



Провинции молодых платформ

**Западно-Сибирская
провинция (2)**

Особенности индексации пластов:


В основе номенклатуры пластов, заложена их принадлежность определенным НГК, имеющим определенный стратиграфический возраст (марьяновская, локосовская, тюменская свиты);

***Ю** – нефтегазоносные комплексы, включающие отложения юрского возраста;*

***Б** - нефтегазоносные комплексы, включающие отложения валанжин-готерива (куломзинская, тарская свиты);*

***А** - нефтегазоносные комплексы, включающие отложения готерив-баррема – апта (вартовская свита);*

***ПК** - нефтегазоносные комплексы, включающие отложения аптальба-сеномана покурской свиты;*



Каждый из выделенных комплексов представляет собой относительно автономную систему, включающую резервуары и флюидоупоры, характеризуется своеобразными особенностями строения, условий формирования и типами нефтегазоперспективных объектов.

Доюрский НГК

- *В породах складчатого основания Западно-Сибирской плиты выделено несколько десятков нефтяных скоплений, в том числе и достаточно крупных.*
- *Основными проблемы при поисках таких залежей связаны с вопросами формирования коллекторских свойств, типами перспективных ловушек и источниками углеводородов.*
- *В подавляющем большинстве случаев породы фундамента являются метаморфизованными разностями, полностью утратившими свои первичные емкостно-фильтрационные свойства.*
- *Появление вторичных коллекторов в них связывается с процессами – трещинообразованием, поверхностным выветриванием и гидротермальной переработкой.*
- *Резервуары имеют линзовидный характер.*
- *Наилучшими коллекторскими свойствами обладают выветрелые породы с большим содержанием кварца – гранитоиды, кварциты, некоторые плагиогнейсы и филлиты, а из слабометаморфизованных – песчано-глинистые сланцы, песчаники и гравелиты.*

НГК зоны контакта

Продуктивен на территории Томской области (Казанский и Пудинский нефтегазоносные районы). Залежи углеводородов приурочены к эрозионно-тектоническим выступам доюрского основания и связаны со сложнопостроенными литологически-, тектонически- и стратиграфически-экранированными ловушками.

Литологически залежи приурочены к рифогенным постройкам, доломитизированным известнякам и кремнисто-глинистым породам, открытая пористость которых достигает 8-9 %, проницаемость 6,5-10-15 мД.

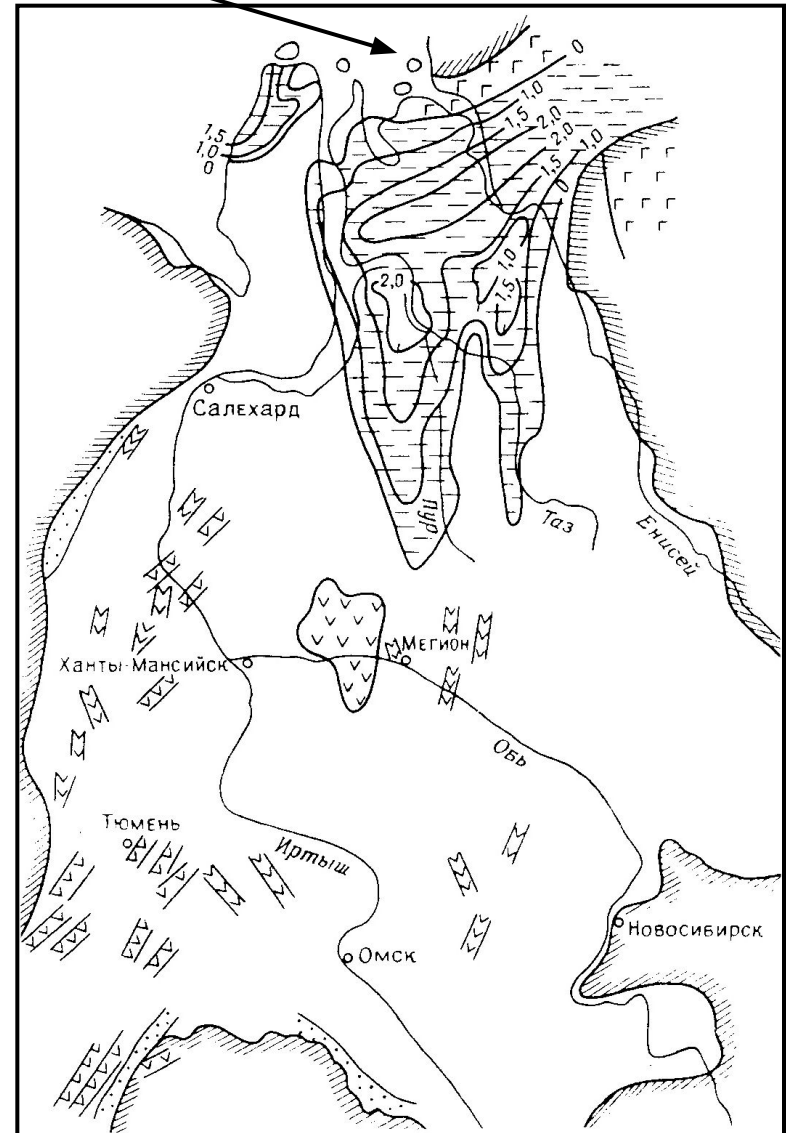
Роль флюидоупоров выполняют глинистые и углисто-глинистые пачки нижне-среднеюрского возраста, которые с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают породы доюрского основания.

По типу залежи, преимущественно, пластовые и массивные.

На севере высокодебитные притоки газа получены из верхней трещиновато-кавернозной части среднепалеозойского комплекса. Содержит 7 % ресурсов УВ Западной Сибири, из которых доминирует газ.

Триасовый комплекс

прибрежно-континентальные
отложения

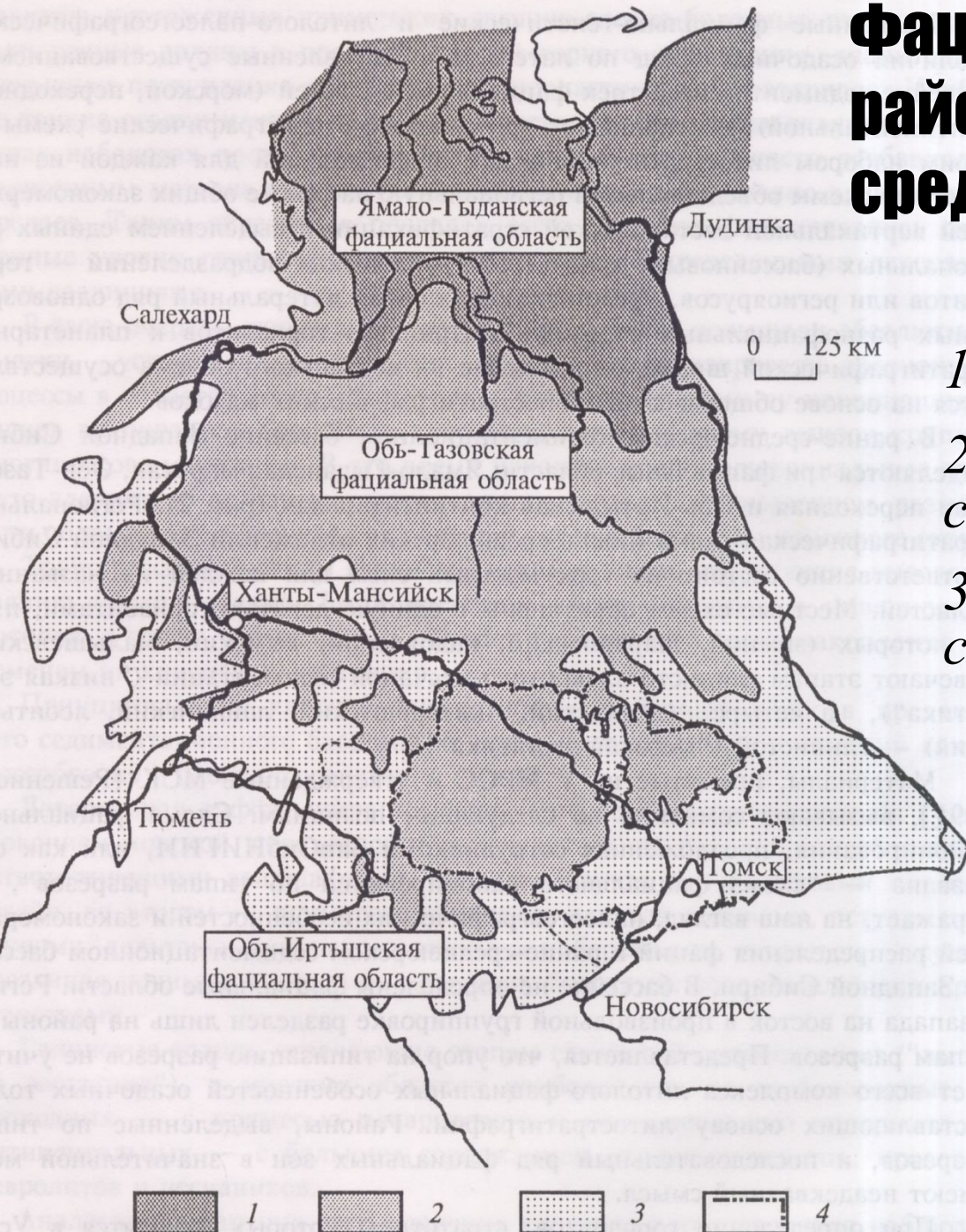


- Триасовый перспективный комплекс (тампейская серия среднего и верхнего отделов) выделяется только на севере бассейна, где его мощность по геофизическим данным может достигать 4-6 км.
- Здесь он сложен аллювиальными, озерными, дельтовыми и прибрежно-морскими отложениями и по составу он делится на две части: нижнюю, песчано-глинистую и верхнюю преимущественно глинистую.
- Промышленная нефтегазоносность триасового комплекса пока не установлена.

Нижнеюрский НГК

- *Нижнеюрские отложения распространены на большей части Западно-Сибирской плиты и принадлежат трем формациям.*
- *В пределах Ямало-Тазовской синеклизы развиты чередующиеся прибрежно-морские и озерно-аллювиальные песчано-глинистые субугленосные и мелководно-морские, преимущественно аргиллитовые отложения большехетской серии (нефть получена на Новопортовском, газоконденсат на Бованенковском месторождениях).*
- *На территории Обской антеклизы и погруженных частей прибортового пояса развиты прибрежно-континентальные отложения тюменской свиты, представленные мелкоритмичным чередованием линзовидных пластов песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей.*
- *Максимальная нефтегазоносность данного НГК отмечена на западе бассейна (Красноленинский, Шаимский своды), продуктивны также пласты на Сургутском поднятии, в Нюрольской и Юганской впадинах.*

Фациальное районирование нижне-среднеюрских отложений



1 – морской седиментогенез

2 – переходный седиментогенез;

3 – континентальный седиментогенез

- *Седиментация в течение ранней средней юры эволюционировала от чисто континентальной в условиях довольно гористого рельефа в начале этапа, до условий прибрежных равнин, периодически заливаемых морем в его конце.*
- *В нижней части комплекса коллекторские горизонты связываются с седиментационными телами речных палеорезов и пролювиальными конусами.*
- *Продуктивные горизонты развиты во впадинных частях и отсутствуют на сводах поднятий (т.н. шеркалинский тип разреза).*
- *Промышленных залежей углеводородов в геттанг-ранне-тоарских отложениях не найдено. Некоммерческие притоки нефти и газа получены в Томской области на Приколтогорской, Урманской, Толпаровской, Колпашевской и Крыловской площадях. Дебиты нефти на различных динамических уровнях составили 0.55-2.4 м/сут, газа - 0.1-7.30 тыс.м³/сут.*

Среднеюрский НГК


В пределах Западно-Сибирской провинции выявлено около 55 залежей УВ;

Большинство из них литологические и стратиграфические;

В литологическом плане комплекс представлен крупно-среднезернистыми, мелкозернистыми песчаниками континентального происхождения (пласт Ю2 – прибрежно-морской);

Верхнеюрский НГК

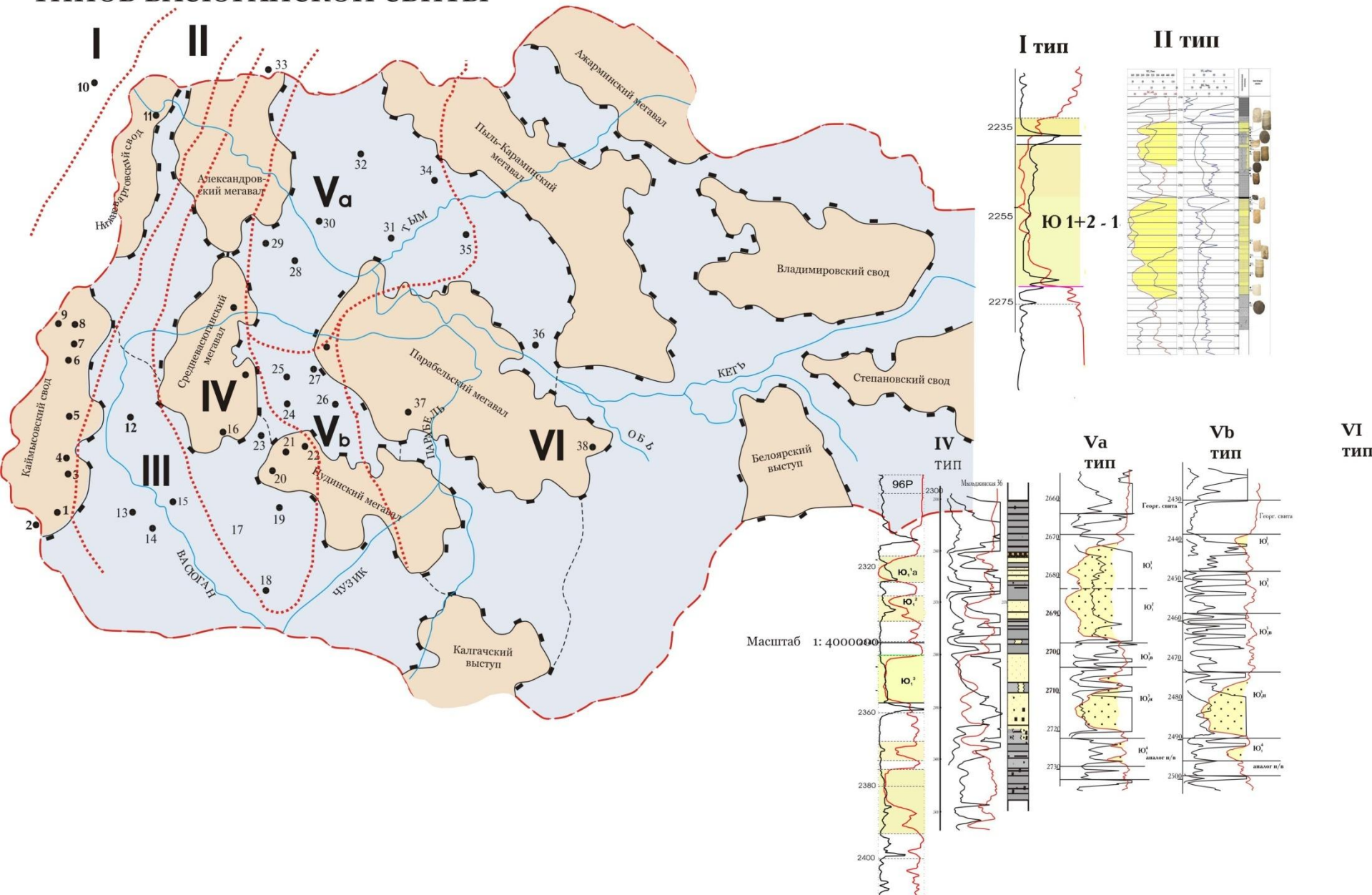
- Коллекторские горизонты данного комплекса в основном связываются с позднекелловейско-оксфордско-раннекиммериджской регрессивной серией (верхневасюганская подсвита), когда накапливались мелководно- и прибрежно-морские песчано-глинистые отложения. Наиболее емкая и проницаемая часть подсвиты находится в ее верхней половине (пласт Ю1).
- На территориях крупных синеклиз западной и северной частей бассейна верхневасюганская подсвита (как и нижняя) представлена преимущественно глинистой толщей, возможно некомпенсированного прогибания.
- В западных частях бассейна (Шаимский и Березовский НГР) верхнеюрско-валанжинские отложения образуют зональный комплекс (вогулкинская толща), распространенный вокруг еще сохранившихся здесь к этому времени островных выступов фундамента.
- Региональной крышкой данного комплекса служат темно-серые, иногда черные аргиллиты георгиевской свиты (киммеридж), мощностью до 15-20 м и битуминозные аргиллиты баженовской свиты (20-50 м).



Основной продуктивный комплекс на территории юго-востока ЗСП. Представлен регионально-развитым горизонтом Ю-1, являющимся резервуаром для залежей углеводородов, и перекрывающей его глинисто-кремнистой бажендовской свитой, выполняющей роль основного источника углеводородов, являющейся региональной крышкой.

На юго-востоке Западной Сибири в отложениях горизонта Ю-1 открыто более 60-ти месторождений нефти и газа, связанных преимущественно с антиклинальными структурами.

ОБЗОРНАЯ КАРТА-СХЕМА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТИПОВ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ



Баженовский НК

В вышележащих отложениях центральную часть бассейна занимает толща относительно глубоководных битуминозных глин баженовской свиты мощностью 20-50 м (минимально в днищах глубоких впадин). Содержание органического углерода в аргиллитах достигает 10-14%.

Нефть содержится в трещиноватых, тонкослоистых аргиллитах под давлением, значительно превосходящим гидростатическое (примерно в 1,5 раз). При этом велика доля малодебитных и сухих скважин.

Отложения волжского яруса (в некоторых районах – вместе с нижнеберриасским подъярусом) характеризуют максимальную морскую трансгрессию, сопровождавшуюся углублением моря до 500-700 м в центральной части бассейна, пенепленизацией областей окружающей суши и некомпенсированным прогибанием.

В составе волжско-неокомских отложений центральных областей Западной Сибири можно выделить:

- ❖ *баженовскую формацию битуминозных аргиллитов волжско-готеривского возраста (финально-трансгрессивные отложения на значительной территории ЗСП);*
- ❖ *мегионскую или усть-балыкскую клиноформную берриас-готеривского возраста (формирование в глубоководных условиях сложного клиноформного комплекса);*
- ❖ *вартовскую зеленоцветно-сероцветную готерив-барремского возраста (финально-регрессивная фаза окончательного заполнения бассейна седиментации осадками);*

Неокомские НГК

- *Из неокомских отложений Среднеобской НГО извлечено более 95% западносибирской нефти, при том , что доля его в разведанных запасах составляет около 60%.*
- *Толща пород неокомского возраста разделяется региональными глинистыми покрывками на несколько самостоятельных комплексов.*
- *Основные продуктивные горизонты связаны с прибрежно-морскими отложениями верхнемегионской подсвиты, вартовской свиты (нефть), новопортовской и танопчинской свит (газ), а также склоновыми отложениями ачимовской толщи.*
- *Индексы нефтегазоносных пластов Б (верхний берриас-нижний готерив), А (верхний готерив-баррем), газоносных НП, БН и ТП (готерив-баррем).*

Характерные особенности неокома

- ❖ Общими характерными особенностями является клиноформное строение, субмеридиональная зональность и преобладающая тенденция смены прибрежных фаций на относительно глубоководно-морские в западном направлении.
- ❖ В течение этого времени происходило заполнение позднеюрского некомпенсированного прогиба осадками, причем основное количество кластического материала поступало с востока.
- ❖ В основании комплексов эпизодически встречаются линзы известковых песчаников - ачимовская толща. Последняя имеет мощность до 50-60 м и рассматривается как разновозрастный комплекс отложений в основании палеосклонов, перекрывающих глубоководные глины раннеберриас-готервиского возраста.

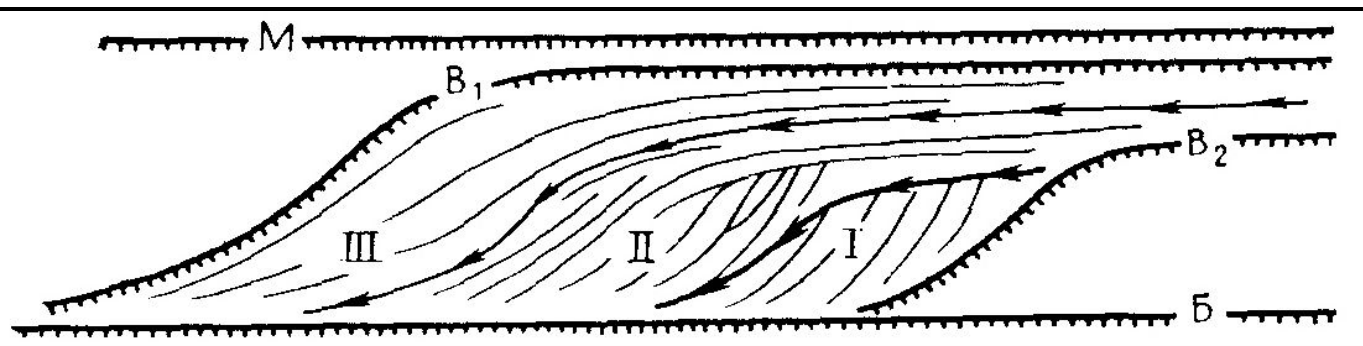
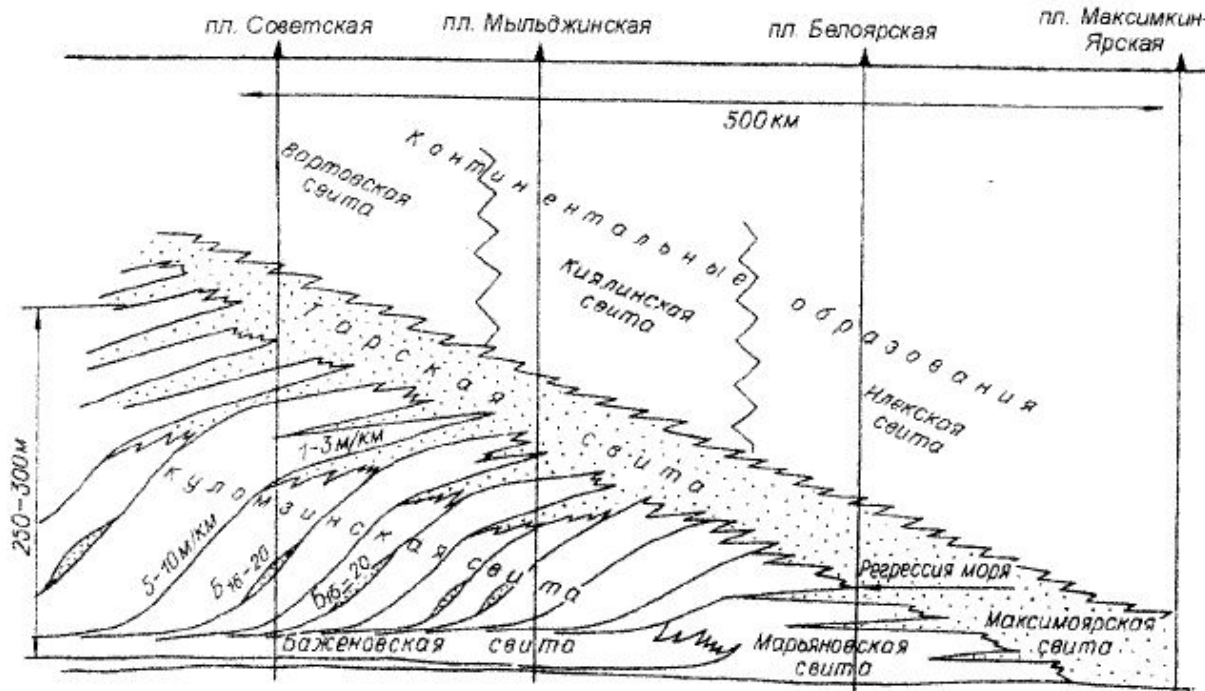


Рис. 22 Принципиальная схема строения неокомского сейсмокомплекса на севере Западной Сибири.

Принципиальная схема строения клиноформенного комплекса А.Л.Наумова, 1977 г.



В берриасе-валанжине ЗСБ – некомпенсированная впадина, заполнявшаяся с ю-в осадочным материалом;

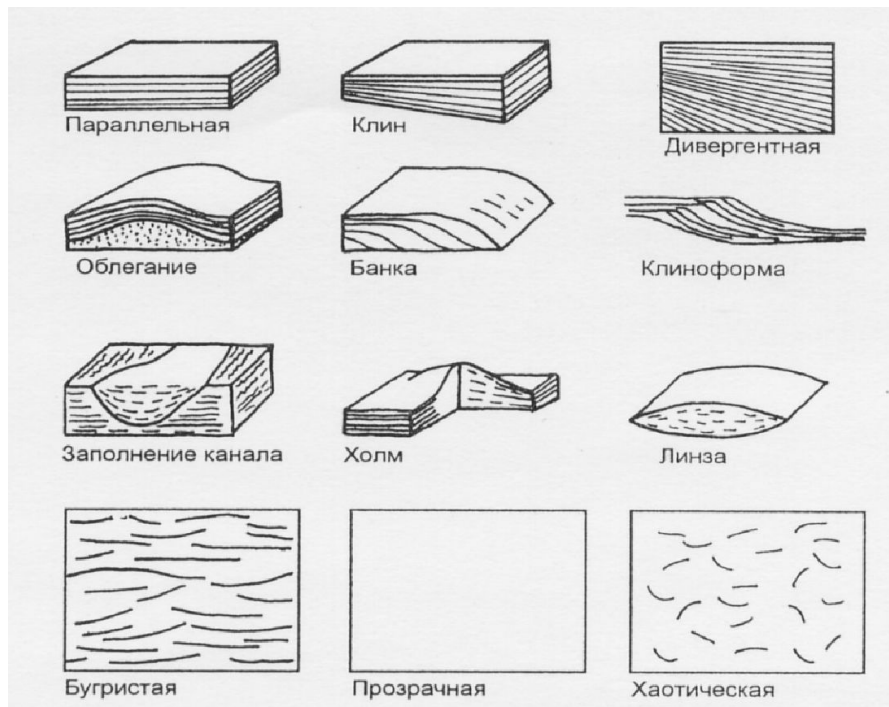
Песчаники ачимовской толщи формировались у подножья шельфа, имеющего региональный наклон к центру;

Глубина внешней кромки – 200 м: глубина моря – 500 м.

Неокомские пласты скользят по вертикали, имеют наклон к западу и имеют черепитчатое строение

Предложен косослоистый вариант строения неокома.

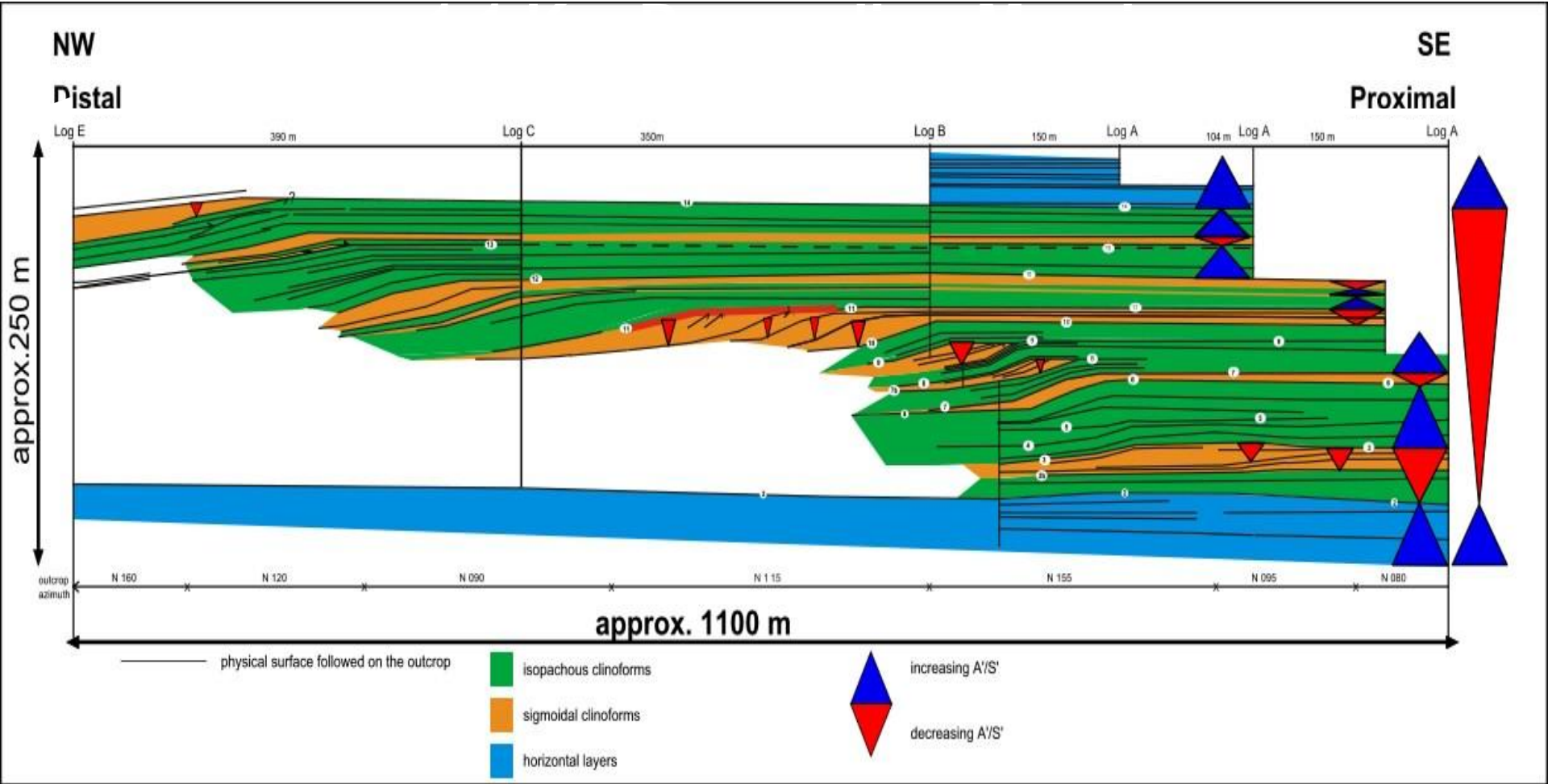
Термин клиноформа



Термин предложен К.М. Шимкусом и А.Е. Шлезингером для обозначения сигмоидальных тел, представленных карбонатными морскими платформенными уступами (девонско-нижнепермские отложения периферии Прикаспийской впадины)

Проградационный системный тракт



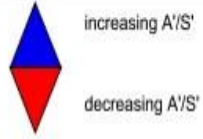


approx. 250 m

approx. 1100 m

physical surface followed on the outcrop

- isopachous clinoforms
- sigmoidal clinoforms
- horizontal layers



outcrop azimuth

N 160 N 120 N 090 N 115 N 155 N 095 N 080



Platform and clinoform slope deposit

Intra-platform depression deposit

Ф.Г. Гурари (1956 – 2000 гг)

(Строение и условие образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты)

Клиноформы – категория местных стратиграфических подразделений, отличающихся линзовидной формой и наклоном слоев;

Весь клиноформенный комплекс можно считать серией.

Особый вид свит, образованный турбидитовыми потоками.

Протягиваются параллельно линии берега, образуются в шельфовых бассейнах, отделены друг от друга временными перерывами: могут проникать в бассейн на тысячу и более км. (в отличие от речных дельт).

Турбидитная природа

- *Шельфовые террасы и склоновые отложения - Ф.Г. Гурари (1856-2000), Н.Х Кулахметов, В.М. Никитин, Г.Я. Ясович (1985);*
- *Многие авторы описывают неокомские клиноформы терминами «глубоководное море», «лавинная седиментация», «конусы выноса» но все они предложены А. П. Лисициным для рубежа океан – континент;*
- *Прибрежные дельтовые отложения (М.Ю. Эрвье(1975), Г. Н. Гогоненков (1983), А.А. Нежданов (1989-1990), Ю.Н. Карагодин (1994 -2000).*
- *Глубоководные турбидиты (М.В. Проничева (1990), А.В. Чернавский (1994), В.С. Соседков (1995 г.), Н.А, Брылина (1997-1998)*

Причины образования клиноформ

- *Некомпенсированная седиментация в центральной глубоководной части бассейна и колебания уровня моря (эвстазия); с регрессией связывают накопление песчано-алевритовых отложений, с трансгрессией – глинистых покровных толщ (но никто не объясняет причины частых колебаний уровня моря);*
- *Режим некомпенсации объясняется резким прогибанием дна на 500 – 1400 м за 1 млн. лет (причина подкорковые тектонические процессы)- Е.А. Артюшков (1993);*
- *Турбидиты континентального шельфа – термины шельф, бровка шельфа, клиноформа, циклит, лавинная седиментация).*
- *Горизонтальные сдвиги за счет бокового сжатия бассейна – В. С. Старосельцев (2000);*
- *Тектоника, климат, эвстазия, космические процессы – (многие исследователи);*
- *Климатические флуктуации – Ф.Г. Гурари.*
- *Регрессия на территории Восточной Сибири и резкое воздымание кратона (не доказано). _*

АЧИМОВСКИЙ НГК

Представлен песчано-алевритовыми отложениями, распространенными по всей территории провинции, за исключением самых западных и восточных районов;

Известковистые песчаники и алевролиты образуют невыдержанные отдельные линзы в нижней части ахской, куломзинской, мегионской и фроловской свит; мощностью 10 – 170 м.

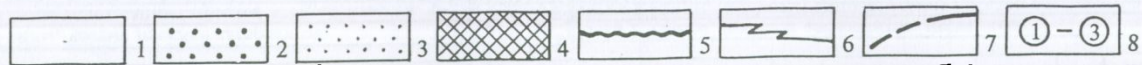
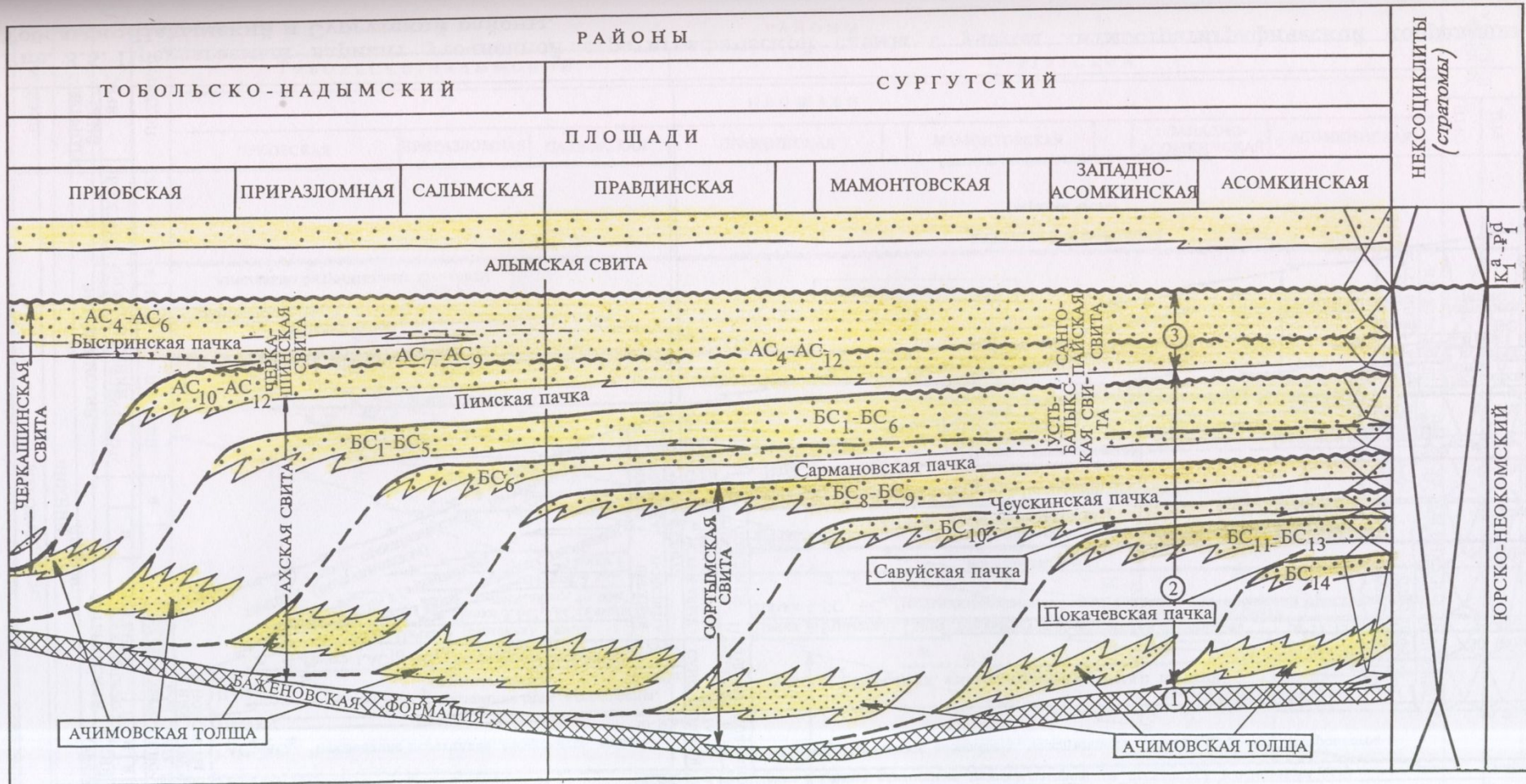
Возраст – берриас-валанжсин.

Промышленно нефтеносен комплекс в пределах Васюганской и Среднеобской областей; пласты и с индексом АЧ.

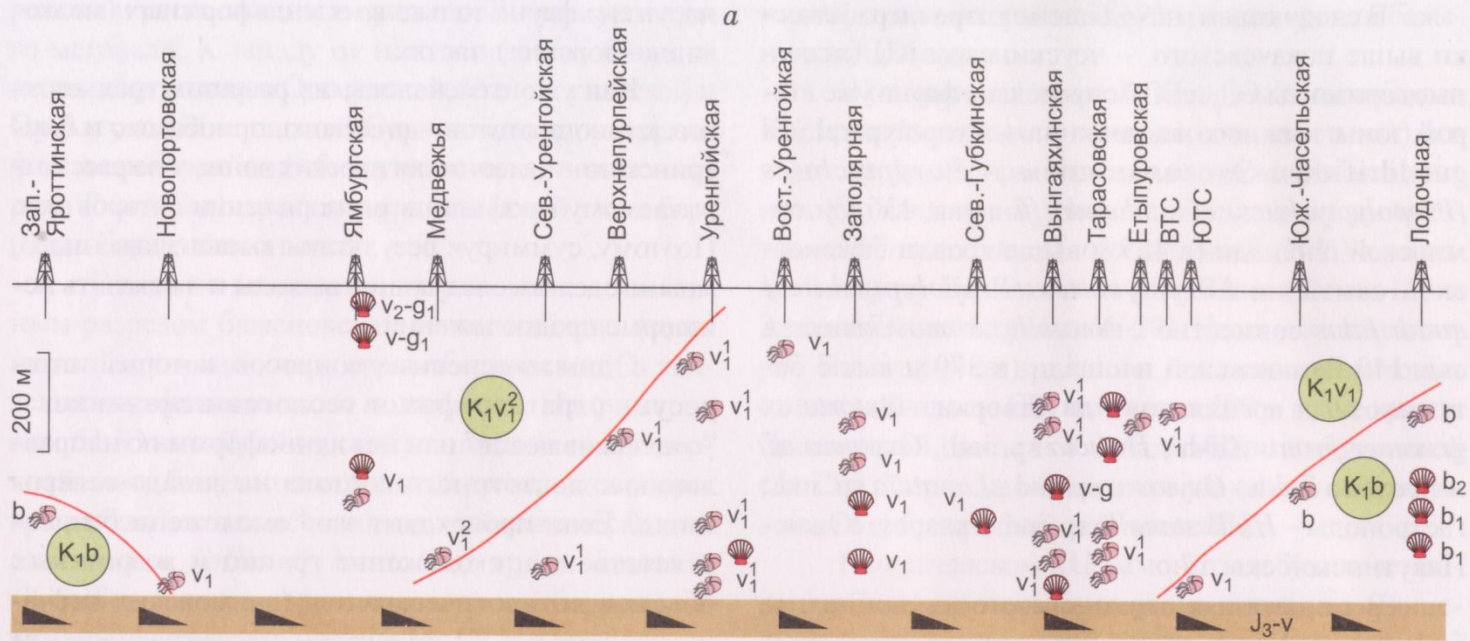
Коллекторские толщи песчаников ачимовской толщи изменяются в зависимости от типа цемента (глинистого, карбонатного, пленочного, базального) – пористость от 4 до 12%, проницаемость 5-40 мД.

Модель неокомского разреза

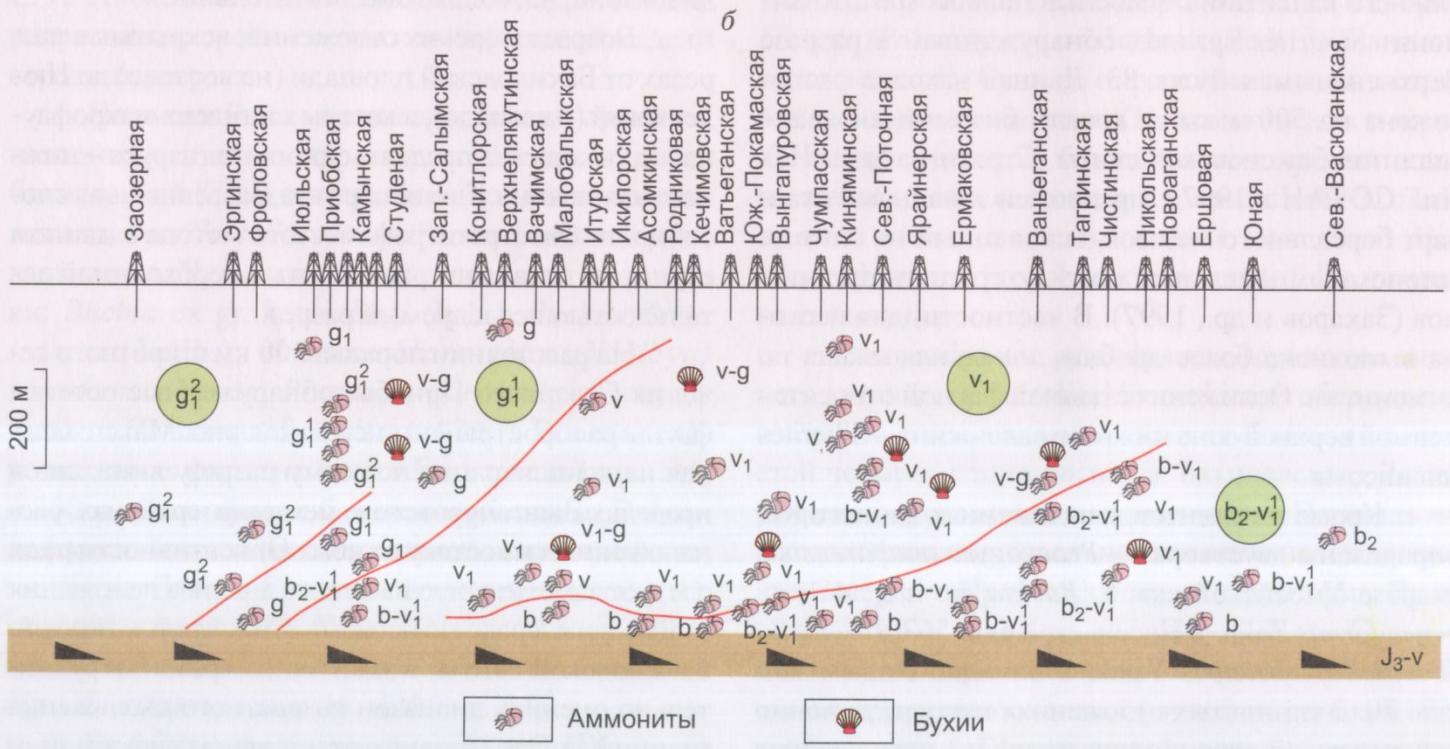
Тобольско-Надымский и Сургутский районы (по Карагодину и др., 1996)



1-глины; 2-песчаники вартовской формации и верхнемегионской субформации; 3-алеврито-песчаники ачимовской пачки; 4 - аргиллиты баженовской свиты; 5 - перерывы в осадконакоплении; 6 - границы литологического замещения; 7-границы клиноциклитов; 8-формации: 1-бж.; 2-мег.; 3-варт.



Возраст отложений неокома по аммонитам и бухиям (по Нежданову и др., 1992)



Апт-сеноманский НГК

- ❖ К этому комплексу приурочено большинство, в том числе и гигантских, газовых месторождений северной части бассейна.
- ❖ В области развития нижнеальбской (нижняя часть ханты-мансийской свиты) глинистой покрывки (западная часть бассейна) данный комплекс разделяется на два – аптский и верхнеальб-сеноманский.
- ❖ За пределами нижнеальбского флюидоупора апт-сеноманские отложения образуют единую, почти километровую алеврит-песчаную толщу (покурская свита). В этой толще основные скопления газа встречаются в основном в ее кровле, т.е. в сеноманских песках. Пески покурской свиты мелко-среднезернистые, реже – крупнозернистые, подчиненное значение имеют алевриты и алевритовые глины, прослои которых не превышают 2-3 м. Открытая пористость 25-30%, проницаемость до 5-7 дарси.
- ❖ Региональной покрывкой для данного НГК является турон-сеноманский глинистый флюидоупор.
- ❖ Преобладающий тип залежей в НГК – массивный.

НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

- Большинство исследователей главной материнской свитой признана баженовская. По мнению А.Э.Конторовича (1988) свыше 80% от общей массы геологических ресурсов нефти является продуктом генерации в ее породах. Уникальность генерационного потенциала этой свиты объясняется очень высокой обогащенностью органикой сапропелевого типа (Сорг до 25-27%) и тем, что на преобладающей площади своего распространения она находится в пределах ГЗН.
- Другой доказанной нефтематеринской толщей, как для центральных, так северных и южных (в том числе Томской области) районов бассейна являются региональные глинистые толщи нижней средней юры. На генезис этих толщ существует две точки зрения. По первой они отлагались в обширных озерных водоемах, периодически сообщавшихся с морем, по другой – сформировались благодаря глобальным эвстатическим процессам – высокому уровню стояния Мирового океана.
- Глинистые пачки неокома также, по всей видимости, участвовали в генерационном процессе, особенно в западных и северных частях бассейна, однако термобарическое воздействие на них было в значительной мере более мягким.
- Отмечается общая тенденция уменьшения содержания в породах органического углерода и битумоидов от западной части центральной области к периферии и, в меньшей степени к северу

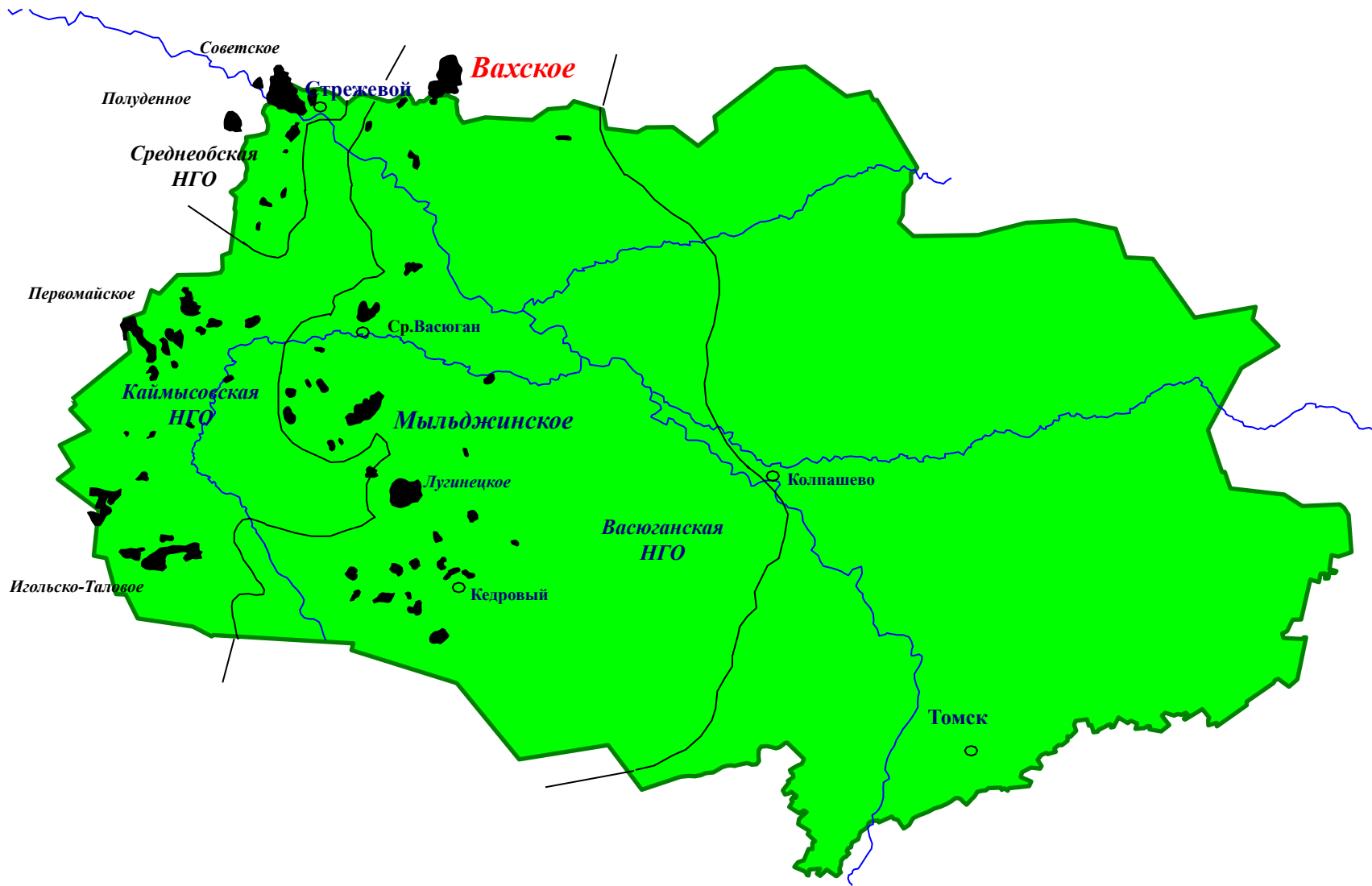
ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ

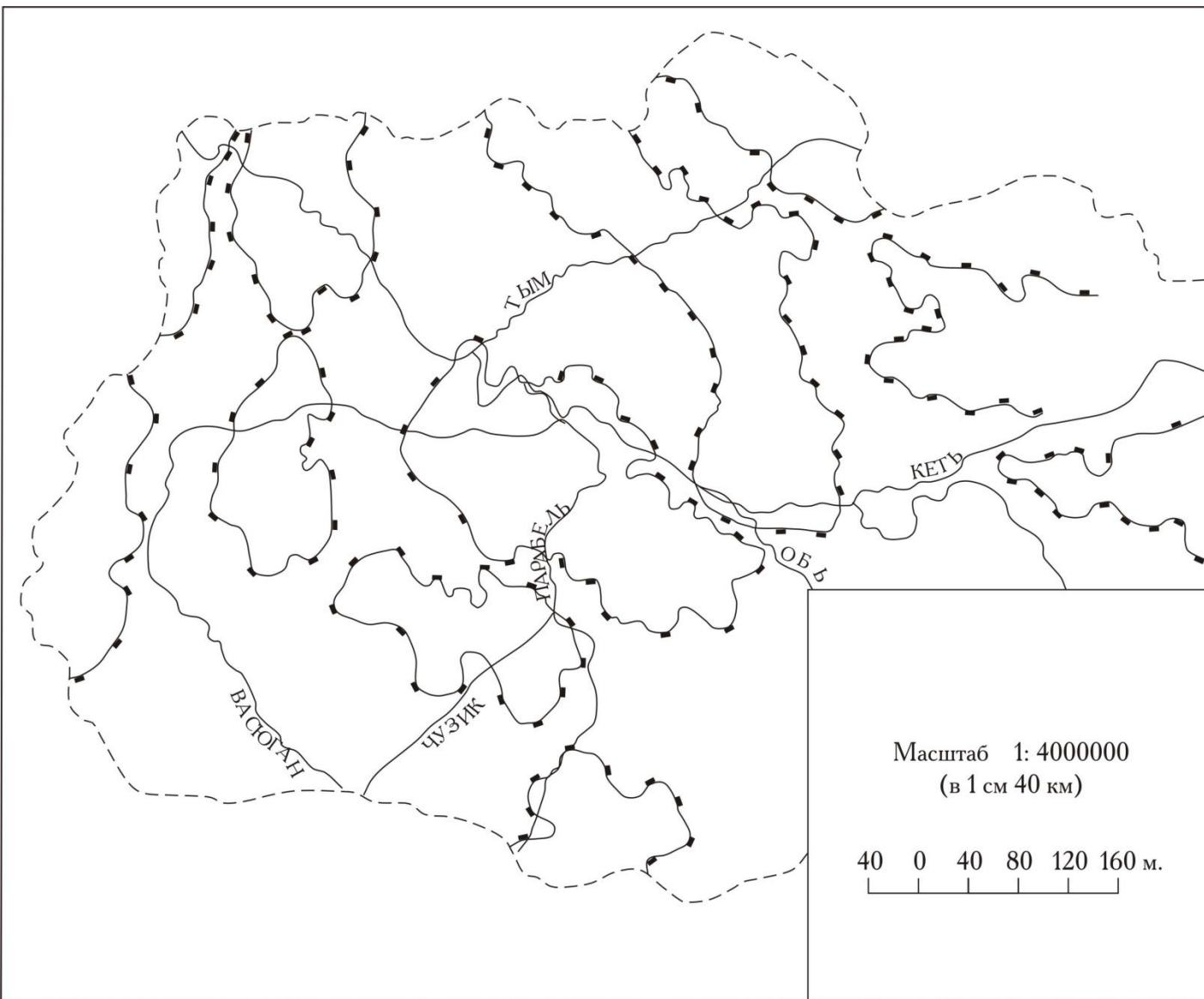
Всего в Томской области открыто 237 залежей, из них 10 – крупных (объекты с запасами более 30 млн т). Из них 37 залежей находятся в отложениях нижнего мела; 150 – в отложениях верхней юры; 19 – с нижне-среднеюрскими породами; 22 – в отложениях зоны НГГЗК.

В Каймысовской области открыто 41 нефтяное месторождение. Основной нефтеносный горизонт Ю-1.

На территории Васюганской НГО открыто 60 месторождений, из которых 40 нефтяных, 13 нефтегазоконденсатных, 7 газоконденсатных.

В Пайдугинской НГО открыто 5 нефтяных месторождений (Чкаловское, Гураринское, Соболиное, Линейное, Киев-Еганское).





Условные обозначения:


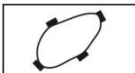

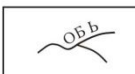






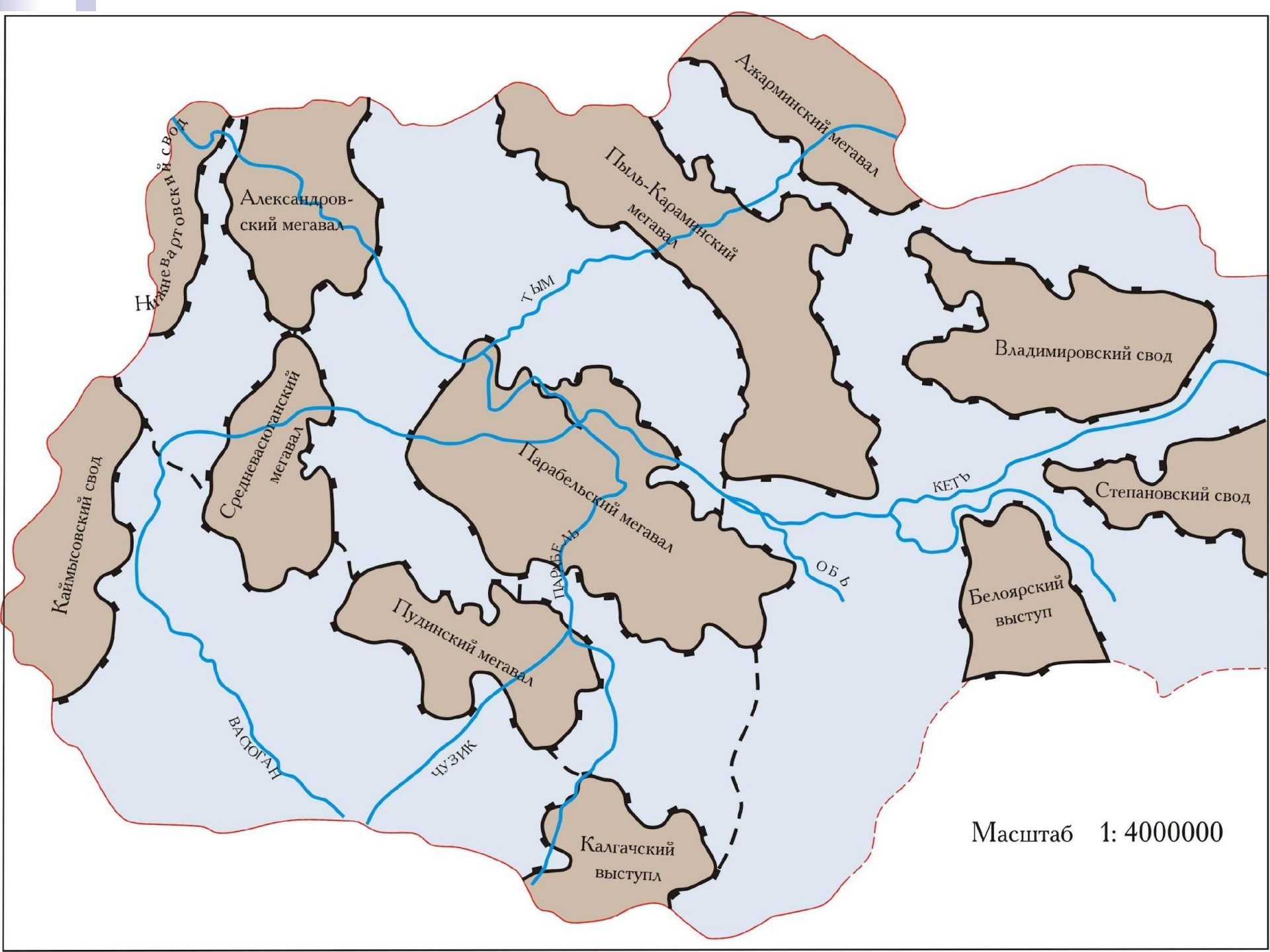
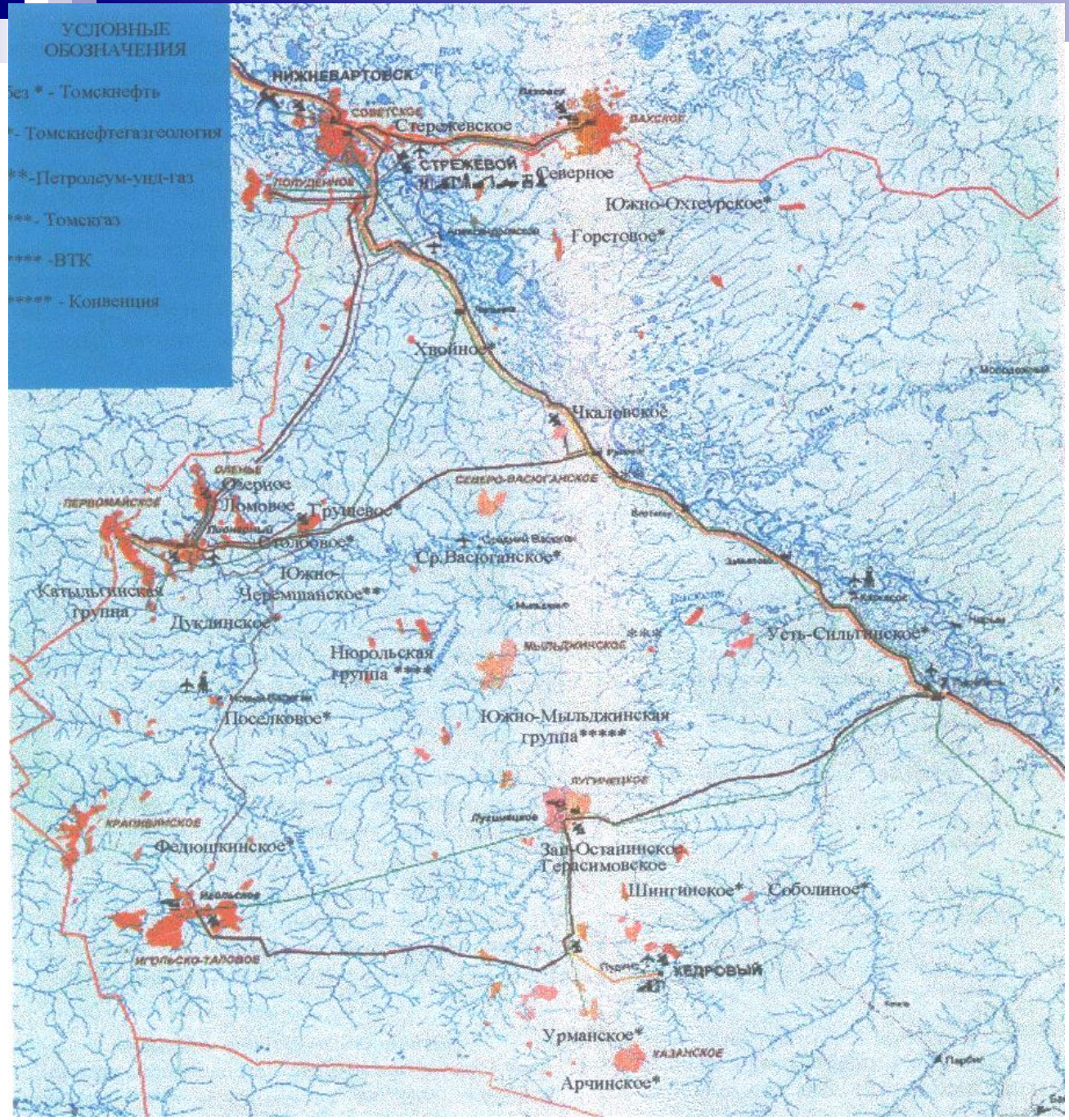
- 
административная граница
Томской области
- 
положительные структуры
I порядка
- 
отрицательные структуры
I порядка
- 
реки
- 
- 
- 
- 
- 
- 

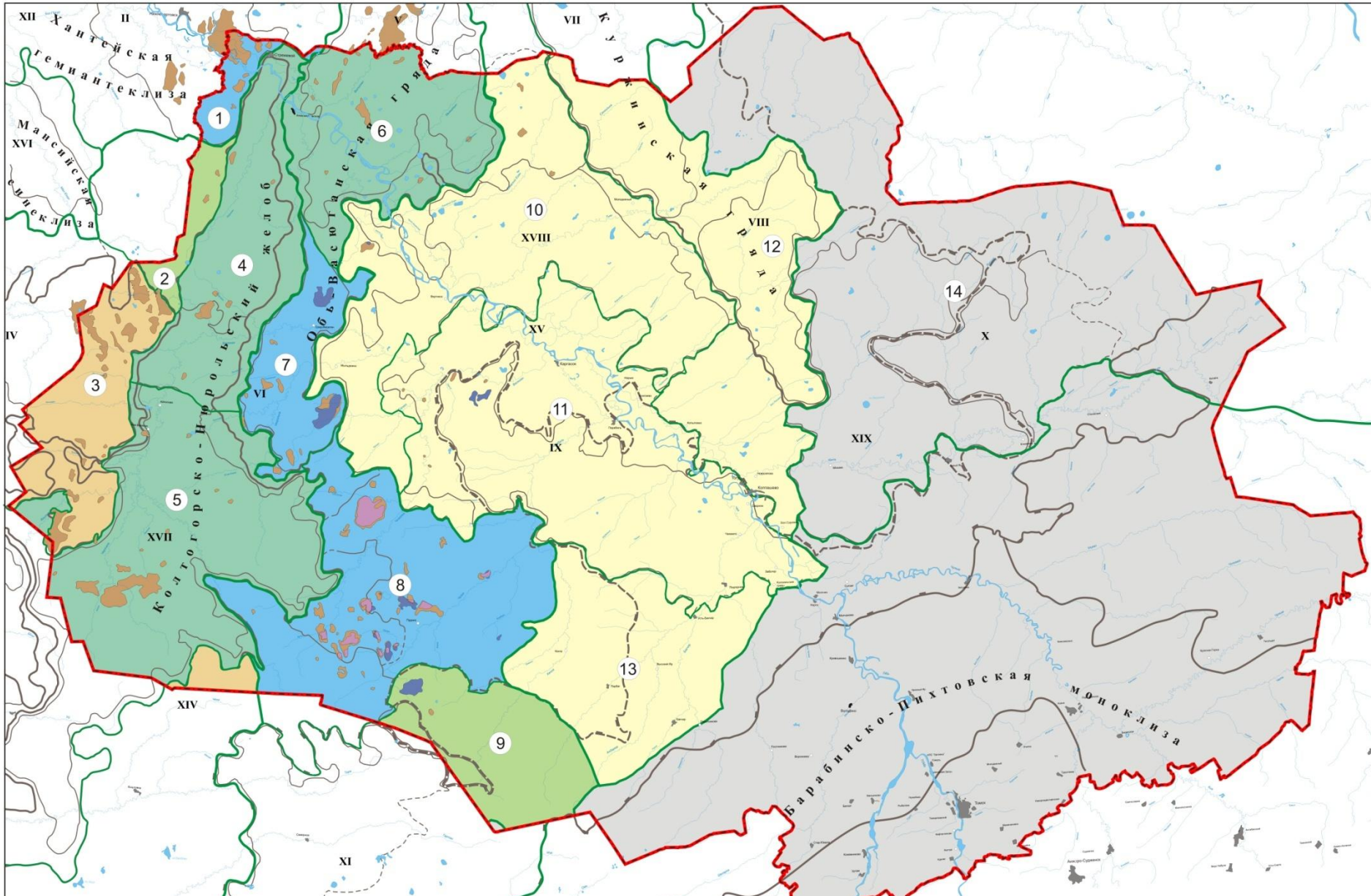
Рис. Обзорная карта территории деятельности ОАО «Томскнефтегазгеология»



УСЛОВНЫЕ
ОБОЗНАЧЕНИЯ

- bez* - Томскнефть
- * - Томскнефтегазгеология
- ** - Петролеум-унд-газ
- *** - Томскгаз
- **** - ВТК
- ***** - Коинвенция





НГТР: 1 – Нижневартовский; 2 – Ледянский; 3-Каймысовский; 4-Колтогорский; 5- Ньюрольский; 6 – Александровский; 7 – Средневасюганский; 8 – Пудинский;9-Межовско-Калгачский; 10-Усть-Тымский; 11-Парабельский; 12-Куржинский.

Перспективы нефтегазоносности провинции

- Поиск новых месторождений нефти и газа:
- -освоение шельфа;
- -изучение глубокозалегающих горизонтов осадочного чехла, промежуточного комплекса и фундамента в северной части ЗСП;
- -изучение перспектив нефтегазоносности верхнего яруса промежуточного комплекса (отложения перми-триаса) в грабен-рифтовых зонах;
- -прогноз кор выветривания в образованиях нижнего яруса промежуточного комплекса;
- -поиск зон высокоёмких коллекторов в континентальных отложениях нижней-средней юры и аргиллитах бажендовской свиты;
- -поиск структурно-литологических и структурно-тектонических залежей нефти и газа в отложениях верхней юры, нижнего-верхнего мела и клиноформах берриас-готерива;
- Оптимизация процессов эксплуатации разрабатываемых месторождений:
- -разукрупнение объектов разработки;
- -построение принципиально новых геологических моделей;