |
| 4.2. Эффективная нефтенасыщенная толщина. Литотипизация разреза с целью уточнения эффективной нефтенасыщенной толщины. | 15 |
| 4.3. Пористость. Методы определения пористости низкопроницаемых, трещиноватых и кавернозных коллекторов | 20 |
| 4.4. Коэффициент нефтенасыщенности..... | 21 |
| 4.5. Коэффициент усадки нефти. Плотность нефти | 23 |
| 4.6. Коэффициент извлечения нефти | 23 |
| 5. Использование пиролитических параметров для оценки ресурсов и запасов сланцевой нефти | 36 |
| 6. Методы определения механических свойств пород с целью уточнения их способности к растрескиванию, созданию искусственной проницаемости | 38 |
| 7. Комплексование параметров..... | 41 |

1. Введение

Настоящее Временное методическое руководство разработано в целях реализации «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 г. № 477 (далее – Классификация), при выполнении подсчета запасов нефти, содержащейся в трещинных и трещинно-поровых коллекторах сланцевого типа.

Настоящее Временное методическое руководство является дополнением к действующим методическим рекомендациям по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477, и описывает только особенности подсчета геологических запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа.

Использование настоящего Временного методического руководства организациями (независимо от ведомственной принадлежности и формы собственности), а также ор-

ганами исполнительной власти при подсчете, учете запасов, оценке ресурсов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа обеспечит единообразие в определении и выделении категорий запасов, применении единых подходов к методам подсчета запасов, государственной экспертизы и учета геологических и извлекаемых запасов, оценки и учета ресурсов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа.

В современной мировой практике активно ведется добыча не только стандартной нефти из пород-коллекторов, но и нестандартной нефти. Термин «нестандартная нефть» (*unconventional oil*) понимается достаточно широко. Это или углеводородное сырье с нестандартными характеристиками (высокой плотностью, вязкостью, в твердом агрегатном состоянии и т.п.), или углеводородное сырье, добытое из пород с крайне низкой проницаемостью. В нефтяной отрасли во всем мире сейчас также используется и термин «нефть плотных пород» (*tight oil*).

В России залежи нефти в таких низкопроницаемых породах выявлены много десятилетий назад, например, в отложениях баженовской свиты Западной Сибири, в отложениях доманиковой свиты в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и др.

Так, например, минеральный состав и геологическое строение пород баженовской свиты крайне различны, однако их многое объединяет: возраст пород, условия их формирования и то, что эти породы коллекторами, по сути, не являются. В данном методическом руководстве такие породы называются «коллекторами сланцевого типа». С позиции органической теории происхождения нефти они являются нефтематеринскими, т.е. в них происходило образование нефти и газа, часть из которых эмигрировала, а часть осталась в пласте. В таких породах иногда создаются особые геологические условия (АВПД, трещиноватость), способствующие возможности движения нефти и позволяющие добывать ее.

Широкое внедрение в практику разработки сланцевых пластов получили методы многостадийного гидравлического разрыва в эксплуатационных скважинах с горизонтальным удлинением ствола. Эти методы успешно применялись при разработке сланцевых залежей, например, на месторождениях Баккен и Игл Форд в США. Применение этих методов добычи нефти в настоящее время в России еще окончательно не установлена, и соответственно, недостаточно данных по дебитам та-

ких скважин, опыта определения реальных областей дренирования. Не существует и устойчивейшей геологической модели таких пород, например, баженовских отложений. Все исследователи сходятся в необходимости выделения различных классов или литотипов пород, однако единого подхода нет и здесь. Многие исследователи указывают на необходимость прогноза трещиноватости таких пород как главного фактора нефтегазоносности, но окончательно апробированных методик дистанционного определения трещиноватости не существует, и при исследовании керна остается немало нерешенных вопросов. Сланцевые породы, например, баженовской свиты, при поднятии их на поверхность в течение короткого времени претерпевают столь существенные изменения, что не всегда понятно, естественна ли их трещиноватость, или она связана с разгрузкой.

Эти и другие факторы привели к тому, что в названии данного методического руководства появилось слово «временное», которое означает необходимость проведения дополнительных исследований, чтобы окончательно принять методику по подсчету запасов подвижной нефти коллекторов сланцевого типа. Слово «подвижная» в названии данного методического руководства означает, что оно предназначено только для подсчета запасов жидких углеводородов. Сланцевые породы могут содержать битумы, асфальтены и даже не до конца преобразованное органическое вещество – кероген. Описание методики оценки их запасов не входит в данное методическое руководство.

Работы по подготовке временного методического руководства по подсчету запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа выполнены авторским коллективом по поручению ФБУ «ГКЗ». В работе приняли участие представители научных и производственных организаций: Агафонова Е.В., Боркун Ф.Я., Браткова В.Г., Бриллиант Л.С., Волков В.А., Голуб М.В., Гончаров И.В., Грандова Е.В., Гусев М.М., Ефремова Т.Л., Карпов В.А., Кузьмин Ю.А., Козлов И.В., Лопатин А.Ю., Ревнивых В.А., Савранская М.П., Хафизов Ф.З., Чухланцева Е.Р., Шандрыгин А.Н., Шиманский В.В., Шпильман А.В., Шпуров И.В. Руководитель авторского коллектива – Шпильман А.В. Окончательная редакция методического руководства подготовлена Консультативным комитетом под руководством академика РАН Конторовича А.Э. при участии Боксермана А.А., Варламова А.И., Гутмана И.С., Петерсилье В.И.

2. Общие положения

Для пород сланцевого типа ряд геологических терминов и определений имеет тот же смысл, что и для традиционных (например, свита, пласт). Другие термины или не имеют смысла, или меняют свой смысл в значительной степени.

При оценке запасов нефти коллекторов сланцевого типа достаточно однозначно определяется понятие **пласт** – толща непроницаемых (низкопроницаемых) пород, обогащенных углеводородами и органическим веществом, ограниченная сверху и снизу небитуминозными породами.

Поскольку объектом подсчета запасов является залежь или часть залежи, то и в данном методическом руководстве необходимо определиться с понятием **залежи сланцевой нефти**. В общепринятом понимании **залежь нефти** – это часть пласта в плане (район, зона), содержащая скопление жидких углеводородов и ограниченная определенной удаленностью от скважины, давшей в результате испытаний промышленный приток нефти.

Для залежей нефти в классическом понимании этого термина главными критериями являются гидродинамическая связанность пластов. Для коллекторов сланцевого типа такая связь может быть не установима или устанавливаться с трудом. При оценке запасов сланцевой нефти оценивается поле нефтеносности – нефтеносный пласт в пределах некоторой территории. Во многих случаях пласт может быть распространен в пределах обширной территории. Но это не означает, что в любой части этой площади пласт будет продуктивен. Существуют отдельные районы, в которых возможно получение притоков нефти при испытании скважин. Такие районы в поле нефтеносности «сланцевой» нефти в англоязычных странах получили название «сладкие пятна» (*sweet spots*).

В данном методическом руководстве предлагается назвать такие районы **потенциально продуктивными зонами (ППЗ)**. Определение границ таких потенциально продуктивных зон дистанционными методами весьма затруднено. Предположительно, если такие зоны связаны с повышенной трещиноватостью, они могут быть выявлены методами трехмерной сейсморазведки при высокой разрешенности и использовании специальных методов обработки. На стадии разработки залежей сланцевой нефти ППЗ определяются непосредственно дебитами из пробуренной скважины (скважин). Если добыча не обеспечивает рентабельности, бурение соседних

скважин проводиться не будет. И наоборот, если соседние скважины дают рентабельные притоки, то они автоматически группируются в ППЗ, и скважины, расположенные рядом с ППЗ, будут буриться. Это не очень эффективный метод определения ППЗ, но на современном этапе именно он широко применяется на практике для коллекторов сланцевого типа.

Залежь сланцевой нефти ограничивается категориями запасов $C_1+C_2 (V_1+V_2)$ с учетом распространения ППЗ, выделенной по данным дистанционного зондирования. Важным условием является то, что границы ППЗ образуют внутренние границы, т.е. границы залежей должны ограничиваться геометрическим фактором удаленности, а границы ППЗ могут лишь ограничивать эту площадь, а не расширять ее.

Таким образом, **залежь сланцевой нефти** – это часть пласта в плане (район, зона), содержащая скопление жидких углеводородов, ограниченная удаленностью от скважины, в которой получен рентабельный (промышленный) приток нефти, либо отрицательными результатами испытаний в соседних разведочных и эксплуатационных скважинах. В пределах области залежи сланцевой нефти на основе дистанционных методов выделяются ППЗ.

Сложно определяется понятие «**открытой пористости**» для сланцевых пород. Для традиционных пород это гидродинамически связанное пустотное пространство, соединенные между собой поры. Поры существуют и в сланцевых породах, но их «открытость», связанность между собой оценивается с проблемами. Кроме того, минералы в породах пелитовых фракций обладают значительно меньшими размерами, чем породы традиционных коллекторов и, соответственно, размеры пор значительно меньше. При таких размерах пор капиллярные силы сильнее, и они противодействуют движению флюида, вызванного перепадом давления, и могут перекрывать движение флюида полностью. Дополнительно необходимо учитывать объем трещин в породе. Трещины дают дополнительную пустотность и обеспечивают значительные каналы для движения флюидов, если они открыты и не заполнены вмещающим веществом. В сланцевом типе пород существует и «органическая пористость». Это поры, образующиеся в породе на месте преобразованного в нефть исходного органического вещества и керогена. Размеры таких пор крайне невелики, но они содержат углеводородный флюид и их необходимо также учитывать при оценке геологических запасов.

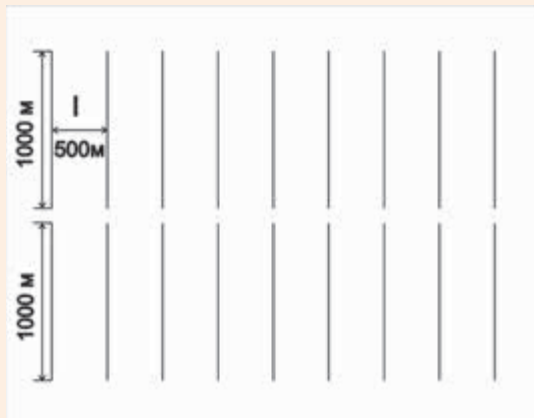
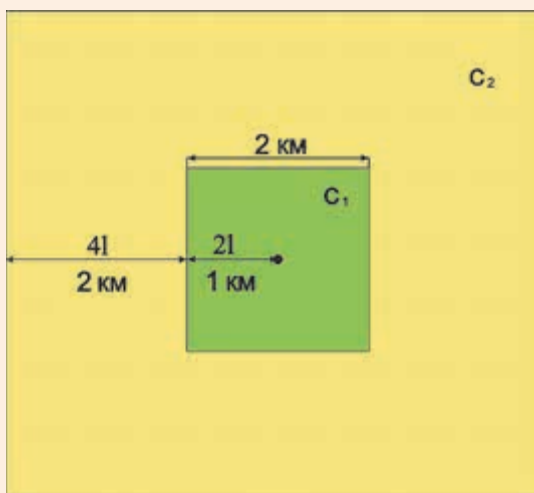


Рис. 3.1.
Стандартная схема разбуривания залежей нефти в отложениях коллекторов сланцевого типа сеткой эксплуатационных скважин с горизонтальным удлинением ствола

При подсчете запасов сланцевой нефти предлагается понимать под термином **пористость** пустотное пространство породы, заполненное флюидом. При этом необходимо отказаться от определения «открытая». В формуле объемного метода подсчета запасов применяется величина общей пористости породы. Это определение пористости как полного пустотного пространства вводится в связи с тем, что на этапе добычи предполагается создание искусственной трещиноватости. Поэтому необходимо оценить весь объем пустотного пространства при оценке геологических запасов нефти в «сланцевых коллекторах». В формуле объемного метода подсчета запасов обозначение m сохранить, но

Рис. 3.2.
Схема выделения границы категорий C_1 , C_2 для вертикальной скважины



убрать нижний индекс o , обозначающий «открытую» пористость.

Геологические запасы «сланцевой нефти» – суммарное количество углеводородов в жидком состоянии в пустотном пространстве, состоящем из трещин, каверн и пор.

3. Выделение границ категорий запасов и геометризация залежей

Переход от ресурсов категорий D_0 , D_1 к запасам категорий C_1 и C_2 для «сланцевой» нефти осуществляется по тем же принципам, что и для залежей стандартной нефти, т.е. запасы «сланцевой» нефти можно оценить по категории C_1 в некоторой области вокруг скважины с подтвержденной нефтеносностью.

В соответствии с Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов, расстояние, на котором проводится граница категории C_1 от продуктивной скважины, равно двойному расстоянию между эксплуатационными скважинами. Данный показатель является технологическим и не зависит от выдержанности коллектора и других свойств пласта. В связи с этим во Временном методическом руководстве по подсчету запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа для залежей сланцевой нефти необходимо принятие некоторого подхода к разработке пластов сланцевой нефти как стандартного. В настоящее время таким подходом можно считать разбуривание залежей сеткой скважин с параллельными горизонтальными удлинениями ствола длиной 1 км и расстоянием между горизонтальными удлинениями 500 м (рис. 3.1). На практике применяют как большие, так и меньшие удлинения, и различные расстояния между ними, однако в данном Временном руководстве предлагается задать такие характеристики в качестве стандартных, в этом случае $l = 500$ м.

Границы категории C_1 для вертикальной (субвертикальной) скважины определяются в виде квадрата со стороной 2 км со скважи-

Рис. 3.3.
Схема определения границ категорий C_1 , C_2 для скважины с горизонтальным удлинением



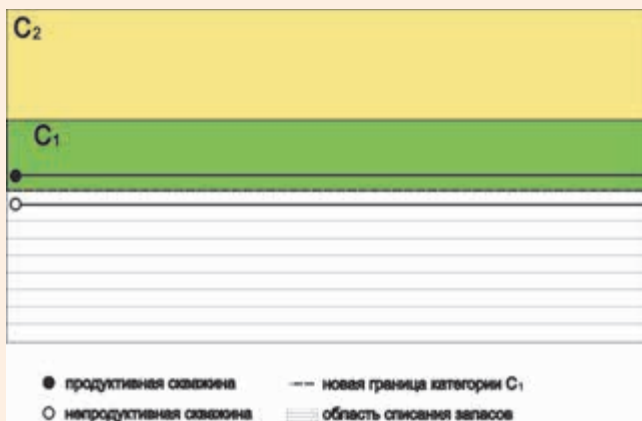


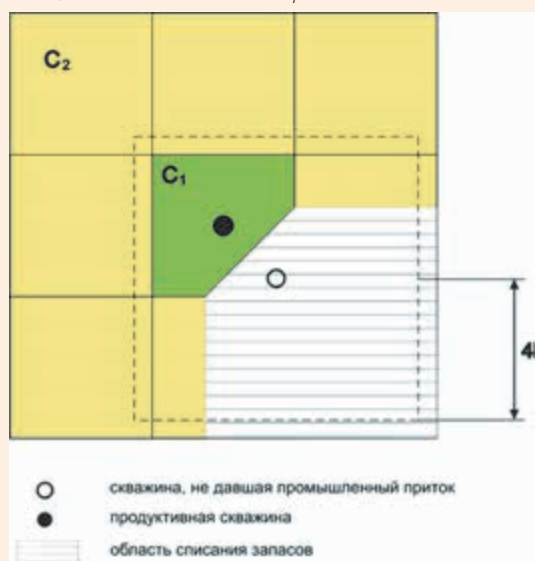
Рис. 3.4.
Схема списания запасов категорий C_1 , C_2 при отрицательном результате испытания скважины с горизонтальным удлинением ствола

ной в центре (рис. 3.2). С позиции стадийности ГРП это означает, что ближайшую разведочную скважину не имеет смысла размещать на расстоянии ближе 2 км.

Граница категории C_2 проводится на расстоянии $4l$ (2 км) от границы C_1 .

Граница категории C_1 , внутри которой расположена скважина с горизонтальным удлинением, представляет прямоугольную область шириной $4l$ (2 км) и длиной, равной длине горизонтального удлинения скважины. Категория C_2 в этом случае определяется контуром в виде прямоугольника шириной $12l$ (6 км), в центре которого параллельно рас-

Рис. 3.5.
Схема списания запасов при отрицательном результате испытания вертикальной скважины, пробуренной в категории C_1



полагается прямоугольная граница категории C_1 шириной 2 км (рис. 3.3).

Если расстояние между продуктивными скважинами менее $6l$ (3 км), контуры C_1 объединяются.

Термин «подтвержденная нефтеносность» следует понимать как получение промышленного притока нефти.

Для залежей нефти сланцевого типа, если пробурена вертикальная (субвертикальная) поисковая скважина, к промышленному притоку нефти предлагается относить дебиты не менее 1 т/сут при испытании в колонне.

Если пробурена вертикальная скважина, в которой выполнен ГРП в отложениях сланцевой нефти, требования к дебиту скважины увеличиваются. Дебит нефти в таком случае должен составлять не менее 5 т/сут.

Если пробурена одиночная эксплуатационная скважина с горизонтальным удлинением длиной не менее 500 м, в которой проведен либо не проведен множественный гидравлический разрыв пласта, необходимо произвести расчет с выполнением прогноза добычи нефти, показывающий, что при существующей цене на нефть и заданной характеристике падения дебитов в течение 5 лет затраты на скважину окупаются с учётом дисконтирования.

Рис. 3.6.
Схема списания запасов при отрицательном результате испытания вертикальной скважины, пробуренной в категории C_2



Если в пределах контура залежи пробурена скважина с горизонтальным удлинением ствола, не давшая промышленный приток нефти, то граница залежи проводится по середине расстояния между скважиной, давшей промышленный приток нефти, и непродуктивной скважиной (скважинами), но не ближе расстояния 0,5l до продуктивной скважины. Запасы за пределами нового контура залежи списываются (*рис. 3.4*).

Аналогично производится изменение границ залежи и списание запасов для вертикальных (субвертикальных) скважин при бурении непродуктивной вертикальной (субвертикальной) скважины. Если непродуктивная вертикальная (субвертикальная) скважина пробурена в категории C_1 , то на середине расстояния (-ий) между продуктивной (-ми) и непродуктивной (-ми) скважиной, но не ближе расстояния 0,5l до продуктивной скважины, проводится граница до контуров области C_1 , за пределами которой запасы C_1 списываются. Списание запасов C_2 производится в области, границы которой представляют квадрат шириной 8l, в центре которого находится непродуктивная скважина. Запасы C_2 в данном случае могут списываться до границы залежи, если граница C_2 была ранее выделена и определялась ближайшей продуктивной скважиной (*рис. 3.5*).

Если непродуктивная вертикальная (субвертикальная) скважина пробурена в категории C_2 , то запасы C_2 списываются в квадрате шириной 4l, при этом запасы категории C_1 остаются неизменными. Запасы C_2 в этом случае могут списываться до границы залежи, если граница C_2 была ранее выделена и определялась ближайшей продуктивной скважиной (*рис. 3.6*).

Если по геолого-геофизическим или геохимическим исследованиям выделены потенциально продуктивные зоны (ППЗ), то они могут ограничить границы категорий оцениваемых запасов залежей (*рис. 3.7*).

Если скважина в пределах ППЗ непродуктивна, то ППЗ полностью снимется как неподтвержденная по результатам бурения и испытания. Геометрические границы категорий запасов и залежи сохраняются.

После утверждения проектного документа (технологической схемы разработки), запасы категории C_1 переводятся в категорию B_1 , запасы C_2 – в категорию B_2 . При выделении границы области, в которой запасы оценены по категории А, откладывается расстояние 0,5l от добывающей скважины с горизонтальным удлинением, вскрывающей залежь с за-

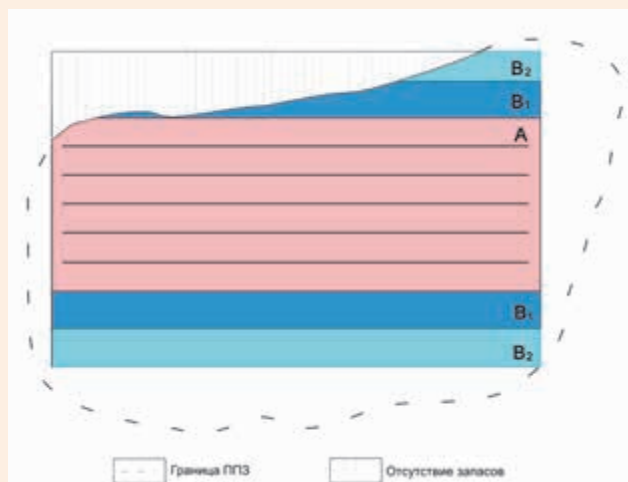
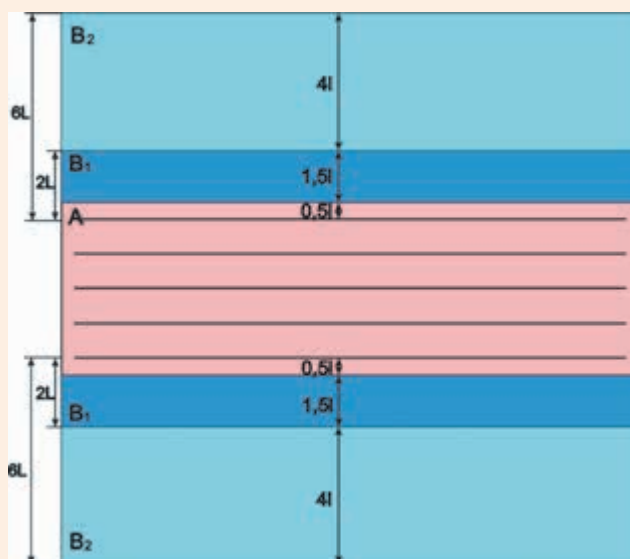


Рис. 3.7.
Ограничение границ ППЗ на основании результатов геолого-геофизических или геохимических исследований

пасами C_1 , и расстояние 1,5l от границы категории А, если запасы относятся к категории B_1 , а также удалением 4l от границы категории B_1 – если запасы относятся к категории B_2 (*рис. 3.8*). При этом необходимыми условиями являются наличие проектного документа (технологической схемы) и отсутствие тех или иных ограничений перспективности пласта геологического или геохимического характера, определяющих зоны, в которых эксплуатационное бурение не планируется или требуется проведение дополнительных разведочных работ.

В границах лицензионного блока остается область, в пределах которой нефтенос-

Рис. 3.8.
Схема определения границ категорий А, B_1 , B_2



ность сланцевых отложений не установлена поисково-разведочным или горизонтальным эксплуатационным бурением. Предлагается установить, что ресурсы данной области могут быть оценены по категории D_0 при наличии утвержденного проекта поисково-разведочных работ. При отсутствии проекта поисково-разведочных работ эта площадь не оценивается.

4. Объемный метод подсчета запасов нефти применительно к сланцевым залежам

Объемный метод получил наиболее частое применение в практике специалистов, работающих в области подсчета запасов нефти.

С целью подсчета запасов нефти сланцевых залежей по формуле

$$Q_n = S \cdot h_{эф.н.} \cdot m \cdot K_n \cdot \theta \cdot \rho ,$$

где Q_n – геологические запасы нефти, тыс. т;
 S – площадь залежи или части залежи, тыс. м²;
 $h_{эф.н.}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;
 m – коэффициент пористости (пустотности), д.ед.;
 K_n – коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.;
 θ – пересчетный коэффициент, д. ед.;
 ρ – плотность нефти, т/м³,
 производится оценка объема породы, содержащей нефть, объема порового пространства, уточняется состав флюида (из общего объема флюида вычитается объем остаточной воды), объем нефти пересчитывается с учетом плотности нефти и пересчетного коэффициента для учета изменения объема нефти после подъема ее на поверхность, производится пересчет единиц измерения из м³ в тонны. Однако применение объемного метода для подсчета начальных геологических запасов сланцевой нефти требует внесения ряда уточнений и дополнений, которые показаны ниже в соответствующих разделах.

Кроме того, существуют некоторые дополнительные геологические факторы, влияющие на нефтеносность сланцевых коллекторов, но не учитывающиеся в формуле объемного метода, например:

- наличие АВПД – часто встречающегося фактора в коллекторах сланцевого типа;
- степень катагенетической преобразованности органического вещества;
- современные температуры и палеотемпературы в пласте;
- механические свойства пласта (хрупкость, способность к трещинообразованию);

– наличие естественной трещиноватости, микротрещиноватости, создающих систему проводящих каналов в низкопроницаемой среде;

– существование проницаемых прослоев коллекторов в низкопроницаемой среде, которые могут обеспечить фильтрацию флюида до добывающей скважины и значительно увеличить притоки.

Влияние этих факторов на объемы нефти в пласте будут рассмотрены далее.

4.1. Определение площади нефтеносности

В сланцевых нефтесодержащих породах не существует флюидных контактов (ВНК, ГНК). Соответственно, не существует и переходных зон (ГНЗ, ВНЗ) и существует лишь один пласт с единой чисто нефтяной зоной (ЧНЗ). Площадь нефтеносности определяется только доказанностью наличия флюида и возможности его извлечения.

Первоначально, без дополнительных исследований граница категории C_1 определяется квадратом и длиной стороны $4l$, где l – расстояние между добывающими скважинами. Это самый общий подход. Область дренирования может оказаться как меньше, так и больше. Данный подход отражает, во – первых, общие принципы подсчета традиционных запасов и учитывает тот факт, что залежи сланцевой нефти разведывают чаще всего той же сеткой разведочных скважин, что и основные целевые объекты в выше- и нижезалегающих горизонтах.

С другой стороны, категоричность C_1 отражает не столько область дренирования, сколько геологическую достоверность наличия запасов. В случае наличия разведочных скважин на удалении 3 км друг от друга и при условии, что все они дали необходимый приток нефти, всю территорию между ними можно отнести к категории C_1 . Разработка проекта разведки, предусматривающего бурение разведочных скважин между ними, является избыточной.

Такой же простой «геометрический» принцип применяется и для определения границ категории C_2 . Поскольку понятия «граница залежи» в традиционном понимании для отложений баженовской свиты не существует, категория C_2 проводится на удалении $4l$, равном 2 км, от границы C_1 . Эта область для размещения разведочных скважин, или в некоторых случаях, скважин опережающего эксплуатационного бурения с разведочными задачами. В пределах категорий C_1 и C_2 могут выделяться ППЗ.

Определение границ ППЗ:

- по результатам расчета и интерпретации кубов атрибутов некогерентности, поверхностных атрибутов;
- на основе специальной методики обработки данных сейсморазведки по рассеянным и дифрагированным волнам;
- по данным испытаний скважин;
- дистанционные методы.

Дополнительными критериями для картирования зон возможной продуктивности баженовской свиты (ППЗ) являются анализ температур (палеотемператур), основанный на зависимости нефтеносности баженовских отложений от пластовой температуры, а также анализ геохимических характеристик.

Испытание (опробование) скважины должно проводиться на различных режимах до получения на каждом из этих режимов стабильного притока со снятием значений индикаторной кривой. На каждом режиме опробования снимаются значения КВД, определяется пластовое давление и продуктивность скважины при рабочем забойном давлении (депрессии), достигаемом в процессе механизированной добычи нефти. По окончании гидродинамических исследований на скважине проводятся геофизические исследования (потокотметрия) для определения приточных интервалов.

Границы категории C_1 могут быть уточнены и определяются по результатам интерпретации индикаторной кривой на установившемся режиме (данные добычи с прямыми непрерывными замерами забойного давления), либо по результатам трехмесячной эксплуатации скважины с непрерывными замерами забойного давления, газового фактора и дебита жидкости.

Радиус зоны дренирования для категорий А и B_1 определяется по следующему алгоритму:

- 1) строится зависимость дебита нефти (Q) от депрессии (ΔP), определяются границы линейной зоны;
- 2) строится зависимость отношения депрессии к дебиту ($\Delta P/Q$) от дебита (Q), выделяются точки пересечения графика;
- 3) определяется радиус зоны дренирования (по результатам исследований из обобщенного закона Дарси для трещиноватого коллектора).

Границы запасов категории B_1 проводятся в этом случае на расстоянии, равном радиусу зоны дренирования от скважины, находящейся в эксплуатации.

4.2. Эффективная нефтенасыщенная толщина. Литотипизация разреза с целью уточнения эффективной нефтенасыщенной толщины

Эффективная нефтенасыщенная толщина ($h_{эф.н}$) для пластов сланцевой нефти определяется как средневзвешенная по площади по карте продуктивных толщин в пределах границ нефтеносности по каждой категории отдельно.

Существует несколько методик определения литотипа по описанию керна и комплекса ГИС.

При оценке нефтегазоносности сланцевых пород, например баженовской свиты, ключевым является вопрос природы и распространения коллекторов. Пелитовые отложения традиционно воспринимаются как флюидоупоры. Однако в разрезе баженовской толщи встречаются зоны с фильтрационно-емкостными характеристиками, кратно большими, чем в других сланцевых отложениях. Прерывистые слои и линзы с повышенными ФЕС составляют до 12–17% от общего объема свиты. Появление зон эффективных коллекторов связано с особенностями формирования баженовской свиты. В течение 8 миллионов лет происходило формирование отложений в условиях морского бассейна с высокой биопродуктивностью вод и скудным снабжением терригенным материалом с обрамляющего бассейн пенепплена. Превышение биогенного осадконакопления над терригенным привело к обогащению осадков органическим веществом.

Основными породообразующими компонентами баженовской свиты являются глинистые, кремнистые, карбонатные минералы и кероген. Дополнительным породообразующим минералом является пирит. Соотношение компонентов в составе осадка меняется в зависимости от гидродинамики, рельефа дна бассейна, климатических изменений. Баженовская свита представляет собой 30–35-метровую битуминозную слабопроницаемую толщину, в разрезе которой наблюдается до 70 литологически неоднородных прослоев. Примерно такое же разнообразие наблюдается в мнениях и оценках экспертов, стремящихся разработать универсальную классификацию литотипов баженовской свиты. Комбинации основных породообразующих компонентов баженовской свиты в сочетании со структурно-текстурными и генетическими признаками позволяют выделить более 100 литотипов.

В предложенных разными авторами классификациях выделяется от 3 до 7 литотипов,

| Компания | ОАО «СургутНИПИнефть» (вариант 1) | ОАО «СургутНИПИнефть» (вариант 2) | ИНГГ СО РАН | ЗАО «МирГО им. В.А. Двуреченского» | АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпилымана» | ФГБУ «ЗапСибНИИГТ» | ЗАО «ТИНГ» |
|--|--|--|-------------|--|--|---------------------------|-----------------------|
| Литотип | глинисто-керогено-кремнистые породы | радиолярит кремнистый | силициты | радиолярит | силициты слабоглинистые | силицит | кремнистые породы |
| | глинисто-кремнисто-керогеновые породы | | | апордиоляритовые кремнистые доломиты | аргиллиты известково- кремнистые и кремнисто- известковистые | | |
| Кремнистые радиоляриты $n_{\text{фн}} \approx 100\%$ | керогено-кремнисто-глинистые | радиолярит кремнисто- карбонатный | | апордиоляритовые известняки | силициты глинистые и известково-глинистые | | карбонатные породы |
| | глинисто-керогено-карбонатные породы | | карбонаты | известняки трещинно- кавернозные | известняки, доломиты | карбонат | доломитовые породы |
| Карбонатизированные $n_{\text{эф}} \approx 50\%$ | карбонатные породы | тонколистоватые глинисто-кремнистые разности | микститы | глинисто-кремнистые сильно битуминозные породы | аргиллиты кремнистые | аргиллиты битуминозные | |
| | глинистые породы | тонколистовато- чешуйчатые глинисто- кремнистые разности | | | мергели | карбонат глинистый | |
| | керогено-глинисто-карбонатные породы | тонколистовато- чешуйчатые глинисто- карбонатно-кремнистые разности | | | | глины | |
| Глинисто-битуминозные $n_{\text{фн}} = 0\%$ | | | | | | | |

Таблица 4.2.1

причем некоторые различаются лишь терминологически, а некоторые принципиально – по подходу к дифференциации разреза.

Традиционно литотипы выделяются на основе анализа минерально-геохимического состава породообразующих комплексов. Дифференциация пород на литотипы возможна на основе полученных значений компонентного состава (по керну или ГИС).

Многие эксперты считают, что сланцевые коллекторы формировались преимущественно по вторично преобразованным радиоляритам, сложенным известняками и доломитами. К коллекторам в этом случае относятся радиоляриты, апорадиоляритовые кремнистые доломиты, апорадиоляритовые известняки и известняки трещинно-кавернозные. Остальные литотипы в этом случае относятся к неколлекторам.

Многие эксперты считают, что эффективные толщины в первую очередь зависят от суммарной толщины плотных прослоев, в которых под влиянием тектогенеза и деформационно-напряженного состояния формируются трещинные коллекторы.

Возможно проведение дифференциации по текстурным признакам, которые обуславливают развитие различных видов деформации в тех или иных группах литотипов. Коллекторы трещинного, трещино-кавернозного и трещино-кавернозно-порового типов формируются в зонах неотектонической складчатости, когда в силу упругой деформации превышен предел прочности пород. Такие коллекторы приурочены преимущественно к кремнистым и карбонатным радиоляритам.

Приведенная часть мнений экспертов показывает широкий спектр взглядов на природу коллекторов в баженовской свите. Однако вне зависимости от взглядов на природу коллектора (седиментационную, эпигенетическую, связанную с тектоническими воздействиями или автофлюидоразрывом) по ряду вопросов мнения авторов близки и могут быть рекомендованы при оценке эффективной толщины на основе литотипизации. Так, большинство сходится во мнении о кремнистых радиоляритах как о наилучших коллекторах, кальцитизированные и доломитизированные разности оцениваются неоднозначно, а породы, содержащие глинистую примесь, большинством исследователей относятся к неколлекторам.

В **таблице 4.2.1** литотипы объединены в три класса по типу «светофора»: красный – неколлекторы, желтый – условные коллекторы, зеленый – коллекторы с хорошими ем-

костными свойствами и механическими свойствами, увеличивающими их естественную и искусственную трещиноватость. При этом красный класс не формирует $H_{эф.н.}$, зеленый – формирует в полном объеме, а желтый – занимает промежуточное положение (~50%).

Для практики работ предлагается выделенные 3 класса условно называть:

1. кремнистые радиоляриты (зеленый);
2. карбонатизированные радиоляриты (желтый);
3. глинисто-битуминозные породы (красный).

Для выделения литотипов предлагается применять как стандартные методики на основе результатов изучения керна и стандартного комплекса ГИС, так и методики по литотипизации на основе расширенного комплекса ГИС.

Для более качественного выделения литотипов баженовской свиты предлагается проведение и интерпретация расширенного комплекса ГИС (ЯМК, БК, МКБ, ГК, НК, СГК, ПС, КВ, ВИКИЗ, АК, ГГК-П, МКЗ, ИК).

Таким образом, по данным керна и ГИС в пределах площади распространения прогнозных ресурсов отложений баженовской свиты строятся карты толщин литотипов и определяется средневзвешенная по площади границ распространения ресурсов продуктивная толщина.

Средневзвешенная по площади запасов категорий C_1 и C_2 эффективная нефтенасыщенная толщина определяется по картам толщин литотипов в пределах указанных категорий.

4.3. Пористость. Методы определения пористости низкопроницаемых, трещиноватых и кавернозных коллекторов

Величина коэффициента пористости определяется по исследованиям керна и результатам интерпретации расширенного комплекса ГИС (ЯМК, БК, МКБ, ГК, НК, СГК, ПС, КВ, ВИКИЗ, АК, ГГК-П, МКЗ, ИК).

Косвенные качественные признаки выделения коллекторов:

- 1) понижение показаний методов БК, МБК;
- 2) наличие приращений при одновременной регистрации БК и МБК;
- 3) увеличение водородосодержания по НК;
- 4) номинальный или несколько увеличенный ДС;

| № п/п | Название литотипа пород | Объемная глинистость ($K_{гн}$, %) | Водоудерживающая способность ($K_{уд}$, %) |
|-------|--|--------------------------------------|--|
| 1 | Карбонатная порода | 4,0 | 1,0 |
| 2 | Карбонатно-глинистая порода | 10,0 | 5,0 |
| 3 | Карбонатно-кремнисто-керогенная порода | 20,0 | 8,0 |
| 4 | Силицит карбонатно-глинистый | 28,0 | 10,0 |
| 5 | Силицит глинистый | 42,0 | 15,0 |
| 6 | Глина карбонатно-кремнистая, слабобитуминозная | 68,0 | 25,0 |
| 7 | Глина слабобитуминозная, низкоомная | 80,0 | 30,0 |

Таблица 4.4.1.

Взаимосвязь содержания глинистых минералов с количеством физически связанной воды для различных литотипов пород

- 5) увеличение показаний по АК;
- 6) снижение показаний по ГГК-П.

Коэффициент пористости определяется по комплексу данных РК (НК, ГГК) и АК, оценка трещинно-кавернозной емкости по методу электрометрии, НКт, ГГК-П, АК, ЯМК.

Механическая обработка кернового материала, поступающего на определение фильтрационно-емкостных свойств, проводится с помощью алмазного режущего и сверлящего инструмента с использованием станочного оборудования отечественного и импортного производства согласно ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств». Для стандартного комплекса петрофизических исследований (определение фильтрационно-емкостных свойств) изготавливаются образцы породы цилиндрической формы установленного размера с пришлифованными взаимно параллельными торцами без использования воды.

На естественно насыщенных цилиндрических образцах производится определение открытой пористости газоволюметрическим методом (очистка образцов от содержащихся в них УВ флюидов на первоначальном этапе не выполняется).

В дальнейшем на данных образцах выполняется определение абсолютной газопрооницаемости в соответствии с ГОСТ 26450.2-85. При измерении газопрооницаемости рекомендуется использовать давление обжима, близкое к литостатическому (горному) давлению в пласте, для исключения влияния раскрываемости микротрещин в атмосферных условиях.

После чего образцы донасыщаются керосином методом вакуумирования и донасыщения в сатураторе под давлением, сравнимым с пластовым. На донасыщенных керосином образцах определяется открытая пористость методом Преображенского согласно ГОСТ 26450.1-85.

После определения открытой пористости методом Преображенского в течение трех суток проводится экстракция (очистка от керосина) цилиндрических образцов, последующее их проветривание, сушка при температуре не выше 80 °С до постоянной массы и определение открытой пористости газоволюметрическим методом.

Полученные три величины пористости соответствуют пористости, эффективной и общей пористости баженитов.

4.4. Коэффициент нефтенасыщенности

Одной из геологических особенностей отложений баженовской свиты является отсутствие притоков воды при гидродинамических испытаниях, при пробной и промышленной эксплуатации коллекторов этого комплекса пород. Отдельные, единичные случаи появления воды в притоках нефти при испытании скважин на приток объяснялись вовлечением в интервал исследования водонасыщенных коллекторов пластов Ю₁ или Ю₂ нижележащих отложений васюганской и тюменской свит.

При подсчете запасов нефти специалисты различных организаций (ВНИГНИ, РИТЭК, МГУ, ЛУКОЙЛ, Сургутнефтегаз) применяли значения коэффициента нефтенасыщенности

в пределах (80–90)%, чаще всего принимая $K_v = 20\%$ без достаточных керновых исследований, ссылаясь на отсутствие керна, отобранного при бурении на безводной основе (РНО).

В результате дистилляционно-адсорбционного процесса в сосуде Дина-Старка можно провести процесс экстракции битумоидов из различных литотипов пород баженовской свиты при различной температуре кипения различных экстрагентов. Есть все основания предполагать, что в породах и в коллекторах баженовской свиты вода находится в физически связанном (гидратные оболочки) состоянии. При этом коэффициент водоудерживающей способности ($K_{вс}$) пород баженовской свиты различается в зависимости от литотипа породы:

1. Карбонатная порода ($K_{вс} = 1\%$);
2. Карбонатно-глинистая порода ($K_{вс} = 5\%$);
3. Карбонатно-кремнисто-корогенная порода ($K_{вс} = 8\%$);
4. Силицит карбонатно-глинистый ($K_{вс} = 10\%$);
5. Силицит глинистый ($K_{вс} = 15\%$);
6. Глина карбонатно-кремнистая, слабобитуминозная ($K_{вс} = 25\%$);
7. Глина слабобитуминозная, низкоомная ($K_{вс} = 30\%$)

Этот вывод дополнительно подтверждается тесной взаимосвязью между содержанием глинистых минералов и количеством физически связанной воды (*табл. 4.4.1, рис. 4.4.1*).

Вторым важным выводом может служить величина воды в различных литотипах свиты, ее минимальное количество в карбонатных разновидностях. Так как основной объем трещинных и порово-трещинных коллекторов сосредоточен в карбонатизированных литотипах пород, то предлагается принять 5% за величину коэффициента водонасыщенности ($K_{вс}$) коллекторов, соответственно, коэффициент нефтегазонасыщенности в этом случае будет равен $K_n = (100 - 15) = 85\%$ для первого класса литотипа (кремнистые радиоляриты), $K_n = (100 - 5) = 95\%$ для второго класса литотипа (карбонатизированные радиоляриты).

Эту величину K_n рекомендуется взять в качестве подсчетного параметра карбонатизированного трещинного, трещинно-порового коллектора.

4.5. Коэффициент усадки нефти.

Плотность нефти

Коэффициент усадки нефти и плотность нефти определяются лабораторно по соб-

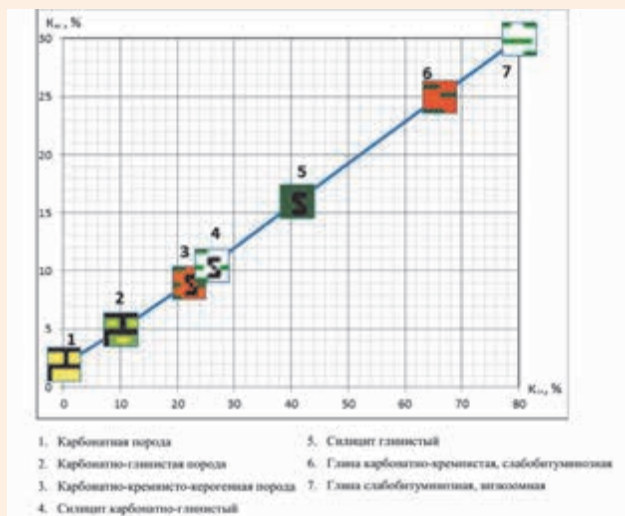


Рис. 4.4.1.

Взаимосвязь водоудерживающей способности баженовских пород ($K_{вс}$) с их объемной глинистостью ($K_{гл}$)

ственным глубинным пробам, либо принимаются по аналогии.

4.6. Коэффициент извлечения нефти

Номенклатура обозначений

H, h – толщина продуктивного пласта [м];

$h_{эфф}$ – эффективная толщина продуктивного пласта [м];

$V_{др}$ – дренируемый объем [пл. м³];

q – дебит [ст. м³/сут.];

ϕ – пустотность, пористость – отношение объема трещин к объему породы, их вмещающему [д. ед.];

μ – вязкость [мПа·с];

N – начальные запасы нефти в резервуаре [ст. м³];

N_p – накопленная добыча нефти [ст. м³];

N_m – начальные запасы нефти, содержащейся в поровой среде резервуара [ст. м³];

N_f – начальные запасы нефти, содержащейся в трещинной среде резервуара [ст. м³];

W_p – накопленная добыча воды [ст. м³];

W_e – накопленный объем внедрившейся воды [ст. м³];

G_p – накопленная добыча газа [ст. м³];

V_w, V_o, V_g – объемные коэффициенты при текущем давлении для воды, нефти и газа, соответственно [ст. м³/пл. м³];

V_{wi}, V_{oi}, V_{gi} – объемные коэффициенты при начальном давлении для воды, нефти и газа, соответственно [ст. м³/пл. м³];

$S_{вс}$ – насыщенность резервуара связанной водой, также может рассматриваться как разница между единицей и начальной нефте-/газонасыщенностью [д. ед.];

c_w, c_p – коэффициенты сжимаемости воды и порового пространства [МПа⁻¹];

c_{fm}, c_{fp} – коэффициенты сжимаемости порового и трещинового пространства [МПа⁻¹];

c_t – коэффициенты общей сжимаемости системы [МПа⁻¹];

p – текущее пластовое давление [МПа];

p_i – начальное пластовое давление [МПа];

p_w – текущее забойное давление [МПа];

S_{wc} – насыщенность резервуара связанной водой, также может рассматриваться как разница между единицей и начальной нефте-/газонасыщенностью,

$$S_{wc} = 1 - \frac{(1 - S_o) + m(1 - S_g)}{1 + m}; \text{ [д. ед.]}$$

R_s – газосодержание пластовой нефти при текущем давлении [ст. м³/ст. м³];

R_p – средний газовый фактор за весь период добычи $R_p = G_p / N_p$ [ст. м³/ст. м³];

В настоящее время не существует строго обоснованных методик определения коэффициента извлечения нефти из сланцевых пластов. Это связано с условностью выделения в породах различных типов «сланцевых коллекторов» (включая порово-трещинный, трещинный и трещинно-кавернозный).

Течение флюида в макро- и микротрещинной системах с протекающими массооб-

менными процессами между ними и практически непроницаемой поровой матрицей породы должно описываться сопряженной системой уравнений фильтрации и диффузии. В ходе геологического изучения сланцевых месторождений, проведения испытания скважин и ГДИ, а также добычи нефти, не удается получить полный набор фенологических коэффициентов, необходимых для описания диффузионно-фильтрационных процессов в таких пластах.

Опыт изучения и разработки сланцевых месторождений в США и других странах показывает, что геолого-физические характеристики сланцевых пород существенным образом меняются в масштабе первых метров. Вследствие такой существенной латеральной и вертикальной неоднородности пластов оказываются непродуктивными до 50% трещин в горизонтальных скважинах с многоступенчатым ГРП. При этом может значительно различаться продуктивность даже соседних скважин.

Воспроизведение фильтрационно-ёмкостных характеристик сланцевых пластов с необходимой точностью для гидродинамического моделирования не представляется возможным. В связи с этим, в общепринятой мировой практике величины КИН для сланцевых

Таблица 4.6.1.

Коэффициент извлечения нефти по 28 сланцевым месторождениям США

| Бассейн | Формация | Возраст | Плотность подвижных запасов тыс.т/га | КИН (%) |
|-------------|--------------------------|-----------------|--------------------------------------|---------|
| Williston | Bakken ND Core | Миссисип.Девон | 0.05 | 8.4 |
| | Bakken ND Ext. | Миссисип.Девон | 38.7 | 7.7 |
| | Bakken MT | Миссисип.Девон | 22.2 | 3.9 |
| | Three Forks ND | Девон | 42.6 | 8.2 |
| | Three Forks MT | Девон | 19.8 | 3.6 |
| Maverick | EagleFordPlay#3A | Поздне-меловой | 0.09 | 8.1 |
| | EagleFordPlay#3B | Поздне-меловой | 0.12 | 9.0 |
| | EagleFordPlay#4A | Поздне-меловой | 0.09 | 4.2 |
| | EagleFordPlay#3B | Поздне-меловой | 0.10 | 5.8 |
| Ft. Worth | BarnettCombo-Core | Миссисипский | 19.9 | 1.5 |
| | BarnettCombo-Ext. | Миссисипский | 13.2 | 1.8 |
| Permian | Del.Avalov/BS(NM) | Пермский | 34.1 | 1.9 |
| | Del.Avalov/BS(TX) | Пермский | 30.5 | 2.1 |
| | Del.Wolfcamp(TX Core) | Перм.Пенсильван | 0.062 | 3.4 |
| | Del.Wolfcamp(TX Ext.) | Перм.Пенсильван | 19.6 | 1.3 |
| | Del.Wolfcamp(NM Ext) | Перм.Пенсильван | 26.6 | 2.4 |
| | Midl.Wolfcamp Core | Перм.Пенсильван | 0.053 | 1.9 |
| | Midl.Wolfcamp Ext. | Перм.Пенсильван | 39.81 | 1.6 |
| Anadarko | Midl.Ciine Shale | Перм.Пенсильван | 46.9 | 2.8 |
| | Cana Woodford-Oil | Верхний Девон | 50.8 | 8.4 |
| | Miss.Lime-Centr OK Cor | Миссисипский | 46.6 | 3.1 |
| | Miss.Lime-Centr OK Ext. | Миссисипский | 9.95 | 0.6 |
| Appalachian | Miss.Lime-KS Ext. | Миссисипский | 15.5 | 1.3 |
| | Utica Shale Oil | Ордовик | 47.7 | 2.1 |
| D-J | D-J Niobrara Core | Ранне-меловой | 37.0 | 2.1 |
| | D-J Niobrara East Ext. | Ранне-меловой | 19.1 | 1.2 |
| | D-J Niobrara North Ext.1 | Ранне-меловой | 0.069 | 4.6 |
| | D-J Niobrara North Ext.2 | Ранне-меловой | 7.53 | 0.9 |

пластов обосновываются по данным для пластов-аналогов и даже для принятых в качестве аналогов нефтегазоносных бассейнов.

На основании анализа величин достигнутых КИН на 28 месторождениях сланцевой нефти в 7 бассейнах Северной Америки и некоторых других регионах мира, приведенных в **табл. 4.6.1**, установлено отсутствие каких-либо количественных связей значений КИН с общепринятыми геолого-физическими характеристиками пластов, включая один из ключевых параметров – плотность запасов нефти. Установлено, что для этих месторождений величина КИН изменяется от 3 до 7% (составляя в отдельных случаях ниже 1% и до 9%). Средневзвешенное значение КИН по анализируемым месторождениям составило 3,5%.

Для месторождений сланцевой нефти в отложениях баженовской свиты при использовании технологии множественного гидравлического разрыва пласта рекомендуется принимать значения КИН 5% для категорий запасов C_2 , C_1 , при отсутствии продолжительной эксплуатации скважин с регулярными замерами забойных и пластовых давлений.

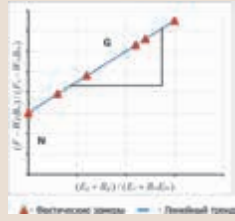
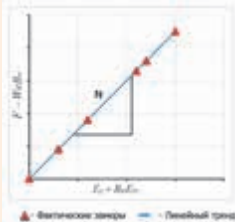
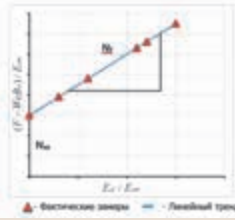
Для скважин, по которым присутствуют инструментальные замеры забойного и пластового давления на протяжении трех месяцев, рекомендуется принимать КИН на основании расчетов по методике материального баланса.

В настоящее время применение концепции материального баланса при исследовании месторождений нефти становится все менее популярным, т.к. превалирует мнение, что подобные аналитические методы оценки свойств пласта можно с успехом заменить более современной методикой – численными имитационными моделями. Однако для коллекторов баженовской свиты построение численных объектных геолого-гидродинамических исследований весьма проблематично. Кроме того, стоит отметить, что при численном моделировании на этапе адаптации модели реальным данным зачастую наблюдается элемент субъективности.

Методика материального баланса

Если известен характер изменения пластового давления (получение кривых падения давления всегда возможно, даже несмотря на отсутствие равновесия), тогда без труда можно применять уравнение материального

Таблица 4.6.2.
Модели МБ для расчета геологических запасов (анализ Гавлены-Оде)

| Модель | Уравнение | График |
|--------|---|--|
| 1 | $\frac{F - WeB_w}{F_o - W_{oi}B_{fw}} = N + G \left(\frac{E_g + B_{gi}E_{fw}}{E_o + B_{oi}E_{fw}} \right)$ |  |
| 2 | $F - WeB_w = N(E_g + B_{gi}E_{fw})$ |  |
| 3 | $\frac{F - WeB_w}{E_{om}} = N_m + N_f \frac{E_{of}}{E_{om}}$ |  |

баланса, используя характеристики изменения добычи, а также PVT свойств. Заметим, что для методики принципиально не важно, что исследовать, поровый или трещиноватый коллектор. Уравнение можно использовать в любом случае, причем как для вычисления пластовых запасов углеводородов, так и для определения механизмов добычи. Данная методика определения величины запасов углеводородов является наиболее надежной, т.к. предполагает наименьшее число допущений при инжиниринге резервуаров.

Коэффициент извлечения нефти определяется для скважины путем деления извлекаемых запасов на величину начальных геологических запасов, связанных со скважиной.

Рассчитанный для скважины коэффициент извлечения применяется к начальным геологическим запасам только по категории C_1 .

При выполнении переоценки извлекаемых запасов или переводе запасов из категории C_2 в категорию C_1 в результате испытания новой скважины расчет величины КИН выполняется взвешиванием суммарных извлекаемых запасов скважин по суммарному объему дренируемых этими скважинами запасов

Определение геологических запасов

Определение геологических запасов выполняется при помощи анализа Гавлены-Оде, основанном на решении уравнения материального баланса (УМБ). В общем виде для

коллекторов, содержащих нефть и свободный газ, разрабатываемых без поддержания пластового давления, УМБ записывается следующим образом:

$$F = NE_i + W_e B_w \quad (1),$$

где:

$$F = N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right] + W_p B_w$$

– добыча нефти, воды и газа, приведенная к пластовым условиям;

$$E_i = E_o + \frac{B_{oi}}{B_{gi}} m E_g + B_{oi} (1 + m) E_{fw}$$

– суммарное изменение объема системы при изменении давления;

$$E_o = B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s)$$

– коэффициент изменения объема нефти при изменении давления;

$$E_g = B_g - B_{gi}$$

– коэффициент изменения объема газа при изменении давления;

$$E_{fw} = \frac{c_f - c_w S_w}{1 - S_w} \Delta p$$

– коэффициент изменения объема пустотной среды при изменении давления;

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}$$

Таблица 4.6.3.

Сведения об упругоэластичности пород баженовской свиты (по В.П. Соничу)

| № | Класс | Литотип (по В.П. Соничу) | Сжимаемость 10^{-3} МПа $^{-1}$ | | | | |
|---|------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|-------|------------|-------|---------|
| | | | матрица | | | | трещины |
| | | | упругая | | упр-пласт. | | |
| | | | мин. | макс. | мин. | макс. | |
| 1 | Кремнистые радиолариты | Глинисто-керогено-кремнистый (III) | 1.72 | 2.25 | 6.3 | 9 | 17.6 |
| | | Глинисто-кремнисто-керогеновый (IV) | 1.81 | 2.35 | 8.9 | 12.6 | 18.2 |
| | | Средние значение по классу | 2.03 | | 9.2 | | 17.9 |
| 2 | Карбонатизированные | Керогено-кремнисто-глинистый (II) | 1.15 | 2.05 | 7 | 9.9 | 14 |
| | | Глинисто-керогено-карбонатный (V) | 0.5 | | 4.3 | 6.1 | 13.8 |
| | | Карбонатный (VII) | 0.3 | | 0.4 | 0.5 | 14.7 |
| | | Средние значение по классу | 1 | | 4.7 | | 14.2 |
| 3 | Глинисто-битуминозные | Глинистый (I) | 1.9 | 2.45 | 7.70 | 10.9 | 15.4 |
| | | Керогено-глинисто-карбонатный (VI) | 0.35 | | 0.5 | 0.7 | 14.5 |
| | | Средние значение по классу | 1.7 | | 4.95 | | 15 |

– отношение объема резервуара, занятого свободным газом к объему занятому нефтью в начальный момент времени.

При отсутствии свободной газовой фазы и дренировании при давлениях выше давления насыщения запись УМБ упрощается – исключаются компоненты, отвечающие за расширение газовой фазы:

$$F = N(E_o + B_{oi}E_{fw}) + W_e B_w \quad (2)$$

При дренировании коллектора со сложным строением пустотного пространства, образованным отдельными порами и системой трещин уравнение (2) записывается в виде:

$$F = N_m E_{om} + N_f E_{of} + W_e B_w \quad (3),$$

где

$$E_{om} = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - B_s)B_g + \frac{(C_w S_{wi} + C_{fm})}{1 - S_{wi}} \Delta p B_{oi}$$

– суммарное изменение объема системы пор при изменении давления;

$$E_{of} = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - B_s)B_g + \frac{(C_w S_{wi} + C_{ff})}{1 - S_{wi}} \Delta p B_{oi}$$

– суммарное изменение объема системы трещин при изменении давления.

Анализ Гавлены-Оде основан на преобразовании формы записи УМБ таким образом, чтобы представить отбор в виде линейной функции зависимых от давления величин (изменения объемов пластовых флюидов и емкостного пространства среды). Запасы в этом случае выполняют роль угловых коэффициентов и сдвига относительно нуля.

Примеры преобразований и их графическое представление для моделей 1–3 приведены в **табл. 4.6.2**.

Критически важным для выполнения расчетов является обоснование величин коэффициентов сжимаемости. И если для пластовых флюидов определение таковых не представляет затруднений, то сжимаемость пород бажновской свиты может вызывать определенные сложности, связанные с особенностями извлечения и исследования сланцевых кернов. При отсутствии достоверных исследований коэффициентов сжимаемости на кернах рассматриваемого месторождения целесообразно обратиться к исследованиям, выполненным В.П. Соничем и В.Л. Чирковым, обобщение которых, для принятых в настоящей временной инструкции классов коллекторов, представлено в **табл. 4.6.3**.

Для определения величины коэффициентов сжимаемости пород по разрезу, представленному разными классами пород, выполня-

ется взвешивание по линейному поровому объему при помощи формулы:

$$\bar{c}_f = \frac{\sum_{i=1..n} c_{fi} \phi_i h_i}{\sum_{i=1..n} \phi_i h_i} \quad (4)$$

Последовательность выполнения расчетов:

1. Исходя из объективных сведений о фазовом состоянии флюида и представлений о преобладающем типе пустотности коллектора, выбрать одну из моделей (1–3) материального баланса;

2. Выполнить обоснование величин коэффициентов сжимаемости пластовых флюидов и пустотного пространства пород коллекторов. При отсутствии исследований по определению коэффициентов сжимаемости на кернах месторождения используются данные, представленные в **табл. 4.6.3**. Для обоснования величины сжимаемости неоднородного разреза выполняется расчет приведенной средней величины по формуле (4).

3. Определить объемы геологических запасов графоаналитическим методом Гавлены-Оде.

Определение величины извлекаемых запасов

Для расчета величины извлекаемых запасов по скважине строится график зависимости приведенного дебита от приведенных отборов (график Агарвала-Гарднера). Для чего необходимы следующие исходные данные: регулярные замеры дебита скважины по нефти, воде и газу, забойных давлений; величины коэффициентов сжимаемости пластовых флюидов и пустотного пространства.

Рис. 4.6.1.

График Агарвала-Гарднера для определения извлекаемых запасов

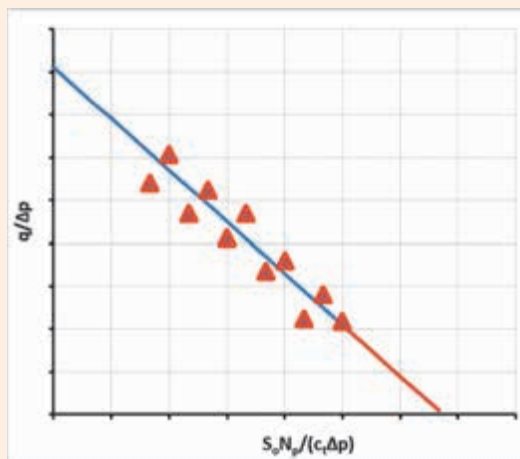


График Агарвала-Гарднера строится в координатах:

– по оси абсцисс откладываются приведенные отборы (накопленная добыча):

$$\frac{S_o N_p}{c_i \Delta p}, \quad (5)$$

– по оси ординат приведенный дебит:

$$\frac{q}{\Delta p}. \quad (6)$$

В такой записи Δp отражает разницу начального пластового давления с текущим забойным давлением исследуемой скважины: $\Delta p = p_i - p_w$.

Величина c_t – общая сжимаемость системы, рассчитываемая по формуле:

$$c_t = c_f + S_o c_o + S_w c_w + S_g c_g. \quad (7)$$

Экстраполяция прямой до пересечения с осью абсцисс позволяет определить величину извлекаемых запасов – N_p при снижении забойного давления до минимально возможной величины, выразив ее из уравнения (5).

Этот метод может использоваться также и для определения объема дренируемых запасов (которые соответствуют начальным геологическим запасам, связанным со скважиной), при отсутствии замеров пластового давления по мере отбора флюида из пласта. Величине начальных геологических запасов (N) запасов соответствует координата точки пересечения прямой с осью абсцисс.

Практическая апробация методики подсчета запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа

Расчет величины КИН выполнен на примере реального месторождения. Всего на исследуемой площади пробурено 47 поисково-оценочных, разведочных и эксплуатационных скважин. В распоряжении авторов настоящей работы имеются следующие геолого-промысловые данные:

- материалы комплекса ГИС в 10 скважинах, из них в 5 скважинах комплекс ГИС с до-

Таблица 4.6.4.
Свойства флюидов

| Параметр | Обозначение | Ед. изм. | Величина |
|--------------------------------------|-------------|--------------------------------------|----------|
| Плотность нефти, г/см ³ | ρ_o | г/см ³ | 0,835 |
| Объемный коэффициент пластовой нефти | Voі | ст.м ³ /пл.м ³ | 1,484 |
| Коэффициент сжимаемости нефти | c_o | 10 ⁻³ МПа ⁻¹ | 2,89 |
| Коэффициент сжимаемости воды | c_w | 10 ⁻³ МПа ⁻¹ | 0,5 |

статочным набором кривых для выделения литотипов и отнесения их к классам пород;

- вынос керна и исследования ФЕС в 6 скважинах, из них в 2 скважинах вынос керна составил более 70% по каждой скважине в пределах баженовской свиты и плотность петрофизических анализов – не менее 3 на 1 м вынесенного керна;

- результаты испытания и эксплуатации в 19 скважинах, из них в 7 скважинах было проведено самостоятельное опробование отложений баженовской свиты и получен безводный приток нефти.

Расчеты выполнены по методу динамического материального баланса по графику Агарвала-Гарднера.

Далее приводится пример расчета по скважине № 1.

Исходные данные для расчетов:

- свойства пластовых флюидов (**табл. 4.6.4**) приняты по собственным пробам;

- упругие свойства горных пород ввиду отсутствия определений на собственном керне приняты в соответствии с **табл. 4.6.3**. Для определения общей сжимаемости пустотного пространства приняты величины трещинной составляющей для каждого класса коллекторов по В.П. Соничу и, учитывая величину общей пустотности 3,1%, взвешиванием по общему объему пустот рассчитана величина сжимаемости породы. Обоснование упругих свойств представлено в **табл. 4.6.5**. Общая сжимаемость системы рассчитана по формуле:

$$c_t = c_f + c_o S_o + c_w S_w.$$

При расчете использованы величины начальной насыщенности, обоснованные в разделе 4.4. Общая сжимаемость системы составила $4,655 \cdot 10^{-3}$ МПа.

- сведения о режимах работы скважин (**табл. 4.6.6**).

Для построения графика Агарвала-Гарднера проведены необходимые вычисления (**табл. 4.6.7**), полученные значения отображены в координатах: приведенный отбор – приведенный дебит (**рис. 4.6.2**). Аппроксимируем точки прямой линией и экстраполи-

руем. Точка пересечения полученной прямой с осью абсцисс отражает величину дренируемых запасов (N), извлекаемые запасы определяются обратным пересчетом по формуле $N_p = Nc_i \Delta p / S_o$. Результаты вычислений приведены в **табл. 4.6.8**.

Для определения площади дренирования скважины № 138 разделим дренируемые запасы на принятые величины коэффициентов пустотности, нефтенасыщенности и эффективную толщину. Полученное значение – $S = 1238$ тыс. м².

По всем скважинам объекта, пребывавшим в эксплуатации, выполнены аналогичные расчеты: определены величины КИН и площади дренирования (**табл. 4.6.9**). Рассчитаем средневзвешенное по площади дренирования скважин значение коэффициента извлечения нефти. Полученную величину КИН будем использовать для расчета извлекаемых запасов категории C_1 .

Таким образом к принятию по изучаемому объекту рекомендуются следующие величины коэффициентов нефтеизвлечения: по категории $C_1 - 0,104$ (см. **табл. 4.6.10**).

5. Использование пиролитических параметров для оценки ресурсов и запасов сланцевой нефти

Нефтенасыщенность пород баженовской свиты определяется на раздробленных образцах породы на установках пиролиза типа *Rock-Eval*. При этом главным для оценки запасов является параметр S_1 , по которому определяется величина содержания нефтяных углеводородов, содержащихся в системе открытых пор, сгенерированных в ходе катагенеза ОБ баженовской свиты и испаряемых в условиях

анализа на установках типа *Rock-Eval* при температуре до 300 °С.

В связи с частым переслаиванием основных литотипов пород и значительными различиями в содержании органического углерода $C_{орг}$ в литотипах, а также в связи с общим увеличением содержания $C_{орг}$ от подошвы к кровле баженовской свиты в 3–5 раз, от места взятия образца на геохимические или минералогические исследования существенно зависит результат оценки. Только систематический, регулярный отбор образцов (во всем интервале отложений баженовской свиты) позволяет рассчитывать на несмещенные оценки параметров.

Если осреднение геохимических и минералогических характеристик пород свиты в скважинах производить по выделяемым в разрезе свиты и коррелируемым по территории пачкам и картировать средние характеристики пород для каждой пачки, то статистическая смещенность оценок уменьшается. Оценка для всей свиты получается взвешиванием оценок на мощности пачек.

Плотностью геологических запасов нефти является произведение средневзвешенного параметра S_1 , объемной плотности породы и толщины битуминозных пород:

$$Q_{геол} = S_1 \cdot \rho_n \cdot h_{общ},$$

где $Q_{геол}$ – плотность геологических запасов нефти, тыс. т/км²;

S_1 – средневзвешенный по толщине показатель относительного объема легких углеводородов, выделяемых из породы при пиролизе до 300°, мг_{ув}/г_{породы};

ρ_n – объемная плотность породы, г/см³;

Таблица 4.6.5.

Расчет средневзвешенного значения сжимаемости пустотного пространства

| № СКВ | Интервал залегания, м | | Вынос керна, % | Интервал продуктивных пластов, м | | Тип | Нэфф, м | сff, 10 ⁻³ МПа ⁻¹ | сfm, 10 ⁻³ МПа ⁻¹ | φ _r , % | φ _m , % |
|---|-----------------------|---------|----------------------|-------------------------------------|---------|------|------------|---|---|--------------------|--------------------|
| | Кровля | Подошва | | Кровля | Подошва | | | | | | |
| 138 | 2765.5 | 2799.8 | 93.0 | 2767.4 | 2767.7 | 3 | 0.0 | 15.0 | 1.7 | НД | Н/д |
| | | | | 2772.0 | 2777.7 | 3 | 0.6 | 15.0 | 1.7 | Н/д | Н/д |
| | | | | 2777.7 | 2789.8 | 2 | 6.1 | 14.2 | 1.0 | Н/д | Н/д |
| | | | | 2790.3 | 2796.0 | 2 | 2.8 | 14.2 | 1.0 | Н/д | Н/д |
| | | | | 2797.0 | 2799.8 | 2 | 1.4 | 14.2 | 1.0 | Н/д | Н/д |
| с _r , 10 ⁻³ МПа ⁻¹ | | | | | 2 | 10.3 | 14.2 | 1.0 | 0.20 | 2.80 | |
| | | | | | 3 | 0.6 | 15.0 | 1.7 | 0.15 | 2.85 | |
| | | | | | | 10.9 | 14.2 | 1.0 | 1.907 | | |

| № скважины | Дата | Дебит нефти | Дебит воды | Обводненность | Время работы, часы | Замеренное забойное давление, МПа | Пластовое давление, МПа |
|------------|------------|-------------|------------|---------------|--------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| 138 | 01.04.2014 | 20.0 | 12.6 | 38.6 | 345 | н/д | н/д |
| | 01.05.2014 | 13.5 | 0.6 | 4.1 | 456 | н/д | н/д |
| | 01.06.2014 | 12.6 | 1.6 | 11.4 | 720 | н/д | н/д |
| | 01.07.2014 | 10.3 | 0.6 | 5.6 | 744 | н/д | н/д |
| | 01.08.2014 | 8.0 | 0.2 | 2.3 | 744 | н/д | н/д |
| | 01.09.2014 | 6.9 | 0.2 | 2.4 | 720 | н/д | н/д |
| | 01.10.2014 | 6.4 | 0.3 | 4.2 | 744 | н/д | н/д |
| | 01.11.2014 | 6.0 | 0.3 | 4.8 | 720 | н/д | н/д |
| | 01.12.2014 | 6.7 | 0.3 | 4.5 | 744 | 3 | н/д |
| | 01.01.2015 | 5.9 | 0.3 | 4.7 | 522 | 3 | н/д |
| | 01.02.2015 | 5.3 | 0.3 | 5.0 | 561 | 3 | н/д |
| | 01.03.2015 | 4.4 | 0.2 | 3.7 | 744 | 3 | н/д |
| | 01.04.2015 | 3.1 | 0.1 | 4.4 | 720 | 3 | н/д |
| | 01.05.2015 | 2.7 | 0.2 | 6.3 | 744 | 3 | н/д |
| | 01.06.2015 | 2.4 | 0.1 | 5.6 | 720 | 3 | н/д |
| 01.07.2015 | 2.4 | 0.1 | 4.4 | 744 | 3 | н/д | |

Таблица 4.6.6.
Динамика технологических показателей скважины № 1

$h_{\text{общ}}$ – мощность пласта или части пласта битуминозных пород, м.

Например, при $S_1 = 10 \text{ мг}_{\text{ув}}/\text{г}_{\text{породы}}$, $h_{\text{общ}} = 20 \text{ м}$ и $\rho_n = 2,5 \text{ г}/\text{см}^3$, плотность геологических запасов нефти составит 500 тыс. т/км².

Если плотность породы меняется по разрезу, то выражение для плотности запасов приобретает вид:

$$Q_{\text{геол}} = \frac{1}{h_{\text{общ}}} \sum_{i=1}^n S_1^i \cdot \rho_n^i \cdot h_{\text{общ}}^i,$$

где i – номер части пласта битуминозных пород;

n – число частей, на которые разделен пласт для оценки геохимических параметров.

Измеряемая при пиролизе зерна величина S_1 может быть занижена за счет части углеводородов, потерянной при подъеме, транспортировке и хранении зерна. Это занижение незначительно – оно составляет 3–5% и не влияет существенным образом на точность оценки.

Также необходимо учитывать потери газовой составляющей K_z в составе углеводородной смеси, выделяющейся при подъеме зерна в стандартные условия, скорректировав параметр S_1 на ее величину. Величина K_z оценивается по формуле:

$$K_z = 1 + \frac{r}{10^3} \cdot \rho_z,$$

где K_z – поправочный коэффициент к S_1 за вышедшие фракции газа, безразмерный; ρ_z – плотность газа, кг/м³; r – газосодержание, м³/т.

Скорректированный параметр S_1' в таком случае определяется по формуле:

$$S_1' = K_z \cdot S_1.$$

Таким образом, при плотности газа 0,9 кг/м³ и газосодержании 200 м³/т поправочный коэффициент за потери газа при подъеме зерна K_z составит 1,18. Если, например, $S_1 = 10 \text{ мг}_{\text{ув}}/\text{г}_{\text{породы}}$, то скорректированный параметр S_1' будет равен 11,8 мг_{ув}/г_{породы}.

Часть УВ содержится в закрытых порах, в том числе в порах, запечатанных высокомолекулярными смолистыми и асфальтеновыми соединениями. Доля этих УВ по разным оценкам составляет 0,14· S_1 и определяется по небольшому пику S_{2a} при пиролитических исследованиях. В соответствии с этими оценками величина геологических запасов может увеличиться еще примерно на 14%.

Параметр S_1 во многом определяет запасы нефти. В целом подсчет запасов по объемно-

| № скважины | Дата | №р | Δp | $S_0 N_p / (c_t \Delta p)$ | $q / \Delta p$ |
|------------|------------|-------|------------|----------------------------|----------------|
| 138 | 01.04.2014 | 345 | - | - | - |
| | 01.05.2014 | 653 | - | - | - |
| | 01.06.2014 | 1 106 | - | - | - |
| | 01.07.2014 | 1 488 | - | - | - |
| | 01.08.2014 | 1 785 | - | - | - |
| | 01.09.2014 | 2 033 | - | - | - |
| | 01.10.2014 | 2 271 | - | - | - |
| | 01.11.2014 | 2 485 | - | - | - |
| | 01.12.2014 | 2 734 | 22.0 | 25 366 | 0.366 |
| | 01.01.2015 | 2 888 | 22.0 | 26 794 | 0.322 |
| | 01.02.2015 | 3 037 | 22.0 | 28 173 | 0.289 |
| | 01.03.2015 | 3 201 | 22.0 | 29 699 | 0.241 |
| | 01.04.2015 | 3 311 | 22.0 | 30 719 | 0.167 |
| | 01.05.2015 | 3 411 | 22.0 | 31 642 | 0.146 |
| | 01.06.2015 | 3 495 | 22.0 | 32 425 | 0.128 |
| 01.07.2015 | 3 583 | 22.0 | 33 241 | 0.129 | |

Таблица 4.6.7.
Расчет параметров динамического материального баланса

му методу должен соответствовать параметру S_1 . В случае их значительного расхождения (более 20%) необходимо уточнение параметров подсчета по объемному методу. Для уточнения подсчетных параметров необходимо прежде всего уточнение $H_{эф}$.

Если геологические запасы нефти, определенные по параметру S_1 , превышают объемы запасов, рассчитанные с помощью объемного метода, и выборка по геохимии достаточно представительная (два образца на 1 м породы и более), то рекомендуется принимать геологические запасы по параметру S_1 , а не по объемному методу.

6. Методы определения механических свойств пород с целью уточнения их способности к растрескиванию, созданию искусственной проницаемости
Задача выделения эффективных толщин может решаться и при уточнении геомеханических свойств пород.

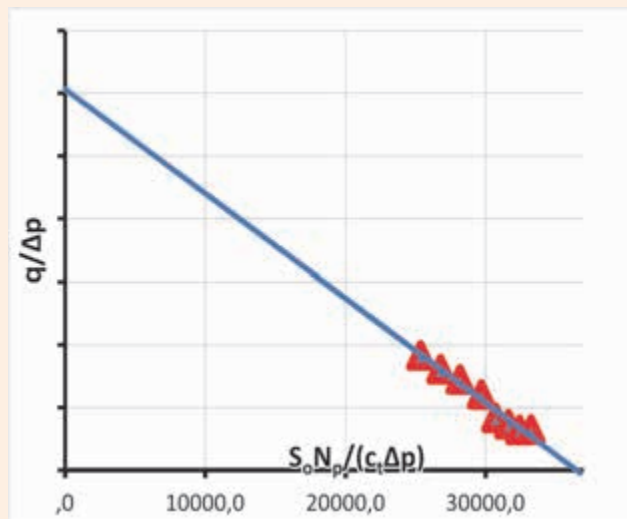
Наиболее значимой с точки зрения подсчета запасов, геомеханической характеристикой является Хрупкость. Именно механически ослабленные (хрупкие) интервалы разреза, обладающие лучшими емкостными свойствами, можно считать потенциальными коллекторами.

Если порода до воздействия на пласт является неколектором, но обладает достаточной хрупкостью, то после проведения гидроразрыва порода легко трескается, образуя

систему трещин, которые в свою очередь формируют дренажную систему. Т.е. порода становится коллектором и начинает отдавать углеводороды в скважину. Таким образом, для целей подсчета запасов в интервале баженновской свиты становится необходимым определять Хрупкость горных пород.

Существует несколько критериев и методик, позволяющих определять параметр Хрупкости при помощи данных геофизических исследований скважин и геомеханического моделирования.

Рис. 4.6.2.
Определение величины дренируемых и извлекаемых запасов по графику Агарвала-Гарднера



| Параметр | Обозначение | Ед.изм. | Величина |
|-------------------------------------|-------------|--------------------|----------|
| Начальные дренируемые запасы | N | ст. м ³ | 36 475 |
| Начальные извлекаемые запасы | Np | ст. м ³ | 4468 |
| Коэффициент извлечения нефти, д. ед | | | 0,122 |

Таблица 4.6.8.
Расчет величины КИН по зоне дренирования скважины № 138

Первый способ основан на рассчитанных по данным акустического (АК) и гамма-гамма-плотностного (ГГК-П) каротажа значениях модуля Юнга и коэффициента Пуассона, характеризующих упругие свойства пород. Модуль Юнга есть мера горной породы сопротивляться деформации. Коэффициент Пуассона (PR) определяется как отношение поперечной деформации к осевой деформации:

$$PR = 0.5 \frac{DTS^2 - 2DTC^2}{DTS^2 - DTC^2},$$

где DTC – интервальное время пробега продольной волны по породе;

DTS – интервальное время пробега поперечной волны по породе.

Модуль Юнга (YM) определяется по формуле:

$$YM = 2 \cdot 13475 \cdot \frac{RHOV \cdot (1 + PR)}{DTS^2},$$

где RHOV – объемная плотность пород.

Впоследствии полученные результаты должны быть откалиброваны на данные исследований статических механических свойств на керне.

К исследованиям керна относятся определение предела прочности при одноосном и трехосном сжатии, «бразильский тест», который определяет предел прочности при растяжении. В результате перечисленных видов работ рассчитывается коэффициент Пуассона и модуль Юнга в статическом (лабораторном) режиме. Кроме того, на основании полученных результатов строятся диаграммы Мора,

по которым можно оценивать и прогнозировать критерии разрушения пород.

В результате динамические параметры, рассчитанные по кривым ГИС, калибруются на статические (лабораторные) результаты, полученные по керну, путем ввода аддитивных поправок. Калибровка также может быть осуществлена с учетом зависимостей для различных типов литологии и пористости (рис. 6.1).

На основании откалиброванных статических механических параметров рассчитывается двойной разностный параметр коэффициента Пуассона и модуля Юнга, и впоследствии – параметр Хрупкости.

$$YM_{Хрупкость} = \frac{YM_s - YM_{min}}{YM_{max} - YM_{min}} \cdot 100\%,$$

где YM_s – рассчитанное значение модуля Юнга;

YM_{min} – минимальное значение модуля Юнга в пределах рассматриваемого интервала;

YM_{max} – максимальное значение модуля Юнга в пределах рассматриваемого интервала.

$$PR_{Хрупкость} = \frac{PR_s - PR_{max}}{PR_{min} - PR_{max}} \cdot 100\%,$$

где PR_s – рассчитанное значение коэффициента Пуассона;

PR_{min} – минимальное значение коэффициента Пуассона в пределах рассматриваемого интервала;

PR_{max} – максимальное значение коэффициента Пуассона в пределах рассматриваемого интервала.

Таблица 4.6.9.
Расчет средневзвешенной величины КИН

| Скважина | КИН | S дренирования, тыс. м ² | КИН×S |
|-------------------------|--------------|-------------------------------------|----------|
| 1 | 0,122 | 1238 | 151,0 |
| 2 | 0,097 | 1097 | 106,4 |
| 3 | 0,113 | 1113 | 125,8 |
| 4 | 0,082 | 1023 | 83,9 |
| 5 | 0,103 | 1159 | 119,4 |
| Расчет средней величины | Ср. взв. КИН | Σ(S) | Σ(КИН×S) |
| | 0,104 | 5630 | 586,5 |

Таблица 4.6.10.

| Категория запасов | Площадь нефтенасыщенности, тыс. м ² | Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м | Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³ | Коэффициент пористости, д. ед. | Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед. | Пересчетный коэффициент, д. ед. | Плотность нефти, г/см ³ | Начальные геологические запасы нефти, тыс. т. | Коэффициент извлечения нефти, д. ед. | Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т. | Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т | Начальные запасы газа, растворенного в нефти, млн. м ³ | |
|-------------------|--|---|--|--------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|---|--------------------------------------|---|---|---|-------------|
| | | | | | | | | | | | | геологические | извлекаемые |
| C ₁ | 9107 | 10.4 | 94720 | 0.031 | 0.95 | 0.664 | 0.795 | 1473 | 0.104 | 153 | 153 | 225 | 23 |

$$\text{Хрупкость} = \frac{YM_{\text{Хрупкость}} + PR_{\text{Хрупкость}}}{2}$$

Основой второго методического подхода расчета Хрупкости является создание объемно-компонентной модели среды. Расчет параметра хрупкости осуществляется по сумме объемов и индивидуальным значениям Хрупкости каждого минерала.

$$\text{Минеральная Хрупкость} = \frac{\sum_i n_i V_i}{\sum_i d_i V_i},$$

где n_i – коэффициент для каждого минерала (числитель), d_i – коэффициент для каждого минерала (знаменатель), V_i – объем, занимаемый минералом.

Далее значения параметра Хрупкости, полученного двумя способами, могут быть сопоставлены и использованы для определения граничных значений. Для каждого интервала разреза (литотипа) эти значения индивидуальны, но обычно они находятся в диапазоне 35–45%. На рис. 6.2 красной вертикальной линией показано условное граничное значение параметра Хрупкости, равное 40%.

Граничные значения могут быть получены и статистическим способом при сопоставлении параметра Хрупкости с результатами испытаний. В случае невозможности определения граничных значений предлагается выделять потенциально проницаемые интервалы по превышению параметра Хрупкости над фоновыми значениями.

7. Комплексирование методов оценки геологических запасов сланцевой нефти

Как показано ранее, объемный метод оценки запасов сланцевой нефти является основным, но на разных стадиях разведки и разработки залежей он может комплексироваться с другими методами оценки. Другие методы оценки могут на определенной стадии изученности оказаться доминирующими, то есть

оценка по этим методам может быть более корректной. Это связано с тем, что многие параметры оценки по объемному методу принимаются достаточно условно, а не на основе измерений на керне, что в особенности относится к таким параметрам как эффективная нефтенасыщенная толщина $h_{\text{эф.н}}$, коэффициент пористости m , коэффициент извлечения нефти η . Достаточно условной принимается также модель разработки залежей сланцевой нефти. Опытно-методические работы с подбором технологий разработки являются для сланцевых отложений необходимым этапом подготовки залежей к разработке. На этом этапе определяются извлекаемые запасы при применении той или иной технологии уже на основании полученных притоков нефти на различных режимах.

Объемный метод, таким образом, является первичным методом оценки. При наличии данных о содержании углеводородов в керне на основании пиролитического анализа про-

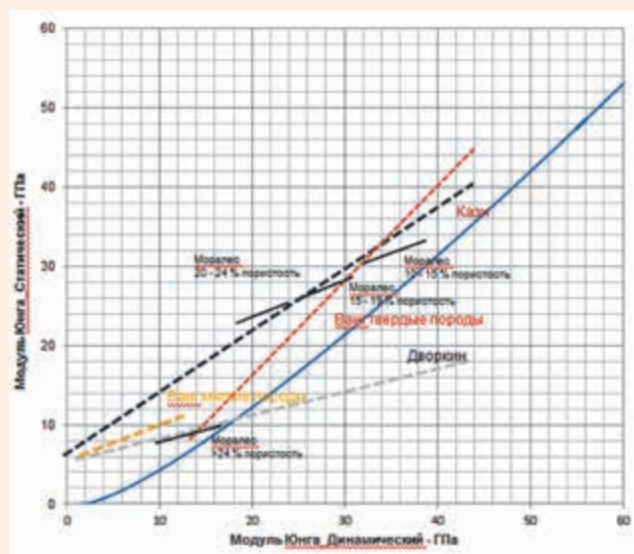


Рис. 6.1. Сопоставление динамического и статического модуля Юнга

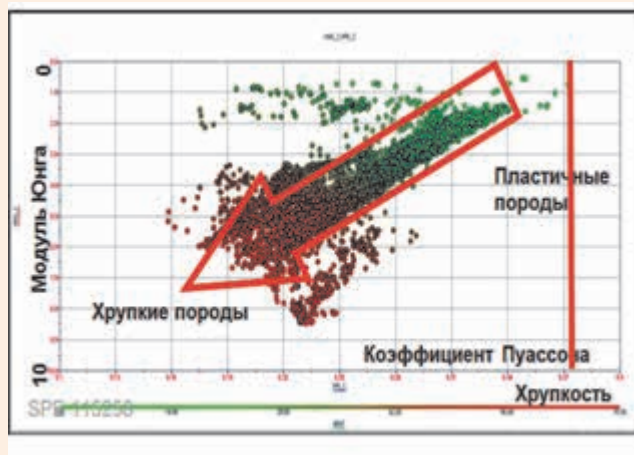


Рис. 6.2.
Пример выделения граничного значения параметра хрупкости

изводится уточнение запасов, устраняются противоречия с объемной моделью, и на стадии опытно-промышленной эксплуатации не только подбирается технология разработки, но и уточняются извлекаемые запасы.

Вторым важным аспектом комплексирования является использование дополнительных геолого-геофизических и геохимических характеристик при оценке запасов. Эти характеристики не входят в формулу или методику подсчета запасов, но являются важными при прогнозе улучшенных районов или ППЗ. К таким показателям относится, например, количественное содержание органического углерода $C_{орг}$. Значения $C_{орг} < 5\%$ свидетельствуют об обедненности толщи органическим веществом и, соответственно, меньших перспективах нефтегазоносности, однако напрямую данный показатель использовать нельзя. Однозначная связь между нефтеносностью и $C_{орг}$ не установлена.

Дополнительным параметром комплексной оценки геологических запасов сланцевой нефти наряду с этим может являться оценка степени преобразованности органического вещества нефтематеринских пород, определяющаяся по отражательной способности витринита или параметру T_{max} , полученному в результате анализа данных пиролиза. Во многом степень преобразованности органического вещества определяется температурой (палеотемпературой). Все дополнительные параметры носят скорее региональный характер, используются при оценке ресурсов нефти категорий D_1 и D_2 , однако при подсчете запасов также могут использоваться для опре-

деления границ ППЗ, особенно если данные по притокам скважин и нефтеносности керна коррелируются с этими параметрами.

Для определения зон АВПД необходимо рассчитать:

1. Горное (литостатическое давление), которое определяется весом вышележащих толщ пород;
2. Линию тренда нормального уплотнения глин, предполагая, что пористость глин уменьшается с глубиной;
3. В случае отличия кривых пористости (кривые АК, ГГКп, БК) от тренда уплотнения – картируется зона АВПД.

Особенно важным при прогнозе границ ППЗ является возможность картирования разрывных нарушений и естественной трещиноватости. Трещиноватость увеличивает пористость (общую пустотность) незначительно, но значительно может увеличивать проницаемость.

Надежных дистанционных методов картирования трещиноватости в сланцевых породах в настоящий момент не существует. Иногда трещиноватость связывают с градиентами наклона пласта, делаются попытки построить модель системы разрывных нарушений и определить узлы такой нерегулярной сети, по данным трехмерной сейсморазведки производится оценка характеристик дифрагированных волн. В настоящем Временном методическом руководстве ни один из этих методов не может быть уверенно рекомендован для определения границ ППЗ для подсчета запасов нефти сланцевых коллекторов, однако такие методы могут применяться.

Таким образом, действует 3 основных подхода к оценке запасов сланцевой нефти в зависимости от геологической изученности:

1. Объемный метод;
2. Метод, основанный на результатах пиролиза керна;
3. Метод материального баланса.

Методы оценки запасов сланцевой нефти могут комплексироваться, но в целом с возрастанием геологической изученности происходит последовательный переход от первого ко второму, а затем от второго к третьему методу. Объемный метод в любом случае является контрольным. При получении значений запасов, значительно превышающих возможный объем запасов для критически высоких значений пористости, долей эффективной толщины и др., требуется обоснование применяемой при подсчете запасов геологической модели. **■**