

Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Оглавление

1. Введение	71
2. Общие положения	72
3. Выделение границ категорий запасов и геометризация залежей	73
4. Объемный метод подсчета запасов нефти применительно к коллекторам сланцевого типа	75
4.1. Определение площади нефтеносности	76
4.2. Нефтенасыщенная толщина. Литотипизация разреза с целью уточнения нефтенасыщенной толщины	76
4.3. Пористость. Методы определения пористости низкопроницаемых, трещинных и кавернозных коллекторов	78
4.4. Коэффициент нефтенасыщенности	79
4.5. Пересчетный коэффициент. Плотность нефти	80
4.6. Коэффициент извлечения нефти	80
5. Общие подходы к определению запасов нефти в породах баженовской толщи с помощью пиролитических параметров	80
6. Комплексование методов оценки геологических запасов нефти в сланцевых породах	81
Приложение 1. Методические приемы уточнения пиролитических параметров для объективной оценки геологических ресурсов нефти в породах баженовской свиты и доманикового типа	83
Приложение 2. Метод материального баланса	93
Приложение 3. Методы определения механических свойств пород с целью уточнения их способности к растрескиванию, созданию объемной трещиноватости и искусственной проницаемости	99

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 в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

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 запасов подвижной нефти в отложениях баженовской толщи.

Использование настоящего Временного методического руководства организациями (независимо от ведомственной принадлежности и формы собственности), а также органами исполнительной власти при подсчете, учете запасов, оценке ресурсов подвижной нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах сланцевого типа обеспечит единообразие в определении и выделении категорий запасов, применении единых подходов к методам подсчета запасов.

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 и углеводородное сырье с нестандартными характеристиками (высокой плотностью, вязкостью, в твердом агрегатном состоянии и т.п.), и 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 толщи в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и др.

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 залежей нефти в сланцевых породах, например, на месторождениях Баккен и Игл Форд в США. Эффективность этих методов добычи нефти в настоящее время в России еще окончательно не установлена, и соответственно, недостаточно данных по дебитам таких скважин, опыта определения реальных областей дренирования при использовании ГРП. Не существует и устоявшейся однозначной 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. Породы баженовской толщи уникальны. Они отличаются высоким содержанием органического вещества, органическое вещество может являться породообразующим в некоторых литотипах пород баженовской толщи. При подъеме на поверхность в течение короткого времени они претерпевают столь существенные изменения, что не всегда понятно, естественна ли их трещиноватость или она связана с разгрузкой.

Слово «временное» в названии Методического руководства означает необходимость проведения дополнительных исследований, чтобы окончательно принять методику по подсчету запасов подвижной нефти коллекторов сланцевого типа. Данное методическое руководство предназначено только для подсчета запасов жидких углеводородов, ведь сланцевые породы могут содержать и другие виды углеводородного сырья: битумы, асфальтены и даже не до конца преобразованное органическое вещество – кероген.

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., Шиман-

ский В.В., Шпильман А.В., Шпуров И.В. Руководитель авторского коллектива – Шпильман А.В.

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 в коллекторах сланцевого типа достаточно однозначно определяется понятие **пласт** – толщина непроницаемых (низкопроницаемых) пород, обогащенных углеводородами и органическим веществом, ограниченная сверху и снизу небитуминозными породами.

Поскольку объектом подсчета запасов для стандартных коллекторов является залежь или часть залежи, то и в данном методическом руководстве необходимо определиться с понятием **объекта подсчета запасов нефти**.

В разрезе вся толщина пласта рассматривается как единый объект подсчета запасов, несмотря на различие литологии отдельных пропластков и отсутствие гидродинамической связи между ними.

В плане для залежей в коллекторах сланцевого типа отсутствует характерная для обычных коллекторов граница – внешний контур ВНК, определяющий контур нефтеносности. Во многих случаях нефтеносность пласта может распространяться на обширные территории, но это не означает, что в любой части этой площади пласт будет продуктивен. Обычно существуют отдельные районы, в которых возможно получение притоков нефти при испытании скважин и, соответственно, имеется возможность эффективно разрабатывать толщу сланцевых пород. Такие районы в поле нефтеносности отложений сланцевого типа в англоязычных странах получили название «сладкие места» (*sweet spots*). В данном методическом руководстве предлагается называть такие районы **потенциально продуктивными зонами (ППЗ)**. Методы дистанционного определения границ таких потенциально продуктивных зон в настоящее время отсутствуют. Предположительно, если такие зоны связаны с повышенной трещиноватостью, они могут быть выявлены методами трехмерной сейсморазведки при высокой разрешенности сигнала и использовании специальных методов обработки. На стадии разработки залежей нефти ППЗ определяются непосредственно притоками из пробуренной скважины (сква-

жин). 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 пробурены. Это не очень эффективный метод определения ППЗ, но на современном этапе именно он широко применяется на практике для коллекторов сланцевого типа.

Поскольку обычные границы залежи, связанные с флюидным контактом, для залежей в коллекторах сланцевого типа отсутствуют, а определение ППЗ на значительном удалении от скважин мало достоверно, предлагается при подсчете запасов нефти вместо термина «залежь нефти» применять термин **«объект подсчета запасов нефти»**. При этом границы объекта подсчета определяются удаленностью от скважины с доказанной нефтеносностью.

Объект подсчета ограничивается категориями запасов $C_1 + C_2 (B_1 + B_2)$ с учетом распространения ППЗ, выделенной по данным дистанционного зондирования или бурения. Важным условием является то, что границы ППЗ образуют внутренние границы объекта подсчета, т.е. границы объекта подсчета определяются геометрическим фактором удаленности, и границы ППЗ могут лишь ограничивать эту площадь, а не расширять ее.

Таким образом, **объект подсчета запасов нефти коллекторов сланцевого типа** – это часть пласта в плане (участок, зона), содержащая скопление жидких углеводородов, ограниченная удаленностью от скважины, в которой получен промышленный приток нефти, либо отрицательными результатами испытаний в соседних разведочных и эксплуатационных скважинах. В пределах объекта подсчета запасов нефти коллекторов сланцевого типа на основе дистанционных методов могут выделяться ППЗ.

Сложно определяется понятие **«коэффициента пористости»** K_p для пород сланцевого типа. Минералы в породах пелитовых фракций обладают значительно меньшими размерами, чем в породах традиционных коллекторов и, соответственно, размеры пор значительно меньше. При таких размерах пор капиллярные силы сильнее, и они противодействуют движению флюида, вызванному перепадом давления, и могут перекрывать движение флюида полностью. Дополнительно необходимо учитывать объем трещин в породе. Трещины дают небольшую дополнительную пустотность, но в значительной мере способствуют созданию каналов для

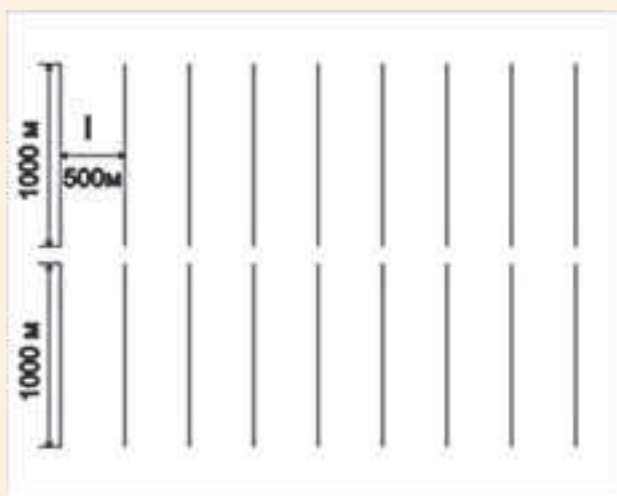
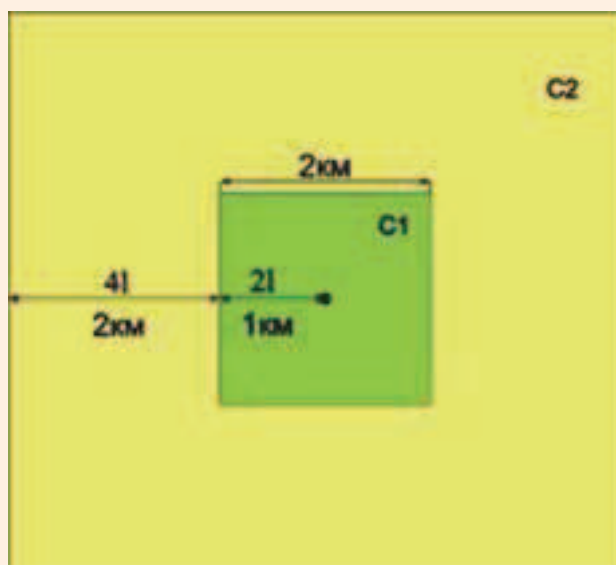


Рис. 3.1.
Стандартная схема разбуривания залежей нефти в коллекторах сланцевого типа сеткой эксплуатационных скважин с горизонтальным удлинением ствола

движения флюидов. 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. При подсчете запасов нефти в породах сланцевого типа предлагается использовать более широкий термин **пустотность** – пустотное

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



пространство породы, заполненное флюидом. В формуле объемного метода подсчета геологических запасов предлагается применять величину K_p – коэффициент общей пустотности породы. Это определение пористости как общего пустотного пространства вводится в связи с тем, что на этапе добычи предполагается создание ещё и искусственной проницаемости, поэтому при оценке геологических запасов необходимо оценить весь объем пустотного пространства, состоящего из трещин, каверн и пор, содержащих жидкие УВ в свободном состоянии.

3. Выделение границ категорий запасов и геометризация залежей

Отнесение запасов нефти к категории C_1 осуществляется по тем же правилам, что и для залежей со стандартными коллекторами, т.е. запасы нефти можно оценить по категории C_1 в некоторой области вокруг скважины с подтверждённой 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, в соответствии с проектным документом или по аналогии. Данный показатель является технологическим и не зависит от выдержанности коллектора и других свойств пласта. На **рис. 3.1** показана стандартная сетка скважин с параллельными горизонтальными удлинениями ствола длиной 1 км и расстоянием между горизонтальными удлинениями 500 м. Параметр l в этом случае составит 500 м. Недропользователь при подсчёте запасов может принять и другие значения параметра l исходя из проектируемой системы разработки, но не более 500 м.

Границы категории C_1 для вертикальной (субвертикальной) скважины определяются в виде квадрата со стороной $4l$ (при $l = 500$ м $4l = 2$ км) со скважиной 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 $4l$ от границы C_1 .

Граница категории C_1 , внутри которой расположена скважина с горизонтальным удлинением, представляет прямоугольную область шириной $4l$ и длиной, равной длине горизонтального удлинения скважины, с учётом интервалов выполненных испытаний в горизонтальном стволе. Категория C_2 в этом случае определяется контуром в виде прямо-

угольника шириной 12l, в центре которого параллельно располагается прямоугольная граница категории C_1 шириной 4l (рис. 3.3).

Если расстояние между продуктивными скважинами менее 6l, контуры C_1 объединяются.

Термин «подтвержденная нефтеносность» следует понимать как получение промышленного притока нефти. Для объектов подсчета запасов нефти в коллекторах 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 коллекторах сланцевого типа, 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 учетом дисконтирования.

Если в пределах контура объекта подсчета запасов пробурена скважина с горизонтальным удлинением ствола, не давшая промышленный приток нефти, то граница объекта подсчета запасов 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 списываются (рис. 3.4).

Аналогично производится изменение границ и списание запасов для вертикальных (субвертикальных) скважин при бурении непродуктивной вертикальной (субвертикальной) скважины. Если непродуктивная вертикальная (субвертикальная) скважина пробурена в поле категории C_2 , то на середине расстояния между продуктивной и непродуктивной скважиной, но не ближе расстояния 0,5l от 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 определяются продолжением границ категории C_1 (рис. 3.5).

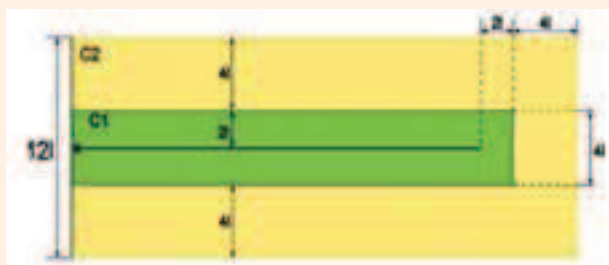


Рис. 3.3.
Схема определения границ категорий C_1 , C_2 для скважины с горизонтальным удлинением

Аналогичным образом определяют границы категорий запасов если непродуктивная скважина пробурена в категории C_1 при этом граница категории C_1 проводится строго посередине между продуктивной и непродуктивной скважиной.

Если по геолого-геофизическим, геохимическим или другим исследованиям выделены потенциально продуктивные зоны (ППЗ), то они могут ограничить границы категорий оцениваемых запасов (рис. 3.6).

Если вновь пробуренная скважина в пределах ППЗ непродуктивна, то ППЗ полностью снимается как неподтвержденная по результатам бурения и испытания. Геометрические границы категорий запасов 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 запасами C_1 , и расстояние 1,5l от границы категории А, если запасы относятся к категории B_1 , а также

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

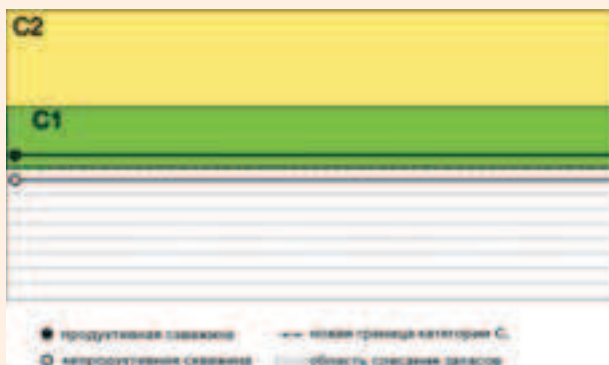
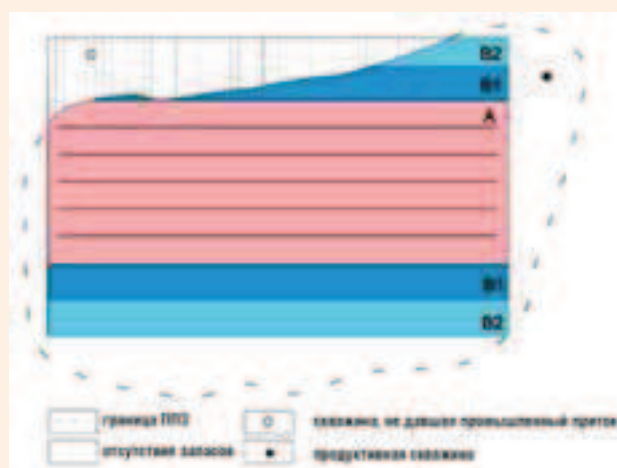




Рис. 3.5.
Схема списания запасов при отрицательном результате испытания вертикальной скважины, пробуренной в категории C_2

удалением 41 от границы категории B_1 – если запасы относятся к категории B_2 (рис. 3.7). При этом необходимыми условиями являются отсутствие тех или иных ограничений перспективности пласта геологического или геохимического характера, определяющих зо-

Рис. 3.6.
Ограничение границ ППЗ на основании результатов геолого-геофизических или геохимических исследований



ны, в которых эксплуатационное бурение не планируется или требуется проведение дополнительных разведочных работ.

4. Объемный метод подсчета запасов нефти применительно к коллекторам сланцевого типа

Объемный метод широко применяется в подсчете запасов нефти. С целью подсчета запасов нефти коллекторов сланцевого типа формула объемного метода сохраняет свой вид:

$$Q_n = F \cdot h_n \cdot K_n \cdot K_n \cdot \theta \cdot \rho,$$

где Q_n – геологические запасы нефти, тыс. т, F – площадь залежи или части залежи, тыс. м², h_n – нефтенасыщенная толщина, м, K_n – коэффициент общей 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 учитываемые в формуле объемного метода, например:

- наличие АВПД – часто встречающегося фактора в коллекторах сланцевого типа,
- степень катагенетической преобразования 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). Существует лишь пласт с единой чисто нефтяной зоной (ЧНЗ). Площадь нефтеносности определяется только доказанностью наличия флюида и возможностью его извлечения.

Границы объекта подсчета запасов нефти определяются границами категорий $C_1 + C_2$ ($A + B_1 + B_2$), которые в свою очередь определяются удаленностью от скважин, давших приток нефти. Кроме того, для уточнения границ объекта могут выделяться потенциально продуктивные зоны (ППЗ).

Могут применяться следующие методы для определения 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;
- с использованием других дистанционных методов.

Дополнительными критериями для картирования зон возможной продуктивности отложений баженовской толщи являются анализ температур (палеотемператур), определение 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 (потокометрия) 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 эксплуата-

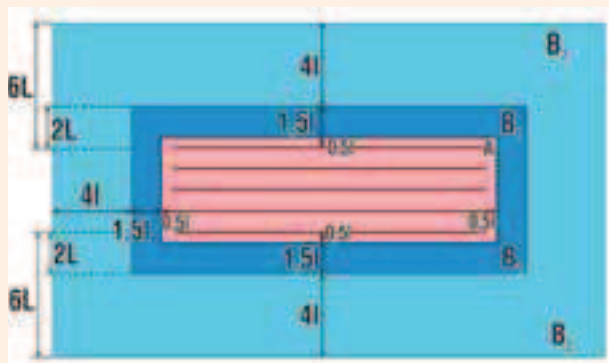


Рис. 3.7.

Схема определения границ категорий A, B_1, B_2

ции скважины с непрерывными замерами забойного давления, газового фактора и дебита жидкости.

Радиус зоны дренирования для категорий A 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. Нефтенасыщенная толщина.

Литотипизация разреза с целью

уточнения нефтенасыщенной толщины

Нефтенасыщенная толщина (h_n) для сланцевых коллекторов определяется по карте продуктивных толщин как средневзвешенная по площади в пределах границ нефтеносности по каждой категории отдельно.

При оценке нефтеносности сланцевых пород, например, баженовской толщи, 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. Появление зон коллекторов с повышенными ФЕС связано с особенностями формирования баженовской свиты. Формирование отложений происходило в условиях морского бассейна

с высокой биопродуктивностью вод и скудным снабжением терригенным материалом с обрамляющего бассейн пенеплена. Превышение биогенного осадконакопления над терригенным привело к обогащению осадков органическим веществом.

Основными породообразующими компонентами баженовской свиты являются глинистые, кремнистые, карбонатные минералы и органическое вещество, часто в форме керогена. Дополнительным породообразующим минералом является пирит.

В предложенных разными авторами классификациях выделяется от 3 до 7 литотипов, 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 с улучшенными ФЕС формировались преимущественно по вторично преобразованным радиоляритам, сложены 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 нефтенасыщенные 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, трещинно-кавернозного и трещинно-кавернозно-порового типов

Таблица 4.2.1.
Классы литотипов пород баженовской свиты

Компания Литотип	ОАО «Сургут- НИПИнефть» (вариант 1)	ОАО «СургутНИПИнефть» (вариант 2)	ИНГГ СО РАН	ЗАО «МимГО им. В.А. Дзуреченского»	АО «НАЦ РН им. В.И. Шпилемана»	ФГБУ «ЗапСибНИИГТ»	ЗАО «ТИНГ»
Кремнистые радиоляриты $h_n \approx 100\%$	глинисто- керогено- кремнистые породы	радиолярит кремнистый	СИЛИЦИТЫ	радиолярит	СИЛИЦИТЫ слабоглинистые	силицит	кремнистые породы
	глинисто- кремнисто- керогеновые породы			апорадиоляритовые кремнистые доломиты	аргиллиты известково- кремнистые и кремнисто- известковистые		
Карбонатизированные породы $h_n \approx 50\%$	керогено- кремнисто- глинистые	радиолярит кремнисто- карбонатный		апорадиоляритовые известняки	силициты глинистые и известковоглинистые		карбонатные породы
	глинисто- керогено- карбонатные породы						
	карбонатные породы		карбонаты	известняки трещинно кавернозные	известняки, доломиты	карбонат	доломитовые породы
Глинисто-битуминозные породы $h_n \approx 0\%$	глинистые породы	тонколистоватые глинисто- кремнистые разности	микститы	глинисто- кремнистые сильно битуминозные породы	аргиллиты кремнистые	аргиллиты битуминозные	
	керогено- глинисто- карбонатные породы	тонколистовато- чешуйчатые глинисто- кремнистые разности			мергели	карбонат глинистый	
		тонколистовато- чешуйчатые глинисто- карбонатно- кремнистые разности				глины	

приурочены преимущественно к кремнистым и карбонатным радиоляритам.

Приведенная часть мнений экспертов показывает широкий спектр взглядов на природу коллекторов с улучшенными ФЕС 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 для оценки нефтенасыщенной 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 **табл. 4.2.1** литотипы объединены в три класса по типу «светофора»: красный – неколлекторы, желтый – условные коллекторы, зеленый – коллекторы с хорошими емкостными свойствами и механическими свойствами, увеличивающими их естественную и искусственную трещиноватость. При этом красный класс не формирует h_n , зеленый – формирует в полном объеме, а желтый – занимает промежуточное положение (~50%).

Для практики работ предлагается выделить 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 нефтенасыщенная толщина.

Средневзвешенные по площади запасов категорий C_1 и C_2 (B_1 и B_2) нефтенасыщенные толщины h_n определяются по картам продук-

тивных толщин 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;
- 5) увеличения 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 керна 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 газопроницаемости в соответствии с ГОСТ 26450.2-85. При измерении газопроницаемости рекомендуется использовать давление обжима близкое к литостатическому (горному) давлению

в пласте для исключения влияния раскрываемости микротрещин в атмосферных условиях.

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

После определения 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.

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 подсчёте запасов нефти специалисты различных организаций (ВНИГНИ, РИТЭК, МГУ, ЛУКОЙЛ, Сургутнефтегаз) применя-

ли 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 ($K_{вс} = 0,01$);
2. Карбонатно-глинистая порода ($K_{вс} = 0,05$);
3. Карбонатно-кремнисто-керогенная порода ($K_{вс} = 0,08$);
4. Силицит карбонатно-глинистый ($K_{вс} = 0,1$);
5. Силицит глинистый ($K_{вс} = 0,15$);
6. Глина карбонатно-кремнистая, слабобитуминозная ($K_{вс} = 0,25$);
7. Глина слабобитуминозная, низкоомная ($K_{вс} = 0,30$).

Этот вывод дополнительно подтверждает тесной взаимосвязью между содержанием

Таблица 4.4.1.

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

№ п/п	Название литотипа пород	Объемная глинистость (Кгл,%)	Водоудерживающая способность (Квс,%)
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

глинистых минералов и количеством физически связанной воды (*табл. 4.4.1*).

Вторым важным выводом может служить содержание воды в различных литотипах свиты, ее минимальное количество в карбонатных разновидностях.

Коэффициент нефтенасыщенности предлагается принимать равным $K_n = 0,85$ для первого класса литотипа (кремнистые радиоляриты), и $0,95$ – для второго класса литотипа (карбонатизированные радиоляриты).

В случае отсутствия специальных исследований рекомендуется K_n принимать равным $0,95$.

4.5. Пересчётный коэффициент.

Плотность нефти

Пересчётный коэффициент и плотность нефти определяются лабораторно по собственным глубинным пробам, либо принимаются по аналогии.

4.6. Коэффициент извлечения нефти

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 массообменными 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 удастся 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-емкостных характеристик сланцевых пластов с необ-

ходимой точностью для гидродинамического моделирования не представляется возможным. В связи с этим в общепринятой мировой практике величины КИН для сланцевых 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 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%, в других же доходя до 9%). Средневзвешенное значение КИН по анализируемым месторождениям составило 3,5%.

Для залежей нефти в отложениях баженовской свиты при использовании технологии множественного гидравлического разрыва пласта **рекомендуется принимать значения КИН = 5%** 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 (*Приложение 2*).

5. Общие подходы к определению запасов нефти в породах баженовской толщи с помощью пиролитических параметров

Нефтенасыщенность пород баженовской свиты определяется на раздробленных образцах породы на специальных установках пиролитического 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 ОВ баженовской свиты и испаряемых в условиях анализа на пиролитических установках при температуре до 300 °C.

В связи с частым переслаиванием различных литотипов пород и значительными различиями в содержании органического углерода $C_{орг}$ в этих 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:

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

где $Q_{\text{геол}}$ – 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,

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

Например, при $S_1 = 10$ мг_{ув}/г_{породы}, $h_{\text{общ}} = 20$ м и $\rho_n = 2,5$ г/см³ 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 керна величина S_1 может быть занижена за счет части углеводородов, потерянной при подъеме, транспортировке и хранении керна. Это занижение незначительное – оно составляет 3–5% и не влияет существенным образом на точность оценки. Если существует возможность оценки потерь жидких углеводородов при подъеме керна на поверхность, то эту величину необходимо учитывать.

Также необходимо учитывать потери газовой составляющей K_r в составе углеводо-

родной смеси, выделяющейся при подъеме керна в стандартные условия, скорректировав параметр S_1 на ее величину. Величина K_r оценивается по формуле:

$$K_r = 1 + \frac{r}{10^3} \cdot \rho_r,$$

где K_r – поправочный коэффициент к S_1 за вышедшие фракции газа, безразмерный,

ρ_r – плотность газа, кг/м³,

r – газосодержание, м³/т.

Скорректированный параметр S_1' в таком случае определяется по формуле:

$$S_1' = K_r \cdot S_1$$

Таким образом, при плотности газа 0,9 кг/м³ и газосодержании 200 м³/т поправочный коэффициент за потери газа при подъеме керна K_r составит 1,18. Если, например, $S_1 = 10$ мг_{ув}/г_{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 объемному методу должен соответствовать подсчёту с использованием параметра S_1 . Лишь при значительных расхождениях необходимо уточнение параметров подсчета по объемному методу или проведение дополнительных исследований.

В *Приложении 1* приводятся и другие методические приемы уточнения пиролитических параметров для объективной оценки геологических ресурсов нефти в породах баженовской свиты.

Задача выделения эффективных толщин может решаться и при уточнении геомеханических свойств пород (*Приложение 3*).

6. Комплексирование методов оценки геологических запасов нефти в сланцевых породах

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 нефтенасыщенная толщина h_n , коэффициент пористости K_p , коэффициент извлечения нефти η . Достаточно условной принимается также модель разработки залежей сланцевой нефти. Опытнометодические 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 производится 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 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 в оценке запасов использовать нельзя. Однозначная связь между нефтеносностью и $C_{орг}$ не установлена.

Наряду с этим дополнительным параметром комплексной оценки геологических запасов сланцевой нефти может являться определение степени преобразованности органического вещества нефтематеринских пород, оцениваемая по отражательной способности витринита или параметру T_{max} , полученному в результате анализа данных пироллиза. 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 определения 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 пироллиза 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.

Приложения

Приложение 1

Методические приемы уточнения пиролитических параметров при оценке геологических ресурсов нефти в породах баженовской свиты¹

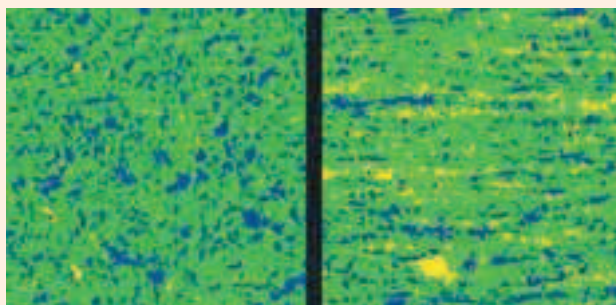
Отложения баженовской свиты имеют сложный минеральный и литологический состав, а также структуру пустотного пространства (с преобладанием трещинных и трещинно-поровых типов) и высокую степень неоднородности, связанной с вертикальной и латеральной изменчивостью.

Формы залегания углеводородов зависят от литологических типов пород и их микротекстурных характеристик и в первую очередь определяются степенью катагенетической зрелости керогена, а также наличием вторичных преобразований.

На основе количественных микротекстурных моделей выделяются два микротекстурных типа распределения керогена в породах баженовской свиты (рис. П1.1). В первом текстурном типе кероген распределяется равномерно в виде мельчайших скоплений, приуроченных к межзерновому пространству пороодообразующих минералов. Количество керогеносодержащих компонентов в этом текстурном типе варьируется в широком диапазоне – от 9 до 40%. Для данного типа характерно равномерное распределение тонких пор в объеме породы. Во втором текстурном типе кероген образует относительно обособленные скопления, которые располагаются линзовидно-послойно и нередко бывают относительно крупными. Количество керогеносодержащих

Рис. П1.1.

Микротекстурные типы распределения керогена в породах баженовской свиты: а, б – модельные изображения двух микротекстурных типов



¹ Авторы: И.С. Гутман, Г.Н. Потемкин, И.Ю. Балабан (ООО «ИПНЭ»), Е.В. Козлова, М.Ю. Спасенных (Сколтех), А.В. Постников, О.В. Постникова (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), А.Д. Алексеев, И.А. Карпов (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

компонентов в данном типе не превышает 30%. Для этого типа характерно неравномерное распределение пор различных морфологии и размеров в объеме породы.

По литологическим, геофизическим, петрофизическим и геохимическим данным, например, на участке в пределах Фроловской мегавпадины, в баженовской свите выделяются три зональных интервала (рис. П1.2).

Основными нефтеносными объектами в разрезе являются тонкозернистые кремнистые и карбонатные пропластки со сложным типом пустотности, локализованные в нижнем и среднем зональных интервалах.

В среднем зональном интервале, как правило, существуют пропластки, обогащенные раковинами пеллеципод, вклад которых в пустотность невелик, однако они являются перспективными для применения методов воздействия, в том числе кислотных ГРП за счет повышенной карбонатности (рис. П1.3, П1.4).

Рассмотрение методических приёмов применения объемного метода для контроля оценки углеводородных соединений по данным пироллиза в баженовской свите (БС) показало, что прямое использование пиролитических параметров S_1 и S_2 , определенных на порошке породы, ведет к значительному завышению результатов оценок.

Принципиальные характеристики баженовской свиты, которые можно отметить, например, в результате рассмотрения участка исследования во Фроловской мегавпадине, заключаются в следующем.

Пиролиз органического вещества в породах на современных пиролизаторах Rock-Eval-6, HAWK и др. представляет собой экспресс-анализ, позволяющий оценить количество, качество и степень зрелости органического вещества (ОВ) по разрезу скважин, выделить нефтепроизводящие и нефтесодержащие интервалы, подсчитать количество выделяющихся углеводородных соединений (УВС) из органики. В комплексе геохимических исследований ОВ пиролиз характеризуется быстротой анализа и точностью определений УВС нефтяного ряда, классически фиксирующиеся в процессе нагревания в инертной атмосфере, по температуре подразделяются на продукты термического испарения (пик S_1) и крекинга керогена (пик S_2) и при экстракции в органических растворителях соответствуют химико-битуминоло-гическому делению ОВ на растворимую (битумоиды) и нерастворимую части (кероген).

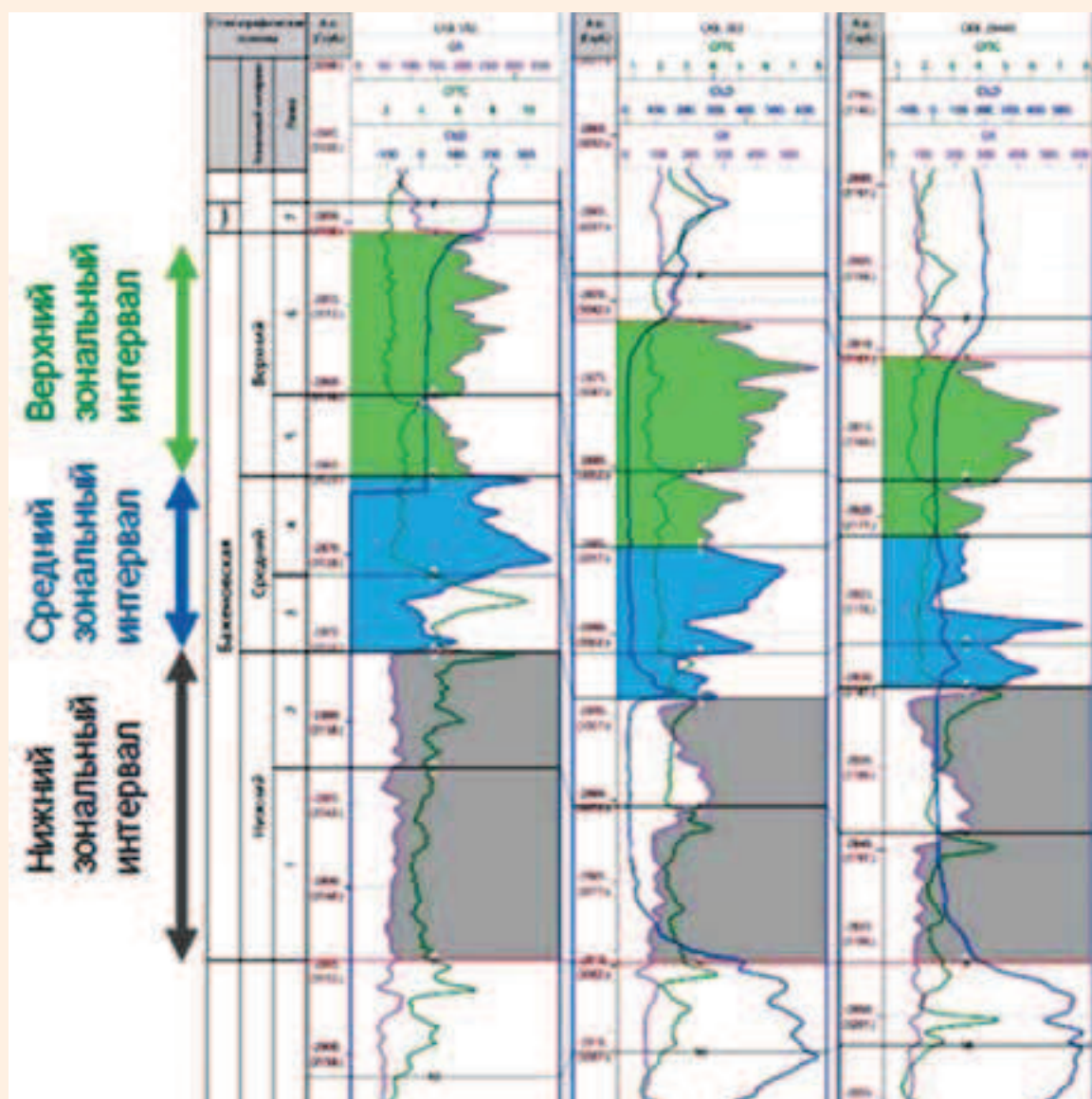


Рис. П1.2.
Выделение зональных интервалов баженовской свиты в скв.512, 383, 29449 на основе корреляции разрезов скважин

Большинство применяемых подходов к оценке углеводородных ресурсов основывается на использовании параметров, получаемых при пиролизе ОВ в порошок породы для стимулируемых и нефтематеринских пород.

В обычных (традиционных) нефтематеринских породах по методу пиролиза очень легко подсчитать нефтегенерационный потенциал породы. В пике S_1 учитываются УВС, которые кероген уже сгенерировал, а пик S_2 показывает остаточный генерационный потенциал, т.е. то количество УВС, которое может выделяться из ОВ данной породы при увеличении его зрелости (табл. П1.1).

В случае пластов-коллекторов часть легкой нефти из керна улетучивается, а оставшаяся в породе нефть может содержать тяжелые составляющие (длинноцепочечные парафины и смолисто-асфальтеновые компоненты). Во время пиролитических исследований легкие компоненты нефти выйдут в пике S_1 , а ее тяжелые составляющие, имеющие более высокие температуры испарения, выйдут в пике S_2 . По этой причине температурные программы исследований и критерии подсчета ресурсов углеводородов по данным пиролитических исследований для нефтематеринских пород и пластов-коллекторов должны отличаться.

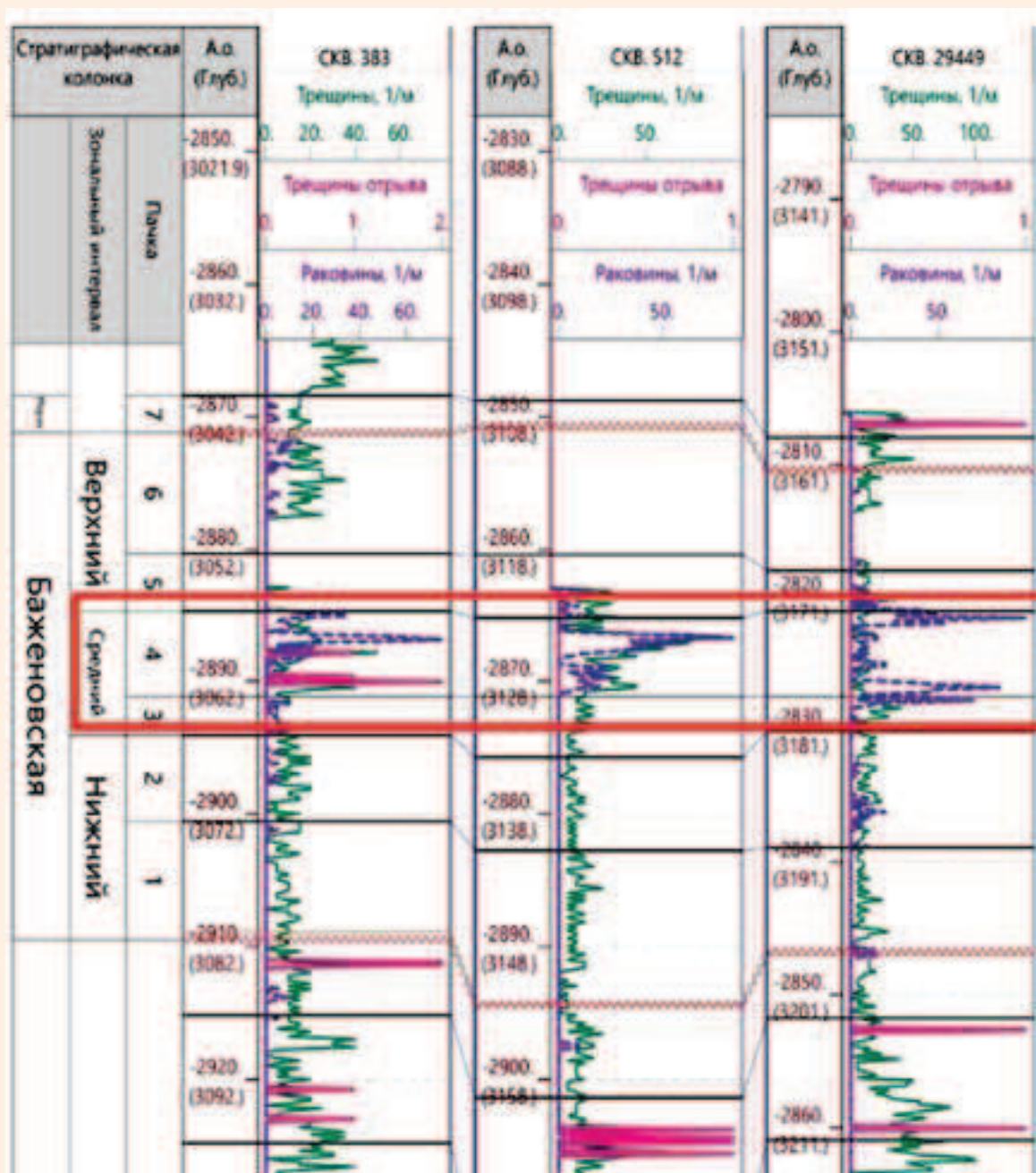


Рис. П1.3.
Выделение радиоларитов в среднем интервале базеновской свиты

С учетом принципиальных особенностей базеновской свиты с целью не допустить искажения оценок содержащихся в ней ресурсов нефти на основе классической интерпретации пиролитических исследований, подходы к определению и использованию параметров S_1 и S_2 требуют существенных корректировок, суть которых сводится к следующему.

Учет результатов пиролиза порошка до и после экстракции хлороформом

На основании изучения более 8000 образцов из базеновского разреза 50 скважин различных районов Западной Сибири предлагается принципиально иная схема интерпретации результатов пиролиза.

Пиролитические исследования до и после экстракции органическими растворителями

(гексаном, хлороформом, спиртобензолом и т.п.) в комплексе с химико-битуминологическим анализом позволяют учитывать долю тяжелых нефтей в значениях параметра S_2 при стандартной схеме нагрева образца для изучения нефтематеринских свит.

Экспериментально установлено, что при использовании селективных растворителей и различных типов экстракций (холодной и горячей в аппарате Сокслета), максимальный объем растворимых углеводородных соединений нефтяного ряда из порошка породы баженовской свиты получается при «горячем» экстрагировании растворителем хлороформом. При этом будет потеряно незначительное количество кислых смол и асфальтенов (единицы процентов), которые будут получены при последовательной доэкстракции в спирто-бензоле. Однако для стандартизации интерпретации пиролиза и возможности использования данных проведенных лабораторных исследований рекомендовано применение хлороформа в качестве базового растворителя.

Обычно на пирограммах (данные пламенно-ионизационного детектора) пиролизатора *HAWK (Wildcat technology)* в породах баженовской свиты до экстракции выделяются 3 или 4 пика углеводородных соединений нефтяного ряда (**рис. П1.5**). Пик S_0 фиксирует наличие самых легких сорбированных твердой фазой углеводородов (УВ) – газов C_1 - C_5 и низкомолекулярных УВ до C_7 .

В пике S_1 при температуре пиролиза до 300 °С выделяются жидкие УВ C_8 - C_{15+} (по данным хроматографии и хроматомасс-спектрометрии в нем могут присутствовать н-алканы и до C_{33}).

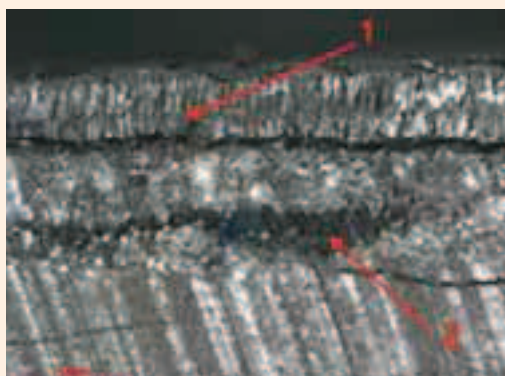


Рис. П1.4.

Реликтовая структура кальцита в раковине цефалоподы (1) и новообразованные кристаллы в каверне выщелачивания (2)

В пик S_2 входят продукты термического испарения «тяжелой части» нефти и собственно крекинга керогена. «Тяжелая часть» паравтохтонного битумоида представлена УВ C_{15} - C_{40} и гетероатомными соединениями нефтяного ряда – смолисто-асфальтеновыми компонентами. Экспериментально установлено, что масла и смолы могут образовывать агломераты и их выход (пик S_{2a}) происходит в широком интервале температур от 300 до 400 °С, тогда как испарение асфальтеновой части, как и крекинг керогена (нерастворимой части ОВ), происходит практически при температурах в интервале от 425 до 465 °С. На **рис. П1.5** видно, что в породах после экстракции остается некоторое количество S_0 (S_{0ex}) и S_1 (S_{1ex}). Наиболее вероятно, что это показывает термический выход легких УВ из изолированных пор керогена. Количество S_{1ex} приблизительно составляет от долей единицы до 3–5% от пика S_1 , что позволяет исключить

Таблица П1.1.

Подсчетные объекты в разрезе баженовской свиты и типичные подходы к количественной оценке

Объект подсчета	Локализация по разрезу	Подход к подсчету геологических запасов/оценке УВ ресурсов
Естественные коллекторы	Спорадически по разрезу	Объемный метод $Q_H = F h_{кол} K_P K_H \theta \rho_H$
Стимулируемые породы	Разрез БС с дифференциацией по зональным интервалам. Высокое содержание раковин пелиципод рассматривается один из технологических атрибутов.	$Q_m^{S1} = F h_{общ} \rho_n S_1$
Нефтематеринские (генерирующие) породы	Весь разрез БС с дифференциацией по зональным интервалам	$Q_m^{S2} = F h_{общ} \rho_n S_2$

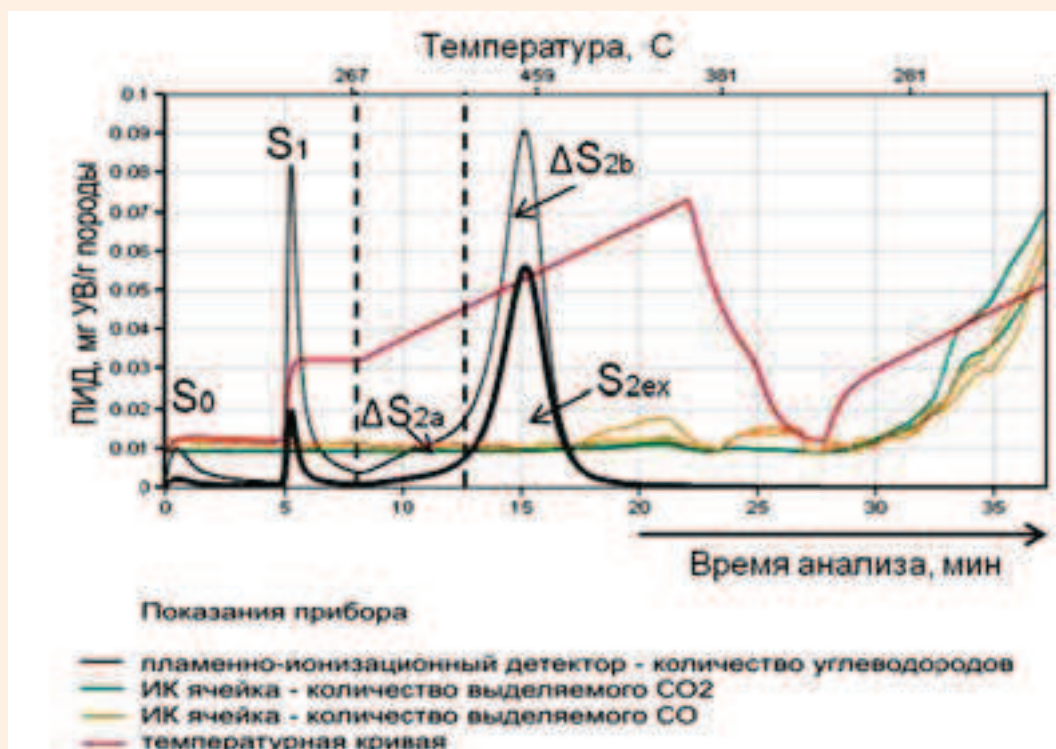


Рис. П1.5.

Пример пирограмм пород БС до и после экстракции (жирной линией выделено показание пламенно-ионизационного детектора после экстракции)

их значения из оценок параметра S_1 («легкой нефти»).

Количество продуктов крекинга керогена (рис. П1.6) будет обозначаться как S_{2ex} , а расчет «тяжелых нефтей» определяться разностями $\Delta S_{2a} = S_{2a} - S_{2aex}$ (длинноцепочечные алканы и смолы) и разность $\Delta S_{2b} = S_{2b} - S_{2bex}$ представляет собой асфальтены.

Таким образом, из стандартных пиролитических параметров S_0 , S_1 и S_2 получают: S_0 – сорбированные газы, $S_1 + \Delta S_{2a} + \Delta S_{2b}$ – количество сорбированной микроневфти, причем ΔS_{2a} приходится на полиароматические УВ и гетероатомные соединения, ΔS_{2b} – на асфальтены – длинноцепочечные гетероатомные соединения, S_{2ex} – продукты крекинга керогена.

Не следует забывать о том количестве микроневфти, что испаряется при выносе керна БС на поверхность, но об этом можно судить только по оценке порового пространства породы.

Вся указанная выше выборка, состоящая из 8000 образцов баженовской свиты, охарактеризована измерением пористости по газу до экстракции, которая может варьировать в достаточно широком диапазоне от 0 до 10% и более. В случае отсутствия техногенного

повреждения образцов, пористость до экстракции можно рассматривать как некую количественную характеристику потерь легкой нефти из керна. Значения до 1–2% можно связать с разуплотнением образцов вследствие снятия литостатического, горного давления и с возможными техническими погрешностями измерений. Однако более существенные значения можно объяснить только наличием естественных коллекторских свойств, благодаря которым газ, расширяющийся при извлечении керна на поверхность, выталкивает нефть из сообщающихся пор. В этой связи пиролитические исследования необходимо каждый раз сопровождать оценками потерь легкой нефти по этой причине.

На рис. П1.7 представлено соотношение пиролизуемой части ОВ пород БС из главной зоны нефтеобразования, из которого видно, что учет параметров ΔS_{2a} и ΔS_{2b} при пиролизе порошка после экстракции существенно снижает оценку. При увеличении степени зрелости эта разница будет увеличиваться.

Разделение пиролизуемых УВС на группы необходимо для подсчета запасов и оценки ресурсов углеводородов, для создания естественной модели при компьютерном бассейновом моделировании нефтяных систем.

Однако при «нетрадиционной» разработке баженовской свиты могут появиться также проблемы, связанные со сложным и неравномерным распределением органического вещества в породе.

Если рассматривать процесс превращения породы, содержащей кероген, в порошок, а затем разогревать его до нескольких сотен градусов С, то коэффициент извлечения такой нефти будет практически равным 1. Прямой аналогией этих операций с таким же коэффициентом извлечения нефти может служить извлеченный на поверхность весь интервал баженовской свиты, измельченный до порошка и разогретый до той же температуры.

В пластовых условиях, в виду несовершенства технологий, практически невозможен ни эффективный прогрев пород баженовской свиты и даже ее зональных интервалов, ни ее превращение не только в порошок, но и в мелкие кусочки, а также извлечение всех образовавшихся продуктов пиролиза, даже при условии возможности их получения в значительных количествах. Поэтому реальные цифры, от которых следует отталкиваться, говоря о перспективах разработки, должны быть понижены по сравнению с оцененными ранее.

Результаты замены при пиролизе порошка кусочками породы

Необходимо учитывать, что при вскрытии БС с учетом гидроразрыва пласта (ГРП) создается объемная трещиноватость, благодаря чему образуются куски породы, которые могут быть достигнуты в конкретных условиях.

С целью исследования возможности извлечения баженовской микронейфти с применением тепловых методов, необходимо изучение результатов стандартного пиролиза пород баженовской свиты в виде обломков, а не порошка. Пиролиз нефтематеринских пород чувствителен к размеру зерна. Рекомендованный размер пиролизуемых частиц породы составляет всего 60 меш (0,25 мм). С увеличением размера обломка не происходит равномерного полного прогрева образца, и в инертном потоке из породы улетучиваются не все углеводороды, что происходит и с обогащенными ОВ породами БС. При больших навесках значительные количества углеводородов не могут выделиться за отведенное стандартное время и дожигаются в воздушном потоке на 2-й стадии окисления. В связи с этим были проведены эксперименты, которые ограничивались 200 мг образца со стороной до 4,6 мм и размером тигля (вы-

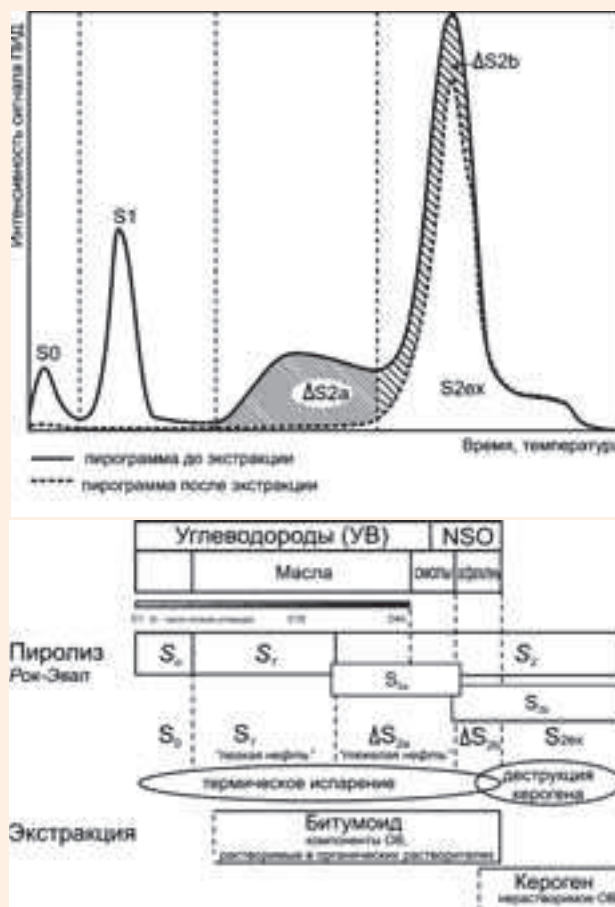


Рис. П1.6.
Схема разделения пиков на S_0 , S_1 , ΔS_{2a} , ΔS_{2b} , S_{2ex} .

сота – 12 мм и диаметр – 8 мм), результаты которых существенно превышают параметры, которые могут быть достигнуты в конкретных условиях.

Для пород БС отмечается закономерность уменьшения параметра S_1 и увеличения параметра S_2 с увеличением размера зерна при сохранении суммы выделившихся углеводородов S_1 и S_2 (на приборе HAWK $S_0 + S_1 + S_2$) (рис. П1.8, П1.9). Некоторые вариации суммы пиролизуемых УВ подчеркивают неоднородность состава БС.

Анализ пород БС разной степени катагенетической преобразованности показывает различную реакцию изменения пиролитических параметров на размер пиролизуемых обломков (рис. П1.10). Слабо преобразованное ОВ (протокатагенез ПКЗ и начало мезакатагенеза МК₁) при увеличении объема обломка до 80 мм³ изменяется в 1,5–1,8 раза. Значительный скачок (в 1,5 раза) наблюдается при переходе от порошка к обломку всего лишь в 3 мм³ в высоко-преобразованной породе (МК₂₋₃),

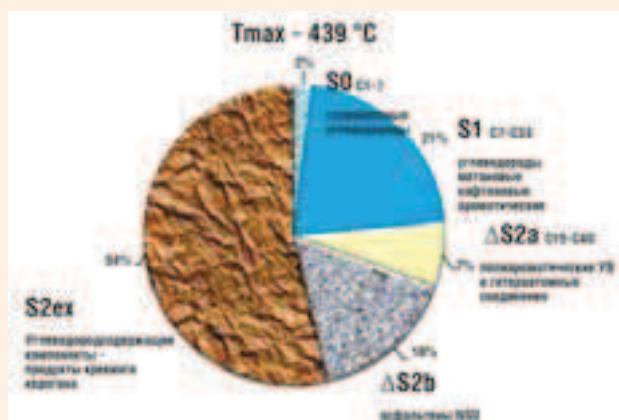
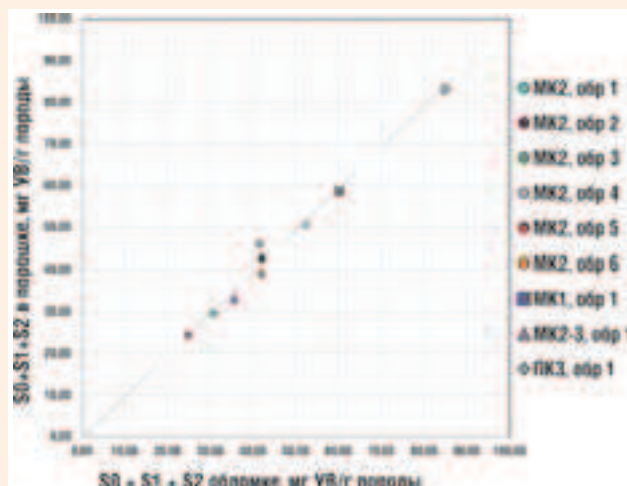


Рис. П1.7.
Баланс пиролизуемых УВ из пород баженовской свиты

далее выход УВ уменьшается несущественно. Для пород на стадии преобразованности МК₂ выход легких углеводородов при анализе порошка или обломков до 90 мм³ меняется в 2,5–2,7 раза. Выполнена серия экспериментов с обломками пород, которая контролировалась измерением массы образцов до и после циклов пиролиза и окисления и повторным анализом после дробления обломка. Для глинистого образца майкопской серии (ТОС = 7%, S₁ = 15 мг УВ/г породы и S₂ = 45 мг УВ/г породы) разница между выходами легких УВ из порошка и разного размера обломков практически незаметна.

Основываясь на анализ результатов проведенного эксперимента определено, что для различных литологических групп пород БС отмечаются вариации пиролиза легких УВ; наличие слоистых разностей пород, где тер-

Рис. П1.8.
Соотношение сумм S₀ + S₁ + S₂, мг УВ/г породы в порошке и обломке в разных образцах пород БС



мическое испарение проходит быстрее; особенности пород БС разной степени катагенетической зрелости. В обломках слабопреобразованных пород (ПК-МК₁) после анализа остается от 0,3 до 0,7% остаточного органического углерода (в составе кокса), на стадии МК₂₋₃ – 1–2%. На грациях катагенеза МК₂ количество С_{орг} оставшегося кокса варьирует от 0,8 до 4,7%. Во всех породах после пиролитических исследований в обломках фиксируются следы углерода из пиролизуемых компонентов ОВ (0,01–0,03%).

Снижение параметра S₁ при пиролизе кусочков породы по сравнению с порошком обусловлено уменьшением площади поверхности исследуемого образца и сокращением объема микропор, высвобождаемых при дроблении породы в порошок. Пиролитические исследования на кусочках породы и порошке показывают влияние «эффекта масштаба», который особенно необходимо учитывать при оценке извлекаемых запасов. Ввиду отсутствия технической возможности с помощью ГРП и тепловых методов полностью измельчить и прогреть породы баженовской свиты, извлечение всего объема микронепти невозможно. Проведенные исследования приближают к пониманию возможной эффективности базовых технологий по стимуляции притоков из классических нефтематеринских пород на примере баженовской свиты.

Пиролитический эксперимент не учитывает последствия изменений термобарических условий БС, которые могут быть обусловлены стимуляцией и созданием депрессии при разработке, что, в свою очередь, может способствовать формированию дополнительной объемной трещиноватости.

Учет катагенетической зрелости органического вещества баженовской свиты

Важной характеристикой для органического вещества баженовской свиты является степень его преобразованности (катагенетической зрелости), которая указывает на способность баженовской свиты генерировать углеводороды (УВ), количество уже сгенерированных углеводородов, сорбированных на нерастворимом органическом веществе (керогене), а также присутствие в породе свободной нефти для образования залежи. Изменение минерального состава, физических и свойств пород, химического состава ОВ и его физико-петрографических свойств служат мерой катагенетического преобразования. При протокатагенезе ПК (зона незрелого керогена,

Рис. П1.9.

Пики S_0 , S_1 и S_2 на пирограммах порошка и обломка породы БС из главной зоны нефтеобразования

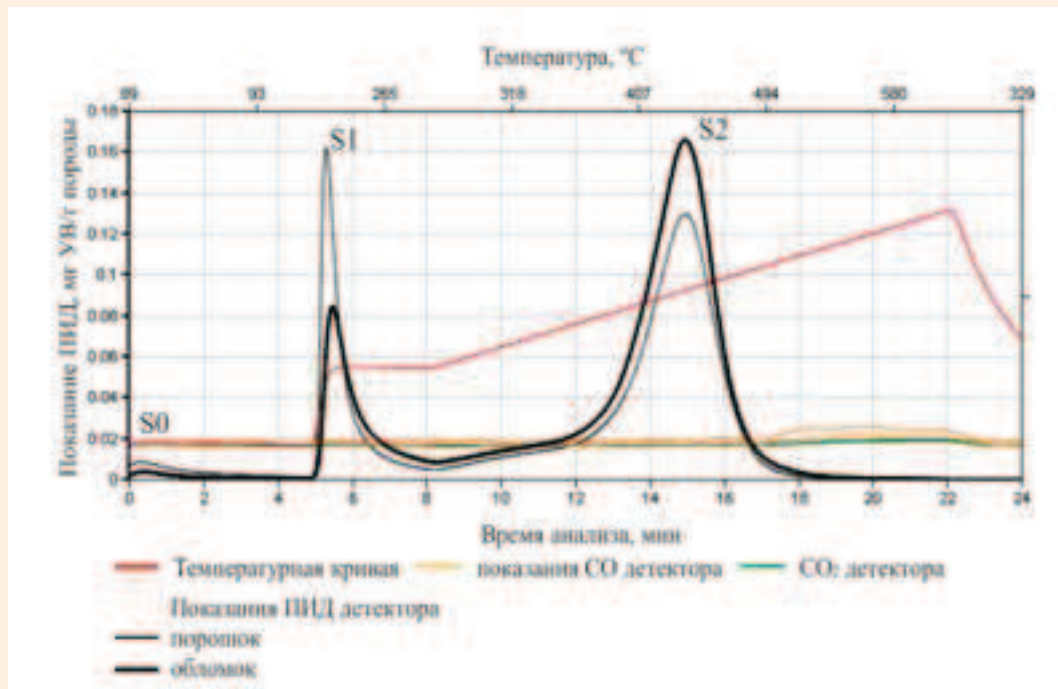
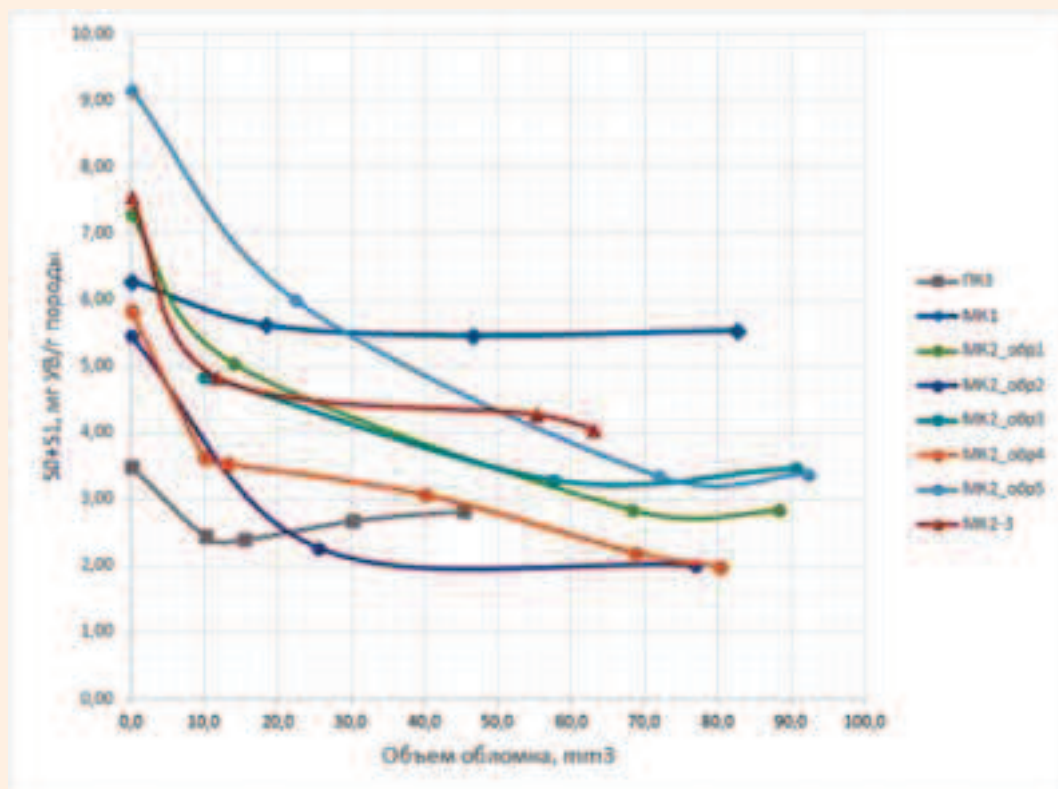


Рис. П1.10.

Уменьшение выхода легких УВ ($S_0 + S_1$) при увеличении объема консолидированного образца для пород БС из разных скважин



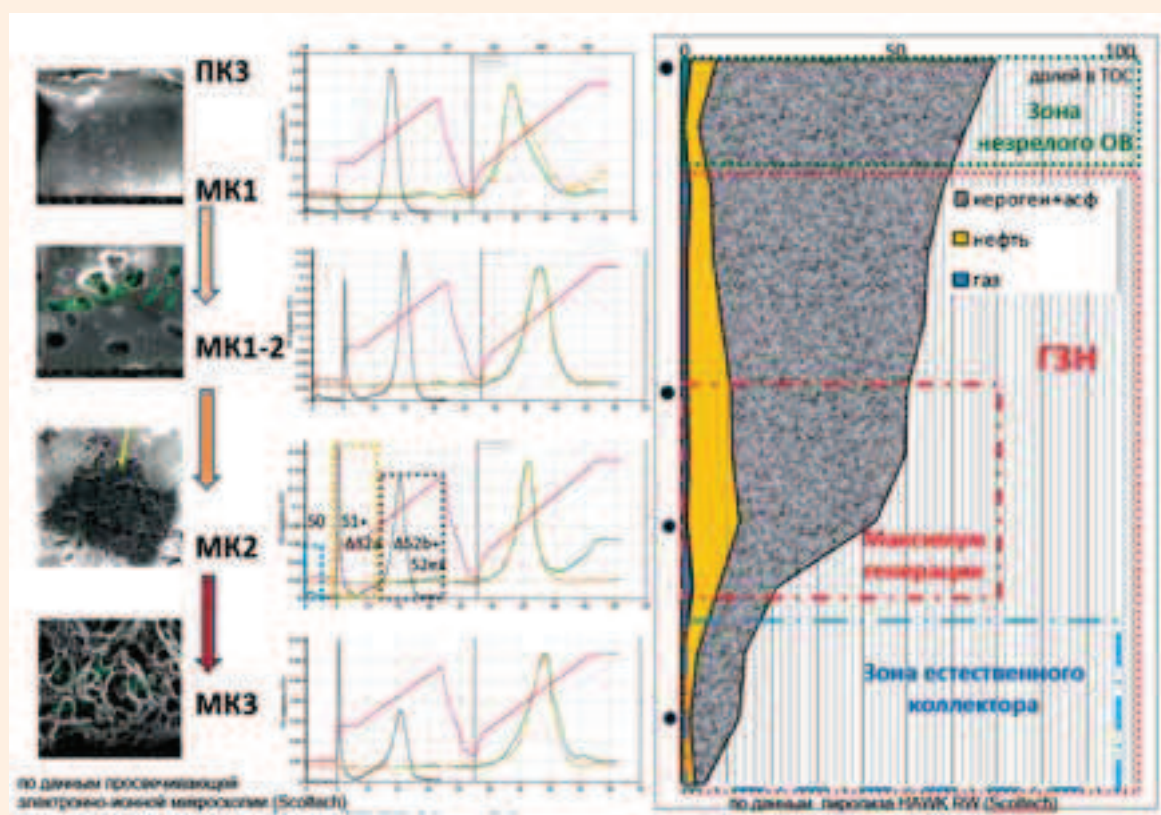


Рис. П1.11.

Изменение соотношений абсорбированных углеводородных соединений и продуктов крекинга керогена в органическом веществе баженовской свиты по мере его созревания

начало генерации УВ) ОБ представлено керогеном и продуктами его первоначального разложения – асфальтенами (высокомолекулярными гетероатомными соединениями). На стадиях мезакатагенеза МК₁-МК₃ (зона нефтяного окна) происходит основная генерация УВ нефтяного ряда, пик которой приходится на МК₂. Зона образования жирных газов начинается при градации катагенеза МК₄₋₅.

Ввиду отсутствия углистых частиц в баженовской свите невозможно измерение показателя отражательной способности витринита, наиболее точно отражающее термохимический процесс созревания органики. Стандартно оценка степени зрелости проводится по пиролитическому показателю $T_{\max}$. Для закрытой системы баженовской свиты одновременное присутствие керогена, сорбированных битумоидов и агломератов легких УВ и парафиново-смолисто-асфальтеновых компонент зачастую усложняет использование параметра $T_{\max}$ как однозначного критерия степени катагенеза (по разрезу скважины показатель $T_{\max}$ может изменяться в пределах 10–15 °С). Критерием генерации УВ может

быть количество выделяемых при пиролизе углеводородов нефтяного ряда, суммы легкой (S_1) и тяжелой (ΔS_{2a}) нефти (легких УВ, парафинов и смол). Максимальный процент содержания ($S_1 + \Delta S_{2a}$) будет соответствовать максимуму нефтегенерации (и градации катагенеза МК₂), а формула оценки геологических ресурсов в нефтематеринских/генерирующих породах примет вид: $Q_m \Delta S_{2a} = F \cdot h_{\text{общ}} \cdot \rho_n \cdot \Delta S_{2a}$, что также свидетельствует о серьезном снижении величины результатов, оцениваемых по формуле $Q_m^{S_2}$ **табл. П1.1**.

Максимальное количество сорбированного газа (S_0) фиксируется при переходе от МК₂ к МК₃. С увеличением зрелости изменяется и структура органического вещества (**рис. П1.11**). В плотном незрелом керогене при нефтеобразовании начинают образовываться поры («керогеновая пористость»), которые к концу нефтяного окна образуют связанную систему, обеспечивающую пространство для образуемых нефтяных углеводородов.

Для исследованных пород баженовской свиты (единичных образцов и полных разре-

	T _{max} , °C	Водородный индекс HI, мг/УВ/г Сорг	Кокс, %	Газ, %	Нефть, %	Кероген+асф, %	
ПКЗ	425	767	30	2	6	62	
	424	718	36	1	3	60	
МК1	436	630	42	2	5	51	
	441	588	45	1	6	47	
	438	565	46	1	8	45	
МК1–2	444	495	50	1	10	39	Максимум генерации
	438	494	50	2	10	38	
МК2	443	396	57	1	12	30	
	453	186	79	3	6	13	
МК3	452	134	86	0	3	11	
	451	130	87	1	2	11	
	462	62	95	0	3	2	

Таблица П1.2.

Пиролитические параметры и группы углеводородных соединений в ОВ различной зрелости

зов 50 скважин из разных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции), начиная со стадии МК_{2,3}, возможна естественная эмиграция нефтяных углеводородов. В скважинах, где ОВ высоко преобразовано, зафиксированы притоки, иногда значительные, из пород баженновской свиты. В главной зоне нефтеобразования (*рис. П1.11*) генерирующиеся УВ перераспределяются в толще породы, но, преимущественно, связаны физическими и химическими связями или сорбированы на керогене или элементах минеральной матрицы.

В зоне незрелого керогена и начале нефтяного окна асфальтены образуют прослои и линзы до нескольких мм толщиной, однако фиксируется незначительное количество углеводородов нефтяного ряда. По пиролитическим параметрам для пород баженновской свиты в разрезах разных скважин и в пределах территорий можно установить зоны, соответствующие распространению естественного коллектора, стимулируемого коллектора (максимум нефтегенерации), а также незрелого керогена. Последние следует исключать из расчетов.

Проследить направленность изменений ОВ в катагенезе, оценить его зрелость на уровне незрелое-малозрелое-зрелое-высокозрелое и сопоставить с зонами нефтеобразования возможно при комплексном использовании пиролитических параметров, таких, как T_{max}, водородный индекс (HI), индекс продуктивности (PI), отношение пиролизуемого и непиролизуемого органического углерода (кокса) и доли разных групп углеводородных

соединений (газа, легкой и тяжелой нефти, асфальтенов и продуктов крекинга керогена), которые закономерно изменяются от стадии к стадии по мере созревания органического вещества (*табл. П1.2*).

Изложенное выше определяет подходы к оценке геологических ресурсов в БС на основе пиролитических методов исследования.

В этой связи при оценке углеводородного потенциала баженновской свиты рекомендуется:

1. Производить количественную оценку углеводородного сырья в керогенсодержащих породах на основе пиролиза только их кусочков, поскольку в этом случае параметр S₁, отражающий наличие в породе «живой», хотя и сорбированной нефти, снижается в два и более раз по сравнению с результатами пиролиза порошка, что позволяет составить представления об «эффекте масштаба».

2. Осуществлять количественную оценку на основе пиролиза до и после их экстракции с учетом пиролитических параметров S₁ и S_{2a}.

3. Пиролитические исследования сопровождать оценкой потерь легкой нефти из керна вследствие его извлечения на поверхность и хранения путем измерения пористости до экстракции по газу.

4. Проводить оценки с учетом степени зрелости ОВ, исключая из рассмотрения участки, для которых характерно распространение непреобразованного керогена (ПК₃ – МК₁), определяемое по пиролитическим параметрам T_{max}, HI и соотношения пиролизуемого и остаточного углерода.

5. Осуществлять подсчет геологических запасов нефти и растворенного газа в выделяемых и прослеживаемых коллекторах, как и прежде, объемным методом с учетом вышеизложенных позиций.

6. Подсчет извлекаемых запасов нефти осуществлять различными вариантами статистического метода с учетом падающей добычи.

Приложение 2

Метод 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 с успехом можно 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.

Если известен характер изменения пластового давления (получение кривых падения давления всегда возможно, даже несмотря на отсутствие равновесия), тогда без труда можно применить уравнение материального баланса, используя характеристики изменения добычи, а также PVT свойств. Заметим, что для методики принципиально не важно, исследовать поровый или трещиноватый коллектор. Уравнение можно использовать в любом случае, 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 извле-

каемых запасов скважин по суммарному объему дренируемых этими скважинами запасов.

Номенклатура обозначений:

H , h – толщина продуктивного пласта [м];
 h_n – нефтенасыщенная толщина продуктивного пласта [м];
 V_{dr} – 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_t – 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];
 B_w , B_o , B_g – объемные коэффициенты при текущем давлении для воды, нефти и газа, соответственно [ст.м³/пл.м³];
 B_{wi} , B_{oi} , B_{gi} – объемные коэффициенты при начальном давлении для воды, нефти и газа, соответственно [ст.м³/пл.м³];
 c_w , c_p – коэффициенты сжимаемости воды и порового пространства, соответственно [МПа⁻¹];
 c_{fm} , c_{fr} – коэффициенты сжимаемости порового и трещинового пространства, соответственно [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].

Определение геологических запасов и площади дренирования

Определение геологических запасов и площади дренирования выполняется при по-

мощи 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:

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

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

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

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

– 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;

$$E_g = E_g - E_{gi}$$

– 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;

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

– 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:

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

Таблица П2.2.

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

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

№	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
		Среднее 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
		Среднее 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
		Среднее значение по классу	1,7		4,95		15

Таблица П2.3.

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

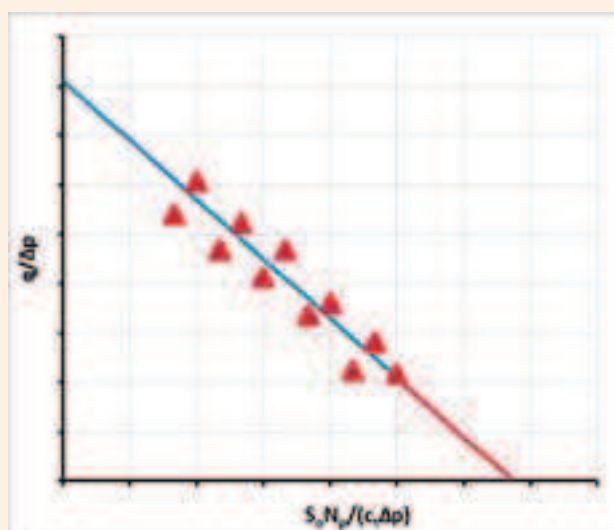
где

$$E_{om} = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g + \left(\frac{c_w S_{wi} + c_{fm}}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p B_{oi}$$

– суммарное изменение объема системы пор при изменении давления;

$$E_{of} = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g + \left(\frac{c_w S_{wi} + c_{ff}}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p B_{oi}$$

– 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. П2.2**.

Критически важным для выполнения расчетов является обоснование величин коэффициентов сжимаемости. Если для пластовых флюидов определение таковых не представляет затруднений, то для пород баженовской 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. П2.3**.

Рис. П2.1.

График Агарвала-Гарднера для определения извлекаемых запасов

Параметр	Обозначение	Ед. изм.	Величина
Плотность нефти	ρ_o	г/см ³	0,835
Объемный коэффициент пластовой нефти	B_{oi}	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

Таблица П2.4.
Свойства флюидов

Для определения величины коэффициентов сжимаемости пород по разрезу, представленному разными классами пород, выполняется взвешивание по линейному поровому объему при помощи формулы:

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

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. П2.3**. Для обоснования величины сжимаемости неоднородного разреза выполняется расчет приведенной средней величины по формуле (4).

3. Определить объемы запасов графоаналитическим методом Гавлены-Оде.

Таблица П2.5.
Расчет средневзвешенного значения сжимаемости пустотного пространства

№ СКВ	Интервал залегания, м		Вынос керна, %	Интервал продуктивных пластов, м		Тип	Н _{эфф.п}	с _{ff} 10 ⁻³ МПа ⁻¹	с _{fb} 10 ⁻³ МПа ⁻¹	φ _р , %	φ _{пл} , %
	Кровля	Подошва		Кровля	Подошва						
138	2765,5	2799,8	93,0	2767,4	2767,7	3	0,0	15,0	1,7	н/д	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 _г 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	

Определение величины извлекаемых запасов

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

График Агарвала-Гарднера (**рис. П2.1**) строится в координатах:

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

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

– по оси ординат – приведенный дебит:

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

В такой записи Δр отражает разницу начального пластового давления с текущим забойным давлением исследуемой скважины: Δр = р_и - р_в.

Величина с_г – 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_р при снижении забойного давления до минимально возможной величины, выразив ее из уравнения (5).

№ 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 П2.6.

Динамика технологических показателей скважины № 1

Этот метод может использоваться также и для определения объема дренируемых запасов (которые соответствуют начальным геологическим запасам, связанными 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

Таблица П2.7.

Расчет параметров динамического материального баланса

№ скважины	Дата	N_p	Δp	$S_o N_p / (c_f \Delta p)$	$q / \Delta p$
138	01.04.2014	345	—	—	—
	01.05.2014	653	—	—	—
	01.06.2014	1106	—	—	—
	01.07.2014	1488	—	—	—
	01.08.2014	1785	—	—	—
	01.09.2014	2033	—	—	—
	01.10.2014	2271	—	—	—
	01.11.2014	2485	—	—	—
	01.12.2014	2734	0,22	25 366	0,366
	01.01.2015	2888	0,22	26 794	0,322
	01.02.2015	3037	0,22	28 173	0,289
	01.03.2015	3201	0,22	29 699	0,241
	01.04.2015	3311	0,22	30 719	0,167
	01.05.2015	3411	0,22	31 642	0,146
	01.06.2015	3495	0,22	32 425	0,128
	01.07.2015	3583	0,22	33 241	0,129

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

Таблица П2.8.

Расчет величины КИН по зоне дренирования скважины №138

работы имеются следующие геолого-промысловые данные:

- материалы комплекса ГИС в 10 скважинах, из них в 5 скважинах комплекс ГИС с достаточным набором кривых для выделения литотипов и отнесения к классам пород;
- вынос керна и исследования ФЕС в 6 скважинах, из них в 2 скважинах вынос керна материала 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 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. П2.4**) приняты по собственным пробам;
- упругие свойства горных пород ввиду отсутствия определений на собственном керне приняты в соответствии с **табл. П2.3**. Для определения общей сжимаемости пустотного пространства приняты величины трещинной

составляющей для каждого класса коллекторов по В.П. Соницу и, учитывая величину общей пустотности 3,1%, взвешиванием по общему объему пустот рассчитана величина сжимаемости породы. Обоснование упругих свойств представлено в **табл. П2.5**. 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. П2.6**).

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

Для построения графика Агарвала-Гарднера проведены необходимые вычисления (**П2.7**), полученные значения отображены в координатах: приведенный отбор – приведенный дебит. Аппроксимируем точки прямой линией и экстраполируем. Точка пересечения полученной прямой с осью абсцисс отражает величину дренируемых запасов (N), извлекаемые запасы определяются обратным пересчетом по формуле $N_p = N_c \Delta p / S_o$. Результаты вычислений приведены в **табл. П2.8**.

Таблица П2.9.

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

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	94 720	0,031	0,95	0,664	0,795	1473	0,104	153	153	225	23

Таблица П2.10.

Рекомендуемые величины коэффициентов нефтеизвлечения по изучаемому объекту

По всем скважинам объекта, пребывавшим в эксплуатации, выполнены аналогичные расчеты: определены величины КИН и площади дренирования (табл. П2.9). Рассчитаем средневзвешенное по площади дренирования скважин значение коэффициента извлечения нефти. Полученную величину КИН будем использовать для расчета извлекаемых запасов категории C₁.

Таким образом к принятию по изучаемому объекту рекомендуются следующие величины коэффициентов нефтеизвлечения: по категории C₁ – 0,104 (табл. П2.10).

Приложение 3

Методы определения механических свойств пород с целью уточнения их способности к растрескиванию, созданию искусственной проницаемости

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 неколлектором, 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 баженовской 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.

Первый способ основан на рассчитанных по данным акустического (АК) и гамма-гамма-плотностного (ГГК-П) каротажа значениях модуля Юнга и коэффициента Пуассона, характеризующие 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

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

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 получен-

ных 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. ПЗ.1).

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

$$YM_Хрупкость = \frac{YM_s - YM_{\min}}{YM_{\max} - YM_{\min}} * 100\%,$$

где YMs – рассчитанное значение модуля Юнга,
 $YM_{\min}$ – минимальное значение модуля Юнга в пределах рассматриваемого интервала,
 $YM_{\max}$ – максимальное значение модуля Юнга в пределах рассматриваемого интервала.

$$PR_Хрупкость = \frac{PR_s - PR_{\max}}{PR_{\min} - PR_{\max}} * 100\%,$$

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.

$$Хрупкость = \frac{YM_Хрупкость + PR_Хрупкость}{2}$$

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.

$$МинеральнаяХрупкость = \frac{\sum_i n_i V_i}{\sum_i d_i V_i}$$

где n_i – коэффициент для каждого минерала (числитель), d_i – коэффициент для каждого

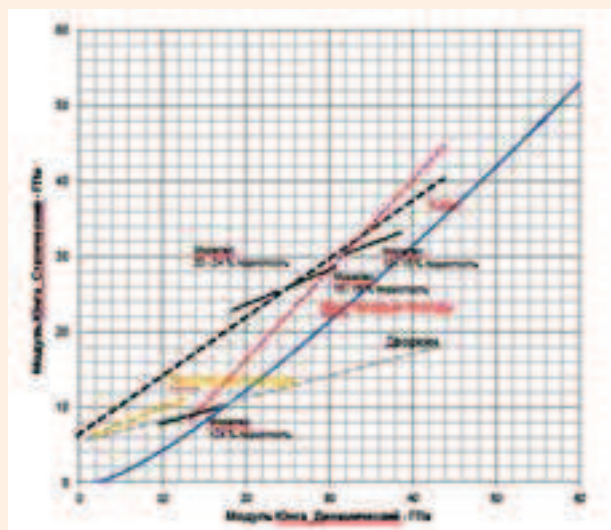


Рис. ПЗ.1.

Сопоставление динамического и статического модуля Юнга

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. ПЗ.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. $\oplus$

Рис. ПЗ.2.

Пример выделения граничного значения параметра хрупкости

