

**Московский государственный университет им. М.В.
Ломоносова**

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

курс «НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ СНГ»

Геология и нефтегазоносность ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО НГБ

С.В. Фролов, 939-32-60, serfgeo@yandex.ru

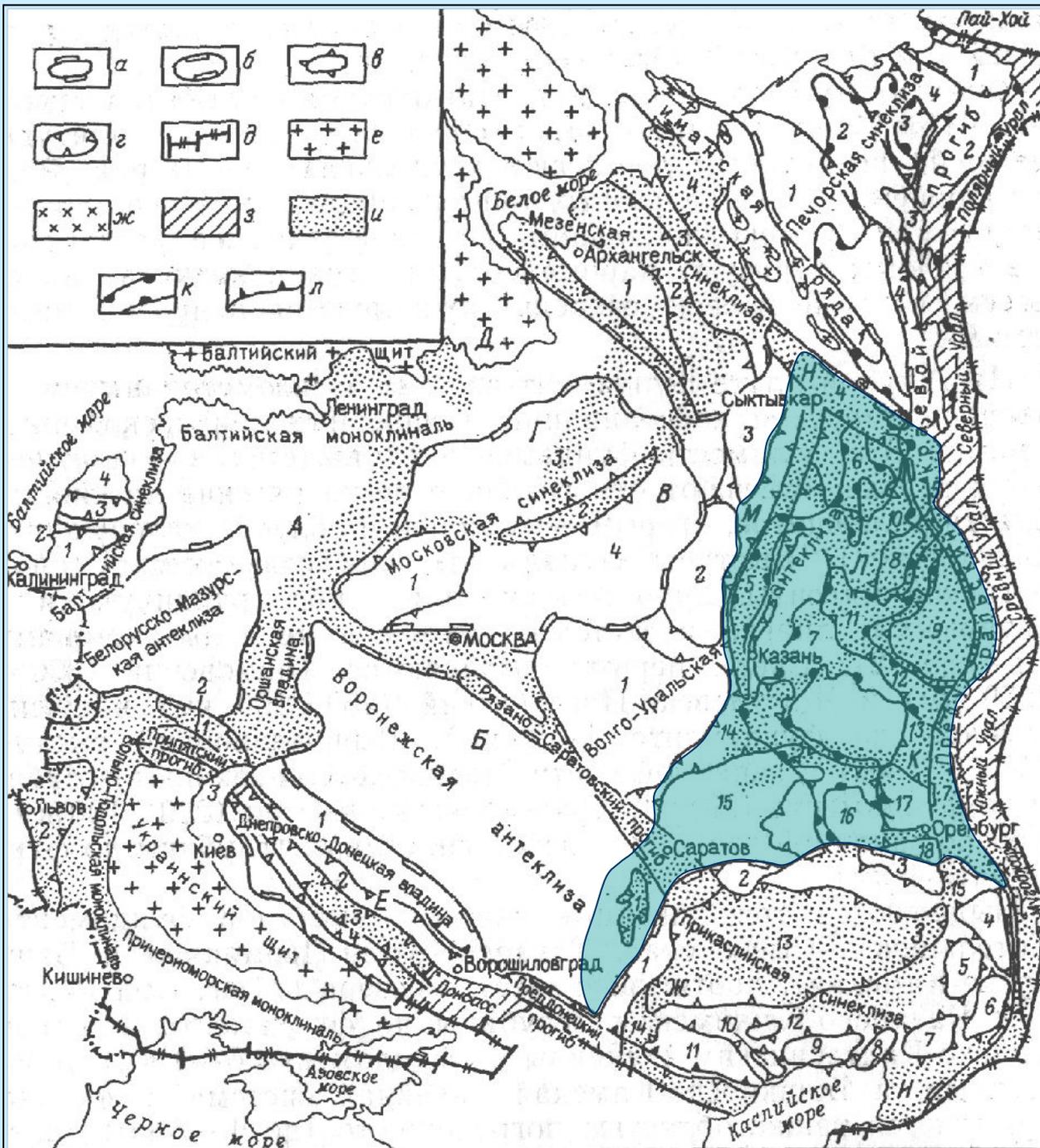
2015 г.

Восточно-Европейская древняя платформы

- 5 млн. кв.км
- Системы авлакогенов. Границы – разломы амплитудой до 2-3 км.
- В западной части преобладают нижнепалеозойские породы, в восточной- девонско-верхнепалеозойские

Схема тектонического районирования Восточно-Европейской платформы (Г.А. Габриэлянц и др., 1991)

д- краевые швы, и – рифейские авлакогены (А-Ладожско-Полесская система, Б-Московско-Пачелмская система В-Средне-Русская система Г-Бельский, Д-Онежский, Е-Днепровско-Донецкий, Ж-Сарпинский, З-Новоалексеевский, И-Каспийско-Южно-Эмбинский, К-Серноводско-Абдулинский, Л-Осинско-Калтасинский, М-Казанско-Кажимский, Н-Вычегодско-Соликамский), к – некомпенсированные прогибы



- **Фундамент выходит на поверхность на балтийском и украинском щитах, Тиманском кряже.**

- **Наибольшая мощность осадочного чехла (более 15 км) в Прикаспийской впадине и юго-восточной части ДДВ.**

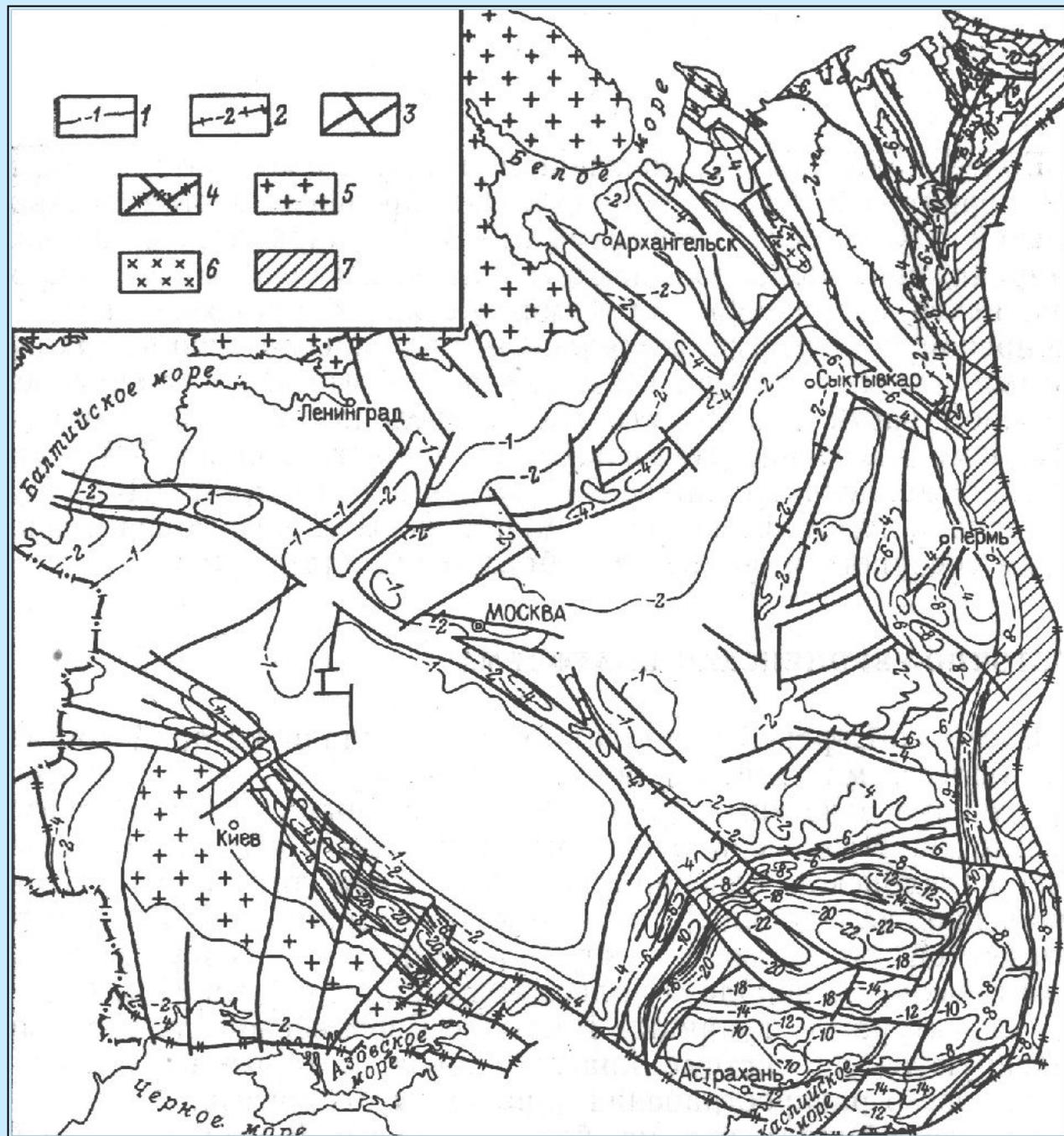
- **Разломно-глыбовая тектоника фундамента, среди разломов преобладают сбросы.**

- **Восток - Тимано-Печорский, Волго-Уральский и Прикаспийский НГБ.**

- **Юг - Днепрово-Донецкий и Припятский НГБ.**

- **Запад - Северо-Предкарпатский НГБ, Балтийский (НГО).**

- **Центр - Среднерусский, Мезенский ВНГБ.**



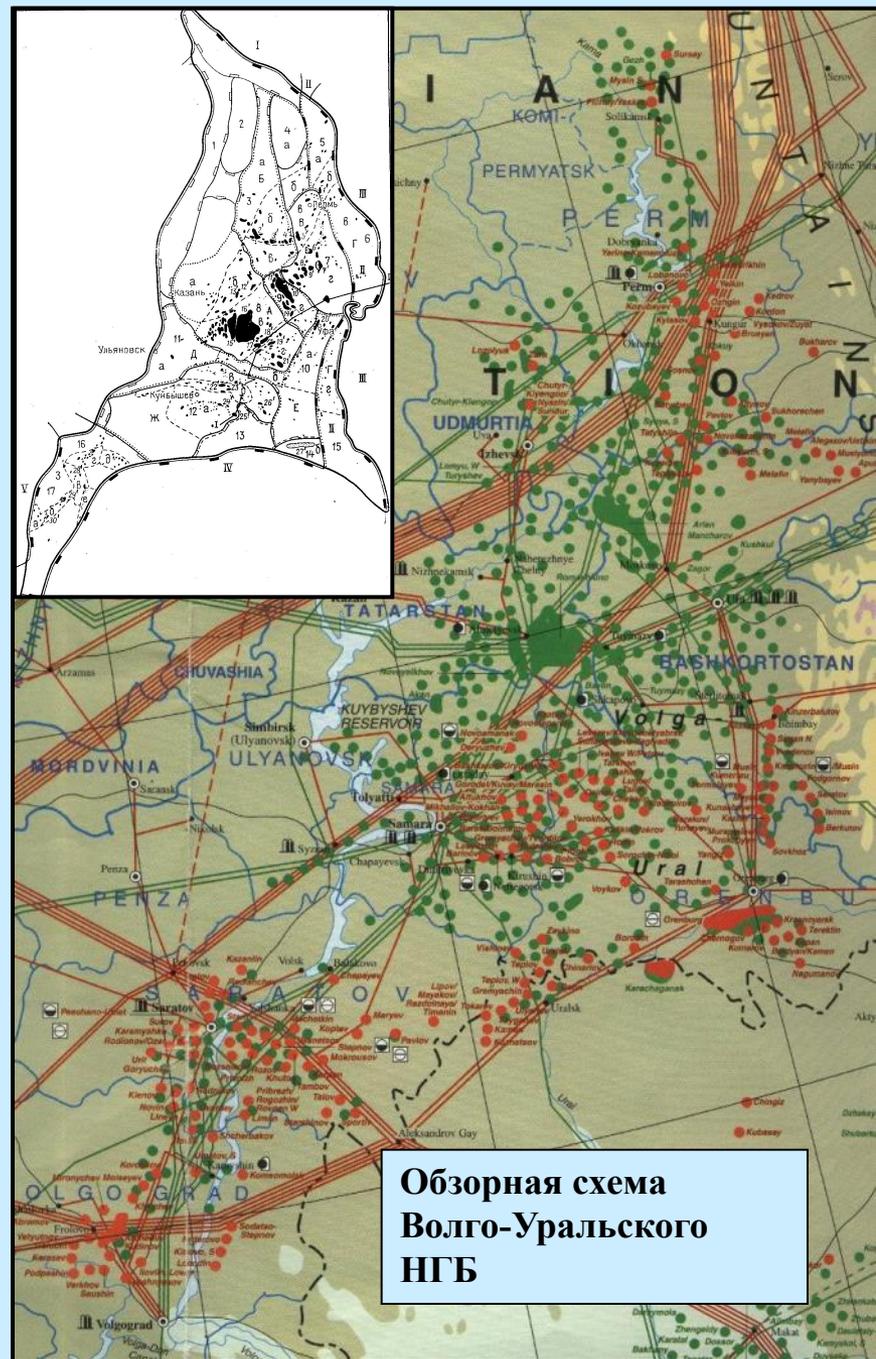
Карта поверхности фундамента

(Г.А.Габриэлянц и др., 1991)

Изогипсы фундамента : 1 – добайкальского, 2 - байкальского

Волго-Уральский НГБ

- Территория Волго-Уральского НГБ охватывает восточную часть Русской плиты и Предуральский краевой прогиб, занимая площадь около 700 тыс. км².
- В нее входят земли республик Татарстан, Башкортостан, Удмуртия; Пермской, Самарской, Оренбургской, Саратовской, Волгоградской, а также частично Ульяновской и Свердловской областей
- Из 65 крупнейших месторождений нефти России (начальные извлекаемые запасы более 100 млн.т) 10 расположены в Волго-Уральском бассейне.
- Четыре из них (Ромашкинское, Туймазинское, Ново-Елховское и Арланское) относятся к уникальным (запасы более 300 млн. т).
- Ромашкинское месторождение входит в десятку крупнейших месторождений Мира.
- Основные запасы нефти содержатся в терригенных породах девона и карбона, значительные – в карбонатном карбоне и перми.
- 90% запасов газа сосредоточены в карбонатном верхнекаменноугольно-нижнепермском комплексе.



История изученности

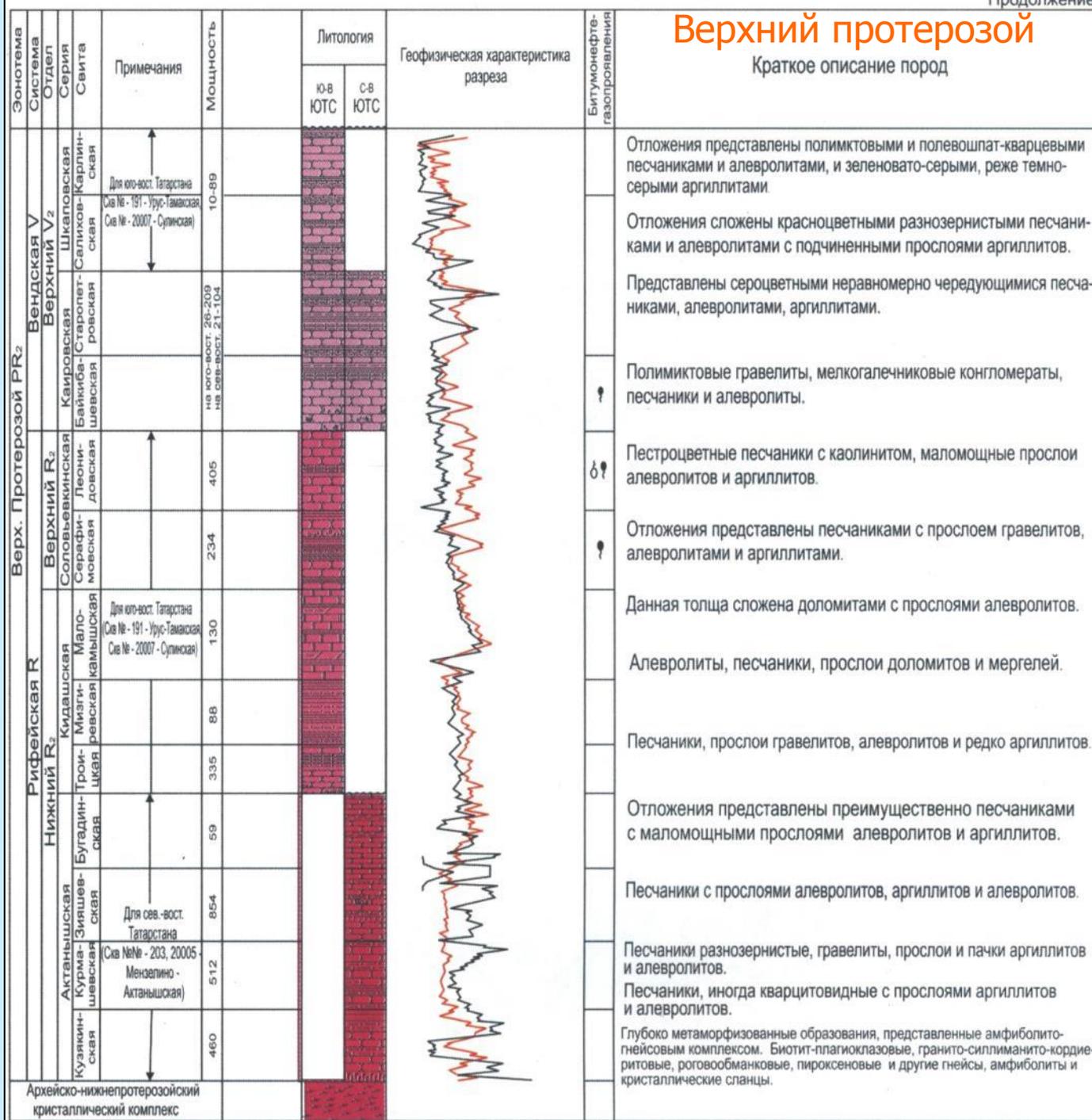
- Признаки нефтеносности на дневной поверхности (пермские породы) были известны более двухсот лет назад.
- Первая нефть была открыта в 1929 году в районе с. Верхнечусовские городки в Пермской области (из артинских рифогенных известняков).
- Первое крупное месторождение выявлено в 1932 г. (Ишимбайское) в артинско-сакмарских известняках.
- Высокопродуктивный девон – впервые в июле 1944 году в Самарской области (Яблоневый овраг), в сентябре 1944 – Туймазы (Башкортостан) – крупнейшая залежь, 1946 - Ромашкино.
- В 1960 году 87% нефти добывалось в Волго-Уральской НГП - "Второе Баку".
- В середине 70-х начинается снижение объемов добычи.
- В настоящее время практически все крупнейшие месторождения находятся на поздних и завершающих стадиях разработки – выработанность более 80%.
- Коэффициент извлечения по крупнейшим месторождениям 0,48-0,51

СТРАТИГРАФИЯ

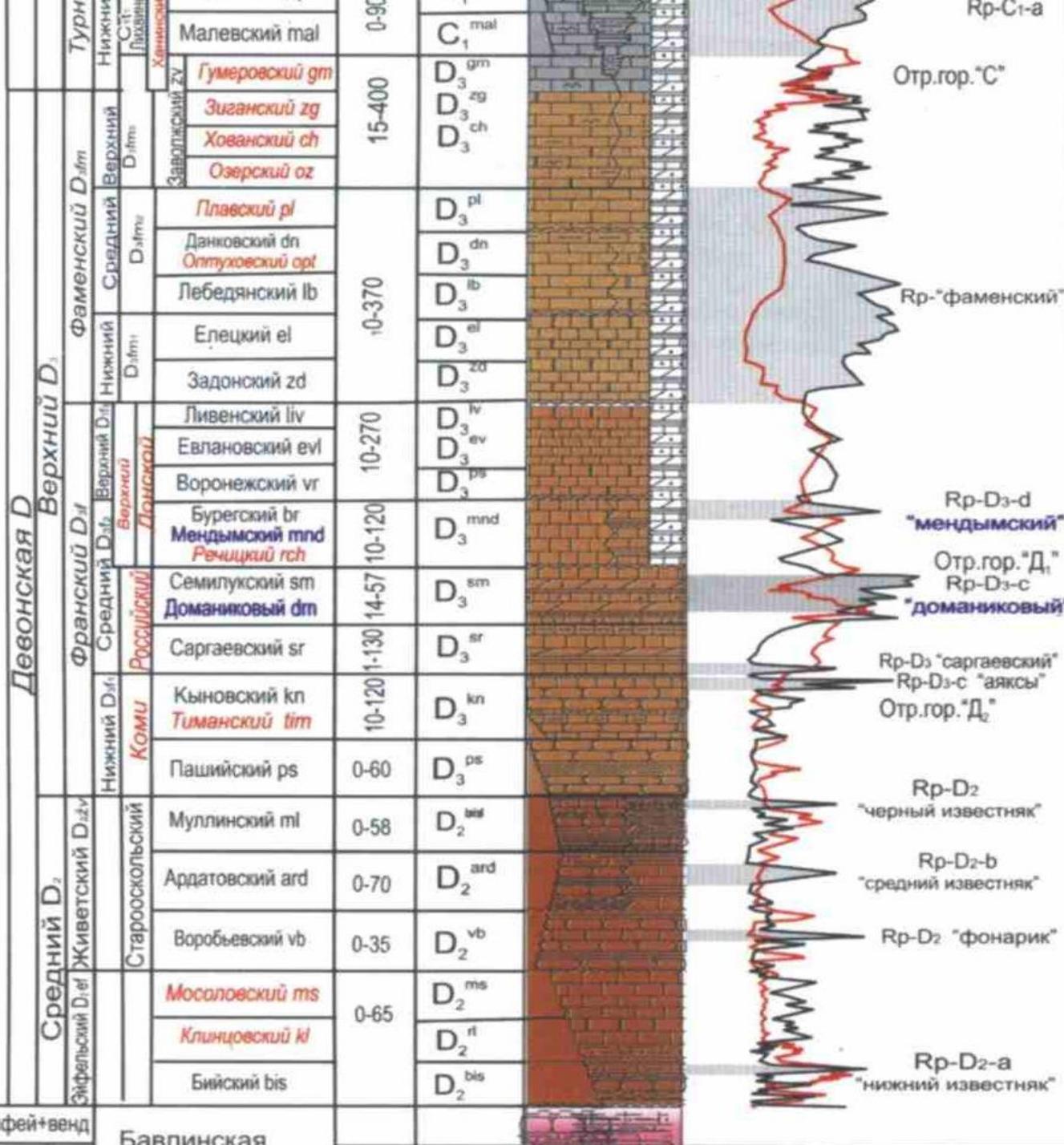
- Фундамент бассейна имеет архейско-раннепротерозойский возраст. Сложен магматическими образованиями преимущественно кислого и среднего состава (гранитоидами).
- Вышележащий комплекс отложений представлен карбонатными (преобладают в разрезе), терригенными, местами эвапоритовыми отложениями рифейского, вендского, девонского, каменноугольного, пермского и, фрагментарно, мезозойского возраста.
- Максимальная мощность осадочного чехла в пределах бассейна отмечается в Предуральском краевом прогибе – более 10 км.
- На остальной территории она варьирует в зависимости от рельефа поверхности фундамента от 4-6 км во впадинах до 1,5-2 км на сводах.

Стратиграфия

- Рифейско-вендские отложения (бавлинская серия) приурочены в основном к грабеннообразным в основании осадочного чехла структурам.
- Комплекс представлен красноцветными, преимущественно алевролито-песчаными и песчано-гравилитовыми отложениями с подчиненными глинами и прослоями карбонатов.
- Разрезы рифея характеризуются наличием многочисленных несогласий.
- Общая мощность комплекса в авлакогенах может достигать нескольких километров.

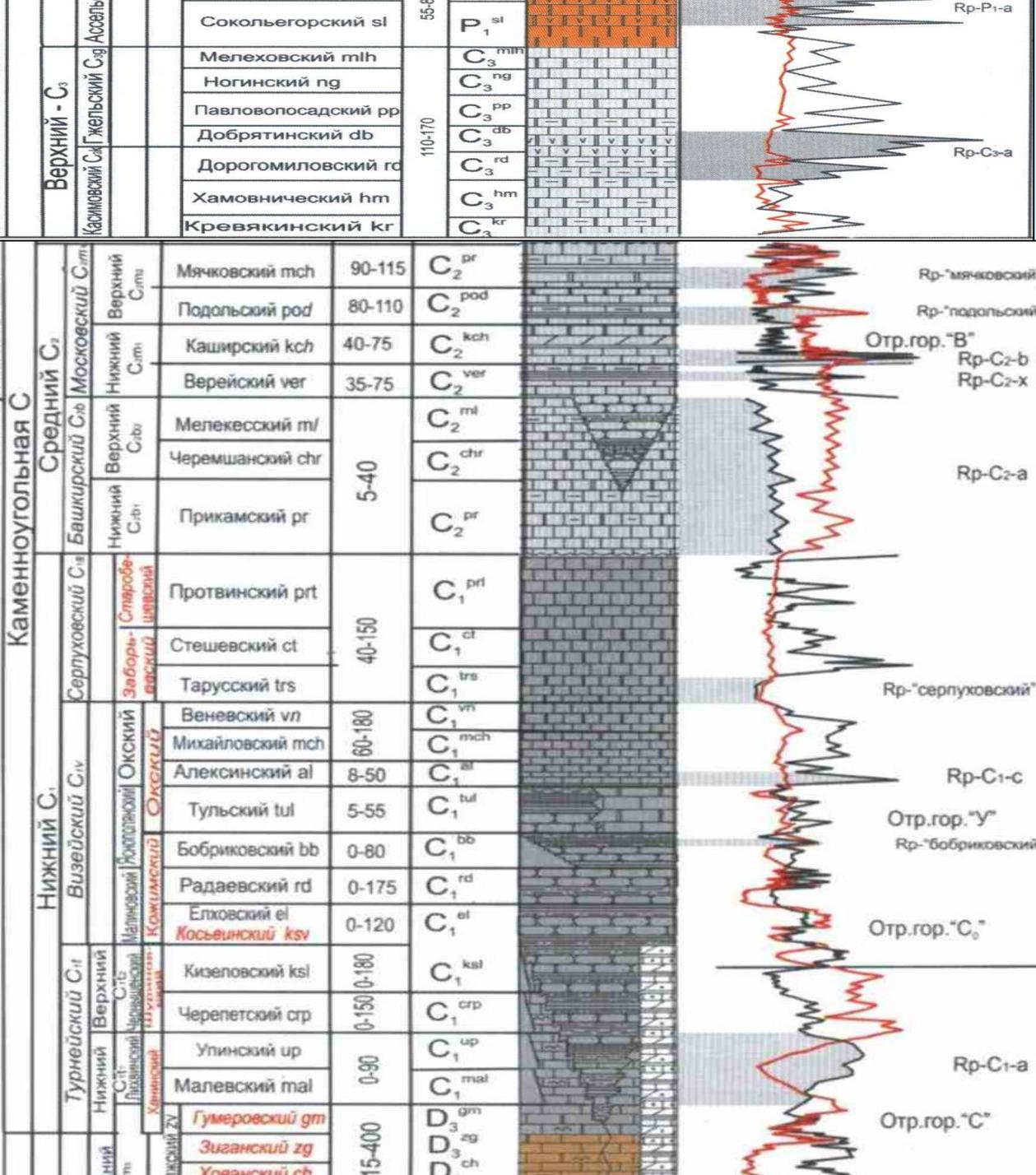


Девон



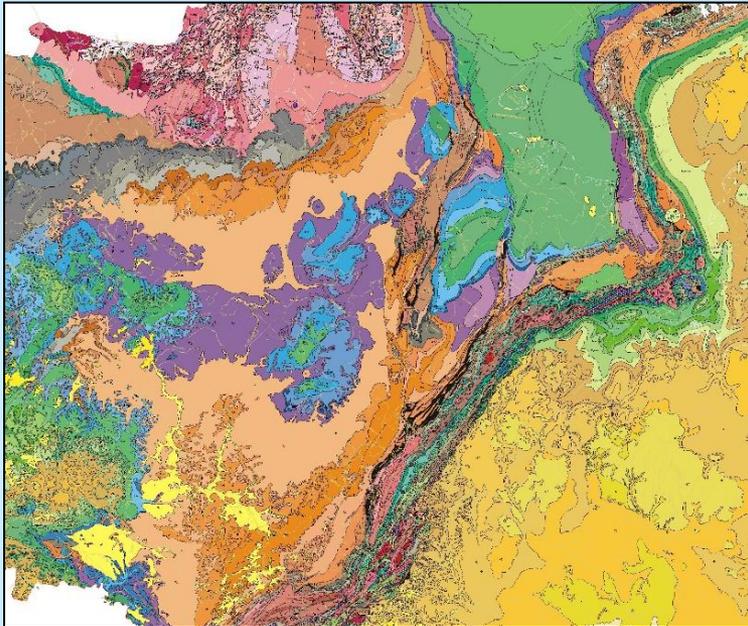
- Девонские отложения условно делятся на две части – «терригенный» (верхи нижнего девона – нижняя часть франа) и «карбонатный» (средний фран – турне) девон.
- Отложения «терригенного» девона в нижней и верхней частях представлены терригенными отложениями, в средней – терригенно-карбонатными.
- В разрезе «карбонатного» девона в нижней части преобладают глинисто-карбонатные разности, в средней отмечаются многочисленные органогенные карбонатные постройки.
- Одним из типов пород этого комплекса являются битуминозные глинисто-известково-кремнистые образования доманиковой фации.

Карбон

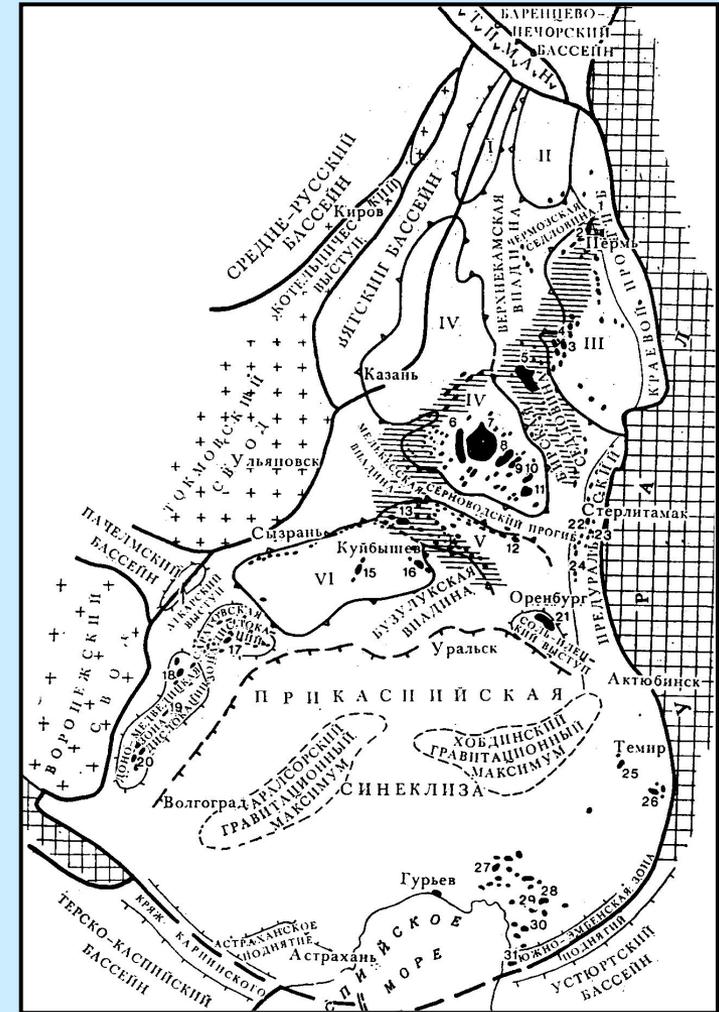


- Турнейские отложения нижнего отдела каменноугольной системы представлены преимущественно карбонатами.
- Нижневизейская толща характеризуется как терригенная угленосная. Максимальное развитие она получила в пределах прогибов Камско-Кинельской системы.
- Вышележащая толща карбона выполнена, в основном, доломитами и известняками, местами органогенными, иногда с прослоями ангидритов. В средней части этой крупной толщи (низы московского яруса) преобладают песчано-глинистые, местами красноватые отложения верейского горизонта.

- В состав Волго-Уральского НГБ входят такие крупные тектонические элементы, как Волго-Камская антекклиза и Предуральский краевой прогиб, а также восточное погружение Воронежской антекклизы.
- На востоке бассейн обрамляется складчатым сооружением Урала. На западе его граница проходит по склонам Токмовского свода и Воронежской антекклизы. На юго-западе Миллеровским выступом он отделен от Днепровско-Донецкого бассейна. На севере граница проводится по склонам Тиманского сооружения, а на юге, с Прикаспийской впадной, по московско-артинскому бортовому уступу.



ТЕКТОНИКА



Обрамление Волго-Уральского НГБ

Граница с Прикаспийской впадиной (по московско-артинскому бортовому уступу) условна. С одной стороны, за ней происходит резкое изменение фаций и мощностей верхнекаменноугольно-пермских отложений, с другой - по нижним горизонтам, особенно девонским, таких изменений не происходит, структуры в этих комплексах имеют явное продолжение в пределы Прикаспийской впадины

Тектоника

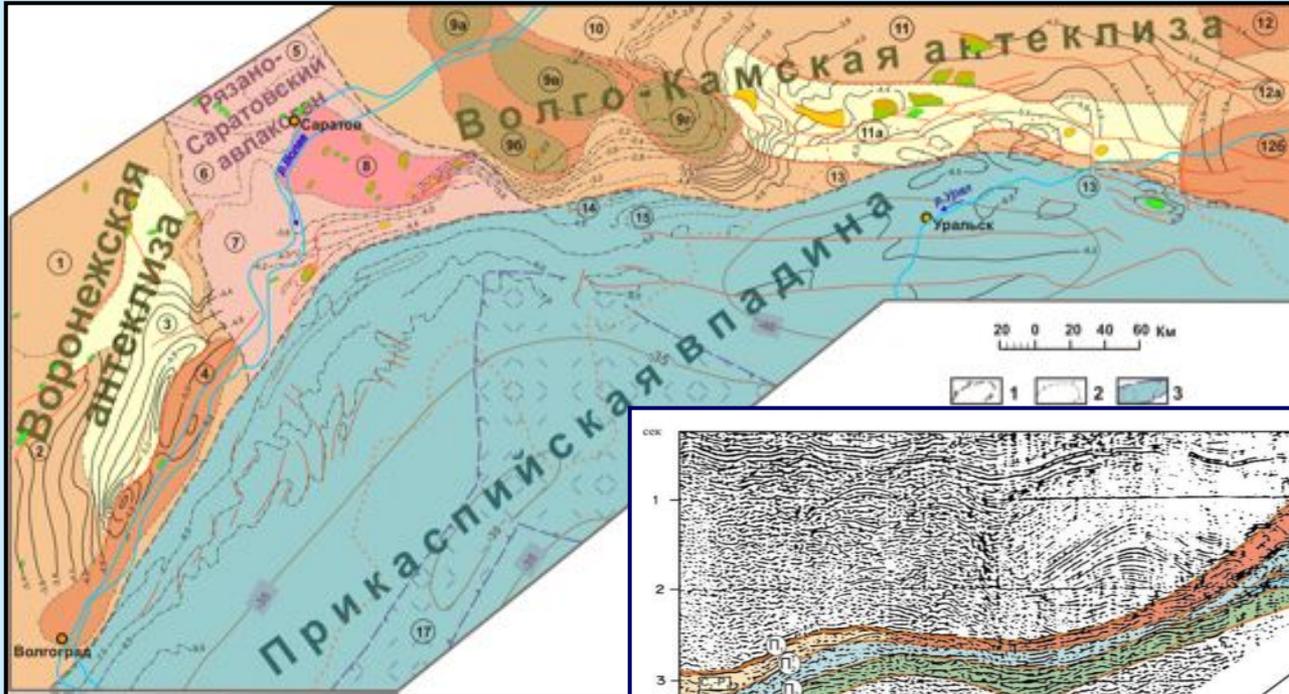
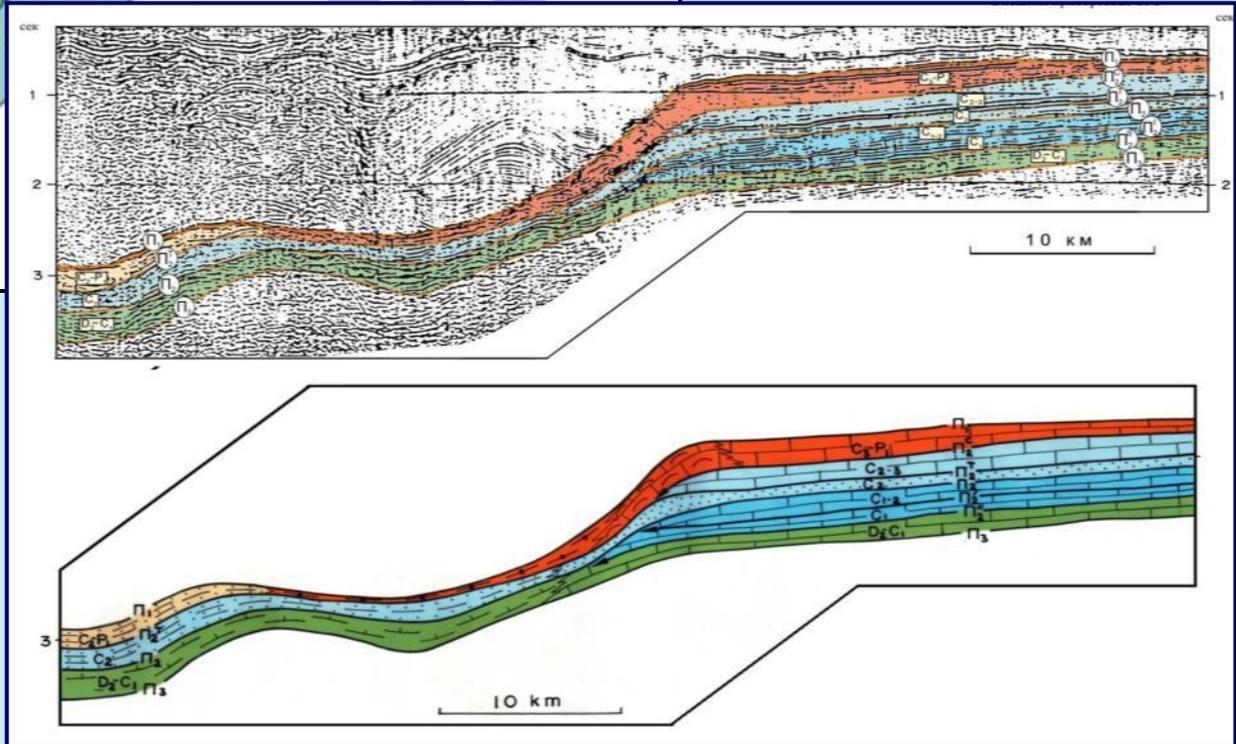
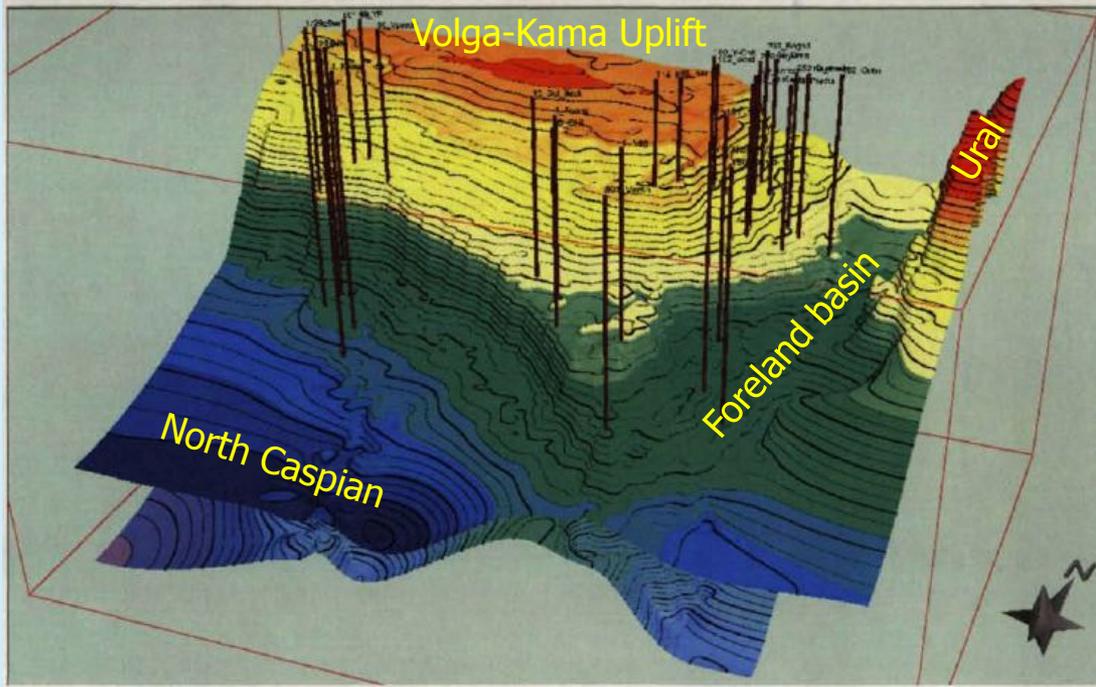


Схема строения южной части Волго-Уральского НГБ

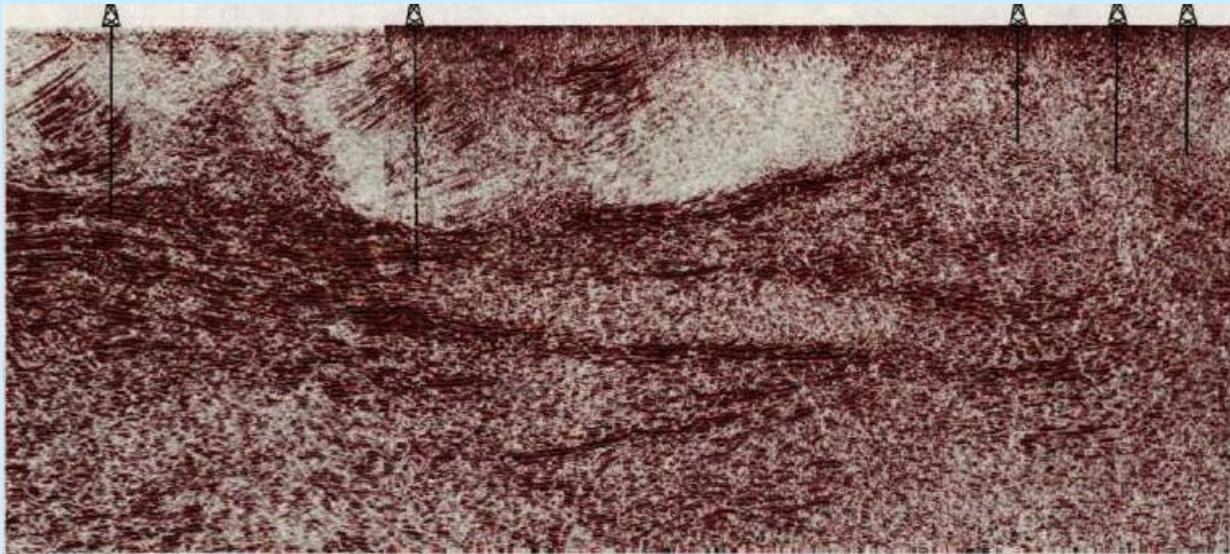


Профиль через северную бортовую зону ПКВ



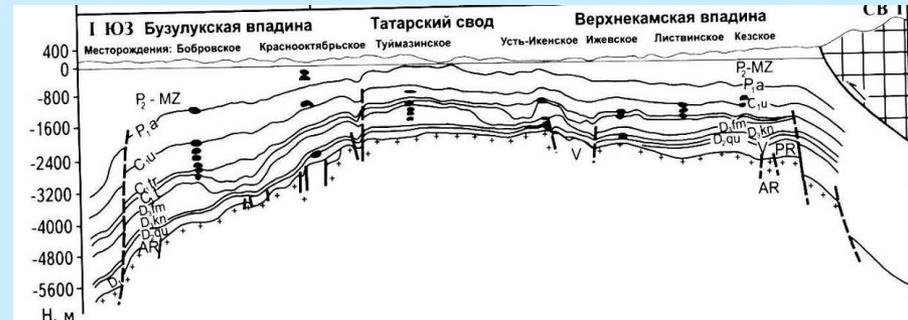
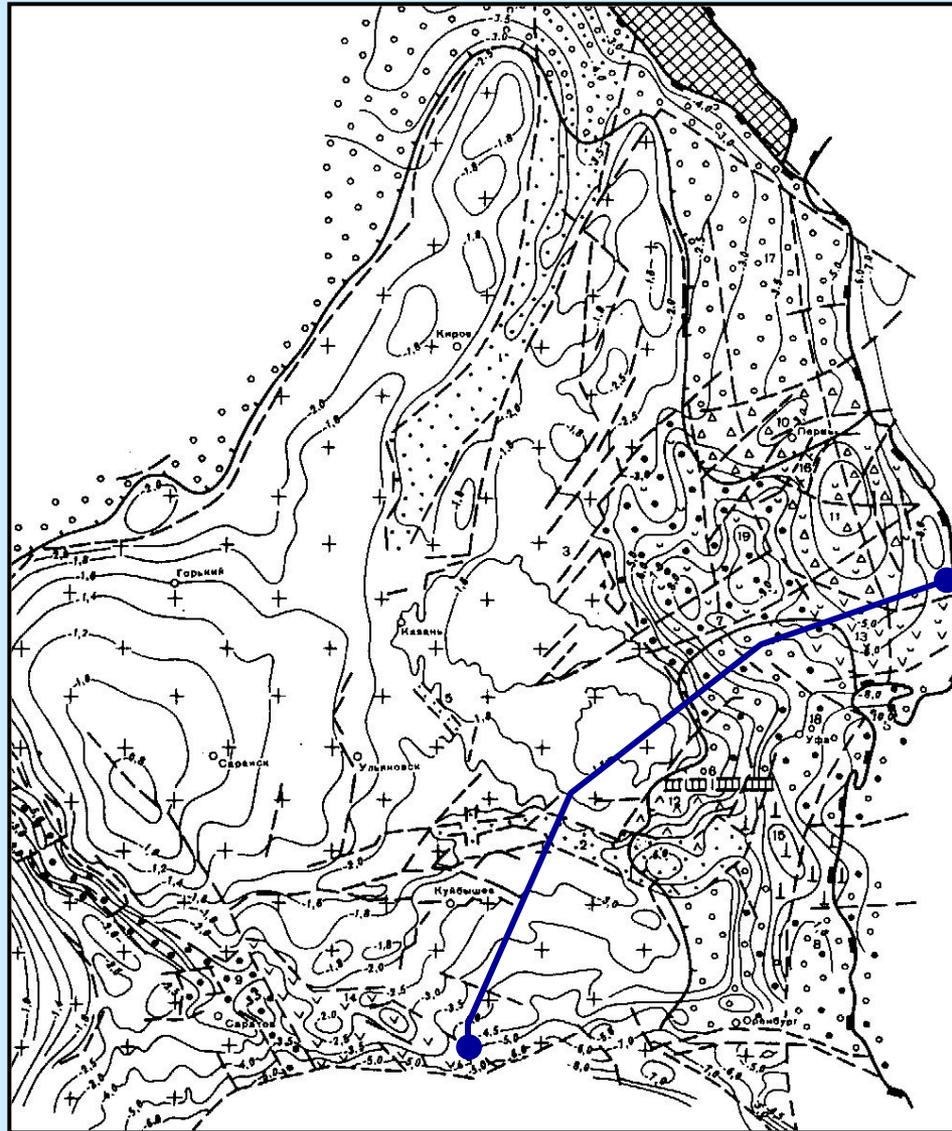
North-Caspian Depression & Ural Foredeep

Sinitsky, 2008



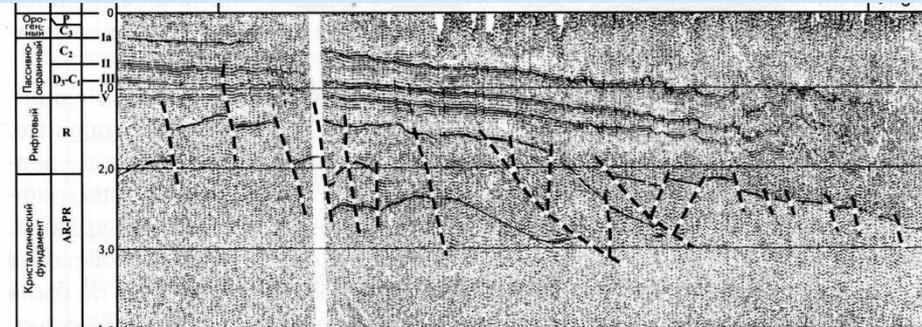
Тектоника

- Поверхность фундамента бассейна осложнена многочисленными разломами и имеет четко выраженный блоковый характер.
- В пределах антеклизы (без Предуральского краевого прогиба) амплитуда изменений глубин фундамента составляет до 8 км.

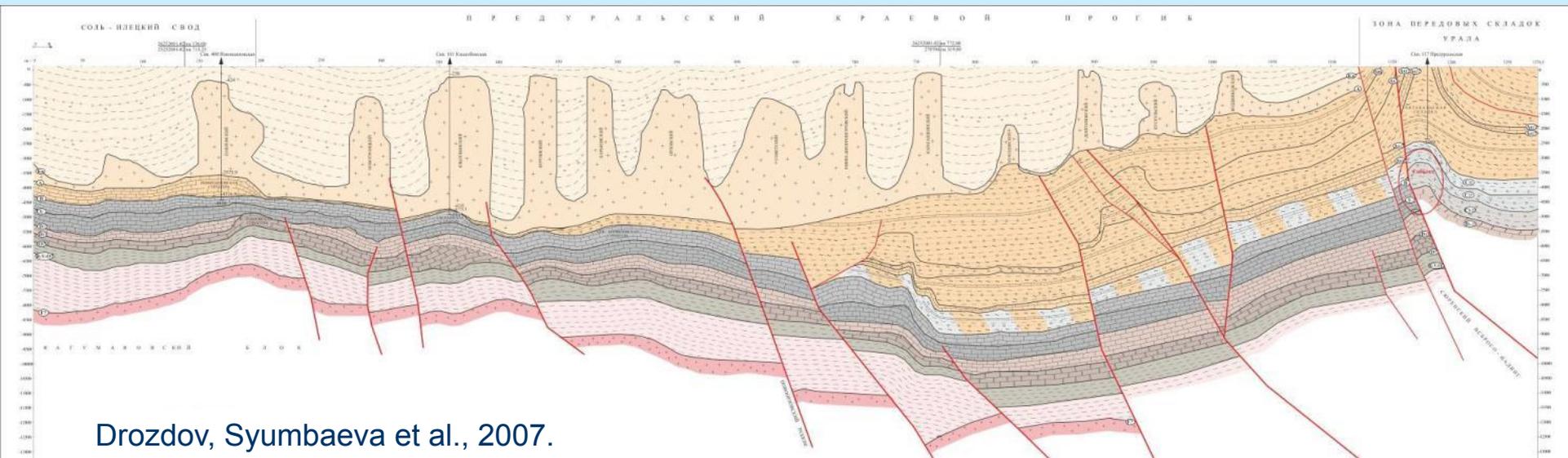


Ural

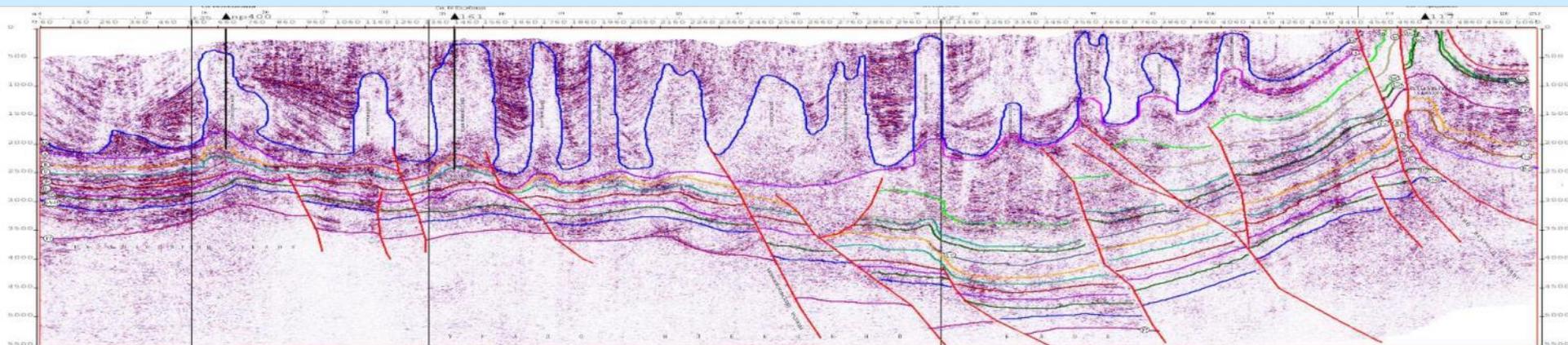
Предуральский прогиб
Волго-Камская антеклизы



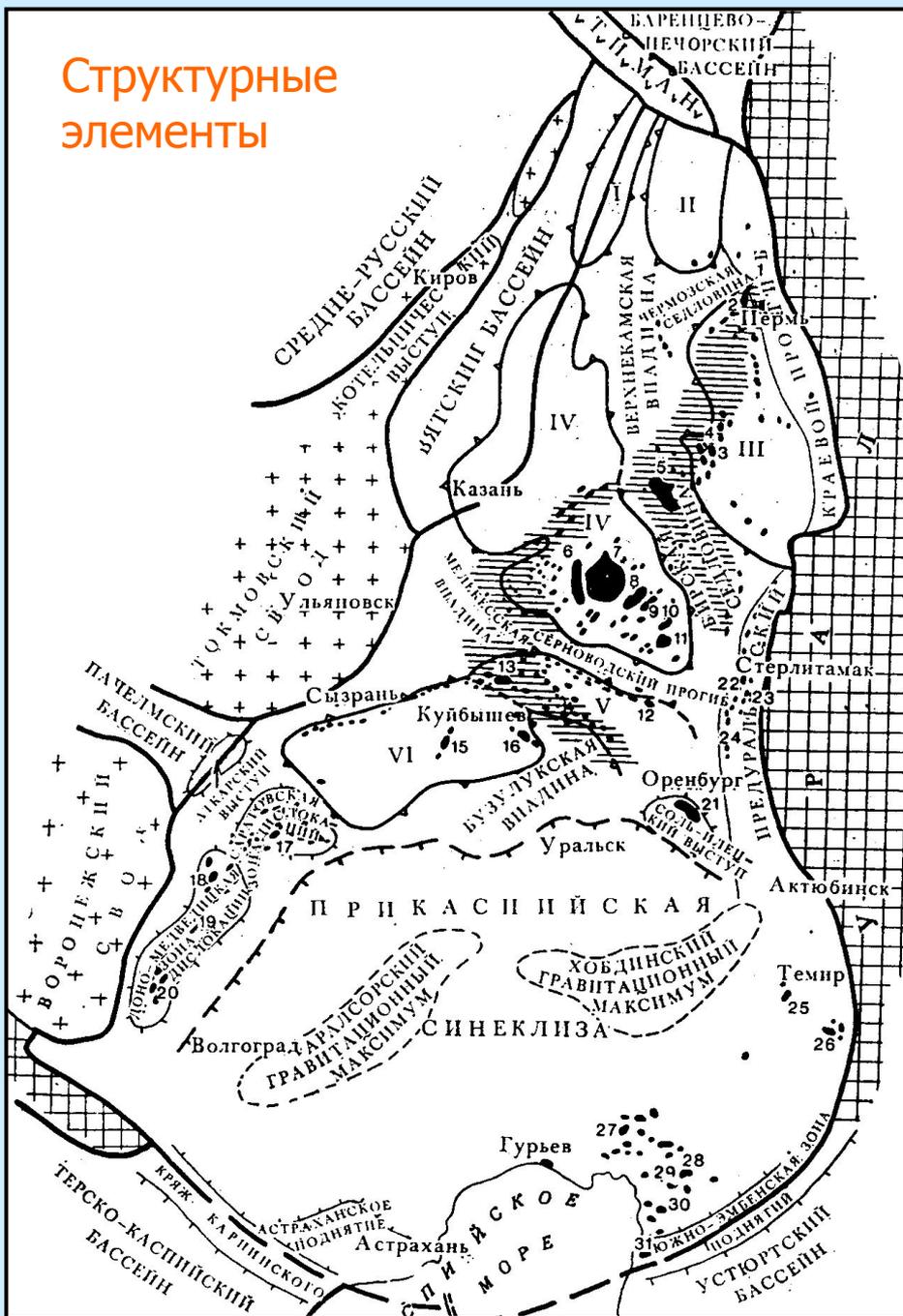
Структурная карта Волго-Уральского НГБ по кровле кристаллического фундамента



Drozdo, Syumbaeva et al., 2007.



Структурные элементы



- По площади в структуре бассейна зоны поднятий превышают зоны погружений.
- Основные структурные элементы имеют размеры в первые сотни км и заложены уже в среднем девоне.
- Некоторые впадины наследуют рифейские авлакогены.
- Предуральский краевой прогиб сформировался в пермское время.

Схема основных структурных элементов Волго-Уральского НГБ
Своды: I - Коми-Пермяцкий, II – Камский, III – Пермско-Башкирский, IV- Татарский, V – Оренбургский, VI – Жигулевско-Пугачевский.
Депрессии: Предуральский прогиб (Соликамская, Сылвенская, Бельская, Мраковская впадины); Верхнекамская впадина-Бирская седловина-Благовещенская впадина; Казанско-Кажимский прогиб; Мелекесская впадина-Серноводский прогиб; Бузулукусая впадина. Саратовские и Доно-Медведицкие *дислокации* (Уметовско-Линевский прогиб).

Тектоническая схема палеозойского структурного этажа Волго-Уральского НГБ (Р.Х.Муслимов, 2005)

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- ГРАНИЦЫ:**
 Волго-Уральской антеклизы;
 тектонических структур;
 частей структур первого порядка;
- КАМСКО-КИНЕЛЬСКАЯ СИСТЕМА ПРОГИБОВ:**
 бортовая зона (карбонаты верхнего девона);
 осевая зона (терригенный нижний карбон);
- ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ**
 Уральская складчатая система;
 палеосводы и своды;
 седловины;
 впадины;
 прогибы;
 синеклизы;

- КОНТУРЫ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ ВТОРОГО ПОРЯДКА:**
 валообразные зоны;
 зоны прогибов;
 разломы фундамента;
 контуры месторождений нефти;
- ЭЛЕМЕНТЫ ГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ:**
 столицы республик и областей;
 населенные пункты;
 административные границы



- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:**
- ГРАНИЦЫ:**
 Волго-Уральской антеклизы;
 тектонических структур;
 частей структур первого порядка;
- КАМСКО-КИНЕЛЬСКАЯ СИСТЕМА ПРОГИБОВ:**
 бортовая зона (карбонаты верхнего девона);
 осевая зона (терригенный нижний карбон);
- ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ**
 Уральская складчатая система;
 палеосводы и своды;
 седловины;
 впадины;
 прогибы;
 синеклизы;
- КОНТУРЫ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ ВТОРОГО ПОРЯДКА:**
 валообразные зоны;

НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

- В Волго-Уральском НГБ выделяется восемь НГО.
- Диапазон нефтегазоносности на сводах – средний девон-средний карбон, во впадинах – вплоть до верхней перми.
- Татарская НО, первое место в бассейне, 90% запасов нефти в терригенной толще девона, крупнейшие месторождения Ромашкинское, Новоелховское, Бавлинское, Туймазинское
- Верхнекамская НО (одноименная впадина и Бирская седловина), более 90% запасов в карбоне. Крупнейшее месторождение – Арлан
- Пермско-Башкирская НО (одноименный свод, Камский свод и Чермозская седловина), свыше 90% запасов в карбоне
- Предуральская НГО, нефть в карбоне на севере, газ – нижняя пермь, юг.

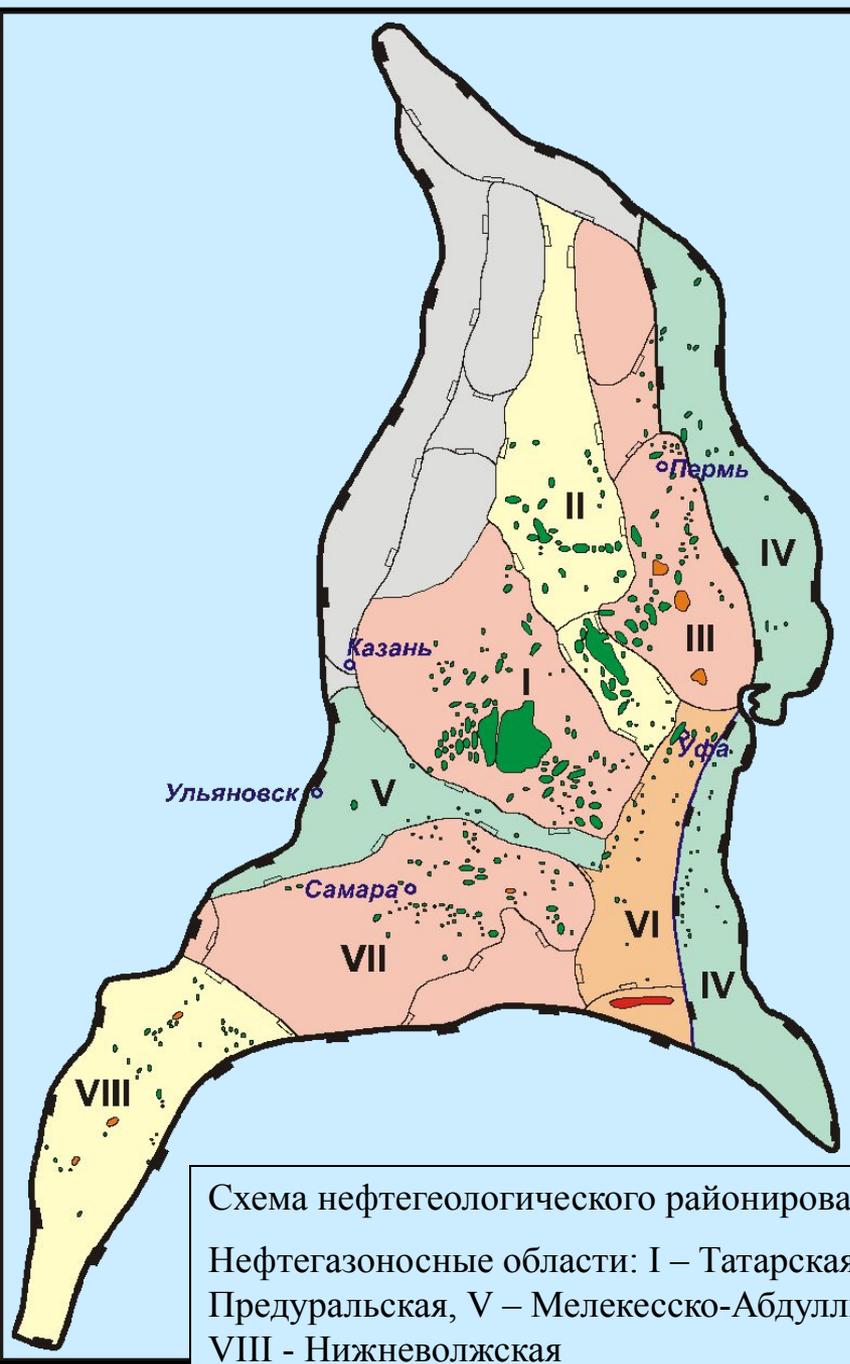
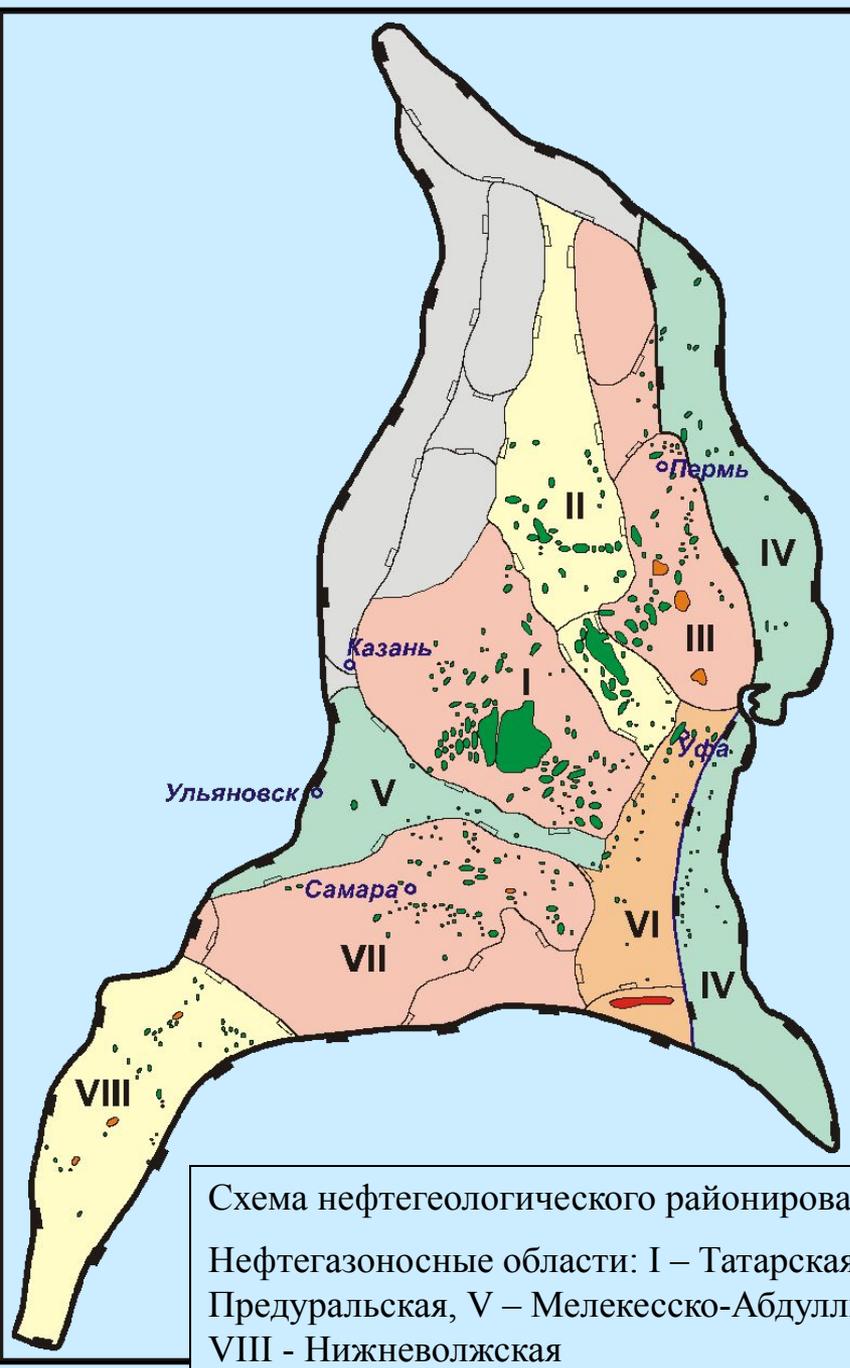


Схема нефтегеологического районирования Волго-Уральского НГБ.

Нефтегазоносные области: I – Татарская, II – Верхнекамская, III – Пермско-Башкирская, IV – Предуральская, V – Мелекесско-Абдуллинская, VI – Уфимско-Оренбургская, VII – Средневожская, VIII - Нижневожская

НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ



- Мелекесско-Абдулинская НГО, более 90% запасов нефти в карбоне, газ – пермь.
- Уфимско-Оренбургская ГНО (юго-восточный склон Русской плиты). Запасы нефти поровну между девонем и карбоном, газа – в нижней перми и верхнем карбоне, Оренбургское месторождение
- Средневожская НГО (Жигулевско-Пугачевский свод и Бузулукская впадина, 70% запасов нефти в карбоне, более 25% в девоне.
- Нижневожская НГО (юго-восточные части склона Воронежской антеклизы и Пачелмского авлакогена), нефть и газ - карбон (юг) или девон (север)

Схема нефтегеологического районирования Волго-Уральского НГБ.

Нефтегазоносные области: I – Татарская, II – Верхнекамская, III – Пермско-Башкирская, IV – Предуральская, V – Мелекесско-Абдуллинская, VI – Уфимско-Оренбургская, VII – Средневожская, VIII - Нижневожская

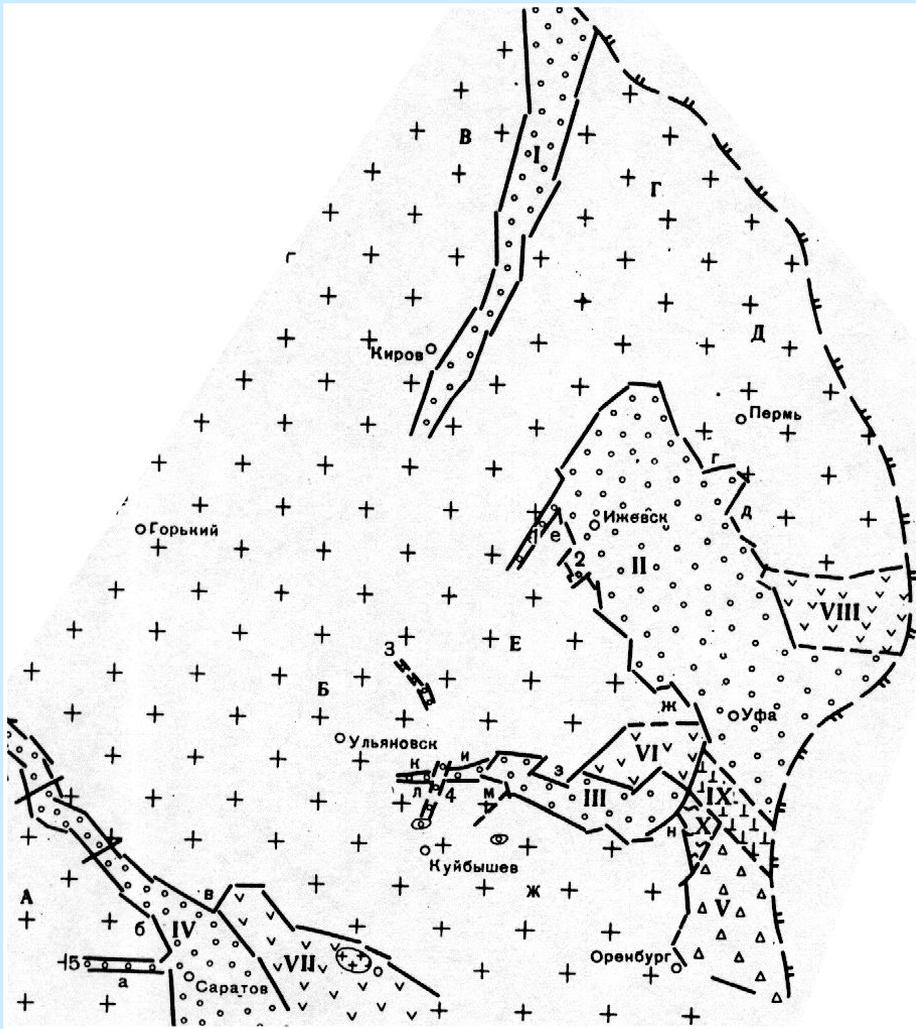
НГК	Состав	Нефтегазоносность НГО							
		Татарская	Верхнекамская	Пермско-Башкирская	Предуральская	Мелекесско-Абдуллинская	Уфимско-Оренбургская	Средневолжская	Нижеволжская
P_2	Кар-Терр					 			
C_3-P_1	Карб				 	 		 	
C_2	Терр-Кар								 
C_1V_1	Терр								
$D_3f_2-C_1t_1$	Карб								
$D_2-D_3f_1$	Кар-Терр								

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

На территории Волго-Уральского НГБ можно выделить шесть основных нефтегазоносных комплексов.

Распределение залежей нефти и газа по различным НГК и НГО.

Нефтегазоносные комплексы – рифей-венд

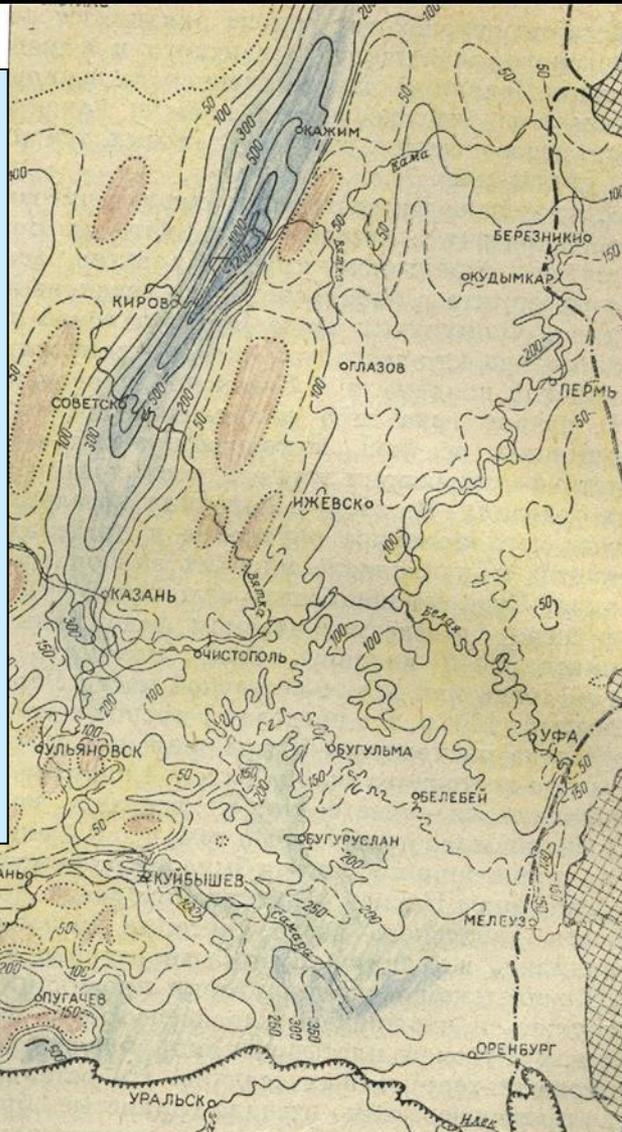


- Рифейско-вендские отложения приурочены, в основном, к авлакогенам, заложенным в начале рифея по диагональной системе разломов.
- В их формировании насчитывается до пяти циклов, суммарно охватывающих промежутки времени продолжительностью более миллиарда лет.
- Залегающие в основании циклитов отложения характеризуются преимущественно песчаным существенно кварцевым составом, континентальным происхождением и красноцветностью. Верхние части циклов сложены глинисто-карбонатными породами.
- На нескольких площадях Волго-Уральского НГБ из рифейских песчаников получены незначительные притоки нефти.

Палеотектоническая схема к концу раннерифейского этапа

Авлакогены: I – Кажимский, II – Осинско-Калтасинский, III – Сергиевско-Абдуллинский, IV – Пачелмский

Максимальные мощности комплекса (до 1 и более км) приурочены к Казанско-Кажимскому и Уметовско-Линевскому прогибам, повышенные (до 500 м) – к Бузулукской впадине. На ряде вершин крупных сводов данный комплекс частично или полностью отсутствует



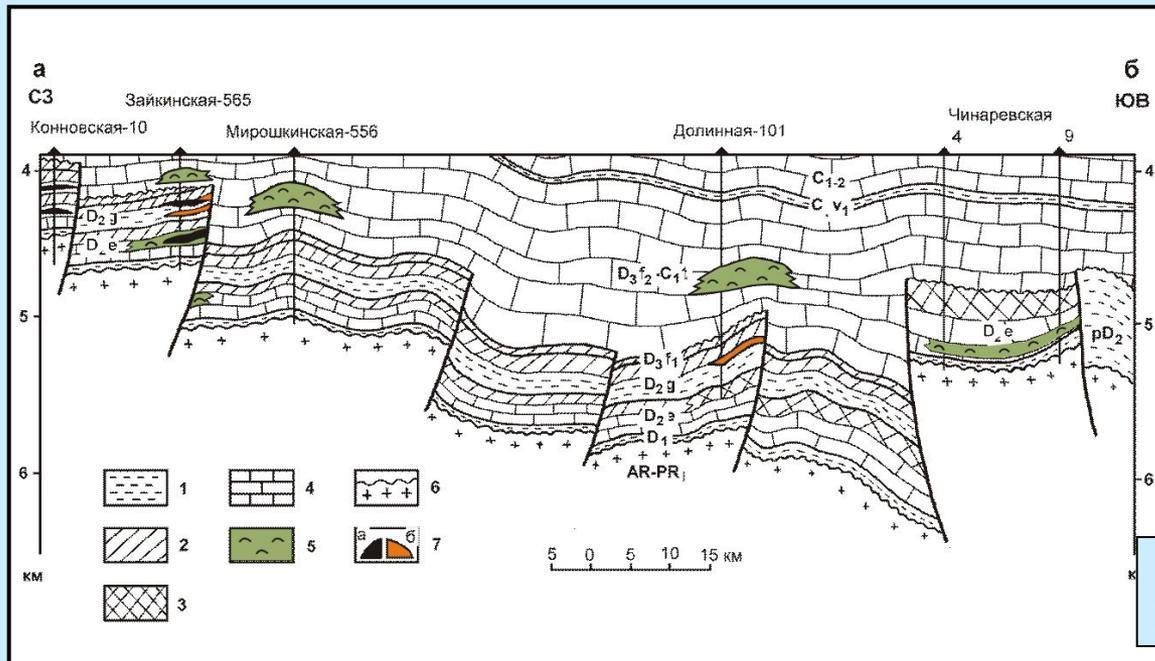
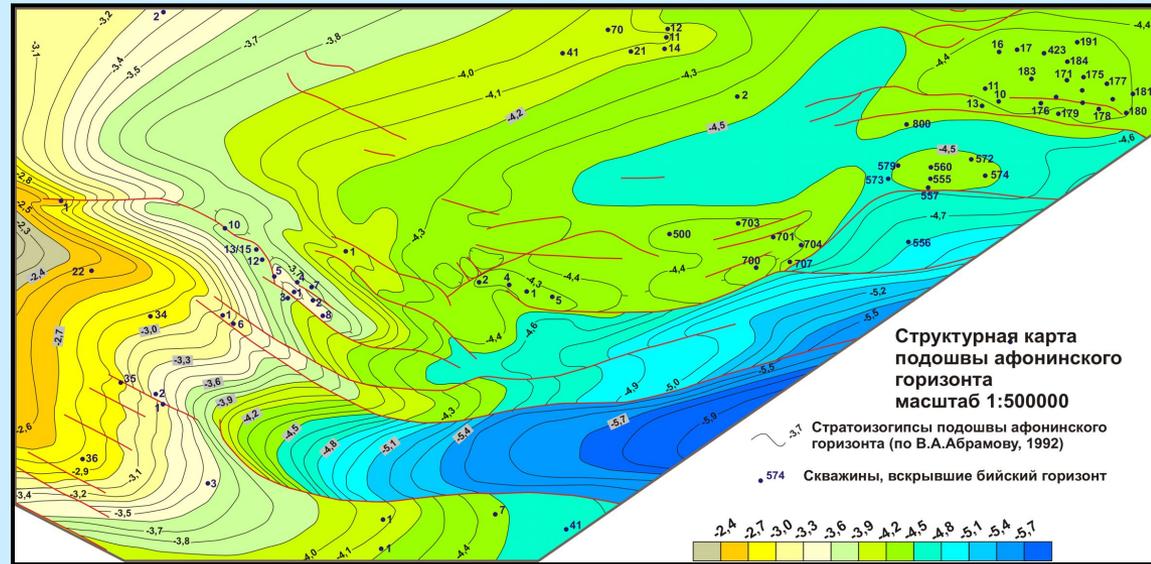
Нефтегазоносные комплексы – «терригенный девон»

- **Комплекс сложен ритмично построенной толщей пород - разнозернистыми песчаниками, чередующимися с пластами и пачками глин, а, в эйфельской части и известняков.**
- **В базальных пачках залегают грубозернистые плохотсортированные песчаники и аргиллиты.**
- **В южных частях бассейна и на его западе, в пределах впадин (Бузулукской, Казанско-Кажимской и др.) количество карбонатных пород в разрезе возрастает.**
- **В верхней части комплекса преобладают глины.**

Карта суммарных мощностей «терригенного девона» (подошва девона – кровля кыновского горизонта)



- Среднедевонско-раннефранские грабены имеют субмеридиональное простирание и небольшие размеры (до 100-240 км в длину при ширине 1-3 км).
- Более крупные структуры этой генерации наблюдаются вдоль границ с Прикаспийской впадиной (Уметовско-Линевский и Перелюбско-Рубежинский).



Эти прогибы заложились, по меньшей мере, в эйфеле и погребенны в конце девона-начале карбона.

Их размеры составляют 200-300 км в длину при ширине 30-40 км, борта осложнены разломами амплитудой в первые сотни м.

Профильный разрез через Перелюбско-Рубежинский прогиб

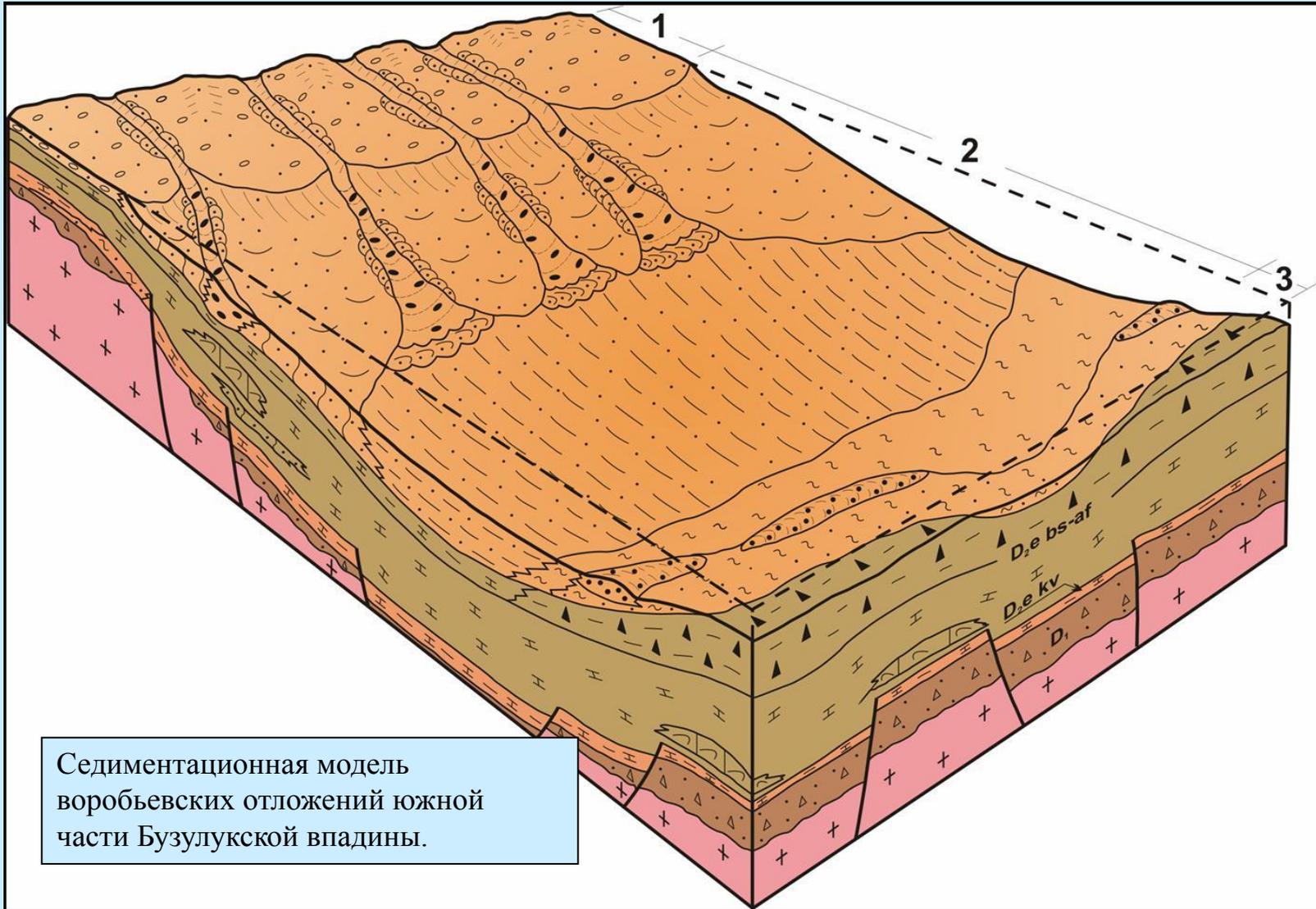
Нефтегазоносные комплексы – «терригенный девон»

- Отложения среднедевонско-раннефранского НГК характеризуются сильной фациальной изменчивостью, что обусловлено характером седиментации.
- В конце раннего – начале среднего девона отлагались терригенные породы, сформированные делювиально-пролювиальными шлейфами в условиях семиаридного климата.
- В эйфеле терригенные породы накапливались в основном по периферии поднятий, во впадинах преобладали мелководно-обломочные известняки, среди которых встречаются органогенные постройки в виде биостромов и биогермов



Нефтегазоносные комплексы – «терригенный девон»

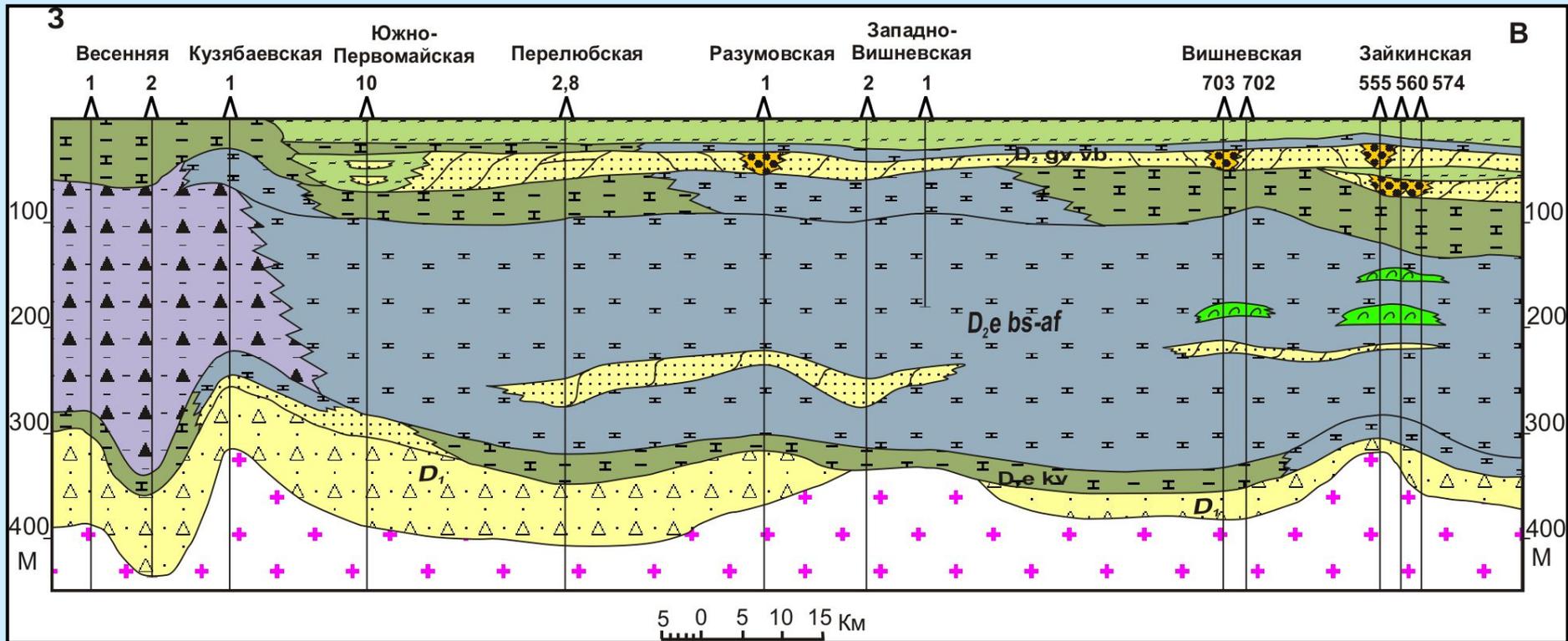
Пласты с наилучшими коллекторскими свойствами чаще всего относятся к фациям зоны миграции дельты, рукавов дельты, подводных течений и песчаных банок.



Седиментационная модель
воробьевских отложений южной
части Бузулукской впадины.

Нефтегазоносные комплексы – «терригенный девон»

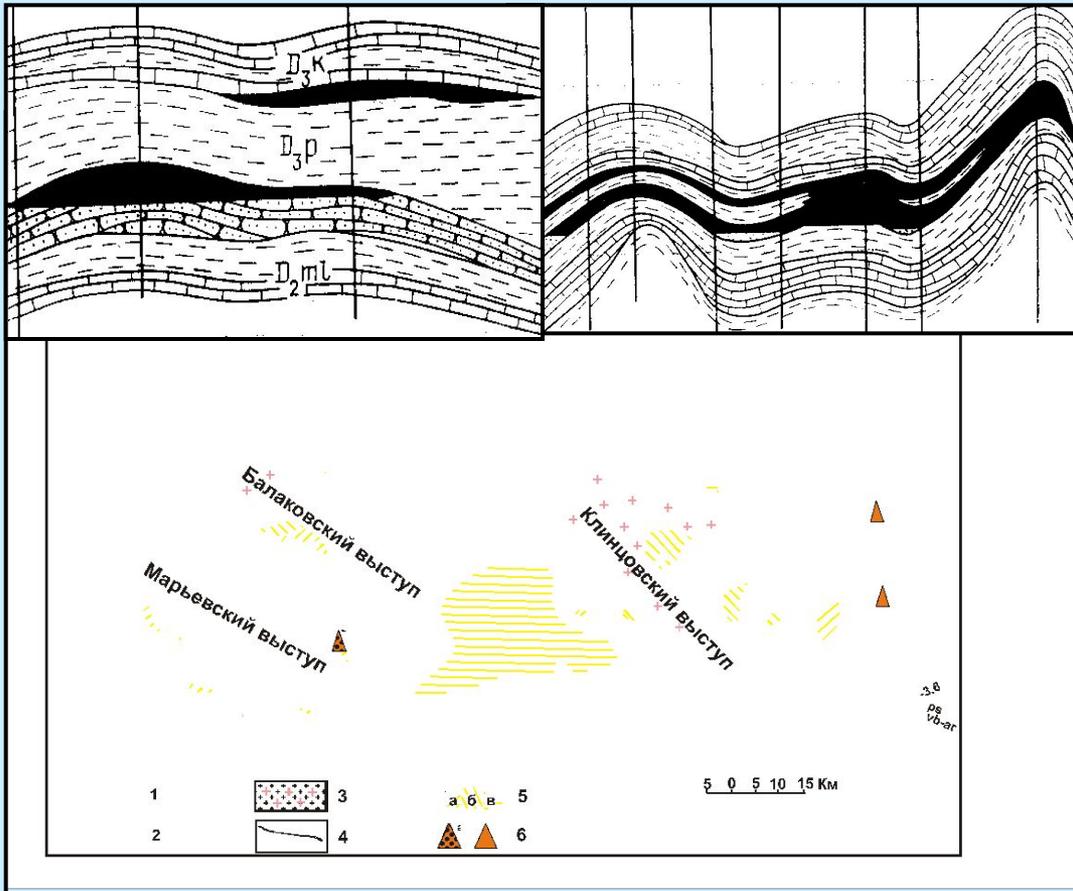
Обилие зон выклинивания, замещения и эрозионного срезания (главным образом, в среднефранское время на палеосводах) пронизаемых пластов обусловило сложную картину строения природных резервуаров



Фациальный профиль среднедевонских отложений через Перелюбско-Рубежинский прогиб.

Нефтегазоносные комплексы – «терригенный девон»

Основным типом ловушек нефти и газа в «терригенном девоне» остаются антиклинальные. Другими типами ловушек могут быть литологически экранированные, связанные с зонами фациальных переходов и седиментационными телами, стратиграфические, а также органогенных построек эйфеля

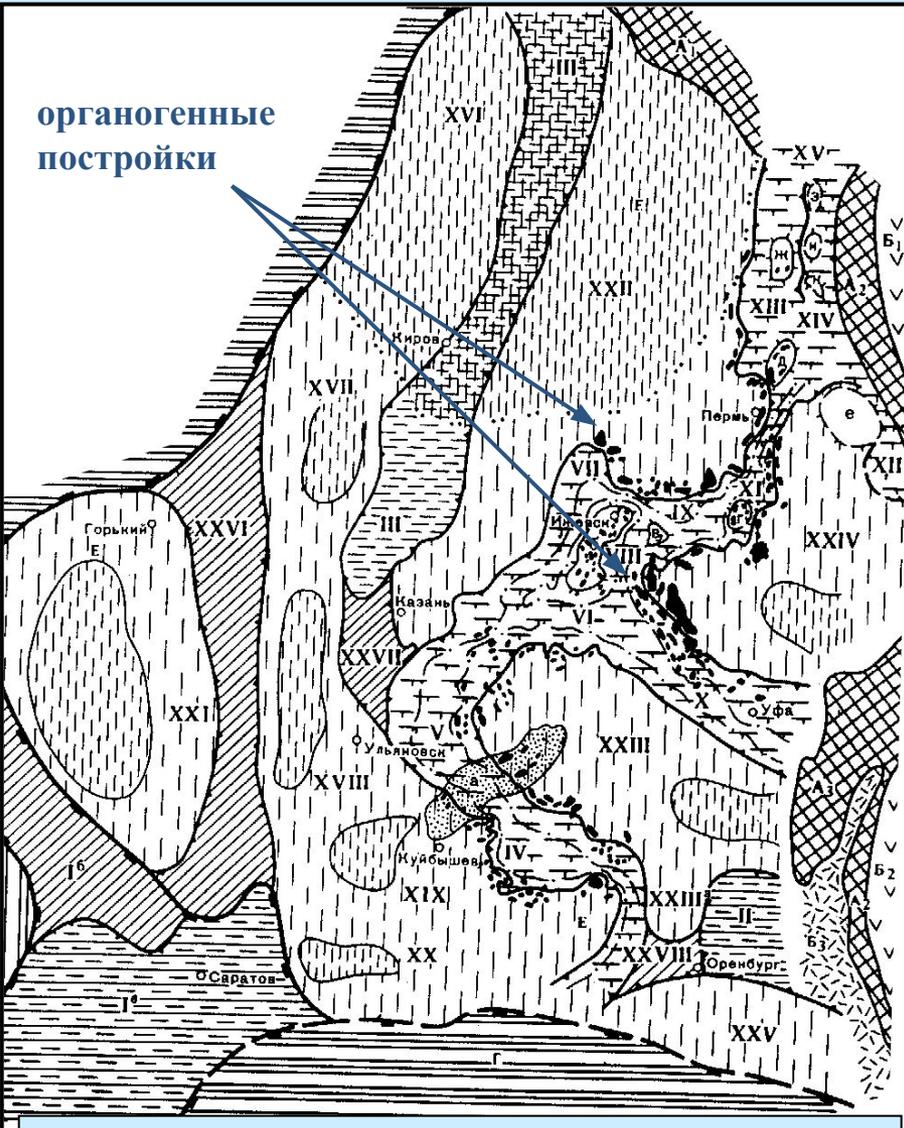


Типы залежей в пашийском горизонте (слева – Могутовское месторождение, справа – Пономаревское)

Предполагаемые «стратиграфические» ловушки в «терригенном девоне» на склонах Пугачевского свода

Карбонатный комплекс верхнего девона – турнейского яруса нижнего карбона («карбонатный девон»)

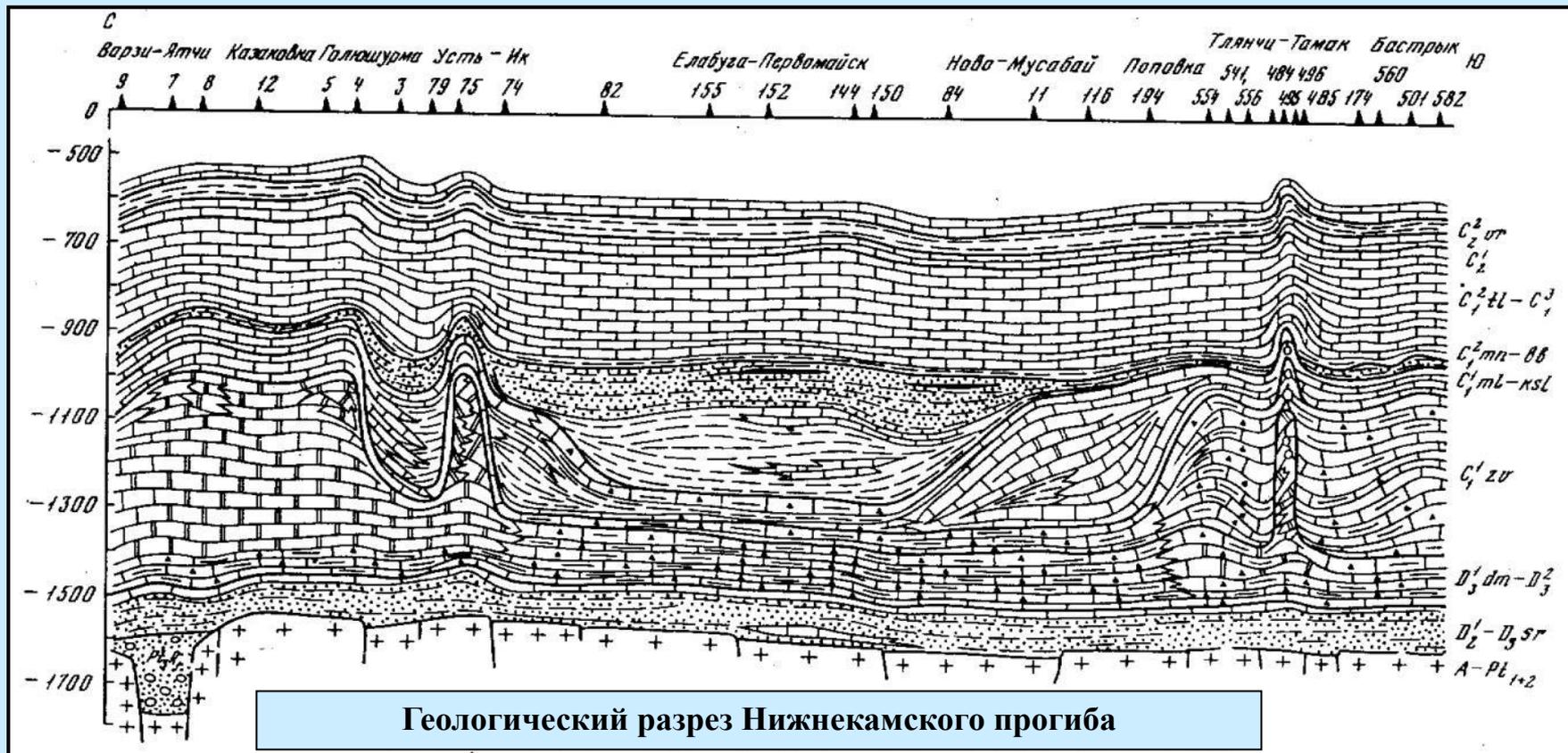
органогенные
постройки



Палеотектоническая схема к концу среднефранско-ранневизейского этапа.

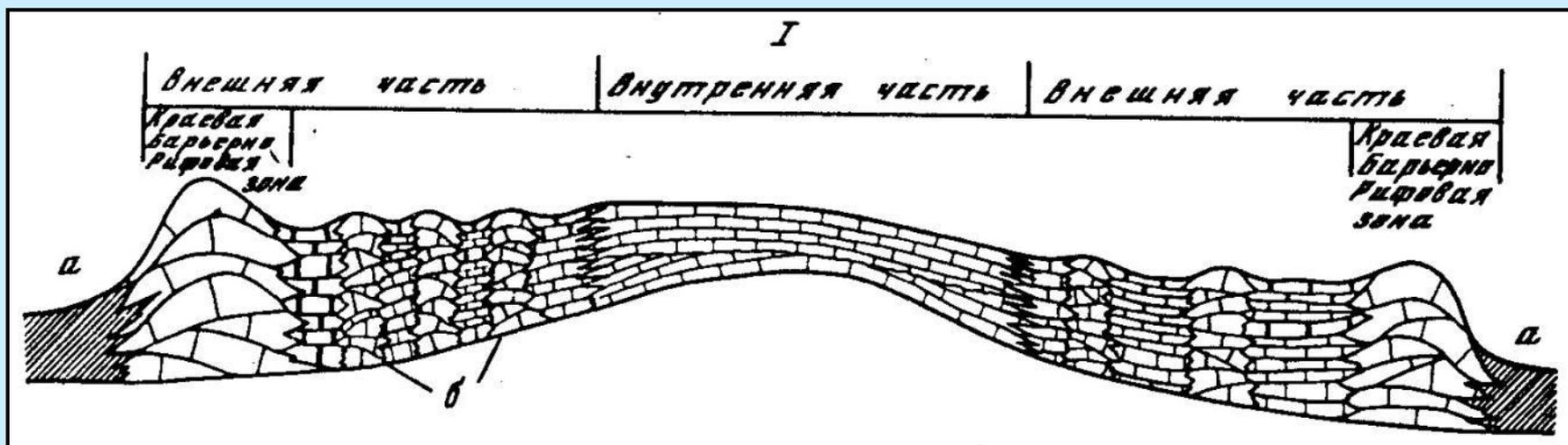
- Коллекторские свойства продуктивных пластов весьма изменчивы и обусловлены неравномерными пористостью, трещиноватостью и кавернозностью.
- Пласты-коллекторы установлены в доманиковых (два пласта), мендымских (два), верхнефранских (три), фаменских (один) и турнейских (до четырех) отложениях. Последние являются наиболее продуктивными (до 1/10 от всех запасов нефти бассейна).
- Региональной покрывкой являются глины и аргиллиты нижней терригенной толщи визейского яруса, местами глинисто-карбонатные породы верхней части турнейского яруса.
- Залежи, как правило, небольшие и приурочены к Татарскому, Пермско-Башкирскому, Жигулевско-Оренбургскому сводам и Предуральскому прогибу, а также прогибам Камско-Кинельской системы.
- В среднем фране – фамене, на фоне усиливающейся трансгрессии моря, произошла заметная дифференциация структурного плана (развитие Камско-Кинельских прогибов).
- Их осевые части на протяжении конца девона – начала турне развивались в режиме некомпенсированного погружения.
- На сводах накопилась 350-500м толща органогенных и органогенно-обломочных известняков и доломитов, в осевой части – 150-300 м битуминозных кремнисто-глинисто карбонатных отложений.
- Начиная с фамена, происходило частичное заполнение прогибов путем бокового наращивания – соответствующие толщи имеют клиноформное строение.

- Характерной особенностью палеозойского структурного плана Волжско-Камской антеклизы является наличие Камско-Кинельской системы прогибов. Они приурочены в большинстве случаев к впадинам, но в некоторых случаях заходят и на своды. Наиболее четко прогибы выражены в структуре фаменских отложений, представляя депрессии амплитудой до 400 м, шириной от 20 до 100 км с плоским дном. Заполнены прогибы терригенной толщей нижнего визе.



Нефтегазоносные комплексы – верхний девон-турне

- По бортам Камско-Кинельских прогибов получила развитие рифогенная формация мощностью до 650 м (водорослевые, строматолитовые, коралловые и т.п. известняки).
- Высота органогенных построек, схожих с барьерными рифами достигает 250 м при ширине от 3-5 до 15-20 км, протяженность – десятки и первые сотни км. Кроме того выделяются шельфовые и депрессионные одиночные биогермы и биостромы, а также атолловидные сооружения (размерами до 20-25 x 30-50 км).
- Максимальное развитие органогенные постройки получили в позднефранско-заволжское время.



Типы биогермно-карбонатных построек среднефранско-нижефаменских шельфов
(а – некомпенсированный прогиб, б – шельфовые биогермы)

Нефтегазоносные комплексы – верхний девон-турне

Типы ловушек комплекса довольно разнообразны. Они приурочены как к органогенным постройкам различных типов, так и структурам их облекания, а также локальным антиклинальным поднятиям.

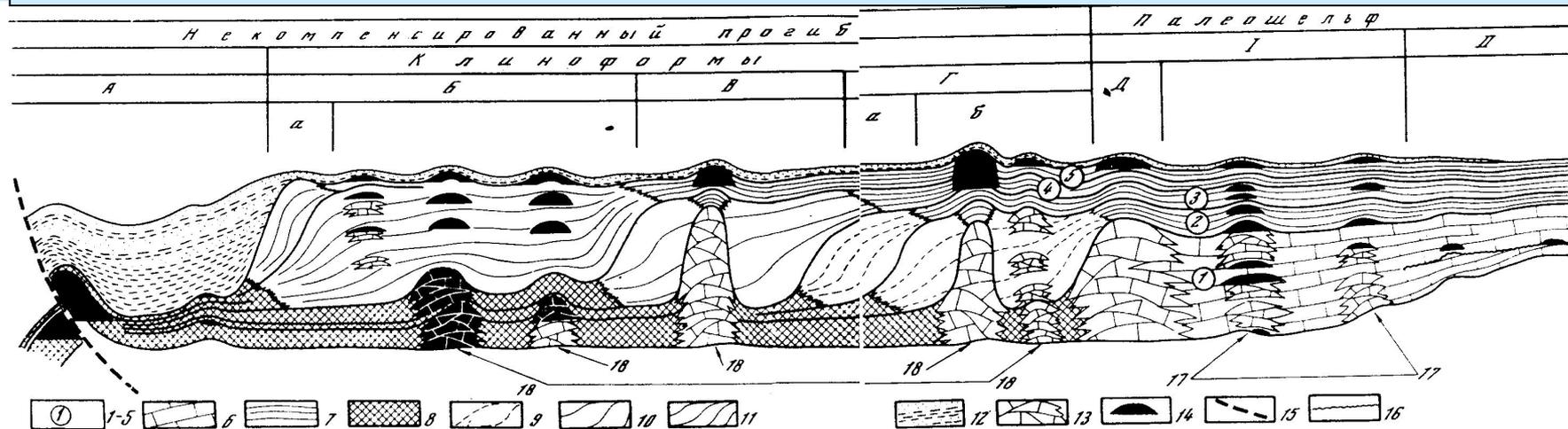


Схема размещения залежей нефти и газа в карбонатных комплексах верхнего девона-турне Волго-Уральского НГБ.

Зоны: А – Осевая (остаточная) елховско-радаевская, Б – черепетско-кизеловская, В – малевско-упинская, Г – верхнефаменско-заволжская, I – внешняя палеошельфа, Д – краевая барьерно-рифовая, II – внутренняя палеошельфа

Возраст отложений: 1 – мендымско-нижнефаменский, 2 – верхнефаменский, 3 – заволжский, 4 – малевско-упинский, 5 – черепетско-кизеловский

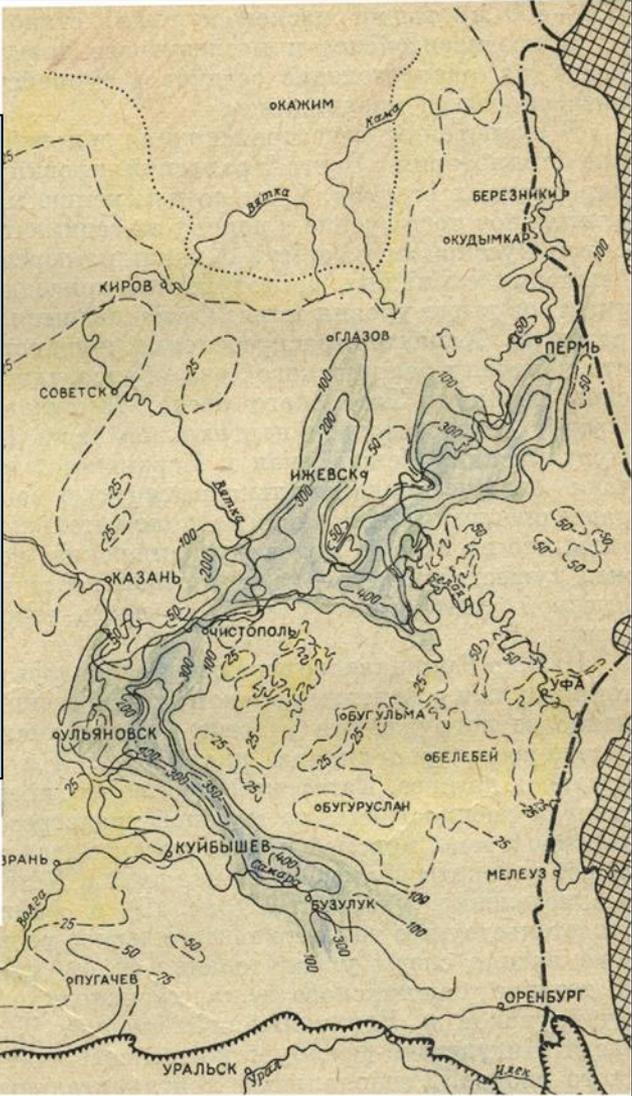
Структурно-вещественные комплексы: 6 – биогермно-карбонатный мелководно-шельфовый, 7 – карбонатный нормально-слоистый мелководно-шельфовый, 8 – битуминозно-кремнисто-глинисто-карбонатный, 9–11 – клиноформенные карбонатные, 12 – терригенный елховско-радаевский, 13 – органогенные постройки

Нефтегазоносные комплексы – нижне-средневизейский НГК

Является толщей заполнения прогибов Камско-Кинельской системы.

Литологический состав, мощности и коллекторские свойства их сильно изменчивы.

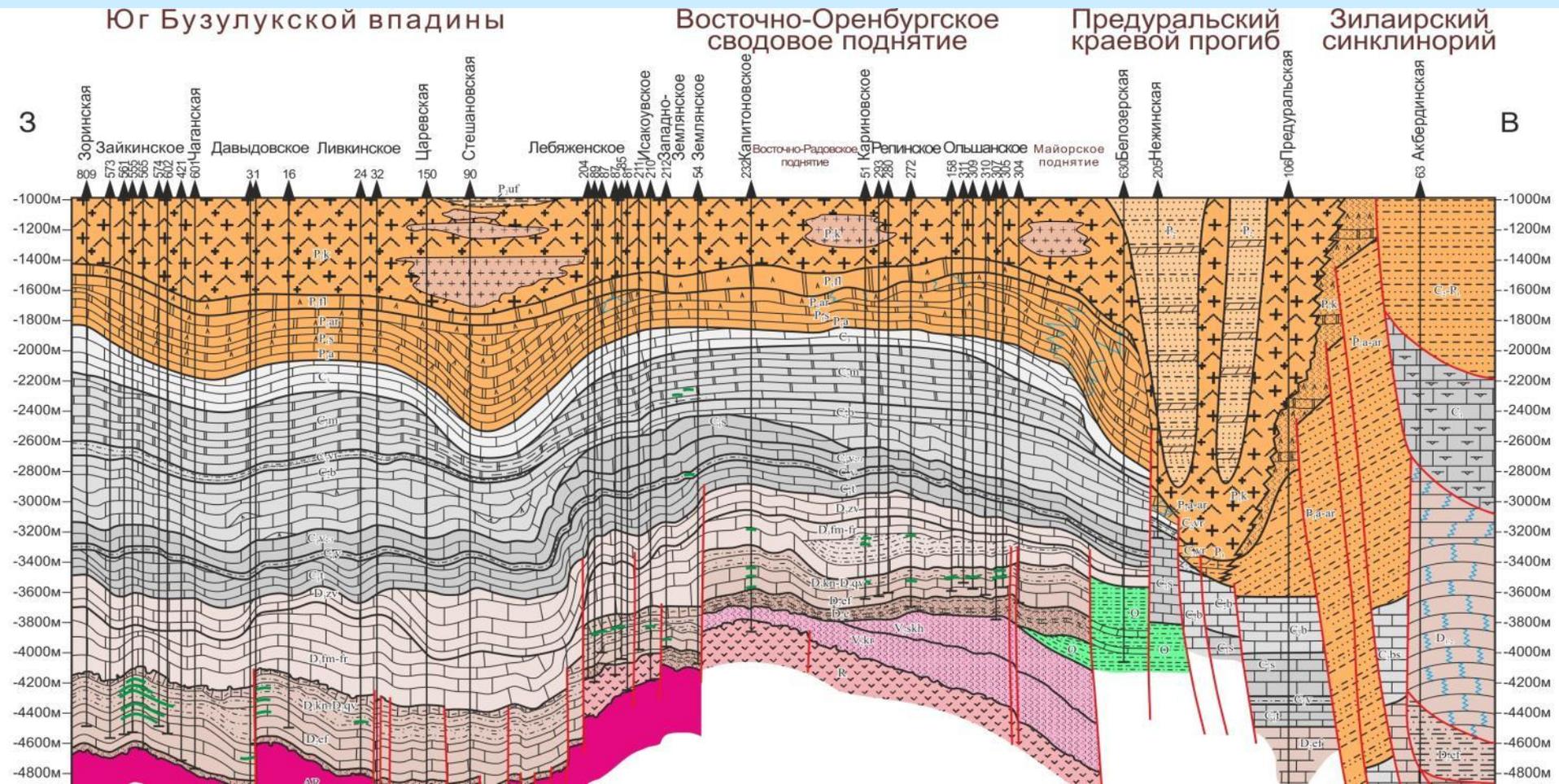
- Сложен песчано-глинистыми, часто угленосными породами елховского, радаевского, бобриковского и тульского горизонтов.
- Накапливался в моменты частых кратковременных опусканий в условиях сравнительного выравненного рельефа прибрежно-континентальной низменности
- Выделяется до 10 продуктивных пластов
- Региональная покрывка - глины и глинистые известняки тульского горизонта.
- Запасы нефти данного НГК составляют около 1/3 запасов бассейна



Карта мощностей терригенных отложений нижнего карбона (кровля турнейского яруса – кровля яснополянского надгоризонта)

Нефтегазоносные комплексы – верхневизейско-московский терригенно-карбонатный НГК

- Время накопления данного НГК характеризуется, в общем, спокойным унаследованным развитием.
- Доломиты и известняки максимальной мощности достигают в пределах впадин (Бузулукской, Мелекесской, Благовещенской).
- На юге территории в составе верейского горизонта (основного, содержащего до 6 продуктивных пластов) значительную роль играют терригенные породы (песчаники и алевролиты), на севере – известняки.
- Более мелкие залежи содержатся в карбонатах каширского и подольского горизонтов московского яруса (до трех пластов), башкирского яруса (два) и окского надгоризонта (верхний визе).
- Покрышками залежей служат прослой глин и глинистых известняков.
- Запасы нефти и газа НГК составляют около 1/5 от запасов бассейна.



Нефтегазоносные комплексы –карбонатный верхнекаменноугольно-нижнепермский НГК

- Промысленно продуктивен на юго-востоке бассейна, где развита галогенная толща пород кунгура – региональная покрывка.
- Основные нижнепермские коллекторы связаны с рифовыми известняками. Запасы нефти незначительны, газа составляют 90% от общих по бассейну.

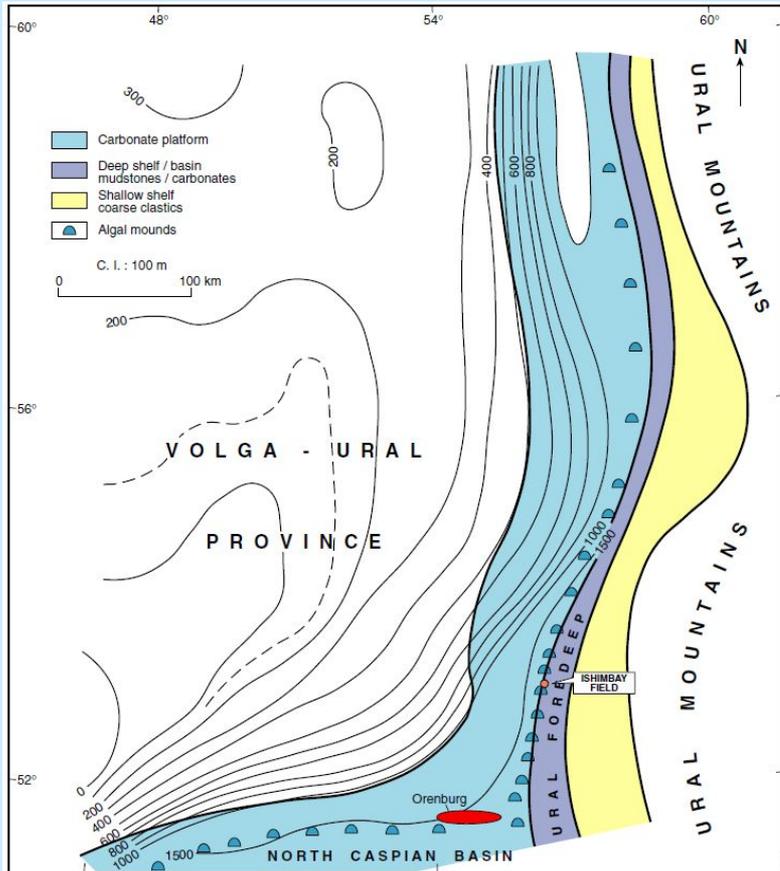


Figure 10 - Early Permian palaeogeography of the Volga-Ural Basin showing the belt of algal mounds and bulldups on the southern and eastern margins of the Volga-Ural Basin (Peterson and Clarke, 1983). Contours are thickness of Lower Permian deposits (not including Kungurian salt).

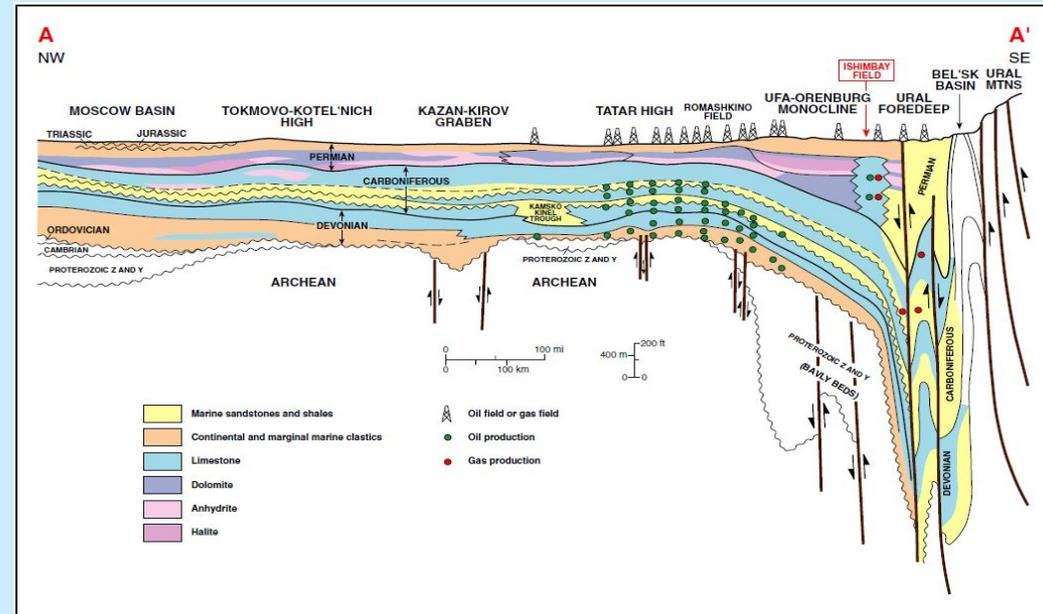
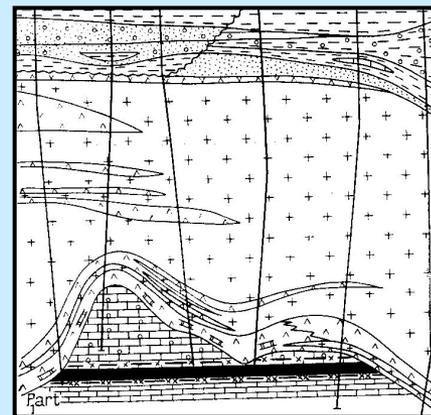


Figure 2 - NW-SE regional geological section across the Volga-Ural Basin (Peterson and Clarke, 1983). Location shown in Figure 1.

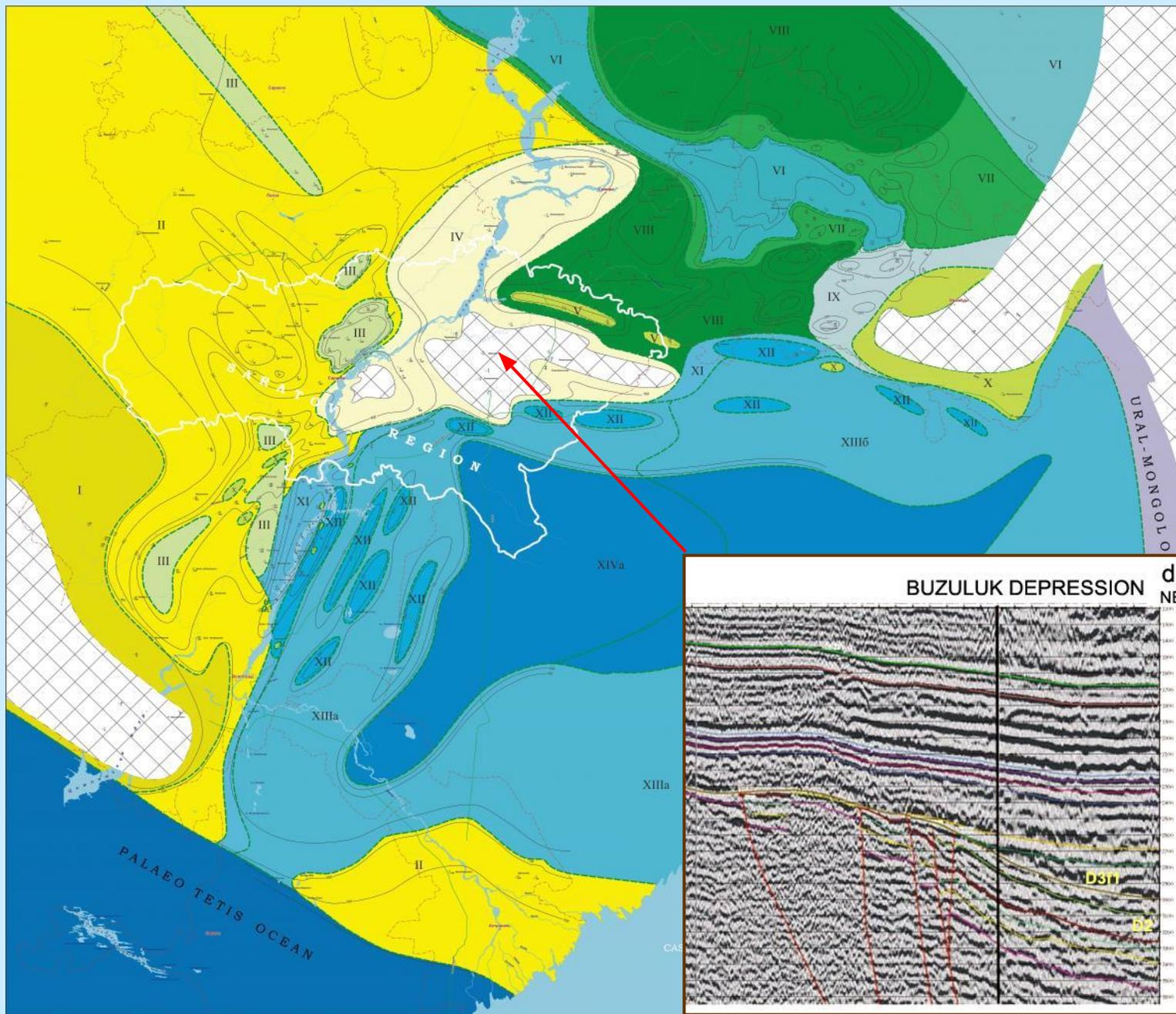


Совхозное месторождение

Карбонатно-терригенный комплекс верхней перми (от подошвы уфимского яруса до кровли галогенной толщи казанского яруса).

- В связи с орогенией на Урале большая часть территории НГБ была приподнята и осадконакопление было континентальным, часто в солоновато-водных бассейнах.
- Во впадинах юга бассейна и Предуральском краевом прогибе отлагались красноцветные соответственно терригенно-карбонатные и континентальные терригенные отложения.
- Промышленно нефтегазоносен только в пределах Жигулевско-Оренбургского свода.
- Выделяется до 4 нефтяных и газовых пластов. Приуроченные к ним залежи по размерам и запасам незначительные.
- В дальнейшем бассейн формировался в обстановке преимущественного тангенциального сжатия. Основными этапами активизации тектонических движений были конец раннего триаса, рубеж средней и поздней юры, а также неоген.

6. НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ



Битумизные известково-глинисто-кремнистые породы **доманиковой фации**.

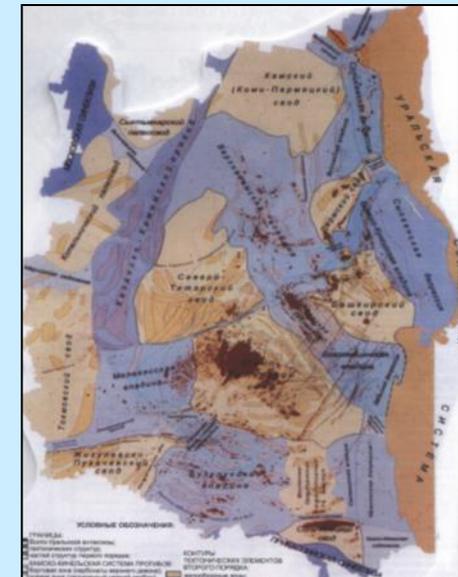
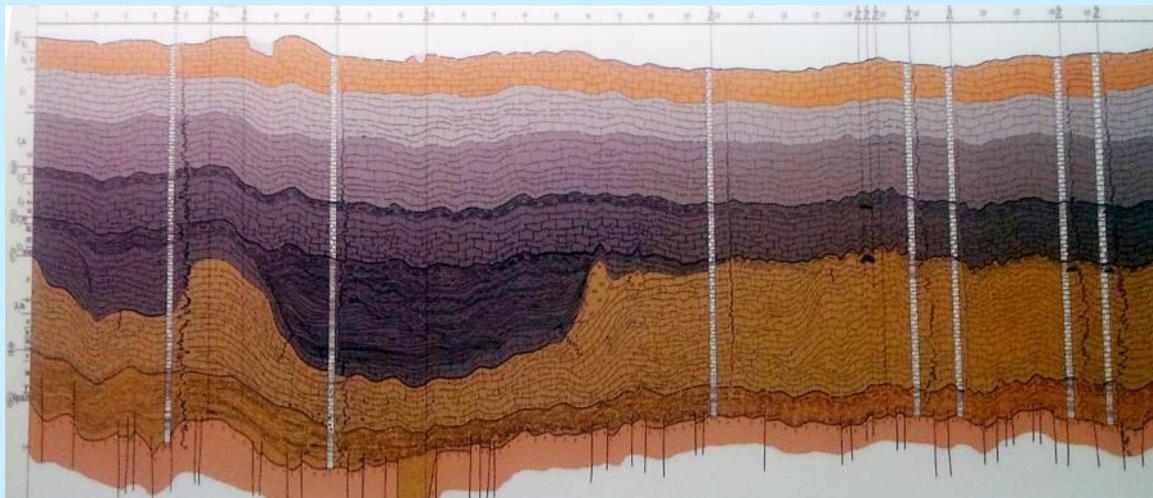
Максимальное распространение они получили в отложениях семилукского горизонта (нижний фран), однако в пределах прогибов Камско-Кинельской системы встречаются во всем верхнефранско-фаменском разрезе. Сорг. до 14%, тип ОБ преимущественно сапропелевый.

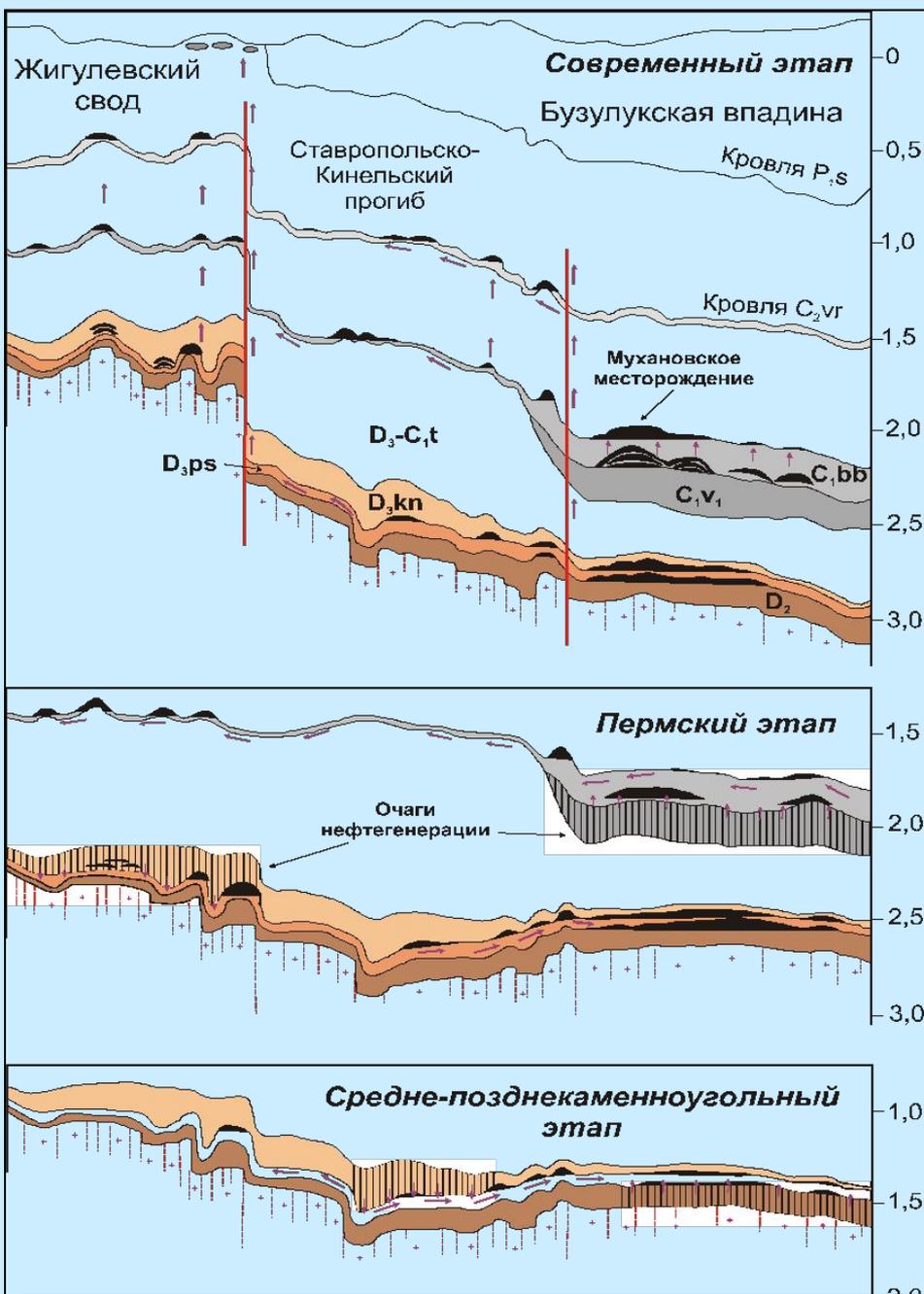
Карбонатно-глинистые породы турнейского возраста в пределах Камско-Кинельской системы прогибов (Сорг до 2,7 max 10%, сапропелевое ОБ).

6. НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Другие материнские отложения:

- Глины, аргиллиты, часто известковистые и мергели эйфельского, кыновского, реже живетского возраста. Сорг может достигать 1,4-2,0%, местами до 2,8%, тип ОВ преимущественно гумусово-сапропелевый. Считаются основным источником нефти для залежей в «терригенном девоне».
- Терригенные угленосные породы нижнего визе преимущественно в пределах Камско-Кинельской системы прогибов (Сорг 1,7 – 3,8%, максимально до 11%, ОВ – гумусовое).
- Известковистые глины тульского и верейского горизонта (Сорг до 4-5%, сапропелево-гумусовый тип ОВ) в основном для южных и юго-восточных частей бассейна.
- Карбонатные породы нижней перми (Сорг до 5% и более, тип ОВ гумусово-сапрпелевый) источник преимущественно газа
- Возможно рифейские и вендские отложения (единичные глинистые прослои с содержанием Сорг превышающим 1%).
- Девонское и нижнекаменноугольное ОВ преобразовано преимущественно до стадий ПК₃-МК₁ реже МК₂, среднекаменноугольно-пермское - ПК₃-МК₁.





- Формирование залежей нефти происходило в три основных этапа.
- На первом этапе (в раннем-среднем карбоне) сформировалось большинство залежей терригенного девона. Материнские отложения - глины живетанижнего франа. Очаги генерации располагались в Бузулукской впадине и Ставропольско-Кинельской палеовпадине. Миграция короткая внутрирезервуарная.
- Второй этап (пермское время) основной для залежей нижнего карбона. Производящие отложения – нижневизейские и кыновские глины. Миграция внутрирезервуарная и латеральная в сторону Жигулевского свода.
- Для третьего этапа характерны вертикальные перетоки по разломам альпийской генерации. Основной этап формирования залежей в среднекаменноугольных и более молодых отложениях.
- Основная масса свободного газа выделилась в процессе разгазирования нефти при вертикальной миграции на последнем этапе формирования

Схема формирования залежей зоны сочленения Бузулукской впадины и Жигулевского свода

- Приурочена к одноименному своду без Немской вершины.

- Оконтурируется изогипсой фундамента -1750м, на вершинах около 1,5 км.

- Более 200 нефтяных месторождений, свободного газа нет.

- Степень изученности – высокая.

- Всего до 22 продуктивных пластов от среднего девона до московского яруса среднего карбона.

- Основной продуктивный комплекс – терригенный девон.

- Второстепенные НГК – карбонатный верхнедевонско-турнейский и терригенный нижневизейский.

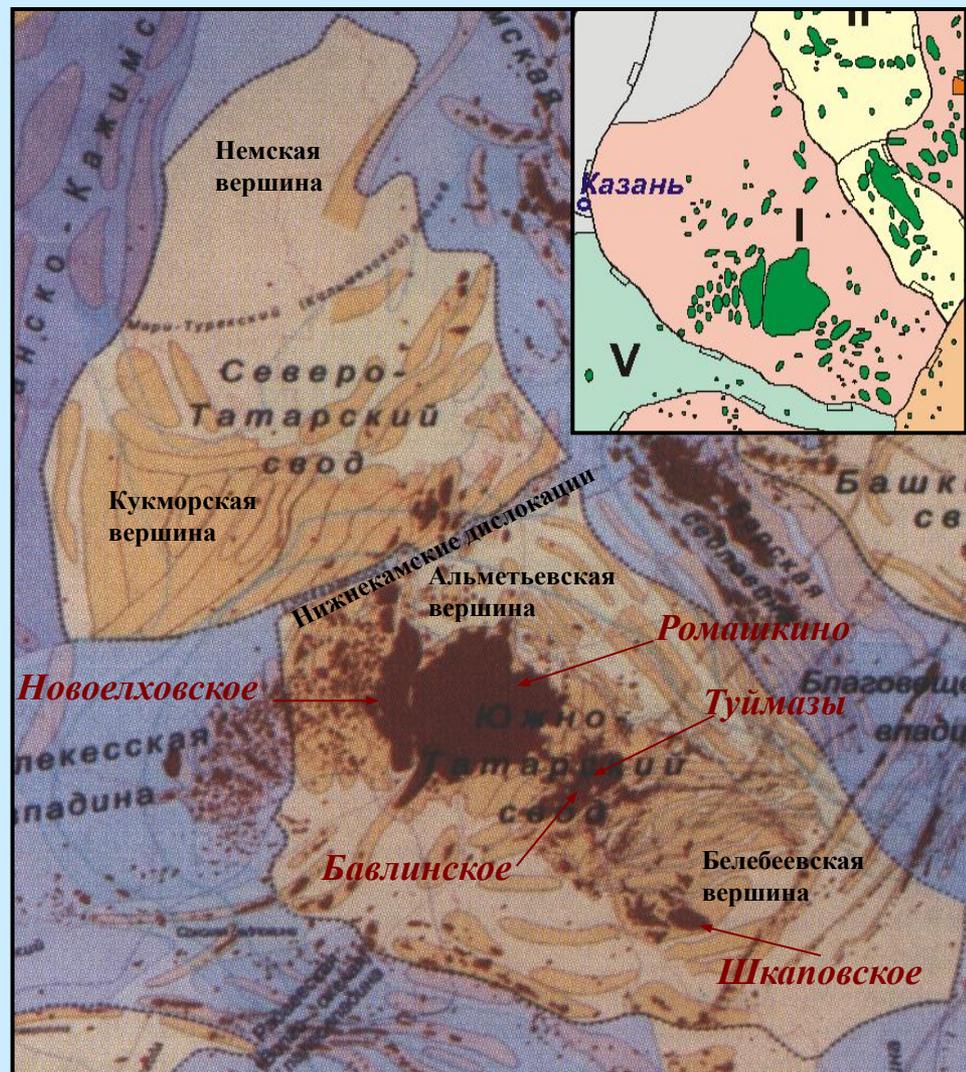
- Альметьевская вершина – мощный терригенный верхний девон (живет-нижний фран). На северо-западе пашийский горизонт срезан. Залежи большей частью антиклинальные.

- Белебеевская вершина – мощная толща верхнего протерозоя (бавлинская серия)+увеличенный разрез среднего девона (появляются эйфельские отложения).

- Кукморская вершина – на большей части территории отсутствуют среднедевонско-пашийские отложения. Залежи только на востоке.

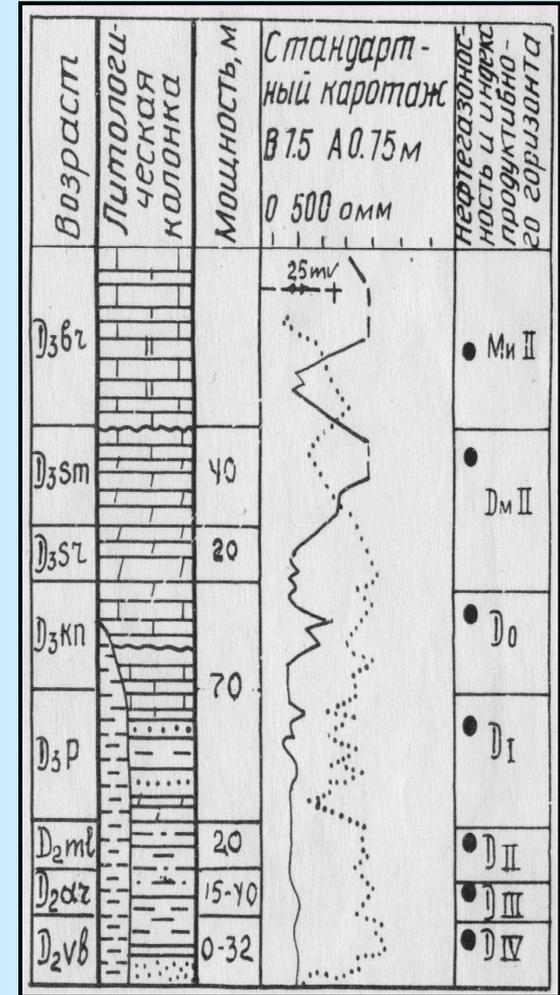
- Нижнекамские дислокации – в зоне Сарайлинского прогиба Камско-Кинельской системы. Приурочены к крупному линеamentу, прослеживающемуся через весь бассейн. Антиклинали вытянутые, группируются в валы. Помимо терригенного девона многочисленные (мелкие) залежи в органогенных известняках верхнего девона-турне и терригенных породах бобриковского горизонта.

I. ТАТАРСКАЯ НГО

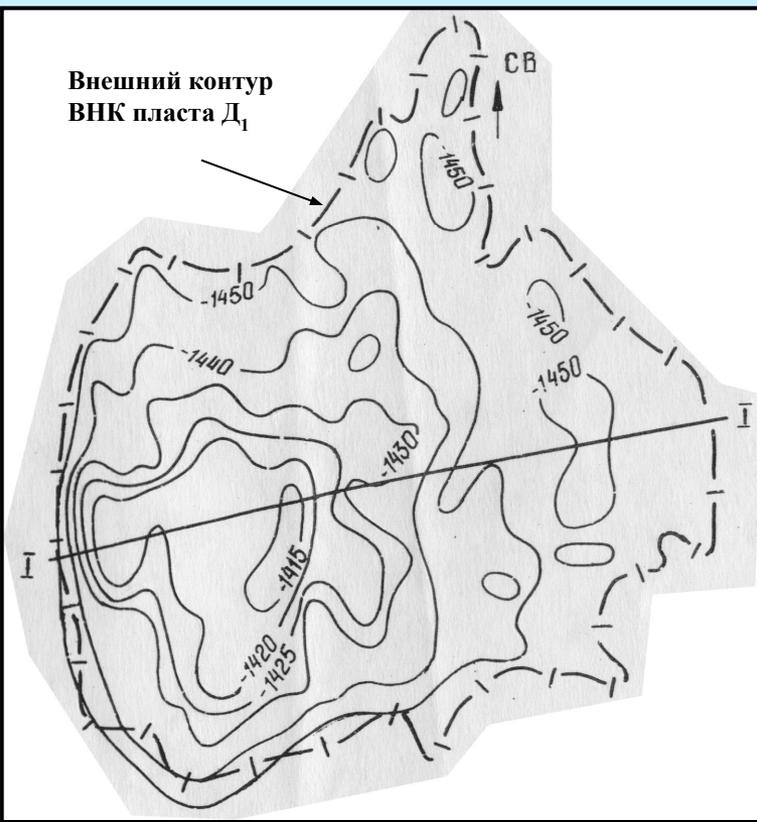


Ромашкинское месторождение

- Всего на месторождении 18 промышленно продуктивных горизонтов.
- Крупнейшей для бассейна является залежь в пласте –Д-I пашийского горизонта (открыта в 1948 году и введена в эксплуатацию в 1952 году).
- Залежь занимает Альметьевскую вершину Татарского свода (4255 км²), амплитуда около 50 м.
- Ловушка – пологая брахиантиклиналь.
- Режим залежи упруго-водонапорный.
- Мощность отложений терригенного девона от 100 до 200 м, увеличивается на юг.
- Залежи в пластах Д₄, Д₃, Д₂ обычно небольшие по размерам – песчаники часто выклиниваются и замещаются глинами.



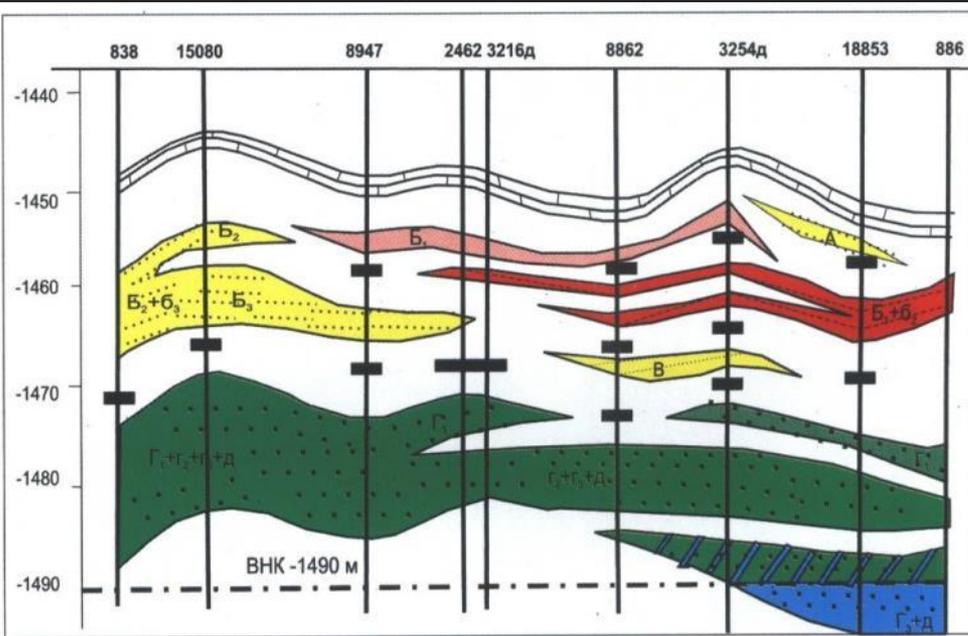
Внешний контур
ВНК пласта Д₁



- Залежи пласта Д₀ имеют небольшие размеры и сложную конфигурацию.
- В вышележащих отложениях притоки нефти получены из карбонатного девона и повсеместно из песчаных пластов тувльского (Б1) и бобриковского (Б2) горизонтов. Терригенные резервуары нижнего визе имеют мощность от 0 до 10 м.

Структурная карта по кровле кыновского горизонта и разрез девонских отложений

Ромашкинское месторождение

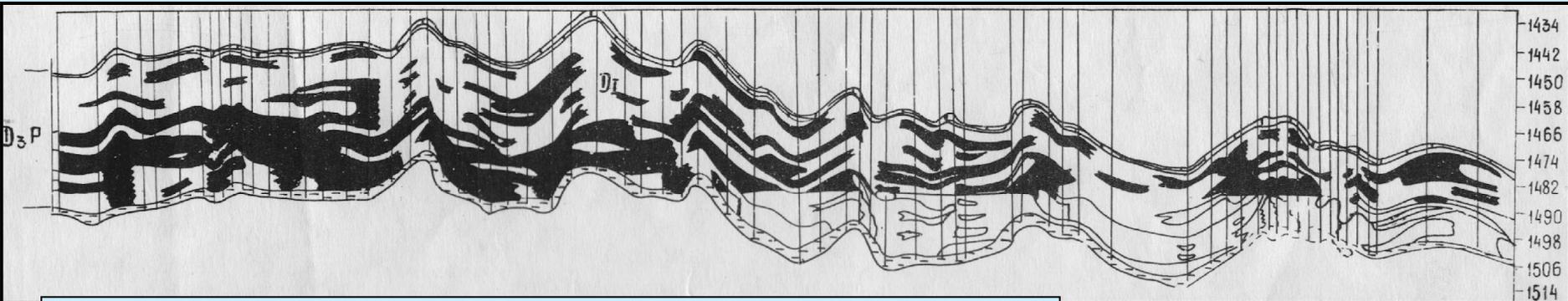


Условные обозначения:

- | | | | |
|--|---|---|-----------------------------|
|  | Песчаные пласты |  | Слабопроницаемые коллекторы |
|  | Песчаные линзы |  | Водонефтяные зоны |
|  | Песчаные пласты с глинистостью более 2% |  | Известняк |
|  | Разобщение пластов | | |

Участок залежи горизонта Д₁

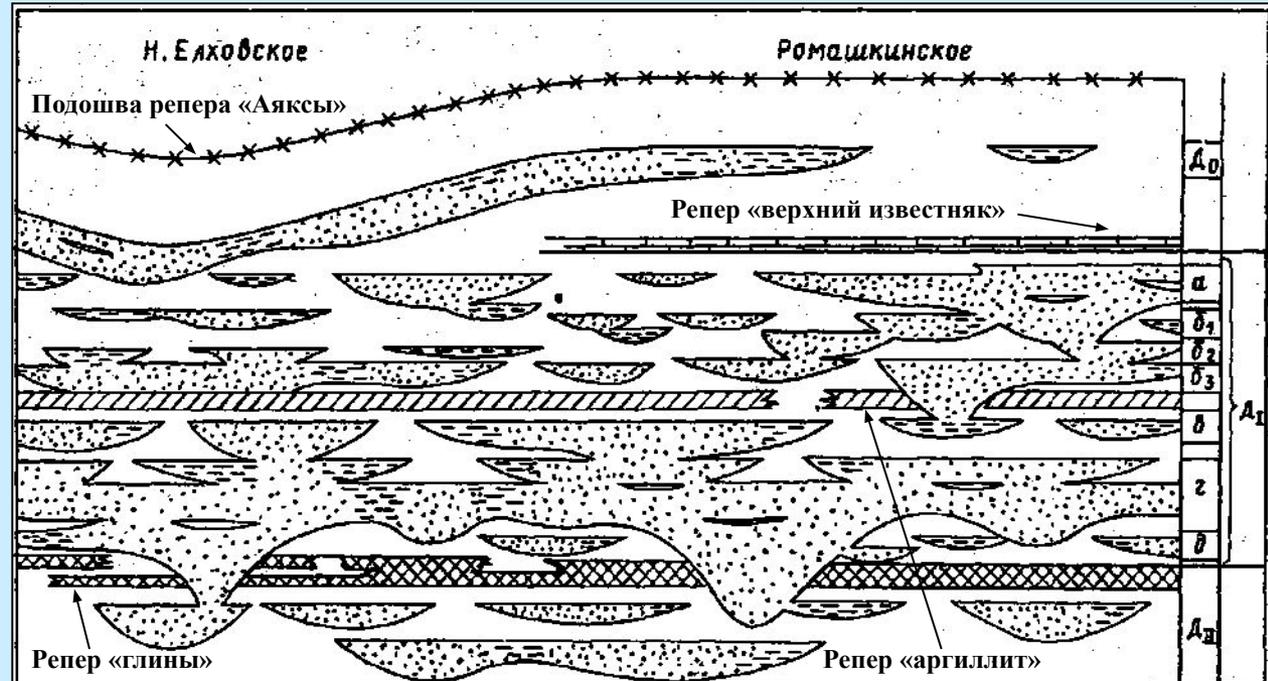
- Коллекторы- мелкозернистые кварцевые песчаники, мощностью от нескольких до 30-50 м (эффективная 10-15 м).
- Резервуар крайне неоднороден из-за сильной литологической изменчивости.
- Выделяется до 5-7 пропластков, два нижних иногда сливаются с пластом Д₂ – единый гидродинамический режим.
- Пористость колеблется от 15 до 26% проницаемость 40-2000 мД Начальные дебиты изменялись от 30-40 до 400 м³/сут.
- ВНК -1486 - -1490 м.
- Плотность нефтей 0,8-0,82 г/см³, сера 1,5-2,1%, парафины 2,6-5,4%, смолы 30-48%. Качество нефти ухудшается вверх по пашийскому горизонту.
- Газовый фактор 40-77м³/т.



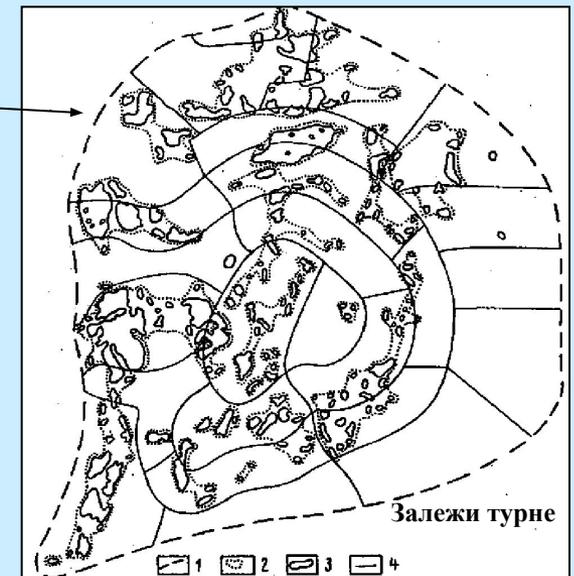
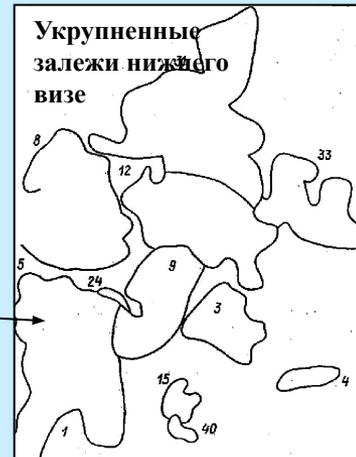
Профильный разрез залежи пласта Д₁ Ромашкинского месторождения

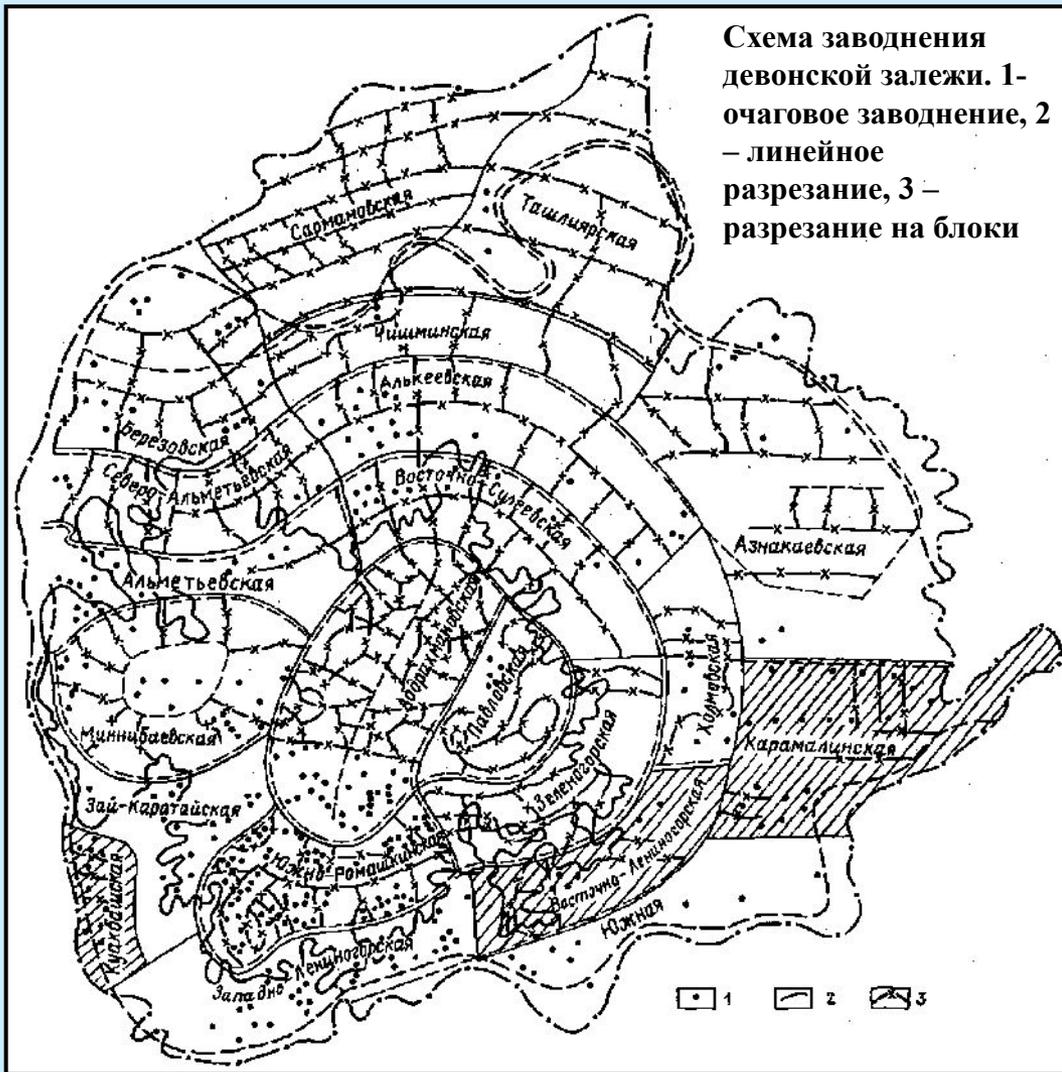
Ромашкинское месторождение

- Резервуар образует полосы и линзы (min 10 га) среди глин.
- Сформировался в мелком бассейне водными потоками субмеридионального простирания.
- Слияние пластов за счет врезов при падениях относительного уровня моря.
- Можно выделить четыре цикла (секвенции).
- Мощность пропластков 4-9 м, в зонах слияния – до 30 м.
- Для разработки девонской залежи было пробурено около 20 000 скважин.



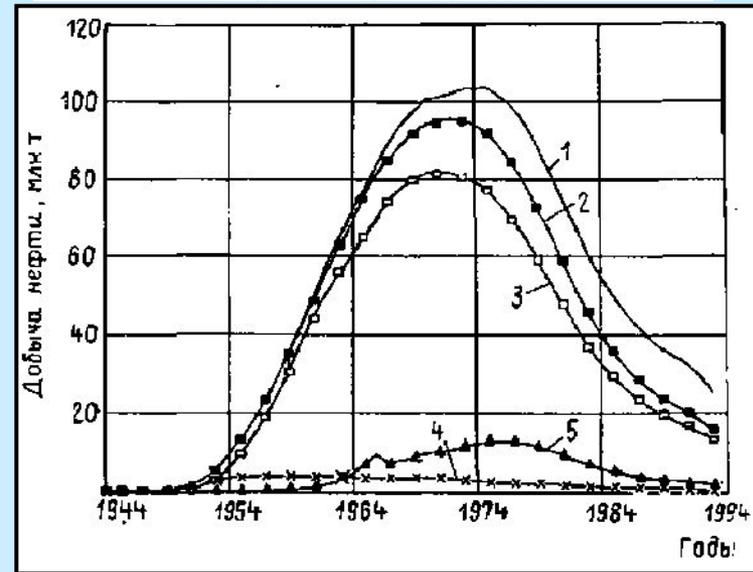
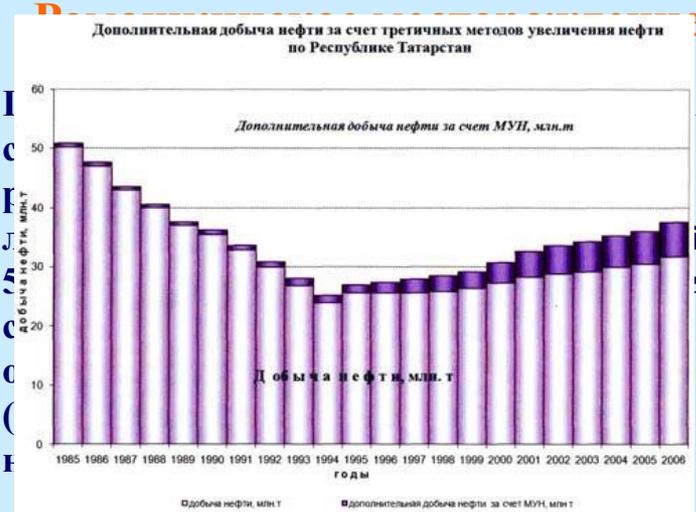
- В карбонатных отложениях турне около 170 массивных залежей в поднятиях амплитудой 15-45 м. Средняя пористость коллекторов – 12%.
- В терригенных отложениях нижнего визе выявлено около 100 залежей разных размеров. Для удобства разработки все они объединены в несколько укрупненных.





Текущий КИН – 53%, выработанность – 90%, обводненность -87%.

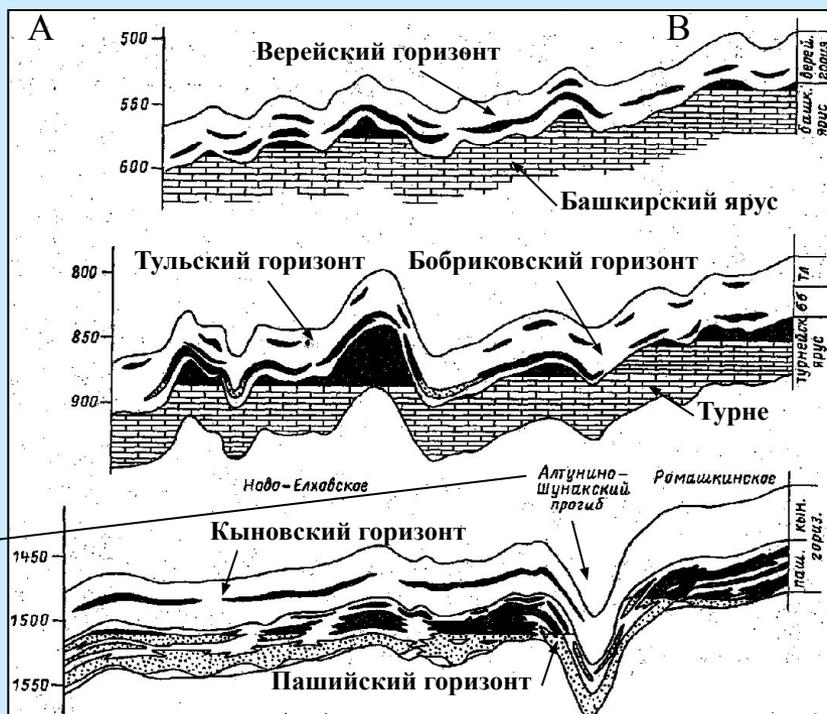
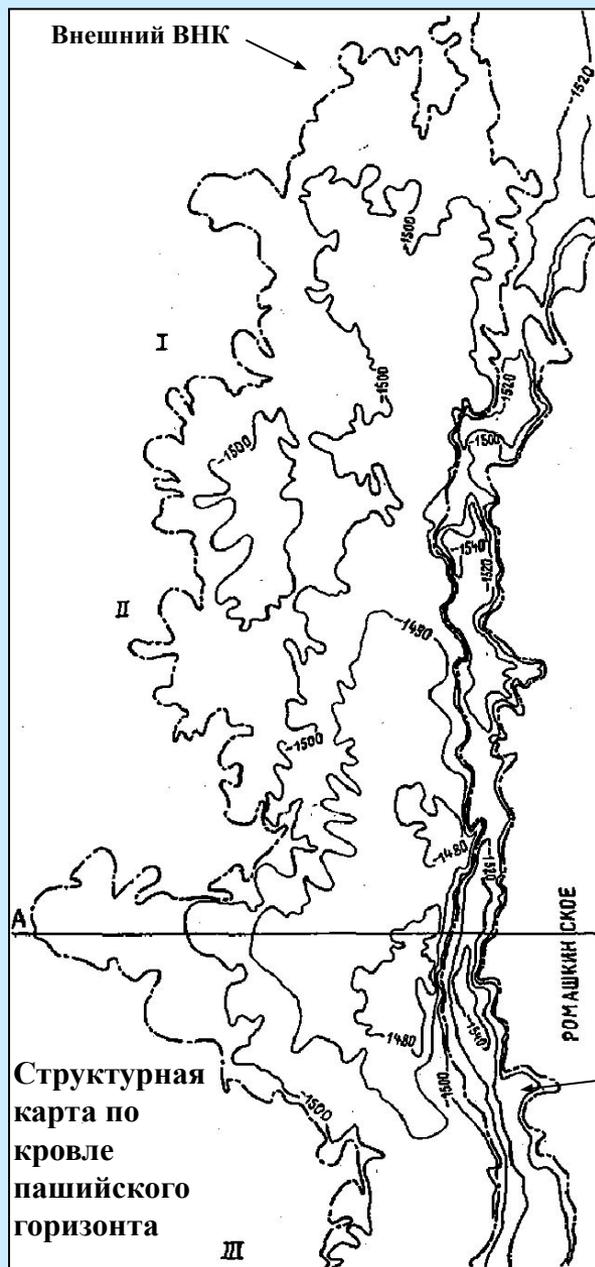
Планы по КИН: терригенный девон – 60%, терригенный визе – 45%, карбонатные резервуары – 25%.



Динамика добычи нефти: 1 – по Татарстану, 2 – по месторождениям гигантам, 3-5 – по месторождениям Ромашкинскому, Бавлинскому, Ново-Елховскому соответственно.

Ново-Елховское месторождение

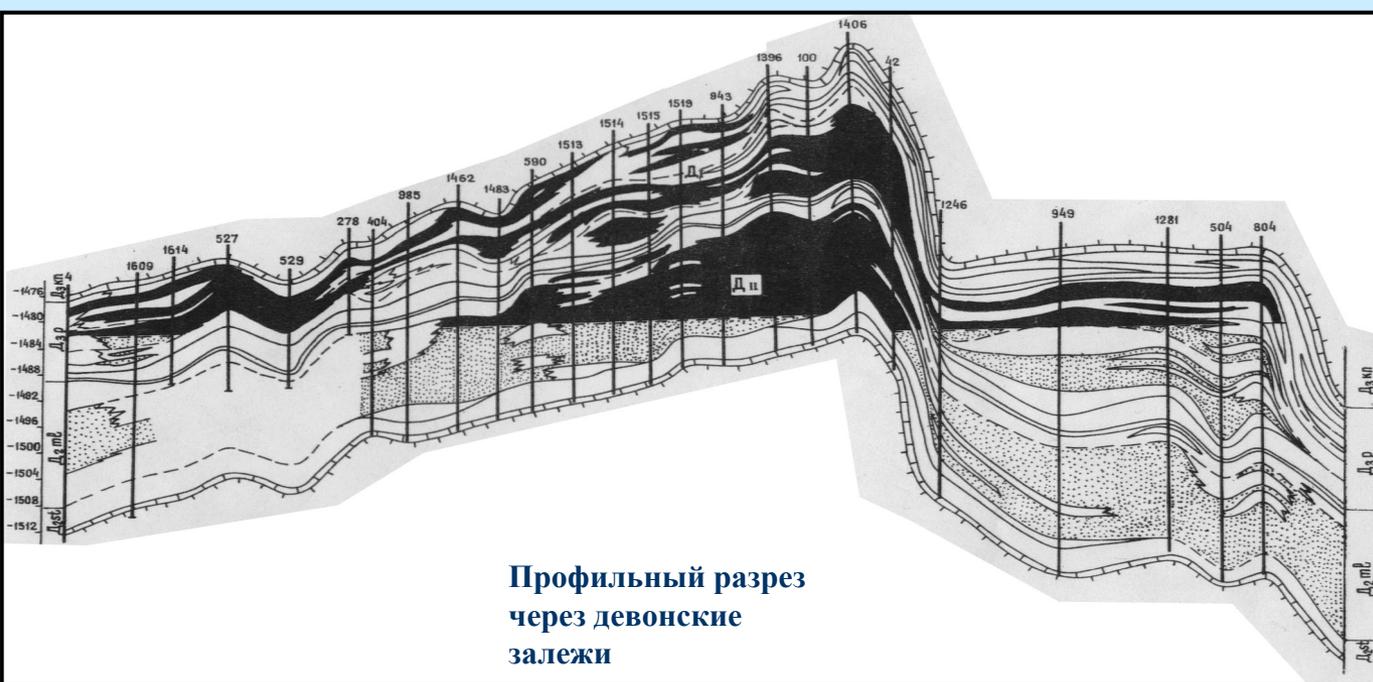
- Открыто 1951, разработка 1961. Татарстан. 2-3 км от Ромашкино.
- Уникальное по запасам (около 580 млн.т).
- Вытянутая асимметричная складка (14-18x85 км, А – 45 м).
- 70% геологических и 80% извлекаемых запасов в пластах D_1 и D_0 (нижний фран). Песчаники мелкозернистые кварцевые хорошо сортированные, цемент 1-5%. До 6-7 пропластков. Пласты часто сообщаются – единый резервуар. ВНК меняется на 3-5 м (понижается на юг и восток) – бесконтактные зоны и гидродинамика.
- Турнейский ярус – 20% геологических и 10% извлекаемых (все трудноизвлекаемые). Порово-трещинные известняки. Кпор – 13%.
- Песчаники нижнего визе – около 180 локальных залежей в линзах – 10% запасов.
- Порово-трещинные известняки башкирского яруса и верейского горизонта, соответственно массивные и пластовые залежи – 2,5 и 0,6% запасов.



- Разработка – внутриконтурное разрезание – линейное заводнение оказалось неэффективным.
- 10% запасов в тупиковых зонах и линзах.
- Выработанность – 75%.

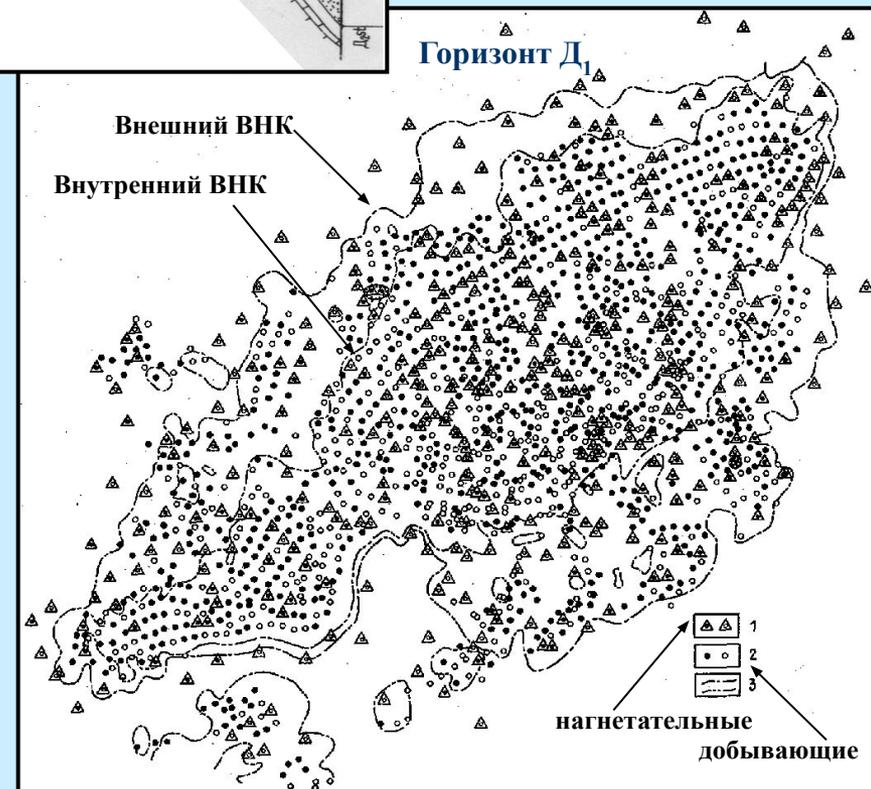
Туймазинское месторождение

- Средние суточные дебиты составляли 60-100 т.
- Первоначально была выбрана законтурная схема заводнения, позже залежи были разрезаны на блоки.

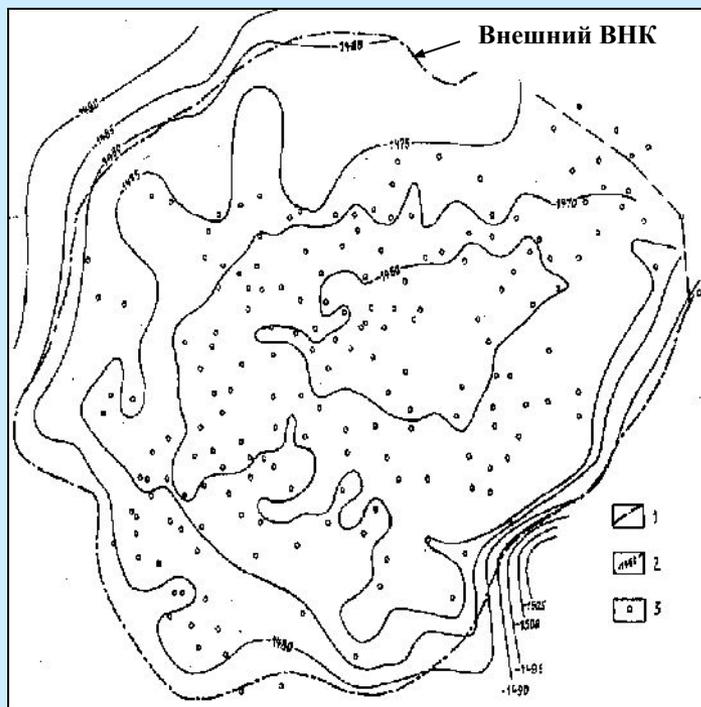


Профильный разрез
через девонские
залежи

- Сообщаемость резервуаров Д₁ и Д₂ осложняет разработку, проводились работы по их разобщению – изоляция участков перетока путем разрезания залежей.
- На девонские объекты пробурено около 1 800 скважин.
- Выработанность – 94%, достигнутый КИН – 56% (самый большой в России среди крупных месторождений), проектный – 58%.

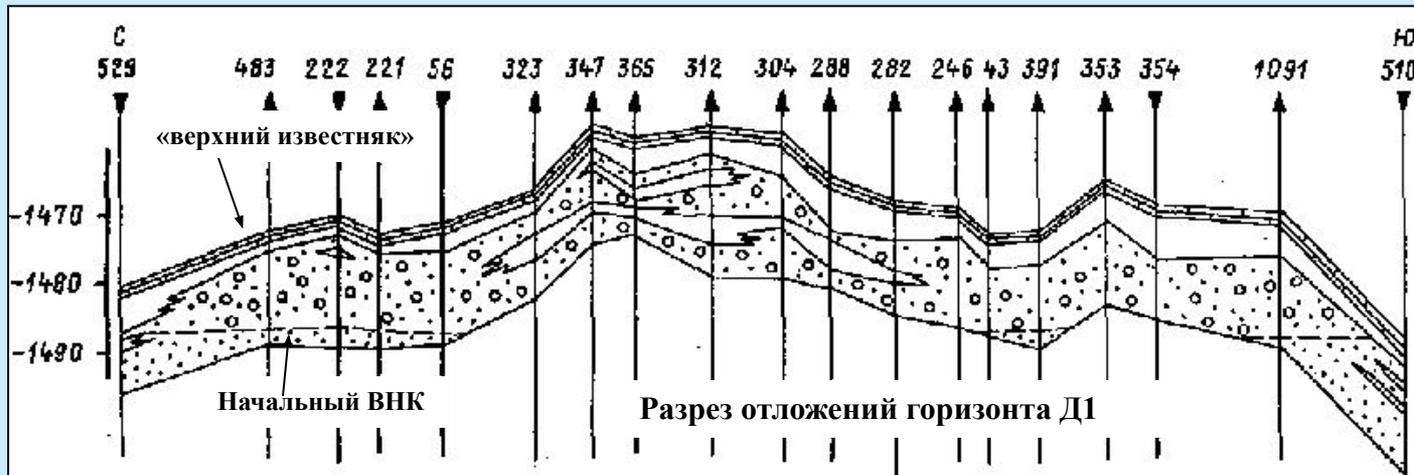


Бавлинское месторождение



Структурная карта по подошве репера «верхний известняк»

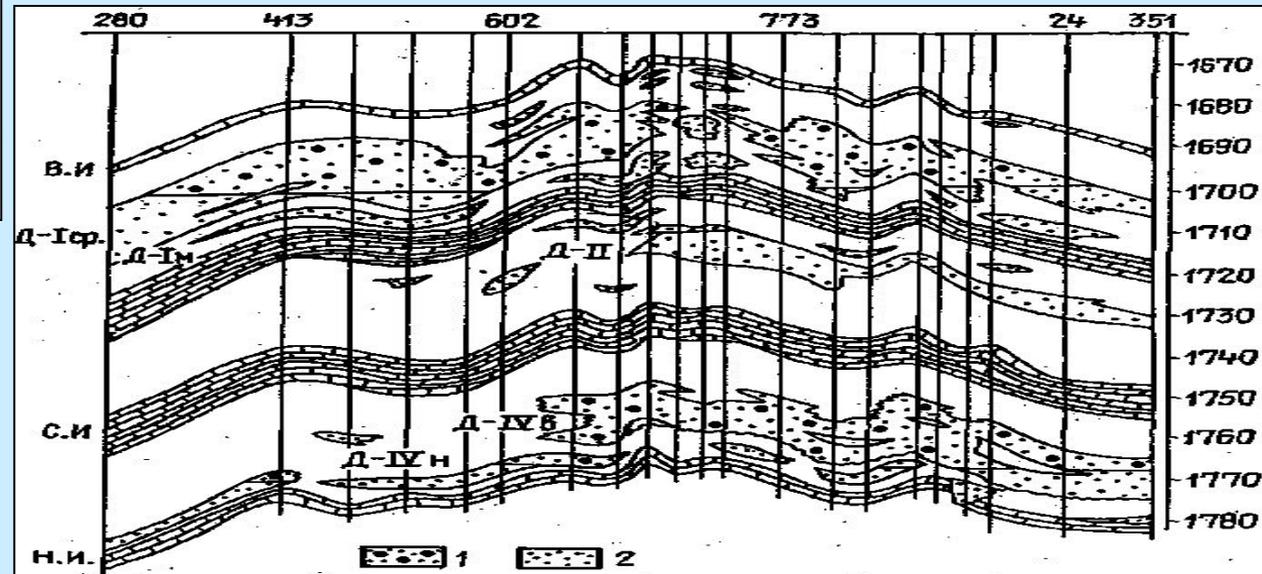
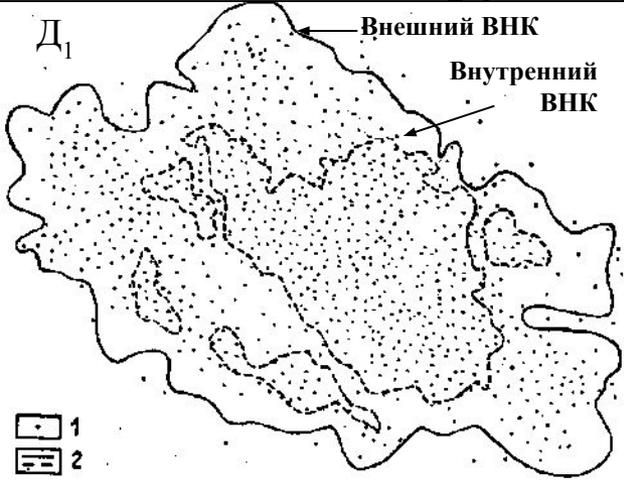
- Открыто 1946 г, разработка 1950. Татарстан
- Уникальное по запасам (более 300 млн.т).
- Пологая складка 20-30x100 км, Бавлинско-Туймазинский вал.
- Основные продуктивные горизонты: пашийский (Д₁), бобриковский и карбонаты турне.
- Пласт Д₁ (основной объект) – относительно однородные песчаники, вверх по разрезу увеличивается количество алевролитов. Средняя пористость – 19,5%, проницаемость 470 мД. Мощность коллектора – 14-38 м, средняя эффект. – 6-9 м. Большая разница между плостовым давлением (17,2 мПа) и давлением прекращения фонтанирования (11 мПа) – 95% фонтанным способом. КИН – 56%, обводненность – 97%.
- Турне (черепецкий и кизеловский гор-ты) общ. толщина – 10 м, эффективная – 6, пористость 12%, проницаемость - 30 мД.
- Бобриковский горизонт – резкая изменчивость формы и размеров коллекторов. Общая мощность – 10-21 м, эффективная -3.6 м.



Разработка Д₁ – разрезание на блоки, турне и бобриковский – единым объектом (неэффективно).

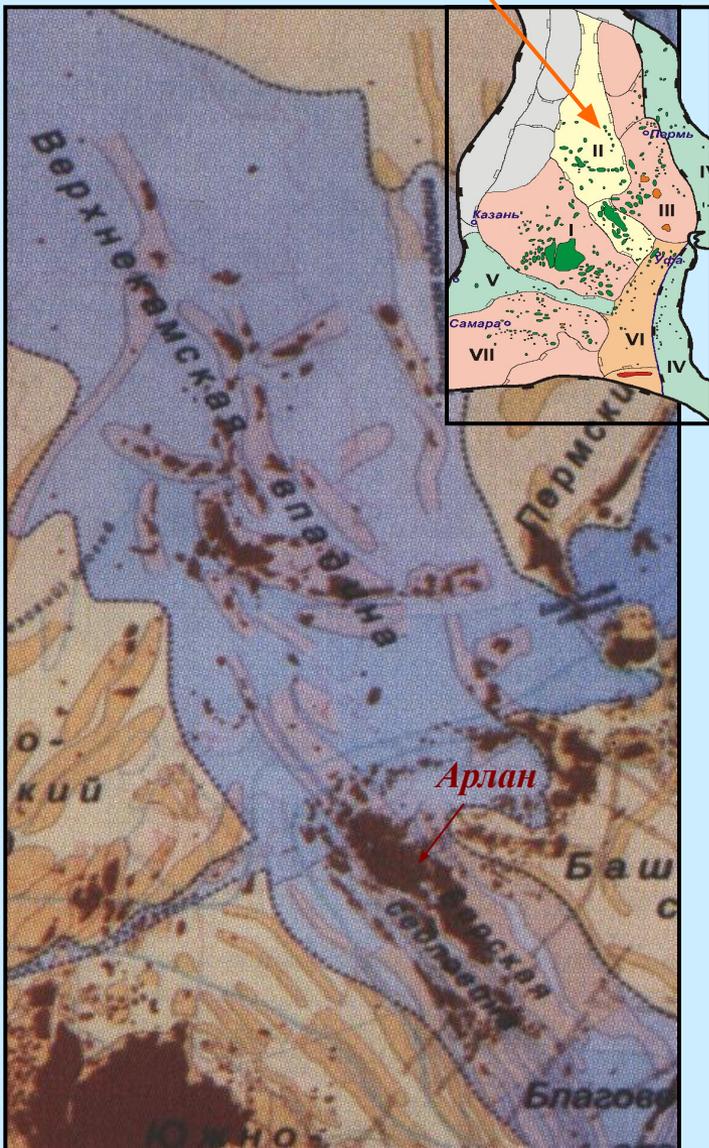
Шкаповское месторождение

- Открыто в 1953 г, в разработке с 1955 г.
- Очень пологая брахиантиклиналь – 20x13 км, А-20 м, крылья 0,5°.
- В основании – венд-рифейские отложения, на них карбонаты эйфеля.
- Основные залежи – песчаные пласты Д₄ (воробьевский горизонт живета) и Д₁ (пашийский горизонт) – 98% начальных извлекаемых запасов.
- Залежи пластовые сводовые.
- Разработка интенсивная, разрезание с внутриконтурным заводнением.
- Выработанность 95%, КИН 55%, обводненность 96%. Некоторые пачки (напр. нижняя Д₄) полностью выработаны).
- Часть запасов ВЗ потеряна.
- Другие нефтеносные толщи – известняки фамена-турне, песчаники нижнего визе.



Особенность месторождения - широкая (до 5 км) водо-нефтяная зона, содержит половину запасов.

II. ВЕРХНЕКАМСКАЯ НО



- Верхнекамская впадина (фундамент погружен до 6-7 км) и Бирская седловина.
- Осложнения – пологие (крылья до 4°) валы, наиболее крупный – Иванаевский.
- Продуктивны до 15 пластов в интервале от среднего девона (D₂) до московского яруса карбона (иногда до сакмарского яруса нижней перми).
- Комплексы-доминанты: песчаники яснополянского надгоризонта (терригенный визе) и, в меньшей степени, известняки башкирского яруса среднего карбона и карбонатно-терригенные породы верейского горизонта (московский ярус среднего карбона).

Арланское месторождение

- Крупная (30-120 км), пологая (1-5°) складка.
- Актаныш-Чишминский прогиб Камско-Кинельской системы.
- Карст в карбонатах турне, палеоврезы до 190 м, выполненные терригенными отложениями.
- Основной НГК – терригенный визе (86% геологических и 92% извлекаемых запасов). Значительно меньше нефти в среднем карбоне (12 и 7%) и известняках турне (2 и 1%).

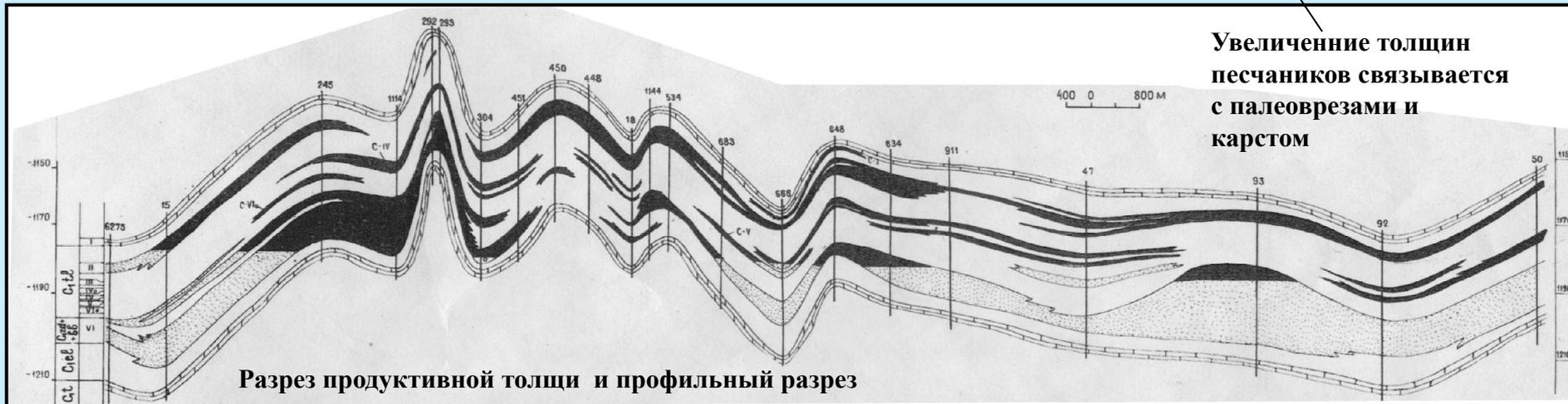
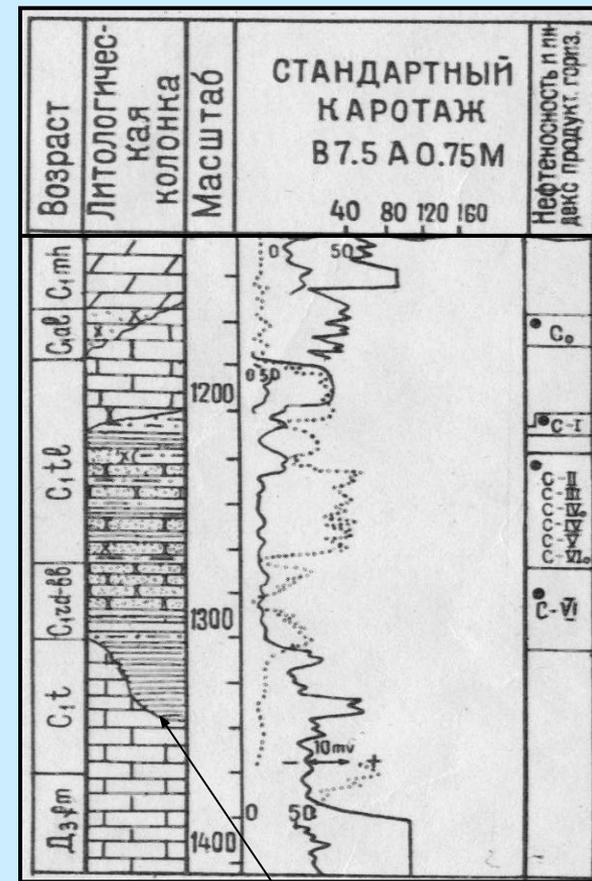


Структурная карта по кровле терригенной толщи нижнего карбона

Арланское месторождение

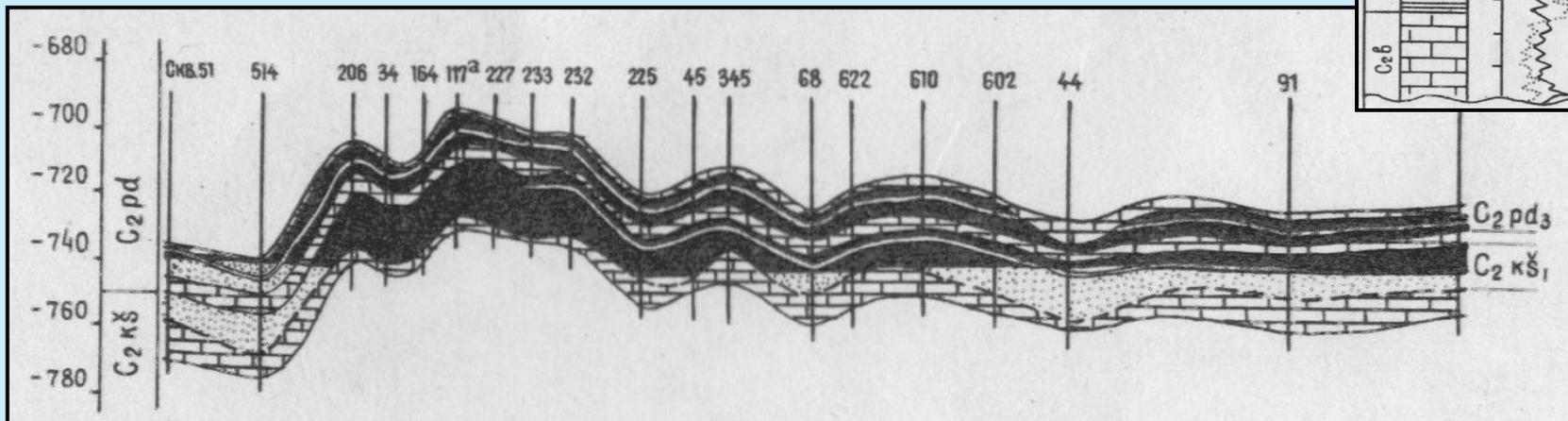
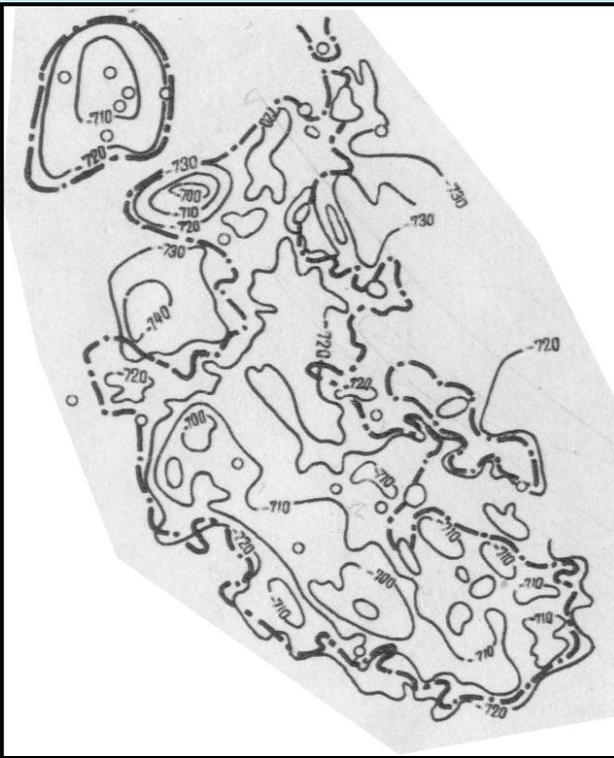
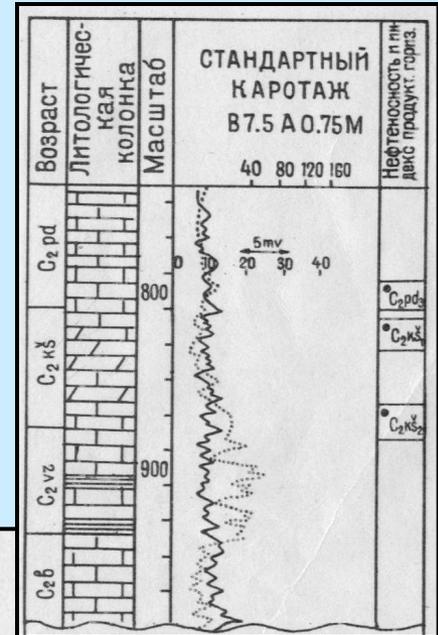
Терригенный визе

- В данном комплексе выявлено 6-8 нефтенасыщенных пластов, из них основными являются С-VI (бобриковский горизонт) и С-II (тульский).
- Коллекторские свойства высокие, но сильно изменчивые (пористость 17-24%, средняя проницаемость 0,7-1,7 Д, максимальная до 7-9 Д), дебиты до 70 т/сут..
- Нефти высоковязкие, тяжелые (около 0,9), сернистые, парафинистые и высокосмолистые (около 15%).
- При разработке залежей была принята схема, предусматривавшая сочетание законтурного, внутриконтурного, а на участках с низкими коллекторскими свойствами и площадного заводнения. Все пласты комплекса были объединены в один объект.



Карбонаты среднего карбона

- Залежи в каширско-подольских отложениях московского яруса небольшие (2,5 – 6 км, А-15-20м).
- Коллекторы представлены пористыми и пористо-кавернозными доломитизированными известняками и доломитами, трещиноватость имеет подчиненное значение.
- Большая литологическая неоднородность.
- Пористость достигает 14-18%, дебиты – 0,7-16 т/сут.
- Нефти более легкие, менее сернистые, смолистые и намного менее вязкие, чем в терригенных отложениях виле.

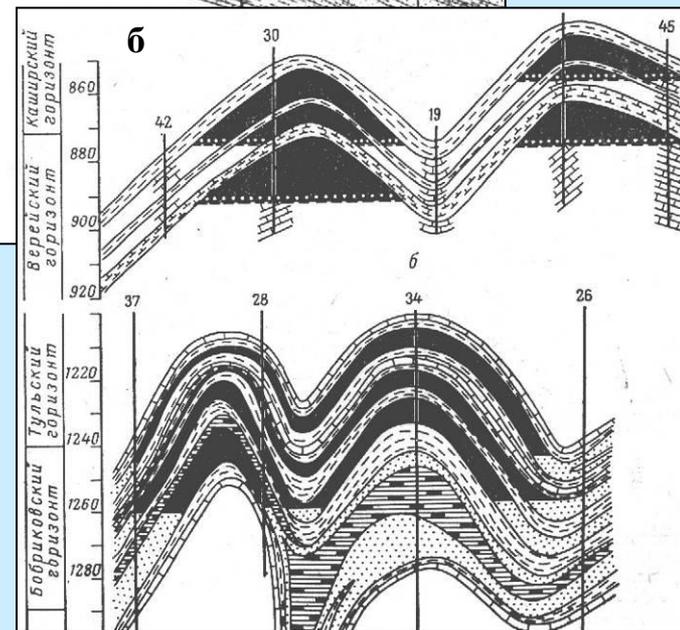
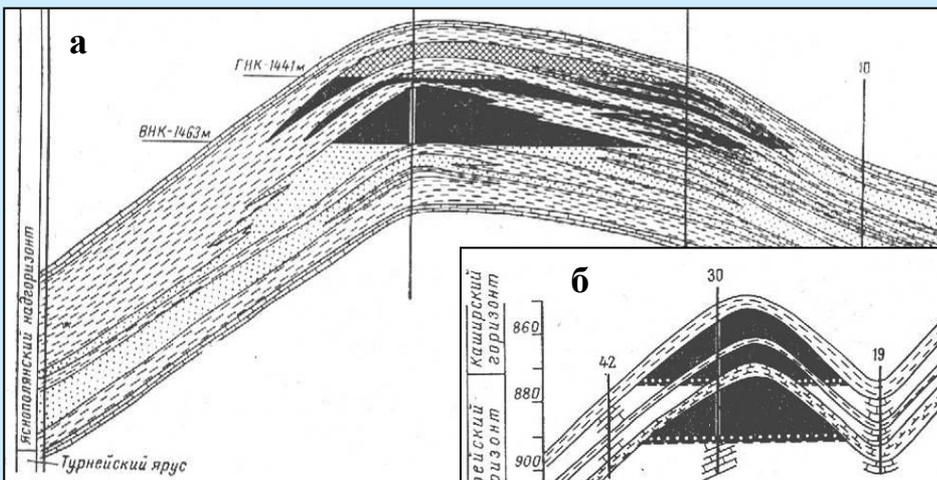
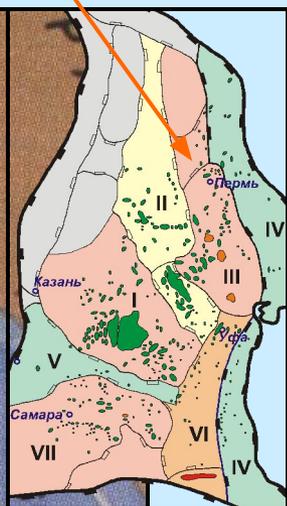


Структурная карта по кровле каширско-подольских отложений, разрез продуктивной толщи и профильный разрез

III. ПЕРМСКО-БАШКИРСКАЯ НО

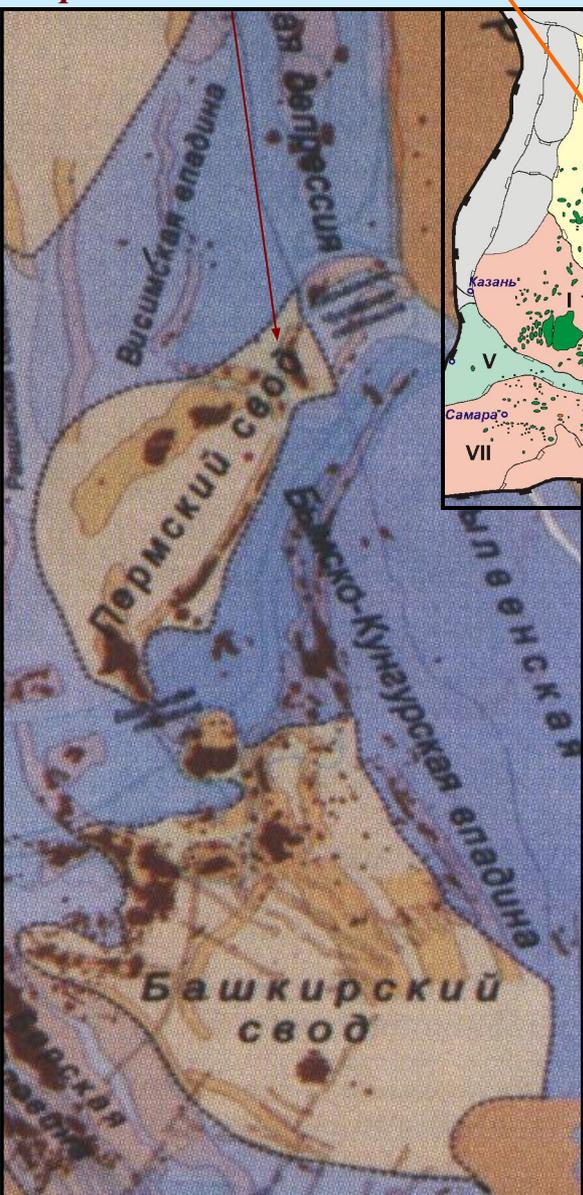
Ярино-Каменноложское

- Пермский, Башкирский своды, Висимская впадина (Чермозская седловина) и часть Камского свода.
- 100-160x370 км. По палеозою выделяется система валов, вверх по разрезу они выполаживаются.
- На юго-востоке отсутствует «терригенный девон» и венд, мощный рифей, в северо-западном направлении мощность венда и девона возрастает, рифея уменьшается.
- Основные продуктивные горизонты - терригенные отложения нижнего среднего визе (яснополянский надгоризонт) и карбонаты башкирского и серпуховского ярусов.



Примеры месторождений Башкирского свода:

Кыласовское (а)
Игровское (б)



Ярино-Каменнолоожское месторождение

Открыто 1954 г, разработка 1958.
Пермская область

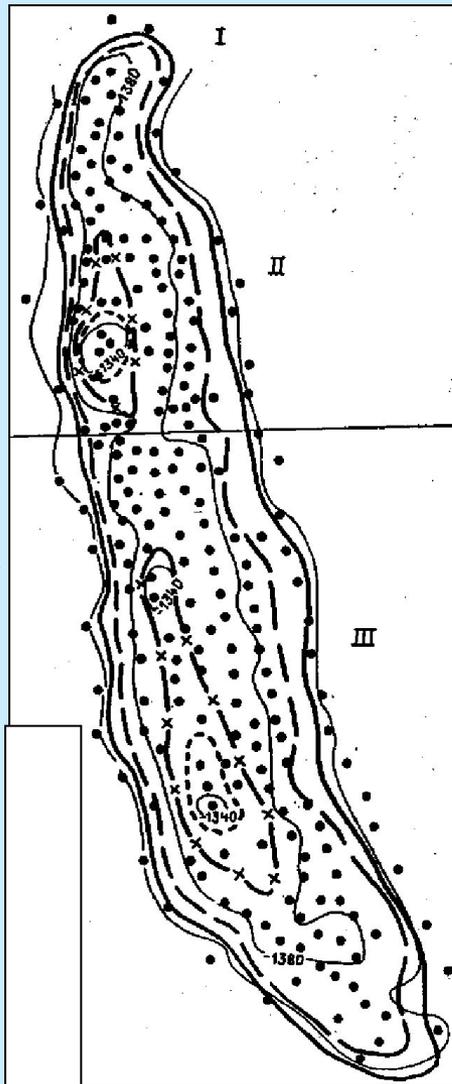
Асимметричная складка (западное крыло 12-19°, восточное 1-2°), 6x40 км, амплитуда – 150м.

Основные продуктивные горизонты:

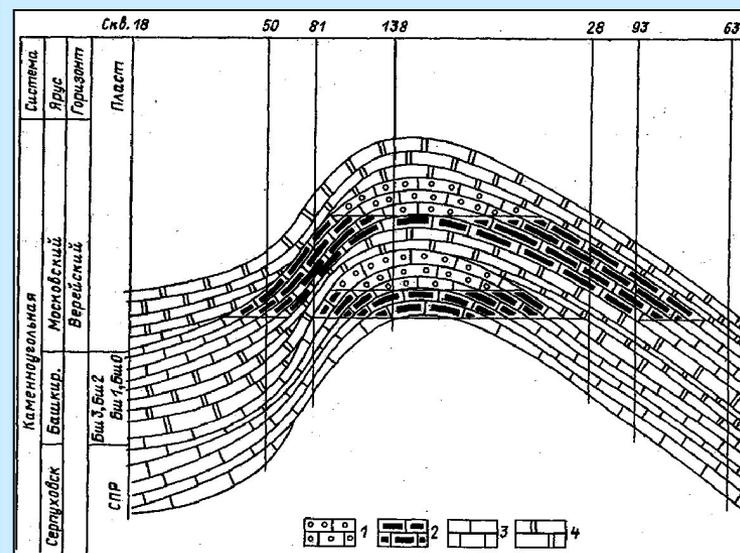
Пласт Т (турнейский ярус) – небольшая массивная залежь в пористых и трещиноватых известняках.

Пласты Бб и Тл (яснополянский надгоризонт - бобриковский и тульский горизонты нижнего визе) – основная залежь (около 95 млн. т). Песчаники и алевролиты, часто замещаются глинами. Пористость 5-24%. Мощности пластов 0-30 м. Местами пласты сливаются. ВНК в своде на 17 м. выше, чем на крыльях. Небольшая газовая шапка. Фонтаны дебитами до 400 т/сут. Режим –упруго-водонапорный. КИН 63%. Разработка : законтурное заводнение (неэффективно), затем - разрезание на блоки.

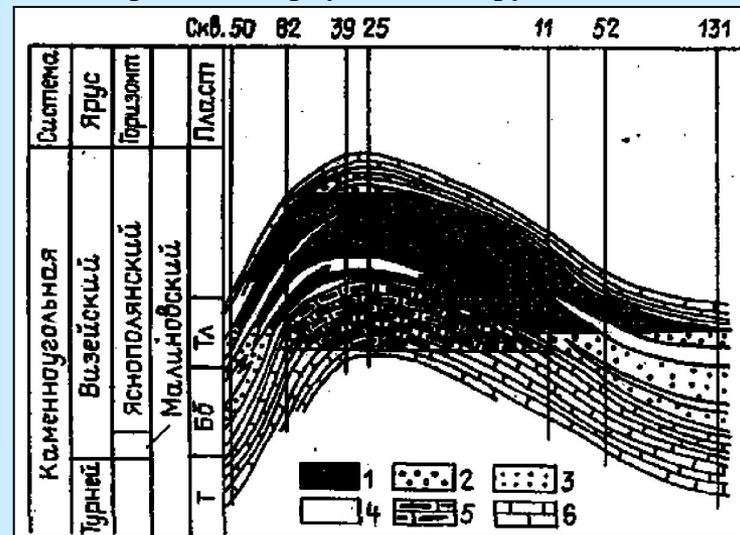
Известняки серпуховского и башкирского ярусов. Пять пропластков, между ними перемычки из плотных известняков. На некоторых участках – гидродинамическая связь. В кровле небольшие газовые шапки. 20 млн. т. КИН 50%.



Структурная карта по кровле терригенных отложений тульского горизонта



Профильный разрез нефтенасыщенной толщи башкирского и серпуховского ярусов



Профильный разрез визейской терригенной и турнейской карбонатной толщ нижнего карбона

IV. ПРЕДУРАЛЬСКАЯ НГО

- Приурочена к системе впадин сложной структуры.
- На юге соляные отложения кунгурского яруса нижней перми .

Нефть в карбоне на севере, газ – нижняя пермь, юг.

В Бельской впадине барьерные рифовые массивы ассельского , сакмарского и артинского ярусов нижней перми в виде хребтов на верхнекаменноугольном основании.

- Поверхностные нефтепроявления.
- Всего около 50 месторождений в карбоне –перми.

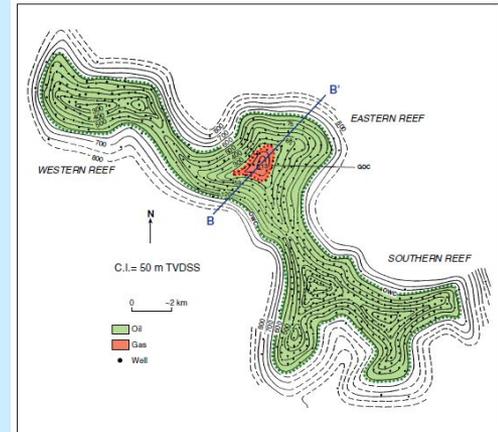
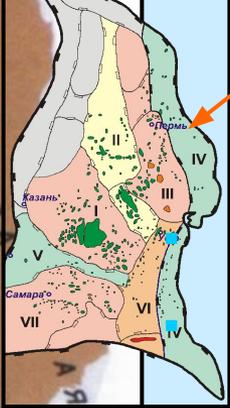


Figure 6 - Depth structure on the Lower Permian carbonate buildup (top Artinskian) in the Ishimbay Field.



Ишимбайское месторождение – 1932 г, первое промышленное, геологическая съемка, дебиты до 800 т/сут, снижались в первые месяцы.

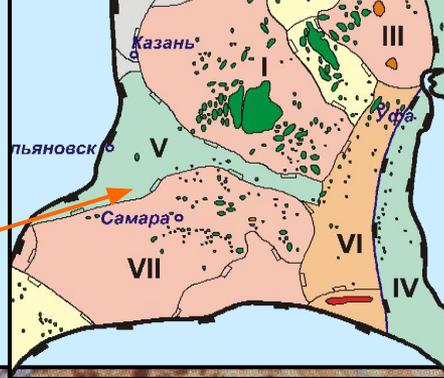
Серия рифов диаметром до 2 км, амплитудой до 500 м, углы 20-45°.

Коллекторы пористые и кавернозные доломиты , покрывка –соли кунгура.

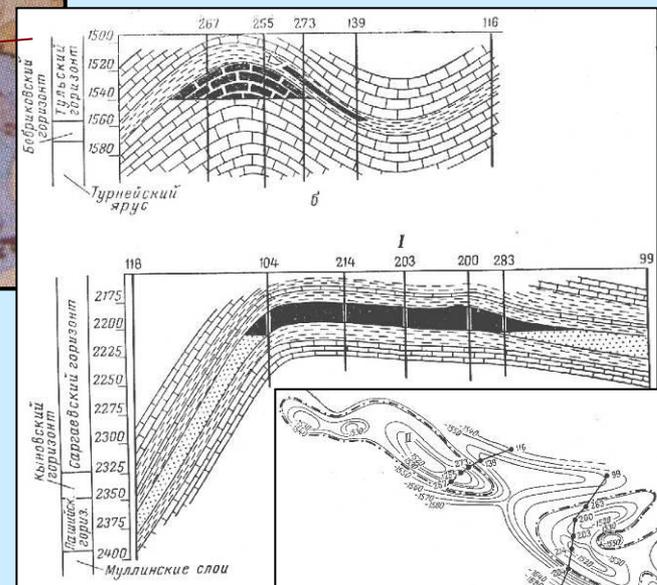
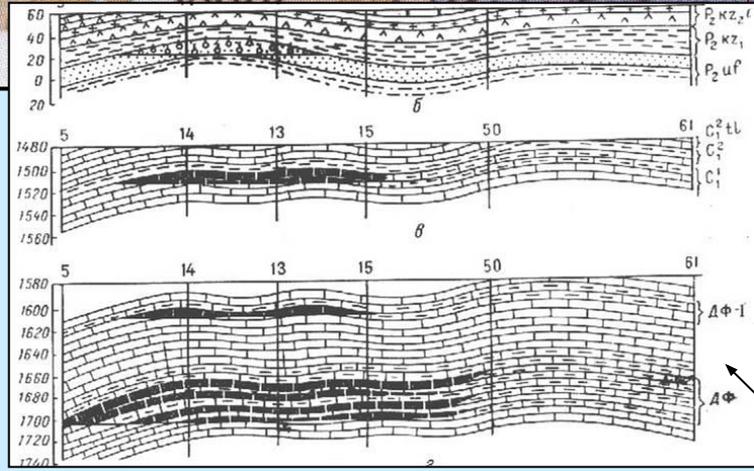
Вторичные процессы (выщелачивание, доломитизация) создают «губчатую» структуру с пористостью до 30-35%, образует линзы. Иногда газовые шапки. В основании окисленная зона 5-60 м.



V. Мелекесско-Абдулинская НГО

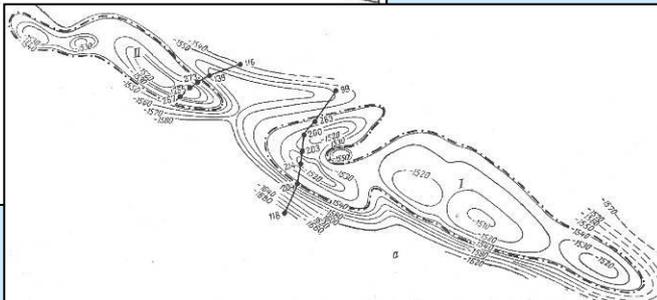


- Полоса поднятий 30-90x300 км, преимущественно валообразных, и группа структур на западном продолжении Альметьевской вершины .
- В основании – система грабен (авлакогены).
- В осевой части Усть-Черемшанский прогиб Камско-Кинельской системы.
- Регионально продуктивны «терригенный девон» (D₂ и D₁), карбонаты верхней части турне, песчаники бобриковского горизонта визе, карбонаты башкирского яруса и верейского горизонта. В верхней перми местами газ.



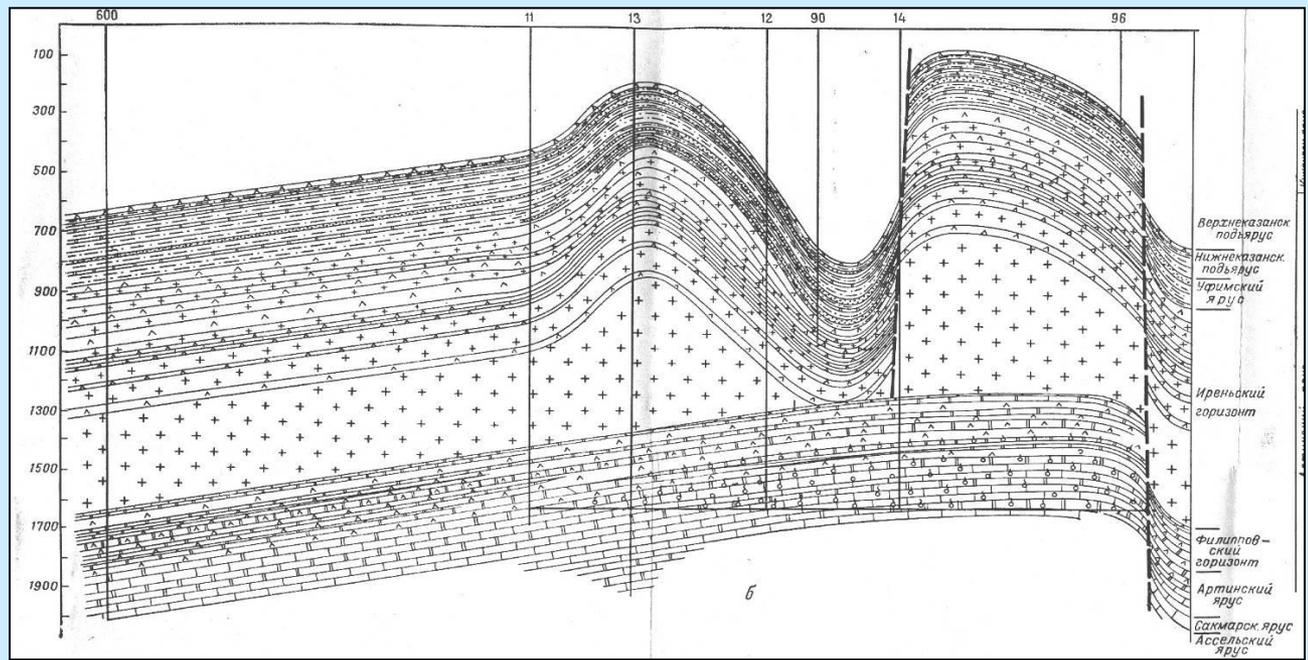
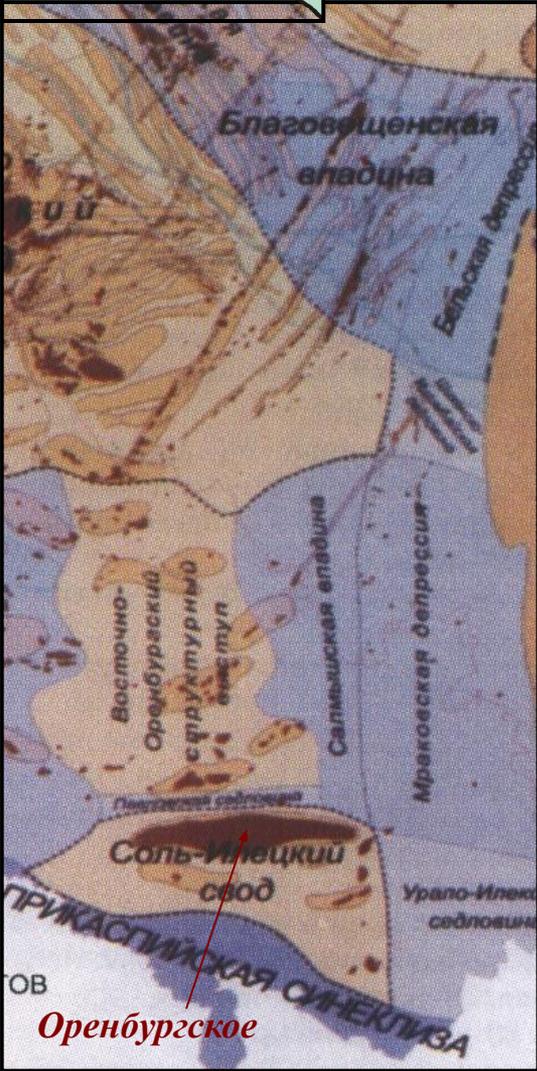
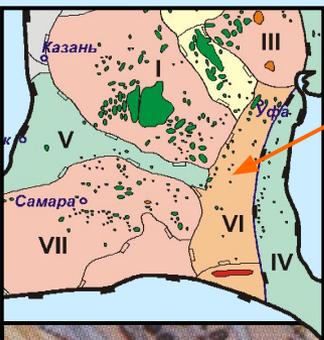
Султангулово-Заглядинское газонефтяное месторождение

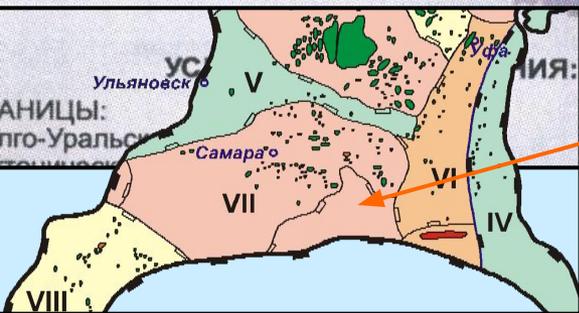
Ефремово-Зыковское газонефтяное месторождение



V. УФИМСКО-ОРЕНБУРГСКАЯ НГО

- **Благовещенская впадина** – моноклиналное погружение в сторону Предуральяского прогиба. Фундамент от 4-5 до 8-12 км. Осложнения – валы. Мощная толща кунгурских солей. Продуктивны эйфель, живет, нижний фран («терригенный девон»), карбонатный девон, турне и бобриковский ярус визе. Ловушки – вытянутые высокоамплитудные антиклинали, зоны выклинивания.
- **Соль-Илецкий свод** – крупнейшее Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение на одноименном валу (120x20 к, А-700 м), несколько вершин. Основная залежь в доломитах филлиповского горизонта кунгура, сакмарско-артинских и верхнекаменноугольных карбонатах. Этаж газоносности составляет 500 м. Чередование проницаемых (40% разреза, пористость 10-25%) и плотных разностей. Дебиты до 835 тыс.м³/сут, газ: метан 83%, азот 7-8%, сероводород 0,5-4,5%, конденсат 125см³/м³. Запасы около 1 трлн.м³ (1970г). Другие залежи: башкирско-верейские (газ) и турнейские (нефть) карбонаты.





VI. СРЕДНЕВОЛЖСКАЯ НГО

- Средневолжская НГО (Жигулевско-Пугачевский свод и Бузулукская впадина, 70% запасов нефти в карбоне, более 25% в девоне.

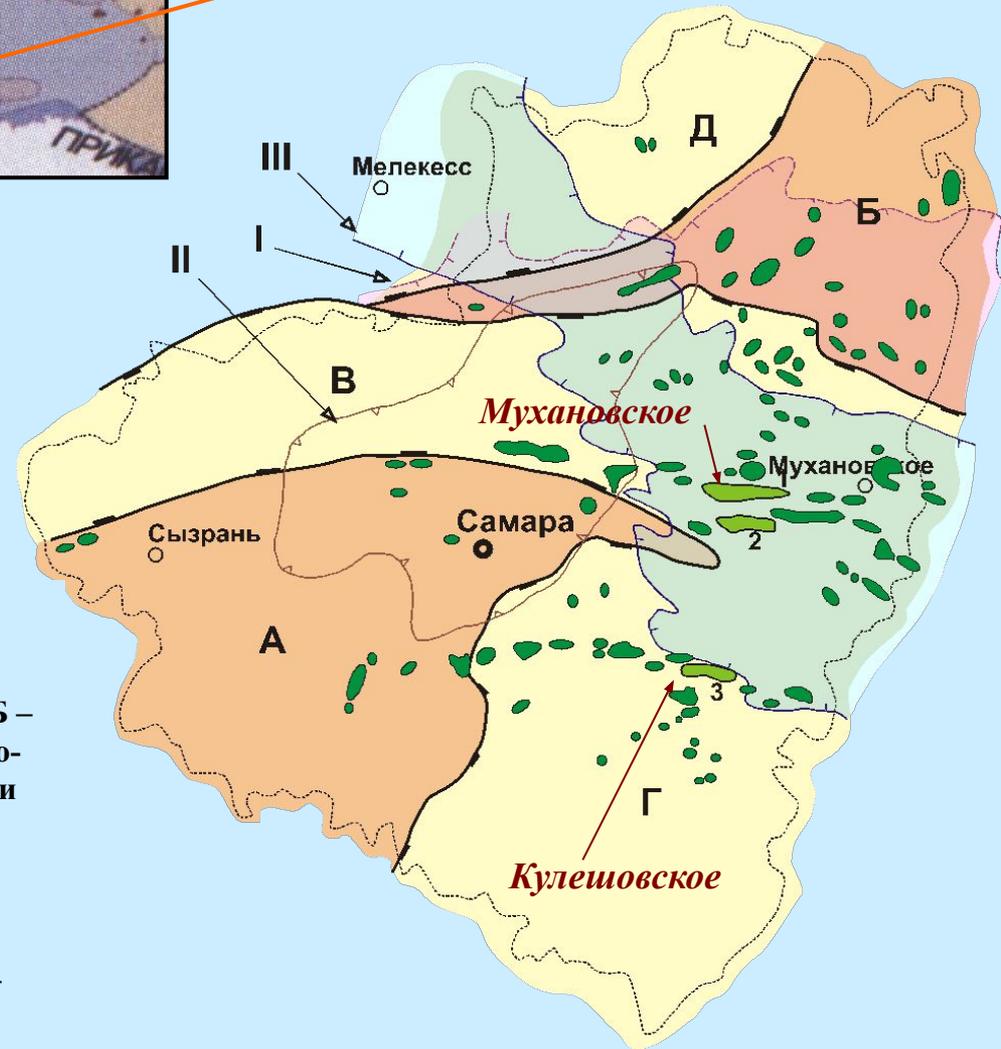
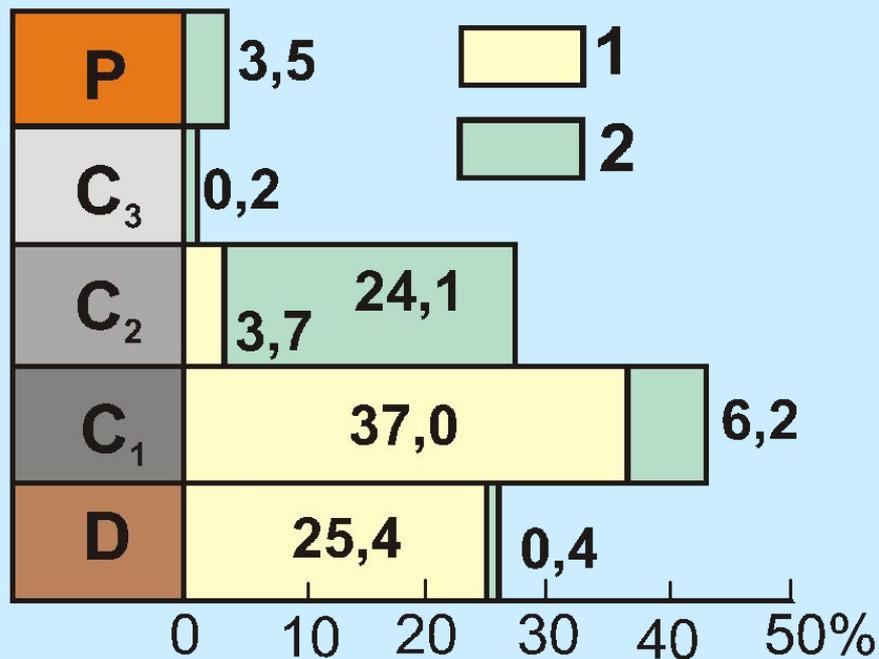


Схема структурного районирования Самарской области.

Сквозные палеозойские структуры: А – Жигулевский свод, Б – Татарский свод, Альметьевская вершина, В – Ставропольско-Кинельский прогиб, Г – Бузулукская впадина. Погребенные и наложенные структуры: I – Серноводский грабен, II – Волгосокская впадина (границы по изопаките кыновского горизонта 100м), III – Мухано-Ероховский и Усть-Черемшанский прогибы по изопаките терригенной толщи нижнего карбона 50 м. Месторождения : 1 – Мухановское, 2 – Дмитриевское, 3 - Кулешовское

Нефтегазоносность Самарской области

В терригенных коллекторах преобладают залежи пластовые сводовые и литологические, в карбонатных – массивные



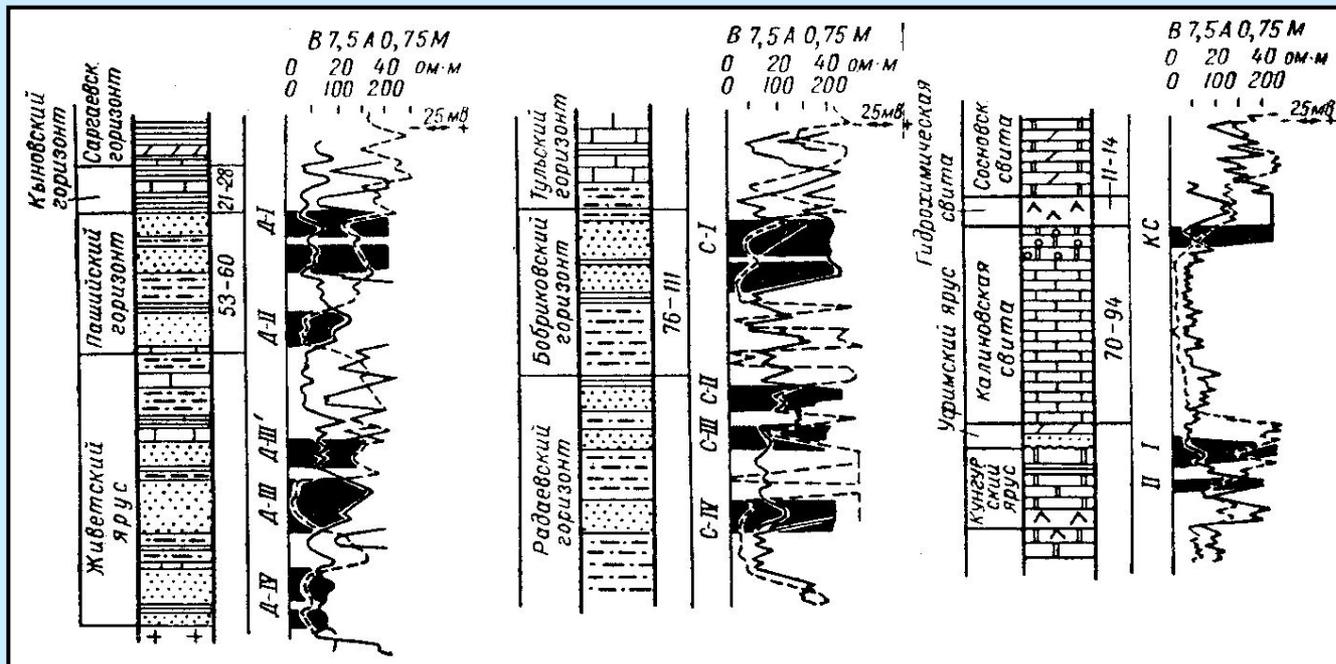
Распределение начальных запасов нефти категорий А+В+С₁ по Самарской области (%).

1- терригенные коллекторы, 2 - карбонатные

- Промышленные запасы нефти выявлены в 44 пластах девона, карбона и перми.
- Они группируются в 5 НГК: девонский терригенный, девонско-нижнекаменноугольный карбонатный, нижнекаменноугольный терригенный (более половины начальных запасов нефти), среднекаменноугольный терригенно-карбонатный и пермский карбонатный.
- В терригенных коллекторах около 70% запасов.
- Чисто нефтяные залежи составляют более 93% от общего числа (в девоне и нижнем карбоне только нефть, газ приурочен, в основном, к верхней части разреза – калиновской свите казанского яруса).
- Карбонатные коллекторы визейско-башкирского НГК - трещинно-поровые и карстогенные.
- Образование вторичной пористости связывается с перерывами, сопровождающимися выщелачиванием и перекристаллизацией.

Мухановское месторождение

- Приурочено к одноименному субширотному валу в пределах Мухано-Ероховского прогиба.
- Открыто – 1945 (нефть в кунгурском ярусе), 52-55 (карбон и девон).
- Морфология – удлиненная асимметричная брахиантиклиналь с пятью куполами. Северное крыло – 11-13°, южное 2,5-3°. Подошва фундамента – 3100 м. Структура постседиментационная - (послепалеозойская).
- Нефти легкие (девон 0,8-0,84, карбон и кунгур 0,84-0,86), малосернистые (девон 0,3-0,7%) и сернистые (карбон 1,3-1,6%, кунгур 1,8-2,1%), высокопарафинистые (девон 4,6-6,0%, карбон 7,5-8,9%, кунгур 3,1-3,3%), газовый фактор: девон – 120-399 м³/т, карбон, кунгур – 41-70.
- **Резервуары:** девон, нижний карбон – разнзернистые песчаники с прослоями алевролитов и плотных глин, разделяющих пласты на отдельные слои. Пласты выдержанные (за исключением С-IV – линзовидный). Мощности – до 100 м, эффективные нефтенасыщенные – до 36 м. Пористость 2-25%, проницаемость – 700-3500 мД (нижний карбон значительно лучше, чем девон). Залежи пластовые. ВНК в некоторых пластах наклонен на север (2-4 м) и восток (8-9 м). Дебиты до 215-340 т/сут.

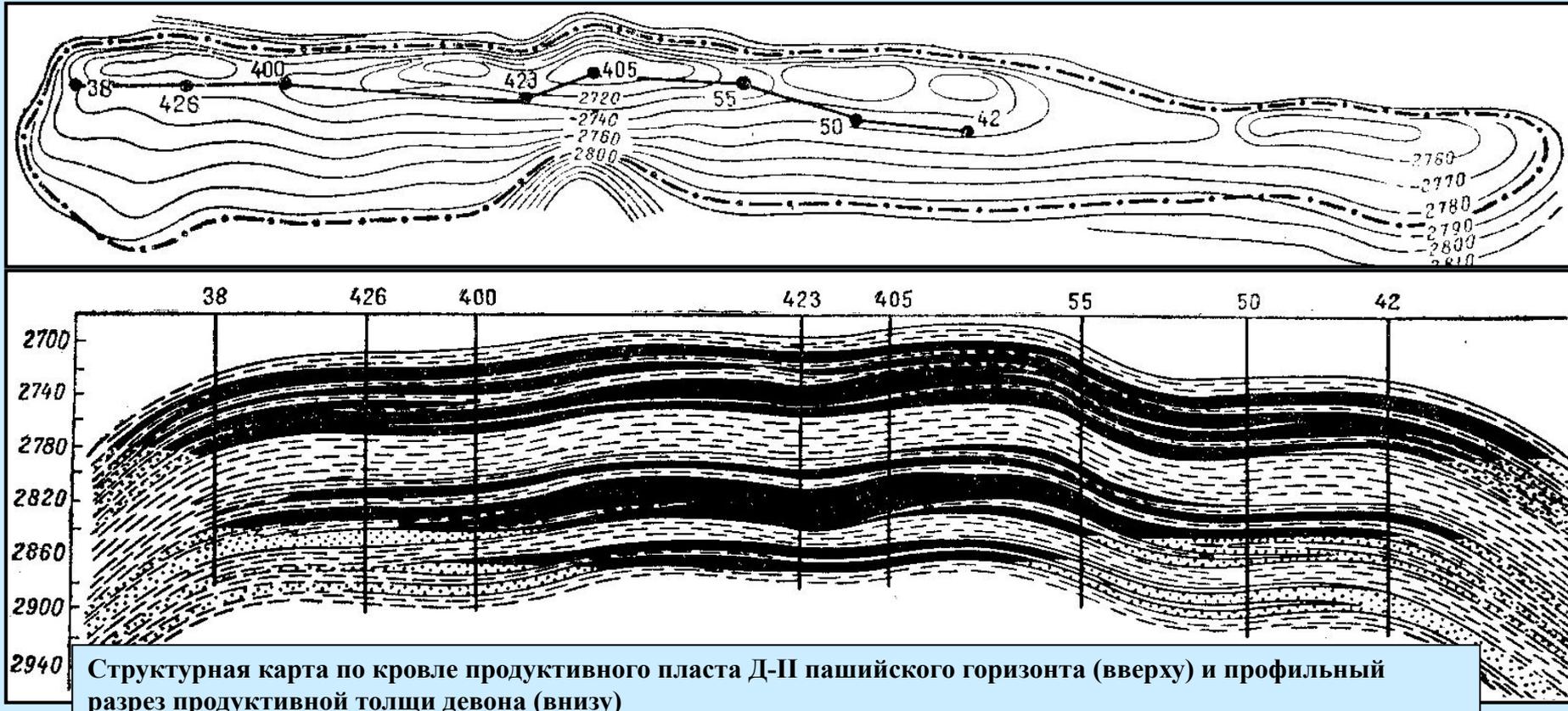


■ кунгур, казанский ярус (калиновская свита) – доломиты, участками ангидритизированные, тонкопористые, трещиноватые и кавернозные. Пористость – 2,3-31%, проницаемость 73-195 мД (кунгур лучше). Мощности пластов 1-17 м, эффективная нефтегазонасыщенная – до 9,5м. Залежи массивные. ВНК наклонен в северном и восточном направлениях. (Кунгур выработан в 1955, калиновский газ в консервации).

Мухановское месторождение

Три основных объекта разработки: 1-й – Пласты С1 и С1', 2-й – С2, С3, С4а и С4б, (все виле) 3-й – Д1, Д2, Д3', Д3, и Д4. Особенность продуктивного разреза на месторождении – легкая размываемость при бурении глинистых перемычек между пластами карбона с образованием больших каверн и поступление в нефтеносные горизонты вод из подстилающих/вышезалегающих водоносных частей других пластов (например, в пласты С2 и С3 из нижней части С1).

Продуктивные пласты 2 и особенно 3-го объектов обладают сложным литологическим строением – замещение, создающее прерывистость пласта.



Мухановское месторождение

1-й объект (пласт C_1 наиболее крупная залежь). Толщина 32-74 м, нефтенасыщенная в своде 51,2 м.

Максимальный уровень добычи до 4,5 млн.т/год (1957-1963 гг.), при дебитах 250-300 т/сут.



Схематические разрезы продуктивных отложений вдоль Мухановского вала : девонских (вверху) и нижнекаменноугольных (внизу)

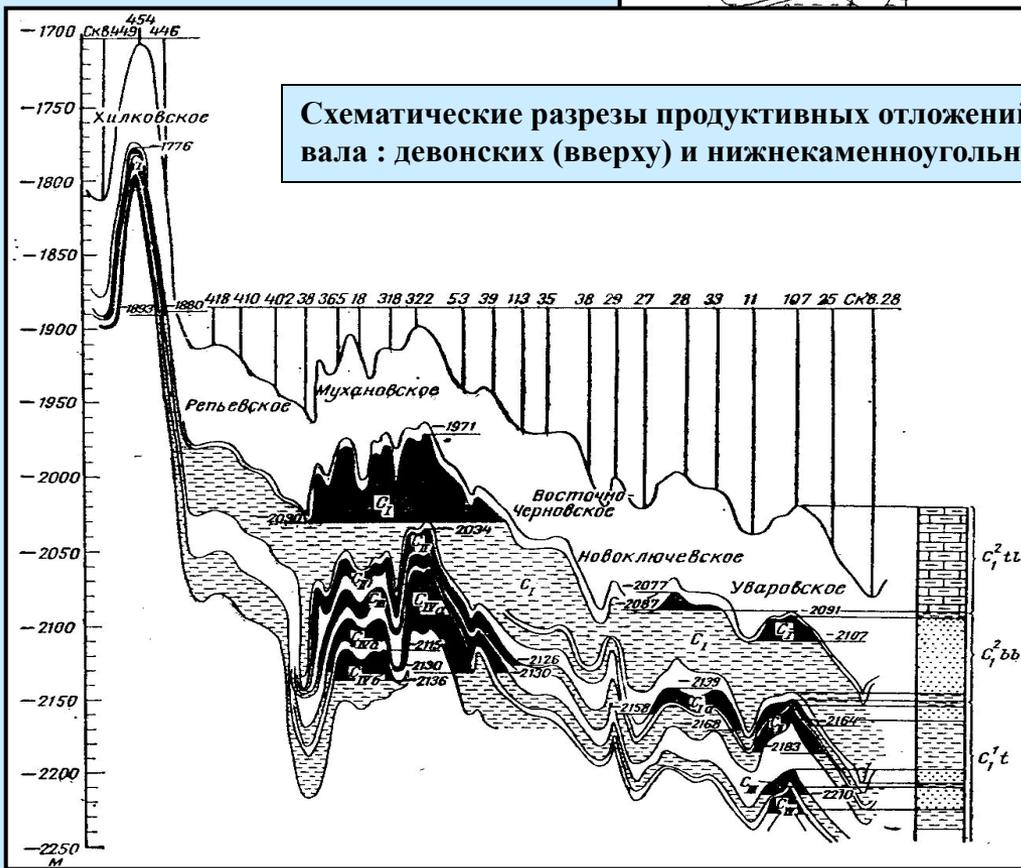
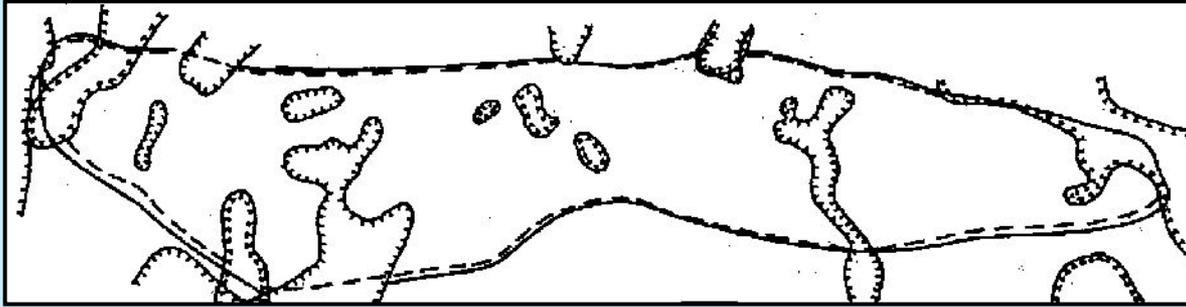


Схема разработки - добывающие скважины в виде трех рядов вдоль оси структуры по сетке 400x500м, расположенных в зоне наивысших эффективных нефтенасыщенных толщин. С технологической точки зрения заводнение высокопроницаемого пласта C_1 излишне.

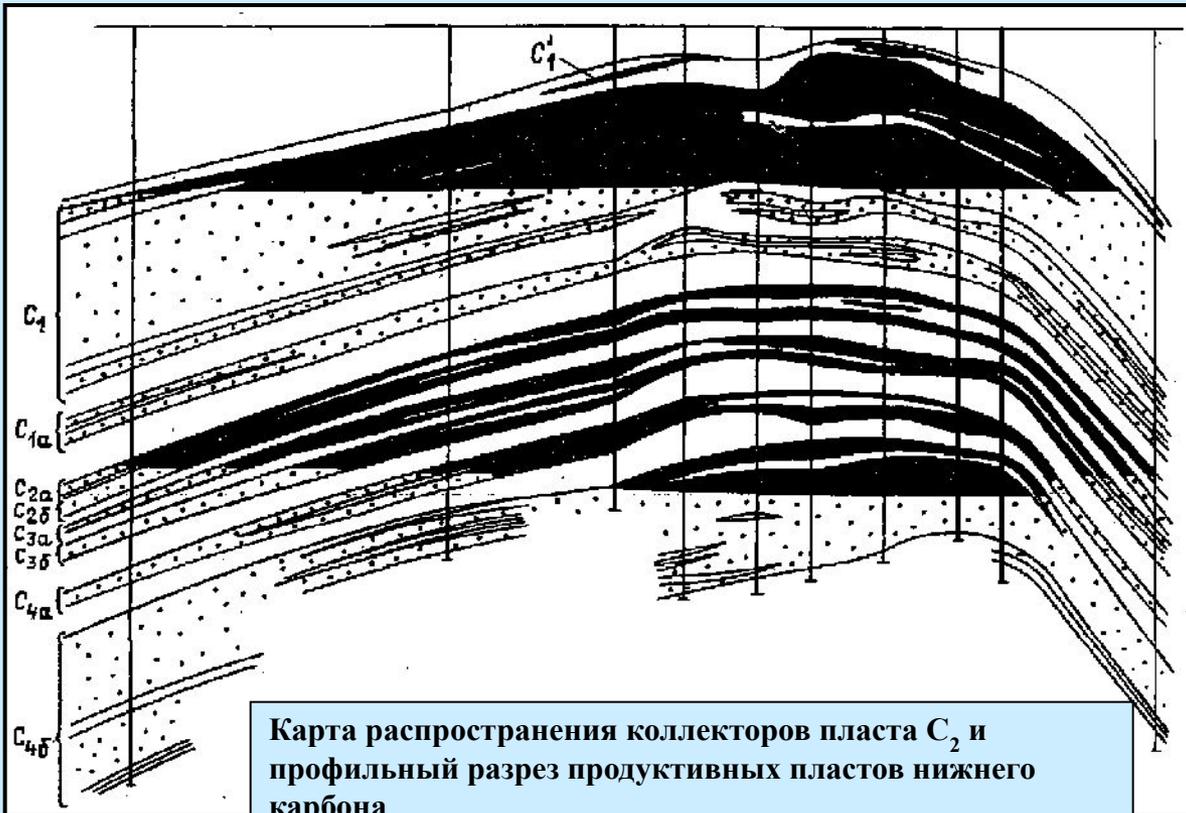
Мухановское месторождение

2-й объект разработки - визе

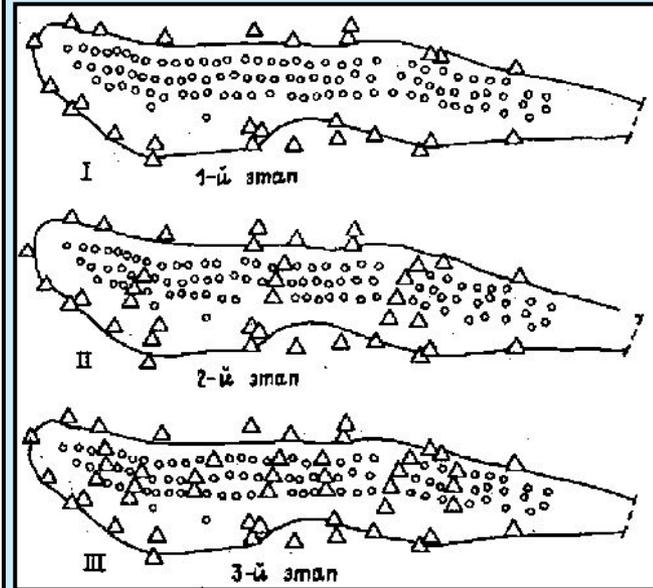


Все пласты разрабатывались совместно. Схема разработки - внутриконтурное заводнение и разрезание сперва на 6, а затем на 8 блоков (6 поперечных разрезающих рядов), для каждого самостоятельная сетка.

Максимальный уровень добычи **2млн.т/год**



Карта распространения коллекторов пласта C_2 и профильный разрез продуктивных пластов нижнего карбона



Системы заводнения продуктивных пластов C_2 и C_3 (нижний карбон)

Мухановское месторождение

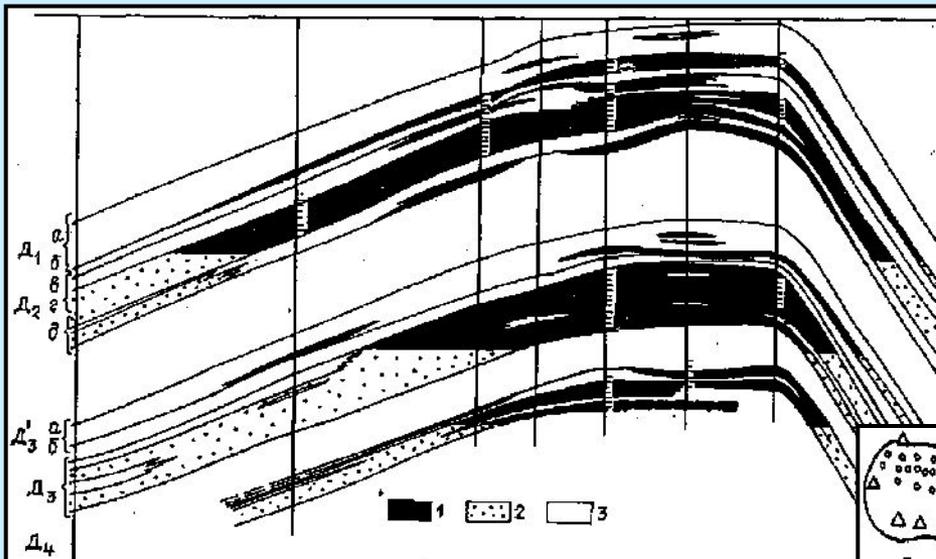
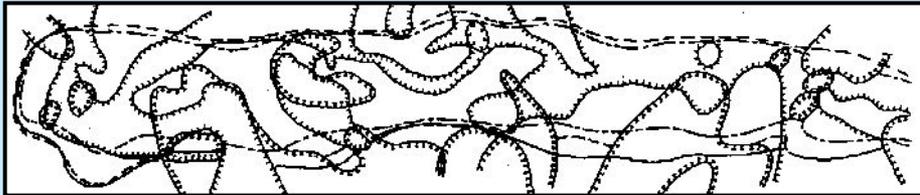
3-й объект разработки - девон

Пласты девона имеют сложное литологическое строение – каждый из них разделяется на несколько пропластков, имеющих часто линзовидное строение.

Схема разработки – вначале законтурное заводнение (неэффективно), затем – разрезание 5 рядами и применение очагового заводнения.

Разработка всех пластов объекта совместно оказалась малоэффективной.

Выработанность основных залежей месторождения 90-97%, обводненность продукции 90-95%.

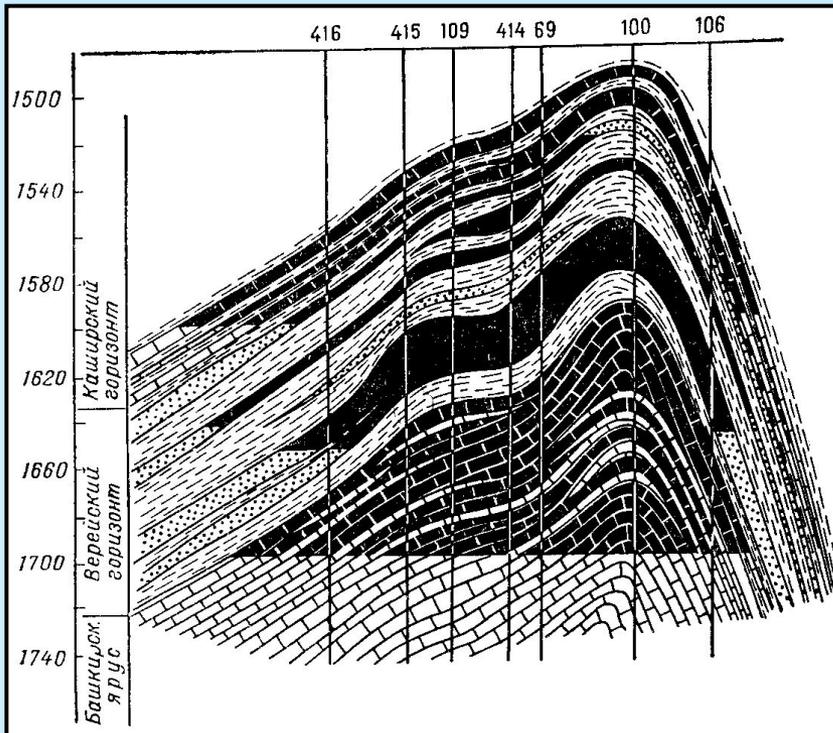
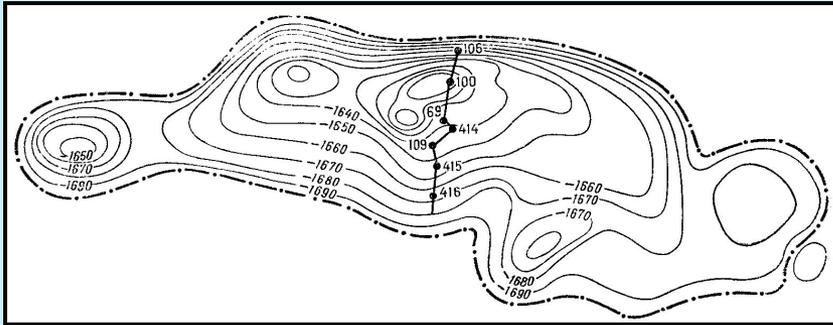


Карта распространения коллекторов пласта Д₂ и профильный разрез продуктивных пластов девона



Системы заводнения продуктивных пластов 3-го объекта

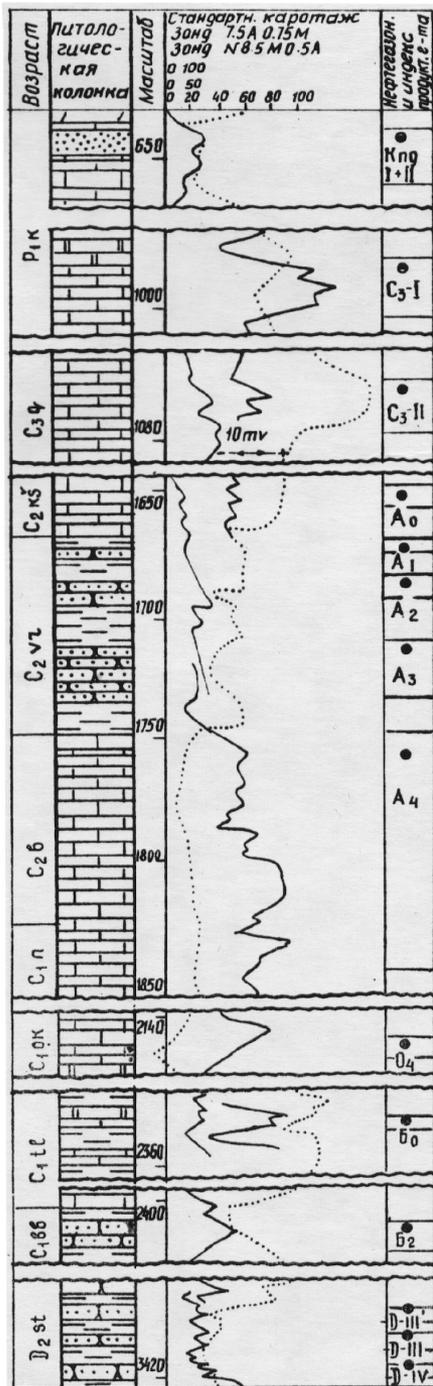
КУЛЕШОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ



Структурная карта по кровле пласта А-4 и
профильный разрез

- **Приурочено** к одноименному валу на восточном склоне Жигулевского свода.
- **Открыто** 1958. 57 разведочных скважин. В разработке с 1961.
- Асимметричная брахиантиклиналь. Северное крыло крутое (3-5°), южное положе (1-2°). Свод смещен к северу, осложнен тремя вершинами. Размеры поднятия 25x4 км, амплитуда 90 м..
- **Нефти.** Плотность и вязкость закономерно увеличиваются вверх по разрезу от 0,79 г/см³ и 2,3-2,4 сСт (девон), 0,80-0,82 и 2,8-7,9 (средний карбон) до 0,81-0,83 и 3,1-5,8 (верхний карбон-кунгур) соответственно. Похожая тенденция по сере и смолистости: 0,2 - 0,4% и 1,2-1,5% (девон), 0,6-1,0% и 3,2-7,1% (средний карбон), 1,0-1,4% и 4,7-8,1% (верхний карбон и кунгур). По перечисленным характеристикам резко выделяется нефть пласта А-0 (каширский горизонт) – она самая тяжелая (0,88), вязкая (22,3), сернистая (2,1) и смолистая (8,7). Все нефти парафинистые (3,4-5,6%), причем по этому параметру несколько более высокие значения характерны для девона. Максимальный газовый фактор в пласте Д-III (291 м³/т), минимальный в пластах А₄ и II (кунгур) (около 90). В остальных пластах от 120 до 170 – закономерностей распределения параметра нет.
- **Газ.** А-4 есть сероводород (до 2,8%), II (кунгур) до 43% азота, I (кунгур) до 81% азота
- Месторождение характеризуется сложными условиями залегания, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств и находится в поздней стадии разработки.
- Извлекаемые запасы на 1986 г по пласту А₃ были около 27 млн. т, коэффициент извлечения 0,56, по пласту А₄ около 63 млн.т, коэффициент извлечения 0,5.

Кулешовское месторождение

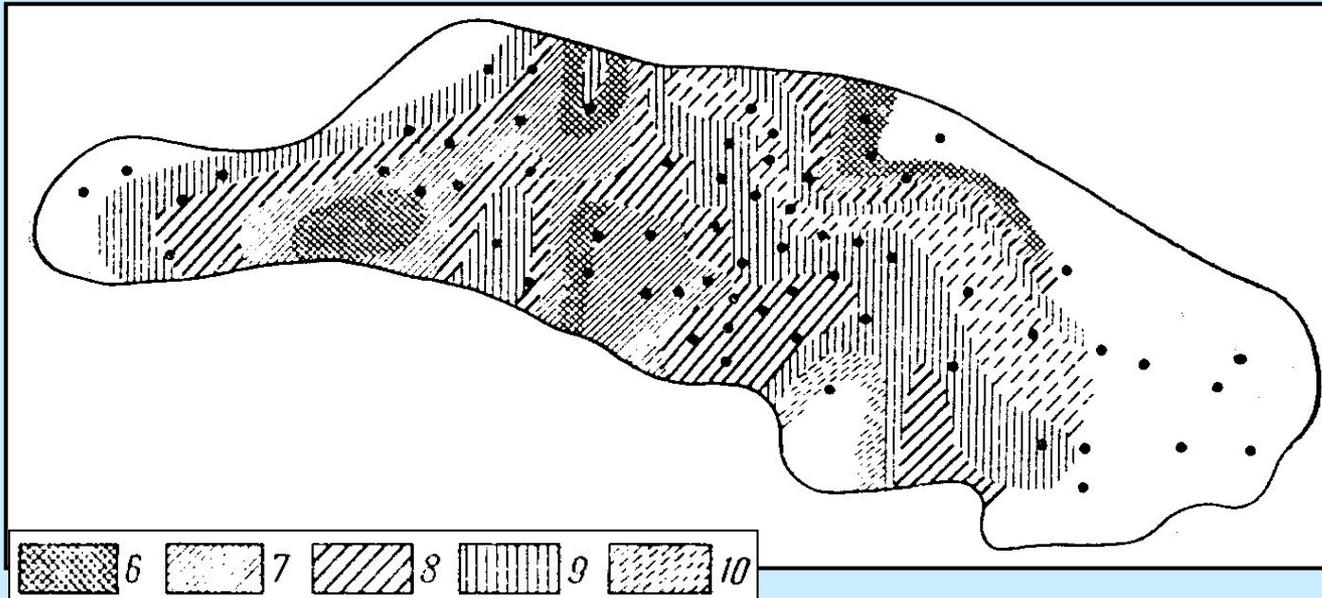


- Д-IV, Д-III средне- и мелкозернистые песчаники. Пористость до 15-16%, проницаемость до 56 мД. Дебиты соответственно до 70 т/сут и 340 т/сут (20 мм).
- Б-2 только на западном куполе. Дебит до 106 т/сут.
- А-4 (башкирский ярус) известняки в различной степени доломитизированные и доломиты, органогенно-обломочные, перекристаллизованные, кавернозные, участками трещинные. Пористость 11-34%, проницаемость 4-1089 мД. Общая мощность 10-106 м, нефтенасыщенная 8-60 м. Залежь массивная. Начальные дебиты 44-310 т/сут.
- А-3, А-2, А-1 (верейский горизонт) средне-тонкозернистые песчаники плохо отсортированные с глинистым, иногда ангидритовым цементом, переслаивающиеся с алевролитами и глинами. Пористость – 11-25,5%, проницаемость 0-1720 мД. Общая мощность 2-30 м, нефтенасыщенная 1,5-28. Дебиты до 200 т/сут. Залежи пластовые.
- II и I (гжельский ярус) органогенно-обломочные известняки, прослоями глинистые и доломиты ангидритизированные с редкими прослоями глин. Пористость 6-21%, проницаемость до 15 мД. Дебиты до 60 т/сут.
- II и I (кунгур) пелитоморфные и микрозернистые доломиты в различной степени сульфатизированные с примесью глинистого материала, иногда с прослоями ангидрита. Единый ВНК. Пористость 4-25%, проницаемость 0-25 мД. Мощность общая 12-33 м, эффективная газонасыщенная до 30 м. нефтенасыщенная до 11 м. Залежь пластовая с газовой шапкой. Дебиты до 6т/сут нефти и 21,5 м³/сут газа.

Разрез продуктивных отложений

- Две залежи на западном и центральном куполах – единый объект. Пласт сильно расчленен (на западном куполе 12 прослоев общей толщиной 16,4 м, на центральном до 20 пропластков толщиной от 0,3 до 40 м), коэффициент «песчанистости» 0,74. Размеры залежей 3,2х2 и 12,6х4,8 км. Залежи массивные.
- Соотношение добывающих и нагнетательных 2:1, всего скважин 131.
- Начальные дебиты в начале разработки до 300 т/сут. Максимальный уровень добычи 4 млн.т/год (1963), 3,9-4,0 держался 8 лет.
- Около 60% запасов добыто фонтанным способом благодаря поддержанию пластового давления.
- Пласт выработан практически на 90%.

Одним из показателей неоднородности пласта по данным гидродинамических исследований является коэффициент действующих мощностей (отношение суммарной мощности работающих пропластков к перфорированному интервалу).

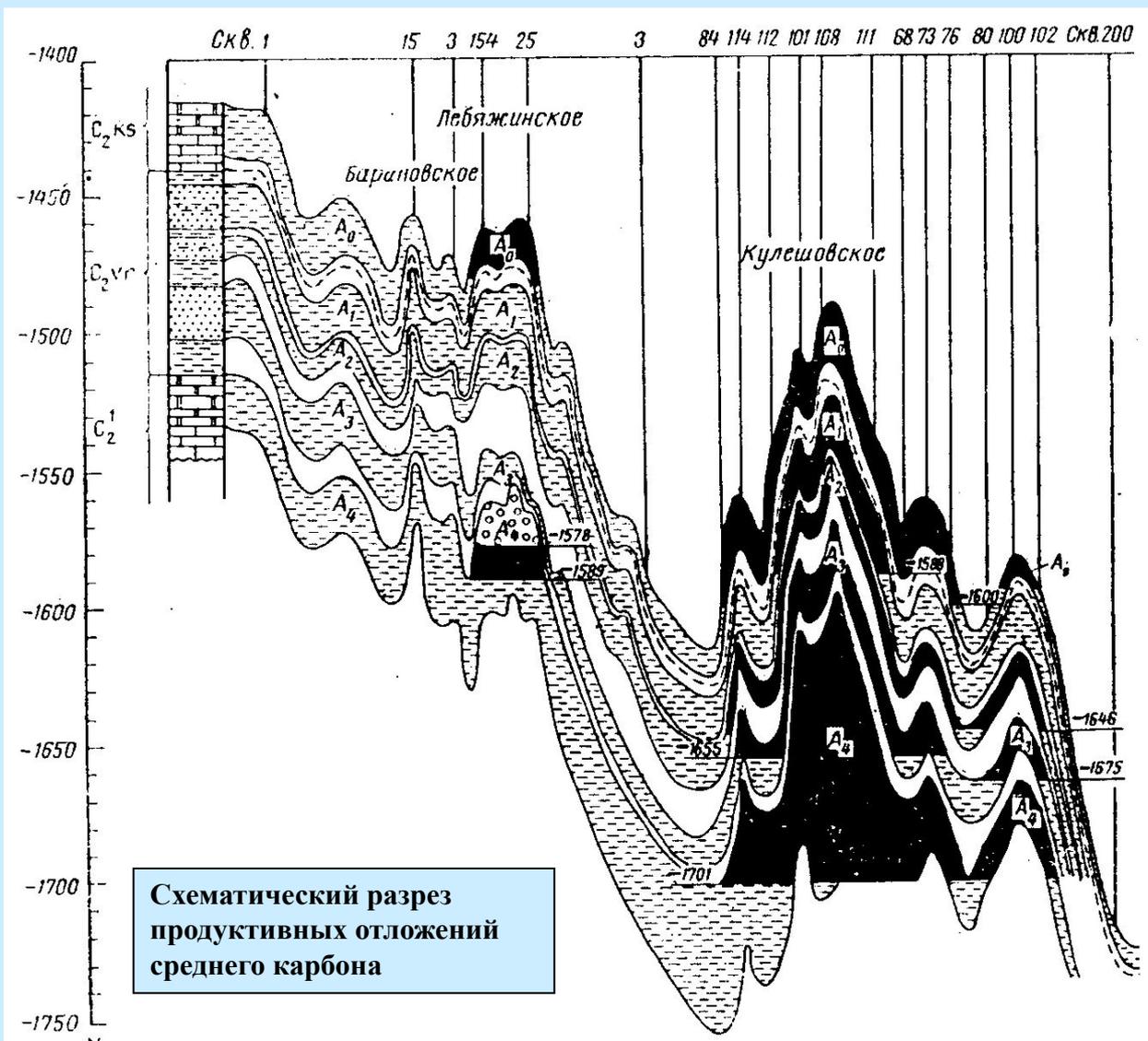


Схематическая карта значений коэффициента действующих мощностей пласта А₄.

6 – более 0,6, 7 – 0,6-0,5, 8 – 0,5-0,4, 9 – 0,4-0,3, 10 – менее 0,3

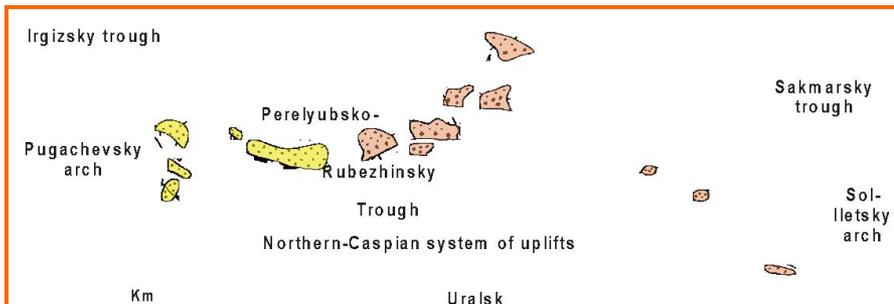
Кулешовское месторождение

Пласт А₃

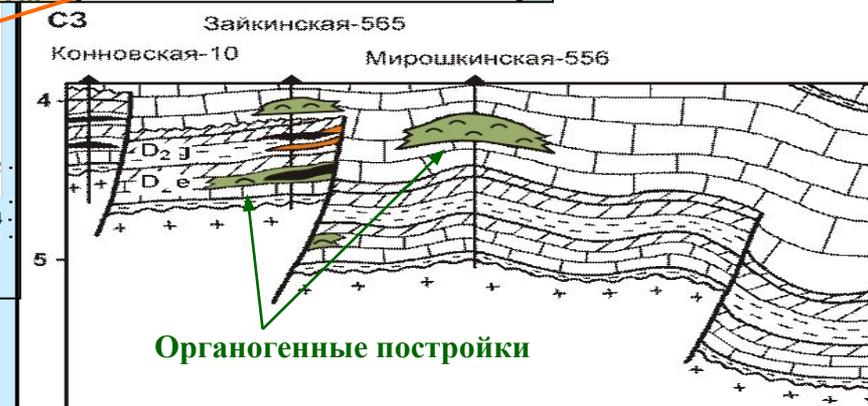
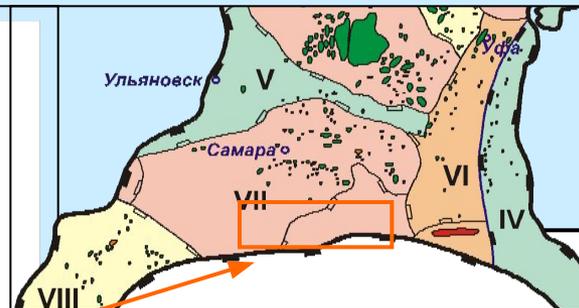


- Разнозернистые песчаники. Коллектор не выдержан по простирацию, местами на всех куполах замещается плотными породами. ВНК колеблется в связи с невыдержанностью коллектора. В пределах западного купола число прослоев 4, на центральном 11, на восточном 7. Коэффициент песчаности 0,83-0,9.
- Размеры залежей на разных куполах 3х2, 9,9х3,7, 1,4х2,6 км.
- Максимальная добыча нефти 2,7 млн. т/год (1968), удерживалась в течение трех лет,
- В настоящее время пласт выработан более чем на 98%. Обводненность продукции более 98%. Фонтанным способом из залежи отобрано более 85% запасов – из-за поддержки высокого пластового давления

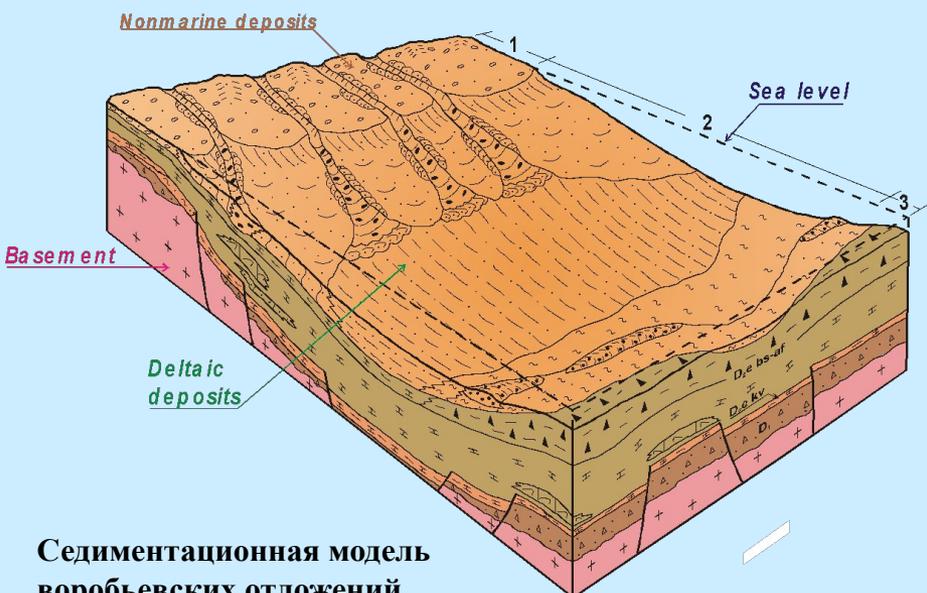
General Scheme of the Southern part of Buzuluk basin.



1 - 2 - boundaries (fault-line boundaries are shown by dotted line): 1 - main structures, 2 - subordinate structural elements; 2 - blocks (I, II, III, IV); 4 - faults, 5 - local structures; 6 - oil (a) and gas (b) fields, 7 - line of the cross-section.
 Drilling areas: 1 - Karachaganak, 2 - Koshinskaya, 3 - Tashlinskaya, 4 - Chinarevskaya, 5 - Rozhkovskaya, 6 - Dolinnaya, 7 - Talovaya, 8 - Miroshkinskaya, 9 - Zaikinskaya, 10 - Rostashinskaya, 11 - Garshinskaya, 12 - Konnovskaya, 13 - Vishnevskaya, 14 - Zapadno-Vishnevskaya, 15 - Perelyubskaya, 16 - Yuzno-Pervomayskaya, 17 - Zapadno-Stepnaya, 18 - Kuzybaevskaya, 19 - Vesenniaya.



Органогенные постройки



Седиментационная модель воробьевских отложений южной части Бузулукской впадины.

- В южной части Бузулукской впадины, вблизи границ с Прикаспийской синеклизой в отложениях среднего девона –нижнего франа открыто несколько средних и крупных по запасам месторождений нефти и газа.
- Они приурочены к приподнятым частям структурных ступеней, по которым нижние горизонты чехла погружаются в сторону ПКВ.
- В средне- (эйфель) и верхнедевонских отложениях здесь выявлены многочисленные биогермные постройки.
- «Терригенный девон» данного района отлагался в более «мористых» обстановках, чем в центральных частях Волго-Уральского НГБ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / *Абдулмазитов Р.Д., Баймухаметов К.С., Викторин В.Д.* и др. Издание в 2 т./ под. Ред. В.Е. Гавуры. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996.-Т.1.-280 с.
2. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции /*Максимов С.П., Киров В.А., Клубов В.А.* и др./ под. Ред. С.П.Максимова. – М.: Недра, 1970. 808 с.
3. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. М.: Недра, 1973.
4. Мкртчян О.М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты. М.: Недра, 1980
5. Родионова К.Ф., Максимов С.П. Геохимия органического вещества и нефтематеринские породы фанерозоя. – М.: Недра, 1981. 367 с.
6. Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. Нефтегазоносные комплексы и ловушки северной бортовой зоны Прикаспийской впадины. М.: Геоинформарк, 2000, 44 с.
7. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. – М.: Наука, 1979