

**Л.В.Строганов**

**ГЕНЕТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ГАЗОНОСНОСТИ  
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ**

**Москва 1997**

## **ВВЕДЕНИЕ**

Проблема происхождения углеводородных (УВ) скоплений, несмотря на огромное количество работ, посвящённых этой теме, и в настоящее время достаточно актуальна. В связи с необходимостью рентабельного поиска новых скоплений нефти и газа изучение особенностей генерации жидких и газообразных углеводородов, основных геологических условий, необходимых для формирования их скоплений, составляющих основу генетического прогнозирования нефтегазоносности недр, приобрело сегодня особенное значение. Падение темпов добычи нефти и газа в России, невосполнение добывшего углеводородного сырья запасами открываемых месторождений УВ требует более глубокого научного обоснования раздельных поисков нефтяных и газовых скоплений.

В данной работе рассмотрено одно из наименее разработанных направлений в генетической оценке недр, связанное с условиями газонакопления в земной коре, которое в известной степени влияет и на процессы аккумуляции нефти в коллекторских горизонтах. На примере Западной Сибири рассмотрена роль газов ранней генерации, биохимического и раннекатагенетического генезиса, в формировании зон нефтегазонакопления на небольших глубинах (до 2 км) и определён комплекс параметров для выделения и прогнозирования в осадочном комплексе автохтонных скоплений этих газов.

## **ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ О РОЛИ ГАЗОВ РАННЕЙ ГЕНЕРАЦИИ В ФОРМИРОВАНИИ ГАЗОНОСНЫХ И НЕФТЕНОСНЫХ ЗОН**

Под газами ранней генерации (ГРГ) в данной работе подразумеваются метановые газы, образующиеся в начальный этап погружения нефтегазоматеринской свиты, когда она ещё не вошла в главную зону генерации нефти (ГЗН). Это газы биохимического генезиса, а также метан

УДК 002.5 : 553.98

*Л.В.Строганов. Генетическая оценка газоносности  
Западно-Сибирской плиты. - М. : ВНИИОЭНГ, 1997.*

Табл. 15, илл. 10, библиogr.4.

ISBN 5-88595-044-X

© ВНИИОЭНГ, 1997

ряда катагенетических стадий преобразования органического вещества (ОВ), т.е. ГРГ=Д+ПК+МК<sub>1</sub>, где под индексом Д подразумевается метан биохимического происхождения, образующийся в диагенетическую стадию преобразования ОВ, под индексом ПК—метан протокатагенеза, МК<sub>1</sub>—метан начальных стадий мезокатагенеза. Газы ранней генерации по своему положению в разрезе и по отношению к такому важнейшему рубежу в жизни нефтегазоматеринской свиты, как главная фаза генерации нефти, являются в целом “верхними” и “донефтяными” газами, хотя в их состав включается метан стадии МК<sub>1</sub>.

Примерный интервал глубин, в котором образуются “верхние”, “донефтяные” газы—от 0 до 1,5...2км. Эти цифры характерны, главным образом, для платформенных территорий.

Главная фаза генерации жидких углеводородов (ГФН) осуществляется в главной зоне нефтеобразования при степени преобразования ОВ МК<sub>1-3</sub>. В этот период параллельная генерация метана является ослабленной. В то же время, как считает Н.В.Лопатин, в ГЗН осуществляется главная фаза генерации гомологов метана; по данным Е.А.Рогозиной в этой зоне происходит образование попутных нефтяных газов, а по сведениям Ю.И.Корчагиной в этот период продуцируется основная масса углеводородных газов.

Экспериментальные работы В.Л.Соколова и В.Ф.Симоненко (1974) показали, что на средних стадиях катагенеза Д-Г-Ж и даже К отмечается снижение интенсивности генерации метана— основного компонента газовых скоплений. В то же время в этом интервале чётко фиксируется повышение интенсивности генерации тяжёлых гомологов метана, т.е. отмечается по этому показателю главная зона генерации жидких углеводородов. Таким образом, “неактивная зона” по данным этих экспериментальных работ находит своё убедительное подтверждение в резком снижении интенсивности генерации метана в период ГФН.

Газы, образующиеся в ГЗН, обозначаются нами как “нефтяные” газы. Ниже ГЗН отмечается глубокое преобразование органического вещества, снижается интенсивность генерации жидких УВ и возрастает интенсивность образования новых объёмов метана. Это глубинная фаза генерации “нижнего”, “посленефтяного” метана, когда ОВ преобразуется до стадий МК<sub>4-АК</sub>.

Как видим, генерация метана предшествует, сопровождает и заключает процесс нефтеобразования. В то же время, несмотря на генерацию газа на всех стадиях преобразования ОВ, основную его массу составляют “верхние” и “нижние” газы. По данным С.Г.Неручева, Е.А.Рогозиной (1985), из ОВ гумусового типа при преобразовании его от торфа до антрацита около 15% массы идёт на генерацию метана. Из этих 15% около 5%, т.е. примерно 1/3, составляет метан биохимического и раннекатагенетического генезиса.

Общая масса ОВ, преобразующаяся в метан в глубинной зоне, тоже очень велика—около 7...8%. Однако это только в случае, если ОВ достигло антрацитовой стадии. В нефтегазоносных бассейнах подобное практически исключается, стадии преобразованности ОВ редко превышают МК<sub>5</sub>. Общая масса метана трёх стадий преобразования ОВ (МК<sub>3-5</sub>) примерно одного порядка с “верхними” газами, даже несколько меньше.

Надо сказать, что для оценки масштабов образующихся газов ранней генерации часто используют данные по углам. Роль углей в генерации метана, действительно, исключительно велика (В.Г.Васильев, В.И.Ермаков, Н.Н.Немченко, В.А.Скоробогатов и др.).

В.И.Ермаков и В.А.Скоробогатов (1984), обстоятельно рассмотрев роль угольной органики в формировании газовых залежей на молодых плитах, приводят в своей работе следующие данные о количестве метана (м<sup>3</sup>), выделяющегося при образовании тонны угля на различных стадиях углефикации:

-ранняя и средняя буроугольные	(Б <sub>1-2</sub> )	-	68
-поздняя буроугольная	(Б <sub>3</sub> )	-	100
-длиннопламенная	(Д)	-	168
-газовая	(Г)	-	212
-жирная	(Ж)	-	229
-коксовая	(К)	-	270
-отощённо-спекающаяся	(ОС)	-	287
-тощая и полуантрацитовая	(Т+ПА)	-	333
-антрацитовая	(А)	-	419

Приведенные данные создают впечатление, что на ранних стадиях углефикации метана образуется намного меньше, чем на поздних. Действительно, при образовании тонны угля стадии Д выход метана составляет 168 м<sup>3</sup>, а тонны угля стадии К – 270 м<sup>3</sup>. Однако такой вывод делать нельзя по следующим трём причинам. Первая причина связана с тем, что, базируясь на данных по углям, не учитываются огромные массы метана биохимического генезиса, образующиеся в диагенетическую стадию преобразования ОВ, а иногда и позднее. Вторая причина обусловлена кумулятивным характером указанных данных по выходу метана. Выход метана в 270 м<sup>3</sup> на стадии К включает в себя как минимум 168 м<sup>3</sup> метана стадий Б и Д. Следовательно, в 270 м<sup>3</sup> метана стадии К находится 60% метана стадий Д и Б, т. е. метана ранней генерации, и только 40% метана стадий Г, Ж и К. И, наконец, третья причина связана со спецификой определения интенсивности метанообразования в природной геологической обстановке. Это физико-химическая интенсивность генерации метана, определяемая соответствующими параметрами. В реальной геологической обстановке на физико-химические процессы накладывается такой важнейший геологический фактор, как уменьшение массы ОВ с ростом его катагенетической преобразованности. Если на стадии Б была тонна угля в определённом объёме породы, то на стадиях К-Т в этом же объёме породы будет около 0,5 т угольного вещества, и это уменьшение массы сильнейшим образом оказывается на выходе метана. В.П.Строгановым (1980) для учёта геологических факторов (уменьшение массы ОВ с глубиной, различный диапазон глубин при преобразовании ОВ на той

или иной стадии) было предложено различать два вида интенсивности генерации метана:

1. Физико-химическая интенсивность, определяемая на тонну образовавшегося угля;

2. Геологическая интенсивность, определяемая с учётом уменьшения массы ОВ, т.е. рассчитываемая на исходную его массу.

Надо сказать, что многие исследователи (А.Э.Конторович, С.Г.Неручев, Е.А.Рогозина, В.А.Успенский), хотя и не выделяли указанные два вида интенсивности генерации метана, но уже давно определяют валовый выход УВ на той или иной стадии преобразования ОВ в процентах от исходной его массы на среднебуроугольной стадии. Образование огромных масс метана ранней генерации ни у кого не вызывает сомнений. Однако для его сохранения на небольших глубинах, как считают многие исследователи, в природе таких условий нет, и этот метан во всех случаях рассеивается и не принимает участия в формировании газовых скоплений.

В.А.Соколовым (1965) впервые было выдвинуто положение, что главная роль в формировании зон газонакопления принадлежит газу высокотемпературного генезиса, образующемуся в термокаталитической зоне ниже максимума генерации нефти, т.е. "посленефтяному" газу. Метану ранней генерации В.А.Соколов практически не придавал значения, так как считал, что термокаталитические процессы на небольших глубинах (до 2 км) развиты очень слабо, а основная масса метана биохимического генезиса образуется лишь до глубины 50 м, где он полностью рассеивается. Эта точка зрения получила широкое признание и, фактически, является доминирующей до сих пор.

С.Г.Неручев с соавторами (1985) считает, что именно на больших глубинах, ниже ГЗН, сапропелевое ОВ производит максимальное количество метана, т.е. на стадиях преобразования ОВ коксовой, отощённо-спекающейся и тощей осуществляется главная фаза генерации метана. По их мнению, эта вспышка

метанообразования связана с перестройкой ОВ сапропелевого типа и в этот период образуется около 9% метана от массы исходного ОВ (в расчёте на массу ОВ к началу буроугольной стадии). Эта точка зрения близка к выводу В.А.Соколова, отличаясь лишь количественной оценкой глубинного максимума генерации и более тесной привязкой максимума метана к ОВ сапропелевого типа, хотя и гумусовое ОВ на этих стадиях также с повышенной интенсивностью продуцирует метан. По С.Г.Неручеву, главная фаза генерации газа (ГФГ) начинается с глубин 3,6... 4 км и продолжается на больших глубинах, и именно с ней связана преимущественная газоносность больших глубин, а эффект газификации нефтяных залежей "по типу крекинга", предложенного Ландесом, не играет какой-либо заметной роли. Вывод о приуроченности ГФГ к большим глубинам и нахождение ГФГ ниже ГФН обоснован также А.М.Акромходжаевым (1973). Н.Б.Вассоевич тоже считал, что ГФГ находится ниже главной зоны генерации жидких УВ. Е.А.Рогозина (1981) отмечает, что главная фаза газообразования соответствует градациям катагенеза МК<sub>4</sub>-АК<sub>1</sub> с максимальным проявлением на МК<sub>5</sub>-АК<sub>1</sub> в интервале максимальных глубин погружения 4,3... 5 км.

Наряду с изложенным, развивается и другая концепция о важной роли газов не только глубинного, но и верхнего максимума генерации, расположенного над главной зоной нефтеобразования. Так, А.Э.Конторович и В.П.Данилова (1973) отметили, что в разрезе угленосных толщ зоны интенсивного газообразования разобщены – над ГЗН выделяется зона протораннемезокатагенного интенсивного газообразования (стадии Б - Д<sub>1-2</sub>), а ниже ГЗН-зона позднемезокатагенного интенсивного газообразования (стадии К и ОС). Л.М.Зорькин (1973) выделил нижнюю (на глубине выше 6 км) и верхнюю (до глубины 1...1,5 км) зоны газообразования. Н.Б.Вассоевичем, Н.В.Лопатиным и А.Л.Козловым (1979) было выделено четыре основных зоны газогенерации: 1) главная (диагенетическая) зона газообразования, 2) главная (мезокатагенетическая) зона образования жирных газов и

нефти, 3) нижняя (катагенетическая) зона метанообразования, 4) апокатагенетическая зона образования кислых газов (по представлениям А.Л.Козлова). М.Я.Рудкевичем (1988) в результате изучения нефтегазоносных комплексов Западной Сибири отмечено отчётливое обособление верхней главной зоны газообразования в интервале глубин 600 ... 1800 м.

Большое значение газам ранней генерации отводится в работах Ф.А.Алексеева, В.В.Вебера, И.П.Жабрева, В.И.Ермакова, И.И.Нестерова, С.П.Максимова и других исследователей. Они считают, что роль газов, образовавшихся на диагенетической стадии, существенна в формировании промышленных газовых скоплений. Эти исследователи справедливо указывают на многочисленные примеры промышленных скоплений "болотных" или "иловых" метановых газов в дельтах рек По, Миссисипи, Волги, а также реки Янцзы в районе Шанхая и реки Красной в провинции Тхай-Бинь (север Вьетнама). В последних случаях газ эксплуатировался неглубокими (15...30 м) скважинами для бытовых нужд населения.

Ю.Ф.Макогон с соавторами в различных своих работах указывал на одну из возможностей для консервации метана биохимического генезиса. Процесс гидратообразования при определённых давлениях и температурах ведёт к сохранению и захоронению метана ранней генерации. При более глубоком погружении из гидратов метана могут образоваться залежи свободного метанового газа. А.А.Трофимук, Н.В.Черский, В.П.Царёв (1975) отметили важность процессов гидратообразования для сохранения метана биохимического генезиса, определили массу метана, которая может сохраняться в зоне гидратообразования, и пришли к выводу, что этот процесс является "такой фазой первичного накопления и сохранения метана, которой нет равной по масштабам на планете". Ф.А.Алексеев, Р.П.Готтих, В.С.Лебедев (1973) по изотопным материалам сделали важный вывод о расширении биохимической зоны метанообразования, которая по их данным распространяется на глубины

намного большие, чем 100...150 м, как считалось ранее, захватывая значительно больший глубинный интервал: от поверхности до глубин примерно 800 ... 1000 м. В этой зоне генерируется метан, углерод которого имеет величину  $6^{13}\text{ C}_1$ , равную -6,0...9,5 ‰. Углубление биохимической зоны метанообразования, естественно, способствует большей сохранности этого газа.

Группа исследователей (Э.М.Прасолов и др., 1990) на основе анализа изотопных материалов по основным газовым месторождениям России пришла к довольно неожиданному выводу о наличии также двух "главных фаз" в метанообразовании, из которых "верхняя" находится на глубине 4...5 км (почти полностью совпадая с главной, нижней фазой газообразования, по представлениям С.Г.Неручева, Е.А.Рогозиной и др.), а вторая "нижняя" – на глубине 6,5...9 км. В отношении меловых газов Западной Сибири эти исследователи считают, что метановые газы сеномана, характеризующиеся более лёгким изотопным составом углерода – это газы "верхней фазы" (в их понимании) метанообразования, а нижнемеловые с более тяжёлым изотопным составом углерода метана – "нижней".

Трудно, даже невозможно, представить миграцию газа из двух глубинных очагов, при которой в верхних пластах-коллекторах газы этих очагов не смешиваются. Правильным, видимо, следует считать, что глубины выделения двух "глубинных фаз" сильно завышены. Важным является основной факт – газы отложений сеномана и неокома генетически различны.

Разногласия о возможности консервации газов ранней генерации обусловливают и разную трактовку условий формирования многих газовых скоплений, находящихся на небольших глубинах. Особенно ярко такое расхождение по газовым залежам сеноманского возраста в Западной Сибири. Анализ условий формирования этих залежей выполнен во многих работах. Наиболее обоснованной концепцией о формировании газоносной сеноманской толщи является концепция, разработанная в трудах Ф.А.Алексеева, В.И.Ермакова, Л.М.Зорькина,

А.Э.Конторовича, Н.Н.Немченко, В.А.Скоробогатова, В.П.Строганова и др. Для обоснования концепции об автохтонном типе сеноманских залежей, о том, что они сформировались за счёт собственного генерационного потенциала апт-сеноманских отложений, указанные выше исследователи привлекли широкий спектр фактических данных, включая сведения об изотопном составе углерода метана, содержании и массе угольной органики в разрезе, материалы о газонасыщенности пластовых вод, составе свободных и растворённых газов. Кроме того, В.И.Ермаковым, Н.Н.Немченко, А.С.Ровенской были выполнены балансовые расчёты, охарактеризовавшие масштабы генерации и потерь газов и доказавшие возможность формирования гигантских газовых скоплений на севере Западной Сибири за счёт собственного мелового генерационного потенциала. Однако имеется другая группа исследователей (В.Д.Наливкин, С.Г.Неручев, К.Н.Кравченко, Г.П.Сверчков и др.), которые, основываясь на теоретической концепции о решающей роли в формировании газоносных зон, особенно крупных, газов глубинной (главной) фазы генерации, полагают, что активные тектонические подвижки (в новейший этап) способствовали росту локальных поднятий, особенно на севере Западной Сибири, вызвали нарушение сплошности пород и обусловили интенсивную вертикальную миграцию газа из юрских отложений сквозь мощную (до 1200 м) верхнеюрско-валанжинскую глинистую толщу под туронскую покрышку.

Такое же противоречие во взглядах характерно и для оценки условий формирования хадумских залежей газа в Предкавказье (В.И.Гладков, Н.А.Крылов, В.Н.Корценштейн, Ф.А.Алексеев, А.С.Панченко, К.Н.Кравченко и др.), а также других неглубокозалегающих газовых скоплений на Туранской и Скифской плитах и в пределах других территорий. Чтобы получить дополнительный материал по генезису неглубокозалегающих газоносных зон. В.П.Строганов (1984) провёл сравнительный анализ газоносных зон по целому ряду параметров. Теоретической

основой такого анализа было убеждение, что газоносные зоны автохтонного типа должны отличаться от зон аллохтонного типа, причём не только по каким-то отдельным параметрам, но, что очень важно, по особенностям размещения залежей газа по площади и по разрезу, по характерным закономерностям в изменении заполненности ловушек и т.д. Конечной целью такого исследования явилось выяснение условий, при которых осуществляется консервация "верхних" газов и их аккумуляция в скопления. Эти факторы, по его мнению, являются решающими для того, чтобы "донефтяные" газы могли сформировать промышленные газовые скопления.

Из вышеизложенного следует, что вопрос о роли газов ранней генерации в формировании газоносных зон широко обсуждается исследователями. Дискутируется не только вопрос о том, образуют эти зоны промышленные залежи на небольших глубинах, в верхних частях осадочного чехла или нет? Рассматривается проблема влияния этих газов на формирование нефтегазоносных зон на больших глубинах.

Целью настоящего обзора не является исследование влияния газов ранней генерации на процессы глубинного нефтегазообразования, поэтому этот род проблем в данной работе подробно не освещается.

## ГЛАВА 2. ПОКАЗАТЕЛИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕНЕЗИСА НЕГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ГАЗОНОСНЫХ ЗОН

Для определения генезиса газоносных зон Западной Сибири и выделения в них зон, образованных преимущественно газами ранней генерации, в данной работе использован комплекс показателей, предложенный В.П.Строгановым (1984).

Комплекс включает две группы показателей. Первая из них учитывает параметры, характеризующие возможности развития самостоятельного, автономного процесса формирования газовых залежей в

рассматриваемых отложениях за счёт собственных ресурсов. Вторая группа связана с характеристикой свободных и растворённых в пластовых водах газов, которая может отражать особенности их генезиса.

Генетическую основу первой группы показателей составляют, прежде всего, данные концентрации ОВ в газоматеринской толще. Расчёты многих исследователей показывают, что при невысоком содержании ОВ (не выше 0,5%) практически весь образующийся метан растворяется в пластовых водах самих материнских пород. Несомненно, в этом случае создаются неблагоприятные, затруднённые условия для формирования автохтонных газовых скоплений. Эти расчёты обычно выполняются с учётом объёмов пластовой воды, находящейся только в материнских, глинистых пластах, между тем очень большие массы газа должны пойти и на насыщение вод, находящихся в смежных, коллекторских пластах, обычно сильно обеднённых ОВ. Причём, чем больше мощность коллектора, тем больше газа идёт на насыщение вод и находится в рассеянном состоянии. Так, В.Н.Корценштейн ещё в 1960 г. отметил отрицательную роль большого объёма песчано-алевритовых пород для формирования газовых залежей автохтонного типа в нижнепалеогеновых отложениях Ставропольского свода. Многие исследователи учитывают соотношение глинистых и песчаных пород (Н.Б.Вассоевич, В.И.Ермаков, И.И.Нестеров, Л.А.Польстер, В.А.Скоробогатов и др.).

Для количественного учёта отрицательной (в геологическом смысле) роли обеднённой ОВ коллекторской толщи целесообразно определять среднее содержание ОВ на единую толщу: нефтегазоматеринские (НГМ) + коллекторские породы, а не только использовать величину содержания ОВ в нефтегазоматеринской толще. Это так называемый генерационно-концентрационный потенциал коллекторской толщи ( $R_{\text{г-к}}^*$ ), так как он учитывает генерационные возможности материнских пород (концентрацию и тип ОВ, мощность отложений) и условия для концентрации УВ в коллекторской толще, зависящие от

суммарной мощности коллекторов, а также от содержания в них ОВ. Для более детальных расчётов величину Рг-к следует вычислять как отношение объёма эмигрировавших УВ к объёму коллекторской толщи.

Близкий по значению параметр предложен В.И.Ермаковым и В.А.Скоробогатовым (1984), которые ввели, помимо других понятий, и понятие о генерационном потенциале газонефтеносности (ГПГН). Последний определяется ими как отношение массы генерированных в определённом осадочном комплексе углеводородных газов и битумов к общей массе, к объёму или к площади распространения пород комплекса (кг/т, кг/м<sup>3</sup>, кг/м<sup>2</sup>).

Очевидно, что чем больше объём коллекторской толщи, обеднённой ОВ, тем ниже будет величина Рг-к по сравнению с концентрацией ОВ в НГМ породах, тем хуже условия для формирования газовых скоплений автохтонного типа. Например, для 100-метровой толщи глин с содержанием ОВ 2%, контактирующей с пластами песчаных коллекторов без ОВ общей мощностью тоже 100 м-в, величина Рг-к будет равна 1%, в то же время, если с такой НГМ толщиной контактирует не 100, а 300 м песчаников, величина Рг-к будет очень низкой – всего 0,5%. Расчёт величины Рг-к позволяет при совместном рассмотрении параметров НГМ и коллекторской толщи довольно уверенно достигнуть основной цели – определить при сравнительном анализе, где из-за относительно повышенных мощностей коллекторов отмечаются неблагоприятные условия формирования сингенетических, автохтонных газовых скоплений (Рг-к около 0,5%) и где имеются оптимальные условия для формирования таких скоплений (Рг-к около 1%).

Таким образом, величина Рг-к является главным параметром первой группы показателей. Помимо Рг-к, в первую группу показателей включён такой геологический фактор, как наличие “нижнего” экрана, т.е. непроницаемой толщи, подстилающей неглубокозалегающий коллекторский пласт, сверху, естественно, перекрытый региональной покрышкой. Нижний экран, одновременно

часто являющийся материнской толщой, обеспечивает условия для формирования в верхнем литологическом комплексе собственного газоносного фона, так как препятствует региональному (прорывы газа на отдельных площадях возможны) смешиванию газов ранней генерации с газами глубинного максимума генерации.

Во вторую группу показателей включены данные о газонасыщенности пластовых вод, составе растворённых и свободных газов.

Таким образом, газовые скопления в верхнем литологическом комплексе имеют автохтонное происхождение и сформировались за счёт газа ранней генерации, если показатели комплекса имеют следующие характеристики: 1) величина Рг-к равна или больше 1% ОВ; 2) имеется нижний экран; 3) высокая фоновая газонасыщенность пластовых вод, близкая к предельной; 4) состав растворённых газов преимущественно углеводородный; 5) в составе газа залежей преобладает метан, содержание гомологов не превышает 3...4%; 6) изотопный состав углерода метана характеризуется величиной  $\delta^{13}\text{C}_1$ , изменяющейся в пределах -4,5...5 ~ -7 ‰ (по Э.М.Галимову, Ф.А.Алексееву, В.С.Лебедеву). Наиболее изотопно лёгкий – метан биохимического генезиса, наиболее тяжёлый среди газов ранней генерации – это метан начальных стадий катагенетического преобразования ОВ – ПК и, возможно, метан, образующийся в верхах главной зоны нефтеобразования, т.е. на стадии МК).

Кроме Рг-к, каждый из остальных пяти показателей по отдельности использовался многими исследователями при анализе условий формирования зон газонакопления. Однако упомянутый генетический комплекс показателей при сравнительном анализе газоносных зон Западной Сибири используется впервые.

Очевидно, что каждый из входящих в комплекс параметров имеет, если можно так выразиться, лишь негативную однозначность. Так, газы ранней генерации не могут быть “жирными”, содержать значительные количества гомологов метана. Однако “сухие” газы могут

сформироваться вследствие сорбционного эффекта при вертикальной миграции снизу первоначально "жирных" газов, а не только в результате низкотемпературного генезиса. Многие исследователи допускают облегчение изотопного состава углерода метана при вертикальной миграции. При небольших значениях Рг-к не могут образоваться крупные скопления газа ранней генерации, однако наличие пластов с высоким значением Рг-к ещё не означает, что в данной толще находятся "собственные" газовые скопления. При такой односторонней однозначности каждого отдельного параметра наиболее убедительный вывод о генезисе газовых скоплений можно получить лишь при комплексном анализе газоносных зон, когда используются все шесть указанных выше параметров.

### ГЛАВА 3. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ КОНСЕРВАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ ГАЗОВ РАННЕЙ ГЕНЕРАЦИИ

На основе сравнительного анализа данных, характеризующих зоны газонакопления в пределах Центрально-Евразийской платформы, В.П.Строгановым (1984) определён оптимальный комплекс геолого-геохимических факторов, при котором обеспечивается формирование в неглубокозалегающем литологическом комплексе газоносной зоны автохтонного типа, т.е. происходит достаточная генерация "верхних" газов и имеются благоприятные условия для их концентрации, консервации и аккумуляции.

1. Условия для концентрации газа. Формирование автохтонных газовых скоплений с газом ранней генерации может осуществляться в литологических комплексах, где имеется оптимальное соотношение нефтегазоматеринских и коллекторских пород ( $\text{Рг-к}$  больше или равен 1% ОВ). Это означает, что, если газоматеринская толща содержит ОВ на уровне 1%, то только в маломощных коллекторах возможно образование газовых скоплений, они незначительно "понижают" величину  $\text{Рг-к}$ . При наличии же в разрезе

коллекторских пластов, обеднённых ОВ автохтонные газовые скопления в них будут формироваться только в том случае, если будет отмечаться намного более высокое, чем 1%, содержание ОВ в газоматеринской толще. В пластах, где генерационно-концентрационный потенциал из-за большой мощности коллекторов невелик (менее 1% ОВ), условия неблагоприятны для аккумуляции газообразных УВ автохтонной генерации, хотя в газоматеринских породах содержание ОВ может быть более 1%.

Следует учитывать и состав ОВ. Для формирования автохтонных зон нефтегазонакопления нижний допустимый предел величины  $\text{Рг-к}$ , достаточный для образования скоплений жидких УВ, ниже, чем для газа. Например, в верхнемеловых отложениях Восточного Предкавказья, где в платформенной части величина  $\text{Рг-к}$  составляет около 0,7% ОВ, газовых залежей не образовалось, однако небольшие нефтяные скопления на площадях Прикумской зоны поднятий в тех же отложениях смогли сформироваться.

2. Условия для консервации газов ранней генерации. Изучение литологических разрезов по всем зонам газонакопления Скифской и Туранской плит, а также графиков нарастания мощностей отложений в различные геологические временные интервалы (яруса) и графиков средних скоростей накопления отложений по отдельным ярусам показало, что над главными автохтонными зонами газонакопления с газом ранней генерации накапливались мощные региональные покрышки. Так, на севере Западно-Сибирской плиты, где расположены основные зоны газонакопления, мощность турон-датской глинистой покрышки изменяется от 450 до 800... 900 м, в то время как в более южных районах (где нет крупных газовых залежей) мощность покрышки намного меньше, максимальная величина её составляет 200...300 м (Рис.1,2,3). Экранирующая толща представлена пластичными, преимущественно монтмориллонитового состава глинистыми породами.

На Туранской и Скифской плитах главной покрышкой над автохтонными газоносными зонами

является майкопская глинистая толща, максимальная мощность которой достигает 2 км. Над Ставропольской газоносной зоной в хадумских отложениях мощность майкопских глин составляет около 800 м. Минералогический состав глинистых минералов майкопской толщи представлен монтмориллонито-гидрослюдистой ассоциацией с примесью каолинита и реже хлорита.

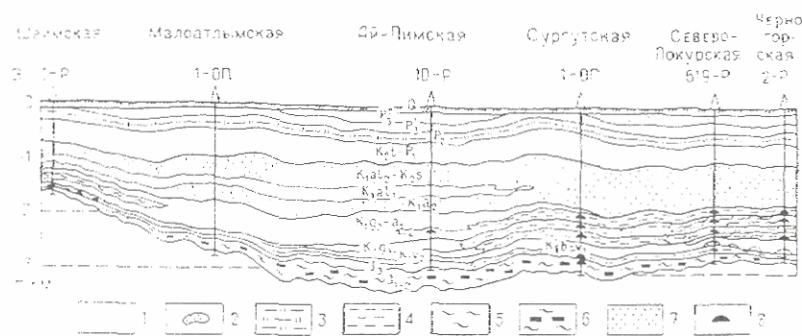


Рис.1. Литолого-формационный профиль по линии I-I (по М.Я.Рудкевичу, 1988 г.):

Формации: 1- глубоководно-морская глинистая и мелководно-морская алеврито-глинистая сероцветная (совместно); 2- глубоководно-морская, песчано-алевритовая с градационной слоистостью, темноцветная; 3- глубоководно- и мелководно-морская кремнистая и кремнисто-глинистая, массивная, светлая; 4- мелководно- и пребрежно-морская, песчано-глинистая, ритмично-горизонтально-слоистая, сероцветная; 5- прибрежно-морская и лагунная, песчано-алевролито-глинистая, линзовидно-слоистая, сероцветная и зеленовато-цветная; 6- прибрежно-континентальная песчано-алеврито-глинистая, линзовидно-слоистая и темноцветная, субугленосная; 7- прибрежно-континентальная алеврито-песчаная, массивная и косослоистая, сероцветная; 8- группа нефтяных залежей

Учитывая геологическое время накопления турон-датских (26 млн лет) и майкопских (19 млн лет) отложений следует сделать вывод, что для консервации ГРГ благоприятной является ситуация, когда

газопродуцирующая толща в течение 20...25 млн лет (это критический период времени) опустится на глубины 800...1000 м и будет перекрыта такой же толщины преимущественно глинистыми (непроницаемыми) породами. Соответственно и скорость накопления этой "супер-покрышки" мощностью 800...1000 м должна быть близка к 40 м/млн лет в наиболее депрессионных районах, где будет консервироваться основная масса ГРГ.

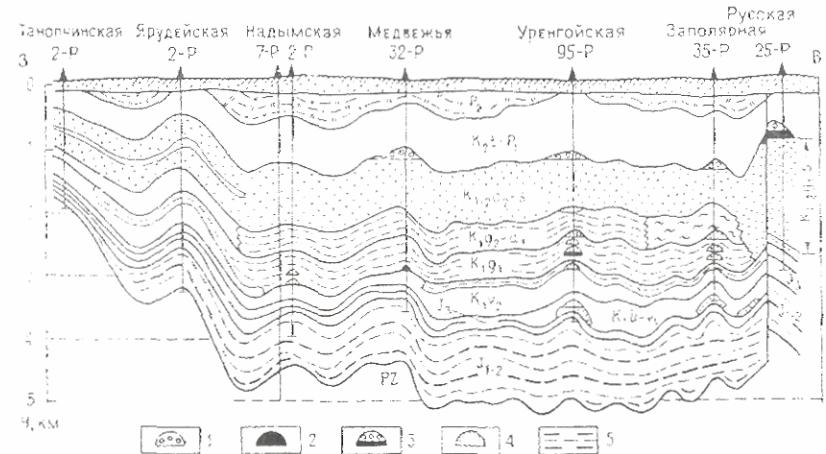


Рис.2. Литолого-формационный профиль по линии II-II (по М.Я.Рудкевичу, 1988 г.):

Залежи: 1- газовые; 2- нефтяные; 3- нефтегазовые и нефтегазоконденсатные; 4- газоконденсатные; 5- прибрежно-морская и континентальная, песчано-алеврито-глинистая, ритмично-горизонтально-слоистая, сероцветная и темноцветная, субугленосная формация. Остальные условные обозначения на рис.1.

Таким образом, для покрышек, способных сохранить газы биохимического и раннекатагенетического "донефтяного" генезиса, образовавшихся в толщах, находящихся на глубине не менее 1000 м, свойственны два критических параметра: первый параметр – большая мощность, до 800 ... 1000 м (почти равная глубине их залегания), намного превосходящая ту мощность покрышек, которая обычно необходима для удержания УВ в ловушках;

и второй параметр – скорость накопления этих глин должна быть высокой, до 30...40 м/млн лет. Поэтому такой параметр региональных покрышек, как скорость накопления глин (или других непроницаемых пород), важен именно для консервации ГРГ, так как они образуются на небольших глубинах, где очень велико диффузионное рассеивание газов. Для их сохранности необходимо не только накопление мощной покрышки, но и высокая скорость этого процесса, чтобы газопродуцирующая толща быстро погрузилась на глубину, где диффузионное рассеивание газов резко уменьшается.



Рис.3. Схема размещения литолого-формационных профилей (по М.Я.Рудкевичу, 1988 г.)

На важную роль мощных глинистых покрышек в сохранении газовых скоплений в верхнем газоносном апт-сеноманском комплексе указывал и М.Я.Рудкевич (1988), отмечая, что одним из условий концентрации газовых ресурсов в этой части разреза является качество турон-сенонского регионального флюидоупора.

**3. Условия аккумуляции газов ранней генерации.** Анализ тектонической приуроченности автохтонных зон газонакопления позволил сделать вывод, что они находятся в пределах тех районов, где отмечались тектонические подвижки положительного знака в новейший этап развития территории.

Для Кавказа и Предкавказья новейший тектонический этап начинается с позднего миоцена. Именно

в это время начались наиболее мощные движения положительного знака, которые сопровождались резким усилением погружения краевых и межгорных впадин. Новейшие движения в пределах платформенной части Предкавказья проявились дифференцированно. В целом отмечалось преобладающее погружение платформенных впадин, на фоне которого происходил подъём Ставропольского свода. Общая величина подъёма Ставропольского поднятия с конца миоцена по геоморфологическим данным оценивается в 600 м. Из краевых прогибов в домиоценовое время наиболее интенсивно прогибалась южная часть Терско-Каспийского прогиба (более 1 км), в раннем и среднем плиоцене максимальное погружение испытывал Западно-Кубанский прогиб (до 1,5 км). В позднем плиоцене Западно-Кубанский прогиб превратился в область относительного поднятия, погружение (до 200 м) отмечалось лишь в его западной части. В то же время Терско-Каспийский прогиб испытал региональное крупное опускание (до 1,3 км). В четвертичное время это соотношение в прогибании обоих прогибов сохранилось (Западно-Кубанский прогиб опустился на 100 м, Терско-Каспийский – на 500 м). На платформенной территории Западного Предкавказья располагалась в целом область “неустойчивых новейших движений” – средне- и позднечетвертичные слабые поднятия на месте плиоценовых умеренных погружений.

Платформенная территория Восточного Предкавказья относится к областям “плиоцен-четвертичных умеренных погружений” и областям “с устойчивым миоцен-четвертичным погружением”.

В Крыму инверсия произошла в плейстоценовое время, амплитуда подъёма в районе развития месторождений составила 50...75 м.

По степени проявления восходящих неоген-четвертичных движений различные районы Западной Сибири довольно заметно различаются. Наиболее интенсивно в неоген-четвертичное время прогибалась южная часть низменности, в то время как краевые и

северная её части являлись областями поднятий. На территории северной части Западно-Сибирской плиты величины амплитуд новейших движений положительного знака достигали 800...1000 м, в то время как в южной части плиты, южнее среднего течения р. Обь, величина амплитуд равна 50...100 м и меньше. В юго-восточной части плиты находится наиболее прогнутая часть низменности, в центральной части которой подошва неогена расположена на отметках 50...60 м, а участки относительных поднятий имеют отметки, не превышающие 50 м.

По материалам В.В.Самсонова, В.А.Завадского (1985) наибольшие значения амплитуд новейших движений на севере Западной Сибири (от 500 до 1000 м) имеют области, приуроченные к Южно-Ямальскому, Нурминскому, Усть-Портовскому и Русско-Часельскому мегавалам, северному погружению Сургутской моноклинали и Верхне-Пурского мегавала (Рис. 4). В районах Ярудейского, Медвежьего, Северо-Ямальского и Нижне-Мессояхского валов эта величина колеблется от 250 до 500 м. Область, охватывающая Средне-Пурский, Нижне-Пурский и Парусовый мегапрогибы, Танловскую, Хаддутейскую, Большехетскую, Каменномысскую, Сеяхинскую, Северо-Сеяхинскую, Тадибеяхинскую, Антипаютинскую и Енисейскую впадины, в послепалеогеновый период испытала инверсию и была приподнята примерно на 300...400 м. В пределах Северного свода, Ямсовейского и Вэнга-Яхинского мегавалов величина амплитуды новейших движений колеблется от 0 до 300 м (табл. 1).

Из вышеизложенного следует, что газоносные зоны в верхнемеловых отложениях Западной Сибири приурочены к северным районам, испытавшим наиболее активные неоген-четвертичные подвижки положительного знака. В то же время, южная часть плиты, где отмечается относительное погружение, не содержит значительных скоплений газа в этих породах.

По нашему мнению, приуроченность автохтонных зон газонакопления к районам, испытавшим инверсию в новейший этап, является не случайным, а закономерным

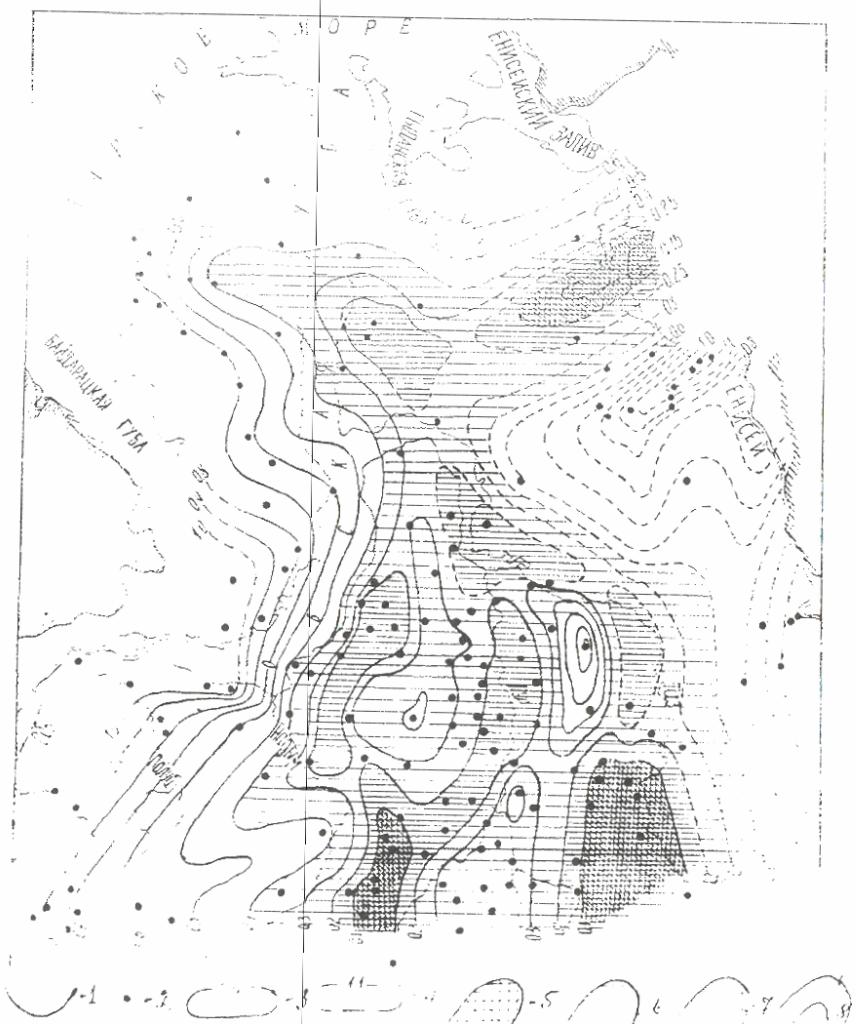


Рис.4. Схематическая карта амплитуд новейших движений (по В.А.Завадскому, 1985г.): 1- граница обрамления плиты; 2- месторождения и площади; 3- изолинии амплитуд новейших движений; 4- изолинии амплитуд новейших движений условные; 5- области неотектонических поднятий с интервалами глубин: 5- от 0 до 200 м, 6- от 200 до 250 м, 7- от 250 до 400 м, 8- более 400 м

Таблица 1

## Сведения об амплитудах новейших движений площадей севера Западной Сибири

Площадь	Амплитуда новейших движений, м	Площадь	Амплитуда новейших движений, м
Сядорская	550	Ямбургская	300
Харасавэйская	800	Восточно-Ямбургская	200
Харатская	680	Находкинская	200
Круzenштернская	650	Юрхаровская	230
Бованенковская	750	Тазовская	300
Восточно-Бованенковская	500	Заполярная	310
Верхне-Тиутейская	350	Русская	720
Сеяхинская	470	Уренгойская (ЦПЗ)	350
Нейтинская	700	Северо-Уренгойская	300
Нерстинская	730	Енъяхинская	310
Арктическая	700	Самбургская	320
Средне-Ямальская	600	Северо-Есентинская	250
Нурминская	670	Восточно-Уренгойская	270
Мало-Ямальская	750	Юбилейная	430
Каменномысская	620	Береговая	250

24

Новопортовская	810	Пырейная	200
Южно-Ямальская	850	Южно-Русская	450
Сюнай-Салинская	870	Хадырь-Яхинская	250
Кутопьюганская	900	Часельская	200
Шугинская	1030	Усть-Часельская	0
Танолчинская	850	Кынская	170
Ярудейская	580	Южно-Часельская	150
Северо-Казымская	730	Верхне-Тазовская	180
Казымская	650	Северо-Комсомольская	200
Харвутинская	250	Комсомольская	230
Восточно-Харвутинская	200	Губкинская	200
Песцовская	200	Западно-Таркосалинская	240
Западно-Песцовская	230	Айваседо-Пуровская	350
Северо-Ныдинская	320	Усть-Харампурская	350
Медвежья	300	Муравленковская	140
Ныдинская	250	Вэнгаяхинская	350
Сайдибинская	470	Еты-Пуровская	350
Надымская	250	Северо-Харампурская	210
Пангдинская	260	Суторминская	130
Ямсовейская	280	Южно-Явайская	400
Средне-Надымская	450	Остромысовская	800

25

Продолжение табл. I

Площадь	Амплитуда новейших движений, м	Площадь	Амплитуда новейших движений, м
Северо-Тамбейская	550	Южно-Соленинская	680
Южно-Тамбейская	430	Зимняя	1100
Утренняя	330	Тамбейская	1070
Гыданская	340	Джангодская	980
Геофизическая	310	Рассохинская	600
Антипаютинская	320	Точинская	650
Семаковская	320	Нижнекхетская	550
Средне-Мессояхская	500	Турханская	510

явлением. По ряду признаков можно сказать, что воздействие инверсионной стадии является обязательным для формирования автохтонных зон газонакопления с газом ранней генерации, как обязательным является наличие повышенных величин Рг-к и мощности покрышки.

Первый признак – отсутствие в хадумских отложениях Восточного Предкавказья газовых залежей, хотя условия для сохранности газов ранней генерации здесь были лучшие, чем на Ставропольском своде, так как мощность кайнозойских отложений здесь больше. В Прикумской зоне на глубине около 2 км смогла сформироваться в хадумских пластах только небольшая зона нефтенакопления. При благоприятных условиях для генерации и концентрации газов (Рг-к), а также их консервации обстановка для аккумуляции этих газов оказалась неблагоприятной из-за отсутствия активного подъёма платформенной территории Восточного Предкавказья в новейший этап. В условиях интенсивного погружения в этом районе смогли образоваться помимо нефтяных лишь единичные небольшие газовые скопления, связанные с локальными местными условиями аккумуляции газов (Русский Хутор, газ в майкопских отложениях и др.).

Второй признак – наличие нефтяных капель в керне из газонасыщенных сеноманских коллекторов ряда месторождений севера Западной Сибири. Например, на Тазовском месторождении в сеномане имеется нефтяная оторочка газовой залежи. Нефть преимущественно тяжёлая (плотность 0,938 г/куб.см). Нефтепроявления в виде нефтенасыщенного керна отмечены и в газонасыщенной части месторождения. Так, по данным Ю.В.Щепёткина и Н.Х.Кулахметова (1968), в скв. 5 исследовались образцы песчаников с глинистыми прослоями и алевролиты с песчаными линзами (интервал глубин 1152...1168 м).

ГНК находится на глубине 1170 м. Отобранные образцы керна содержат нефть в виде плёнок вокруг обломочных зёрен, а в местах с ухудшенными коллекторскими свойствами нефть частично заполняет и поры. В этой же скважине наличие нефтяных фракций,

находящихся в линзах алевритового материала, установлено и в самой туронской покрышке на расстоянии 16 и 23 м выше кровли коллекторского пласта.

Многие исследователи (Н.Х.Кулахметов, Н.Н.Немченко, А.С.Ровенская, М.Я.Рудкевич и др.) отмечают наличие двух этапов в формировании ряда газовых залежей на севере Западной Сибири: скопления нефти в апт-сеноманских отложениях образовались раньше газовых, возможно, в конце мелового периода или в палеоценовую эпоху. Затем, под воздействием новейших тектонических движений, пришедший в ловушки газ оттеснил нефть на крылья складок и в смежные депрессии. Вследствие нерастворимости сухого газа и тяжёлой циклановой нефти не произошло образования нефтегазоконденсатных залежей в этом комплексе отложений. В более глубоких горизонтах чехла процесс растворения лёгких нефтей в жирных газах протекал интенсивно и весьма длительно в зонах повышенной газонасыщенности водоносных горизонтов. Подтверждением возможно раннего формирования в апт-сеноманском комплексе пород нефтяных залежей свидетельствует также и существенная недонасыщенность нефтей газом в современных нефтяных оторочках и в самостоятельных нефтяных залежах.

На основе вышеизложенного можно сделать вывод, что процесс газонакопления, приводящий к возникновению крупных газоносных зон, возникает преимущественно под воздействием тектонического фактора. Однако, даже интенсивное проявление тектонического фактора, т.е. наличие инверсионной стадии, не приводит к формированию газовых скоплений автохтонного типа, если в толще отмечается низкий генерационно-концентрационный потенциал, как например, на Ставропольском своде в эоцен-палеоценовых породах и на Туранской плите в верхнемеловых отложениях.

Таким образом, для формирования автохтонных газоносных зон в верхних литологических комплексах необходимы две стадии тектонического развития территории: депрессионная и инверсионная. В период

депрессионной стадии происходит быстрое погружение газопродуцирующих отложений и перекрытие их мощной покрышкой. С точки зрения условий формирования газовых залежей – это прежде всего консервационная стадия, обеспечивающая сохранность образующихся, но в другой обстановке легко подвергающихся рассеиванию, газообразных углеводородов – низкотемпературного генезиса. В период инверсии происходят подъём территории, мощное разгазирование насыщенных газами пластовых вод и активные миграционные процессы. Для формирования газовых залежей – это аккумуляционная стадия, когда создаются особо благоприятные условия для сбора образовавшихся углеводородов в скопления. Депрессионная стадия охватывает в одних зонах турон-палеогеновый (Западная Сибирь), в других – палеоген-неогеновый (Предкавказье, Крым) периоды. Инверсионная стадия везде приурочена к концу новейшего тектонического этапа.

Отсюда следует, что для образования автохтонных газоносных зон необходимо сочетание следующих факторов.

1. Соотношение генерационного потенциала газоматеринских пород и объёма коллекторских толщ является оптимальным и величина генерационно-концентрационного потенциала превышает 1% ОВ.

2. После накопления газоматеринских и коллекторских толщ отмечается в тектоническом развитии территории интенсивное погружение, в течение которого с высокой скоростью накапливается непроницаемая толща, а в коллекторском «пласте» происходит консервационная стадия, обеспечивающая сохранность УВ.

3. На заключительном этапе неотектонического развития территории, после накопления непроницаемых пород (покрышки) происходит инверсия, т. е. имеет место воздействие тектонического фактора и осуществляется аккумуляционная стадия в формировании газовых скоплений.

Кроме вышеизложенных трёх важнейших условий необходимо учитывать и тот временной период, когда осуществляется весь, или отдельные его стадии, процесс формирования газовых скоплений. Например, все три стадии осуществлялись в течение позднемелового и кайнозойского периодов, или же первая и вторая стадии имели место в кембрии, а последняя аккумуляционная – в новейший тектонический этап; в другом районе – наоборот, первая стадия произошла в ранний период геологической истории, а две другие – в заключительный её этап. Естественно, что необходимо учитывать время осуществления каждой из стадий, так как это позволяет выявить особенности в формировании зон газонакопления с газом ранней генерации в каждом конкретном районе.

Далее при описании зон нефтегазонакопления основное внимание будет уделено изучению литологических характеристик пород, содержанию в них ОВ, характеристике пластовых флюидов и водорастворённых УВ. С учётом того, что преимущественно северные нефтегазоносные области Западной Сибири испытали инверсию с максимальной для этого региона амплитудой и в основном в этих районах развита турон-датская покрышка максимальной мощности, в данном обзоре основное внимание уделено северным зонам нефтегазонакопления, а в них – верхнему преимущественно газоносному комплексу апт-сеноманского возраста.

#### ГЛАВА 4. ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Известно, что основные залежи газа в Западной Сибири сосредоточены в северной её части. Газонасыщенными отложениями являются здесь породы верхних литологических комплексов сеноманского, альбского и аптского возраста. В этих породах нами выделено пять основных зон нефтегазонакопления :

Ямальская, Уренгойская, Медвежье-Ямбургская, Русско-Часельская и Губкинская (Рис. 5).

Ямальская зона преимущественного газонакопления приурочена к Нурминскому и Северо-Ямальскому мегавалам и Среднеямальскому своду. Основными месторождениями зоны являются Харасавэйское, Бованенковское, Круzenштернское и Новопортовское.

Уренгойская зона преимущественного газонакопления приурочена к Нижнепурскому мегавалу. Основными месторождениями зоны являются Уренгойское и Северо-Уренгойское.

Медвежье-Ямбургская зона преимущественного газонакопления приурочена в основном к одноимённым мегавалам и Арктической мегаседловине. Основными месторождениями зоны являются Медвежье и Ямбургское.

Русско-Часельская зона нефтегазонакопления приурочена в основном к одноимённому мегавалу и Хадырь-Яхинской моноклиниали. Основными месторождениями зоны являются Русское, Южно-Русское, Северо-Часельское, Береговое, Тазовское, Заполярное.

Губкинская зона нефтегазонакопления приурочена к Северному (Танловскому) мегавалу. Основными месторождениями зоны являются Комсомольское, Северо-Комсомольское, Барсуковское, Губкинское.

Рассмотрим условия генерации, аккумуляции и консервации углеводородов в этих зонах с позиций, указанных в первых главах, и определим роль газов ранней “донефтяной” генерации в формировании данных зон.

##### *Ямальская зона преимущественного газонакопления*

Газовые залежи расположены здесь в отложениях апт-альб-сеноманского возраста. Это песчано-алевритовые породы континентального и прибрежно-морского генезиса, образующие верхнюю часть танопинской свиты (пласты ТП<sub>1</sub>-ТП<sub>16</sub>), а также ханты-мансийскую и уватскую (покурскую) свиты (табл. 2). Эти породы образуют единственный преимущественно газоносный комплекс, ограниченный

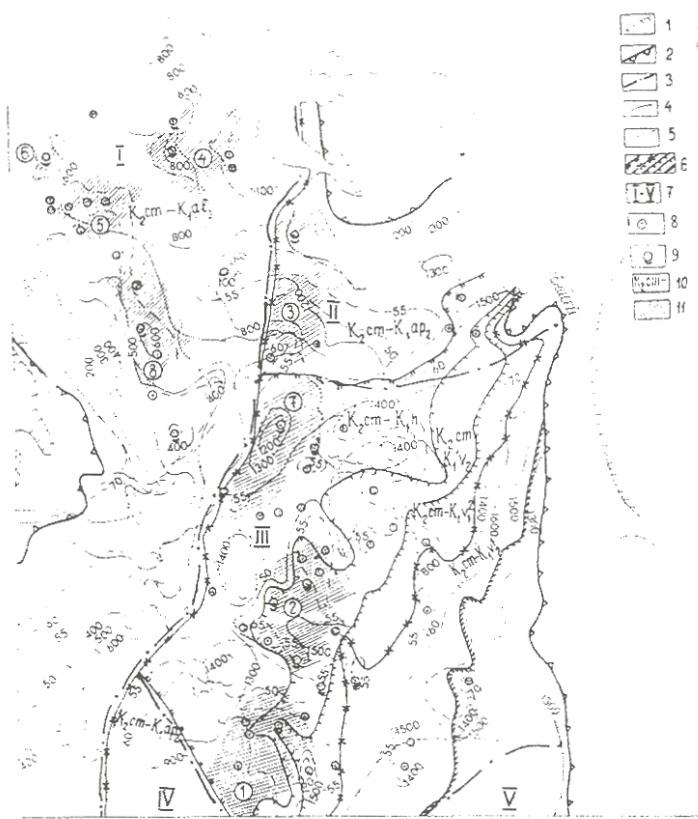


Рис. 5. Карта строения покурского комплекса пород северной части Западно-Сибирской плиты (по В.А.Завадскому, 1985г.). 1- граница палеозойского обрамления плиты; 2- граница распространения верхнемеловой-палеогеновой региональной покрышки; 3- границы типов разрезов комплекса; 4- изопахиты комплекса; 5- изолинии процентного содержания проницаемых песчаных пород в комплексе; 6- границы изменения возрастного диапазона комплекса; 7- типы разрезов комплекса: I- Ярудейско-Ямальский, II- Усть-Енисейский, III- Надымско-Тарко-Салинский, IV- Сургутско-Нижневартовский, V- Елогуйский; 8- месторождения газа в верхней части комплекса; 9- месторождения газа, конденсата и нефти в нижней части комплекса; 10- стратиграфический объем комплекса; 11- основные зоны с перспективной по литологическим показателям нижней частью комплекса

снизу "нейтинской" пачкой глин мощностью до 100 м. Ниже этой пачки залежи УВ имеют резко отличные качественные признаки, в них повышается доля жидкой фазы и увеличивается количество гомологов метана в газе. Верхним "экраном" для залежей апт-сеноманского комплекса являются регионально выдержаные глинистые породы турон-датского возраста мощностью до 700 м в районе Малыгинского месторождения. Мощность отложений комплекса увеличивается от 200 м на юго-западе зоны и до 1000 м на севере. Песчанистость этих пород составляет около 50-70% (рис. 6).

Содержание и состав РОВ рассматриваемого комплекса следующие (Строганов Л.В., 1989): в глинах и аргиллитах  $C_{org}$  составляет от 0,41 до 5 ... 6% (в среднем 3,7%), в песчаниках и алевролитах за счёт высокого количества растительного детрита - от 0,03 до 1,22% (в среднем 0,33%). По данным А.Э.Конторовича, содержание  $C_{org}$  в этом комплексе в песчаниках выше- и составляет 1,1%, а в глинах меньше 1,3%. Тип ОВ - преимущественно гумусовый. В породах часто присутствуют угольные пласты мощностью от нескольких десятков сантиметров до нескольких метров, достигая в сумме 50...70 м мощности. Таким образом, при мощности апт-сеноманского литологического комплекса 1000 м и песчанистости 70% (максимальное значение) генерационно-концентрационный потенциал этих пород будет равен 1,34% или, по данным А.Э.Конторовича - 1,16%. В любом случае, данная величина Рг-к характеризует оптимальные условия для образования в этих отложениях сингенетических, автохтонных газовых скоплений. А если учесть и концентрированное органическое вещество, представленное в виде угольных прослоев, то величина Рг-к будет ещё, и значительно, выше. Особенностью газовых залежей этой зоны является различная заполненность ловушек газом. Наибольшие высоты залежей отмечаются на северных месторождениях Нурминского мегавала: до 150 м в сеноманских отложениях на Бованенковском и Круzenштернском месторождениях и до 300 м в аптических отложениях на Бованенковском

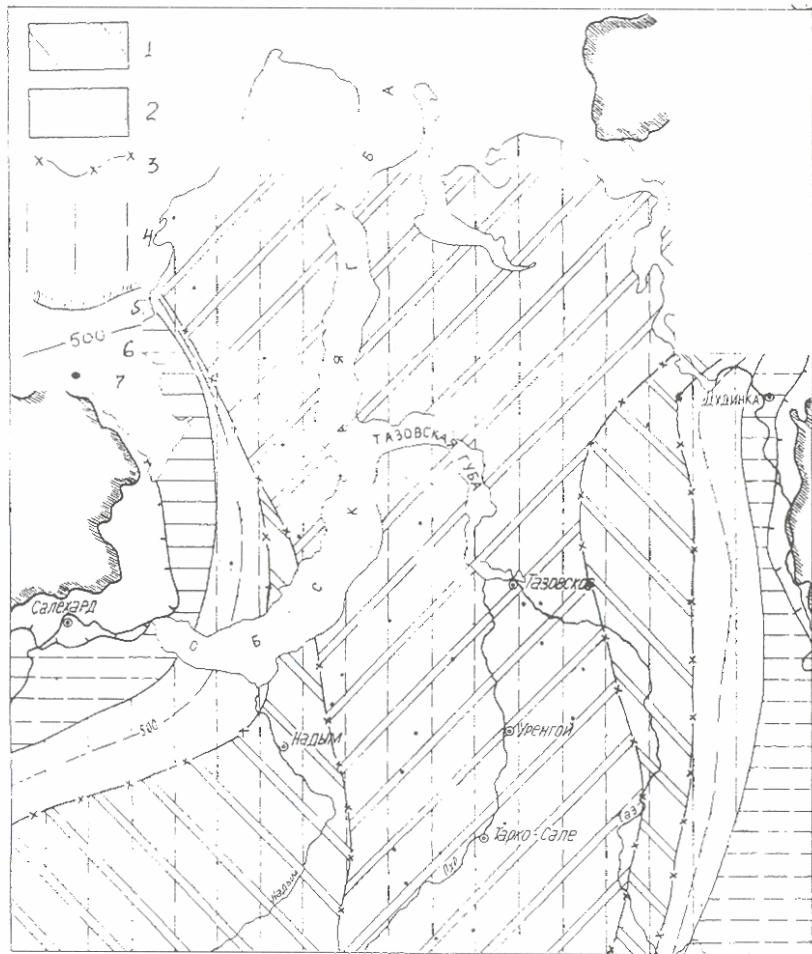


Рис.6. Карта газового состава и газонасыщенности подземных вод сеноманского водонапорного горизонта (по В.А.Завадскому, 1985г.). Зоны изменения газонасыщенности в пределах: 1- 1000-1500 см<sup>3</sup>/л; 2- 1000-2300 см<sup>3</sup>/л; 3- граница зон с различной газонасыщенностью подземных вод; 4- площадь распространения подземных вод с растворенным газом метанового состава; 5- граница обрамления плиты; 6- изолинии газонасыщенности подземных вод, см<sup>3</sup>/л; 7- месторождения и площади, по которым использованы фактические данные по газонасыщенности подземных вод

Таблица 2  
Размещение залежей углеводородов в Ямальской зоне преимущественного газонакопления

Индекс пласта	Малыгинское ГК	Западно-Тамбейское НГК	Южно-Тамбейское ГК	Северо-Тамбейское ГК	Сядорское ГК	Тасийское ГК	Западно-Сечинское ГК
ПК <sub>1</sub>	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г
ПК <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>5</sub>	-	Г	-	-	-	-	-
ПК <sub>6</sub>	-	-	Г	-	-	-	-
ПК <sub>7</sub>	-	-	-	Г	-	-	-
ПК <sub>9</sub>	-	-	-	Г	-	-	-
ПК <sub>10</sub>	Г	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>11</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>12</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ХМ <sub>0</sub>	-	Г	-	-	Г	-	-
ХМ <sub>1</sub>	Г	Г	Г	Г	Г	Г	-
ХМ <sub>2</sub>	Г	Г	Г	Г	Г	Г	-
ХМ <sub>3</sub>	Г	Г	Г	Г	Г	Г	-
ХМ <sub>5</sub>	-	ГК	-	-	-	-	-
ХМ <sub>6</sub>	-	-	-	-	ГК	-	-
ТП <sub>1</sub>	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	Г	Г
ТП <sub>2</sub>	Г	-	ГК	ГК	ГК	Г	Г
ТП <sub>3</sub>	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	-

Продолжение табл.2

Индекс пласта	Малыгинское ГК	Западно-Тамбейское НГК	Южно-Тамбейское ГК	Северо-Тамбейское ГК	Сядорское Г	Тасийское ГК	Западно-Сеяхинское ГК
ТП <sub>4</sub>	Г	-	ГК	ГК	-	ГК	Г
ТП <sub>5</sub>	ГК	ГК	ГК	ГК	-	Г	-
ТП <sub>6</sub>	ГК	-	-	ГК	-	ГК	-
ТП <sub>7</sub>	ГК	-	ГК	ГК	-	ГК	-
ТП <sub>8</sub>	ГК	-	ГК	ГК	-	ГК	-
ТП <sub>9</sub>	ГК	ГН	ГК	ГК	-	-	-
ТП <sub>10</sub>	ГК	ГК	ГК	-	-	ГК	-
ТП <sub>11</sub>	Г	-	ГК	ГК	-	ГК	-
ТП <sub>12</sub>	ГК	ГКН	ГК	ГК	-	ГК	-
ТП <sub>13</sub>	ГК	ГКН	ГК	ГК	-	ГК	-
ТП <sub>14</sub>	ГК	ГН	ГК	ГК	-	ГК	-
ТП <sub>15</sub>	ГК	-	-	ГК	-	-	-
ТП <sub>16</sub>	-	-	ГК	-	-	ГК	-
ТП <sub>17</sub>	-	-	-	-	-	ГК	-
ТП <sub>18</sub>	ГК	ГН	ГК	ГК	-	ГК	-
ТП <sub>19</sub>	-	ГН (ТП <sub>19-20</sub> )	ГК	ГК (ТП <sub>19-20</sub> )	-	Г	ГК
ТП <sub>20</sub>	-	+	ГК	+	-	-	-
ТП <sub>21</sub>	-	ГН (ТП <sub>21-22</sub> )	ГК (ТП <sub>21-23</sub> )	-	-	-	-
ТП <sub>22</sub>	-	+	+	ГК	-	Г	Г
ТП <sub>24</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>25</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>26</sub>	-	-	-	-	-	-	-

36

37

БЯ <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>2</sub>	ГК	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>3</sub>	ГК	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>4</sub>	-	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>5</sub>	-	-	-	-	-	-	Г
БЯ <sub>6</sub>	-	-	-	-	-	-	ГК
БЯ <sub>7</sub>	-	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>8</sub>	-	ГК	ГК	ГК	-	ГК	ГК
БЯ <sub>9</sub>	-	-	-	-	-	-	ГК
БЯ <sub>10</sub>	-	Г	ГК	ГК	-	Г	ГК
БЯ <sub>11</sub>	-	-	ГК	-	-	ГК	-
БЯ <sub>12</sub>	-	-	-	ГК	-	ГК	-
БЯ <sub>13-14</sub>	-	-	ГК	-	-	-	-
БЯ <sub>18</sub>	-	-	-	-	-	-	-
НП <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	-	-
НП <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-	-
НП <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	-	-
НП <sub>4</sub>	-	-	-	-	-	-	-
НП <sub>5-6</sub>	-	-	-	-	-	-	-
НП <sub>7</sub>	-	-	-	-	-	-	-
НП <sub>8</sub>	-	-	-	-	-	-	-
НП <sub>9-10</sub>	-	-	-	-	-	-	-
Ю <sub>2</sub>	ГК(Ю <sub>2-3</sub> )	-	-	ГК	-	-	-
Ю <sub>3</sub>	+	-	-	-	-	-	-
Ю <sub>4</sub>	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение табл.2

Индекс пласта	Малыгинское ГК	Западно-Тамбейское НГК	Южно-Тамбейское ГК	Северо-Тамбейское ГК	Сядорское Г	Тасийское ГК	Западно-Сеяхинское ГК
Ю <sub>6</sub>	ГК (Ю <sub>6-7</sub> )	ГК (Ю <sub>6-7</sub> )	-	-	-	-	-
Ю <sub>7</sub>	+	-	-	-	-	-	-
Ю <sub>10</sub>	-	-	-	-	-	-	-
Ю <sub>12</sub>	-	-	- -	-	-	-	-
тюм.св.	-	-	-	-	-	-	-
PZ	-	-	-	-	-	-	-

Индекс пласта	Харасавэйское ГК	Бованенковское НГГ	Круzenштернское ГК	Южно-Круzenштернское Г	Восточно-Бованенковское Г	Северо-Бованенковское Г
ПК <sub>1</sub>	Г	Г	Г	-	Г	Г
ПК <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>5</sub>	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>6</sub>	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>7</sub>	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>9</sub>	-	ГК	Г	-	-	-
ПК <sub>10</sub>	-	Г	Г	-	-	-
ПК <sub>11</sub>	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>12</sub>	-	-	-	-	-	-
ХМ <sub>0</sub>	-	-	-	-	-	-
ХМ <sub>1</sub>	-	ГК	-	-	-	-
ХМ <sub>2</sub>	-	ГК	Г	-	-	-

38

39

ХМ <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	-
ХМ <sub>5</sub>	-	-	-	-	-	-
ХМ <sub>6</sub>	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>1</sub>	ГК(ТП <sub>1-5</sub> )	ГК(ТП <sub>1-6</sub> )	Г(ТП <sub>1-3</sub> )	Г(ТП <sub>1-3</sub> )	-	Г
ТП <sub>2</sub>	+	+	+	-	-	-
ТП <sub>3</sub>	+	+	+	-	-	-
ТП <sub>4</sub>	+	+	Г(ТП <sub>4-5</sub> )	-	-	-
ТП <sub>5</sub>	+	+	+	-	-	-
ТП <sub>6</sub>	ГК	+	-	-	-	-
ТП <sub>7</sub>	-	ГК(ТП <sub>7-8</sub> )	-	-	-	-
ТП <sub>8</sub>	ГК	+	-	-	-	-
ТП <sub>9</sub>	Г	ГК	Г	Г	-	-
ТП <sub>10</sub>	Г	ГК(ТП <sub>10-11</sub> )	ГК	-	-	-
ТП <sub>11</sub>	ГК	+	-	-	-	-
ТП <sub>12</sub>	ГК	ГК	-	-	-	-
ТП <sub>13</sub>	ГК(ТП <sub>13-14</sub> )	ГК(ТП <sub>13-14</sub> )	ГК	-	-	-
ТП <sub>14</sub>	+	+	ГК	-	-	-
ТП <sub>15</sub>	ГК(ТП <sub>15-16</sub> )	ГК(ТП <sub>15-16</sub> )	-	-	-	-
ТП <sub>16</sub>	+	+	-	-	-	-
ТП <sub>17</sub>	-	ГК	-	-	-	-
ТП <sub>18</sub>	-	ГКН	-	-	-	-
ТП <sub>19</sub>	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>20</sub>	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>21</sub>	ГК(ТП <sub>21-23</sub> )	-	-	-	-	-
ТП <sub>22</sub>	+	-	-	-	-	-

Продолжение табл.2

Индекс пласта	Харасавэйское ГК	Бованенковское НГГ	Круzenштернское ГК	Южно-Круzenштернское Г	Восточно-Бованенковское Г	Северо-Бованенковское Г
ТП <sub>24</sub>	ГК	-	-	-	-	-
ТП <sub>25</sub>	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>26</sub>	ГК	-	-	-	-	-
БЯ <sub>1</sub>	ГК	ГК	-	-	-	-
БЯ <sub>2</sub>	ГК	ГК(БЯ <sub>2-4</sub> )	ГК	-	-	-
БЯ <sub>3</sub>	-	+	-	-	-	-
БЯ <sub>4</sub>	-	+	-	-	-	-
БЯ <sub>5</sub>	ГК	ГК	-	-	-	-
БЯ <sub>6</sub>	ГК	-	-	-	-	-
БЯ <sub>7</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>8</sub>	ГК	-	-	-	-	-
БЯ <sub>9</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>10</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>11</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>12</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>13-14</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>18</sub>	-	-	-	-	-	-
НП <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	-
НП <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-
НП <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	-
НП <sub>4</sub>	-	-	-	-	-	-
НП <sub>5-6</sub>	-	-	-	-	-	-

40

НП <sub>7</sub>	-	-	-	-	-	-	-
НП <sub>8</sub>	-	-	-	-	-	-	-
НП <sub>9-10</sub>	-	-	-	-	-	-	-
Ю <sub>2</sub>	ГК	ГК	-	-	-	-	-
Ю <sub>3</sub>	ГК	ГК	-	-	-	-	-
Ю <sub>4</sub>	-	-	-	-	-	-	-
Ю <sub>6</sub>	-	ГК	-	-	-	-	-
Ю <sub>7</sub>	-	ГК	-	-	-	-	-
Ю <sub>10</sub>	-	ГК	-	-	-	-	-
Ю <sub>12</sub>	-	ГК	-	-	-	-	-
ТЮМ.СВ.	-	-	-	-	-	-	-
PZ	-	-	-	-	-	-	-

41

Индекс пласта	Верхне-Тиутейское Г	Нерстинское Г	Нейтинское НГК	Арктическое НГК	Средне-Ямальское НГК	Нурминское НГК	Ростовцевское НГК
ПК <sub>1</sub>	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г
ПК <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>5</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>6</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>7</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>9</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>10</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>11</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>12</sub>	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение табл.2

Индекс пласта	Верхне-Тиутейское Г	Нерстинское Г	Нейтингское НГК	Арктическое НГК	Средне-Ямальское НГК	Нурминское НГК	Ростовцевское НГК
ХМ <sub>0</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ХМ <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ХМ <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ХМ <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ХМ <sub>5</sub>	-	-	-	-	Г	Г	-
ХМ <sub>6</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>1</sub>	-	-	-	-	Г	Г	-
ТП <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	Г	-
ТП <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	Г	-
ТП <sub>4</sub>	-	-	Г	-	-	-	-
ТП <sub>5</sub>	-	-	Г	-	-	-	-
ТП <sub>6</sub>	-	-	-	-	-	Г	-
ТП <sub>7</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>8</sub>	-	-	-	-	-	-	Г
ТП <sub>9</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>10</sub>	-	-	-	Г	-	-	-
ТП <sub>11</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>12</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>13</sub>	-	-	-	ГК(	ТП <sub>(13-15)</sub>	-	Г
ТП <sub>14</sub>	-	-	-	-	-	Г	-
ТП <sub>15</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>16</sub>	-	-	-	-	-	ГК	ГК

ТП <sub>17</sub>	-	-	-	ГК	-	ГК	ГК
ТП <sub>18</sub>	-	-	ГК	ГК	-	ГК	-
ТП <sub>19</sub>	-	-	ГКН	-	-	-	-
ТП <sub>20</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>21</sub>	-	-	-	-	-	Г	-
ТП <sub>22</sub>	-	-	-	-	-	ГН	-
ТП <sub>24</sub>	-	-	-	ГК	-	-	-
ТП <sub>25</sub>	-	-	-	-	-	ГК	-
ТП <sub>26</sub>	-	-	ГК	-	-	-	-
БЯ <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>4</sub>	-	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>5</sub>	-	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>6</sub>	-	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>7</sub>	-	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>8</sub>	-	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>9</sub>	-	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>10</sub>	-	-	-	ГН	ГКН	-	-
БЯ <sub>11</sub>	-	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>12</sub>	-	-	-	-	ГКН	-	-
БЯ <sub>13-14</sub>	-	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>18</sub>	-	-	-	-	-	-	ГК
НП <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	-	ГКН
НП <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-	ГК

Продолжение табл.2

Индекс пласта	Верхне-Тиутейское Г	Нерстинское Г	Нейтингское НГК	Арктическое НГК	Средне-Ямальское НГК	Нурминское НГК	Ростовцевское НГК
НП <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	-	ГН
НП <sub>4</sub>	-	-	-	-	-	-	ГН
НП <sub>5-6</sub>	-	-	-	-	-	-	-
НП <sub>7</sub>	-	-	-	-	-	-	ГН
НП <sub>8</sub>	-	-	-	-	-	-	-
НП <sub>9-10</sub>	-	-	-	-	-	-	-
Ю <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-	Г(Ю <sub>2-3</sub> )
Ю <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	-	+
Ю <sub>4</sub>	-	-	-	-	-	-	Г
Ю <sub>6</sub>	-	-	-	-	-	-	-
Ю <sub>7</sub>	-	-	-	-	-	-	-
Ю <sub>10</sub>	-	-	-	-	-	-	-
Ю <sub>12</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТЮМ.СВ.	-	-	-	-	-	-	-
PZ	-	-	-	-	-	-	-

Индекс пласта	Каменно-мысское Г	Мало-Ямальское ГК	Новопортовское НГК	Хамбатейское ГК	Байдарацкое ГК	Усть-Юрибейское Г
ПК <sub>1</sub>	Г	Г	Г-	-	-	-
ПК <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	-

ПК <sub>5</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>6</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>7</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>9</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>10</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>11</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ПК <sub>12</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ХМ <sub>0</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ХМ <sub>1</sub>	-	-	Г	-	-	-	-
ХМ <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ХМ <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ХМ <sub>5</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ХМ <sub>6</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>1</sub>	-	-	ГН	-	-	-	Г
ТП <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>4</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>5</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>6</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>7</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>8</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>9</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>10</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>11</sub>	-	-	-	-	-	-	-
ТП <sub>12</sub>	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение табл.2

Индекс пласта	Каменно-мысское Г	Мало-Ямальское ГК	Новопортовское НГК	Хамбатейское ГК	Байдарацкое ГК	Усть-Юрибейское Г
TP <sub>13</sub>	-	-	-	-	-	-
TP <sub>14</sub>	-	-	-	-	-	-
TP <sub>15</sub>	-	-	-	-	-	-
TP <sub>16</sub>	-	-	-	-	-	-
TP <sub>17</sub>	-	-	-	-	-	-
TP <sub>18</sub>	-	-	-	-	-	-
TP <sub>19</sub>	-	-	-	-	-	-
TP <sub>20</sub>	-	-	-	GK	-	-
TP <sub>21</sub>	-	-	-	-	-	-
TP <sub>22</sub>	-	-	-	-	-	-
TP <sub>24</sub>	-	-	-	-	-	-
TP <sub>25</sub>	-	-	-	-	-	-
TP <sub>26</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>4</sub>	-	-	-	-	GK	-
БЯ <sub>5</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>6</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>7</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>8</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>9</sub>	-	-	-	-	-	-

БЯ <sub>10</sub>	-	-	-	GK	-	Г
БЯ <sub>11</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>12</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>13-14</sub>	-	-	-	-	-	-
БЯ <sub>18</sub>	-	-	-	GK	-	-
НП <sub>1</sub>	-	-	GHK	-	-	-
НП <sub>2</sub>	-	-	GKH	-	-	-
НП <sub>3</sub>	-	-	GHK	-	-	-
НП <sub>4</sub>	-	-	GKH	-	-	-
НП <sub>5-6</sub>	-	-	GKH	-	-	-
НП <sub>7</sub>	-	-	ГН	-	-	-
НП <sub>8</sub>	-	-	ГН	-	-	-
НП <sub>9-10</sub>	-	-	GKH	-	-	-
Ю <sub>2</sub>	-	GK(Ю <sub>2-3</sub> )	GK(Ю <sub>1-2</sub> )	-	-	-
Ю <sub>3</sub>	-	+	-	-	-	-
Ю <sub>4</sub>	-	GK	-	-	-	-
Ю <sub>6</sub>	-	-	-	-	-	-
Ю <sub>7</sub>	-	-	-	-	-	-
Ю <sub>10</sub>	-	-	-	-	-	-
Ю <sub>12</sub>	-	-	-	-	-	-
ТЮМ.СВ.	-	-	-	-	-	-
PZ	-	-	-	-	-	-

месторождении, соответственно здесь отмечается повышенная, почти предельная, заполненность ловушек газом – 80-90%. В то же время на южных месторождениях высоты залежей намного меньше, хотя амплитуда ловушек довольно значительная. Так, на Новопортовском месторождении в сеноманских отложениях высота залежи всего 20 м при амплитуде ловушки 180 м, что даёт коэффициент заполнения 0,1; в аптских отложениях этот коэффициент равен 0,37; на Нурминском месторождении в аптских отложениях коэффициент заполнения – 0,14. Неполное заполнение ловушек может быть связано с двумя причинами: дегазацией через зоны трещиноватости и частичным опусканием территории в четвертичное время (А.Э.Конторович, 1986). В последнее время территория Ямала опустилась на несколько десятков метров, отчего пластовое давление увеличилось на несколько атмосфер. Это привело к сжатию газа в залежах и уменьшению его объёма на 10...20%. В то же время на ряде структур уменьшение объёма газа произошло и в результате дегазации залежей через тектонические нарушения (разрывы). Например, на Нейтинском и Нерстинском месторождениях в меловых отложениях зафиксированы крупные нарушения, а заполненность ловушек составляет всего 12...50%.

По мнению автора, как дегазация недр, так и четвертичный подъём территории не являются решающими факторами в заполнении ловушек газом. Выявленная автором ещё в 1988 г. прямая связь угленосности меловых отложений с коэффициентом заполнения ловушек (чем больше суммарная мощность угольных пластов, тем выше заполненность ловушек газом) не является простым совпадением, а имеет генетический характер. Она свидетельствует о формировании газовых залежей за счёт собственного мелового источника газа, снижение потенциала которого закономерно влечёт уменьшение заполненности ловушек газом.

Об этом свидетельствует также характер распределения газовых ресурсов внутри апт-сеноманского

литологического комплекса. Основные ресурсы газа (60%) сосредоточены здесь в аптских пластах. Это связано, по мнению автора, с тем, что именно в этой части разреза породы наиболее обогащены ОВ, в том числе и концентрированной его формой, что свидетельствует о повышенном углеводородном потенциале аптских пород. Для сравнения: в Надым-Пурской, Пур-Газовской и Усть-Енисейской областях основные ресурсы газа приурочены к сеноманским отложениям, где отмечается повышенная по сравнению с аптскими породами доля ОВ.

Рассмотрим теперь показатели, включённые нами во вторую группу, а именно: состав водорастворённых и свободных газов, газонасыщенность пластовых вод, изотопный состав свободных газов.

Состав газов в залежах по всему разрезу и территории зоны практически одинаков. Во всех залежах преобладает метан. Его количество составляет 75...99% и увеличивается вверх по разрезу. В породах апт-сеноманского литологического комплекса содержание метана в газе составляет в основном 97...99%, содержание гомологов не превышает 3...5% (табл. 3). Ниже, под непроницаемой “нейтинской” пачкой, содержание тяжёлых УВ возрастает до 7, редко 9%, иногда составляя и более 20%, что связано с высоким содержанием конденсата в газе или наличием нефтяной оторочки (пласты ТП<sub>19-20</sub> на Бованенковском месторождении, пласт БЯ<sub>2</sub> - на Харасавэйском месторождении).

Состав водорастворённых газов апт-сеноманского комплекса аналогичен составу газа в залежах, т.е. метановый с содержанием метана 95...99%. Содержание тяжёлых углеводородов колеблется в пределах 0...1,1%. Газонасыщенность вод составляет преимущественно 1000...2300 см<sup>3</sup>/л (по В.А.Завадскому, 1985, Рис. 7). Коэффициент газонасыщенности в пределах месторождений практически предельный и равен 0,8 (по М.Я.Рудкевичу, 1988, Рис.8). К юго-западу упругость водорастворённых газов уменьшается до 0,2. Дефицит упругости водорастворённых газов апт-сеноманских отложений составляет

Таблица 3  
Содержание метана в газовых залежах

Месторождение	Индекс пласта	Содержание метана, %
Арктическое	ПК <sub>1</sub>	97,49
Бованенковское	ПК <sub>1</sub>	96,20
-"-	ПК <sub>10</sub>	95,80
Верхнетиутейское	ПК <sub>1</sub>	98,95
Восточно-Бованенковское	ПК <sub>1</sub>	99,00
Западно-Тамбейское	ХМ <sub>2</sub>	98,25
Круzenштернское	ПК <sub>1</sub>	99,02
-"-	ПК <sub>9</sub>	98,31
-"-	ПК <sub>10</sub>	97,73
Нейтинское	ПК <sub>1</sub>	98,78
Новопортовское	ПК <sub>1</sub>	93,89
-"-	ХМ <sub>1</sub>	75,37
Ростовцевское	ПК <sub>1</sub>	95,71
Северо-Тамбейское	ПК <sub>1</sub>	98,20
-"-	ХМ <sub>1</sub>	96,91
Средне-Ямальское	ПК <sub>1</sub>	93,89
Сядорское	ПК <sub>1</sub>	95,92
Харасавэйское	ПК <sub>1</sub>	97,30

составляет 1...6 МПа за исключением приkontурных зон рассеивания газовых залежей, где коэффициент упругости около 1. По мнению ряда исследователей, недонасыщенность пластовых вод газом свидетельствует об образовании здесь залежей за счёт процессов миграции газа из более глубоких горизонтов. В то же время известно, что подземные воды всех нефтегазоносных бассейнов в той или иной степени недонасыщены газом. Поэтому недонасыщенность вод газосодержащих горизонтов в настоящее время свидетельствует, видимо, скорее о происходящем диффузионном рассеивании газов, чем о недонасыщенности пластовых вод в период образования этих залежей. На возможность образования сингенетических залежей газа на севере Западной Сибири при современном дефиците упругости указали впервые В. И. Ермаков и Н. Н. Немченко, которые

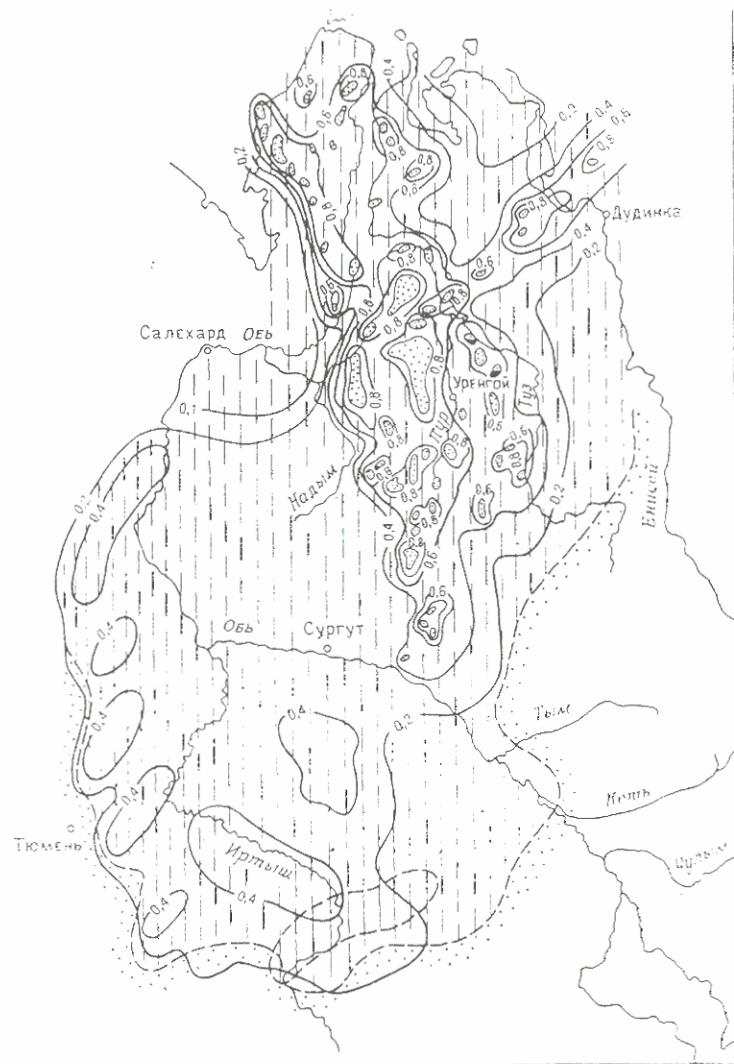


Рис.7. Газогидрохимическая карта верхнеальбсеноманского проницаемого комплекса (по М.Я.Рудкевичу, 1988г.): 1- граница между зонами разнотипных газов; 2- изолинии равных значений коэффициента газонасыщенности; 3- газ сухой азотно-углеводородного типа; 5- месторождения углеводородов

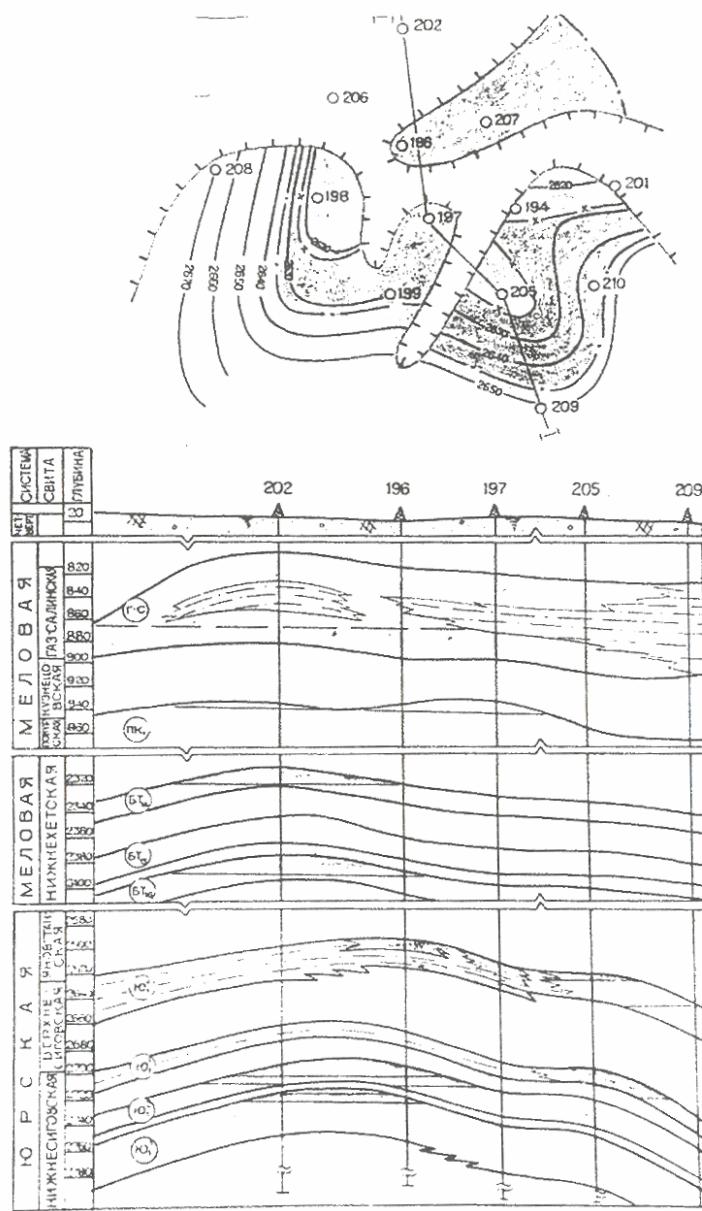


Рис.8. Усть-Часельское месторождение. Структурная карта по кровле пласта Ю<sub>1</sub> и геологический разрез по линии I-I

считают, что после отложения туронских глинистых осадков в водоносной системе начали создаваться условия для насыщения пластовых вод углево-дородным газом. В позднемеловое время образовавшиеся газы переходили в водно-растворённую фазу. Высокая газонасыщенность пластовых вод, при которой могло начаться образование залежей газа, возникла лишь в конце датского времени. Этап максимального газообразования имел место в палеоцен-олигоценовое время. Достаточно высокая и, по всей вероятности, предельная газонасыщенность системы к этому времени и большие объёмы генерированного газа создали условия для образования свободных газовых скоплений. Суммарные объёмы растворённого и генерированного газа на этом этапе были достаточно велики для образования крупнейших газовых залежей. Ловушки всех разведанных залежей заполнены практически до "замка". В дальнейшем объёмы газов, растворённых в водах, не изменились, но увеличение давления и снижение температуры в четвертичный период создали значительный дефицит газонасыщенности пластовых вод, который наблюдается в настоящее время. Эти же условия привели к уменьшению объёмов газа и обусловили наблюдаемое частичное заполнение ловушек. В.Н.Корценштейн также считает, что залежи газа в апт-сеноманских отложениях на севере Западной Сибири сформировались вследствие разгазирования пластовых вод. Таким образом, почти предельная газонасыщенность пластовых вод апт-сеноманского комплекса может свидетельствовать о возможности образования в рассматриваемом регионе газовых скоплений за счёт собственного потенциала осадочных пород.

По изотопному составу газы апт-сеноманского комплекса резко отличаются от неокомских и юрских газов. Так, по данным И.И.Нестерова, К.А.Шпильмана, Д.И.Крашина  $\delta^{13}\text{C}$  для газов апт-сеноманских отложений варьирует от -48,3 до -64,7‰ (среднее -57,2‰), для конденсатных газов неокомских и юрских пород – от -34,3 до -47,3‰ (среднее -40,0‰). Данные Е.Я.Гаврилова,

Ю.А.Журова и Г.И.Теплинского по изотопному составу аргона также свидетельствуют о резком отличии газов апт-сеноманского комплекса от неокомских и юрских газов. Такое различие в изотопном составе углерода метана, аргона, а также и гелия (А.С.Панченко,1985) подтверждает, по их мнению, наличие самостоятельного генотипа газов в апт-сеноманском комплексе. Однако, не на всех месторождениях отмечается различие в изотопных газовых характеристиках. Так, на Нейтинском месторождении газы апт-сеноманского комплекса имеют одинаковые изотопные значения с газами неокома. Это может свидетельствовать о прорывах газа из нижележащих отложений в сеноманские по тектоническим разрывным нарушениям, установленным здесь по данным сейсморазведки и бурения.

По данным Э.М.Прасолова (1990), газы апт-сеноманского возраста в Ямальской зоне преимущественного газонакопления имеют следующие величины изотопного состава углерода метана, которые приведены в табл. 4.

Таблица 4

#### **Изотопный состав углерода метана газовых залежей**

Месторождение	Средняя глубина, м	Возраст	$\delta^{13}\text{C}_1, \text{\%}$
Арктическое	700	K <sub>2</sub>	-53,0
“	1700	K <sub>1a</sub>	-39,8
Бованенковское	1360	K <sub>1a</sub>	-39,9
Каменномысское	1810	K <sub>1a</sub>	-48,3
Нейтинское	660	K <sub>2s</sub>	-38,9
“	1630	K <sub>1a</sub>	-39,5
Харасавэйское	750	K <sub>2s</sub>	-47,6
“	1505	K <sub>1a</sub>	-39,7
“	1550	K <sub>1a</sub>	-40,4
“	1615	K <sub>1a</sub>	-40,0
“	2300	K <sub>1g</sub>	-32,4
Южно-Тамбейское	1850	K <sub>1a</sub>	-45,5
“	1860	K <sub>1a</sub>	-57,0
“	1925	K <sub>1a</sub>	-42,1
“	2600	K <sub>1g,br</sub>	-33,0
“	2710	K <sub>1br</sub>	-34,4

Из табл.4 видно, что сеноманские газовые залежи имеют величину изотопного состава углерода метана равную -47,6... -53,0 ‰, что отличается от этой же величины в аптских газах на Харасавэйском, Бованенковском и Арктическом месторождениях, где она составляет -39,7... -40,4 ‰. В то же время, на Каменномысском и Южно-Тамбейском месторождениях величина  $\delta^{13}\text{C}_1$  ‰ в аптских газах практически совпадает с этой же величиной в сеноманских газах и составляет от -42,1 до -57,0 ‰. На Харасавэйском и Южно-Тамбейском месторождениях газ потерива и баррема изотопно значительно “тяжелее”, чем апт-сеноманские газы.

Таким образом, по величине изотопного состава углерода метана можно сделать вывод, что газы апт-сеномана Ямальской зоны генетически отличаются от газов неокома и, следовательно, имеют отличный от них источник образования.

Таким образом, в формировании газовых скоплений апт-сеномана принимали участие газы биохимического и термокаталитического генезиса, причём доля биохимического метана увеличивается вверх по разрезу. Исключение составляет Нейтинское месторождение, где из-за имеющихся здесь тектонических нарушений в сеномане накопился газ преимущественно термокаталитического генезиса. В неокоме же повсеместно аккумулировался газ термокаталитической зоны.

#### **Уренгойская зона преимущественного газонакопления**

Газовые скопления расположены в этой зоне, как и в Ямальской, в верхнем литологическом апт-сеноманском комплексе пород, в продуктивных пластах верхневартовской (пласты АУ) и покурской (пласты ПК) свит (табл.5). Нижним экраном для этого комплекса являются субрегиональные покрышки над нижележащими пластами группы БУ мощностью до 20...30 м, верхним – мощная толща турон-датских глин. Апт-сеноманские отложения представляют собой сравнительно однородную

Таблица 5

**Размещение залежей углеводородов в Уренгойской зоне  
преимущественного газонакопления**

Индекс пласта	Восточно-Уренгойское + Северо-Есетинское НГК	Уренгойское НГК	Северо-Уренгойское НГК	Ен-Яхинское НГК
ПК 1	Г	Г	Г	-
ПК 18	-	ГК	-	-
ПК 21	-	ГК	-	-
АУ 4	-	-	ГК	-
АУ 5	-	-	ГК	-
АУ 7	-	-	ГК	-
АУ 8	-	-	ГК	-
АУ 9	-	-	ГК	-
АУ 10	-	ГК	-	-
АУ 11	-	-	ГК	-
БУ 0	-	ГК	ГК	-
БУ 1	-	ГК (БУ 1-5)	ГК	-
БУ 2	-	+	-	-
БУ 3	-	+	-	-
БУ 4	-	+	-	-
БУ 5	-	+	ГК	-
БУ 6	-	-	ГК	-
БУ 7	-	-	ГК	-

БУ 8	-	ГКН	ГК	ГКН (БУ 8-9)
БУ 9	-	ГКН	ГК	+
БУ 10	-	ГКН	ГКН	ГК
БУ 11	-	ГКН	ГКН	-
БУ 12	-	ГКН	-	ГКН
БУ 13	-	ГКН	-	-
БУ 14	ГК	ГКН	-	-
БУ 15	-	ГК	-	-
БУ 16	ГКН	ГКН	-	-
БУ 17	ГКН	ГК	-	-
БУ 18	ГКН	-	-	-
БУ 19	ГК	-	-	-
АЧ 1	-	ГК	-	-
АЧ 2	-	ГК	-	-
АЧ 3	-	ГКН (АЧ3-4)	-	-
АЧ 4	-	+	-	-
АЧ 5	-	ГК	-	-
АЧ 6	-	ГК	-	-
Ю 1	-	ГК	-	-
Ю 2	-	ГН (Ю 2-3-10)	-	-
Ю 3	-	+	-	-
Ю 10	-	+	-	-

Продолжение табл. 5

Индекс пласта	Юбилейное НГК	Ямсовейское ГК	Самбургское НГК	Ево-Яхинское ГК	Юрхаровское НГК	Непонятное Н
ПК 1	Г	Г	-	-	Г	-
ПК 18	-	-	-	-	ГК	-
ПК 19	-	-	-	-	-	-
АУ 1	ГК	-	-	-	-	-
АУ 3	ГК	-	-	-	-	-
АУ 4	-	-	-	-	-	-
АУ 5	-	-	-	-	-	-
АУ 7	-	-	-	-	ГК	-
АУ 8	-	-	-	-	-	-
АУ 9	-	-	-	-	-	-
АУ 10	-	-	-	-	-	-
АУ 11	ГК	-	-	-	-	-
БУ 0	-	-	-	-	-	-
БУ 1	-	-	-	-	Г К(БУ 1-2)	-
БУ 2	-	-	-	-	+	-
БУ 3	-	-	-	-	ГК	-
БУ 4	-	-	-	-	ГК	-
БУ 5	-	-	-	-	ГК	-
БУ 6	-	-	-	-	-	-
БУ 7	-	-	-	-	-	-
БУ 8	ГКН	-	-	-	ГКН	-
БУ 9	-	-	-	-	ГК	-
БУ 10	-	-	ГКН	-	-	-

БУ 11	-	-	-	-	-	-
БУ 12	-	ГК	ГК	ГК	-	-
БУ 13	-	-	ГКН	-	-	-
БУ 14	-	-	ГКН	-	-	-
БУ 15	-	-	-	-	-	-
БУ 16	-	-	-	-	-	-
БУ 17	-	-	ГК	ГК	-	-
БУ 18	-	-	-	-	-	-
БУ 19	-	-	-	-	-	-
АЧ 1	-	-	-	-	-	Н
АЧ 2	-	-	ГН	-	-	Н
АЧ 3	-	-	ГН (АЧ3-4)	-	-	-
АЧ 4	-	-	+	-	-	-
АЧ 5	-	-	-	-	-	-
АЧ 6	-	-	-	-	-	-
Ю 1	-	-	-	-	-	-
Ю 2	Н	-	-	-	-	-
Ю 3	-	-	-	-	-	-
Ю 10	-	-	-	-	-	-

толщу песчано-алевролитовых осадков преимущественно континентального генезиса. Мощность отложений составляет около 1500 м, песчанистость – 50...55% (рис. 6).

Альбская часть комплекса является несколько более “мористой” и содержит, в отличие от Ямальской зоны, только незначительные по протяжённости глинистые пропластки, являющиеся зональными или локальными покрышками для газоконденсатных залежей пластов верхневартовской свиты (пласты группы АУ).

Основные запасы газа в этом комплексе скопились под мощной (до 650 м) турон-датской покрышкой в пласте ПК<sub>1</sub>, представленном песчаниками и песками с линзовидными прослойями алевролитов и глин.

Содержание С<sub>орг</sub> в глинистых породах составляет 1,3%, в песчаных – 0,7%. Состав ОВ – преимущественно гумусовый. Угольное вещество в этой части разреза в концентрированной форме не развито. Встречаются углистые аргиллиты (глины). Таким образом, генерационно-концентрационный потенциал апт-сеноманского комплекса пород при песчанистости 50% с учётом только РОВ будет равен 1%, при учёте и ОВ углистых глин – более 1%. Поэтому можно предположить по этому критерию возможность образования в этих породах сингенетических автохтонных газовых скоплений, для образования которых необходима величина РГ-к не менее 1%.

Газ газовых залежей этой зоны “сухой”, метана – 98-99%, гомологов метана – менее 1% (табл. 6).

Таблица 6

#### Содержание метана в газовых залежах

Месторождение	Индекс пласта	Содержание метана, %
Северо-Уренгойское	ПК <sub>1</sub>	98,50
Уренгойское	ПК <sub>1</sub>	98,24
“	ПК <sub>18</sub>	97,80
Юбилейное	ПК <sub>1</sub>	97,51
“	АУ <sub>1</sub>	98,66
Юрхаровское	ПК <sub>1</sub>	98,49
Ямсовейское	ПК <sub>1</sub>	98,28

В составе водорастворённого газа апт-сеноманских отложений преобладает метан, содержание которого составляет 96...98%. Тяжёлых углеводородов не более 1%. Газонасыщенность максимальная для северных районов Западной Сибири – до 2000 см<sup>3</sup>/л и более. Коэффициент газонасыщенности достигает величины 0,8 (рис. 7,8).

Изотопный состав углерода метана газовых залежей Уренгойской зоны (по Э.М.Прасолову, 1990; Т.А.Крыловой и др., 1982) приведен в табл.7.

Таблица 7  
Изотопный состав углерода метана газовых залежей

Месторождение	Средняя глубина, м	Возраст	δ <sup>13</sup> C <sub>1</sub> , ‰
Самбургское	2850	K <sub>1g</sub>	-38,2
Северо-Есетинское	3140	K <sub>1v</sub>	-34,6
Северо-Уренгойское	1210	K <sub>2s</sub>	-47,2
Уренгойское	1200	K <sub>2s</sub>	-46,6
“	2840	K <sub>1g</sub>	-32,8
“	1265	K <sub>2s</sub>	-58,0
“	1135	K <sub>2s</sub>	-56,1
“	1182	K <sub>2s</sub>	-58,0

Из приведённых данных следует, что сеноманские газы на примере Уренгойского месторождения резко отличаются по величине изотопного состава углерода метана от газов нижних горизонтов. Для сеноманских газов характерна величина изотопного состава метана в пределах -46 ... -58 ‰, а для газов неокома – -32 до 38 ‰.

Таким образом, по комплексу генетических показателей можно сделать вывод, что в формировании верхнемеловых газовых скоплений Уренгойской зоны, как и рассмотренной ранее Ямальской, принимали участие газы биохимического и раннетермокаталитического генезиса, т. е. газы ранней “донефтяной” генерации.

### *Медвежье-Ямбургская зона преимущественного газонакопления*

Основные газовые залежи расположены в этой зоне также в верхнем продуктивном апт-сеноманском комплексе пород (табл. 8). Отложения комплекса представлены в этой зоне неравномерным переслаиванием алеврито-песчаных и глинистых пород с увеличением доли глинистой составляющей вниз по разрезу. Песчанистость комплекса – 50...55%, мощность – до 1300 м (рис.6).

В юго-западной части рассматриваемой зоны нижним экраном являются зонально развитые глинистые отложения ахской свиты (над группой пластов БН), в пределах остальной территории – субрегиональная глинистая толща над группой пластов БУ вартовской свиты. Мощность нижнего экрана – около 30 м. Верхним экраном является глинистая толща турон-датских осадков мощностью более 500 м.

Основные залежи газа приурочены к кровле сеноманских отложений, пласту ПК<sub>1</sub> уватской или покурской свит. Кроме того, небольшие по запасам залежи имеются в нижних пластах, например в пласте ПК<sub>18</sub> ханты-мансийской свиты на Пангодинском месторождении.

По данным А.Э.Конторовича (1986), средняя концентрация органического углерода в этих отложениях составляет в глинах 1,3% (0,70...1,83%), в песчаниках – 0,6% (0,09...1,48%). Распределение С<sub>org</sub> в глинах по данной зоне равномерное: на Пангодинском месторождении – 1,01%, на Ныдинской – 1,11%, на Ямбургской – 1,19% и лишь на Харвутинской площади, наиболее погруженном участке зоны, значительно ниже – 0,73%. Органическое вещество гумусового типа. По данным П.А.Трушкова (1983), в нём преобладают витринитовые компоненты. Кроме того, в породах этого литологического комплекса распространены прослои углей и углистых аргиллитов.

При коэффициенте песчанистости 50% и учёте как рассеянной, так и концентрированной форм органического

Таблица 8  
Размещение залежей углеводородов в Медвежье-Ямбургской зоне преимущественного газонакопления

Индекс пласта	Медвежье (с Ныдинским участком) ГК	Пангодинское ГК	Харвутинское НГ	Сандбинское Н	Танусалинское Г
ПК <sub>1</sub>	Г	Г	Г	-	Г
ПК <sub>2</sub>	Г	-	-	-	-
ПК <sub>9</sub>	Г	-	-	-	-
ПК <sub>18</sub>	-	Г	-	-	-
ХМ <sub>2</sub>	Г	-	-	-	-
ХМ <sub>3</sub>	Г	-	-	-	-
ХМ <sub>4</sub>	Г	-	-	-	-
ХМ <sub>5</sub>	Г	-	-	-	-
ПП <sub>1</sub>	Г	-	-	-	-
ПП <sub>2</sub>	Г	-	-	-	-
ПП <sub>3</sub>	Г	-	-	-	-
БН <sub>1</sub>	Г	-	-	-	-
БН <sub>4</sub>	-	-	НГ	-	Н
БН <sub>6</sub>	-	-	-	-	-
БН <sub>10</sub>	ГК	-	-	-	-
БН <sub>14</sub>	-	ГК	-	-	-
БН <sub>16</sub>	-	ГК	-	-	-
Ю <sub>2-5</sub>	-	-	-	-	-

Продолжение табл.8

Индекс пласта	Песчаное НГК	Ямбургское НГК
ПК 1	-	Г
ПК 9	-	-
ПК 18	-	-
ПК 21	-	-
АУ 4	-	-
АУ 5	-	-
АУ 7	-	-
АУ 8	-	-
АУ 9	-	-
АУ 10	-	-
АУ 11	-	-
БУ 0	-	-
БУ 1	-	-
БУ 2	-	-
БУ 3	-	ГК
БУ 4	-	ГК
БУ 5	-	ГК
БУ 6	-	ГК
БУ 7	-	ГК
БУ 8	ГКН	ГКН
БУ 9	ГКН	ГК
БУ 10	ГКН	-
БУ 11	-	-

БУ 12	-	-
БУ 13	-	-
БУ 14	-	-
БУ 15	-	-
БУ 16	-	-
БУ 17	-	-
БУ 18	-	-
БУ 19	-	-
БУ 20	-	-
БУ 21	-	-
АЧ 1	-	-
АЧ 2	-	-
АЧ 3	-	-
АЧ 4	-	-
АЧ 5	-	-
АЧ 6	-	-

вещества, величина генерационно-концентрационного потенциала в этих отложениях составит 1%, что является благоприятным фактором для образования в этом комплексе пород сингенетичных автохтонных газовых скоплений.

В составе газа сеноманских газовых скоплений преобладает метан: его содержится в среднем 97...98% (табл. 9), гомологов метана – не более 1,5%.

Таблица 9

**Содержание метана в газовых залежах**

Месторождение	Индекс пласта	Содержание метана, %
Медвежье	ПК 1	98,44
Пангодинское	ПК 1	96,06
Песчаное	ПК 1	98,84
Харвутинское	ПК 1	97,50
Ямбургское	ПК 1	98,60

Из общего фона высокого содержания метана выделяется Пангодинское месторождение в сеномане, в котором метана содержится 96,06%, а в апте – менее 90%. Следует отметить, что и в неокоме газы на этой площади более “жирные”, чем на остальных. Кроме того, при опробовании сеноманских отложений в ряде скважин получены непромышленные притоки нефти дебитом около 35 м<sup>3</sup>/сут. Это свидетельствует о возможных вертикальных перетоках флюидов по тектоническим нарушениям или зонам разуплотнения пород из глубоких, возможно юрских, горизонтов.

Состав водорастворённых газов близок к составу свободных газов: содержание метана в сеноманских водорастворённых газах составляет на Медвежьем месторождении около 97%, на Ямбургском – 99%. Газонасыщенность пластовых вод довольно высокая и достигает, как и в Уренгойской зоне, 2000 см<sup>3</sup>/л и более. Коэффициент газонасыщенности около 0,8 (рис. 7,8).

Изотопный состав углерода метана газовых залежей рассматриваемой зоны по данным Э.М.Прасолова (1990) и Т.А.Крыловой и др. (1982) представлен в табл.10

Таблица 10  
**Изотопный состав углерода метана газовых залежей**

Месторождение	Средняя глубина, м	Возраст	$\delta^{13}\text{C}, \text{‰}$
Медвежье	1150	K <sub>2s</sub>	-47,2
Пангодинское	1260	K <sub>2s</sub>	-38,6
“	2700	K <sub>1g,br</sub>	-41,9
Песчаное	1250	K <sub>2s</sub>	-48,6
“	3050	K <sub>1g</sub>	-35,0
Ямбургское	1150	K <sub>2s</sub>	-49,9
Медвежье	1245	K <sub>2s</sub>	-54,0
“	1157	K <sub>2s</sub>	-53,1

По представленным данным отчетливо видно различие изотопного состава углерода метана сеноманских газов от неокомских: в сеномане  $\delta^{13}\text{C}, \text{‰}$  составляет от -47,2 до -54,0 ‰, в неокоме – около -35,0‰ (исключение составляет Пангодинское месторождение из-за вероятно происходивших на этой структуре процессов миграции углеводородов).

Таким образом, приведённые данные по Медвежье-Ямбургской зоне преимущественного газонакопления свидетельствуют о генетическом отличии сеноманских газов от неокомских и формировании их за счёт отличного от неокомского и юрского собственного газового источника.

**Русско-Часельская зона нефтегазонакопления**

Газовые залежи приурочены в этой зоне к верхнему литологическому комплексу пород апт-сеноманского возраста (табл. 11). Верхнеантские отложения представлены песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Альбские породы сложены преимущественно глинистыми породами с прослоями песчаников и в верхней части прослоями углей. Сеноманские отложения более песчанистые. Они сложены переслаивающимися песками, песчаниками с большим количеством обугленного растительного детрита и глинами прибрежно-морского генезиса.

Таблица 11

**Размещение залежей углеводородов в Русско-Часельской зоне  
нефтегазонакопления**

Индекс пласта	Русское ГН	Южно-Русское НГ	Верхне-часельское НГК	Усть-Часельское НГК	Северо-Часельское НГК	Ново-часельское НГК	Яровое НГК
турон	-	Г	-	-	Г	Г	-
ПК 1	ГН	Г	Г	Г	-	Г	-
ПК 9	-	-	-	-	-	-	-
ПК 12	-	Г	-	-	-	-	-
ПК 13	-	-	Г	-	-	-	-
ПК 14	-	-	-	-	-	-	-
ПК 15	-	-	-	-	-	-	-
ПК 16	-	Г	Г	-	-	-	-
ПК 17	-	ГН	-	-	-	-	-
ПК 18	-	Н	-	-	ГН	-	-
ПК 19	-	ГН	-	-	ГКН	-	-
ПК 20	-	-	-	-	-	-	-
ПК 21	-	-	-	-	-	-	-
ПК 23	-	-	-	-	-	-	-
ПК 24	-	Г	-	-	-	-	-
ПК 25	-	-	-	-	-	-	-
ПК 26	-	-	-	-	-	-	-
АТ 0	-	Г	-	-	-	-	-
АТ 1	-	Г	-	-	-	-	-

АТ 2	-	-	-	-	-	-	-
АТ 3	-	-	-	-	-	-	-
АТ 4	-	-	-	-	-	-	-
АТ 5	-	-	-	-	Н	-	-
АТ 9	-	-	-	-	-	-	-
БТ 2	-	-	-	-	Н	-	-
БТ 3	-	-	-	-	-	-	-
БТ 4	-	-	-	-	-	-	-
БТ 6	-	-	-	-	-	-	-
БТ 7	-	-	-	-	-	-	-
БТ 8	-	-	-	-	-	-	-
БТ 9	-	-	-	-	ГК	-	-
БТ 10	-	-	-	-	ГК	-	-
БТ 11	-	-	-	-	Н	-	-
БТ 14	-	-	-	Г	-	-	-
БТ 16	-	-	-	Г	-	-	-
АЧ 1	-	-	-	-	-	-	-
АЧ 2	-	-	-	-	-	-	-
Ю 1	-	-	ГКН	ГКН	-	ГКН	ГКН
Ю 2	-	-	ГКН	-	-	-	Н
Ю 3	-	-	-	-	-	-	-
Ю 4	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение табл.11

Индекс пласта	Кынское НГК	Хадыръяхинское	Южно-Хадыръяхинское НГК	Южно-Геологическое НГК	Фахировское НГК	Береговое НГК	Ютырмальское ГК
Турон	-	Г	-	-	-	-	-
ПК 1	-	-	-	-	-	Г	-
ПК 9	-	-	-	-	-	Г	-
ПК 12	-	-	-	-	-	Г	-
ПК 13	-	-	-	-	-	-	-
ПК 14	-	-	-	-	-	Г	-
ПК 15	-	-	-	-	-	Г	-
ПК 16	-	-	-	-	-	ГН	-
ПК 17	-	-	-	-	-	Г	-
ПК 18	-	-	-	-	-	-	-
ПК 19	-	Г	Г	ГКН	-	ГКН	-
ПК 20	-	Г	-	-	-	ГН	-
ПК 21	-	-	-	-	-	Г	-
ПК 23	-	-	-	-	-	Н	-
ПК 24	-	-	-	-	-	-	-
ПК 25	-	-	-	ГК	-	ГК	-
ПК 26	-	-	-	-	-	Г	-
АТ 0	-	-	Г	-	-	-	-
АТ 1	-	-	-	ГК	-	-	-
АТ 2	-	-	-	ГК	-	-	-
АТ 3	-	-	ГН (АТ 3-4)	ГК	-	-	-

АТ 4	-	-	+	-	-	-	-
АТ 5	-	-	-	-	-	-	-
АТ 9	-	-	-	-	-	ГК	-
БТ 2	-	-	-	-	-	-	-
БТ 3	-	-	-	-	-	-	-
БТ 4	-	-	-	ГК	-	-	-
БТ 6	-	-	-	-	-	-	-
БТ 7	-	-	-	-	-	-	-
БТ 8	-	-	-	-	-	-	-
БТ 9	-	-	-	ГК	-	ГК	-
БТ 10	-	-	-	ГК	-	ГК	-
БТ 11	-	-	-	-	-	-	-
БТ 14	-	-	-	-	-	-	-
БТ 16	-	-	-	-	-	-	-
АЧ 1	-	-	-	-	-	-	-
АЧ 2	-	-	-	-	-	-	-
Ю 1	ГКН	-	ГКН	-	ГКН	-	ГК
Ю 2	Н	-	Н	-	-	Н (Ю <sub>2,3</sub> )	ГК
Ю 3	-	-	-	-	ГК	+	-
Ю 4	-	-	-	-	-	Н	-

Продолжение табл. 11

Индекс пласта	Яро-Яхинское НГК	Северо-Пуровское ГК	Тазовское НГК	Заполярное НГК	Западно-Заполярное Г
Турон	-	-	-	Г	-
ПК 1	-	-	Г	Г	Г
ПК 9	-	-	-	-	-
ПК 12	-	-	-	-	-
ПК 13	-	-	-	-	-
ПК 14	-	-	-	-	-
ПК 15	-	-	-	-	-
ПК 16	-	-	-	-	-
ПК 17	-	-	-	-	-
ПК 18	-	-	-	-	-
ПК 19	-	-	-	-	-
ПК 20	-	-	-	-	-
ПК 21	-	-	-	-	-
ПК 23	-	-	-	-	-
ПК 24	-	-	-	-	-
ПК 25	-	-	-	-	-
ПК 26	-	-	-	-	-
АТ 0	-	-	-	-	-
АТ 1	-	-	-	-	-
АТ 2	-	-	-	-	-
АТ 3	-	-	-	-	-
АТ 4	-	-	-	-	-

72

АТ 4	-	-	-	-	-
АТ 5	-	-	-	-	-
АТ 9	-	-	-	-	-
БТ 2	-	-	-	ГК (БТ 2-3)	-
БТ 3	-	ГК (БТ 3-4)	-	+	-
БТ 4	-	+	-	-	-
БТ 6	ГКН	-	-	ГКН (БТ 6-8)	-
БТ 7	ГКН (БТ 7-8)	-	-	+	-
БТ 8	+	-	-	+	-
БТ 9	-	-	-	-	-
БТ 10	ГКН	-	-	ГКН	-
БТ 11	ГК	-	-	ГКН	-
БТ 14	-	-	-	-	-
БТ 16	-	-	-	-	-
АЧ 1	-	ГК	-	-	-
АЧ 2	-	ГК	-	-	-
Ю 1	-	-	-	-	-
Ю 2	-	-	ГКН (Ю <sub>2.3</sub> )	-	-
Ю 3	-	-	+	-	-
Ю 4	-	-	-	-	-

73

Основные залежи газа находятся в этой зоне в сеноманских отложениях покурской свиты (пласты группы ПК). Они сосредоточены под региональной турон-датской покрышкой и связаны со структурными ловушками. Исключение составляет сеноманская газонефтяная залежь на Русском месторождении. Другая часть газовых залежей на Северо-Часельском, Южно-Русском, Новочасельском и ряде других месторождений находится в опесчаненной части туронских или сенонских глин в так называемой газосалинской пачке (рис. 9). Её толщина на Южно-Русском месторождении достигает 70 м.

Толщина отложений комплекса до 1500 м, песчанистость составляет 50...55% (рис. 6).

Нижним экраном для верхнеапт-сеноманского комплекса являются глинистые отложения малохетской свиты готерив-раннеаптского возраста. Верхним экраном являются глины турон-кампанского возраста кузнецковской и часельской свит толщиной до 350 м.

Особенностью строения осадочных пород этой зоны является наличие в них большого количества дизъюнктивных нарушений. Например, Русское месторождение по кровле сеномана разбито на восемь блоков с амплитудой вертикальных смещений до 300 м, имеются и нарушения субмеридионального простирания, секущие весь осадочный чехол. Эти дизъюнктивные дислокации создали хорошо проницаемые зоны для жидких УВ, в результате чего нефть мигрировала вверх по разрезу и заняла более высокое по сравнению с зоной генерации положение в стратиграфическом диапазоне разреза. Таков, видимо, механизм образования газонефтяной залежи в сеноманских отложениях на этом месторождении. Большая роль тектонических нарушений в процессах вертикальной миграции флюидов, приводящих к повышению этажа нефтегазоносности структур, подтверждается и на ряде других месторождений севера Западной Сибири – Тазовском, Нейтинском, Новопортовском, Охтеурьевском, Северо-Комсомольском, Ямсовейском, Еты-Пуровском и других.

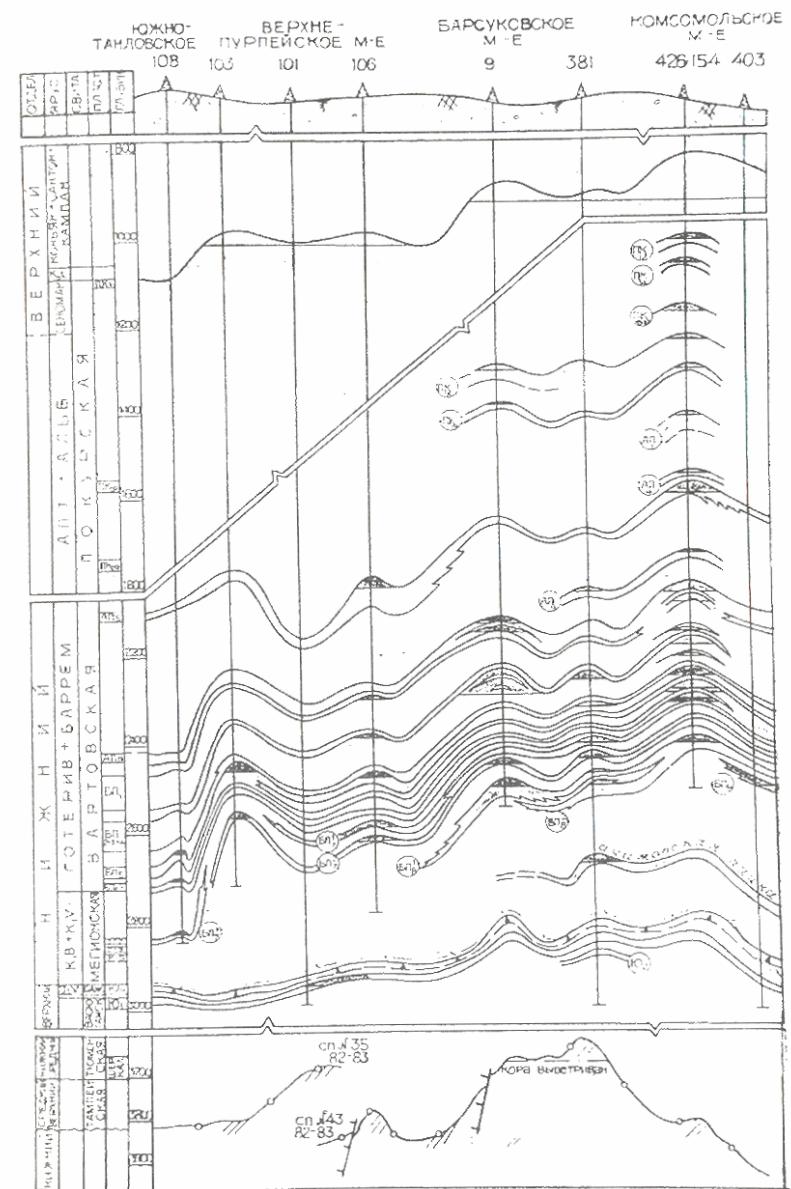


Рис. 9. Геологический разрез по линии Южно-Танловское – Комсомольское месторождения.

Таблица 13

## Изотопный состав углерода метана газовых залежей

Месторождение	Средняя глубина, м	Возраст	$\delta^{13}\text{C}, \text{‰}$
Русское	790	K <sub>2</sub> S	-41,4
“	900	K <sub>2</sub> S	-43,0
“	900	K <sub>2</sub> S	-38,7
Усть-Часельское	2340	K <sub>1</sub> g,v	-40,0
Заполярное	1260	K <sub>2</sub> S	-46,7
“	2770	K <sub>1</sub> br	-35,6

Из табл.13 следует, что газовые залежи на Русском и Усть-Часельском месторождениях сформированы преимущественно газом термокаталитической зоны, поступившим, вероятно, в верхнемеловые ловушки из глубинной зоны газообразования по тектоническим нарушениям. На Заполярном месторождении сеноманские газы являются автохтонными, существенно отличающимися по изотопному составу углерода метана от неокомских газов.

Таким образом, несмотря на высокий генерационно-концентрационный потенциал апт-сеноманских отложений Русско-Часельской зоны нефтегазонакопления, накопления в этих отложениях значительных объёмов газов ранней генерации не произошло из-за недостаточной мощности турон-датской покрышки и вследствие этого потери образующихся газов, а также вследствие отсутствия нижнего экрана и проникновения в эти породы флюидов нижних зон генерации. Поэтому можно сделать вывод, что в верхнемеловых отложениях этой зоны газовые залежи имеют аллохтонный генезис и образованы преимущественно за счёт поступления газа глубинной стадии генерации.

## Губкинская зона нефтегазонакопления

Газовые залежи приурочены в этой зоне, как и во всех предыдущих, к верхнему апт-сеноманскому комплексу пород, продуктивным пластам верхневартовской (пласты

органического углерода в апт-сеноманском комплексе рассматриваемой зоны содержится в песчаниках около 1%, в глинах – 1,2%. При коэффициенте песчанистости 0,5 генерационно-концентрационный потенциал этих отложений равен 1% без учёта концентрированного угольного вещества, а с его учётом – более 1%. Это свидетельствует о благоприятной генерационной обстановке в этих породах для образования автохтонных сингенетических газовых скоплений. Однако пониженная по сравнению с другими зонами севера Западной Сибири толщина турондатской непроницаемой толщи и наличие здесь дислокативных нарушений не способствовали сохранности газов ранней генерации в той степени и количестве, как это имеет место, например, в Уренгойской или Ямальской зонах газонакопления.

Состав газов сеноманских и турон-сенонских газовых скоплений преимущественно метановый, гомологов метана не более 1% (табл. 12).

Таблица 12  
Содержание метана в газовых залежах

Месторождение	Индекс пласта	Содержание метана, %
Русское	ПК <sub>1</sub>	98,70
Южно-Русское	Турон	97,80
“	ПК <sub>1</sub>	98,40
Береговое	ПК <sub>1</sub>	98,30
“	ПК <sub>14</sub>	96,83
Западно-Заполярное	ПК <sub>1</sub>	97,70
Заполярное	ПК <sub>1</sub>	98,70
Тазовское	ПК <sub>1</sub>	98,68

В водорастворённых газах метана содержится около 98%, газонасыщенность вод высокая (до 2300 см<sup>3</sup>/л), Коэффициент газонасыщенности почти предельный и равен вблизи крупных структур и залежей 0,8 (рис. 7.8).

Изотопный состав углерода метана газовых залежей по данным Э.М.Прасолова (1990) дан в табл. 13.

группы АП) и покурской (ПК) свит (табл. 14, рис. 10). Отложения представлены песчаниками, расчленёнными незначительными по мощности прослойми алевролитов и глин. Так как глинистые прослои невыдержаны по площади и часто опесчаниваются, то вся толща гидродинамически связана и образует единый нефтегазоносный комплекс. Часто встречаются песчано-глинистые отложения, насыщенные растительным детритом, с пропластками углей и обломками ископаемой древесины. Песчанистость составляет 50...60%, мощность комплекса – около 1000 м.

Нижним экраном для этого комплекса являются глинистые отложения нижневартовской свиты над пластами группы БП. Верхний экран представлен глинистыми породами турон-датского возраста мощностью более 800 м.

Для осадочных пород этой зоны характерно наличие разрывных нарушений и зон трещиноватости (рис. 10). В палеозойском фундаменте Пурпейского вала и Пякупурского куполовидного поднятия выделяется несколько меридионально направленных разломов. В кровле фундамента по этим разломам зафиксированы небольшие смещения. Предполагается, что разломы проникают в осадочный чехол и нарушают сплошность покрышек. Подвижки по плоскостям разломов способствовали образованию трещиноватости. По данным А.А.Трофимука, Э.Э.Фотиади, Ф.Г.Гуари (1972), трещиноватость характерна для всех пород от юрских до сеноманских включительно. Они отмечают трещиноватость характерна для всех пород от юрских до сеноманских включительно. Они отмечают усиление трещиноватости в присводовой части локальных поднятий вблизи разрывных нарушений. Наличие разломов и зон трещиноватости способствовали вертикальной миграции флюидов из нижних зон генерации и формированию в верхних ловушках углеводородных скоплений с повышенным содержанием жидкой составляющей.

Содержание органического углерода в глинах составляет в среднем 1,5%, в песчаниках – 1%. Состав ОВ преимущественно гумусовый, в нём преобладает витринит и

Таблица 14

Индекс пласта	Распределение залежей углеводородов в Губкинской зоне нефтегазонакопления		Северо-Губкинское НГК	
	Комсомольское НГК	Северо-Комсомольское НГК	Губкинское НГК	Северо-Губкинское НГК
ПК 1	Г	ГН	Г	
ПК 5	Г	-	-	
ПК 7	Г	-	-	
ПК 10	ГН	Н	-	
ПК 11	ГН	-	-	
ПК 12	ГН	Г	Г	
ПК 13	Г	Г	-	
ПК 14	Г	Г	ГН	
ПК 15	Г	ГН	Г	
ПК 16	Г	ГН	ГН	
ПК 17	-	ГН	Г	
ПК 18	ГН	ГКН	-	
ПК 19	Н	ГКН	ГН	
ПК 20	-	ГК	ГН	
ПК 21	-	ГК	-	
ПК 22	ГН	-	Г	
АП 2	-	ГК	ГН	
АП 3	Н	ГКН	-	
АП 4	-	ГКН	-	
АП 5	-	ГКН	-	
АП 6	-	ГКН	-	

Продолжение табл. 14

Индекс пласта	Комсомольское НГК	Северо-Комсомольское НГК	Губкинское НГК	Северо-Губкинское НГК
АП 7	ГКН	ГКН	-	-
АП 9	ГКН	ГКН	-	ГН
АП 10	Н	ГКН	-	-
АП 11	Н	Н	-	Г
БП 0	ГКН	-	-	-
БП 1	ГКН	Н	-	Г
БП 2	ГКН	ГКН	-	-
БП 3	ГКН	ГКН	ГКН	Г
БП 4	ГКН	-	Н	-
БП 5	ГКН	ГКН	ГКН	ГК
БП 6	ГКН	ГКН	ГКН	-
БП 7	ГКН	ГКН	ГКН	ГКН
БП 8	ГКН	-	ГКН	Н
БП 9	-	-	ГКН	ГК
БП 10	-	-	-	ГКН
БП 11	-	-	ГК	ГКН
БП 12	-	-	-	ГКН
АЧ 1	Н	-	-	-
АЧ 2	-	-	-	-
АЧ 3	-	Н	-	-
АЧ 4	-	Н	-	-
Ю 1	-	Н	Н	ГК
Ю 2	Н	Н	-	ГК

80

Индекс пласта	Верхне-Пурпейское НГК	Западно-Пурпейское НГК	Южно-Танловское ГН	Прислоновое НГК	Выюжное ГК
ПК 1	Г	-	-	-	-
ПК 5	-	-	-	-	-
ПК 7	-	-	-	-	-
ПК 10	-	-	-	-	-
ПК 11	-	-	-	-	-
ПК 12	-	-	-	-	-
ПК 13	-	-	-	-	-
ПК 14	-	-	-	-	-
ПК 15	-	-	-	-	-
ПК 16	-	-	-	-	-
ПК 17	-	-	-	-	-
ПК 18	-	-	ГН	-	-
ПК 19	Г	-	-	-	-
ПК 20	-	-	-	-	-
ПК 21	-	-	-	-	-
ПК 22	-	-	-	-	-
АП 2	-	-	-	-	-
АП 3	ГК	-	-	-	-
АП 4	-	-	-	-	-
АП 5	ГКН	-	-	-	-
АП 6	-	-	-	-	-
АП 7	-	-	-	-	-
АП 9	-	-	-	-	-

81

Продолжение табл. 14

Индекс пласта	Верхне-Пурпейское НГК	Западно-Пурпейское НГК	Южно-Танловское ГН	Прислоновое НГК	Высокое ГК
АП 10	ГК	-	-	-	-
АП 11	ГН	-	-	-	-
БП 0	-	Н	-	-	-
БП 1	ГКН	-	-	-	-
БП 2	ГКН	Н	-	-	-
БП 3	-	Н	-	-	-
БП 4	-	Н	-	-	-
БП 5	ГКН	ГКН	Н	-	-
БП 6	Н	ГКН	Н	-	-
БП 7	-	-	Н	-	-
БП 8	Н	-	-	-	-
БП 9	-	-	-	-	-
БП 10	-	-	-	-	-
БП 11	-	-	-	-	-
БП 12	-	-	-	ГКН	-
АЧ 1	-	-	-	-	ГК
АЧ 2	-	-	-	-	Г
АЧ 3	-	-	-	-	-
АЧ 4	-	-	-	-	-
Ю 1	Н	-	-	-	-
Ю 2	Н	-	-	-	-

82

Индекс пласта	Барсуковское НГК	Известинское Н	Ново-Пурпейское ГН
ПК 1	-	-	-
ПК 5	-	-	-
ПК 7	-	-	-
ПК 10	-	-	-
ПК 11	-	-	-
ПК 12	-	-	-
ПК 13	-	-	-
ПК 14	-	-	-
ПК 15	-	-	-
ПК 16	-	-	-
ПК 17	ГН	-	-
ПК 18	ГКН	-	-
ПК 19	ГКН (ПК 19-20)	-	-
ПК 20	+	-	-
ПК 21	-	-	-
АС 10	ГКН	-	-
АС 11	Н	-	-
АС 12	ГК	-	-
БС 0	-	-	ГН
БС 1	ГК	-	ГН
БС 2	Н	-	-
БС 3	ГКН	-	-
БС 4	ГКН	-	-

83

Продолжение табл. 14  
Ново-Пурпейское ГН

Индекс пласта	Барсуковское НГК	Известинское Н	Ново-Пурпейское ГН
БС 5	-	-	-
БС 6	ГК	-	Н
БС 7	ГКН	-	ГН
БС 8	ГКН	-	Г
БС 9	ГК	-	-
БС 10	ГКН	-	Н
БС 11	ГКН	-	Н
БС 12	ГКН	-	Н
БС 13	ГКН	-	-
БС 14	ГКН	-	-
Ю 0	-	Н	-
Ю 1	-	Н	Н
Ю 2	-	Н	-

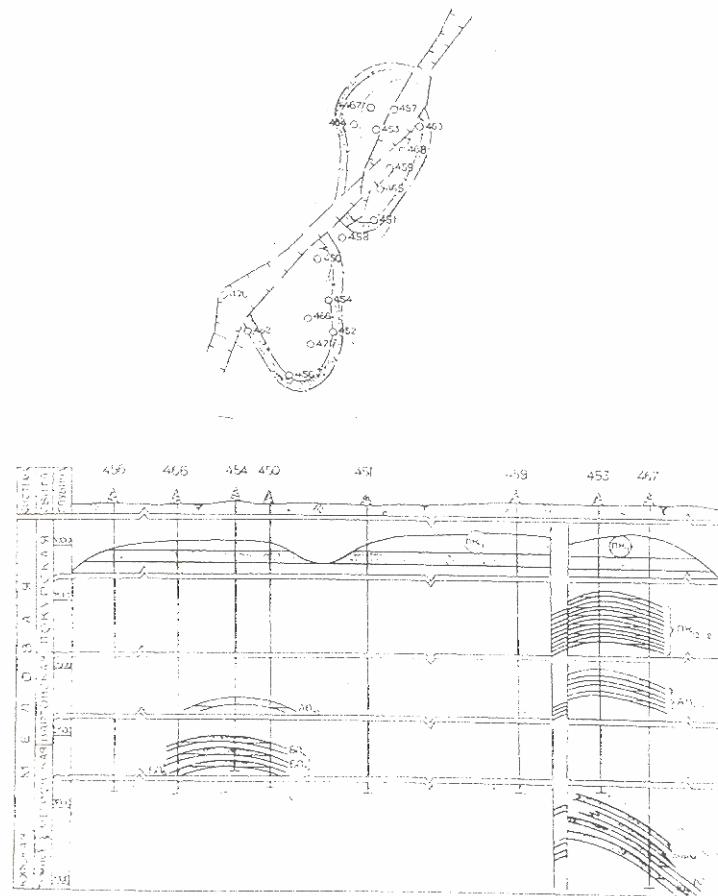


Рис.10. Северо-Комсомольское месторождение.  
Структурная карта по кровле пласта ПК<sub>1</sub> и геологический разрез  
по линии скважин

фюзинит. При песчанистости 60% генерационно-консервативный потенциал апт-сеноманских отложений равен 1,2%, что благоприятно для формирования в этих породах автохтонных сингенетических газовых скоплений.

Состав газов газовых залежей преимущественно метановый с содержанием метана более 97% (табл. 15). Гомологов метана содержится менее 1%.

Таблица 15

**Содержание метана в газовых залежах**

Месторождение	Возраст	Содержание метана, %
Губкинское	ПК <sub>1</sub>	98,13
Комсомольское	ПК <sub>1</sub>	97,15
Верхне-Пурпейское	ПК <sub>1</sub>	97,0

В составе водорастворённых газов преобладает метан (96...98%). Газонасыщенность до 2000 см<sup>3</sup>/л, Коэффициент газонасыщенности составляет 0,6...0,8 (рис. 7,8).

Изотопный состав углерода метана газовых залежей по данным Э.М.Прасолова (1990) на Комсомольском месторождении в сеномане на глубине 975м составляет 54,7% .

Таким образом, по большинству параметров, принятых нами для определения генезиса газовых залежей, можно предположить преимущественно автохтонный характер имеющихся здесь меловых газовых скоплений. Однако, в этой зоне вследствие повышенной трещиноватости мезозойских пород и наличию тектонических нарушений для пород мелового комплекса отсутствует надёжный нижний региональный флюидоупор, которым в предыдущих зонах являлись глинистые отложения валанжин-юрского возраста. Это обстоятельство способствовало вертикальной миграции флюидов в верхние горизонты и могло явиться причиной для формирования в апт-сеноманских породах нефтяных оторочек газовых залежей. Примером могут являться нефтегазовые залежи в пластах ПК<sub>10</sub>, ПК<sub>11</sub>, ПК<sub>12</sub> на Комсомольском, в пластах ПК<sub>1</sub>, ПК<sub>15</sub>, ПК<sub>16</sub>, ПК<sub>17</sub> на Северо-Комсомольском, в пластах ПК<sub>14</sub>, ПК<sub>16</sub>, ПК<sub>19</sub>, ПК<sub>20</sub> на Губкинском месторождениях, а также в пластах группы ПК на ряде других месторождений этой зоны.

Поэтому Губкинская зона не является преимущественно газоносной в верхнемеловых породах, хотя газовые скопления здесь имеют автохтонный генезис.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

На основании проведённого анализа с использованием различных геологических и геохимических данных отчетливо выявляется роль газов ранней генерации в формировании зон нефтегазонакопления в этом регионе. Там, где имеются все условия для их сохранности и отсутствуют межрезервуарные перетоки, сформировались в апт-сеноманских отложениях крупные газосодержащие залежи автохтонного типа. Повышенная газонасыщенность разреза и пластовых вод препятствовала образованию в этих породах скоплений жидких углеводородов. В других же районах, где имелись такие же условия для генерации и аккумуляции газов ранней генерации, однако условия консервации их были хуже вследствие наличия здесь тектонических разломов и зон трещиноватости, нарушавших гидродинамическую самостоятельность верхнего литологического комплекса пород, образовывались наряду с газовыми сингенетичными залежами и аллохтонные скопления углеводородов, содержащие газ и нефть нижних зон генерации, поступивших в эти отложения в результате вертикальной миграции. Только в тех случаях, когда осадочные породы нарушены дизъюнктивными дислокациями, создающими хорошо проницаемые зоны для жидких углеводородов, нефть занимала наиболее высокое положение в стратиграфическом диапазоне разреза (Русское, Тазовское, Северо-Комсомольское, Новопортовское, Нейгинское и другие месторождения).

Кроме указанных в предыдущей главе нефтегазоносных зон на севере Западной Сибири, нами выделен в апт-сеноманских (апт-сенонских) отложениях ряд менее крупных зон преимущественно автохтонного газонакопления, образовавшихся за счёт газов ранней генерации. Такими зонами являются:

- Вэнгапурская зона, приуроченная к Вэнгапурскому и Етылпурскому мегавалам и включающая Вэнгапурское, Западно-Таркосалинское, Восточно-Таркосалинское и другие месторождения;

- Мессовская зона, приуроченная к Нижнемессояхскому мегавалу и включающая Семаковское и Антипаютинское месторождения;
- Гыданская зона, приуроченная к Напалковскому мегавалу, Гыданскому и Юрицкому сводам и включающая Гыданское, Утреннее, Геофизическое и другие месторождения;
- Танамская зона, приуроченная к Танамскому и Усть-Портовскому мегавалам и включающая группу Мессояхских месторождений, а также Северо-Соленинское и Пеляткинское.

В некоторых из этих зон (Мессовская, Гыданская, Танамская) в меловых породах отмечен ряд тектонических нарушений, приведших к перетокам нефти вверх по разрезу и образованию нефтяных оторочек различного значения в апт-сеноманских газовых залежах. Однако эти миграционные перемещения не имели здесь значительных объёмов и не привели к образованию в этих породах преимущественно аллохтонных залежей углеводородов.

Таким образом, на севере Западной Сибири в породах верхнего нефтегазоносного апт-сеноманского комплекса пород, а в восточной части региона и в турон-сенонских отложениях (газ-салинской пачке) из-за их опесчанивания (Заполярное, Харампурское и другие месторождения) сформировались в основном автохтонные зоны преимущественного газонакопления, содержащие более 90% общих ресурсов газа этих отложений в рассматриваемом регионе. По ряду геологических показателей газы, сформировавшие эти зоны, относятся к газам ранней “донафтяной” генерации, скопившимся в залежи в период неотектонической инверсии этой территории, о чём свидетельствует высокая газонасыщенность пластовых вод, почти предельная заполненность ловушек газом, а также сохранность газовых скоплений под локальными покрышками невысокого качества в низах покурской свиты, например в пластах ПК<sub>9..10</sub> Бованенковского и Круzenштернского месторождений. Там, где неотектонические подвижки имели незначительную амплитуду, региональная турон-датская покрышка накапливалась с незначительной

скоростью (менее 25 м/млн лет) или она опесчанена, генерационно-концентрационный потенциал вмещающих толщ меньше 1%, автохтонных скоплений газов ранней генерации не образуется. Там же, где генерационно-концентрационный потенциал осадочных пород более 1%, а над ними образуется непроницаемая мощная глинистая толща со скоростью около 25 м/млн лет и более и имеет место значительный подъём территории (более 200 м), образуются скопления газов. ранней генерации биохимического и термокатализитического происхождения.

Из вышеизложенного следует, что автохтонные зоны газонакопления с газом ранней генерации в неглубокозалегающих комплексах пород формируются в тех районах, где имеется сочетание следующих факторов.

1. Соотношение генерационного потенциала газоматеринских и объёма коллекторских толщ является оптимальным и величина генерационно-концентрационного потенциала превышает ~1% ОВ. Это позволит накопиться отложениям с благоприятными свойствами для образования концентрации газов ранней генерации.
2. После накопления газоматеринских и коллекторских толщ отмечается интенсивное погружение, в течение которого с высокой скоростью накапливались непроницаемые породы, обеспечивающие сохранность образующихся углеводородов.
3. На заключительном этапе неотектонического развития территории, после накопления экранирующей толщи, происходит инверсия и осуществляется аккумуляционная стадия в формировании газовых скоплений.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э.и др. Геохимические критерии формирования крупных зон нефтегазонакопления в мезозое севера Западной Сибири. Отчёт о научно-исследовательской работе.- Росгеолфонд.Новосибирск, 1986.
- 2..Прасолов Э.М. Изотопная геохимия и происхождение природных газов. Л.:Недра.- 1990.
- 3..Рудкевич М.Я.,Озеранская Л.С, Чистякова Н.Ф.. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. М.: Недра.- 1988.
- 4..Самсонов В.В.,Завадский В.А и др. Выявление закономерностей формирования зон концентрации скоплений нефти и газа и месторождений в мезозойских и палеозойских отложениях Западно-Сибирской плиты с целью уточнения направлений поисково-разведочных работ (на примере северных районов). Отчёт ВНИГРИ.- Росгеолфонд.-Ленинград, 1985.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	
Глава 1. Состояние изученности проблемы о роли газов ранней генерации в формировании газоносных и нефтеносных зон.....	
Глава 2. Показатели для определения генезиса неглубоко-залегающих газоносных зон .....	
Глава 3. Геологические условия консервации и акку-муляции газов ранней генерации .....	
Глава 4. Характеристика основных зон нефтегазо-накопления на севере Западной Сибири.....	
Ямальская зона преимущественного газонакопления.....	
Уренгойская зона преимущественного газонакопления.....	
Медвежье-Ямбургская зона преимущественного газонакопления.....	
Русско-Часельская зона нефтегазо-накопления.....	
Губкинская зона нефтегазонакопления.....	
Заключение.....	
Список литературы.....	