

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

**КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ МОДЕЛИ  
И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ  
В ДОЮРСКОМ КОМПЛЕКСЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

Сборник научных трудов  
открытой научной конференции  
Сборник № 1, серия «Проект «Палеозой»

6, 21 июня 2018 г.

Томск 2018

УДК 553.98:551.73:550.8(063)

ББК 26.343л0

К65

**Концептуальные модели и возможные пути поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области** : сборник научных трудов открытой научной конференции / под ред. Н.П. Запивалова ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 131 с.

В сборнике представлены материалы, посвященные вопросам изучения отложений доюрского комплекса передовых ученых Томской и Новосибирской областей. Сборник содержит краткий очерк истории изучения доюрского комплекса Западной Сибири, а также практические рекомендации по поиску залежей нефти и газа в доюрском комплексе Томской области.

Сборник подготовлен в рамках распоряжения Правительства РФ от 14 января 2015 года о создании инновационного территориального центра «ИНО Томск» по освоению ТРИЗ с участием ООО «Газпромнефть-Восток» и проекта «Палеозой» по освоению нефтегазоносных доюрских образований Томской области с реализацией на базе Томского политехнического университета.

Предназначен для студентов, аспирантов, молодых ученых, начавших свой научный путь в изучении сложного вопроса поиска залежей в доюрском комплексе, а также для геологов и инженеров, непосредственно связанных с изучением данного вопроса на производстве.

**УДК 553.98:551.73:550.8(063)**

**ББК 26.343л0**

**Редактор** – Запивалов Николай Петрович – действительный член Российской академии естественных наук (РАЕН), доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН.

***Уважаемые коллеги!***

Перед Вами сборник научных трудов, посвященных изучению доюрского комплекса Томской области. Данный сборник является результатом открытой встречи Томских и Новосибирских ученых, равнодушных к изучению сложного и интересного вопроса нефтегазоносности доюрского комплекса. Сборник подготовлен в рамках проекта «Палеозой», выполняемого Томским политехническим университетом по договору с компанией ГазпромНефть-Восток согласно распоряжению Правительства РФ от 14 января 2015 года о создании инновационного территориального центра «ИНО Томск» по освоению ТРИЗ.

Представленный сборник является первым выпуском серии сборников в электронном виде, посвященных изучению доюрского комплекса в Томской области. Следующий сборник ожидается выпустить в декабре 2018 года. Приглашаем Вас принять участие в совместном изучении доюрского комплекса и присылать материалы для следующего выпуска по электронной почте: [KonoshonkinDV@hw.tpu.ru](mailto:KonoshonkinDV@hw.tpu.ru) (Коношонкину Дмитрию Владимировичу).

## СОДЕРЖАНИЕ

Запивалов Н.П. <i>«О нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири»</i> .....	5
Ростовцев В.В., Липихина Е.Ю., Ростовцев В.Н. <i>«Направления поиска палеозойской нефти в Томской области»</i> .....	21
Белозеров В. Б. <i>«Возможные подходы и нерешенные вопросы прогноза нефтегазоносности образований палеозойского фундамента»</i> .....	29
Меркулов В.П. <i>«О роли гравимагнитных методов при изучении геологического строения и перспектив нефтегазоносности палеозойского комплекса отложений (на примере Нюрольской впадины)»</i> .....	41
Столбов Ю.М., Бочаров Е.И. <i>«Возможности прикладной ядерной литогеохимии при решении задач поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области»</i> .....	64
Шалдыбин М.В. <i>«Геология и нефтегазоносность бассейна Омана»</i> .....	77
Макаренко С.Н., Татьяна Г.М. и Савина Н.И. <i>«О необходимости биостратиграфического мониторинга зон нефтегазонакопления в доюрском комплексе Томской области»</i> .....	81
Трушкин В.В. <i>«Перспективы палеозойских гранитных образований Томской области на примере Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти»</i> .....	90
Степанов Д.Ю., Сысолятина Г.А. <i>«Развитие и совершенствование методики интерпретационной дообработки сейсмических данных»</i> .....	111
Исаев Г.Д. <i>«Критерии «вторичности» формирования залежей нефти и газа»</i> .....	121

## О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Запывалов Николай Петрович  
Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. акад. А.А. Трофимука СО РАН  
E-mail: [ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru](mailto:ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru)

**В докладе Запывалова Н. П.** был дан очерк истории изучения палеозоя, выделены ключевые ученые, занимающиеся данной проблемой. Наглядно, на блок-диаграмме, показана сложность строения объекта изучения. Подчеркнуто, что изучаемый объект корректнее называть доюрским комплексом, а не доюрским фундаментом. Описана история открытия Малоичского месторождения. Подчеркнута важность испытателей пластов. Были выдвинуты следующие предложения:

1. Заменить термин «палеозой» на «доюрский комплекс»;
2. Нельзя путать ресурсы и запасы доюрских комплексов с остаточными ТРИЗ в юрских и меловых терригенных комплексах Западной Сибири;
3. Необходимо обновить всю геолого-геофизическую и промысловую информацию по Западной Сибири, особенно по Томской области;
4. Пересмотреть прогнозные и поисковые концепции. Не следует искать особые региональные нефтематеринские толщи. Видимо, имеются отдельные генерационные очаги;
5. Рекомендовать глубокие скважины и соответствующие геофизические исследования в наиболее интересных блоках и участках;
6. В процессе изучения углеводородного потенциала отдельных крупных блоков доюрских комплексов можно обозначить новые глубинные источники энергии (петротермальные, гидротермальные) в осязаемых количествах;
7. Необходимо подготовить соответствующих специалистов в области скважинного освоения перспективных объектов в доюрских комплексах;
8. Желательно привлекать в «Проект» студентов, магистрантов и аспирантов ТПУ;
9. Предлагаются конкретные организационные формы выполнения этого крупнейшего «Проекта»;
10. Девизом исполнителей «Проекта» должна быть формула 3Д: Думать, Действовать, Достигать!

*Запивалов Николай Петрович*

Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. акад. А.А. Трофимука СО РАН

# О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

*«Нам нефть из недр  
не поднесут на блюдце»*

*(Владимир Высоцкий)*

1

Палеозойская нефть в Западной Сибири имеет особую историю: научную, профессиональную, эмоционально-амбициозную. Геолого-геофизические построения 1960-х годов и позднее предусматривали, что главные скопления нефти и газа сосредоточены только в осадочном терригенном мезозое, который залегает на разновозрастном «фундаменте». Бурили только до вскрытия «фундамента». Но были отмечены признаки и притоки нефти из палеозойского «фундамента».

Формируя *в 1969 году* планы на перспективу, Новосибирские геологи обозначили *палеозойское поисковое направление* в качестве *основного*. Пришлось много спорить и убеждать коллег и руководителей, и в Сибири, и особенно в Москве.

Вдохновителем этого направления был академик *А.А. Трофимук*. Доклад в день своего 85-летия (*16 августа 1996 г.*) Андрей Алексеевич назвал: «Палеозой – золотая подложка Западной Сибири». Андрей Алексеевич умер 24 марта 1999 г.

2



Новосибирск, 1997

**«Так жизнь  
скудна,  
когда  
боренья  
нет»**

*(М.Ю. Лермонтов,  
1831 г.)*

3



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВСТУПИТЕЛЬНОЕ СЛОВО (академик Н. Л. Добрецов) .....	3
ПРЕДИСЛОВИЕ .....	5
Г л а в а 1. СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ .....	11
Г л а в а 2. ДЕСЯТИЛЕТИЕ ПЕРВОЕ (1958—1967) .....	28
Г л а в а 3. ДЕСЯТИЛЕТИЕ ВТОРОЕ (1968—1977) .....	51
Г л а в а 4. ДЕСЯТИЛЕТИЕ ТРЕТЬЕ (1978—1987) .....	81
Г л а в а 5. ДЕСЯТИЛЕТИЕ ЧЕТВЕРТОЕ (1988—1997) .....	156
Г л а в а 6. ПРОБЛЕМА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ТРИАСА, ПАЛЕОЗОЯ И ПРОТЕРОЗОЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....	206
Г л а в а 7. ВОЗМОЖНАЯ ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА ТРИАСОВОГО, ПАЛЕОЗОЙСКОГО И ДОПАЛЕОЗОЙСКОГО ЭТАЖЕЙ .....	296
ЗАКЛЮЧЕНИЕ "ИТОГИ БОРЕНИЯ" .....	333
ПОСЛЕСЛОВИЕ .....	354

4

**Примечательна дискуссия А.А. Трофимука с рецензентами  
Ф.Г. Гулари и В.С. Вышемирским.**

**Ф.Г. Гулари:**

«Трудно согласиться с утверждением А. А. Трофимука, что на месторождениях Малоичском и Верх-Тарском уже обнаружены высоко-продуктивные залежи в выступах карбонатных отложений верхнего девона. На Малоичском месторождении большинство пробуренных скважин оказались непродуктивными». стр. 365

**А.А. Трофимук:**

Установлено, что на Малоичской площади из 20 пробуренных скважин 10 оказались продуктивными. Из них 4 с суточным дебитом более 100 тонн. стр. 365

**В.С. Вышемирский:**

А.А. Трофимук изменяет свою точку зрения относительно включения в главную зону нефтеобразования кроме мезокатагенеза также и апокатагенеза. стр. 367

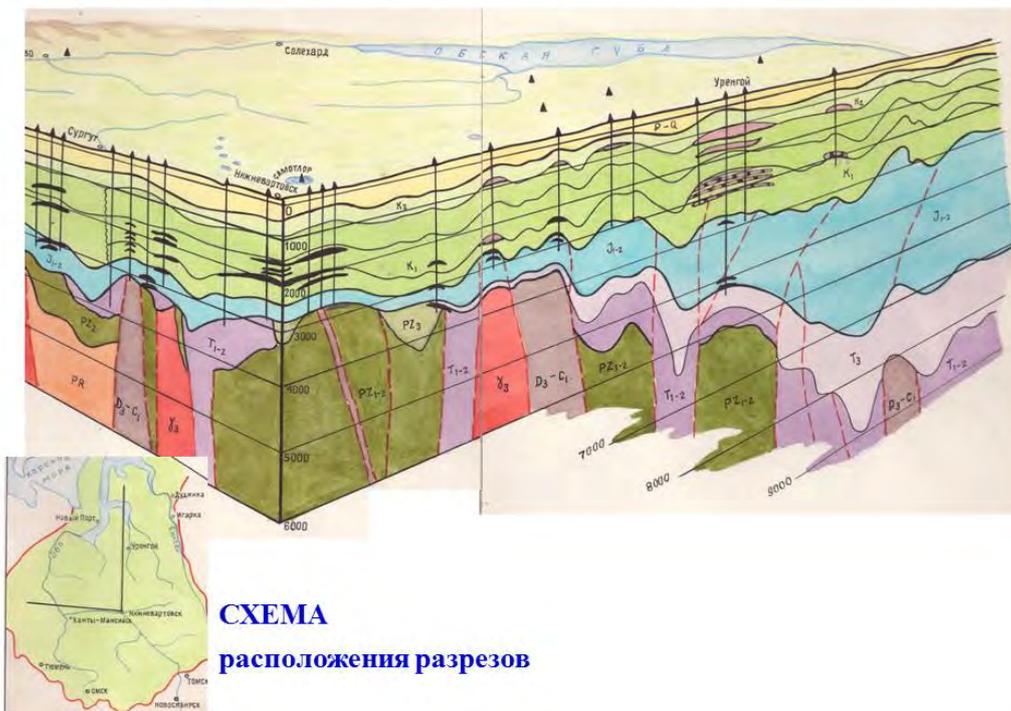
**А.А. Трофимук:**

Нижняя граница зоны нефтеобразования должна быть понижена до глубины 8000-10000 м. Бурением глубоких скважин доказано, что на этих глубинах нефтеобразование происходит не только в условиях мезокатагенеза, но и в условиях апокатагенеза. Расширение границ зон нефтеобразования сопровождается существенным ростом прогнозной оценки ресурсов углеводородного сырья. стр. 333

**Таким образом, парадигма А.А. Трофимука не «устарела».  
Напротив, она устремлена в будущее.**

5

**Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. Блок-диаграмма. Вариант 1982 г.**



6



МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР  
Новосибирское производственное геологическое объединение  
«НОВОСИБИРСКГЕОЛОГИЯ»  
Институт геологии и геофизики СО АН СССР

## ПАЛЕЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ – НОВЫЙ ОБЪЕКТ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ

**Альбом** составлен коллективом геологов и геофизиков  
ПГО «Новосибирскгеология»  
под руководством генерального директора Н.П. Запивалова.  
Консультант академик АН СССР А.А. Трофимук

*Составители:*

Ю.Н. Варакин, В.С. Вышемирский (ИГиГ СО АН СССР),  
Л.В. Залазаева, Н.П. Запивалов, Б.Н. Кольванова, В.А. Минько,  
Б.С. Мишинов, В.И. Московская, И.А. Пехтерева, М.Н. Птицына,  
З.Я. Сердюк, И.Ф. Шамшиков, С.М. Яшина.

Альбом удостоен Бронзовой медали на ВДНХ СССР

Новосибирск 1982 г.

### Представление

С большим удовлетворением представляю коллективную работу производственников из НПО «Новосибирскгеология» и ученых из Института геологии и геофизики СО АН СССР (академик А.А. Трофимук, профессор В.С. Вышемирский), посвященную чрезвычайно важному и перспективному направлению в Западной Сибири.

В работе подробно освещены геологический, геофизический, геохимический, литологический и другие аспекты комплексного изучения и обобщения данных по палеозою Западной Сибири. Особенно подробно представлено Малочское месторождение нефти в Новосибирской области, которое разрабатывается в настоящее время.

Хотя работа выполнена в 80-е годы прошлого столетия, она не утратила своей актуальности и в наши дни. Обращение к работам прошлых лет дает новый импульс к развитию современных знаний и ключ к успеху в делах нынешних.

В 1982 г. этот труд был заслуженно удостоен бронзовой медали ВДНХ СССР «За достигнутые успехи в развитии народного хозяйства СССР».

Тираж этого издания небольшой, но он безусловно будет востребован производственниками и учеными, а также в сфере высшего профессионального образования.

Директор Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН  
д. т. н., академик РАН  
**Михаил Иванович Эпов**

АКАДЕМИЯ НАУК СССР  
 ОРДЕНА ЛЕНИНА СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ  
 ИНСТИТУТА ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ ИМ. 60-ЛЕТИЯ СОЮЗА ССР  
 ЛАБОРАТОРИЯ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

# АТЛАС

## ПАЛЕОЗОЙСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Запивалов Николай Петрович  
 Ситникова Людмила Петровна

Научный консультант Трофимук Андрей Алексеевич

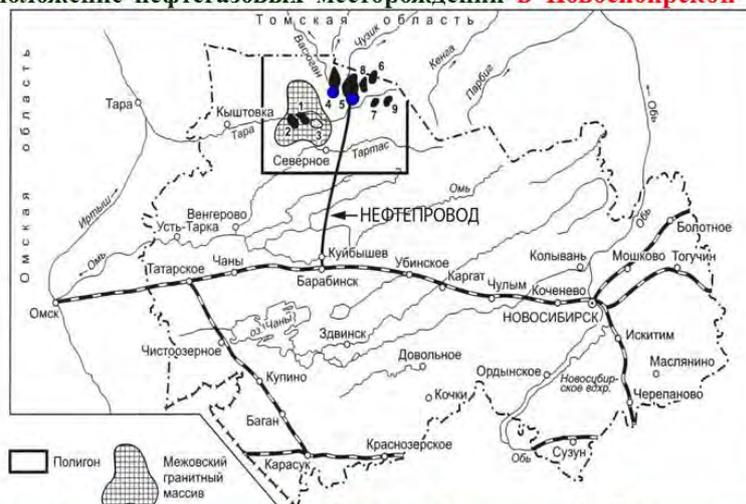
г. Новосибирск  
 1990 г.

### О нефтяном полигоне

### Самая южная нефть – в Новосибирской области

В Северном районе открыто 9 нефтегазовых месторождений. Верх-Тарское и Малоличское месторождения уже дали более 12 млн т высококачественной нефти.

### Расположение нефтегазовых месторождений в Новосибирской области



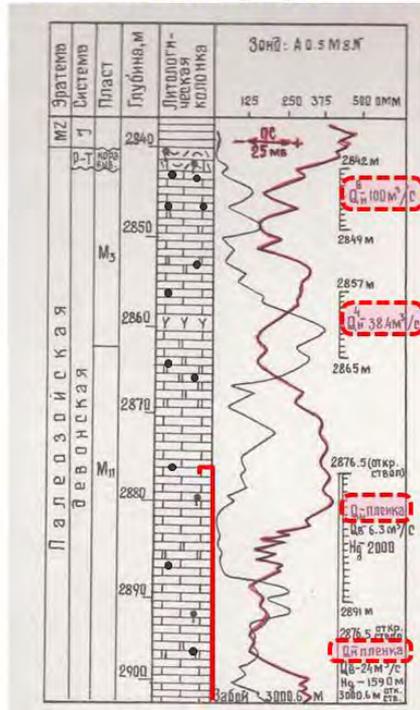
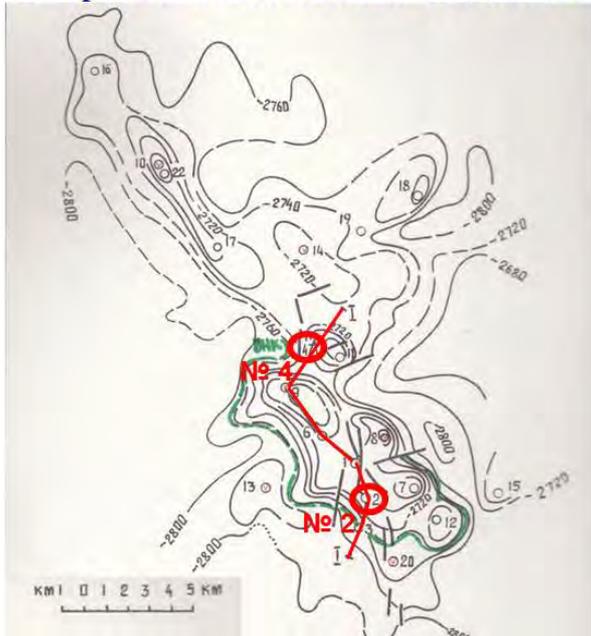
Месторождения: 1 – Межовское, 2 – Восточно-Межовское; 3 – Веселовское (газовое); 4 – Малоличское; 5 – Верх-Тарское; 6 – Ракитинское; 7 – Тай-Дасское; 8 – Восточно-Тарское; 9 – Восточное. В границы Полигона входят все лицензионные участки.

В 1974 году был получен мощный фонтан нефти на Малоичской площади из девонских рифов.

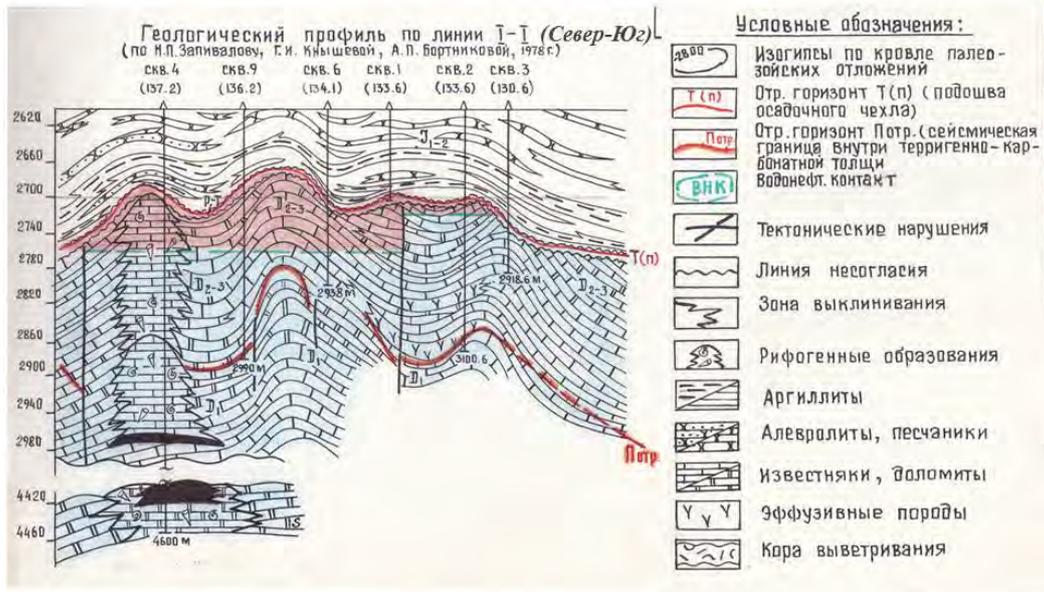
**Малоичское месторождение**

**Геологический разрез скв. 2**

**СТРУКТУРНАЯ КАРТА по кровле палеозойских отложений**



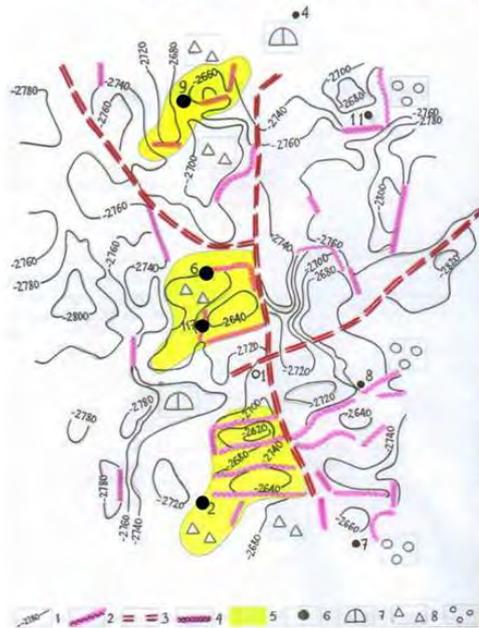
**Малоичское месторождение**







**Обзорная схема Малоичского месторождения  
(с учетом результатов трехмерной сейсморазведки).  
Вариант 2004 г.**



- 1 – изогипсы поверхности карбонатных палеозойских пород (м);
- 2 – субвертикальные зоны эрозионно-тектонических выступов;
- 3 – предполагаемые глубинные разломы;
- 4 – тектонические нарушения;
- 5 – очаги вторичной доломитизации;
- 6 – скважины, давшие приток нефти; литофацции;
- 7 – органогенных рифов,
- 8 – передового шлейфа и зарифовой лагуны

3

**Обзорная карта палеозойских объектов**



4

## Выводы

1 К настоящему времени в древних породах Западной Сибири (докембрий и палеозой) открыто более **100** залежей нефти и газа. Значительных скоплений нефти насчитывается **24**.

Необходимо отметить, что залежи и нефтепроявления установлены **в самых разнообразных породах: карбонатах, кремнисто-глинистых толщах, песчаниках и гравелитах, кварц-серицитовых сланцах** и даже **в гранитах**.

В разработке находится значительное количество месторождений: Малоичское, Чкаловское, Герасимовское, Медведевское, Северо-Варьеганское, Арчинское, Урманское, Новопортновское и др.

На **Урманском месторождении** (Томская область) уже добыто **2 млн 513 тыс** тонн нефти и **156 тыс** тонн конденсата (на 01.01.2016). На **Малоичском месторождении** (Новосибирская область) получено **1 млн** тонн нефти.

5

2 Основная залежь нефти на Малоичском месторождении приурочена к органогенно-обломочным известнякам и **метасоматическим** доломитам (**Малоичские скв. 2, 4, 6, 9**). Из них получены притоки нефти до **150-200 м<sup>3</sup>/сут.** Открытая пористость достигает **6-12%**, а проницаемость – **0,088 мкм<sup>2</sup>**. Тип коллектора – порово-трещинный.

Современный уровень катагенеза органического вещества характеризуется стадиями **МК<sup>2</sup>-МК<sup>3</sup>** ( **$R_{0vt} = 0,9-1,6\%$** ), что свидетельствует о том, что эти отложения и сегодня находятся в пределах главной зоны нефтегазообразования (ГЗН) – **major maturity**.

6

3

Видимо, преобладают **молодые** процессы генерации и аккумуляции. Эта концепция снимает многие вопросы о сохранности залежей, о разрушающем действии длительных перерывов, о мантийном происхождении УВ и т.д.

Новая научная парадигма предусматривает необходимость прогноза, поисков, разведки и освоения нефтегазовых месторождений на основе видения **современных геофлюидодинамических процессов в породно-флюидных объектах**.

Термин и понятие «доюрский **фундамент**» является некорректным и устаревшим.

Можно утверждать, что поиски нефти **в древних толщах** Западной Сибири, представляющих самостоятельные нефтегазоносные этажи и объекты (**рифей-венд, палеозой**) могут привести к открытию новых крупных и высокодебитных месторождений **очагового** характера.

7

## Неопределенность и риски в прогнозе, разведке и добыче нефти

*Неопределенности и риски – неизбежные спутники в нефтегазовом деле. Как их определять и учитывать, чтобы получить желаемый результат?*

Имеются следующие риски:

- ❖ Ч – человеческий фактор: профессионализм кадров всех уровней, включая менеджмент;
- ❖ Г<sub>1</sub>, Г<sub>2</sub>, Г<sub>3</sub>, – геологическая, геофизическая и географическая информация в полном объеме, с обобщающими моделями;
- ❖ Т<sub>1</sub>, Т<sub>2</sub> – техника и технология с учетом инновационного набора методик и систем эффективного управления производственными процессами;
- ❖ Э, К – экологические факторы и природные катастрофы;
- ❖ Ф – финансовые возможности;
- ❖ П – геополитические факторы.

$$P = Ч + Г_1 + Г_2 + Г_3 + Т_1 + Т_2 + Э + К + Ф + П$$

*Все эти факторы надо рассматривать в динамике. Некоторые из них могут быть определяющими, отдельные риски можно не учитывать. Это зависит от многих обстоятельств.*

8

## Некоторые уточнения и предложения

① Термин «*Палеозой*» следует считать *условным*, так как в этот комплекс фактически входят рифей, венд и собственно палеозой. Это во всех отношениях «*особая планета*», которую нам еще предстоит познавать детальнее, чем космос.

Поэтому термин «Палеозой» следует заменить на «*Доюрский комплекс*» (ДЮК). Надо учитывать, что ДЮК имеет *блоковый характер*.

② Предлагается *заново изучить* всю геолого-геофизическую промысловую информацию по Западной Сибири или по отдельным регионам, особенно *по Томской области*.

Мною лично и в соавторстве опубликовано более *200* статей и монографий, начиная *с 1962 г.* Есть много и других работ, особенно томских геологов. Многое надо уже уточнять.

③ Пересмотреть *прогнозные и поисковые концепции*. Не следует искать особые региональные нефтематеринские толщи. Видимо, имеются отдельные генерационные очаги.

Уточнить прогнозную эффективность сейсморазведочных, палеогеографических и других подходов.

④ Рекомендовать *глубокие опорные скважины* и соответствующие геофизические исследования в наиболее интересных блоках и участках.

⑤ И самое главное:

*Кадры решают все!*

Не будет инновационно мыслящих менеджеров, геологов, геофизиков, буровиков – не будет успеха.

И особенно это касается испытателей пластов!

*(Репин, Подобин, Пешков)*

## Как выполнять «Договор»

- ① Создать специальную *информационную группу* по сбору и обработке всей имеющейся и новой геолого-геофизической и промышленной информации по всей территории Томской области.
- ② Специальным распоряжением обязать недропользователей и участников работ на всех лицензионных участках систематически и незамедлительно *предоставлять все* полученные по доюрским комплексам *материалы и отчеты* в распоряжение информационной группы «Договора».
- ③ Создать из исполнителей «Договора» и привлеченных экспертов *рабочие группы по отдельным видам исследований*: стратиграфия, литология, геохимия, тектоника, сейсмика и т.д.
- ④ Все проекты производственных работ на лицензионных участках, особенно по бурению, должны *согласовываться* с ответственными исполнителями «Договора».
- ⑤ В течение 2018 года рабочая информационная группа «Договора» составит *набор моделей строения* (блок-диаграмм) всей Томской области с расшифровкой доюрского комплекса до глубин *5 км и 10 км*. Особое значение это имеет для *Нюрольской впадины*.
- ⑥ *График и режим* работ участников «Договора»: Группы по направлениям (модулям) обсуждают ход и результаты работ *ежеквартально*. Общие рабочие встречи всех участников «Договора» проводятся *2 раза в год* с выдачей промежуточных (годовых) отчетов.

11

12

## Внимание!

Западная Сибирь, включая и Томскую область, благодаря ускоренному изучению углеводородного потенциала отдельных крупных блоков ДЮК может получить *новые глубинные источники энергии* (петротермальные, гидротермальные) в осязаемых количествах.

Безусловно, мы получим *новую ценную глубинную информацию!*

Пример: *Баку.*

13

### Предварительный план и программа исследовательской работы по Проекту «Нефтяной палеозой Томской области» (2018-2022 гг.):

1. Целевая обработка собственных публикаций и материалов по нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири, включая Томскую область (1972-2018 гг.).
2. Тщательный анализ и современное обобщение материалов по нефтегазоносности палеозоя на Малоичском месторождении.
3. Построение и коллективное обсуждение блок-диаграмм Томской области на основе литолого-стратиграфических и геофизических данных.
4. Анализ новых работ и исследований по нефтегазоносности палеозоя Томской области из разных источников.
5. Целевое ознакомление с результатами геофизических и геохимических исследований.
6. Рассмотрение концепций и точек зрения об источниках нефтегазообразования в доюрских комплексах.
7. Рассмотрение возможности развития комплексного флюидодинамического подхода для прогноза продуктивных зон в палеозое, в том числе с использованием аналитических возможностей Томского исследовательского ядерного реактора.

8. Изучение эффективности использования литолого-стратиграфических прогнозов.
9. Изучение материалов и создание концепции нефтегазоносности гранитоидных комплексов Томской области.
10. Определение достоверности и эффективности геофизических и дистанционных методов: сейсмика, гравика, магнитка, космические снимки, анализ новейшей тектоники (современные данные).
11. Изучение материалов и результатов ГИС, включая газовый каротаж палеозойских комплексов в пробуренных скважинах.
12. Изучение методики, результатов опробования и достоверности испытаний палеозойских интервалов в пробуренных скважинах Томской области.
13. Определение представительности кернового материала из доюрских комплексов в пробуренных скважинах и оценка значимости лабораторных видов исследований.
14. Предусмотреть проведение поисково-оценочных работ методом DFM для уточнения современных фильтрационных потоков в прогнозируемом объекте.
15. Ориентировочный прогноз и возможность картирования нефтегазовых зон с различным породным наполнением доюрских комплексов.
16. Создание совместно с коллегами концепции прогноза очагов нефтеносности в доюрских комплексах Томской области.

Предполагается тесное сотрудничество с руководством и коллегами по выполнению Договора, а также с сотрудниками «Газпромнефть-Восток».

Предлагается проводить ежеквартальные рабочие совещания активных участников «Проекта» по наиболее важным проблемам и результатам.

Предусматриваются ежемесячные информационные сообщения, промежуточные и годовые отчеты в течение договорного срока.

Планируется подготовка ежегодных публикаций совместно с коллегами и сотрудниками Газпромнефть-Восток».

## НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКА ПАЛЕОЗОЙСКОЙ НЕФТИ В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

В.В. Ростовцев<sup>1</sup>, Е.Ю. Липихина<sup>1</sup>, В.Н. Ростовцев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет

<sup>2</sup>Акционерное общество «ТОМКО»

E-mail: [tomkoinc@gmail.com](mailto:tomkoinc@gmail.com)

Дискуссии о наличии нефти в палеозойских отложениях Западной Сибири были начаты в 30-х годах прошлого столетия. Впервые, на перспективы нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири указал в 1932 году академик И.М. Губкин. Он основывался на геологическом сходстве строения палеозойских отложений Кузбасса с некоторыми палеозойскими нефтегазоносными районами Северной Америки. В этот период времени перспективами палеозоя занимались и томские исследователи: Усов М. А., Коровин М.К., Сперанский Б.Ф., Ильин Р.С., Тыжнов А.В., Баженов С.Н. и другие. С 1932 по 1948 год были начаты и получили развитие поисковые работы на нефть и газ в палеозойских отложениях юга Западной Сибири. Проведенные геологоразведочные работы на нефть и газ позволили оценивать Минусинские впадины как территории, безусловно, нефтегазоносные. Большинство геологов пришли к выводу, что перспективы нефтегазоносности следует связывать со среднедевонскими отложениями. Отсюда вывод, что всестороннее изучение среднего палеозоя во всех областях его распространения стало очередной задачей дня. В предвоенные годы только в Южно-Минусинской впадине было пробурено 66 глубоких скважин с общим метражом 143 338 метров. На 6 структурах – Быстрианской, Алтайской, Западно-Тагарской, Сользаводской, Ново-Михайловской и Карасукской – были получены многочисленные притоки нефти и газа. Наиболее полно результаты этих работ были подведены в монографии: «Нефтегазоносность Южно-Минусинской впадины» [1].

В Северо-Минусинской впадине на поверхности земли зафиксированы естественные выходы нефти и протяженные пласты с антраксалитами в палеозойских отложениях, намечены фрагменты границы прогнозируемого месторождения. Для авторов этой статьи важным является факт, что работами на юге Западной Сибири была установлена нефтегазоносность палеозойских отложений.

Начиная с 1948 года, поиски нефти и газа были перенесены на Западно-Сибирскую низменность. Считалось, что палеозойские отложения Западной Сибири под мощным осадочным комплексом юры и мела более надежно сохраняют палеозойские залежи, а сами породы палеозоя менее дислоцированы. В 30-х годах, впервые томский исследователь Р.С. Ильин и академик И.М. Губкин указали на возможную нефтегазоносность и в мезозойских отложениях.

С 1948 года начались широкомасштабные планомерные поиски нефти и газа в Западной Сибири. Открытие газа в районе поселка Березово, нефти в Шаиме позволили геологам сосредоточиться на изучении меловых и юрских отложений. Те редкие скважины, которые в Западно-Сибирской низменности вскрыли палеозойские отложения, позволили крупным ученым, опирающимся на представления осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа, прийти к выводу о бесперспективности этих отложений. Апологетами этих взглядов был академик В.С. Сурков, а в настоящее время является академик РАН А.Э. Конторович и огромная армия современных геологов. Несмотря на то, что в палеозойских отложениях Западной Сибири открыты более 100 залежей нефти и газа, располагающихся на землях от Новосибирской области до Ямала, эти исследователи не признают, что эта нефть рождена в палеозойских недрах. Наличие нефти и газа в этих отложениях они объясняют латеральной миграцией этих углеводородов из юрских отложений, облекающих палеозойские останцы. В.А. Конторович считает, что строение палеозоя сложное, сейсмика не работает, и где и как искать нефть в этих отложениях толком никто не знает.

Несмотря на авторитетные отрицательные оценки перспектив нефтегазоносности палеозоя, ряд ученых настаивали на поиске палеозойской нефти в Западно-Сибирской низменности.

Вдохновителем и бойцом за палеозойскую нефть Западной Сибири являлся академик А.А. Трофимук. В частных беседах с единомышленниками он подчеркивал, что палеозой это подводная часть нефтяного айсберга. По его инициативе в 70-х годах прошлого века в Томской области была создана специализированная контора бурения по оценке перспектив нефтегазоносности палеозоя Томской области. Руководил этой буровой организацией выпускник ТПИ Маслов В.П. Работы были, к сожалению, сконцентрированы в Нюрольской впадине, что не позволило проводить работы по поиску залежей палеозоя широким фронтом. В этот период были открыты палеозойские залежи на Арчинской, Герасимовской, Урманской и ряде других площадей. Признаки нефтегазоносности были выявлены в карбонатных, кремнисто-глинистых, песчаных и гравелитовых отложениях. За палеозойскую нефть боролись геологи Новосибирска под руководством Запивалова Н.П. Их усилия привели к открытию серии палеозойских залежей. Сегодня большинство разрабатываемых месторождений Томской области вступили в стадию падающей добычи. Ежегодно добыча нефти в области падает на 200-400 тысяч тонн в год.

Эта тенденция заставила руководство области обратить внимание на трудноизвлекаемые запасы нефти и на поиски нефти в палеозойских отложениях. В Томской области создана специальная программа по разработке технологии поиска продуктивных объектов в отложениях доюрского комплекса. В ней ответственные

задачи возложены на ученых НИ ТПУ. Оказалось, что ученые НИ ТПУ, до реализации этой программы знают, где и, главное, как искать палеозойские залежи в регионе.

Поиски нефти и газа в палеозое Томской области должны концентрироваться в зоне сочленения двух крупных тектонических структур: Томь-Колыванской складчатой зоны и Западно-Сибирской плиты. С позиций общей геологии поиски месторождений нефти в зонах сочленения двух разных структур являются высокоперспективными. На этой территории осадочный чехол имеет минимальную толщину мезозойско-кайнозойского комплекса, что позволяет вскрывать палеозойские отложения на 2000-2500 метров. На нефтегазоносность палеозойских отложений в этом районе указывали поверхностные признаки в виде керосинового запаха в сланцевых породах девона в обнажениях Лагерного сада в Томске. Академик М.А. Усов называл их керосиновыми сланцами. Зону слияния рек Томи и Оби, где фиксировались естественные выходы газа, профессор М.К. Коровин считал высокоперспективной для открытия палеозойской нефти. В зоне слияния рек Чулым–Китат–Кия с помощью технологии квантово-оптической фильтрации космоснимков (КОФиКС) выявлены границы прогнозируемого месторождения площадью порядка 500 км<sup>2</sup>. Вероятнее всего, это месторождение должно контролироваться палеозойскими отложениями, поскольку толщина мезозойского чехла в этом районе минимальна (Рис 1). Поскольку сейсмика в палеозойских отложениях эффективно не работает, для поиска палеозойской нефти в сочленение двух структур необходимо использовать инновационную технологию квантово-оптической фильтрации космоснимков АО «ТОМКО», созданную под руководством академика РАЕН (ЗСО) Ростовцева В.Н. и серию имеющихся инновационных технологий НИ ТПУ.

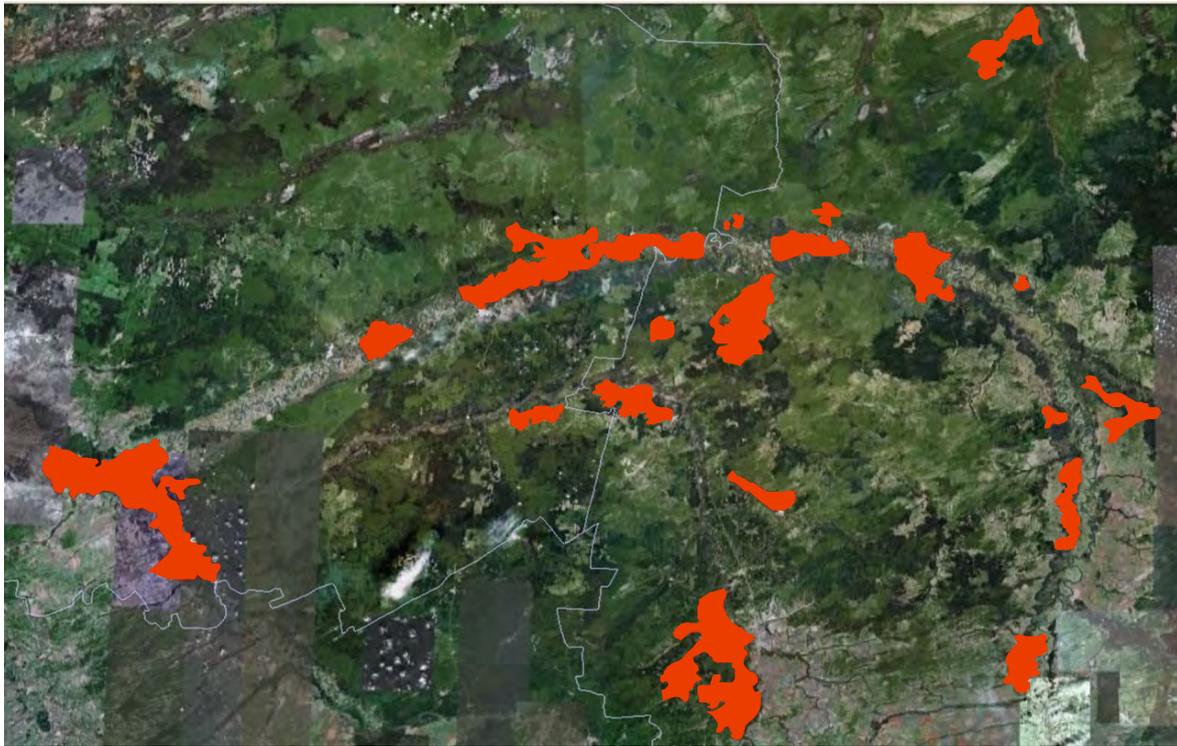


Рис. 1. Границы прогнозируемых месторождений выявленные на юге Томской области. Одно из них в зоне слияния рек Чулыма-Китат-Кия вероятнее всего связано с палеозойскими отложениями

На землях Томской области должны быть широко развиты палеозойские залежи «шнуркового» типа. Одна из таких залежей обнаружена в зоне слияния рек Томи и Оби. (Рис. 2). В палеозойской залежи этого типа при бурении скважины № 7 на Трубачевском лицензионном участке были зафиксированы суммарные газопоказания до 7% (Рис. 3), в керне признаки нефти, а при испытании были получены первые литры подвижной нефти. Такие ловушки формировались в палеоруслах палеозойских рек. Их поиски должны осуществляться сейсмическими работами МОГТ 2Д, которые высокоэффективны для решения этих задач.

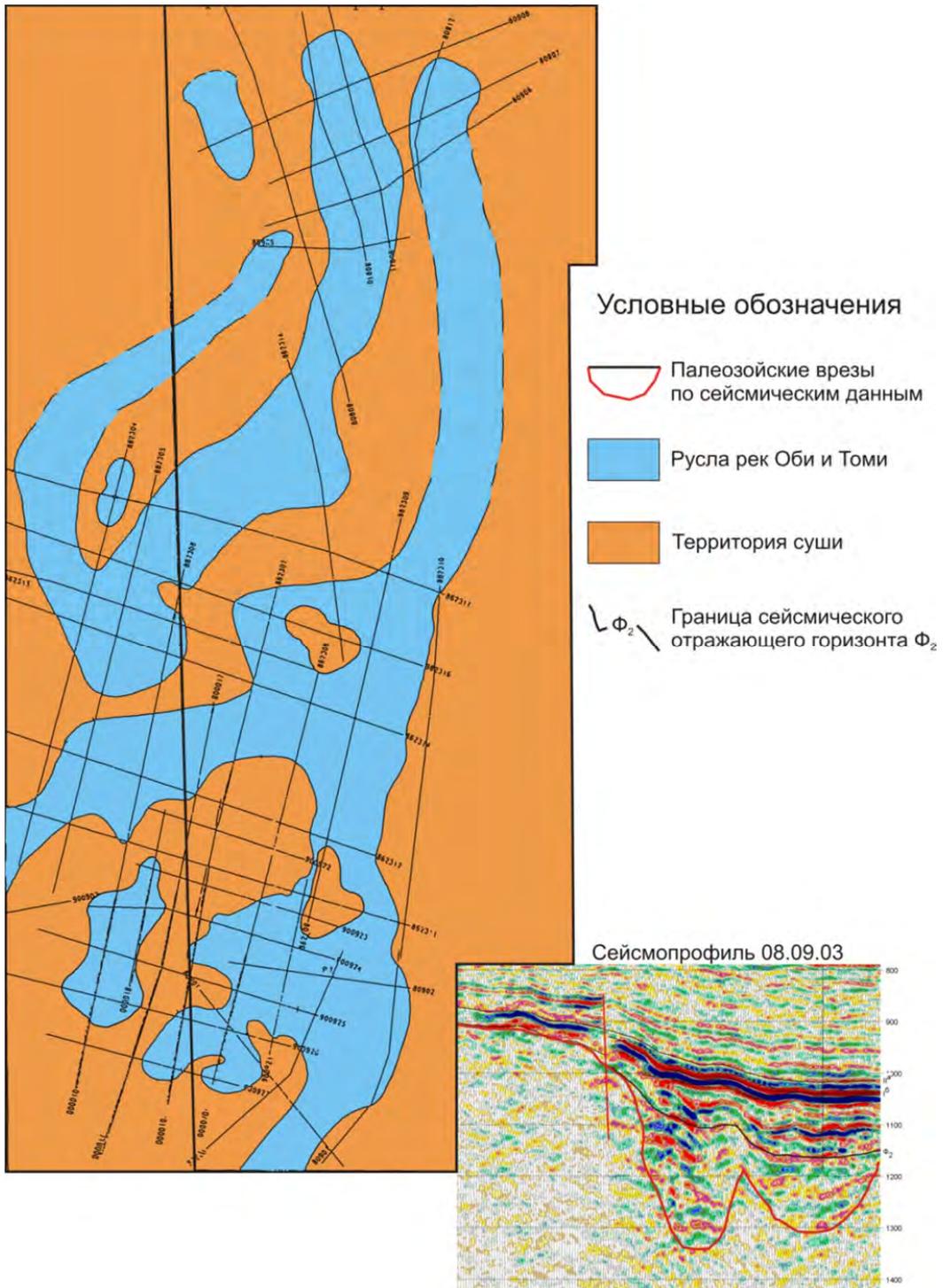


Рис. 2. Ловушки «шнуркового» в типа в зоне слияния рек Томи и Оби

Необходимо короткими сейсмическими профилями пересекать речные долины активных рек, таких как Чулым, Кия, Кеть и другие. Там, где по данным сеймики будет фиксироваться слоистость разреза ниже сейсмического горизонта  $\Phi_2$ , будут выявлены фрагменты «шнурковых» ловушек.

И, наконец, крупные нефтяные месторождения в палеозое могут быть открыты в пределах Тегульдетской впадины, где с участием наших рекомендаций [2,] были проведены 4 сейсмических профиля, которые убедительно показали, что палеозойские отложения хорошо расчленяются по отражающим палеозойским сейсмическим горизонтам (Рис.4).

Это позволяет выявлять крупные положительные структуры в палеозое. На одном из сейсмических профилей было зафиксировано «яркое пятно», которое часто геофизики связывают с залежью углеводородов.

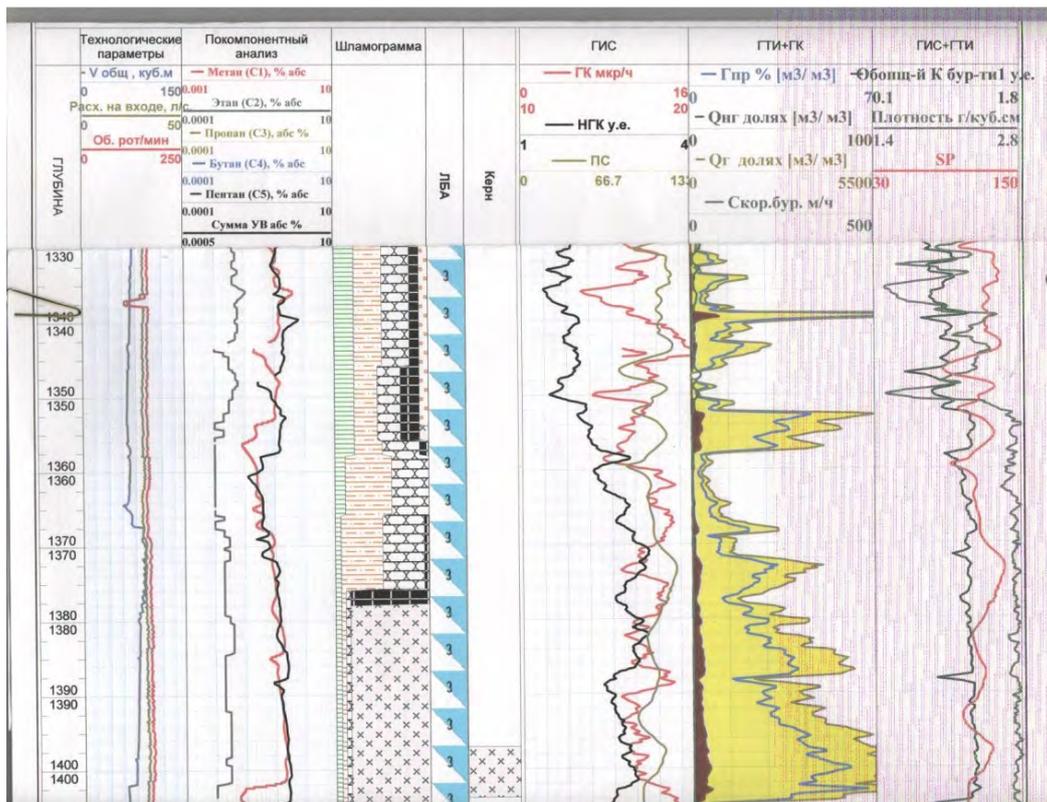


Рис. 3. Повышенные газопоказания в «шнурковой» палеозойской ловушке

По данным квантово-оптической фильтрации на территории Чулымской впадины выделены границы серии прогнозируемых месторождений значительной

площади. Нефтегазоносность палеозоя Чулымской впадины может резко изменить развитие нефтедобычи в Томской области. Реальность этих предложений полностью подтверждаются результатами геолого-разведочных работ на Трубачевском лицензионном участке, расположенном в зоне слияния рек Томи и Оби.

## ВЫВОДЫ - РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Поиски палеозойской нефти надо проводить в зоне сочленения двух тектонических структур.
2. Искать палеозойскую нефть надо в районах с минимальной толщиной мезозойского чехла, не превышающего 1000 метров.
3. Поиски палеозойской нефти надо искать с помощью квантово-оптической фильтрации созданной в АО «ТОМКО», комплексируя их с «легкими методами НИ ТПУ».
4. Ловушки «Шнуркового» типа надо искать короткими сейсмическими профилями МОГТ 2Д в крест речных долин активных рек.
5. В Чулымской впадине начать площадные работы МОГТ 2Д с целью подготовки палеозойских положительных структур.

Фрагмент регионального сейсмопрофиля выполненного с/п 118/07-09.20 по линии Карбинская(1)-Центральная часть Тегульдетской впадины.

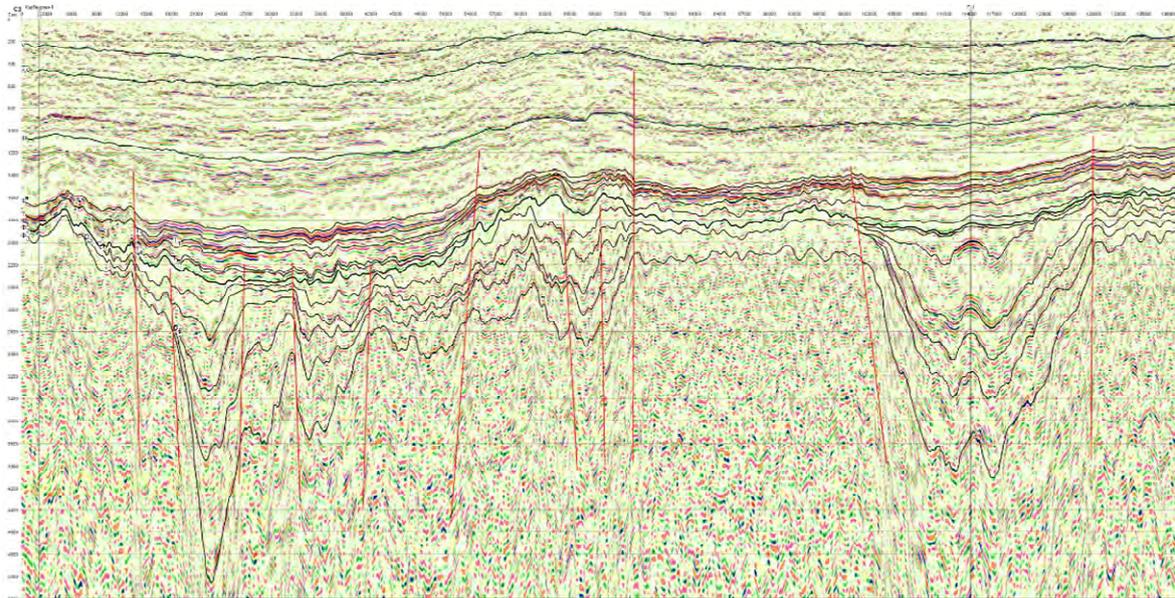


Рис. 4. Отчетливо прослеживается серия отражающих сейсмических границ в отложениях палеозоя юга Томской области

Литература:

1. Нефтегазоносность Южно-Минусинской впадины. Новосибирск. «Наука», 1966, 279 с. (коллектив авторов, отв. ред. академик А.А. Трофимук).
2. Ростовцев В.Н., Тищенко Г.И., Ростовцев В.В. Экспертная оценка перспектив нефтегазоносности Чулымской впадины. – Томск: Изд-во ТГУ, 2005. - 25с.

**УДК 553.982(571.13)**

1. Направления поиска палеозойской нефти в Томской области / В.В. Ростовцев, Е.Ю. Липихина, В.Н. Ростовцев // Вестник РАЕН (ЗСО) 2018.- № 21. – С.
2. Поиск залежей нефти и газа в палеозойских отложениях Томской области предлагается вести в зоне сочленения двух тектонических структур, с помощью инновационных технологий АО «ТОМКО» и НИ ТПУ. Поиск палеозойских «шнурковых» ловушек осуществлять МОГТ 2Д в крест речных долин. В Тегульдетской впадине, вести площадные работы МОГТ 2Д с целью подготовки палеозойских положительных структур.

**UDC 553.982(571.13)**

1. The direction of the search for Paleozoic oil in the Tomsk region / V. V. Rostovtsev, E. Y. Lipikhina, V. N. Rostovtsev // Vestnik RAEN (SOA) 2018.- No. 21. - P.
2. The search of oil and gas deposits in Paleozoic deposits of Tomsk region is proposed to be conducted in the zone of articulation of two tectonic structures, with the help of innovative technologies of JSC "TOMKO" and neither TPU. Search the Paleozoic "skurkovich" traps to implement CDP 2D in cross river valleys. In The teguldet depression, to conduct areal work of mogt 2D in order to prepare the Paleozoic positive structures.

**Информация об авторах статьи: «Направления поиска палеозойской нефти в Томской области».**

1. Ростовцев Виталий Валерьевич – доцент НИ ТПУ, кандидат геолого-минералогических наук. М. т. 8 903 913 18 17.
2. Липихина Евгенья Юрьевна – магистрантка НИ ТПУ. М.т. 8 913 11 04 332
3. Ростовцев Валерий Николаевич – директор АО «ТОМКО», кандидат геолого-минералогических наук, доцент по кафедре горючих ископаемых, Заслуженный геолог РФ, академик РАЕН.

## ВОЗМОЖНЫЕ ПОДХОДЫ И НЕРЕШЕННЫЕ ВОПРОСЫ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОБРАЗОВАНИЙ ПАЛЕОЗОЙСКОГО ФУНДАМЕНТА

Белозеров Владимир Борисович  
Томский политехнический университет  
E-mail: [BelozеровVB@hw.tpu.ru](mailto:BelozеровVB@hw.tpu.ru)

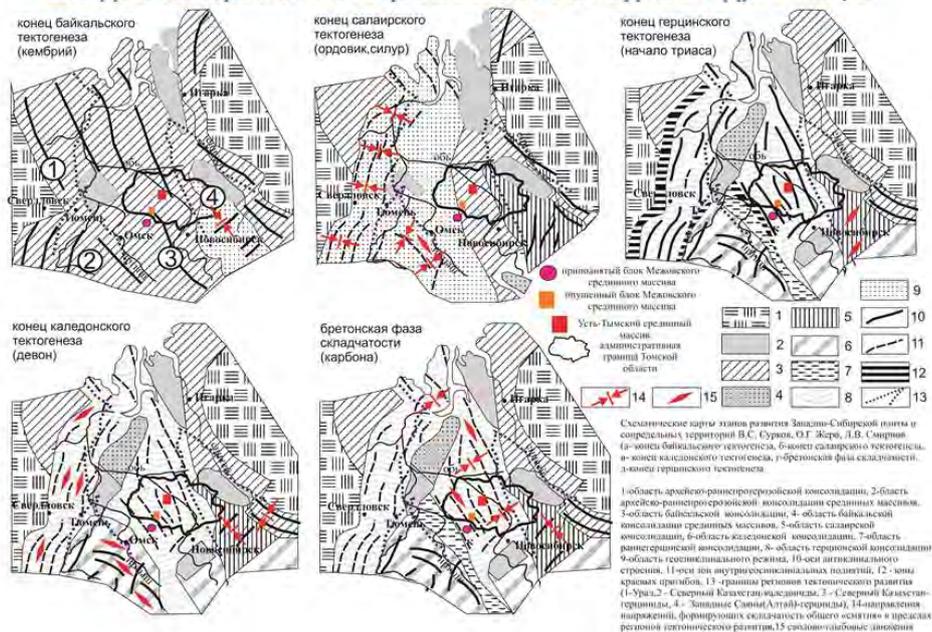
**В докладе Белозерова В. Б.** продемонстрированы этапы развития фундамента Западно-Сибирский плиты, показаны возможные направления региональных напряжений. Показана модель инверсионного развития структур сжатия во время частной и общей инверсии геосинклинального этапа развития и сводового рифтогенеза, которая объясняет наличие эрозионных выступов, представленных синклинальными складками, в доюрском комплексе. Отмечена важность вторичных преобразований горных пород в формировании коллектора в доюрском комплексе. Показано, что наиболее вероятным и прогнозируемым постседиментационным процессом является дигенетическая инфильтрация поверхностных вод. Предложена следующая методика поиска залежей в доюрском комплексе:

1. Выделение карбонатных блоков по сейсморазведке;
2. Прогноз зон развития органогенных построек (выделение зон доломитизации по данным сейсморазведки);
3. Анализ морфологических особенностей горизонта  $\Phi_2$  и прогноз распределения стоковых вод;
4. Выделение перспективных зон для проработки;
5. Анализ данных магниторазведки.

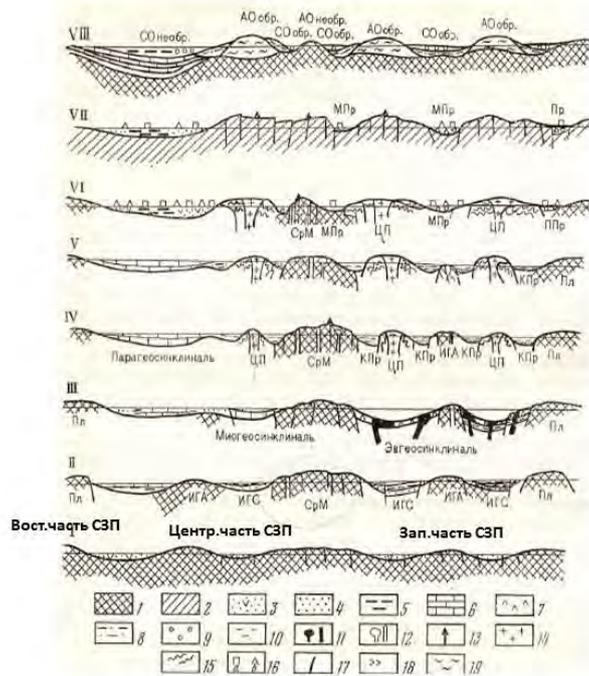
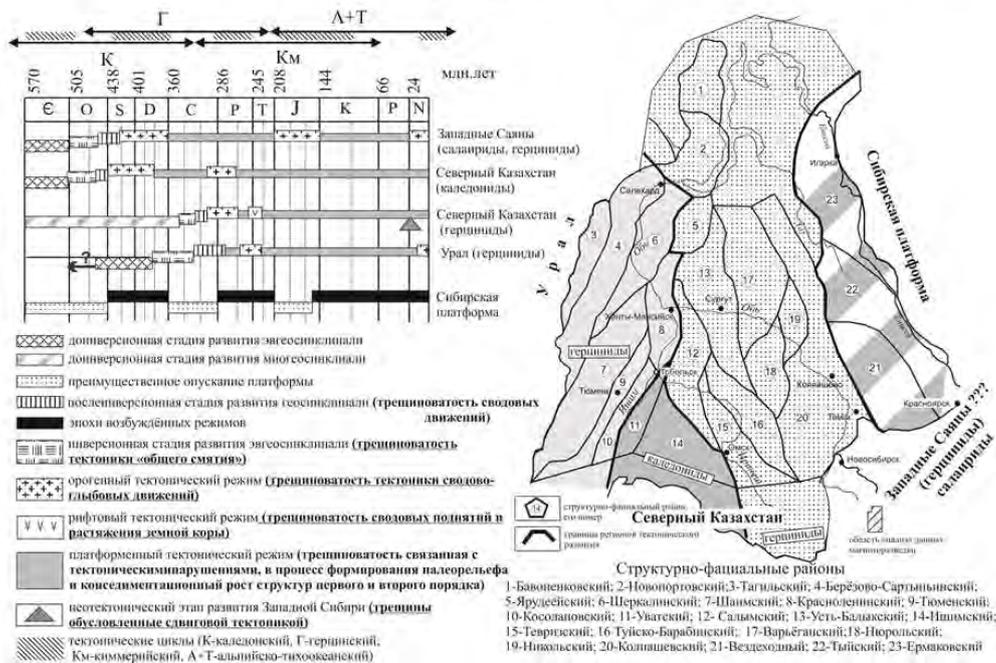
# Возможные подходы к нерешённым вопросам прогноза нефтегазоносности образований палеозойского фундамента

Белозёров В.Б.

Схематическая тектоническая карта этапов развития фундамента Западно-Сибирской плиты (Составили : В.С. Сурков и др.1971г., с



## Последовательность тектонического развития сопредельных территорий ЗСП



Эпигенез (P2-T)

Орогенная зона (С3-P2)  
(глыбовая складчатость)

Послеинверсионная (С2-3)  
(общая инверсия)

Частная инверсия (С2)  
(складчатость смятия)

Частная инверсия (С2)  
(складчатость смятия)

Доинверсионная Э-С1

Доинверсионная Э-С1

предгеосинклинальная

### Формационный состав геотектонических структур ЗСП

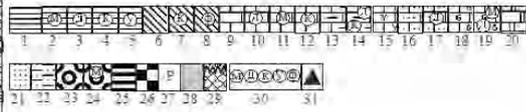
Стратиграфические зоны и подразделения структур: Амуро-Сибирские платформы, Урало-Кавказская, Тетидийская, Кавказская, Сибирская платформенные, Урало-Кавказская, Тетидийская, Кавказская, Сибирская платформенные, Урало-Кавказская, Тетидийская, Кавказская, Сибирская платформенные	возраст	Є	О	О	С	С	Д <sub>1</sub>	Д <sub>2</sub>	Д <sub>3</sub>	Д <sub>4</sub>	С	С	Р
		3	?	6,7,8 А	6,7,8 А	6,7,8 А	6,7,8 А	6,7,8 А	6,7,8 А	6,7,8 А	6,7,8 А	6,7,8 А	6,7,8 А
4	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
5	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
6	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
7	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
8	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
9	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
10	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
11	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
12	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
13	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
14	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
15	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
16	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
17	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
18	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
19	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
20	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
21	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
22	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7
23	?	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7	4,6,7

1-36 - флишевые 6-8 - сланцы 9-12 - известняк 13-14 - известняк известняк (мелкий), 15 - известняк известняк (крупный), 16-17 - известняк известняк (крупный), 18-19 - известняк известняк (крупный), 20-21 - известняк известняк (крупный), 22-23 - известняк известняк (крупный), 24-25 - известняк известняк (крупный), 26-27 - известняк известняк (крупный), 28 - известняк известняк (крупный), 29 - известняк известняк (крупный), 30 - известняк известняк (крупный), 31 - известняк известняк (крупный), 32 - известняк известняк (крупный), 33 - известняк известняк (крупный), 34 - известняк известняк (крупный).

### Формационный состав геотектонических структур ЗСП по В.Е. Хайну)

Стратиграфическая зона	Геоструктурная зона			
	Внешняя (многоосевная) и переходной прогиб (складчатая система инверсионного типа) Геруниды С-Кавказа, Центральная и северная части Западной Сибири		Внутренняя (эвгеосинклинальные) и межгорная прогибы (складчатая система укладчатого типа) Урал, Кавказ, С-Кавказа, С. Саяны, Алтай	
Средняя	Гумидный Аридный		Гумидный Аридный	
	Верхняя мелассовая формация		Наземно-вулканическая (порфирная) формация с субформациями: туфобричковой, и гилбритовой, андезит-базальтовой, липарит-лацитовый	
Поздняя	Морская нефтеносная и параллельная угленосная мелассовая субформация		Солончатая субформация	
	Лимническая угленосная и континентальная сероватая грубообломочная формация Лагульская карбонатно-терригенная субформация		Порфирная (лазитовая) формация	
Южная	Изнестковская геосинклинальная формация с субформациями слоистых известняков, массивных известняков и карбонатов-терригенных		Спелито-кратофирировая формация со спелито-диабазовой, спелито-кратофирировой и ашмовой субформациями	
	Субформация битуминозных известняков		Субформация барьерных рифов	
Южная	Аспинская (сланцево-графтакозская) формация (10) с флишевой, сланцевой (аргилитовой), графитовой и параллельной угленосной субформациями. В зонах сноса с платформе графитки замещаются кварцевыми песчаниками, а со срединных массивов - аркозовыми		Субформация мел и мергелей, горючих сланцев, битуминозных мергелей и глини	
			Субформация известняков и кварцевых псков	

Шингинская №7 2673-2682м-Переслаивание глинисто-кремнистых и кремнисто-глинистых битуминозных пород темно-коричневого цвета с редкими прослоями раковин двустворок.



1 - 5 - аргиллиты; 6-8 - сланцы; 9 - 12 - известняк, 13 - 14 глинистый известняк (мергель); 15 - известняки с мшанками; 16 - 17 - калькаренит; 18 - 19 - органогенный известняк; 20 - доломит; 21 - песчаник; 22 - алевролит; 23 - конгломераты, брекчия, гравелиты; 25 - углисто-глинистые сланцы; 26 - соль; 27 - радиоляриты; 28 - отсутствие информации; 29 - перерыв в заложении; 30 - седиментационные и постседиментационные преобразования породы (М - метоморфизм, Д - доломитизация, К - окремнение, У - углефикация, Ф - фивилитизация); 31 - магматические породы

Инверсионное развитие структур сжатия во время частной и общей инверсии геосинклинального этапа развития и сводового рифтогенеза

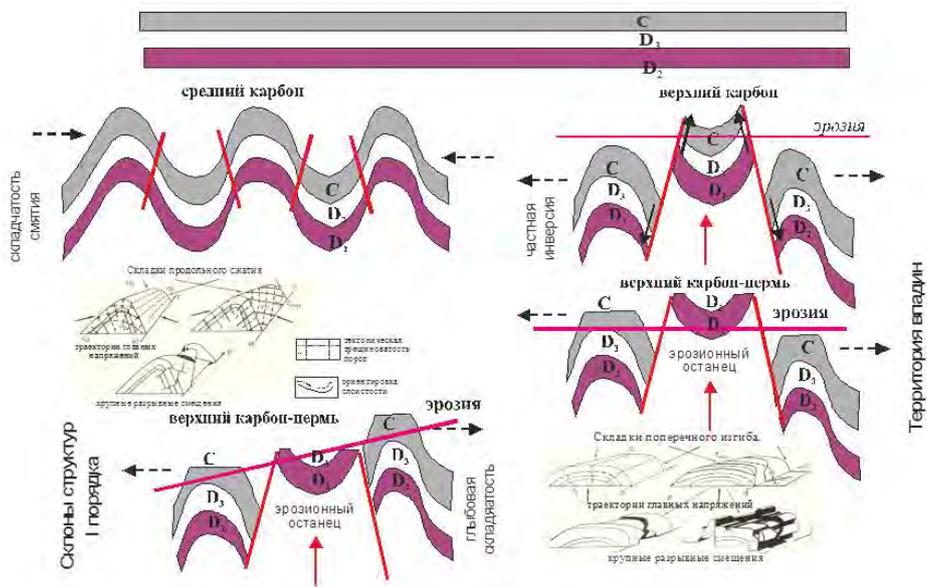
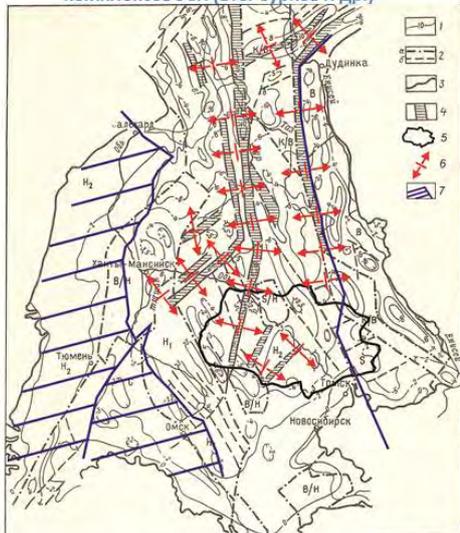
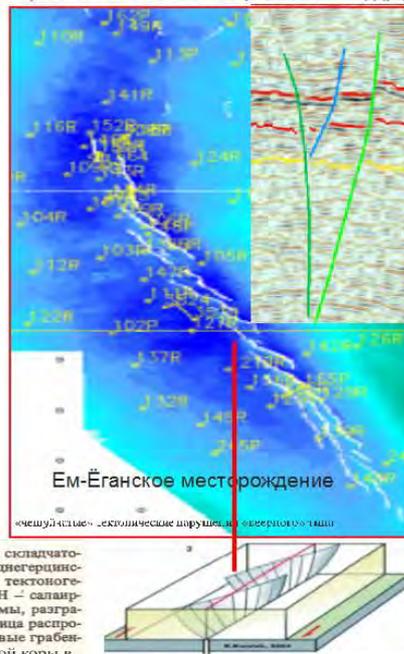


Схема рельефа поверхности геосинклинальных комплексов ЗСП (В.С. Сурков и др.)



Сдвиговые тектонические нарушения «веерного» типа (неотектонический этап развития ЗСП др.)

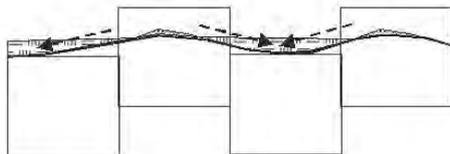


*I* – изогипсы поверхности геосинклинальных комплексов, км; области складчатости: В – байкальской, С – каледонской,  $H_1$  – раннегерцинской,  $H_2$  – позднегерцинской, S – салаирской, К/В – карельской, переработанной байкальским тектоногенезом, В/Н – байкальской, переработанной герцинским тектоногенезом, S/Н – салаирской, переработанной герцинским тектоногенезом; 2 – глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (а) и крупные структуры (б); 3 – граница распространения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла; 4 – триасовые грабен-рифты; 5 – границы Томской области; 6 – напряжения растяжения земной коры в результате сводового поднятия.

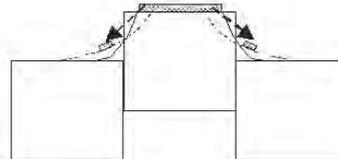
### Последовательность седиментационно-тектонических преобразований

1. сингенез магматизм, покровный для отдельных страт. горизонтов
2. диагенез магматизм по разломам
3. катагенез 1 магматизм по разломам
4. инверсионная стадия развития - складчатость смятия, частная инверсия, трещиноватость, метаморфизм
5. общая инверсия - инверсионные блоковые движения, гипергенез 1 (пенеплен)
6. сводово-глыбовая складчатость (орогенная фаза) контрастные блоковые движения (формирование антиклинорий инверсионного типа), метаморфизм, гипергенез 2 (пенеплен)
7. сводовый рифтогенез, магматизм, блоковые движения,
8. ранний платформенный этап развития, гипергенез на приподнятых блоках 3 (педиплен)
9. катагенез 2 - ????, блоковые рельефообразующие движения
10. сдвиговые неотектонические движения

пенеплен



педиплен



## Диагенез

- «**О.О. Абросимова с коллегами [1] считают, что доломитизация рифогенных известняков Малоичского месторождения происходила на стадии раннего диагенеза за счёт инфильтрации осолоненных вод микролагун**».
- Диагенетическое окремнение проявилось по образованиям бассейнового комплекса, и до конца девона проявлено незначительно. Исключением являются образования табаганской свиты нижнего карбона. В раннем карбоне началась регрессия моря, в акватории которого параллельно накапливались образования кехорегской свиты, изначально кремнисто-глинистого состава, со значительным содержанием остатков кремнеизвлекающих спикул губок. Известняки же табаганской свиты, были в диагенезе интенсивно окварцованы, что даже привело к формированию вторичных кварцитов (силицитов замещения).

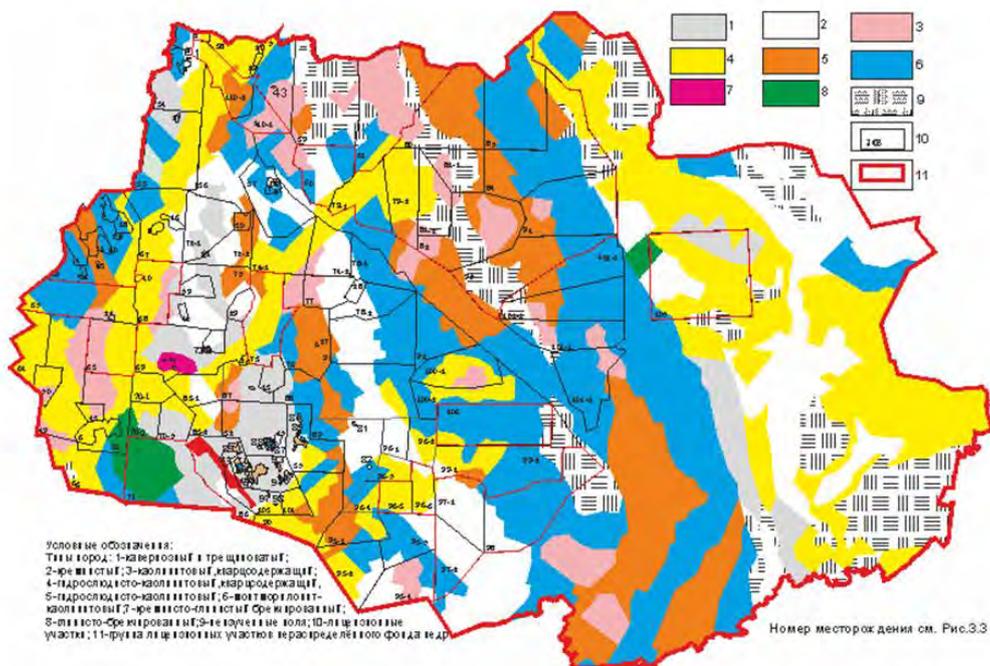
## Катагенез

- Формирование вторичных доломитов в палеозойских отложениях ЗСГ наиболее детально описано в статье А.Д. Коробовой и А.А. Коробова «Гидротермальные процессы в погребенных палеорифтах Западной Сибири и их роль в доломитизации известняков и насыщении пород фундамента нефтью». - ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. - № 3. - 2005. – С.37-47.». Согласно материалам этой статьи, в опоре на труды многочисленных исследователей, процесс возникновения в палеозойских образованиях ЗСГ вторичного доломита можно сгруппировать в три группы:
- 1. **диагенетическая доломитизация**, где магний в осадок поступает за счет инфильтрации захороненных вод микролагун) со ссылкой на О.О. Абросимову с коллегами (Абросимова О.О. [Формирование коллекторов в палеозойских карбонатных отложениях Малоичского месторождения нефти / О.О. Абросимова, Н.П. Запивалов, С.В. Рыжкова](#) // Геология нефти и газа. - 1999. - № 9-10);
- 2. **гидротермальная проработка захороненных под осадочным чехлом органических известняков**, которые превратились в метасоматические доломиты и доломитизированные известняки (магний из гидротермальных растворов) со ссылкой на О.О. Абросимову и С.В. Рыжкову (1997);
- 3. **Доломитизация предполагается проявившейся в позднем катагенезе, в связи с тектоническими разломами** (с аномально высоким содержанием «СО<sub>2</sub> и Mg в высоконагретых подземных водах глубинного происхождения») (со ссылкой на Г.Н. Перозию и Т.Н. Мандрикову, 1971).
- Вторую позицию отстаивают авторы статьи (А.Д. Коробова и А.А. Коробов, 2005), связывая формирование вторичных доломитов с преобразованными базитами (магматическими породами основного состава триасового возраста) туринской серии триаса.
- Представляется, что соединение положений второй и третьей позиций являются наиболее убедительной точкой зрения. При этом, источником магния при проявлении **регрессивного катагенеза могли служить магматические породы основного состава офиолитового комплекса палеозойского возраста**, о которых сказано выше.

## Гипергенез

: «В результате длительной эрозии, продолжавшейся в течение поздней юры, триаса, ранней, а местами и средней юры на месте герцинских складчатых сооружений была сформирована поверхность выравнивания. Плотные, практически непроницаемые силикатные магматические и метаморфические породы в кровле фундамента были выветрены и превращены в порово-трещинный коллектор, а карбонатные толщи подверглись карстованию. Закарстованные известняки и доломиты имеют большую емкость и среди выветрелых пород представляют наибольший поисковый интерес. По морфологическим признакам и особенностям залегания среди выветрелых карбонатных пород выделены два типа: трещинно-площадной и линейно-трещинный».

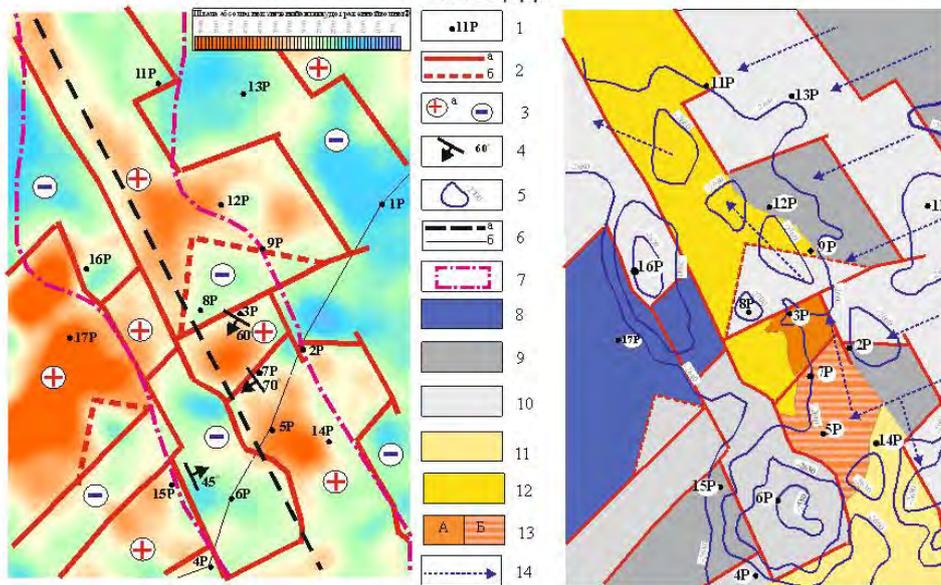
Развитие типов коры выветривания в пределах Томской области





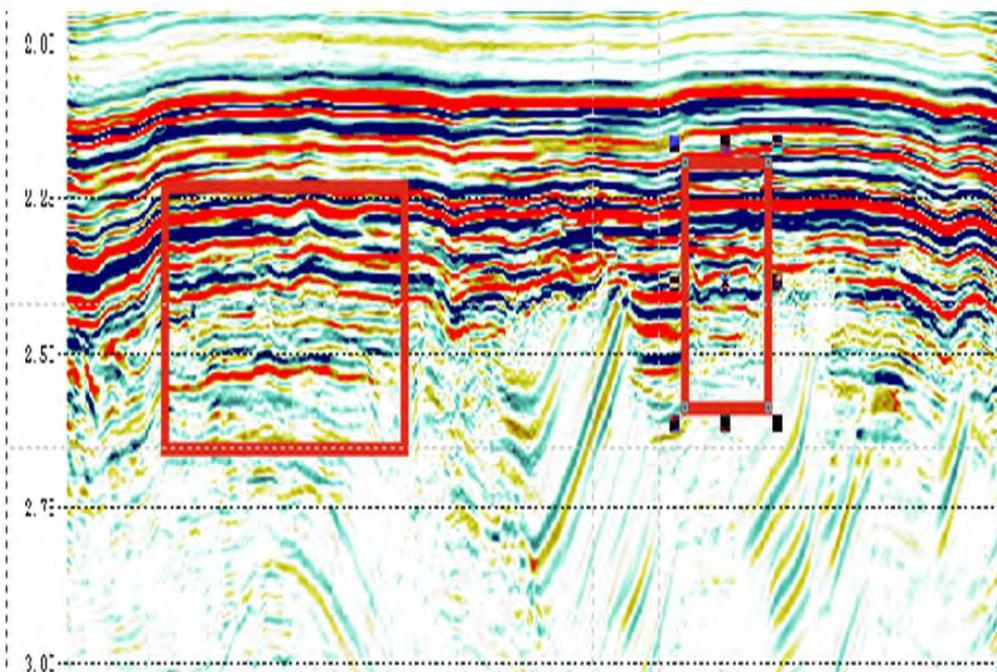


Карта амплитуды сейсмического горизонта Ф2 (Конторович В.А.) и  
 блоковое строение литологической неоднородности Северо-Останинской  
 площади

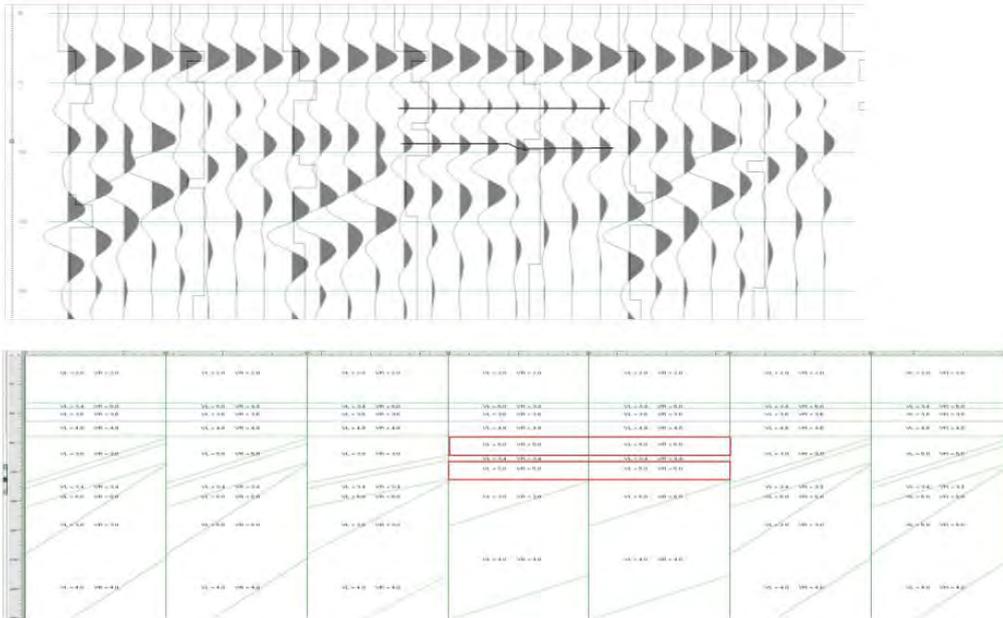


1 - скважина, её номер, 2 - тектонические нарушения изгиба (а) и горизонтального сжатия (б), 3 - тектонические блоки поднятия (а) и погружения (б), 4 - угол падения слоистости, 5 - изогонлы отражающего горизонта Ф2 (горизонт фундамента), 6 - ось простирания складки и линии разреза (б), 7 - зона развития погерма, 8 - известняки лагуны, 9 - пористые известняки, известняки с порами и эффузивы, 10 - литологические уровни, 11 - органические карбонаты, 12 - доломитизированные известняки лагуны, 13 - залежь нефти (А) залежь нефти с газовой «шапкой» (Б), 14 - содержание глины

Сейсмический разрез Арчинской площади



## Моделирования зоны доломитизации в складчатом комплексе палеозоя связанных органогенными известняками



### Последовательность прогноза

- Выделение карбонатных блоков по сейсморазведке
- Прогноз зон развития органогенных построек (выделение зон доломитизации по данным сейсморазведки)
- Анализ морфологических особенностей горизонта Ф2 и прогноз распределения стоковых вод
- Выделение перспективных зон для проработки
- Анализ данных магниторазведки

## **О РОЛИ ГРАВИМАГНИТНЫХ МЕТОДОВ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА ОТЛОЖЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ)**

Меркулов Виталий Павлович  
Томский политехнический университет  
E-mail: [MerkulovVP@hw.tpu.ru](mailto:MerkulovVP@hw.tpu.ru)

**В докладе Меркулова В. П.** продемонстрированы карты изученности Томской области методами потенциальных полей. Выделен первоочередной участок работ – Нюрольская структурно-формационная зона. Показано что в гравиметрических полях аномалия над залежью выделяется в виде локального минимума на фоне увеличения поля силы тяжести. По данным магниторазведки залежь характеризуется пилообразным изменением магнитного поля и локальными максимумами на краях залежи. Отмечено, что аномалии вызваны вторичными изменениями горных пород над залежью за счет миграции углеводородов. Показано, что методы потенциальных полей позволяют получить следующие результаты:

1. Схему геологического строения верхней части отложений доюрского комплекса;
2. Схему комплексной интерпретации потенциальных полей с элементами прогноза нефтегазоперспективных площадей;
3. Методические рекомендации по технологии комплексной обработки и интерпретации данных грави-магниторазведки при изучении геологического строения и перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса;
4. Рекомендации по проведению дополнительных геологоразведочных работ (сейсморазведка, методы потенциальных полей, поисковые и разведочные скважины).

Также особо отмечена важность исследований ориентированного керна для изучения условий залегания и трещиноватости пород доюрского комплекса.

# О роли гравимагнитных методов при изучении геологического строения и перспектив нефтегазоносности палеозойского комплекса отложений

Меркулов В.П.

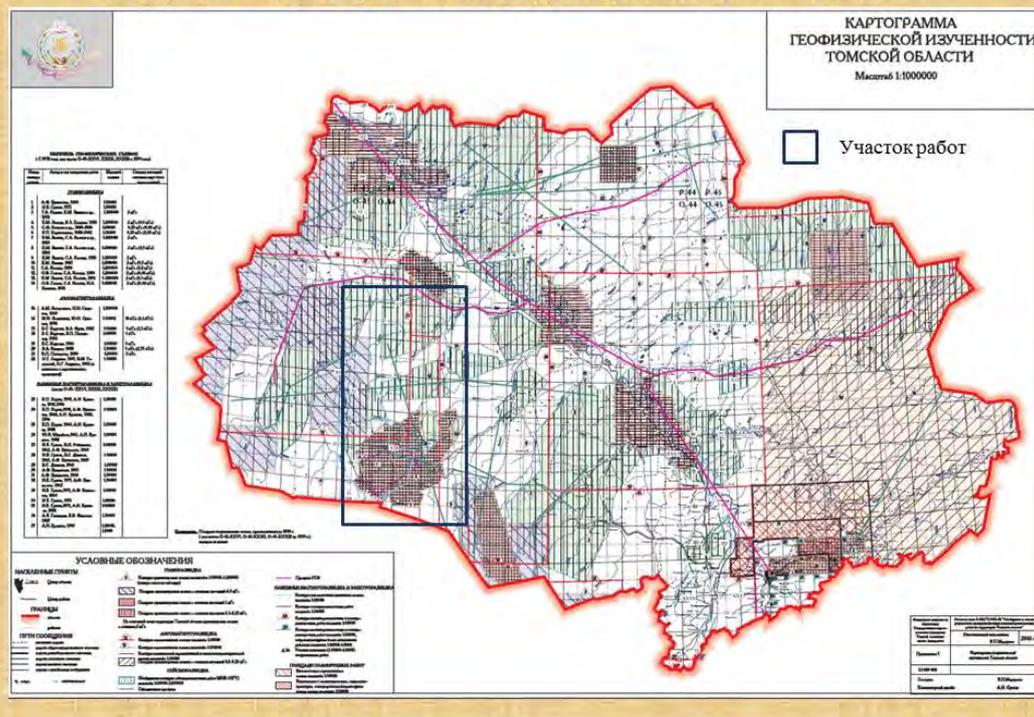
## Исходные данные методов потенциальных полей:

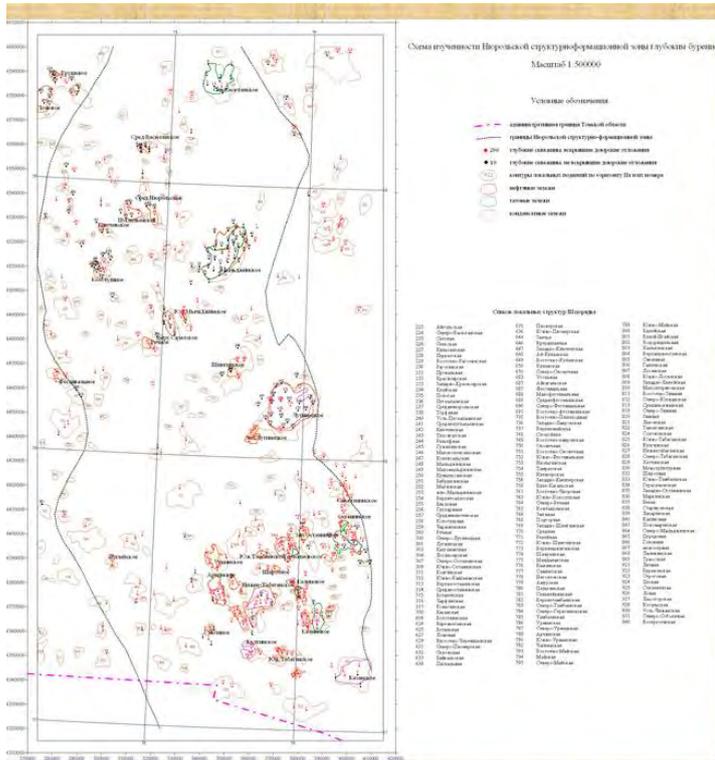
1. Фондовые материалы (отчеты) о выполненных ранее гравиметрических, наземных и аэромагнитных, сейсморазведочных работах и съемках масштаба 1:50000 – 1:1000000
2. Данные сейсморазведочных работ МОГТ и КМПВ (структурные карты и карты скоростей по основным отражающим горизонтам) для геологической редукции потенциальных полей
3. Картографические материалы: разномасштабные карты гравиметрических, магнитных полей на всю территорию Томской области
4. Результаты петрофизических исследований керна (определение плотности, магнитной восприимчивости, скорости пробега продольных упругих волн) для построения петрофизической модели залежей УВ

## Методы исследований

1. Сбор, анализ и оценка исходных материалов. Исходными материалами для выполнения работ являются карты геофизических полей разномасштабных геофизических съемок. На основе фондовых геофизических материалов будет составлена уточненная картограмма изученности районов лицензионных участков магнитными, гравиметрическими и сейсмическими съемками, произведена оценка качества, возможностей увязки данных для составления сводных карт
2. Подготовка исходных материалов. Увязка разномасштабных съемок территории с составлением итоговых сводных карт
3. Блочное сканирование и оцифровка карт геофизических полей. Создание электронной базы данных и цифровых моделей потенциальных полей
4. Обработка и интерпретация полученных геофизических данных в сопоставлении с материалами глубокого бурения, петрофизическими исследованиями горных пород, данными сейсморазведки с созданием сводной схемы результатов геологической интерпретации данных геофизических съемок территории объекта исследований с районированием территории по степени перспектив нефтегазоносности.

## Геофизическая изученность территории Томской области



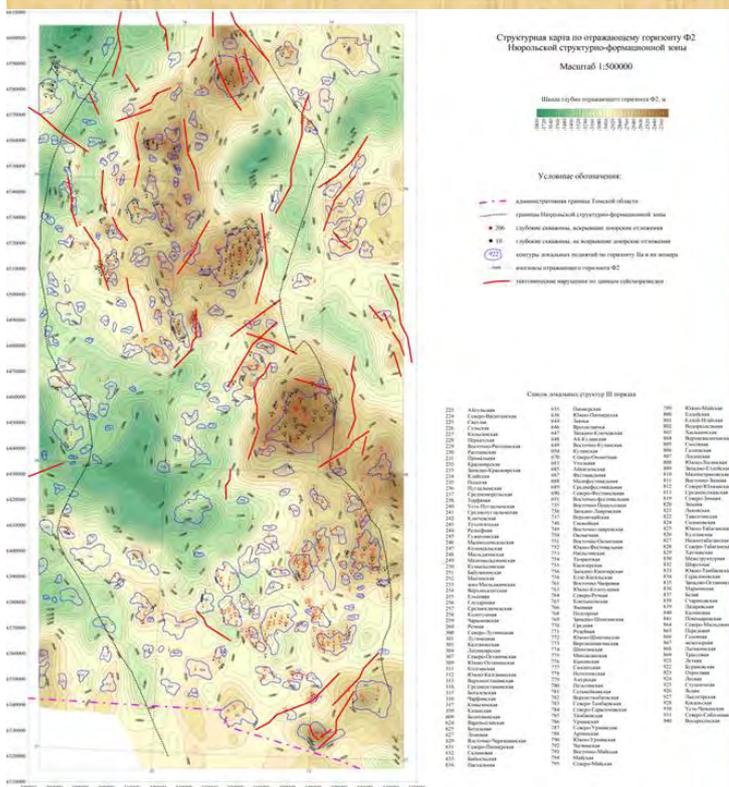


## Первичные материалы по НСФЗ

Всего пробурено 502 поисковых и разведочных скважины

Палеозой вскрыт 318 скважинами

Выявлено 33 месторождения углеводородов, из них в доюрском комплексе - 16





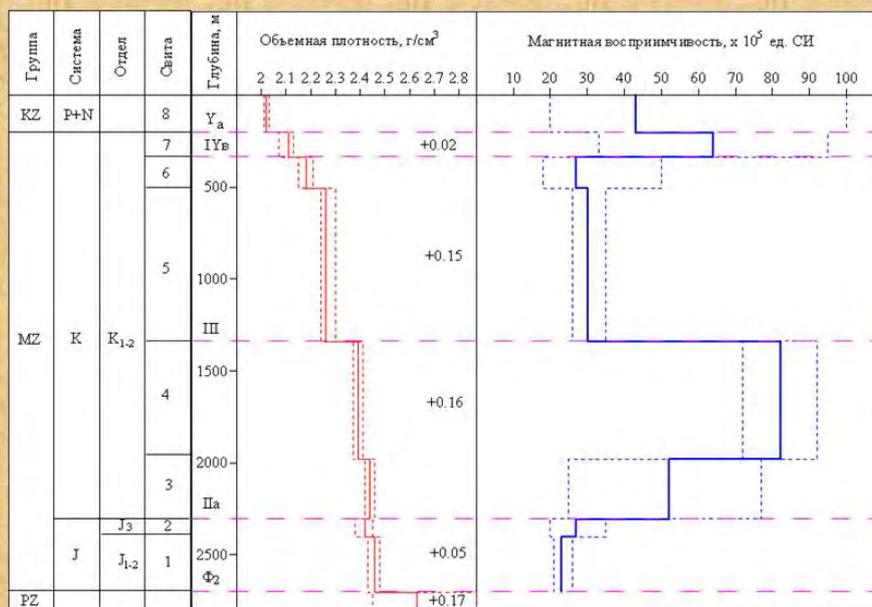




## Петрофизические свойства пород

Наименование площади	Количество скважин	Количество образцов
Герасимовская	13	1466
Северо-Калиновая	8	1032
Калиновая	15	1690
Нижне-табаганская	18	1539
Южно-Табаганская	7	598
Ю-Урманская	2	193
Арчинская	2	108
Тамбаевская	1	52
Урманская	5	215
Северо-Урманская	2	94
<b>Всего</b>		<b>6987</b>

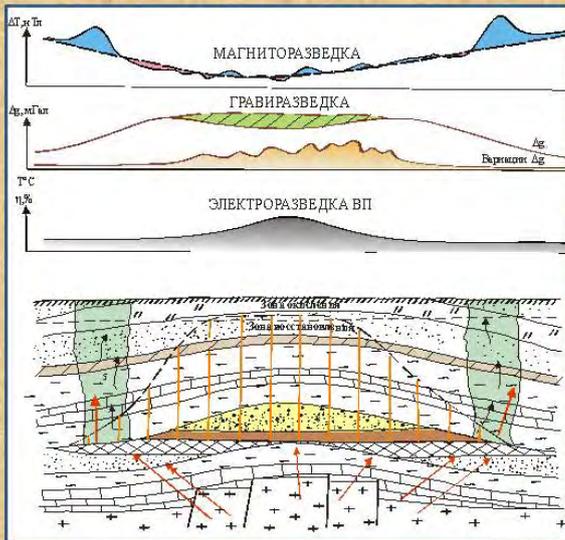
### Обобщенные петроплотностной и петромагнитный разрезы Нюрольской структурно-формационной зоны



Свиты: 1 - поменская, 2 - васюганская+георгиевская+баженовская, 3 - куломзинская+тарская  
 4 - княгининская+альмская, 5 - покурская, 6 - кузнецовская+нипатовская, 7 - славгородская+ганькинская,  
 8 - галдкая+долгнворская+чеганская+некрасовская серия

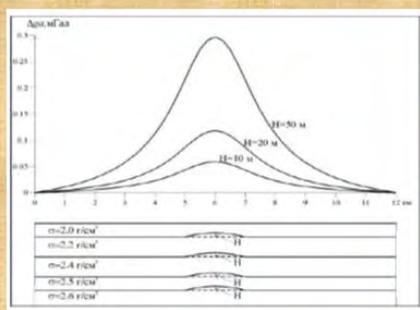
## Физико-геологические основы применения комплекса гравимагнитных методов для прогноза залежей углеводородов

### ФГМ нефтяной залежи

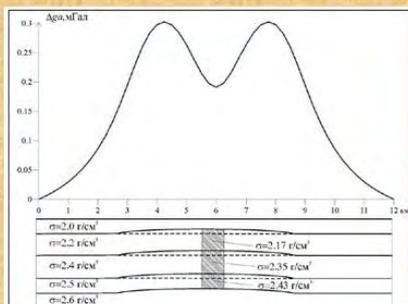


- Третичная субвертикальная миграция легких углеводородов из залежи
- Взаимодействие углеводородов с вмещающими породами
- Вторичное изменение пород в зоне над залежью (эпигенез)
- Образование окислительно-восстановительных барьеров
- Изменение физических свойств пород в надзалежном пространстве

### Модели аномальных гравитационных эффектов



Эффект влияния локальных поднятий на величину аномалий поля силы тяжести



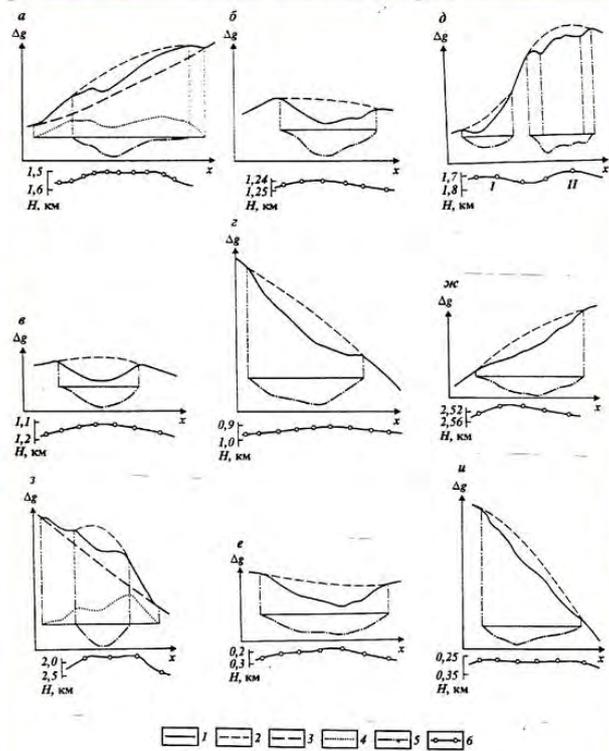
Эффект влияния зоны разуплотнения осадочного чехла на величину аномалий поля силы тяжести

**Формы проявления залежей углеводородов в гравитационных полях**

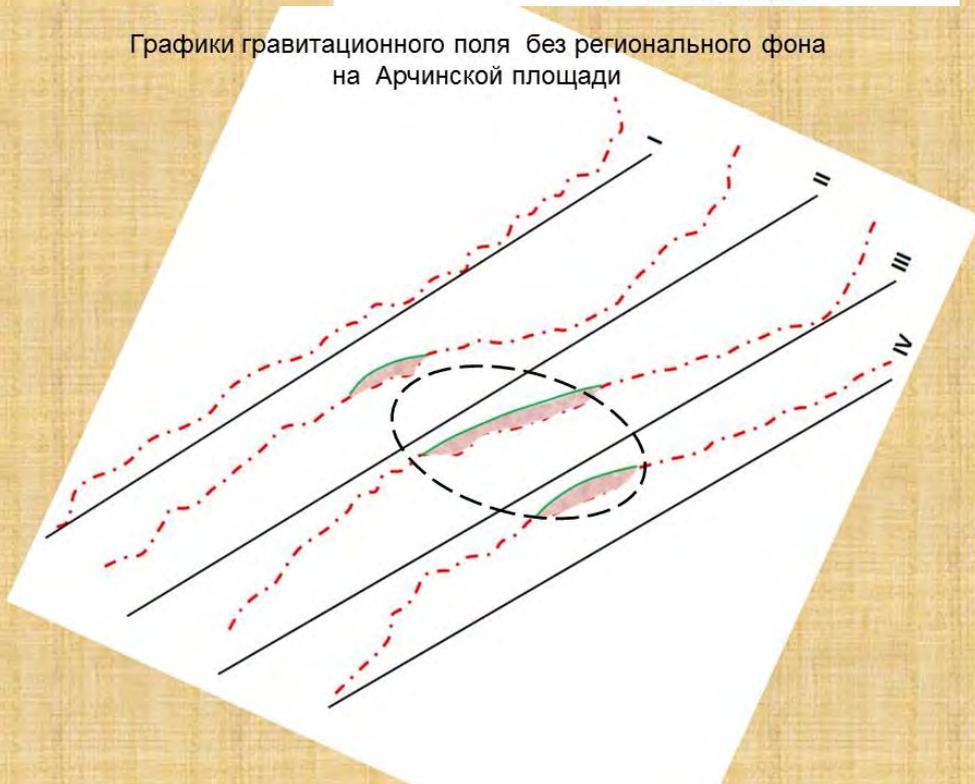
Месторождения (Татарстан):

- а – Бендюжинское; б – Актанышское;
- в – Крым-Саоайское;
- г – Александровском; д – Нурлатское и Эштебенское; е – Кулешовское;
- ж – Герасимовское; з – Степановское;
- и – Слепцовское

- 1 – наблюдаемая аномалия силы тяжести; 2 – кривая восстановленной аномалии; 3 – региональный фон; 4 – локальная аномалия силы тяжести (максимум); 5 – локальный минимум; 6 – поверхность одной из гравиактивных границ



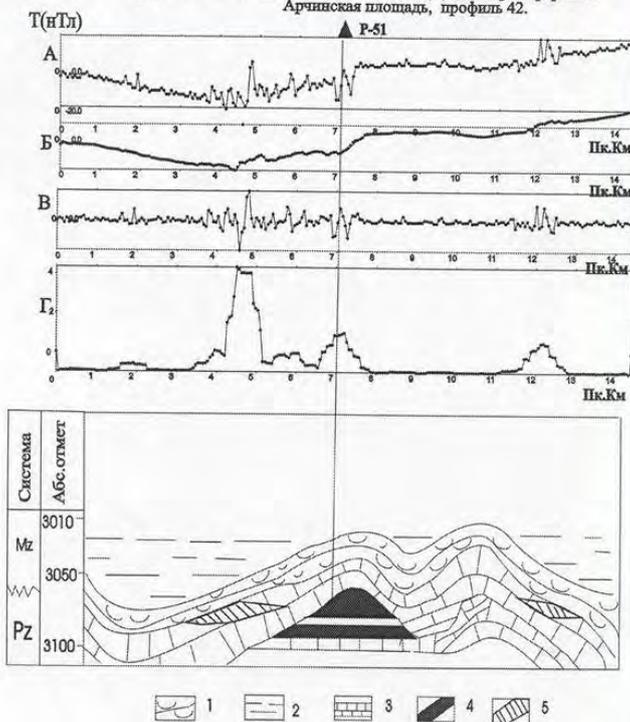
Графики гравитационного поля без регионального фона на Арчинской площади



## Сопоставление данных гравразведки и МОГТ на Арчинской площади



Графики наблюдаемого магнитного поля (А) и его трансформант. Арчинская площадь, профиль 42.



Формы проявления залежей углеводородов в магнитных полях (наземная магнитная съемка)

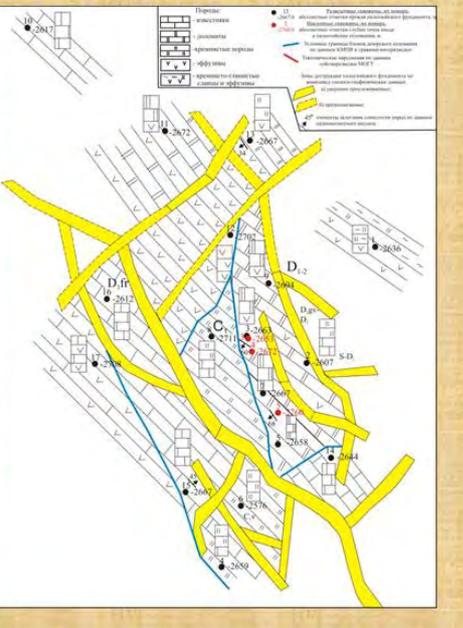
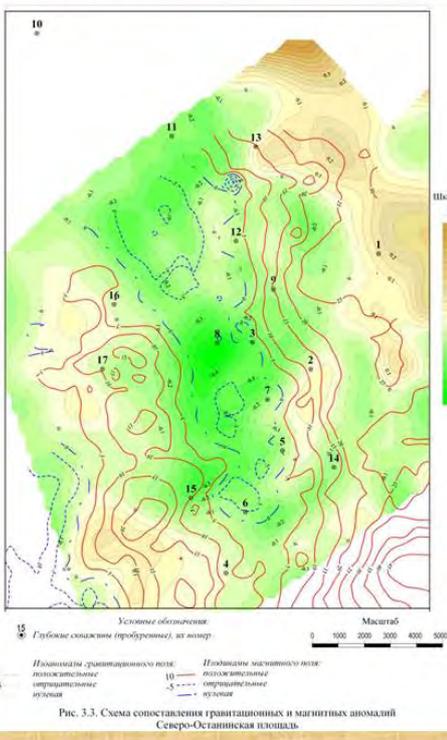
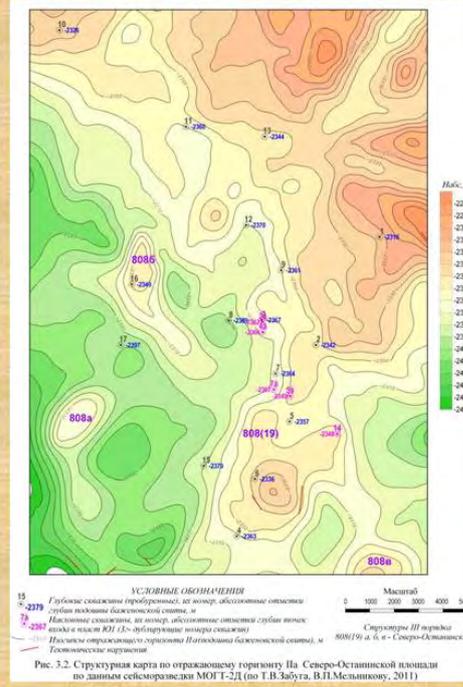
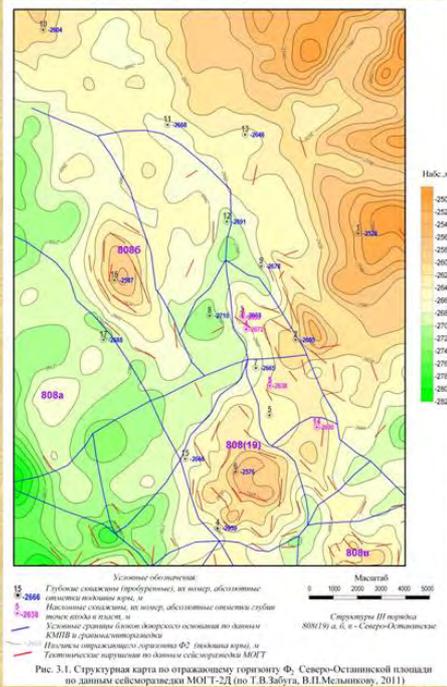
Арчинское месторождение

Горизонт НГГЗК

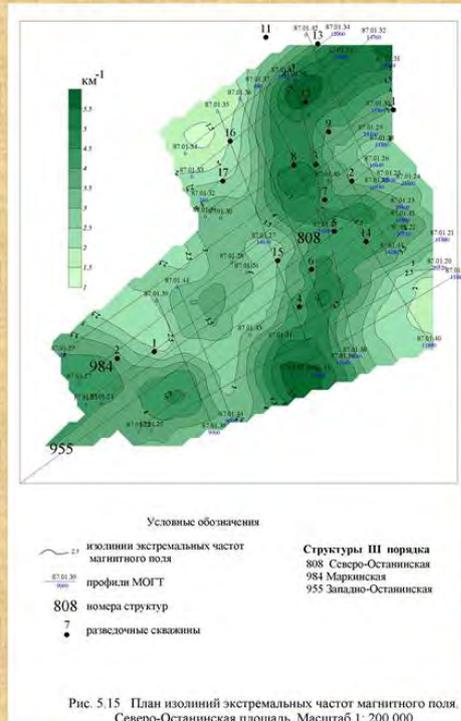
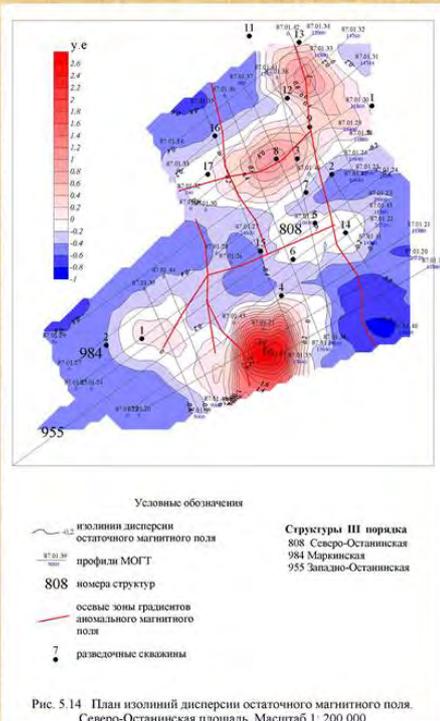
Нюрольская впадина

Западная Сибирь

Структурные карты по отражающим горизонтам Ф2 и IIa  
Северо-Останинская площадь



## Трансформанты магнитного поля



## Трансформанты магнитного поля

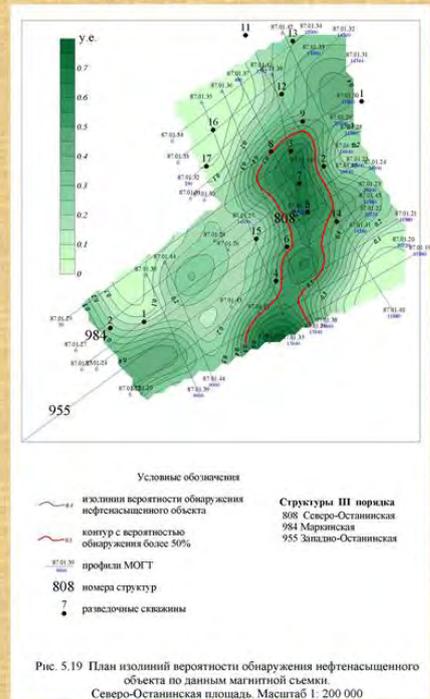
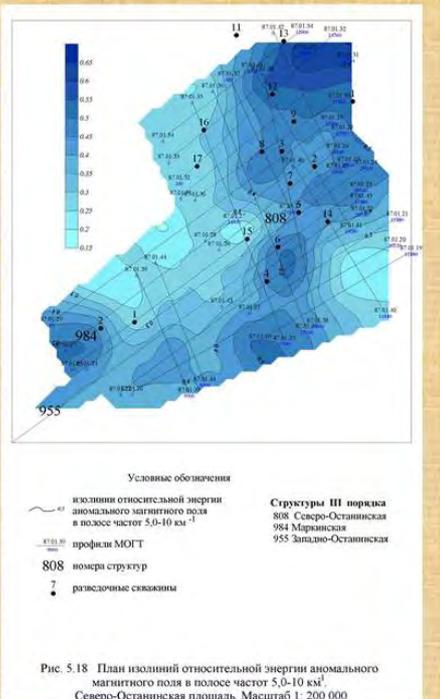
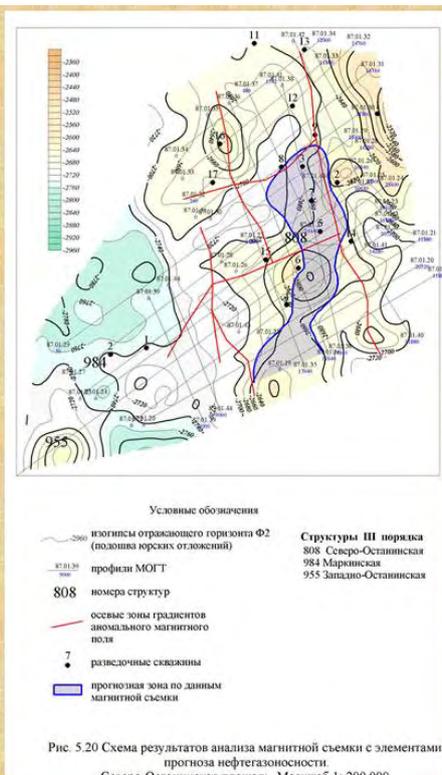


Схема локального нефтепрогноза  
Северо-Останинская площадь

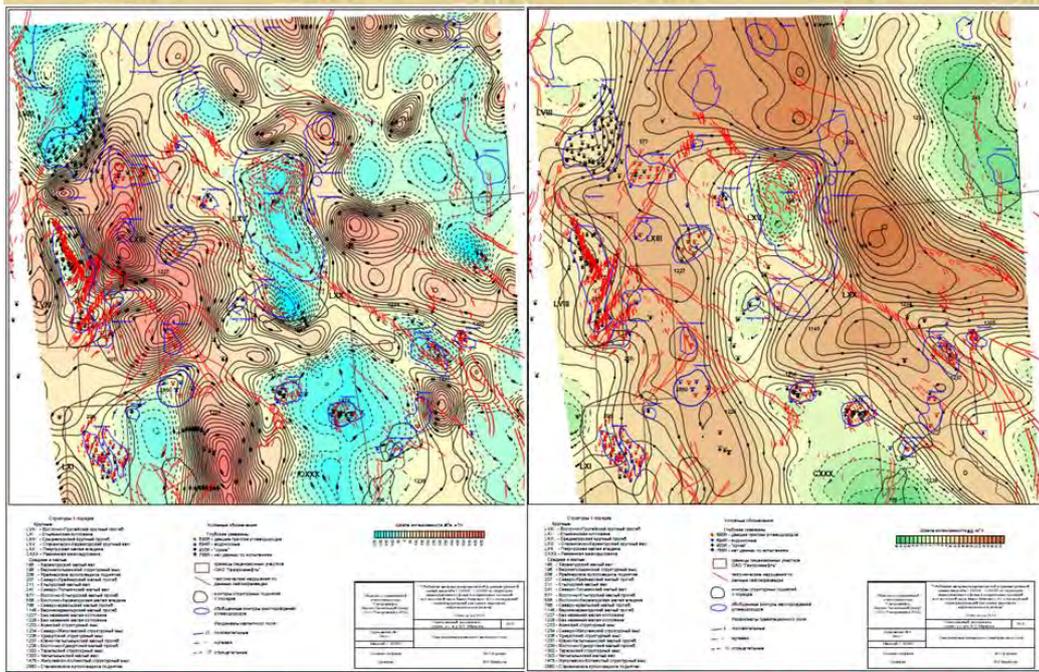


Что можно получить:

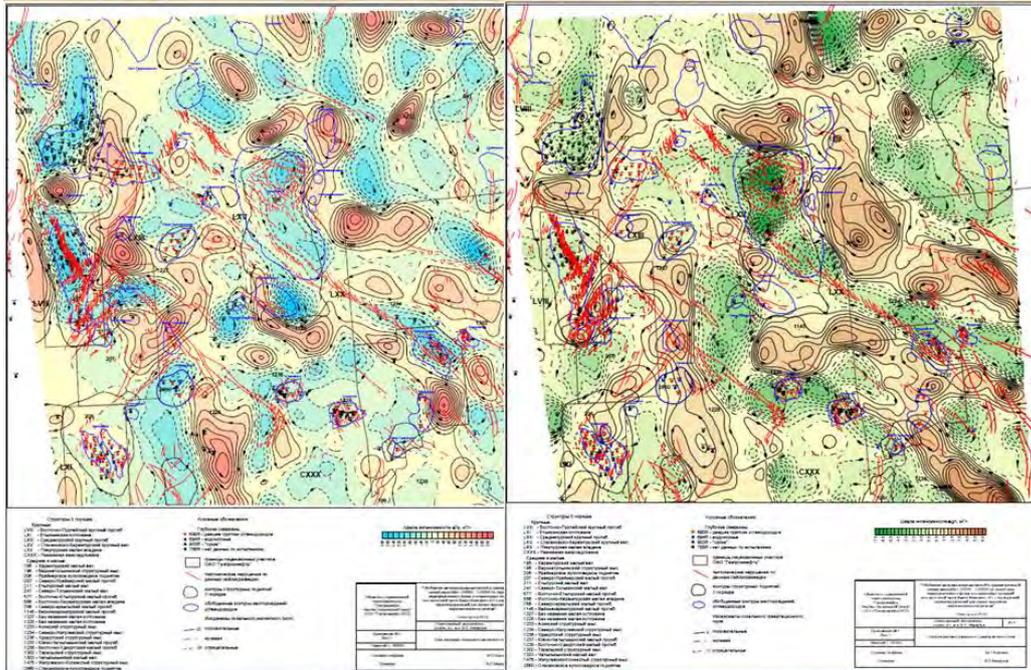
1. Электронная база данных по магнитным и гравитационным полям и их трансформантам по территории
2. Схема геологического строения верхней части отложений доюрского комплекса
3. Схема комплексной интерпретации потенциальных полей с элементами прогноза нефтегазоперспективных площадей масштаба
4. Методические рекомендации по технологии комплексной обработки и интерпретации данных грави-магниторазведки при изучении геологического строения и перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса отложений
5. Рекомендации по проведению дополнительных геологоразведочных работ (сейсморазведка, методы потенциальных полей, поисковые и разведочные скважины) на изученной

# Ретроспективный анализ гравимагнитных данных на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

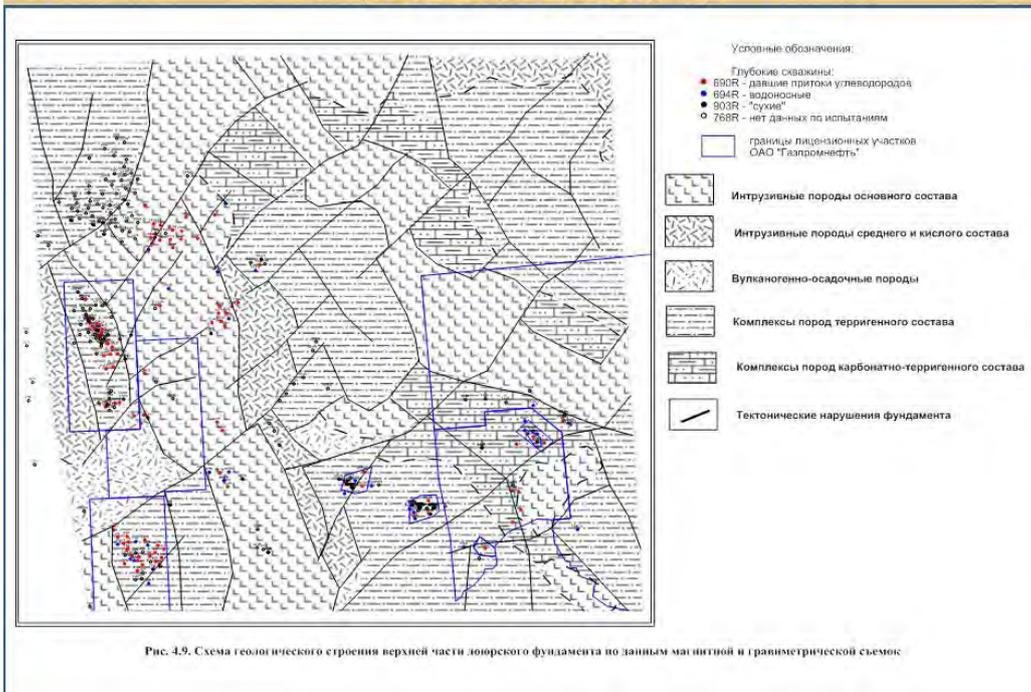
Результаты ретроспективного анализа геофизических данных (юго-восточная часть ЯНАО)



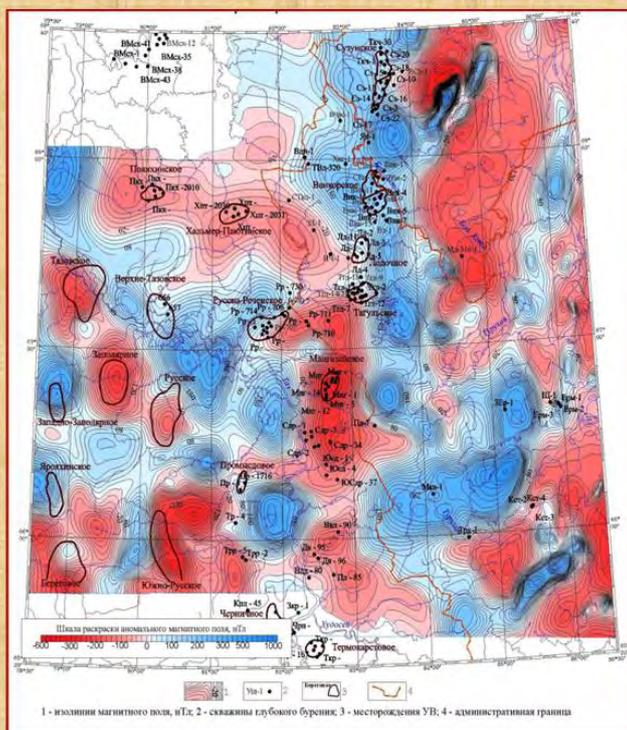
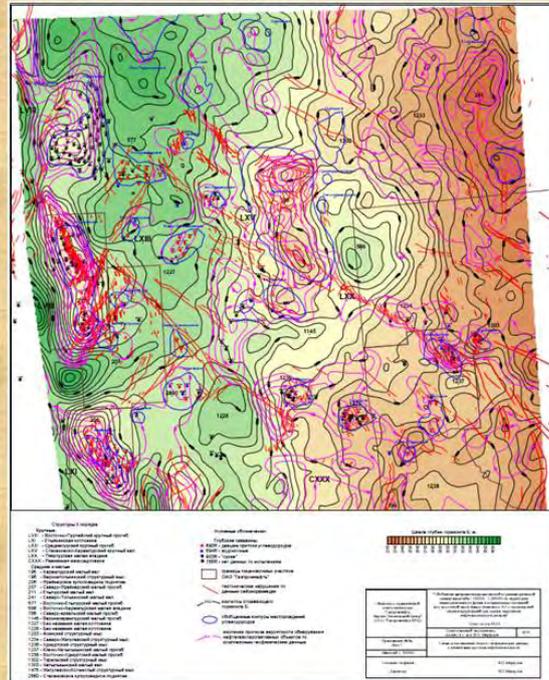
Результаты ретроспективного анализа геофизических данных  
(юго-восточная часть ЯНАО)



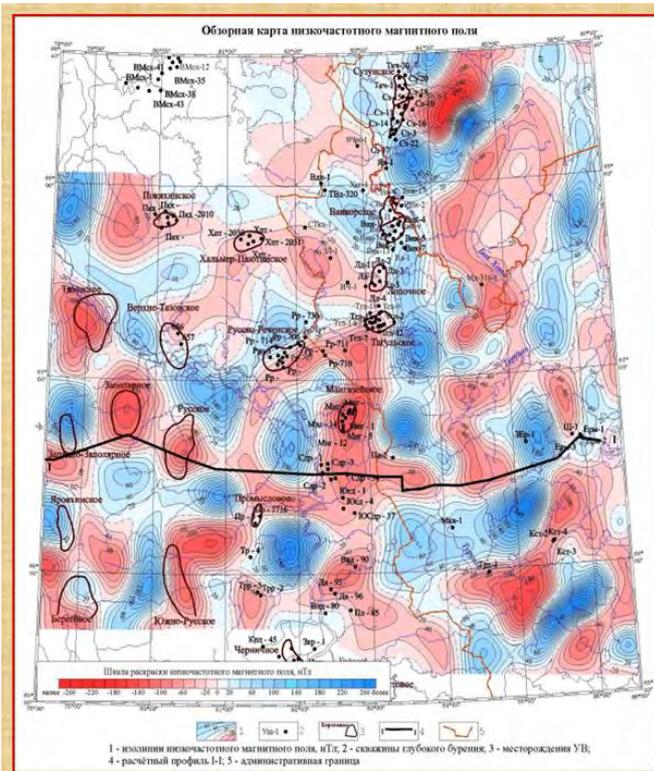
Результаты ретроспективного анализа геофизических данных  
(юго-восточная часть ЯНАО)



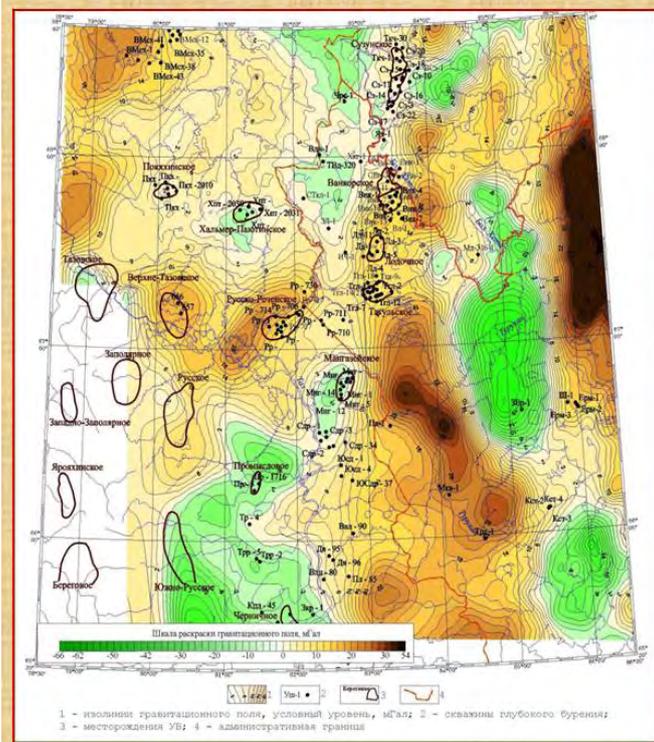
Результаты ретроспективного анализа геофизических данных  
(юго-восточная часть ЯНАО)



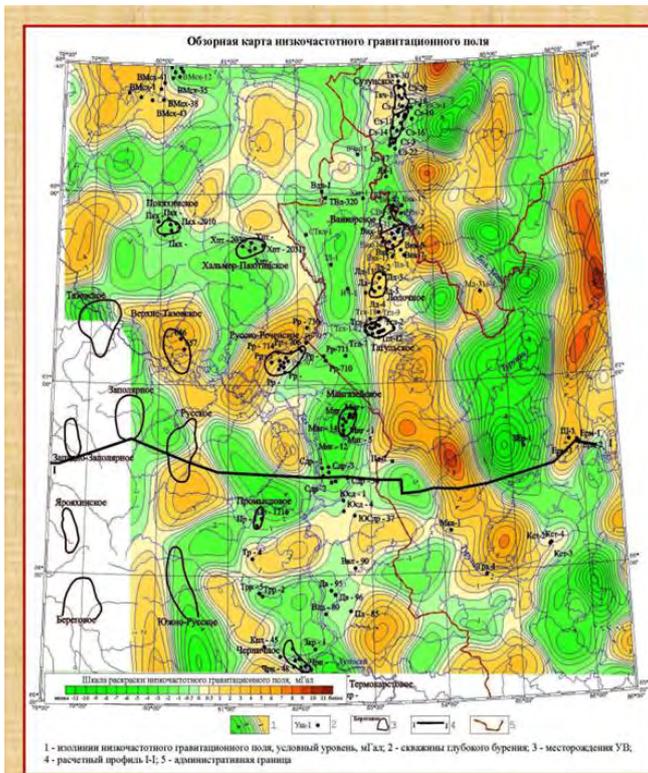
Карта изодинам наблюденного магнитного поля  
(Красноярский край)



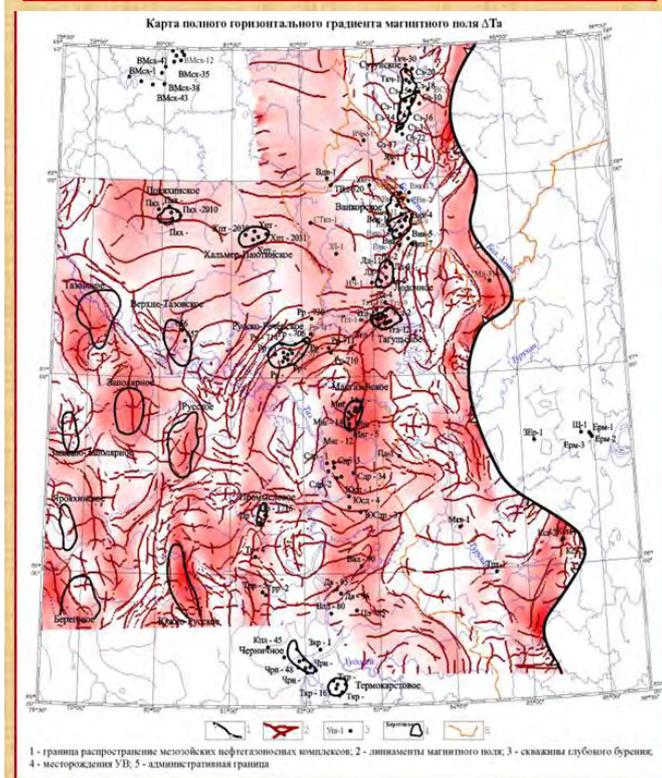
Карта изодинам  
низкочастотного  
магнитного поля



Карта изоаномал  
наблюдённого  
гравитационного поля  
(Красноярский край)

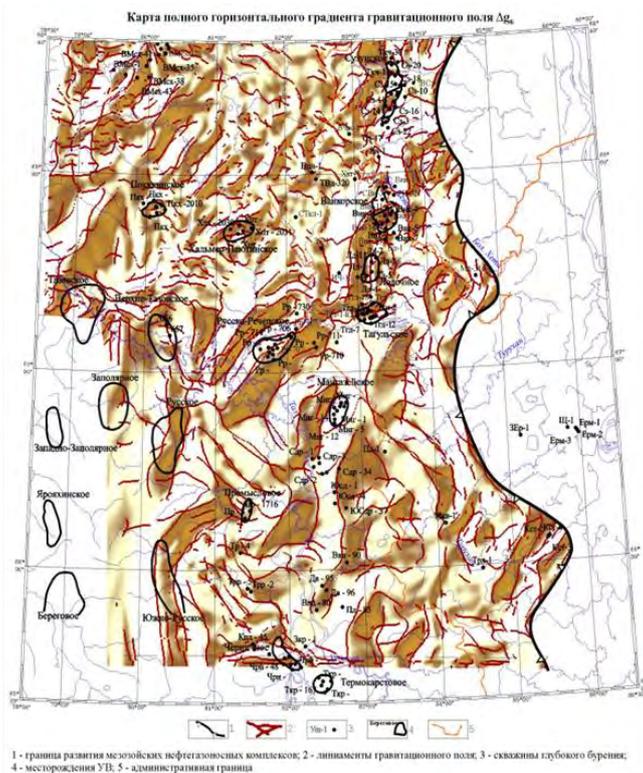


Карта изоаномал  
низкочастотного  
гравитационного поля

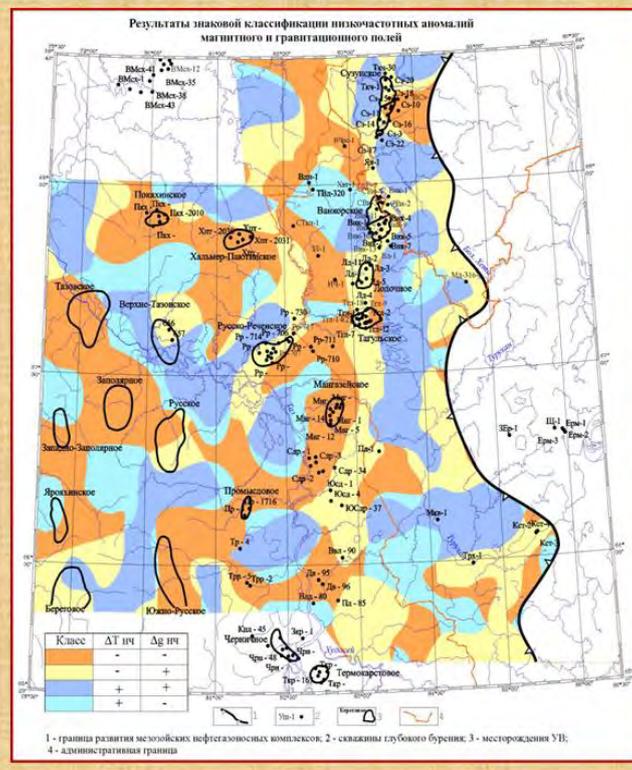


*Трассирование разломов  
проводится на основе  
линеamentного анализа  
потенциальных полей  
и их трансформант*

Карта полного  
горизонтального  
градиента  
магнитного поля



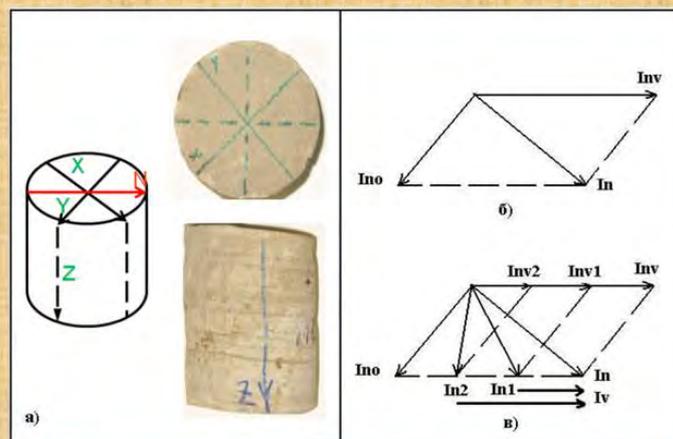
Карта полного горизонтального градиента гравитационного поля



Карта знаковой классификации отражает характерные сочетания гравимагнитных аномалий, присущие определенным структурно-вещественным комплексам фундамента.

Прогнозирование перспективных объектов в образованиях докембрийского фундамента на территории Томской области  
 – изучение условий залегания и трещиноватости пород на основе исследования ориентированного керна

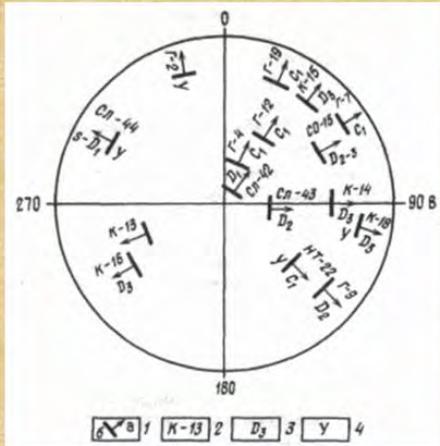
### Палеомагнитное ориентирование керна



- а) образец керна с произвольной системой координат  $(X, Y, Z)$  и расчетной плоскостью магнитного меридиана (по вязкой намагниченности –  $N$ );  
 б) компоненты вектора естественной остаточной намагниченности  $In$  – первичная остаточная намагниченность  $Ino$ , вязкая остаточная намагниченность –  $Inv$ ;  
 в) схема шагового размагничивания естественной остаточной намагниченности ( $In - In1 - In2$ ) с последовательным разрушением вязкой намагниченности ( $Inv - Inv1 - Inv2$ ) и выделением разностного вязкого компонента ( $Iv$ )

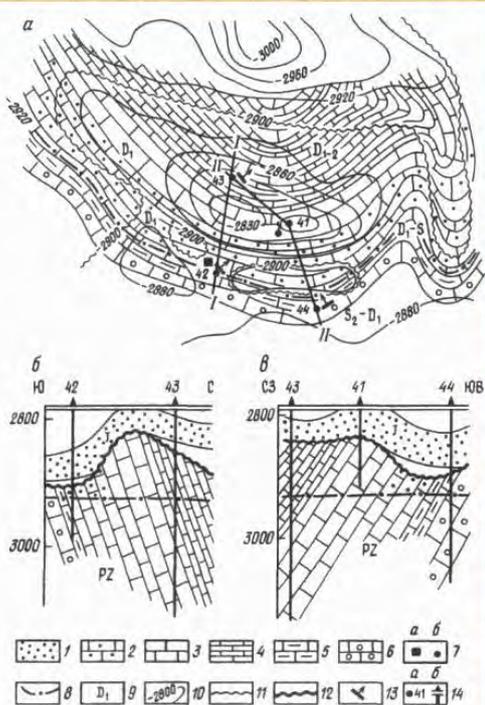
## Ретроспективные данные

### Элементы залегания палеозойских пород по ориентированному керну



- 1 – элементы залегания (а – азимуты падения, б – простираия);
  - 2 – скважины, в которых произведен замер элементов залегания;
  - 3 – возраст пород;
  - 4 – места предполагаемой ундуляции складок.
- Площади:  
 К – Калиновская,  
 Г – Герасимовская,  
 Сл – Солоновская,  
 Нт – Нижнетабаганская,  
 СО – Северо-Останинская

## Ретроспективные данные



### Геологическое строение залежи нефти Солоновского эрозионно-тектонического выступа (а) и разрезы по линиям I-I (б), II-II (в):

- 1 – песчаники; известняки :
- 2 – нефтенасыщенные, 3 – возможно нефтенасыщенные,
- 4 – слабопроницаемые, 5 – глинистые,
- 6 – водоносные;
- 7 – нефтепроявления (а – промышленный приток, б – запах в керне);
- 8 – условный ВНК;
- 9 – возраст пород;
- 10 – сейсмоизогипсы отражающего горизонта  $\Phi_2, M$ ;
- 11 – зона выклинивания глинистой тогурской (нефтематеринской) пачки;
- 12 – граница литолого-стратиграфического несогласия;
- 13 – элементы залегания палеозойских пород;
- 14 – скважины (а – в плане, б – на разрезе)

## Пример использования данных по ориентированному керну (Северо-Останинское месторождение)

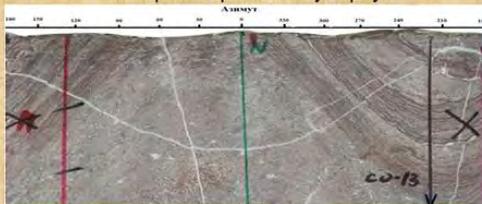
Сема расположения разведочных и эксплуатационных скважин



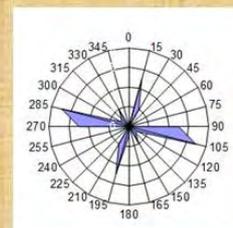
Результаты испытаний:

Скв. 3р - дебит по нефти 33 м<sup>3</sup>/сут  
Скв. 3э - пленка нефти

Изучение элементов залегания и трещиноватости по ориентированному керну



Стереограмма ориентировки трещин



Ориентация ствола скважины 4э скорректирована с учетом элементов залегания слоев и трещиноватости – дебит нефти – 72 м<sup>3</sup>/сут

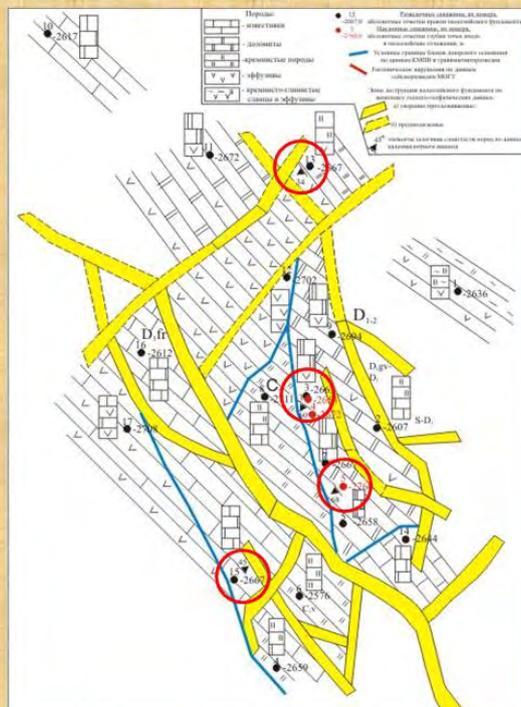


Схема геологического строения Северо-Останинского месторождения с учетом данных по ориентировке керна

Залежи углеводородов сосредоточены в северо-восточном крыле синклинальной складки, картируемой в палеозойском складчатом фундаменте

## **ВОЗМОЖНОСТИ ПРИКЛАДНОЙ ЯДЕРНОЙ ЛИТОГЕОХИМИИ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ДОЮРСКОМ КОМПЛЕКСЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

Столбов Юрий Михайлович, Бочаров Евгений Иванович<sup>1</sup>

Томский политехнический университет

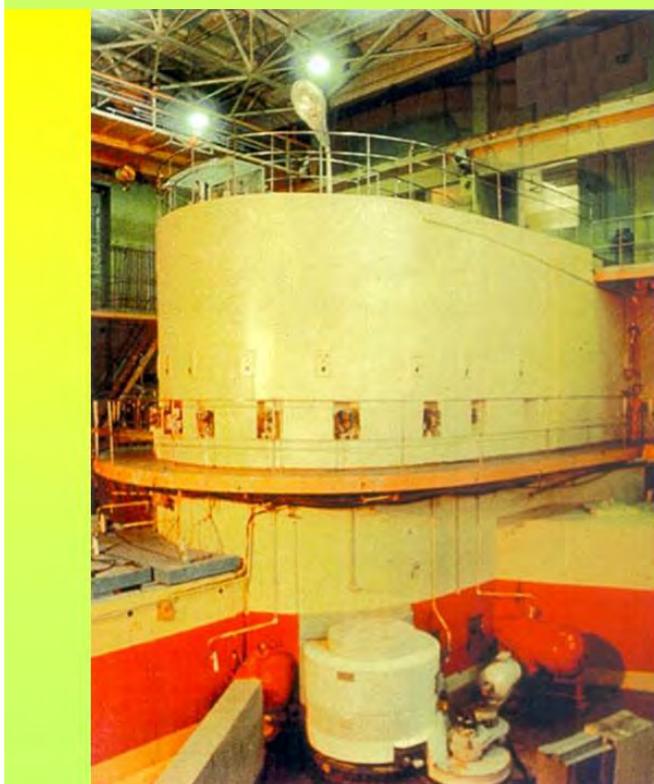
E-mail: [breg@mail.ru](mailto:breg@mail.ru)

**В докладе Столбова Ю. М.** описаны реакции наложенно-эпигенетических процессов. Отмечено, что основные реакции протекают в системах вода-порода (с образованием вторичных глинистых минералов), вода-вода (с образованием углекисло-сероводородных вод), вода-углеводороды (с образованием ураноносных битумов). Реакции в системе порода-углеводороды предохраняют коллектор от последующих эпигенетических преобразований. Эпигенетические реакции в системе углеводороды-углеводороды не наблюдаются, т.к. происходит простое смешивание углеводородов. Показано, что вышеуказанные эпигенетические преобразования позволяют отследить вертикальную миграцию углеводородов по результатам прикладных ядерных литогеохимических исследований. Отношение  $U/Al_2O_3$  позволяет выделить зоны выщелачивания (отрицательные аномалии) и наличие нефтематеринских пород (положительные аномалии). Высокая скорость и точность исследований позволяют отнести данный метод к прикладным методам поиска залежей нефти и газа в доюрском комплексе. Результаты уже проведенных исследований подтверждают состоятельность флюидодинамической модели нефтегазообразования предложенной Соколовым Б.А. и Абля Э.А. в 1999 году, идеи которой целесообразно использовать для независимой оценки нефтегазоносности сложно построенных объектов.

Вместо введения.

С 1962 по 1965 год в Тюменском филиале СНИИГГиМС под научным руководством профессора Н.Н. Ростовцева проводились работы по теме «Влияние вертикальной миграции флюидов на формирование залежей нефти и газа».

Исследования показали, что миграция флюидов в земной коре – одно из наиболее сложных геологических явлений. Сложность миграции определяется большим разнообразием изменяющихся во времени и пространстве геологических и физико-химических условий, в которых она осуществляется.



**Томский  
исследовательский  
ядерный  
реактор  
ИРТ-Т**

МОСКОВСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
УНИВЕРСИТЕТ  
им. М.В. Ломоносова  
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

119899, Москва, Воробьевы Горы  
Телетайп: 112863, Делта  
Телефон: 939-13-01

В поддержку технологии ядерных  
литогеохимических исследований  
разреза.

№ \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_  
N 246/13  
от 06.06.2002

В основе активно разрабатываемой в последнее время флюидодинамической концепции нефтеобразования лежат представления об универсальности процессов саморазвития осадочных бассейнов, приводящих к созданию системы флюидных и тепловых потоков, определяющих и масштабы генерации, и масштабы нефтегазоаккумуляции. Процессы дефлюидизации недр приводят к возникновению зон разуплотнения в земной коре, обусловленными различными факторами, в том числе при трансформации свойств и состава пород под действием движущихся флюидов.

Предлагаемая технология прикладных ядерных литохимических исследований по керну и шлему глубоких скважин (на базе Томского исследовательского ядерного реактора ИРТ-Т) позволяет выявлять литогеохимические аномалии, обусловленные метасоматическими процессами преобразования пород, являющимися составной частью флюидодинамических процессов формирования нефтегазоносности флюидодинамических систем.

Использование такого мощного технологического средства, каким является ядерный реактор, для получения информации о состоянии вещества пород будет способствовать более комплексному изучению геологического строения разреза и выявлению перспективных горизонтов нефтегазоаккумуляции.

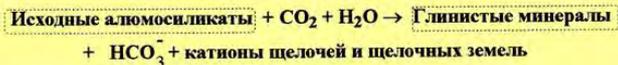
Декан геологического факультета  
МГУ им. М.В. Ломоносова,  
профессор, член-корр. РАН



Б.А. Соколов

## НАЛОЖЕННО-ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ

### РЕАКЦИИ В СИСТЕМЕ ВОДЫ-ПОРОДЫ



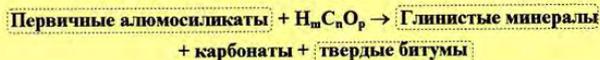
### РЕАКЦИИ В СИСТЕМЕ ВОДЫ-ВОДЫ

Инфильтрационный эпигенез ответственен за формирование четырех геохимических зон:  
кислородная;  
бескислородных углекисло-азотных вод; углекисло-сероводородных вод; углеводородная.

### РЕАКЦИИ В СИСТЕМЕ ПОРОДЫ-УГЛЕВОДОРОДЫ

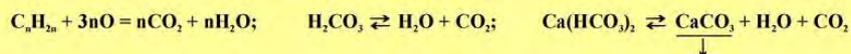
Углеводороды предохраняют коллектор от последующих преобразований

### РЕАКЦИИ В СИСТЕМЕ ВОДЫ-УГЛЕВОДОРОДЫ



### РЕАКЦИИ В СИСТЕМЕ УГЛЕВОДОРОДЫ - УГЛЕВОДОРОДЫ

Залежь - это система динамического равновесия между потерей УВ и поступлением их новых порций.



**Методика вычисления  $\Delta C_U$ ,  $C_{орг}^{(U)}$ ,  
отрицательных и положительных литогеохимических аномалий**

Результаты ядерно-физических и литологических исследований обычно представляются в графической форме и текстовых приложениях.

На графике приводится литологический разрез исследуемой скважины и результаты литогеохимических исследований, представленные в трех колонках.

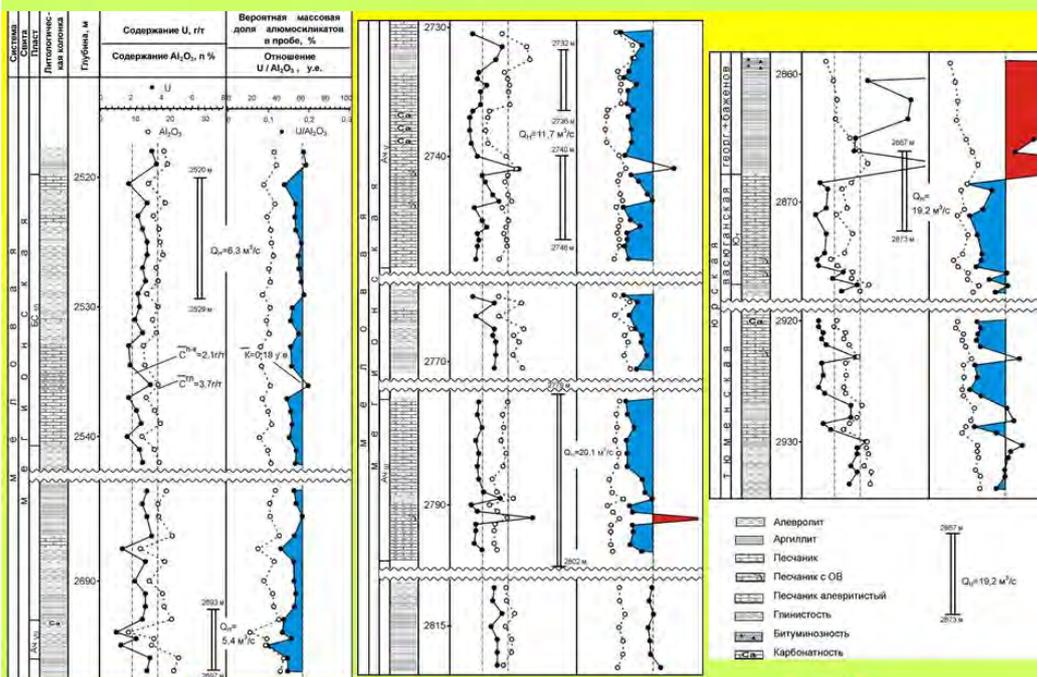
В первой колонке показано распределение содержаний урана и глинозема по глубине.

Во второй колонке приведены расчетные данные в виде темных и светлых кружочков. При этом светлые кружочки дают представление о балансе урана в пробе:  $\Delta C_U = C_U - C_U^{теор}$ , где  $C_U$  - измеренное содержание урана, а  $C_U^{теор}$  - вычисленное. Содержания урана в чистом кремнеземе и карбонатах очень малы. Практически весь уран связан с алюмосиликатами. В неизмененных алюмосиликатах отношение  $U/Al_2O_3$  равно  $0,18 \times 10^{-4}$ , поэтому  $C_U^{теор} = C_{Al_2O_3} \times 0,18 \times 10^{-4} \%$ .

$\Delta C_U$  позволяет оценить величину привноса-выноса урана. Она дает возможность по положительным значениям  $\Delta C_U$  вычислить примерное содержание ураноносного типа ОВ. При этом предполагается, что отношение  $C_{орг}^{(U)}/C_U = 0,34 \times 10^4$ , т.е. такое, какое характерно для отложений баженовской свиты Западной Сибири.

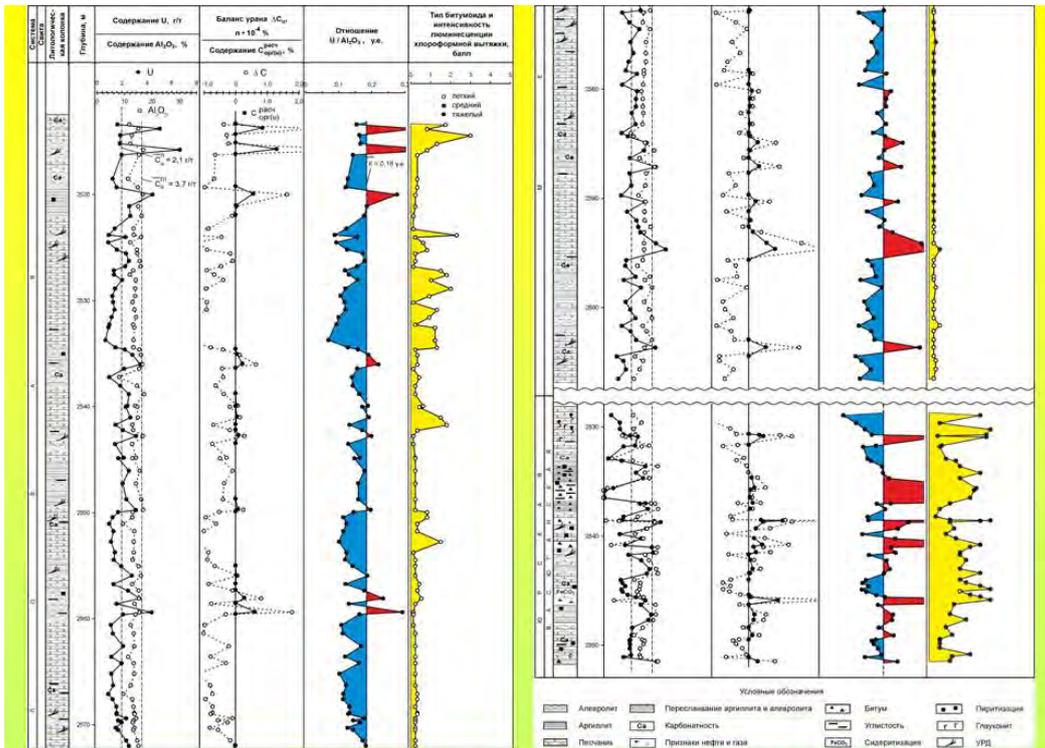
В третьей колонке приведены значения отношения  $U/Al_2O_3$  и расчетные содержания алюмосиликатов в пробе, которые принимаются равными  $C^{Al-Si} = 2C_{Al_2O_3}$ . Данные, приведенные в этой колонке, дают представление об интенсивности преобразований алюмосиликатных минералов процессами наложенного эпигенеза.

При этом: отрицательные аномалии  $< (0,18 \pm 0,02) \times 10^{-4}$  < положительные аномалии.

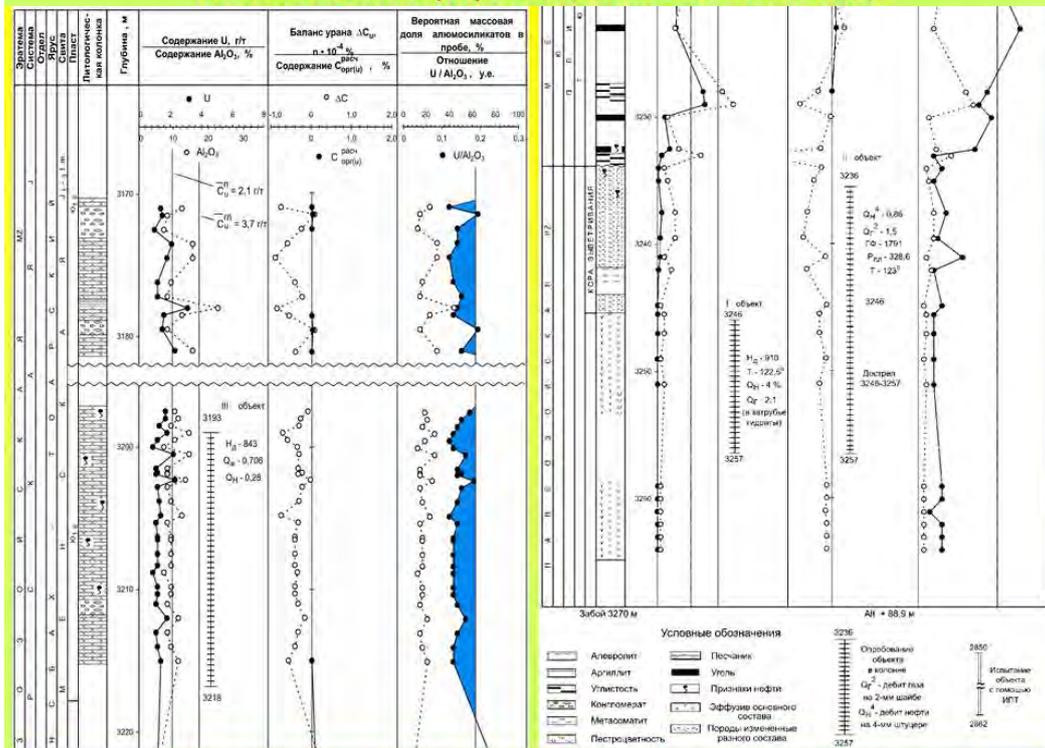


**Литогеохимический разрез юры и мела Кочевской скв. 12  
Сургутский свод Западная Сибирь**

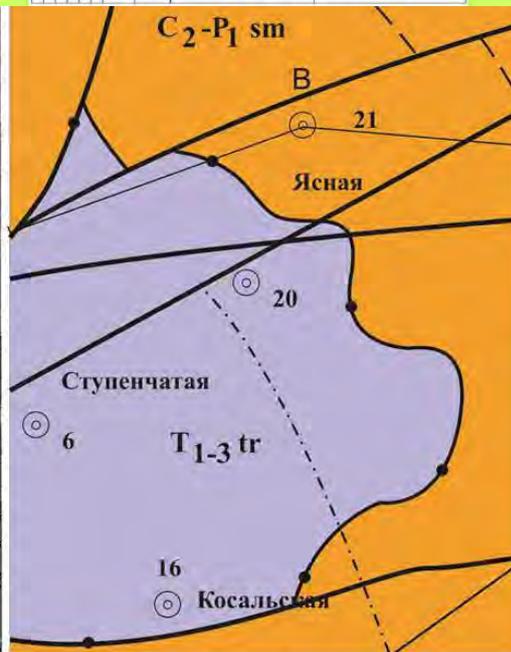
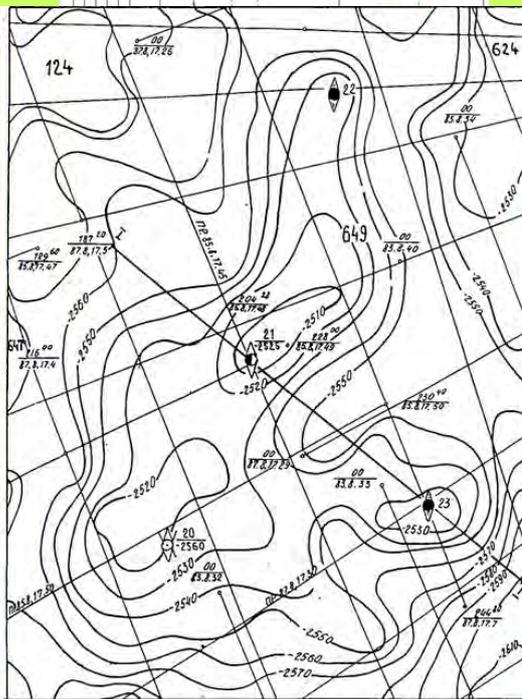
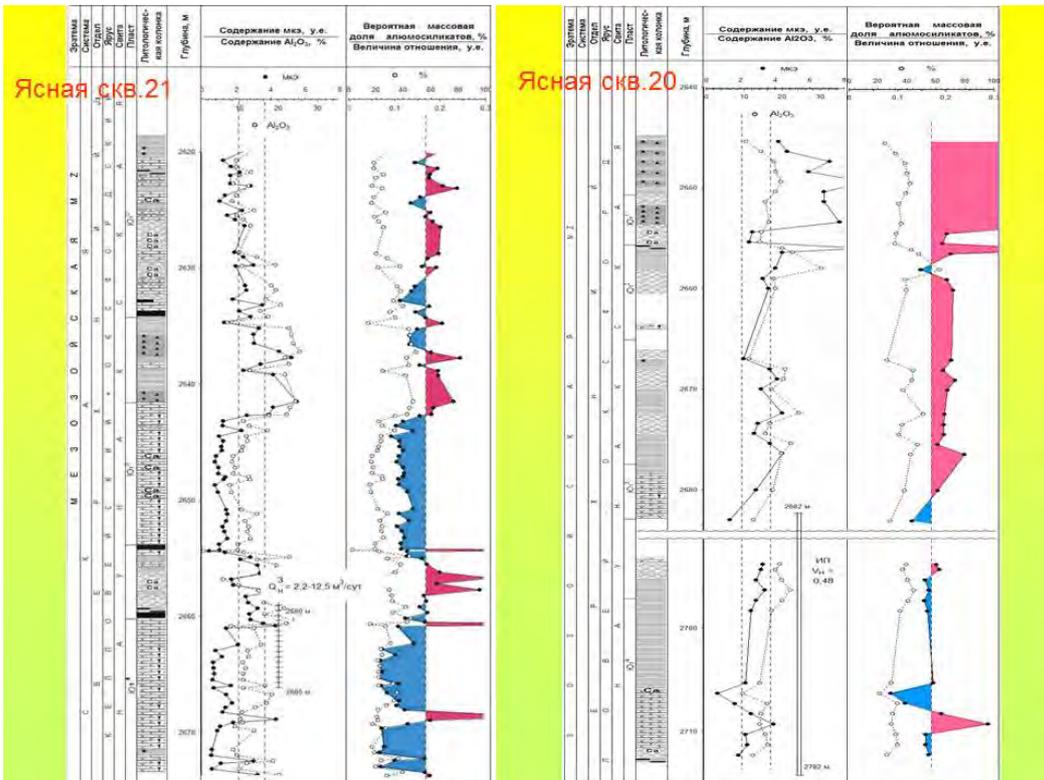
Синим цветом выделены отрицательные литогеохимические аномалии, обусловленные процессами флюидомиграции. Максимальные аномалии наблюдаются в отложениях верхней юры. Вверх по разрезу меловых отложений интенсивность аномалий уменьшается. Это хорошо совпадает с результатами испытаний пластов.



Литогеохимический разрез скв. 366 Киев-Еганской площади



Литогеохимический разрез скв. 1 Северо-Фестивальной площади



Условные обозначения

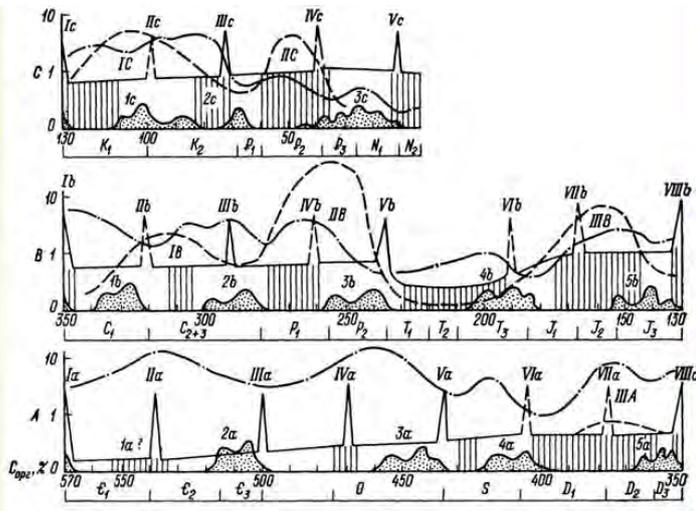
	Триасовая система, Нижний-верхний отделы, Турническая серия		Каменноугольно-пермская система (неразчлененные отложения), Самлатская
	Тектонические нарушения		Геологические границы триасовых от.
	Литостратиграфические границы: 1 - на поверхности палеозоя;		2 - под чехлом глина и самлатской толщ

Пр. 87 в. 17.28  
 124. Песная 624. Усть-Чомакская 647. Ступенчатая 649. Ясная

сальминские профили  
 изотипы опресняющего горизонта  
 озонарии глиандрирования

21 скважина drilled нефть  
 22 скважина пробная

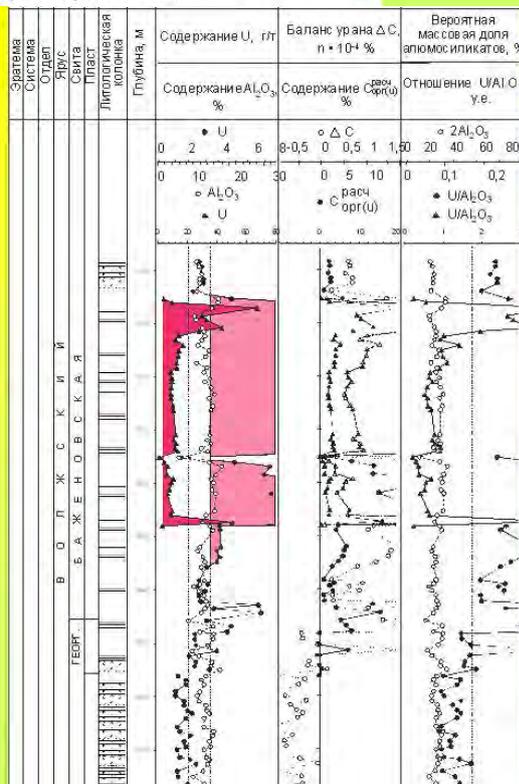
Структуры и изгибательные перегибы:

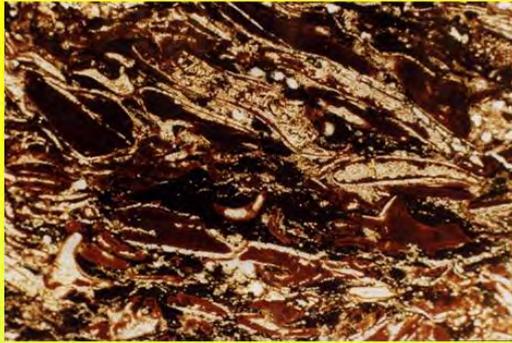


1 — средняя концентрация  $C_{\text{ур}}$ , %; 2 — интенсивность угленакопления; 3 — изменение площади морей на континентах; 4 — фазы складчатости; 5 — этапы активизации рифтогенеза; I—VIII — эпохи накопления осадков, обогащенных планктогенным ОВ, фосфором и ураном; Ia — позддевонско-раннекембрийская, IIa — ранне-среднекембрийская, IIIa — позднекембрийско-раннеордовикская, IVa — ранне-среднеордовикская, Va — позднеордовикско-раннесилурийская, VIa — позднесилурийско-раннедевонская, VIIa — ранне-среднедевонская, VIIIa — позднедевонско-раннекаменноугольная, Ia — раннекаменноугольная, IIb — позднекаменноугольная, IVb — раннепермская, Vb — позднепермская, VIb — позднетриасовая, VIIb — ранне-среднеюрская; VIIIb—Ic — позднеюрская, IIc — среднемиоценовая, IIIc — позднемиоценовая—палеоценовая, IVc — средне-верхнеэоценовая, Vc — позднелалеогеновая—раннемиоценовая; 1—3 — фазы складчатости: Ia — раннекембрийская, 2a — салинская (сарльская), 3a — раннекаледонская (таконская), 4a — позднекаледонская (эрийско-ардская), 5a — бретонско-тельбесская, 1b — судетско-саурская, 2b — уральско-астурийская, 3b — позднегерцинская (лфальцкая), 4b — древнекеммерийская, 5b — позднекеммерийская (кольмско-адыгейская), Ic — субгерцинско-австрийская, 2c — ларамийская, 3c — позднеальпийская (аттикопиренейская). I—III — эпохи угленакопления: IIIA — ранне-среднедевонская, IB — ранне-среднекаменноугольная, IIB — ранне-среднепермская, IIIB — ранне-среднеюрская; IC — ранне-среднемиоценовая, IIC — среднепалеогеновая.

Периодическая схема накопления в фанерозое отложений, обогащенных сапропелевым планктогенным ОВ, фосфором, ураном и другими металлами и их связь с другими геологическими явлениями (по Неручеву С.Г.)

**Баженовская свита скв. СГ-6 Тюменской области**





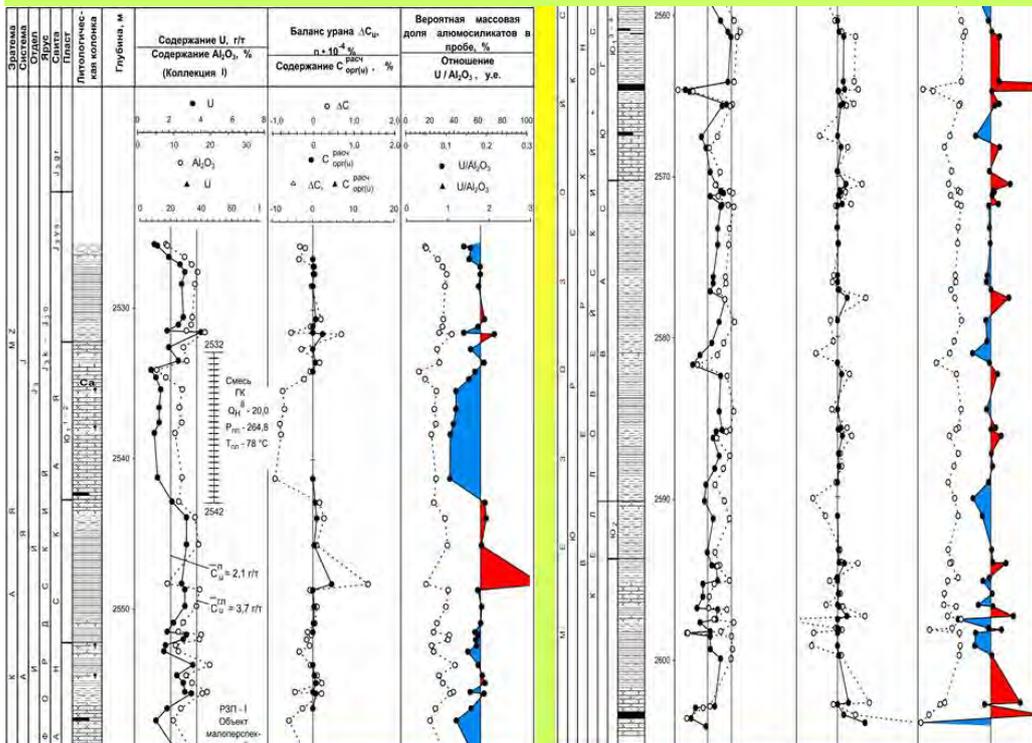
а



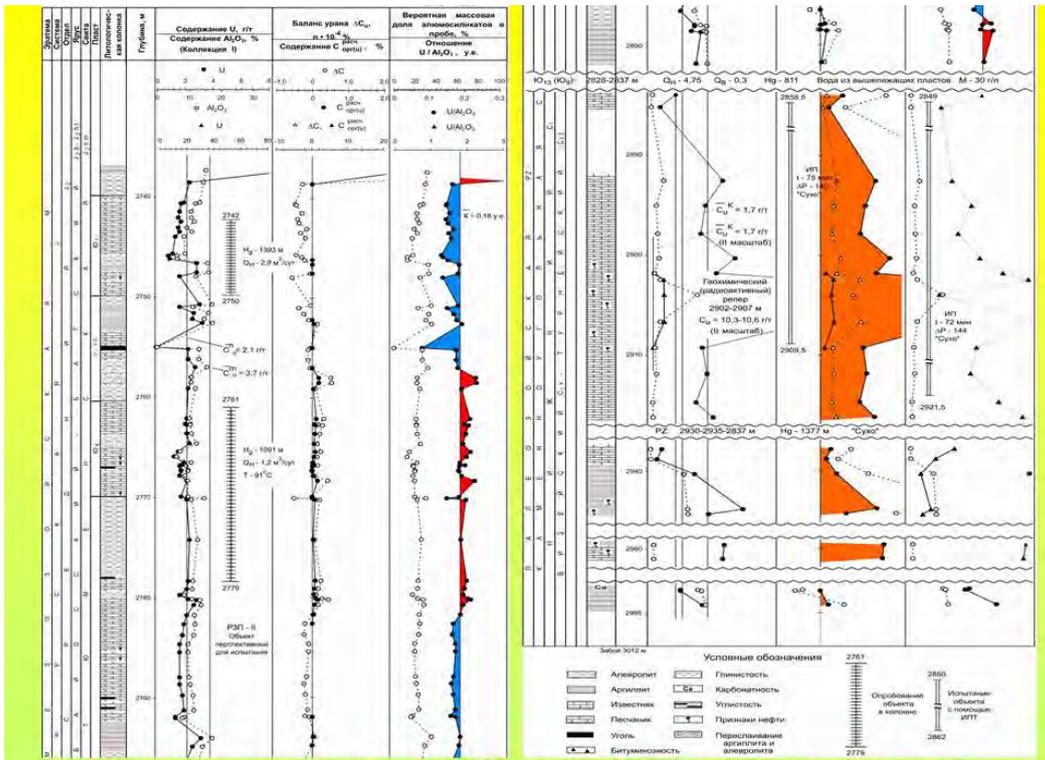
б

Фото шлифа (а) и лавсанового детектора (б) образца баженовской свиты Сургутского свода. Скв. Конитлорская-5

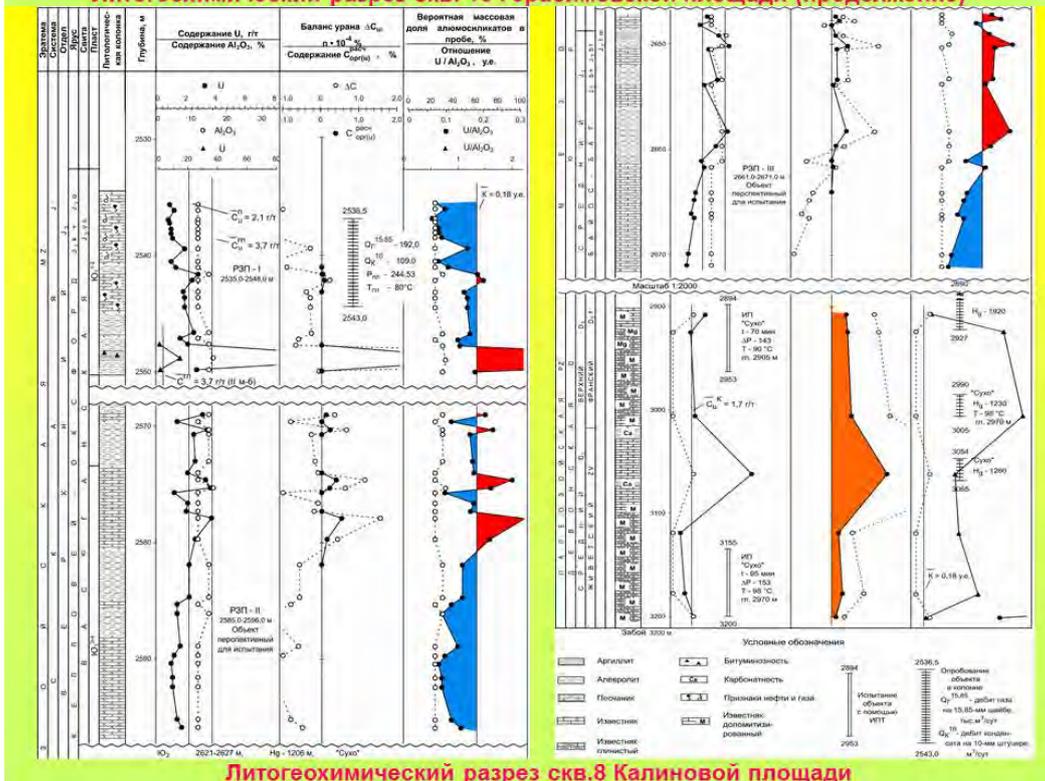
Породы насыщены ураноносным керогеном типа II (а - красно-бурый сапропелевый тип РОВ). На лавсановом детекторе (б) отражено микрораспределение урана в породе.



Литогеохимический разрез скв. 10 Герасимовской площади



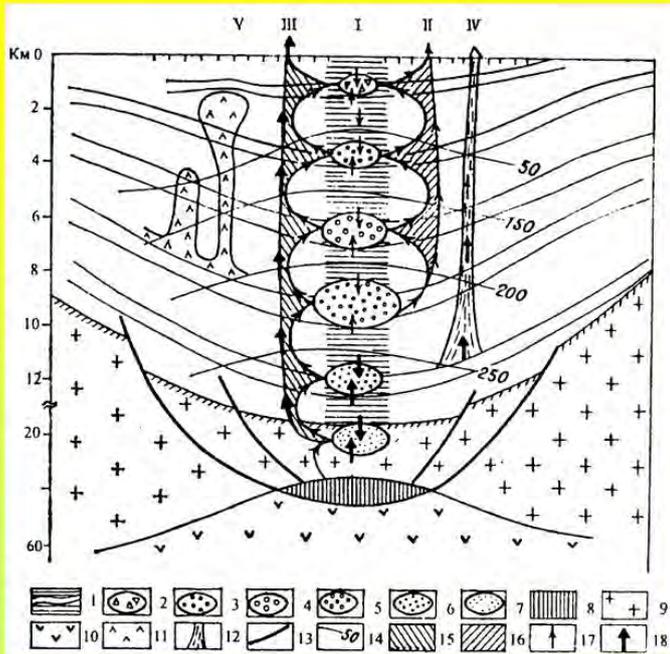
Литогеохимический разрез скв. 10 Герасимовской площади (продолжение)



Литогеохимический разрез скв.8 Калиновской площади



**ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКАЯ  
МОДЕЛЬ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ**



- 1- осадочный разрез в условиях погружения (I);
- 2-7 - флюидонасыщенные зоны разуплотнения (2-нефтегазовая, 3- ГЗН, 4- ГЗГ, 5-термального газа, 6- кислых газов, 7- газорудная);
- 8- астеносфера; 9- земная кора;
- 10- верхняя мантия; 11- соляные купола (V); 12- грязевые диапиры (VI); 13- литрические нарушения;
- 14- изотермы, °C; 15- перемещение не УВ теплоносителей (Ш);
- 16- перемещение углеводородных потоков (II); 17- направление движения УВ; 18- направление движения водноуглекислых флюидов

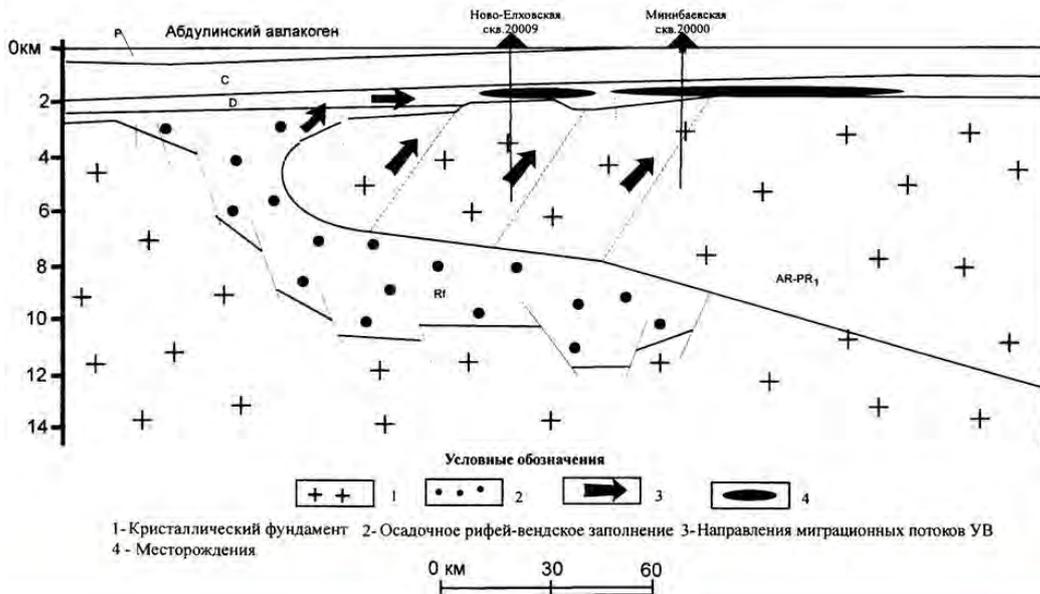
**Процессы -**

\*ступенчатая инициация ОВ снизу вверх ("цепная реакция")

\*смещение флюидов в вертикальном разрезе

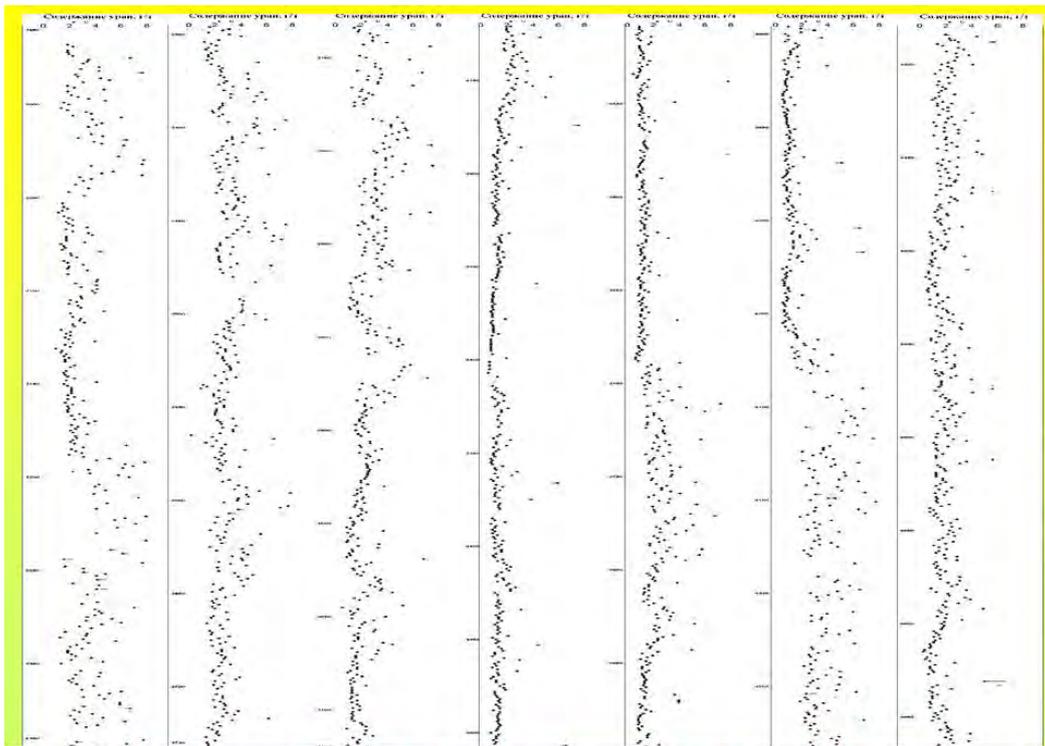
\*фракционирование флюидов в соответствии с термодинамическим режимом

**Модель формирования месторождений Южно-Татарского свода**

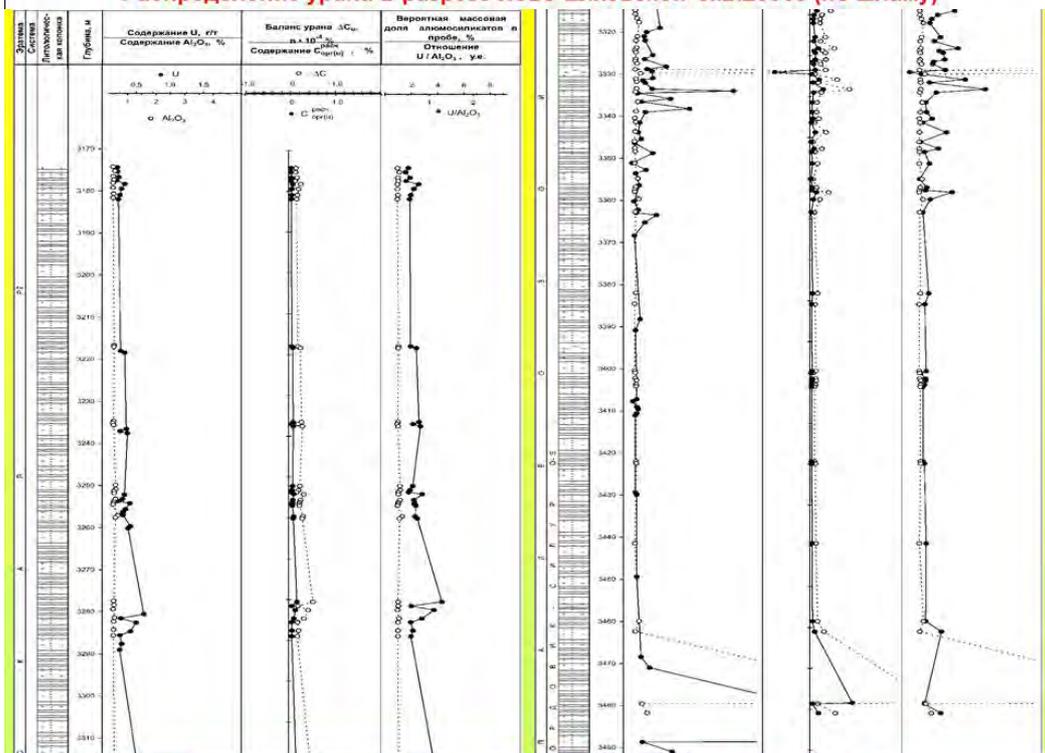


- 1- Кристаллический фундамент
- 2- Осадочное рифей-вендское заполнение
- 3- Направления миграционных потоков УВ
- 4 - Месторождения

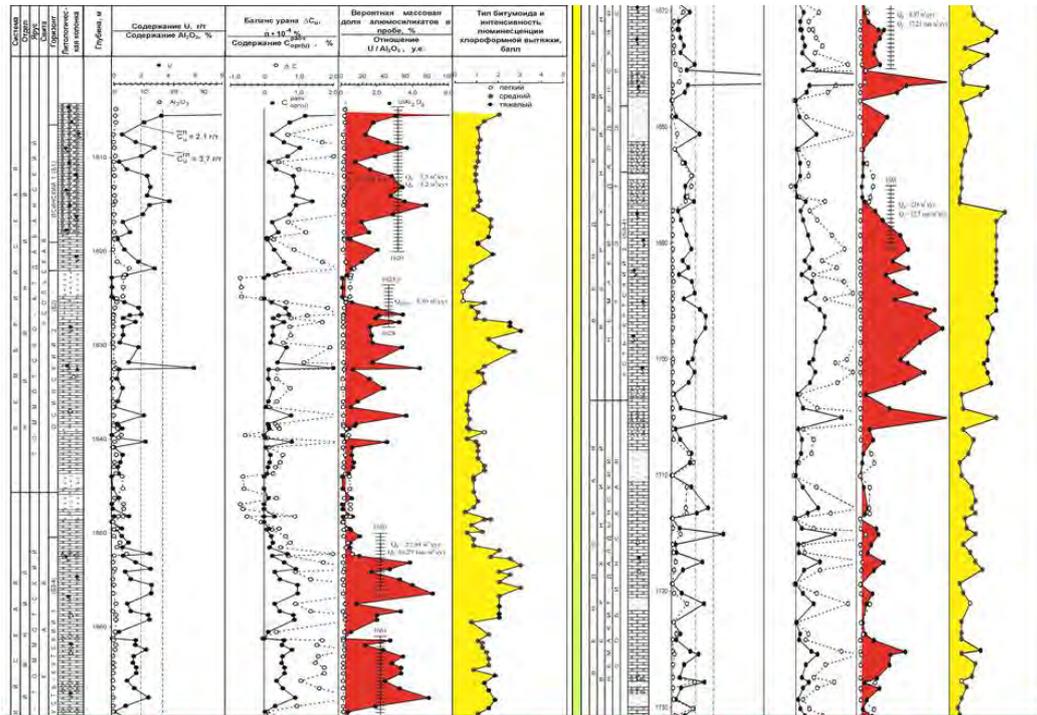
0 км 30 60



Распределение урана в разрезе Ново-Елховской скв.20009 (по шламу)



Литогеохимический разрез скв. 4 Вездеходной площади



**Литогеохимический разрез Даниловской скв.71 (Восточная Сибирь)**

Повышенные значения хлороформных битумов тяготеют к положительным литогеохимическим аномалиям. Это свидетельствует о том, что миграция битумов длительное время происходила по одной системе трещин, где происходило и их частичное окисление с образованием ураносных битумов.

## ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ БАССЕЙНА ОМАНА

Шалдыбин Михаил Викторович

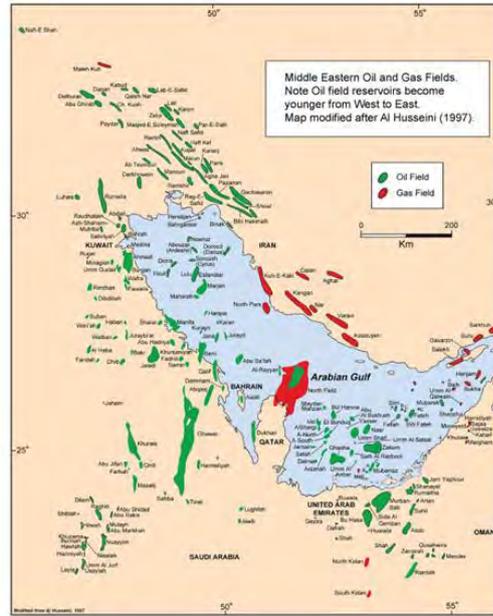
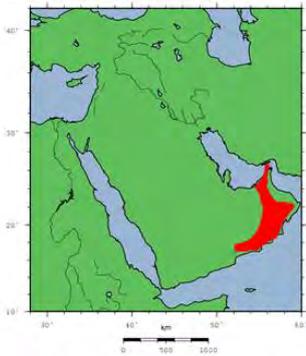
ОАО "ТомскНИПИнефть"

E-mail: [ShaldybinMV@tomsknpi.ru](mailto:ShaldybinMV@tomsknpi.ru)

**В докладе Шалдыбина М. В.** рассмотрено геологическое строение бассейна Омана. Продемонстрирована стратегия геологического изучения данного бассейна. Показано, что успешность геологоразведочных работ для данного бассейна связана с грамотным заложением глубоких скважин, вскрывающих отложения нескольких структурных этажей (разных осадочных бассейнов), имеющих вертикальную глубину порядка 4,5 км и последующим проведением комплексных исследований. На примере изучения бассейна Омана дана рекомендация, что для успешного изучения доюрского комплекса (ДЮК) необходимо, в том числе, выполнение следующих условий:

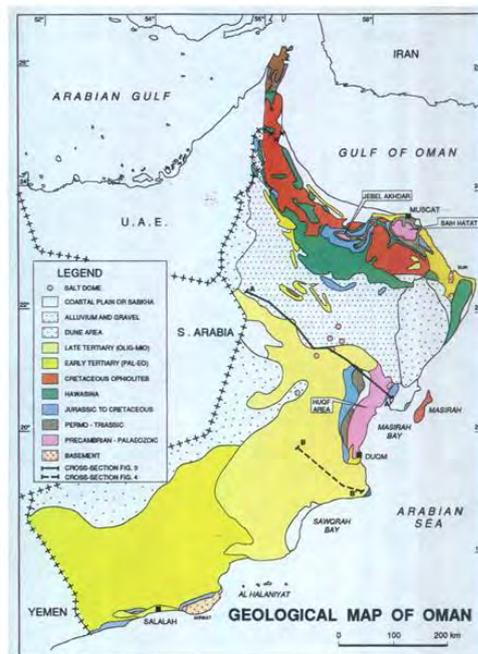
1. Открытость материалов и идей – свободный обмен данными по ДЮК между нефтегазовыми компаниями, работающими в Западной Сибири;
2. Концентрация стратегии ГРП на детальных стратиграфических работах, путем заложения параметрических и глубоких скважин в местах максимального возрастного пересечения ДЮК;
3. Изучение мирового опыта вскрытия осадочных бассейнов со схожими геологическими условиями (на примере бассейна Омана и других бассейнов).

# Geology

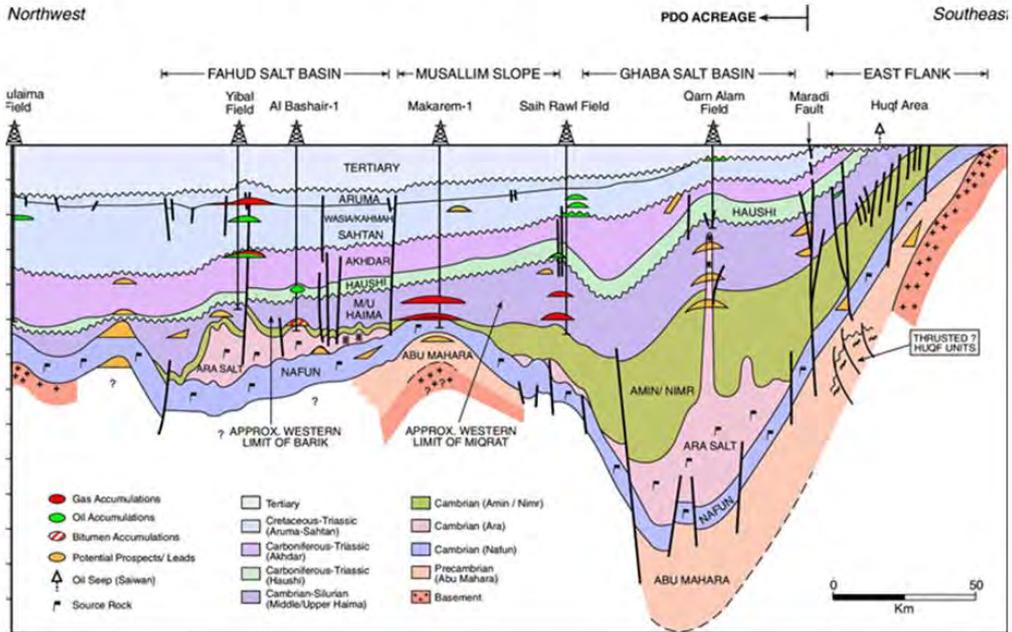


# Stratigraphy

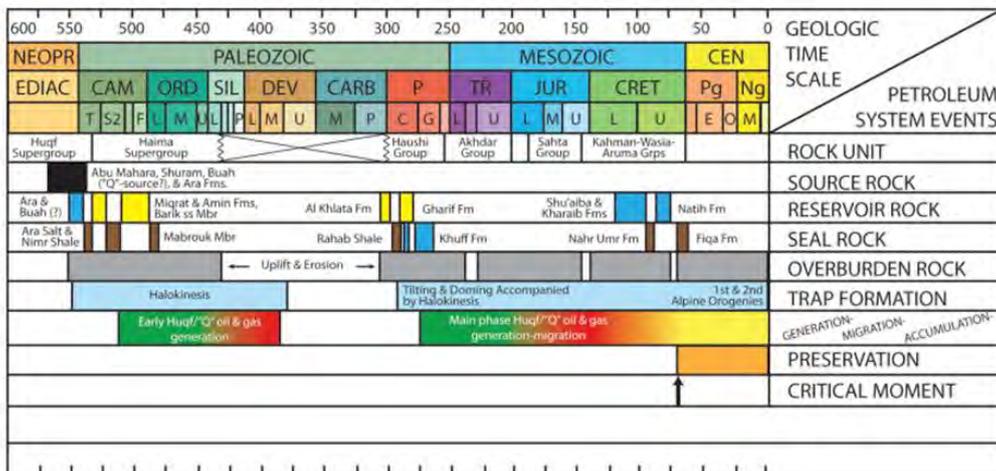
ERA	PERIOD	EPOCH	GTS 2012 AGE (Ma)	STRATIGRAPHIC GROUPS
Cenozoic	Quaternary	Holocene	0.76	Fars Hadramaut Sahtan Akhdar Hawthi Misfar Safiq Andam Mahatta / Humaid Nimr Ara Nafun Abu Mahara Basement
		Pleistocene	3.28	
	Neogene	Pliocene	5.28	
		Miocene	23.0	
	Paleogene	Oligocene	33.9	
		Eocene	56.0	
	Cretaceous	Paleocene	66.0	
		Early	100.0	
	Mesozoic	Late	145.0	
			165.0	
Middle		185.0		
		242.0		
Early		252.0		
		252.0		
Triassic	Late	252.0		
	Early	252.0		
Permian	Lopingian	252.0		
	Guadalupian	259.0		
Carboniferous	Carboniferous	259.0		
		259.0		
Paleozoic	Devonian	Late	367.0	
		367.0		
	Silurian	Early	419.0	
		419.0		
	Ordovician	Late	443.0	
		443.0		
	Cambrian	Early	541.0	
		541.0		
	Neoproterozoic	Ediacaran	635.0	
		Cryogenian	720.0	



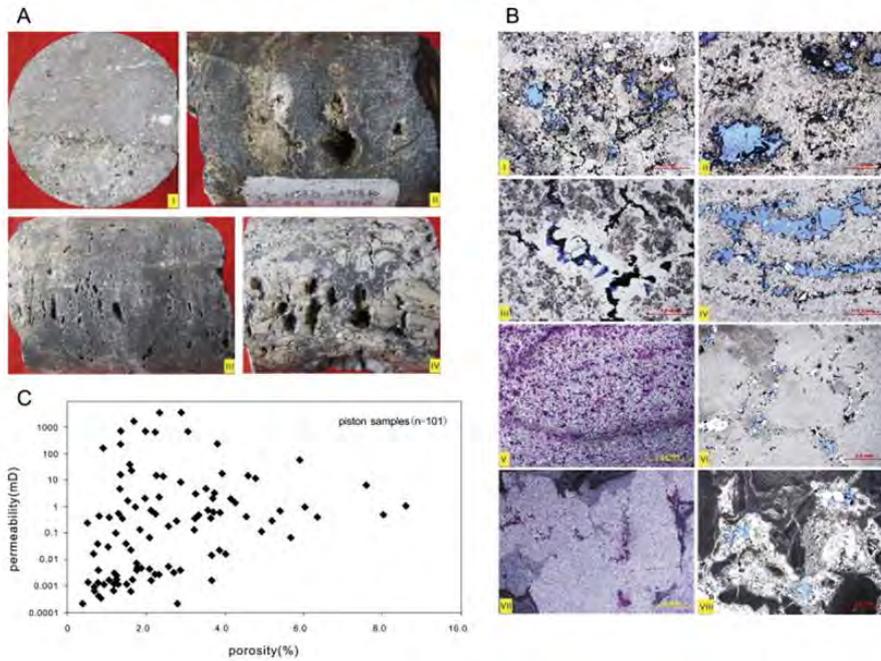
# Geological Section



# Petroleum System



# Riphean reservoirs



# PZ reservoirs

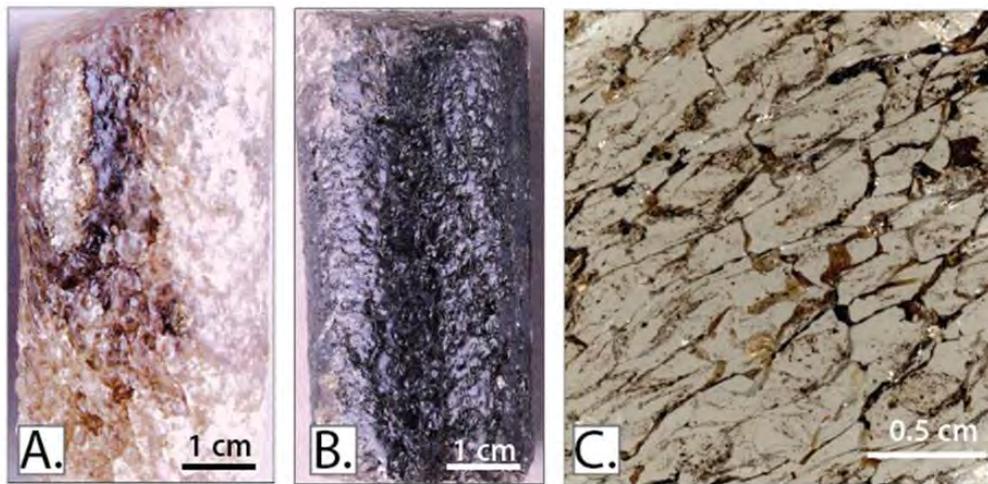


Figure 2. Hydrocarbon-impregnated halite ("black halite") from the Ara Salt, South Oman Salt basin. A) Lightly impregnated salt core, B) Heavily impregnated zone in salt core, this is classic Omani "black salt". C) Photomicrograph of naturally-impregnated salt showing interconnected polyhedral porosity outlined by the darker hydrocarbons (all images courtesy of Janos Urai)

# О НЕОБХОДИМОСТИ БИОСТРАТИГРАФИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ДОЮРСКОМ КОМПЛЕКСЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Макаренко Светлана Николаевна<sup>1</sup>, Татьянин Геннадий Михайлович,

Савина Наталья Ивановна

Томский Государственный университет

E-mail: [1s.makarenko@ggf.tsu.ru](mailto:1s.makarenko@ggf.tsu.ru)

В докладе Макаренко С. Н., Татьянина Г. М. и Савиной Н. И. показано, что применение результатов биостратиграфического мониторинга дает возможность более эффективно решить следующие проблемы:

1. литологических и возрастных особенностей субстрата, непосредственно участвующего в строении пласта М (доюрская кора выветривания);
2. природы флюидоупоров между пластами М<sub>1</sub> и М<sub>2</sub>;
3. построения адекватных профильных геологических разрезов;
4. уточнения структурной основы (при помощи биостратиграфии можно выявить разломы, карстовые зоны);
5. построения схематических геологических карт по кровле нефтепродуктивных горизонтов;
6. реконструкции геологической модели зоны нефтегазопроявления на основе зональной стратиграфии.



Министерство образования и науки Российской Федерации  
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ (НИ ТГУ)  
Геолого-географический факультет



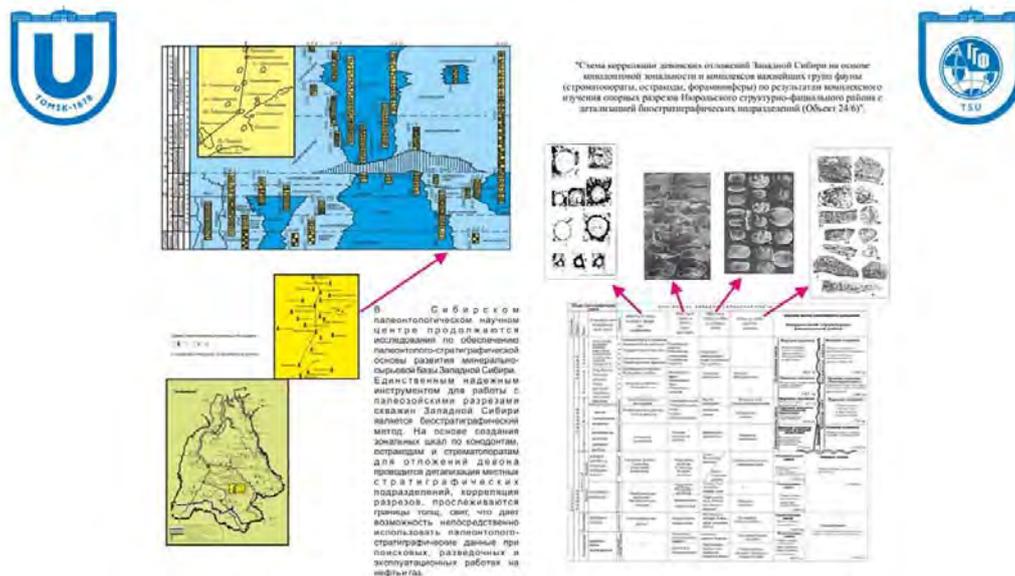
О необходимости биостратиграфического мониторинга  
зон нефтегазонакопления в доюрском комплексе Томской области

С.Н. Макаренко, Н.И. Савина, Г.М. Татьянин

Томск - 2018

Комплекс биостратиграфического мониторинга включает как изучение и отслеживание новых палеонтологических данных по вновь пробуренным скважинам, так и уточнение, ревизию имеющегося стратиграфического материала.

Зональная стратиграфия это детализация разреза на основе выделения биостратиграфических зон – маломощного комплекса отложений сформировавшегося за время существования какого-либо вида организма. Схема корреляции девонских отложений на основе зон по конодонтам и слоев с фауной по некоторым группам представлена в правой нижней части рисунка снизу. В верхней левой части рисунка помещён «Схематический идеализированный профиль палеозойских отложений Нюрольской впадины», где отображено взаимоотношение мелководно-шельфовых и депрессионных осадков, реконструируемое по разрезам скважин и группам фауны (1995г).

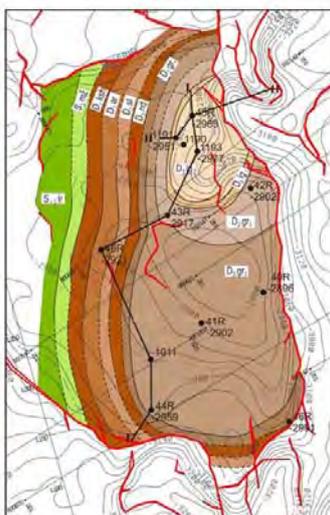


Использование результатов таких детальных биостратиграфических исследований показывает, что породы доюрского комплекса, особенно карбонатные, визуально массивные и субгоризонтально залегающие, на самом деле сложно дислоцированные и фациально неоднородные. Реальная (природная) модель геологического строения доюрского комплекса даёт ясное представление о генезисе коллекторов определенного стратиграфического интервала, сформированных по разновозрастным и литологически неоднородным породам при участии эрозионных, деформационных и гидротермальных процессов.

Результаты стратиграфических исследований, с учетом данных многолетнего биостратиграфического мониторинга представленные в виде геологических профилей,

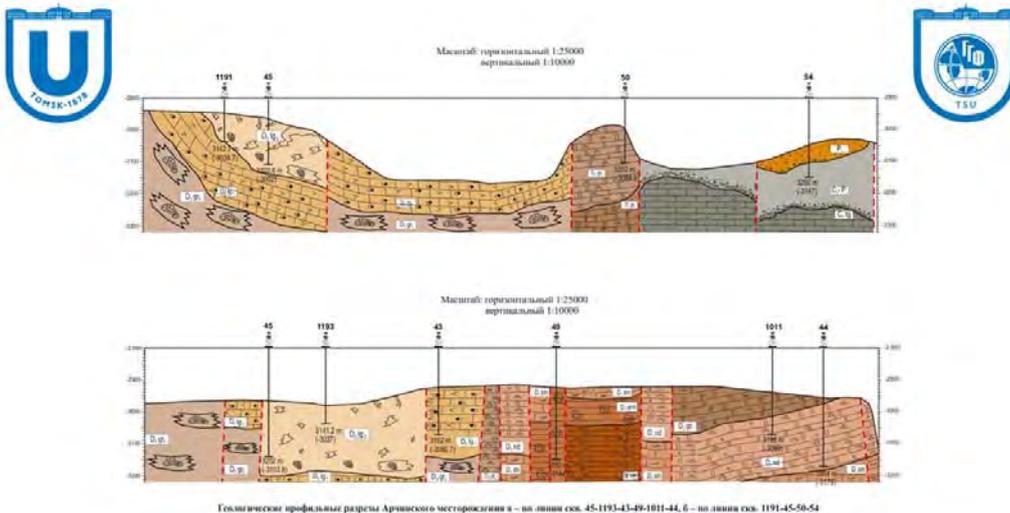
разрезов, схематических геологических карт легли в основу построения моделей геологического строения зон нефтегазонакопления доюрского комплекса: Арчинско-Урманского, Чкаловского, Калинового-Северо-Калинового и других.

Арчинская зона нефтегазонакопления (рисунок снизу) приурочена к эродированной брахисинклинальной складке, в ядре которой вскрыты породы верхнего девона: нижнелугинецкая и нижняя часть верхнелугинецкой подсвет. Западное крыло складки сильно эродировано, с выходом на доюрскую эрозионно-тектоническую поверхность органогенных отложений среднего (герасимовская свита живета) и нижнего девона (надеждинская, солоновская свиты эмса, армичевской свиты праги).

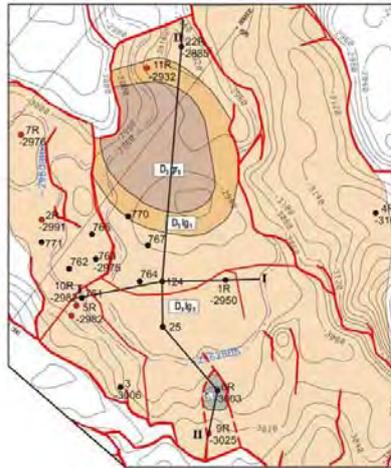


Схематическая геологическая карта по кровле горизонта M1 Арчинского месторождения

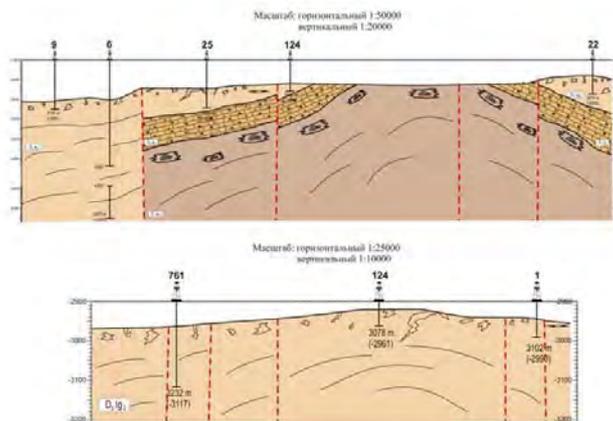
Глинисто-карбонатные породы армичевской свиты, находящиеся на крыльях складок могут играть роль литологического экрана. К западу от скв. 49 Арчинской по геологическому строению предполагается выход на древнюю эрозионно-тектоническую поверхность или вскрытие вблизи неё силурийских и ордовикских отложений. Продуктивной является герасимовская свита при выходе на древнюю эрозионно-тектоническую поверхность в районе скважин 40, 41, 42. Ундуляция оси южной части складки привела к тому, что в центральной части выступа органогенные известняки верхнегерасимовской подсветы практически эродированы и близко к доюрской поверхности располагаются амфипоровые органогенные известняки средней подсветы герасимовской свиты («малоичский известняк»).



В геологическом строении Урманского месторождения (рисунок снизу) принимают участие продуктивные отложения лугинецкой и герасимовской свит. Наиболее широко распространена лугинецкая свита, которая картируется на склонах и в центральных частях куполов структуры, т.е. крыльях брахиантиклинальной складки, ядро которой образовано органогенными породами герасимовской свиты, выведенными на доюрскую эрозионно-тектоническую поверхность на участке между Центральным и Северным куполами. Продуктивной, с образованием бокситоносных отложений коры выветривания, лугинецкая свита становится в области интенсивного развития дизъюнктивных нарушений, способствующих развитию карста. Отсутствие коры выветривания (скв.1) способствует повышению коллекторских свойств пород лугинецкой свиты.



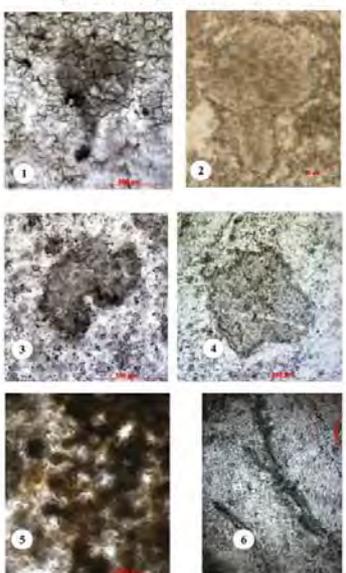
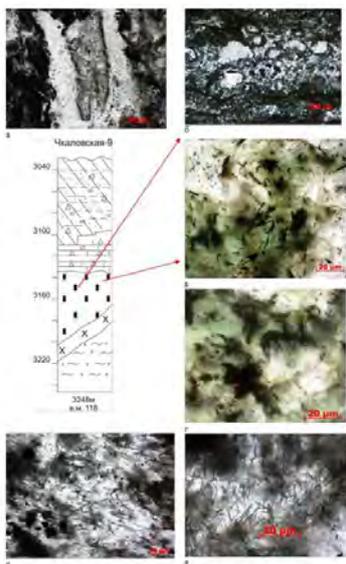
Схематическая геологическая карта по кровле горизонта М1 Урманского месторождения



Геологические профильные разрезы Урманского месторождения а – по линии сев. 9-6-25-124-22, б – по линии сев. 761-124-1

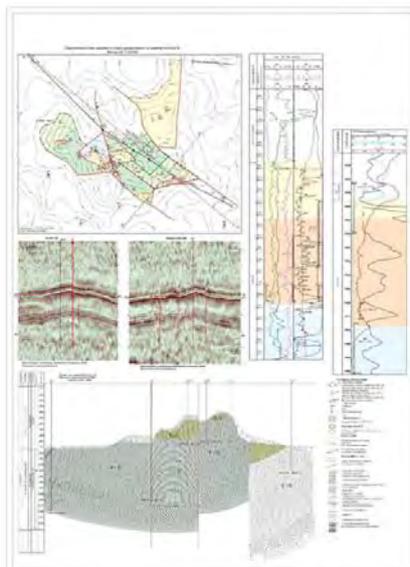
Чкаловское нефтегазоконденсатное месторождения приурочено к поднятию, осложняющему западную часть Усть-Тымской впадины (три рисунка снизу). По результатам геофизического и геологического изучения было выявлено чрезвычайно сложное геологическое строение эрозионно-тектонического выступа фундамента, разбитого на несколько блоков, граничащих между собой по системам малоамплитудных дизъюнктивных нарушений. Явные органические остатки не найдены. Широко проявленный рифтогенез скрыл нормальные стратиграфические взаимоотношения толщ. В течение 40 лет геологическое строение Чкаловского месторождения являлось предметом дискуссии. В 2008 году при описании керна

скважин 501, а затем 502 найдены органические остатки, давшие первые обоснованные сведения о стратиграфическом положении пород, слагающих Чкаловский выступ.



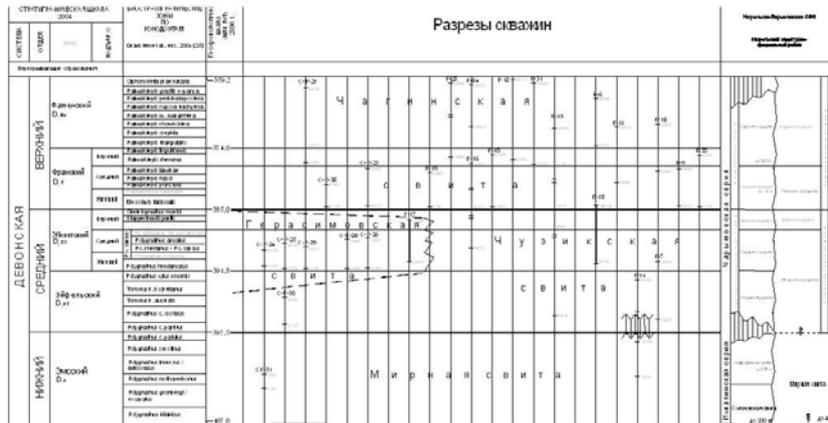
В результате биостратиграфических исследований установлены кристификационные структуры типа «Algotactis» и «Stromatactis» весьма характерные для отложений позднего докембрия Алтае-Саянской складчатой области, микроскопическая проблематика *Vesicularites*, карбонатные трубки – *Cloudina*, известковые водоросли родов *Gemma*, *Korilophyton*, *Renalcis*, *Epiphyton* (рисунок сверху). Находки археоциат указывают на присутствие в разрезах кембрийских

отложений. Очевидно сходство с геологическими разрезами скважин востока Томской области (скважины Вездеходные, Восток 1, 3, 4) и Сибирской платформы.



В пределах Калиновой, Северо-Калиновой группы месторождений на базе зональной биостратиграфии и литологии прослежены отложения различного стратиграфического уровня, составлена схема стратиграфической последовательности разрезов скважин, проведено фациальное изучение отложений по 28 скважинам (рисунок снизу). По данным анализа разнообразия биоты и палеоэкологических особенностей уточнены условия осадкообразования в среднем палеозое на территории Калиновой–Северо-Калиновой зоны нефтегазонакопления.

Схема корреляции и стратиграфической последовательности девонских отложений  
Калиновской и Северо-Калиновской зон нефтегазоаккумуляции



Региональные стратиграфические подразделения верхнего девона  
Нюрльского структурно-фациального района Западно-Сибирской плиты

Общая стратиграфическая шкала		Региональные стратиграфические подразделения					Корреляция между стратиграфическими подразделениями					
Система	Эпоха	Ярус	Стандартные подразделения зоны	Горизонт	Слон с фауной и характерные комплексы					Нюрльский структурно-фациальный район		
					Форминиферы	Остракоды	Конodontы	Строматолиты	Нюрльский структурно-фациальный район			
				Верхнекурганский		Среднекурганский		Нижнекурганский				
Девонский	Верхний	Финляндский	praeulcata expansa postera trachytera marginifera rhomboidica crepidia triangularis	Верхнекурганский	Форминиферы	Остракоды	Конodontы	Строматолиты	Верхняя южная зона Свердловский комплекс Свердловский комплекс Свердловский комплекс Свердловский комплекс Свердловский комплекс Свердловский комплекс Свердловский комплекс Свердловский комплекс Свердловский комплекс	Верхняя южная зона Свердловский комплекс Свердловский комплекс Свердловский комплекс Свердловский комплекс Свердловский комплекс Свердловский комплекс Свердловский комплекс Свердловский комплекс Свердловский комплекс		
					Слон	Характерный комплекс	Слон	Характерный комплекс			Слон	Характерный комплекс
					Форминиферы	Остракоды	Конodontы	Строматолиты			Нюрльский структурно-фациальный район	
					Слон	Характерный комплекс	Слон	Характерный комплекс			Слон	Характерный комплекс
					Форминиферы	Остракоды	Конodontы	Строматолиты			Нюрльский структурно-фациальный район	
					Слон	Характерный комплекс	Слон	Характерный комплекс			Слон	Характерный комплекс
					Форминиферы	Остракоды	Конodontы	Строматолиты			Нюрльский структурно-фациальный район	
					Слон	Характерный комплекс	Слон	Характерный комплекс			Слон	Характерный комплекс
					Форминиферы	Остракоды	Конodontы	Строматолиты			Нюрльский структурно-фациальный район	
					Слон	Характерный комплекс	Слон	Характерный комплекс			Слон	Характерный комплекс

Подобные детальные биостратиграфические исследования – основа для построения геологических моделей проведены по материалам Герасимовской, Северо-Останинской, Солоновской, Южно-Табганской и других зон нефтегазоаккумуляции.

Таким образом, чрезвычайная неоднородность пластов, связанная с многообразием типов коллекторов, сложная структура пустотного пространства и многие другие особенности геологического строения доюрского комплекса требуют корректировки и уточнения геологического строения зон нефтегазоаккумуляции, необходим постоянный комплексный геологический мониторинг месторождений, причем одна из ключевых составляющих мониторинга – биостратиграфия:

- a) литологическое и микрофаунистическое изучение керна и шлама из разрезов всех новых скважин, его привязка к глубине по гамма-каратажу и увязка с общей стратиграфической шкалой;
- b) уточнение сводных геологических разрезов месторождений; картирование реперных горизонтов в пределах зон нефтегазоносности, как например, морская нижнелугинецкая подсвета – экран, разделяющая два продуктивных пласта М1а (лугинецкая свита) и М1б (герасимовская свита);
- c) прослеживание перерывов в осадконакоплении, способствующих формированию древней коры выветривания (событийная стратиграфия).

Применение результатов биостратиграфического мониторинга дают возможность более эффективно решить проблемы:

- 1) литологических и возрастных особенностей субстрата, непосредственно участвующего в строении пласта М (доюрская кора выветривания);
- 2) природы флюидоупоров между пластами М<sub>1</sub> и М<sub>2</sub>;
- 3) построения адекватных профильных геологических разрезов;
- 4) уточнения структурной основы (при помощи биостратиграфии можно выявить разломы, карстовые зоны);
- 5) построения схематических геологических карт по кровле нефтепродуктивных горизонтов;
- 6) реконструкции геологической модели зоны нефтегазопроявления на основе зональной стратиграфии.



Применение результатов биостратиграфического мониторинга дает возможность более эффективно решить проблемы:

- 1) литологических и возрастных особенностей субстрата, непосредственно участвующего в строении пласта М (доюрская кора выветривания);
- 2) природы флюидоупоров между пластами М<sub>1</sub> и М<sub>2</sub>;
- 3) построения адекватных профильных геологических разрезов;
- 4) уточнения структурной основы (при помощи биостратиграфии можно выявить разломы, карстовые зоны);
- 5) построения схематических геологических карт по кровле нефтепродуктивных горизонтов;
- 5) реконструкции геологической модели зоны нефтегазопроявления на основе зональной стратиграфии.

## ПЕРСПЕКТИВЫ ПАЛЕЗОЙСКИХ ГРАНИТНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПРИМЕРЕ ТРАЙГОРОДСКО-КОНДАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

Трушкин Валерий Владимирович  
ООО "Сибнефтегазинновация 21 век"  
E-mail: [Valeriy.Trushkin@oilgazholding.ru](mailto:Valeriy.Trushkin@oilgazholding.ru)

**В докладе Трушкина В.В.** представлено обоснование оценки перспективных ресурсов нефти в 1,8 млрд.т. гранитного батолита «прорывающий» продуктивные верхнеюрские отложения до баженовской свиты в пределах Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти с ТриЗ ( $K_{пр} \leq 2мД$ ) – по площади сопоставимого с Советским. Процесс образования гранитного батолита привел к формированию особой для Томской области – блоково-массивной модели строения месторождения в верхнеюрских отложениях с трещинным коллектором. Дана оценка трещинных запасов – являющиеся легкоизвлекаемыми (при  $\Delta P \leq 5$  МПа) и методика их поиска. Указана основная причина низкой продуктивности кровли гранитных образований –  $\Delta P > 5$  МПа, приводившая к схлопыванию трещин. Рассмотрены перспективы скв. № 7 Трайгородской, вскрывшей коренные граниты на 25 м, перспективные после пересмотра материалов по газовому каротажу и заключению ГИС. Приведена аналогия с историей ГРП на месторождении Белый тигр во Вьетнаме. Предложено пробурить рядом со скв. № 217 Чебачьей – первооткрывательницы месторождения, параметрическую скважину глубиной 2500 м с отбором керна по перспективной мощности гранитов на 500 м и их испытания в необсаженном и незацементированном стволе с  $\Delta P \leq 5$  МПа.

## Перспективы гранитных образований Томской области на примере Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти с ТриЗ (доклад представлялся и опубликован в журнале ГКЗ)

Трушкин В.В. – к.г.-м.н., начальник отдела ПЗ и ГМ,  
ООО «Сибнефтегазинновация 21 век»

### Введение.

«Легкой» нефти в Западной Сибири практически не осталось, так что перед каждой нефтедобывающей компанией сегодня стоят примерно одинаковые задачи - как минимум, удержать «на полке», а по возможности прирастить объемы добычи УВ сырья. Не является исключением и крупнейший недропользователь региона – ОАО «Томскнефть» ВНК. Главный инженер ОАО «Томскнефть» ВНК. - А. Провоторов («Главная цель – оптимизация затрат», Недр и ТЭК Сибири, №6(96)- 2014)

За 50 лет Томскнефть добыла нефти 500 млн.т., осталось 200 млн.т. «Полка» – 10 млн. т.

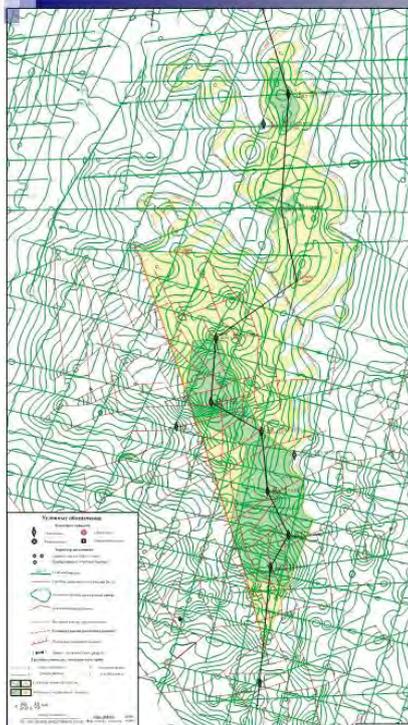
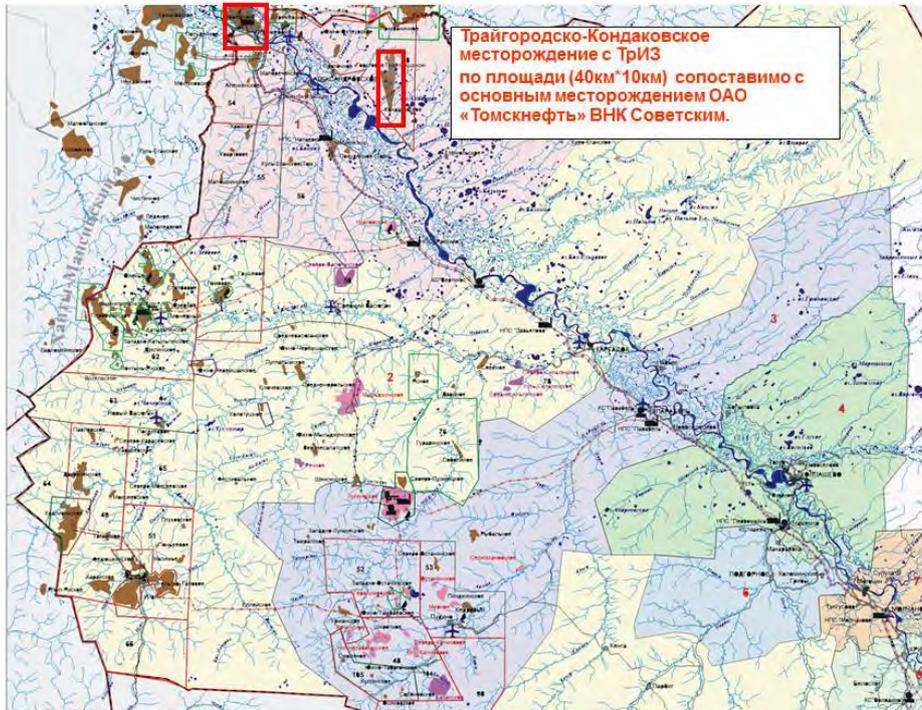
Вовлечены в эксплуатацию в основном все месторождения.

Аналогичная ситуация и по другим малым недропользователям Томской обл.

Без открытия и ввода в разработку новых крупных месторождений нефтяная промышленность Томской области перейдет в стадию стагнации - добычи остаточной трудно-извлекаемой нефти с ее падением до 5-3 млн. т.

Мезозойский ресурс себя уже исчерпал, крупные открытия возможны только в палеозойских образованиях.



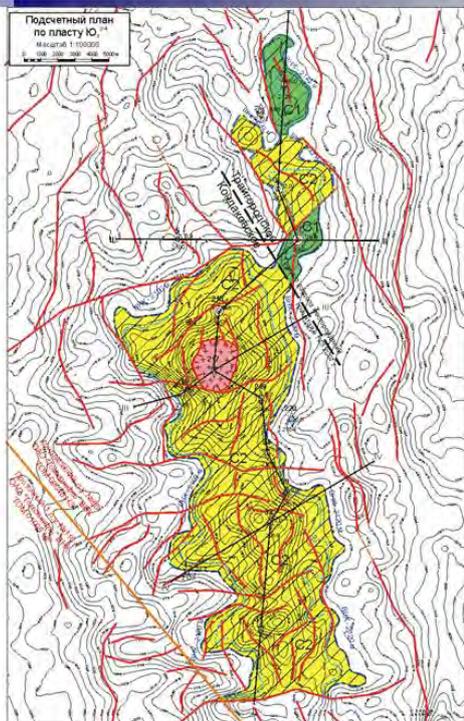


### Залежь пласта Ю1/1

Открыто месторождение в 1966 г. скв. 217  
 Чебачья – 21,3 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере  
 Под баженовской свитой поднято 20 см  
 гранитов

1983 г. – постановка на баланс

- Дебиты нефти около 1 м<sup>3</sup>/сут в основном на динамических уровнях
- Пористость -12 %. Проницаемость – 1-2 мД
- КИН -0,2 д.ед.
- **Запасы являются ТриЗ**



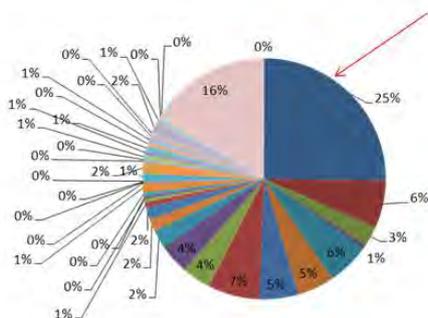
### Залежь пласта Ю1/3+4

- 2012 г. – поставлена на баланс
- Дебиты нефти менее 1 м<sup>3</sup>/сут на динамических уровнях
- Пористость -13 %.
- Проницаемость – 0,4-0,5 мД
- КИН - 0,2

#### Фонд скважин -18:

- 1 - параметрическая № 1 Лукашкин-Ярская (1957г).
- 12 - поисковых.
- 4 - разведочных,
- 1 – эксплуатационная 661 с горизонтальным стволом и много стадийный ГРП

### Доли извлекаемых запасов категории С2 по ОАО «Томскнефть ВНК»

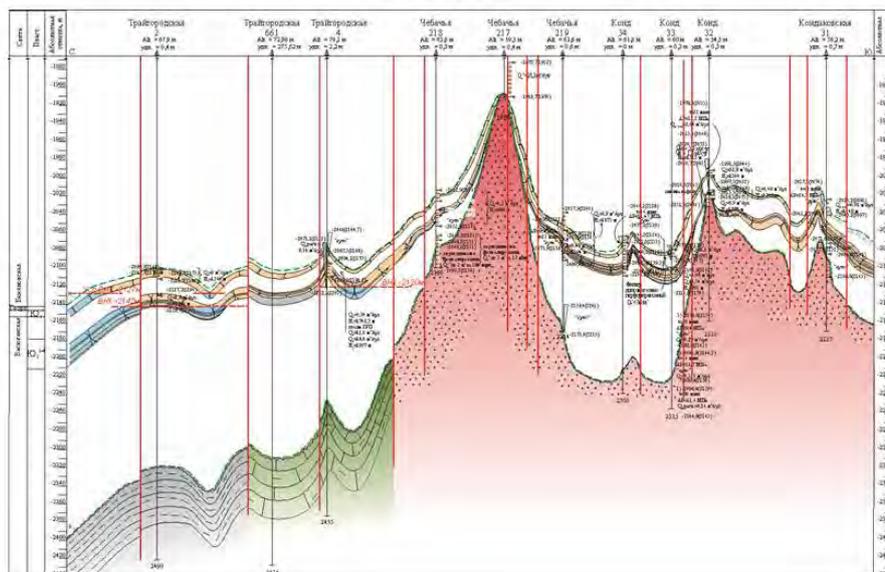


Трайгородско-Кондаковское месторождение нефти

# Геологические особенности месторождения и причины ТРИЗ

**Первая особенность – причина всех остальных особенностей.**  
**Гранитный нефтенасыщенный батолит «прорывающий» верхнеюрские отложения до баженовской свиты в скв. № 217-Чебачьей – первооткрывательнице месторождения.**

Геологический разрез по линии I-I'



Опыт по поиску, разведке и эксплуатации  
аналогичных «особенных» месторождений  
в Республике Беларусь

- 1. Поиск таких блоково-массивных месторождений методом "наземной термогидродинамики" - выявляются anomalно-повышенные тепловые поля
- 2. Скважины бурить подальше от разломов. Вблизи разломов коллектор закальматирован.
- 3. Скважины бурить на водном растворе с депрессией на пласт, в результате не происходит набухание глинистых минералов и дебиты увеличиваются с 5 до 20-40 м<sup>3</sup>/сут
- 4. Продуктивные отложения вскрывать на водном растворе, не перекрывать эксплуатационной колонной и испытывать в открытом стволе или эксплуатационной колонной перекрывать продуктивные отложения, но не цементировать, чтобы не пломбировать трещины и не снижать продуктивность.
- 5. При изучении трещиноватости нельзя использовать старый керн. Новый керн отбирать диаметром 10 см.
- 6. Перед проведением ГРП скважины исследовать на наличие естественной трещиноватости.
- 7. Отборы нефти ограничивать, лучше использовать ШГН, чем ЭЦН тогда дебиты нефти стабильные в течение длительного времени и скважины не обводняются. При использовании ЭЦН скважины резко обводнялись
- 8. Закачку воды производить ниже ВНК, либо за контуром. При закачке воды внутри блоков происходит резкое обводнение скважин

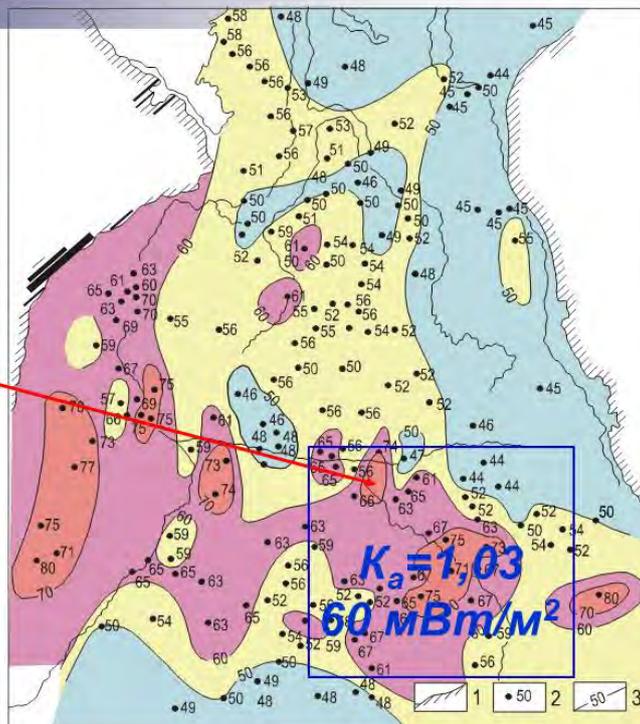
**Вторая особенность.**  
Образование гранитного батолита привело к формированию anomalно высоких пластовых давлений и температур

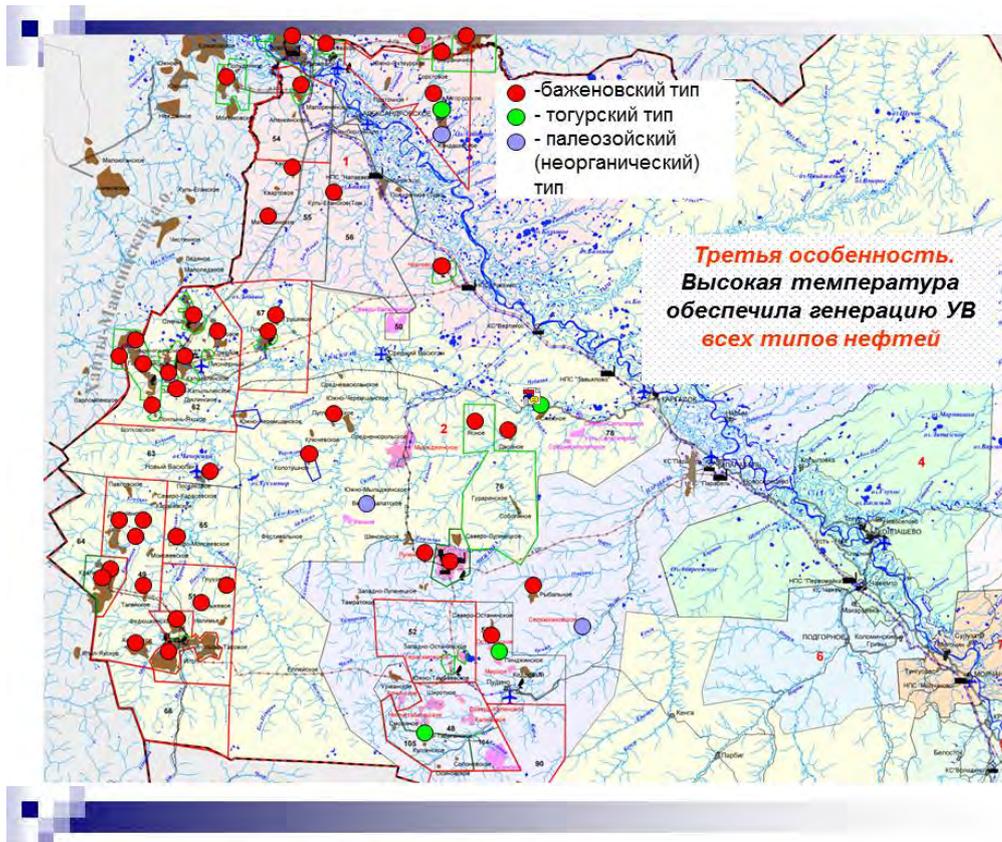
**$K_a = 1,25$**   
**250 атм на 2000 м**  
**74 мВт/м<sup>2</sup>**

1 Поиск таких блоково-массивных месторождений методом "наземной термогидродинамики" - выявляются anomalно-повышенные тепловые поля (см. верх стр. 95).

**Плотность теплового потока в пределах Западно-Сибирской плиты.** По А.Р. Курчикову и Б.П. Ставицкому:

1 – граница Западно-Сибирской плиты;  
2 – плотность теплового потока, мВт/м<sup>2</sup>;  
3 – линии равных плотностей теплового потока.





**Четвертая особенность.**  
**Высокое содержание в отдельных скважинах углеводородных газов указывающих на неорганическое происхождение нефти**

Содержание:  
 Азота до 93 %  
 Гелия более 0,05 %  
 Водорода более 3 %.

Впервые для Томской обл. стоит вопрос о подсчете запасов гелия и постановке их на баланс. Гелий в 200 раз дороже УВ газа. Промышленная концентрация гелия 0,035 %. Водород - экологически чистый вид топлива будущего.

## Теоретические предпосылки образования системы: граниты – H-He-газы – неорганические УВ

«Земля – это сложный астрофизический объект. Нельзя уподоблять ее ядро с примитивной доменной печью».  
В.А. Обручев

«Земля – это маленькая остывшая звезда».  
Р. Декарт (1644).

«Ядро Земли состоит из солнечного вещества - гелий-водородной плазмы».  
Ю.А. Колясников и др (2000)

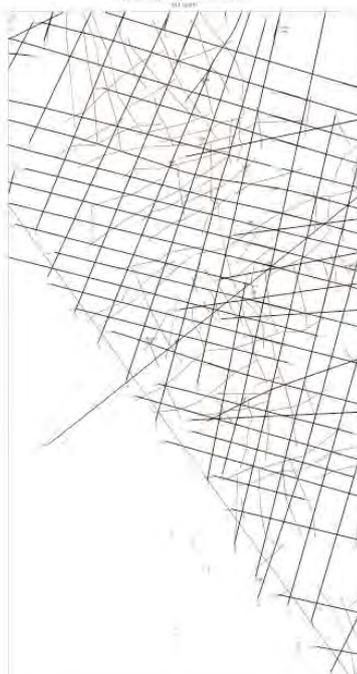


1. Внутреннее ядро – инертная He-плазма.
2. Внешнее ядро – зона H-плазмы и термоядерного синтеза He
3. Нижняя мантия – зона конвекции (электрического тока) He-H-плазмы через полурасплавленное Fe
4. Средняя и верхняя твердая Si-мантия и кора

H-плазменный механизм образования базальтовой астеносферы, гранитов и ювенильной воды по Ю.А. Колясникову  
 $(SiO_4)^+ + 4p^+ + 4e^- = Si(OH)_3 = SiO(OH)_2 + (OH)^- + H^+ = SiO(OH)_2 \cdot H_2O = SiO_2 + 2H_2O \uparrow$   
 средняя мантия с H плазмой = базальтовая магма = базальты = гранитная магма = граниты + вода

Данный механизм ядерного образования воды  
снимает основное противоречие гипотезы Д.И. Менделеева  
неорганической нефти – источника мантийной воды.  
 $2FeC + 3H_2O = Fe_2O_3 + C_2H_6$

ГРАНГОРОДСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ  
2005



### **Пятая особенность. Очень высокая густота разломов**

**1-2,5 км/км<sup>2</sup> как следствие  
образования гранитов и  
ювенильных вод  
мигрировавших по  
разломам и  
кальматировавших  
коллектор**

2. Скважины бурить подальше от разломов (более 300 м). Вблизи коллектор закальматирован (см. верх стр. 95).

Более 300 м  
Скв. 32,34 – фонтанирующие притоки  
Скв. 1,3,31,216,220 – нефонтанирующие притоки.

Менее 250 м  
Скв. 2,7,33,218, 219 – нефонтанирующие притоки.

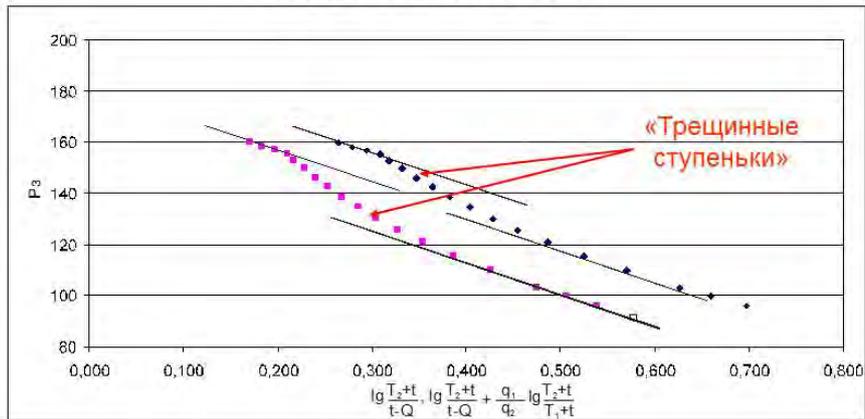
«На разломах»  
Скв 1пар, 4, 5, –нефонтанирующие притоки.

Густота сети профилей -2Д 1,5 км/км<sup>2</sup>  
Необходимо по результатам СРР- 3Д уточнить положение разломов и проверить повторно эти выводы.

**Шестая особенность.** Тектонический фактор и обусловленные им вторичные преобразования, сыграли основную роль при формировании макро-трещинного коллектора.

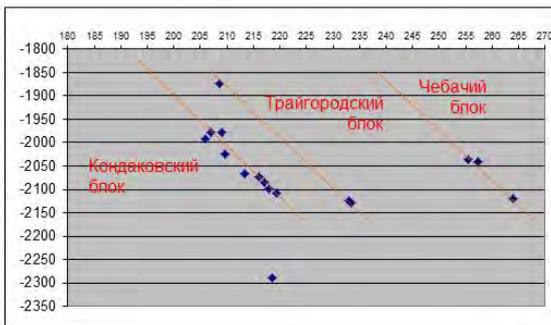
Существование трещинного коллектора подтверждается крновыми данными, по косвенным данным геофизических методов (кавернометрии и повышающему проникновению) и двумя КВД по скв 5 Трайгородская и 32 Кондаковская

КВД скв. № 5 Трайгородская



**Седьмая особенность.** Гидростатическое распределение пластовых давлений по глубине свидетельствует о гидравлической связи между пластами Ю1/1-2, Ю1/м, Ю1/3 и М (по трещинам) по отдельным блокам и позволяет спрогнозировать единый ВНК по всем пластам в пределах каждого блока

		Рпл. атм	абс. отм. М
Кондаковская 31	А1	146,6	-1264,8
	баж+вас	209,6	-2024,8
Кондаковская 32	Ю1	207,0	-1977,7
	Ю1	209,0	-1978,7
	Ю1/1	206,0	-1991,7
Кондаковская 33	Ю1/1	216,0	-2074,0
	Ю1/2	217,0	-2084,2
	Ю1/3	218,0	-2099,0
Кондаковская 34	Ю1/1	213,3	-2066,2
	Ю1	219,4	-2108,2
Чебачья 217	М	256,0	-1872,7
Чебачья 218	Ю1/3	257,4	-2041,2
	Ю1/М	255,8	-2035,2
Чебачья 219	Ю1/1-2	264,0	-2120,6
Чебачья 220	Ю1/1-2	233,5	-2129,9
Трайгородская 1	Б9	185,9	
Трайгородская 3	Ю1/3	232,9	-2124,2



Месторождения Томской обл	Латеральная гидравлическая связь между площадями	Вертикальная гидравлическая связь между пластами
Трайгородско-Кондаковское	Отсутствует	Есть
Остальные	Есть	Отсутствует

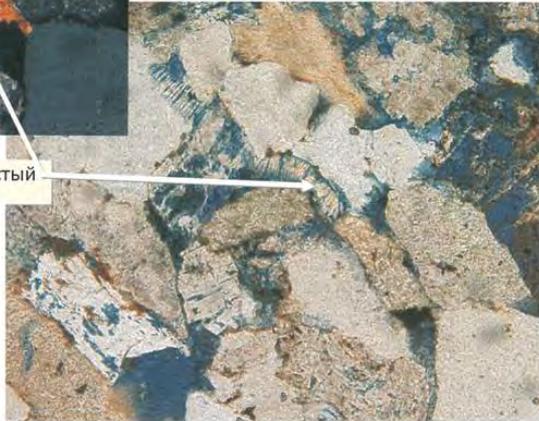
### Блоковое ВНК на месторождении





3. Скважины нужно бурить на водном растворе с депрессией на пласт, в результате не будет происходить набухание глинистых минералов и дебиты увеличатся в 4-8 раз (см. верх стр. 95).

Вермикулит – набухающий слюдястый минерал



**Вывод.**  
Образование гранитного батолита явилось  
основной причиной  
не типичного для Томской области  
очень сложного блоково-массивного строения  
верхнеюрских залежей  
с ТриЗ порового коллектора

## Перспективы трещинных коллекторов верхнеюрских отложений

*В настоящее время при подсчете запасов учитывается только поровая емкость, поскольку качественно оценить трещиноватую емкость ни по керну, ни с помощью методов ГИС пока не удастся.*

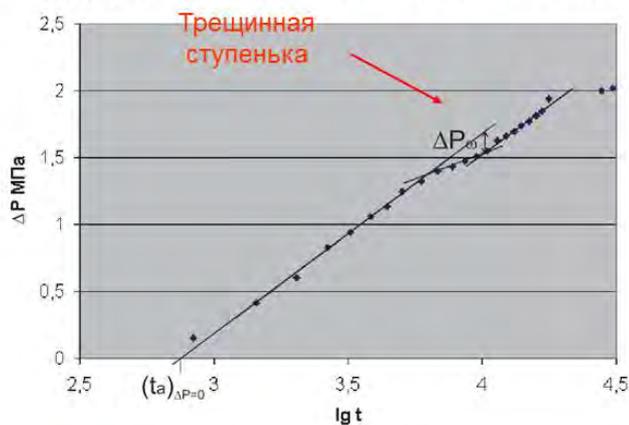
### Сопоставление концепций по проблеме трещинных коллекторов Западной Сибири. По С.И. Шишигину

Основные положения, параметры	I концепция (Г.А. Максимович и др.)	II концепция (А.А. Трофимук, А.М. Нечай, Ф.И. Котяхов и др.)
Размеры трещин в породах	Только микротрещины	Кроме микротрещин есть макротрещины, каверны и карстовые полости
Трещинная емкость	Не превышает 0,2 %	Может достигать 3-5 %.

*Увеличение запасов за счет микротрещинной емкости на 14 %*

коллектор	Кп, д.е.	Кн, д.е.	КИН, д.е.	Кп*Кн*КИН, д.ед
поровый	0,120	0,5	0,2	0,012
трещинный	0,002	1	1	0,002

## КВД по скважине 32 Кондаковская



Расчет по КВД методом Уоррена-Рута емкостей:  
макротрещинная - 7 %, поровая - 12 %.

**Увеличение запасов за счет макротрещинной емкости в районе скв 32 в 7 раз**

коллектор	Кп, д.е.	Кн, д.е.	КИН, д.е.	Кп*Кн*КИН, д.ед
поровый	0,12	0,5	0,2	0,012
трещинный	0,07	1	1	0,07

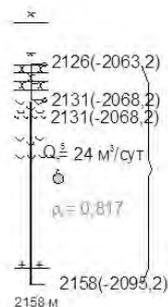
## Опыт по испытания блоково-трещиноватых месторождений в Республике Беларусь (см. верх стр. 95).

- 4. Продуктивные отложения вскрывать на водном растворе, не перекрывать эксплуатационной колонной и испытывать в открытом стволе или эксплуатационной колонной перекрывать продуктивные отложения, но не цементировать, чтобы не пломбировать трещины и не снижать продуктивность.

По двум скважинам где использовались эти технологии получены фонтанирующие притоки нефти

**34 Кондаковская - фильтр**

**218 Чебачья – открытый ствол**





## Вывод:

В настоящее время недоразведаны и не оценены легкоизвлекаемые трещинные верхнеюрские запасы, 14-700 % от поровых.

При их разведке необходимо пласты испытывать в открытом стволе или с незацементированной эксплуатационной колонной, подальше от разломов



Запасы  
кровли (пласта М)  
гранитных образований  
(не стоящие на госбалансе)

**Чебачья залежь нефти  
в кровле (пласт М)  
гранитного батолита**

Извл. запасов в 2006 г  
(не представлявшиеся в ГКЗ)  
С1 - 0,2 млн.т.  
С2 - 11 млн.т.

Скв 217 Чебачья

$Q_n^5 = 21,3 \text{ м}^3/\text{сут}$

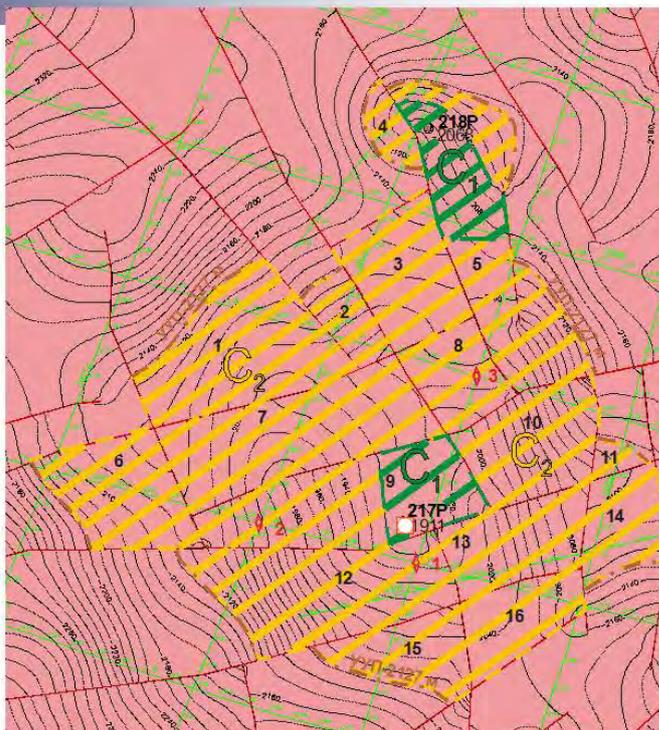
Скв 218 Чебачья

$Q_n^{15} = 3 \text{ м}^3/\text{3 часа}$ ,  $Q_n^2 = 3 \text{ м}^3/15 \text{ мин}$ ,

Скв 32 Кондаковская

$Q_n = 0,9 \text{ м}^3/\text{сут}$   $H_d = 1278 \text{ м}$ .

При депрессиях свыше 5 МПа  
происходило резкое снижение  
продуктивности - трещины  
схлопывались



## Перспективы коренных гранитных образований

33 % или 450 месторождений открытых в фундаменте  
нефтегазоносных провинций мира связаны с гранитами

## История ГРП на месторождениях Белый Тигр и Трайгородско-Кондаковском

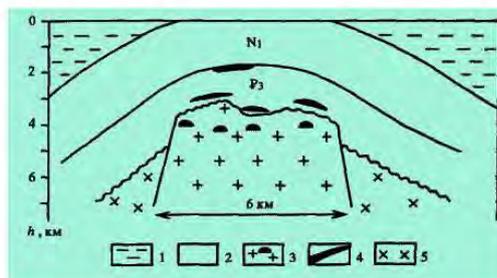
На месторождении Белый Тигр вначале искали (канадцы, японцы, немцы, итальянцы, американцы) залежи нефти в палеоген – эоценовых отложениях **чехла с проницаемостью 1 мД**. Открыли в них нефть в 1975 г  
В 1986 г получили притоки нефти **в кровле кристаллического фундамента**  
В 1988 г Советские геологи открыли залежь **в коренных гранитах фундамента** с запасами свыше **500 млн. т**.  
Высота залежи **1600 м**, дебиты нефти до **1000 т/сут**.

На Трайгородско-Кондаковском месторождении после открытия нефти **в кровле гранитов** (скв. №217 Чебачьей). На балансе стоят верхнеюрские залежи **чехла с проницаемостью 1 мД**.

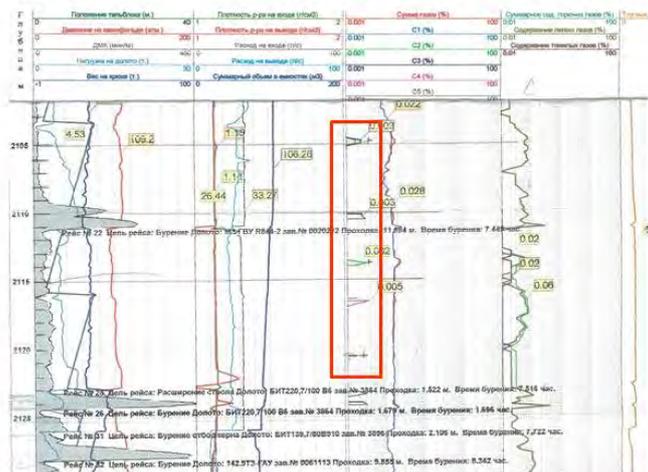
На месторождении велись поисковые работы 50 лет и пробурено 12 поисковых скважин с целью поиска высокопродуктивных вернеюрских отложений и в кровле гранитных образований.

В 2014 г пробурена скв. № 7 впервые вскрывшая **коренные граниты фундамента** на 25 м продуктивность которых подтвердилась газовым каротажем. Прогнозные ресурсы **1800 млн. т.**, при высоте ловушки **500 м**, Расчетный дебит по скв. 218 в кровле гранитов – **288 т/сут**

СХЕМАТИЧЕСКИЙ ПОПЕРЕЧНЫЙ РАЗРЕЗ  
ЧЕРЕЗ МЕСТОРОЖДЕНИЕ БЕЛЫЙ ТИГР  
(по Гаврилову В.П. и др., 1995)  
1 - морская толща;  
2 - осадочные породы;  
3 - нефтенасыщенные граниты фундамента;  
4 - нефтяные залежи;  
5 - фундамент



## Газокаротаж гранитных образований в скв. № 7 с фиксацией 5 продуктивных макротрещин

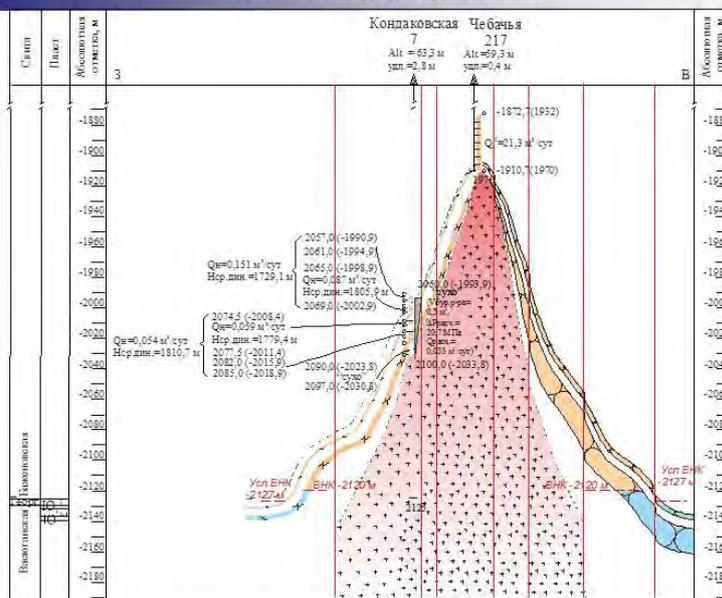


**«Палеозой особая планета и мезозойским аршином ее не  
измерить» Н.П. Запивалов**

## Трещина в гранитном керне скв. № 7



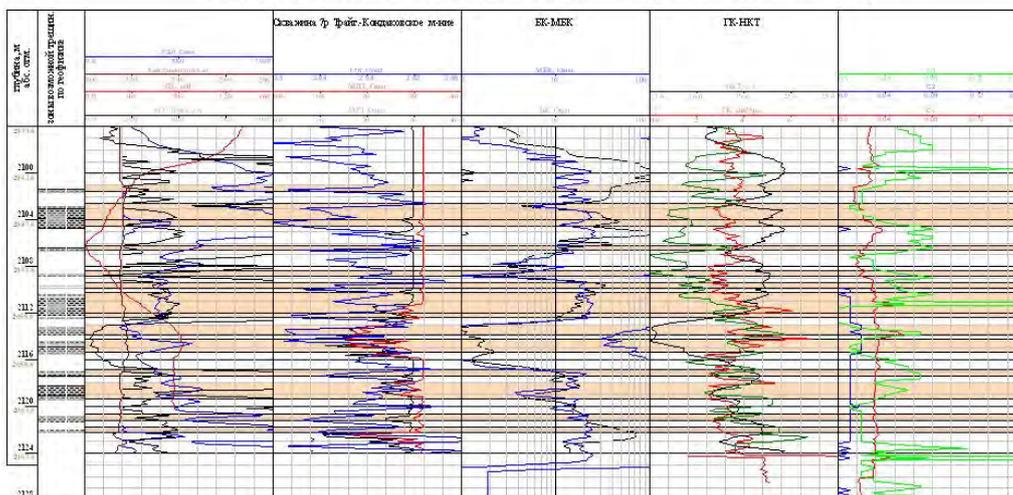
Геологический разрез по линии III-III



Результаты скв. № 7Р с углублением в гранитный фундамент на 25 м.  
 Доказан коллектор и продуктивность западной части залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – 0,087 м³/сут.  
 Впервые получены притоки нефти из баженовской свиты – 0,064 м³/сут и пласта Ю<sub>1</sub><sup>1М</sup> – 0,059 м³/сут.  
 Кровля палеозоя – сухо. Коренной палеозой продуктивный по газовому каротажу не испытан???

## Заключение ГИС № 7 по гранитному интервалу Резниченко В.А.

(почетного нефтяника, одного из первооткрывателей мелового нефтегазоносного этажа на северо-западе Томской области)



### Результаты скв. № 7

– **первой** вскрывшей коренные граниты на 25 м

- по керну, газокаротажу и ГИС выявлен макротрещинный коллектор;
- по газокаротажу и по ГИС выявлена его продуктивность;
- граниты сразу не испытаны из-за неверных оперативных заключений газокаротажной и геофизических служб.

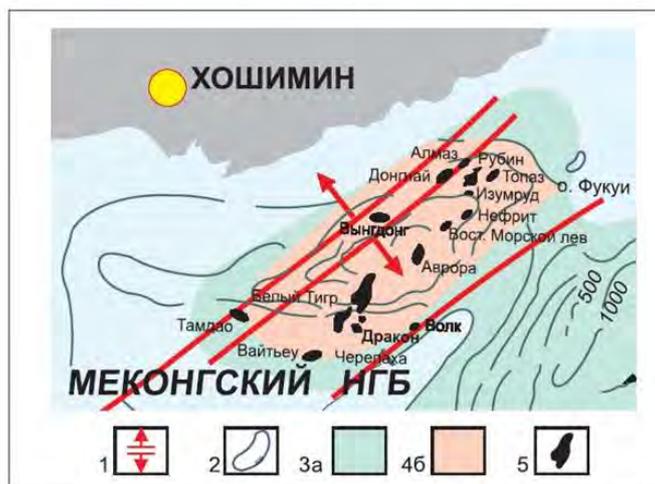
## Оценка ресурсов нефти Д1 Трайгородско-Кондаковского гранитного батолита

Площадь батолита - 400 км<sup>2</sup>.  
Эффективная нефтенасыщенная толщина – 500 м. (прогнозируется равной расстоянию между тогурской и баженовской свитой)  
Коэффициент трещинной емкости 0,017 – по аналогии с месторождением Белый Тигр.  
Коэффициент трещинной нефтенасыщенности - 0,9.  
Плотность - 0,85 г/см<sup>3</sup> и пересчетный коэффициент - 0,78 по аналогии с верхнеюрскими залежами.  
КИН трещинно-кавернозного коллектора 0,9.

**Извлекаемые прогнозные ресурсы нефти - 1800 млн. т.**

По данным Ростовцева В.Н. при Лигачеве Е.К. военные из космоса определили ресурсы в этом районе 1500 млн.т. По его распоряжению летом тяжелыми вертолетами! было завезено оборудование и пробурена скважина.

Сейчас в гранитах Вьетнамского шельфа открыто более 20 месторождений и 90 % запасов.  
Добыто нефти **200 млн. т.**  
Вьетнам входит в десятку ведущих нефтедобывающих стран мира.



## Перспективы гранитных образований Томской области

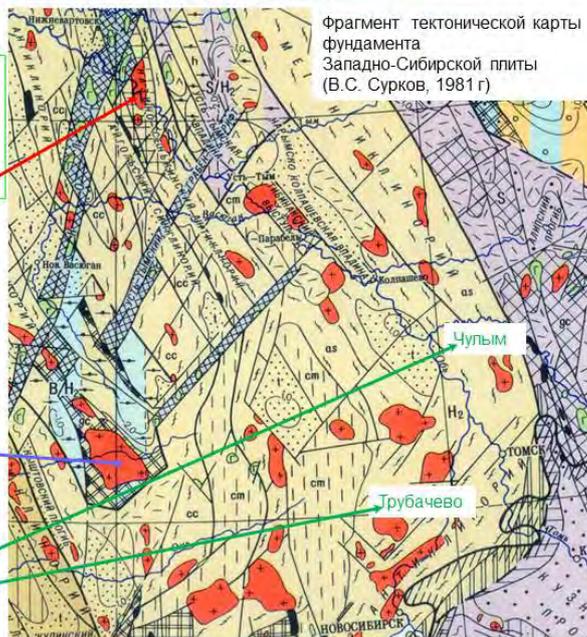
33 % залежей открытых в фундаменте Западной Сибири также приурочены к гранитным образованиям

«Шалеозой  
— золотая подложка Западной  
Сибири».  
Академик А.А. Трофимук.  
16.08.1996 г.

Кондаковско-Чебацкий гранитный  
батолит

Межовский гранитный массив  
Вскрыто скв. 6 гранитов 348 м  
в кровле  $Q_{гн}=3.1 \text{ м}^3/\text{сут}$   
(по данным Запивалова Н.П.)

Перспективные участки (по данным  
Ростовцева В.Н.), также находятся  
под гранитными образованиями и в  
«чудыме» тепловая аномалия  $80$   
 $\text{мВт}/\text{м}^2$  (см. сл. 10)



### Заключение.

Подтверждению ресурсов нефти - 1,8 млрд.т. и высокой продуктивности Трайгородско-Кондаковского гранитного батолита позволит нефтяной промышленности Томской области выйти из состояния «стагнации» на одно из ведущих мест в России, повысив перспективы не оцененных ресурсов гранитных образований других районов Томской области и Западной Сибири в целом.



## Рекомендация

При поддержке МПР РФ, администрации Томской области и  
ОАО «Томскнефть» ВНК  
пробурить в районе скв. 217 Чебачьей параметрическую скважину № 2  
глубиной 2500 м.

Эксплуатационную колонну спускать до кровли гранитов - 2000 м .

Гранитные образования - 500 м вскрывать с отбором керна.

При всплесках газопоказаний,

бурение прекращать и проводить испытание при помощи ИПТ  
с ограничением депрессии до 5 МПа.

**«В Арабских эмиратах бурят скважины до первой трещины и  
начинают ее эксплуатацию» Запивалов Н.П.**

# РАЗВИТИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ИНТЕРПРЕТАЦИОННОЙ ДООБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Степанов Дмитрий Юрьевич, Сысолятина Галина Алексеевна<sup>1</sup>

ООО НАЦ «Недра»

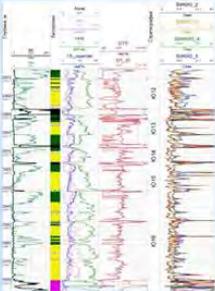
E-mail: [1nedraga@mail.tomsknet.ru](mailto:1nedraga@mail.tomsknet.ru)

В докладе Степанова Д. Ю. и Сысолятиной Г.А. было подчеркнуто, что для проведения исследований в ДЮК необходимо развитие и совершенствование методик и алгоритмов интерпретационной обработки сейсмических данных. Для решения поставленных задач необходимо не только резко увеличить объемы ВСП, но и совершенствовать методики проведения полевых работ, обработки и интерпретации данных ВСП.

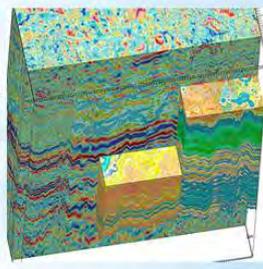
*ООО Научно-аналитический центр «Недра»*



**Развитие и совершенствование методики  
интерпретационной дообработки сейсмических  
данных**



Сысолятина Галина Алексеевна  
Степанов Дмитрий Юрьевич



Томск, 2018

## Предлагаемая схема интерпретации совокупности геолого-геофизических данных (сейсморазведка, ГИС), включающая новые блоки (красный цвет)



2

## Интерпретация данных сейсморазведки в интервале Pz (Томская область)

### Возможности

- изучение больших глубин
- +ГИС - построение глубинного изображения
- +ГИС - построение объёмных псевдопетрофизических моделей, обладающих большей детальностью и достоверностью в межскважинном пространстве

### Проблемы

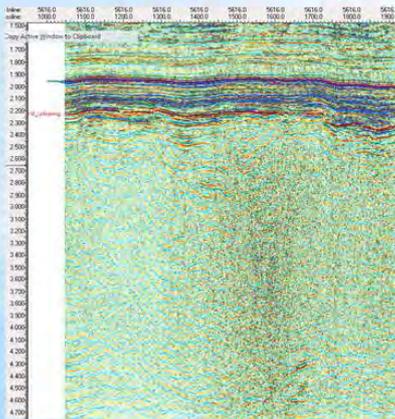
- Малый интервал регистрации (до 5 сек)
- Большая интенсивность помех
- Малая плотность наблюдений
- Корректная интерпретация только по данным 3D МОГТ
- Необходимость анализа большого объема данных

3

# Интенсивные помехи

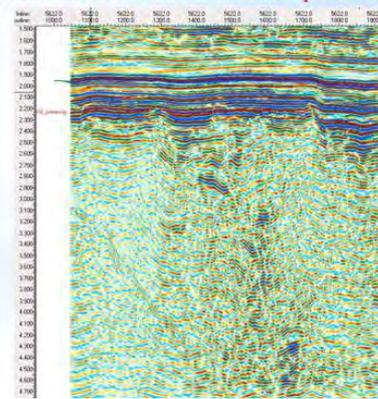
Повышение вертикальной разрешенности:

- СВАН-деконволюция



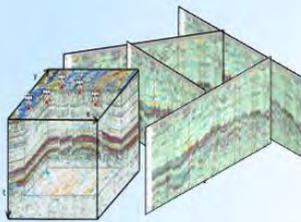
Повышение латеральной разрешенности:

- адаптивные многоканальные фильтры



# Интерпретация по данным 2D+3D МОГТ

Синтезирование кубов 3D МОГТ



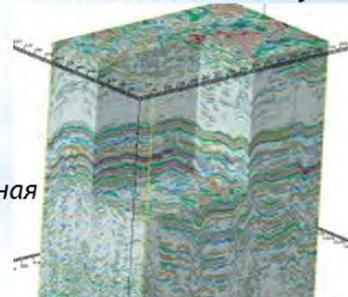
- Множество временных разрезов 2D МОГТ
- Множество временных кубов 3D МОГТ

*Нерегулярная пространственная сетка*



*Регулярная пространственная сетка*

Синтетический куб



## Анализ большого объема данных

Обобщение и анализ геолого-геофизической информации по резервуарам палеозоя, содержащим трудноизвлекаемые углеводороды

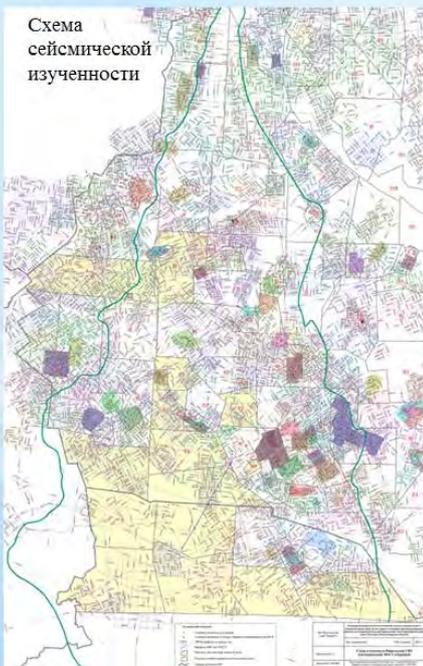
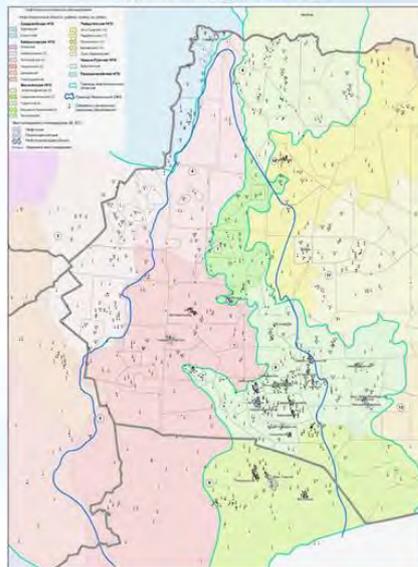


Схема изученности догорского комплекса глубоким бурением. Нюрольская СФЗ



6

## Анализ большого объема данных

Нюрольская структурно-фациальная зона

Изученность участков наземными сейсмическими методами

Участок	Профили 2D, с/л	Кубы 3D, с/л
Урманско-Арчинский	21/93-94;17/26-77;3/77-78;1,3/78-79;17/80-81;17/81-82; 1,3/82-83; 1,3,6/83- 21/91-93; 21/90-91; 21/89-90; 8/4,5,7/84-85;12/86-87; 1,3/87-88;13/90-92;1,3/94-95;1,3/95-97;12/77-78; 21/89-90; 21/88-89; 12/78-79;18/80-81;12/82-83;12/83-84;12/85-86; 12/86-87; 1/87(контур);12/87- 14/04-06;17/10-11; 3/00-01; 16/99-88;12/88-89;14/83-84; 118/91-92;3/76-77;3/79-80;3/80-81; 3/81-82;6/85-86; 6/87- 00	88;21/89-90; 21/93-94;14/95-96;14/84-85;14/94-95; 6/77-78;3/81-82;17/10-11; 118/90-92;3/83-84;13/78-79; 3/81/86-88;13/90-92; 17/28-77;1/80-81; 1/81; 90/09-10/02;1/87;110/90-91;113/90-91; 118/95-90;118/87-88;12/80-81;12/77-78; 118/91-92; 14/04-06;17/10-11; 118/92-93;12/83-84; 12/85-86;12/88-89;15/85-86; 14/83-84; 18,30/74-75;3/79- 16/99-00
Еллейский	88;16,30/75-76; 18,80-82;3/80-81;3/81-82;4,5,7, 18/81-82; 37/87; 4/77-78; 21/91-91; 4,5,7/78-79;3/81-82; 4/78-79;3/81-82;3/88-88; 6/78-79;3/04-05; 3/81-82;6/87-88;88;00/06-08; 7/28-77;4,5,7, 18/83-84;3/04-05	16/99-00
Межевский	1/81-82;1,3,6/83-84;1,3/90-92;1/02-04 ОМСП; 10/00-01;110/00-02;110/90-91; 16/99-00	110/89-90; 110/88-89; 110/96-97; 110/99-00;118/87-88;118/86-87; 118/88- 130/91-92
Ракитинский	95;118/90-91;118/89-90; 118/91-92; 12/85-86; 12/88-89;118/92-93; 13/89-81;13/84- 13/87-88	89;13/83-84; 13/82-83; 13/81-82;13/86-87;13/85-86;13/92-93; 13/85-86;130/02- 13/88-89
Айсазский	03;15/85-86; 16/82-83;130/87-88; 130/86-87; 18,27/78-79;18,27/79-80;18,27/77-78; 13/89-90	18/84-86;18,30/75-76;18/80-82;18/82-84; 18,30/74-75; 16/83-84;19/85-86; 18,30/74-75;19/85-86; 19/85-86;21/79-80; 23/82-84;1/83-83;19/86-97; 3/79-80; 3/80-81;3/81-82;4,5,7, 18/81-82; 9/82-83;10/84-05;188,90/06-08
Речной-Майский	1,3/77-78;1/81-82;1,3,6/82-83;1,3,6/83-84;1,3,6/88-89; 1,3/95-97;110/89-88; 13/88-89	110/90-91;110/88-89; 110/95-90; 118/87-88;118/86-87;17/78-79; 12/89-88; 12/88- 13/89-90
Речной-Майский	87;14/99-96;12/84-89;12/82-84;13/82-83; 13/81-82;13/93-94;12/82-83;12/84- 87;13/86-87; 13/85-86; 19,30/76-75;16/82-83;13/27-78-79; 18,27/77-78;18,80- 19/99-00	02;16/13-15; 3/78-77; 18/84-84; 22/77-78;23/82-84;19/86-97; 19/99-96;19/84-93; 19/94-96;3/79-80;3/81-82;6/77-78; 10/03-04;118/87-88;118/90-91;11 20/89-92;20/87-08; 20/88-89; 86;4,5,7, 19/81-82;4,5,7, 18/83-84; 80;4,5,7/80-81; 4,5,7/89-90; 95;4,5/86-87

Параметры синтезированных кубов

Участок	Шаг, мс	Расстояние между crossline/inline, м	Временной интервал, сек	Размерность сетки, crossline/inline	Размер файла, Гб	Площадь, км <sup>2</sup>
Урманско-Арчинский	1	50/50	1.0-4.1	1471/1259	21.8	4623.15
Еллейский	1	50/50	1.0-3.15	1921/1431	22.6	6864.00
Межевский	1	50/50	0.8-3.15	3989/2687	96.2	26779.42
Ракитинский	1	50/50	0.75-3.0	1837/2401	37.9	11016.00
Айсазский	1	50/50	1.4-3.25	1725/1431	17.5	6163.30
Речной-Майский	1	50/50	0.95-3.35	1805/2081	34.4	9380.80
<b>Итого</b>					<b>230.4</b>	<b>64 826.67</b>

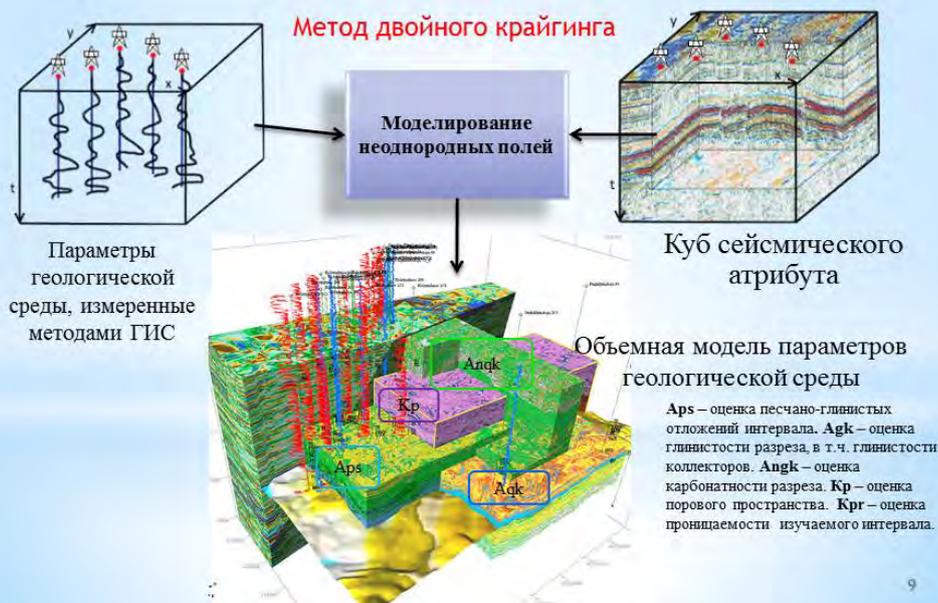
7

В настоящее время в пределах Нюрольской структурно-фациальной зоны открыто 19 месторождений нефти и газа в палеозойских отложениях

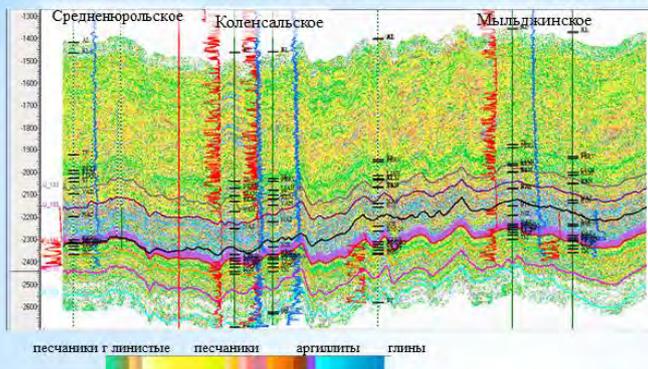
№ п/п	Название месторождения	НГО	НГР	Год открытия	Тип	Пласт
1	Верх-Тарское	Васюганская Каймысовская	Межевско-Калгачский Пудинский Средневасюганский Нюрольский	2015	Н	М
2	Восточное			1986	Н	М
3	Малоичское			1974	Н	М
4	Арчинское			1982	НГК	М1(М1-10)
5	Герасимовское			1983	НГК	М
6	Калиновое			1973	НГК	М1(М1-10)
7	Лугинецкое			1967	НГК	М
8	Нижнетабаганское			1973	НГК	М1(М1-10)
9	Останинское			1970	НГК	М, М1
10	Северо-Калиновое			1980	НГК	М, М1
11	Северо-Останинское			1977	Н	М
12	Солоновское			1986	Н	М1
13	Тамбаевское			2002	Н	М
14	Урманское			1974	НГК	М, М1
15	Южно-Табганское			1983	Н	М1(М1-М3)
16	Южно-Тамбаевское			1986	Н	М, М1
17	Речное			1983	ГК	М
18	Среднеглуховское			2007	Н	М, М1
19	Фестивальное			1971	Н	М

8

## Построение псевдопетрофизических кубов

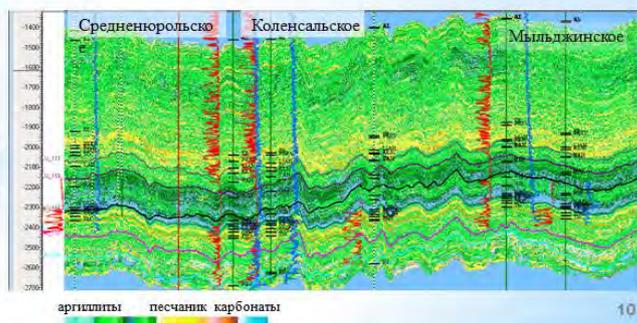


Композитные вертикальные срезы псевдопетрофизических кубов

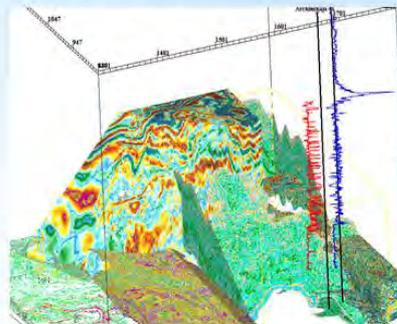
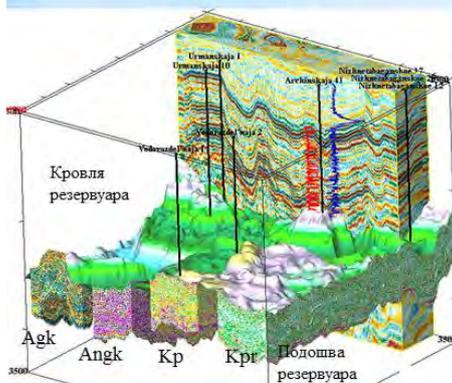


параметр  $Ag_k$ , проходящий через скважины Коленсальского поднятия и прилегающих эталонных Средненюрольского и Мыльджинского месторождений

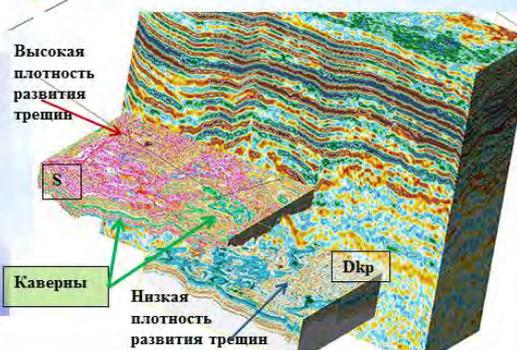
параметр  $Ang_k$ , проходящий через скважины Коленсальского поднятия и прилегающих эталонных Средненюрольского и Мыльджинского месторождений



Выборка псевдокубов пористости и проницаемости, наилучшим образом отражающих фациальные обстановки формирования и продуктивность отложений

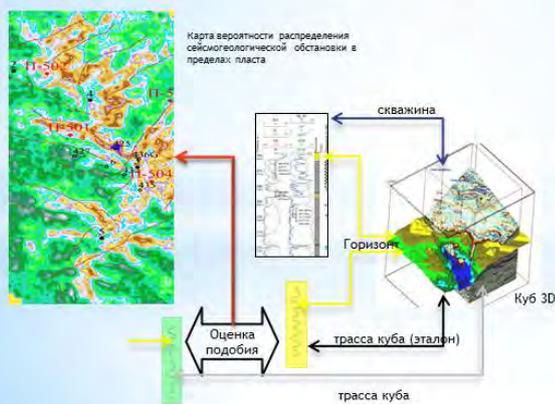


Пример комплексного отображения в волновом поле карбонатного рифогенного массива и объёмной псевдопетрофизической модели порово-трещинного резервуара (Dкр, S, Kр, Kпр) сложностроенного Арчинского месторождения



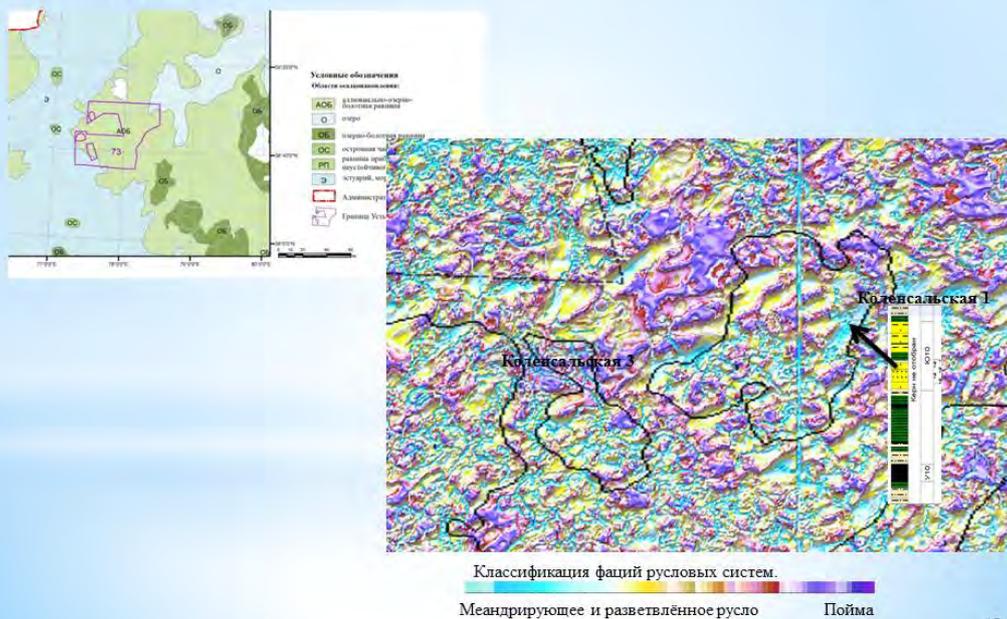
## Вероятностно-статистический подход прогнозирования коллекторов трещиноватого типа

- изучение внутренней структуры трещинных коллекторов
  - прогноз фильтрационно-емкостных свойств
  - прогноз характера нефтенасыщения
  - оценка качества построенных моделей
- ✓ в более широком диапазоне глубин  
✓ в условиях резкой изменчивости геологической модели по латерали



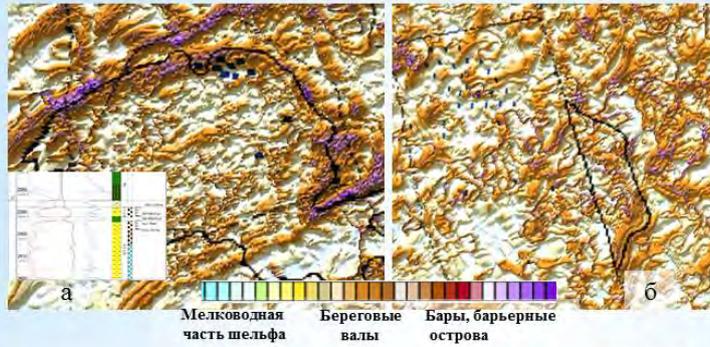
12

## Сейсмофациальная модель развития вымского горизонта (пласт Ю<sub>10-11</sub>), иллюстрирующая строение русловой системы. Юго-восточная часть Усть-Пуглалымского

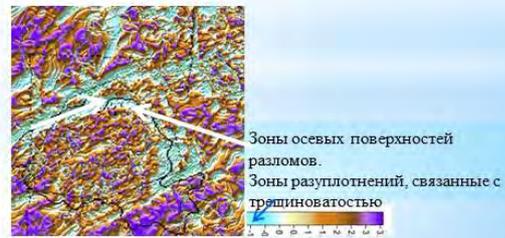


13

**Карта сейсмофаций распределения осадков прибрежно-дельтового комплекса на разбуренном участке (а) (Западно-Ключевское месторождение) и перспективном объекте (б) – ловушке структурно-литологического типа, являющейся восточным склоном Колотушного локального поднятия**

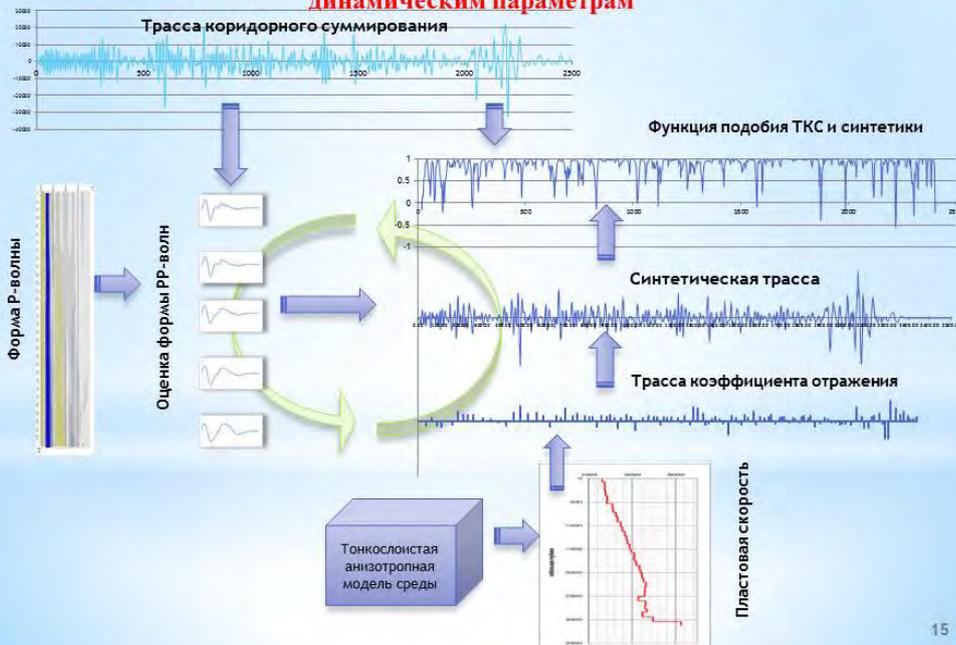


**Горизонтальный седиментационный срез когерентности (Cohsum),** рассчитанный в пространственном окне, учитывающим направление сейсмического горизонта Па. Западно-Ключевская площадь



14

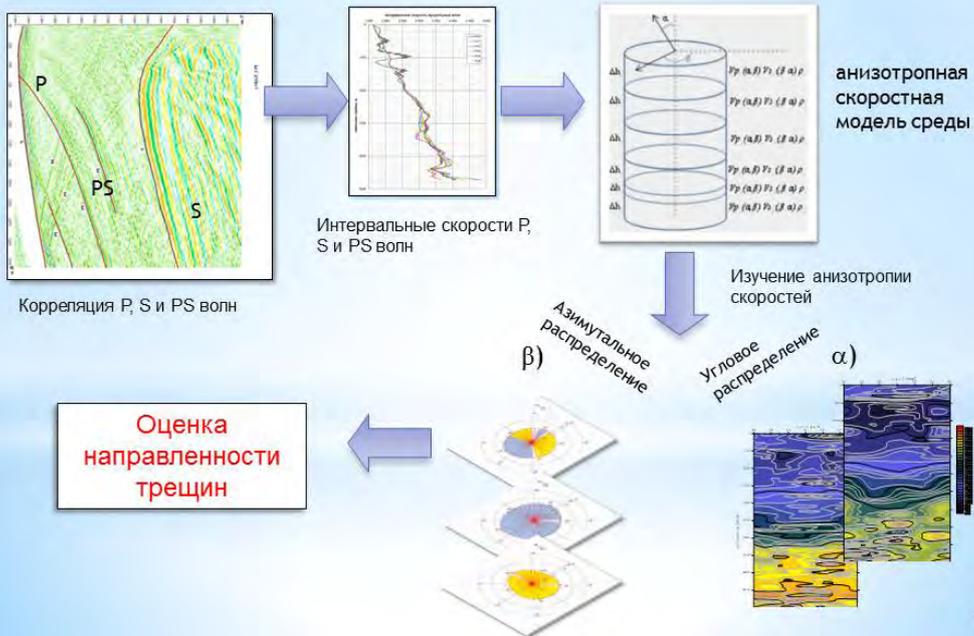
**Построение глубинных изображений ВСП - построение пластовой модели среды по кинематическим и динамическим параметрам**



15

## Оценка направленности трещин

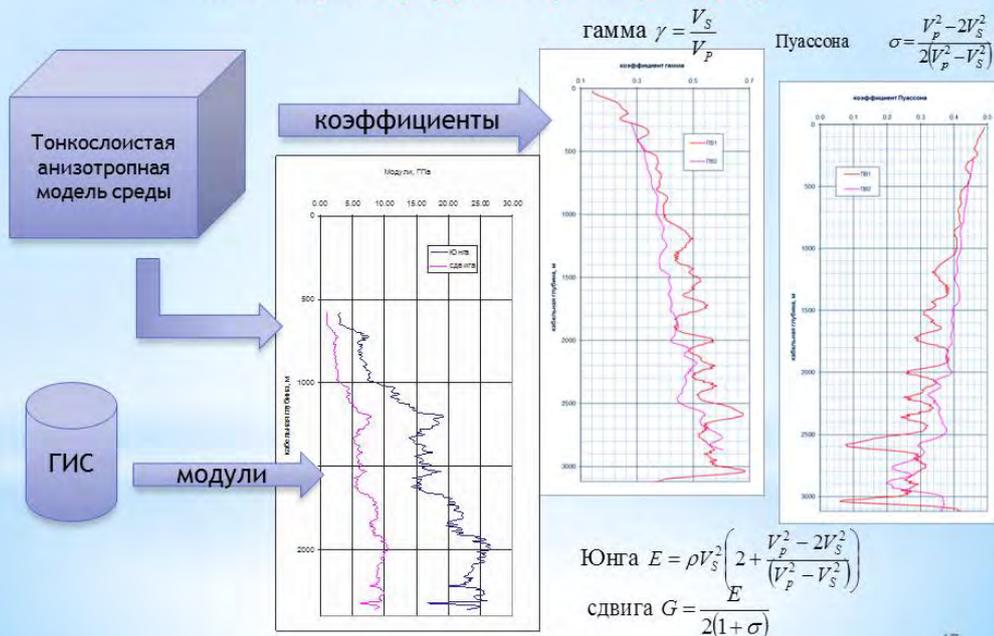
### ВСП- Изучение анизотропии скоростей



16

## Геомеханика

### ВСП - оценка упругих параметров среды



17

***СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ !***

Контакт:  
ООО НАЦ «Недра»  
634029, Россия, г. Томск, ул. Советская 26.  
Тел.: (3822) 53-48-65  
E-mail: [nedraga@mail.tomsknet.ru](mailto:nedraga@mail.tomsknet.ru),  
Сысолятина Г.А., главный геофизик  
Степанов Д.Ю., зам.директора по науке

## **КРИТЕРИИ «ВТОРИЧНОСТИ» ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Исаев Георгий Дмитриевич  
ООО НИЦ «Сибгеонафт»  
E-mail: [Sibgeonaft@mail.ru](mailto:Sibgeonaft@mail.ru)

**В докладе Исаева Г.Д.** показано, что «вторичность» образования скоплений УВ в литосфере понимается как явление-наложенное (более позднее) на все процессы породообразования в литосфере. Основными критериями «вторичности» образования залежей нефти и газа являются:

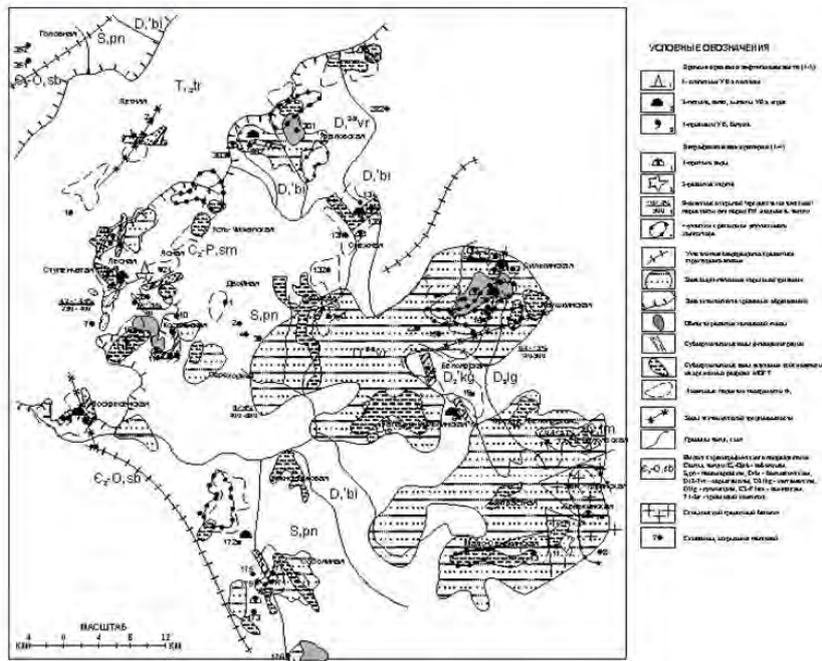
1. сейсмические;
2. структурные;
3. тектонические;
4. литологические;
5. петрофизические;
6. флюидодинамические.

Отмечено, что на текущий момент не изучены литогеохимические, метасоматические, минералогические критерии. На фактическом материале показано, что интенсивность преобразования пород с глубиной возрастает. Этот факт является главным доказательством глубинности процессов миграции УВ – флюидов в литосфере.

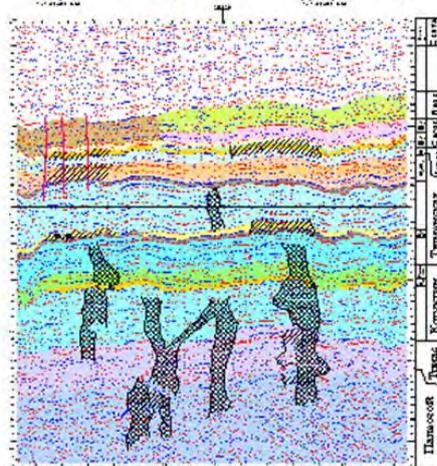


### Сейсмический критерий «вторичности»

Схема распространения сейсмоаномалий и зон флюидомиграции в пределах центральной части Сильгинской СФЗ



### Сейсмогеологический разрез ЭКО (профиль 190012) в районе Пур-Тазовского междуречья



## Структурный критерий «вторичности»



Аксиометрические проекции структурных планов района Чкаловского месторождения



Карта углов наклона отражающих горизонтов по данным 3D сейсморазведки Чкаловской площади

## Тектонический фактор «вторичности»- выход керна PZ и MZ



Особенности выхода керна при пересечении скв. Малюничской-107 трещинного резервуара нефти



Особенности выхода керна продуктивных пластов

## Текстурные особенности мезозойских пород в зонах флюидного воздействия

Признаки тектонического постемпиентально нового воздействия в продуктивных породах Тевниско-Русского месторождения



Перестроение сети трещин в процессе тектонического воздействия (флюидной сети)



Плоскостная сеть трещин в зоне тектонического воздействия ЮС



Всплошная флюидная сеть трещин (породы ЮС)



Новообразованная структура трещин в процессе тектонического воздействия ЮС



Плоскостная флюидная сеть трещин в процессе тектонического воздействия ЮС



Новообразованная структура трещин в процессе тектонического воздействия ЮС

Особенности трещинообразования и заполнения процессов в продуктивном комплексе Тевниско-Русского месторождения



Трещины в карбонатных породах в зонах тектонического воздействия ЮС



Заполнение трещин в карбонатных породах в зонах тектонического воздействия ЮС (основные геотектонические силы)



Средняя и мелкая трещиноватость субвертикального типа в зоне тектонического воздействия ЮС



Трещины в карбонатных породах в зонах тектонического воздействия ЮС (основные геотектонические силы)



Наличие трещиноватости в карбонатных породах в зонах тектонического воздействия ЮС



Система радиально-концентрической трещиноватости в породах в зонах тектонического воздействия ЮС

Особенности углефикации и битуминизации в активных зонах флюидомиграции



Трещины углефикации в породах в зонах тектонического воздействия ЮС



Различия по трещинам вторичных битуминов



Линейная трещиноватость углефикации в породах в зонах тектонического воздействия ЮС



Зона активной флюидомиграции (зона разрыва углефикации)



Зона активной флюидомиграции в породах в зонах тектонического воздействия ЮС



Зона активной флюидомиграции в породах в зонах тектонического воздействия ЮС

Сплавные процессы флюидного воздействия при преобразовании пород в зонах миграции флюидов (на флюидных шпильках)



Мелкая трещиноватость в породах в зонах тектонического воздействия ЮС



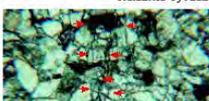
Сплавные процессы при образовании битуминов (основные геотектонические силы)



Карбонатные постройки в зонах тектонического воздействия ЮС

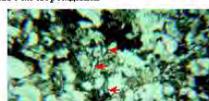
## Особенности выхода керна и типы коллекторов в продуктивных зонах мезозойских месторождений

Новообразованная пористость и трещиноватость в активных зонах флюидомиграции Тевниско-Русского месторождения



Скв. 116, отв. 67,5 м, 2828,25 м, Кпр.-0,11 мД.

Средняя трещиноватость в породах в зонах тектонического воздействия ЮС



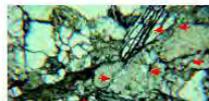
Скв. 118, отв. 620,5 м, 2897,6 м, Кпр.-0,5 мД.

Трещины в породах в зонах тектонического воздействия ЮС



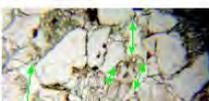
Скв. 122, отв. 628-1, г.п. 2866,9 м, Кпр.-1,84 мД.

Пористость в породах в зонах тектонического воздействия ЮС



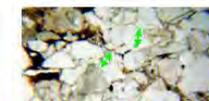
Скв. 204, отв. 6108-3, г.п. 2770,6 м, Кпр.-56,95 мД.

Субвертикальная трещиноватость в породах в зонах тектонического воздействия ЮС



Скв. 206, отв. 628-7, г.п. 2892,8 м, Кпр.-26,5 мД.

Трещиноватость в породах в зонах тектонического воздействия ЮС



Скв. 209, отв. 628-7, г.п. 2892,8 м, Кпр.-26,5 мД.

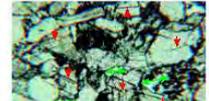
Трещиноватость в породах в зонах тектонического воздействия ЮС

Ориентированная пористость и дислокации в коллекторах Тевниско-Русского месторождения



Скв. 209, отв. 628-7, г.п. 2892,8 м, Кпр.-26,5 мД.

Угловатые поры (п) с ориентированной дислокацией в породах в зонах тектонического воздействия ЮС



Скв. 6516, отв. 6254-2, г.п. 2872,8 м, Кпр.-2,56 мД.

Субвертикальная трещиноватость в породах в зонах тектонического воздействия ЮС



Скв. 734, отв. 6138-1, г.п. 2729,5 м, Кпр.-4,95 мД.

Сильная трещиноватость в породах в зонах тектонического воздействия ЮС



Скв. 7522, отв. 6276-3, г.п. 2854,4 м, Кпр.-35,5 мД.

Различные трещиноватости в породах в зонах тектонического воздействия ЮС



Скв. 9470, отв. 6119-5, г.п. 2837,2 м, Кпр.-21,2 мД.

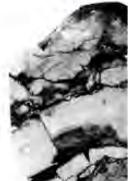
Поры в породах в зонах тектонического воздействия ЮС

## Литологический критерий

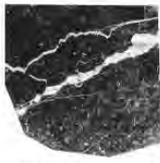
### Особенности распределения углеродистого материала в породах палеозоя



**И4883-5** Майжаская 1,  
инт. 3636-3644 м, 4,0 м н.к.  
Опоровый осадочный тип  
распределения углеродистого  
материала в литоблоках.



**И27586-1** Паржаская 9,  
инт. 2681,1-2688,6 м, 0,3 м н.к.  
Интерстиционный тип первичного  
углеродистого материала в рифах.



**И34487-2** Колысаская 2,  
инт. 2800-2805 м, 0,7 м н.к.  
Высокопористые илиты в  
вакстуну карбона (протягиваемый  
нафтиоплом) в слабой канальной  
стадии генерации углерода



**И3290-2** Яхтинская 212,  
инт. 2973-2980 м, 2,7 м н.к.  
Различные генетические типы  
концентрации углеродистого материала:  
слюсисоматогенной, аластической,  
перитоманной



**И9190-2** Моповская 804,  
инт. 3522,5-3526,5 м, 1,5 м н.к.  
Нафтиоплом в карбонатном талтониксе  
с развитым новообразованием  
"пластичного" пустотного пространства  
и остаточного углеродистого материала



**И4691-10** Лыжаская 1,  
инт. 3081-3098 м, 3,2 м н.к.  
Литокластический карбонатный нафтиоплом  
со всеми признаками разуплотнения, тектонико-  
метасоматического воздействия и трансформации  
перераспределения углеродистого материала



**И8891-2** Калганжаская 31,  
инт. 2691-2694 м, 1,1-1,5 м н.к.  
Карбонатный литомо-архивный  
метасоматит (нафтиоплом) с  
умаслязованной биогенной структурой



**И2190-1** Наземжаская 2,  
инт. 2992-2994 м, 1,0 м н.к.  
Нафтиоплом в зоне гвержения  
первичного углерода, мощного  
метасоматита и тектонического сжатия  
(реализация потенциала до 70%)



**И3890-1** Алжаская 103,  
инт. 2749,2-2757 м, 0,25 м н.к.  
Высокоуглеродистый нафтиоплом  
(карбонитно-красноватый метасоматит)  
со всеми признаками абразии  
углеродистого материала и  
флюидотектонической деформации

## Петрофизический критерий

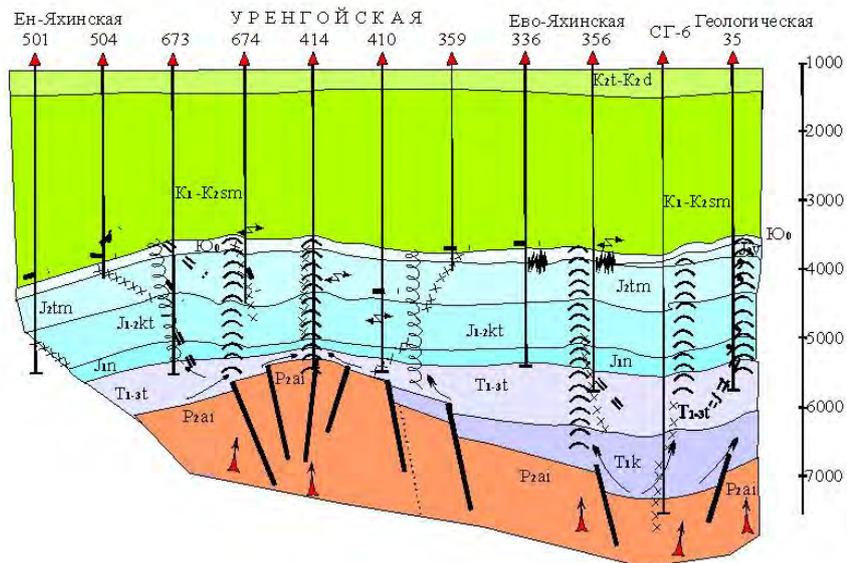
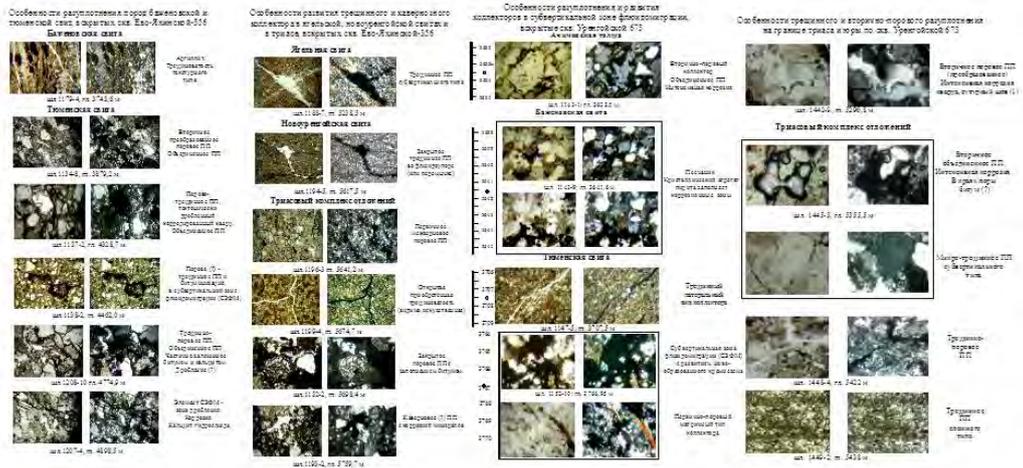
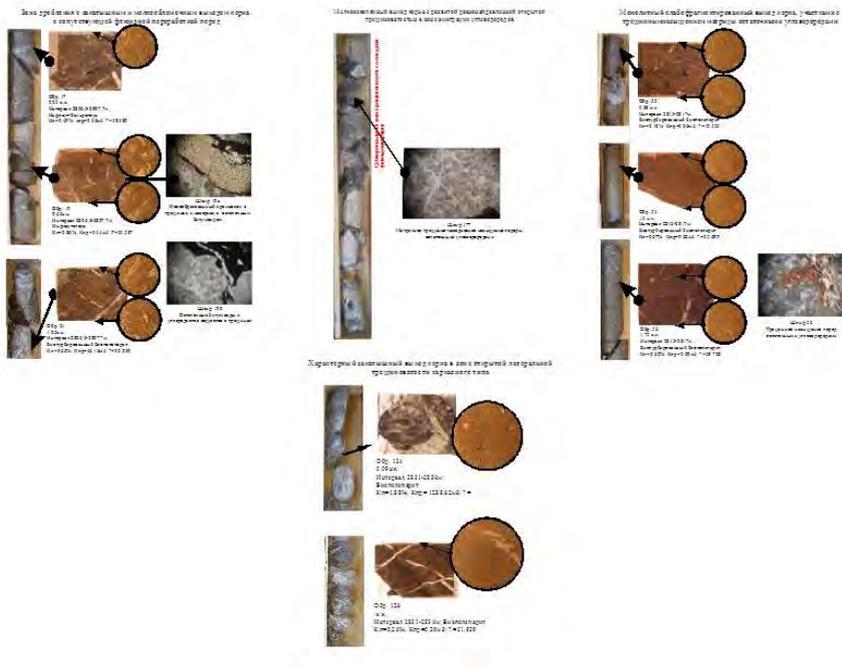


Схема сопоставления разрезов плубоких и сверхплубоких  
скважин Урэнгоя с элементами флюидотектоникой

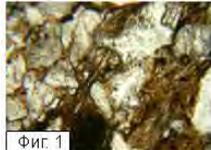
## Особенности разуплотнения и преобразования пород в субвертикальных ЗФМ Урентоя



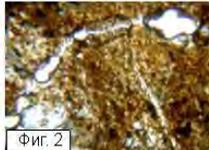
## Структура разуплотнения и состав продуктивных пород в палеозое



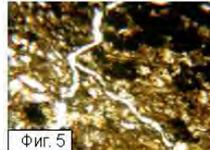
## Типы коллекторов в юрских продуктивных породах Восточно-Турьельской зоны



Фиг. 1  
Обр. 51-3, скв. Ленская 902,  
инт. 2902-2910м, 1,9 н.к.  
Грауваковий песчаник, слабо  
пористый, с порово-трещинным типом  
коллектора



Фиг. 2  
Обр. 53-7, скв. Ленская 902,  
инт. 2949-2959м, 5,3 н.к.  
Трещинный тип коллектора в  
аргиллитах с пелитовой автохтонной  
органикой



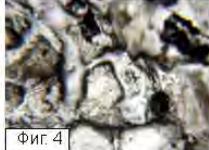
Фиг. 5  
Обр. 525-1, Кутымская 50,  
инт. 3190,7-3198,5м, 0,15 н.к.  
Трещинный тип коллектора в  
глинистых алевролитах, насыщенных  
пелитовым СВ и остатками  
организмов



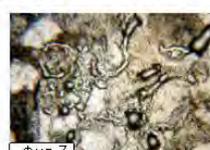
Фиг. 6  
Обр. 527-3, Кутымская 50,  
инт. 3204,9, 4,3 н.к.  
Трещинный тип коллектора в  
аргиллитах, с развитием пирита и  
вторичной пористости вдоль трещин



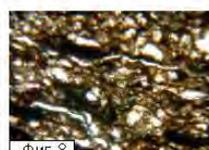
Фиг. 3  
Обр. 58-3, скв. Ленская 902,  
инт. 2989-2999,5м, 1,4 н.к.  
Порово-трещинный тип коллектора в  
грауваковом с/з песчаннике  
(пористость 15,78%) с поровым  
каолинито-кремнистым цементом



Фиг. 4  
Обр. 58-11, скв. Ленская 902,  
инт. 2989-2999,5м, 6,9 н.к.  
Трещино-поровый тип коллектора в  
грауваковом песчаннике  
(газопроницаемость 32,53мд) с  
причудливыми формами пустот и  
каверн



Фиг. 7  
Обр. 529-3, Кутымская 50,  
инт. 3305,8-3315,6м, 2,05 н.к.  
Трещинный тип коллектора в  
грауваковом песчаннике с  
причудливой вторичной пористостью  
в каолинитовом цементе



Фиг. 8  
Обр. 539-9, Нинельская 4,  
инт. 3063,8-3073,8м, 6,3 н.к.  
Трещинный тип коллектора в  
аргиллитах, с пористостью 5,96%, с  
развитием кулисобразной  
латеральной трещиноватости

## О перспективах нефтегазоносности центральной части Нюрольской СФЗ

### Критерии оценки и прогноза нефтегазоносности палеозоя

Прямые критерии	Косвенные критерии				
	литостратигра- фические	палеоморфо- логические	литологические	сейсмические	
Наличие прямых признаков УВ: запаха газа, коксовых, смолы, признаки ступенчатых битуминоидов, асфальтоподобных веществ, запахов нефти, пропитки пород нефтью и т.п., вплоть до залежей УВ.	1. Зоны стратиграфически неясной. 2. Литологически перерывов 3. Контакт различных типов пород. 4. Высокоуплотненные породы любого типа и состава. 5. Горизонтально-филюлюторная актури дилевова	1. Зоны карсто- и трещинообразования в преобразованных участках доюрского рельефа	1. Вторичные коллекторы, сформировавшиеся в процессе метаморфического преобразования пород. 2. Зоны-филюлюторы, образовавшиеся в процессе эпигенетического преобразования пород (в полове чаша). 3. Капиллярная пена как продукт престроения мор выветривания в полове чаша. 4. Развитие роли-резервуаров. 5. Зоны выщелачивания региональной мори выветривания	1. Аккумулятивные структурные формы разных породных возрастов и типа. 2. Наличие субвертикальных трещиноватых тектонических зон, выявленных на сейсмопрофилях, по эффектам затухания сейсмических	1. Зоны вертикальной и латеральной филюлюляции 2. Зоны активной современной тектоники 3. Зоны разуплотнения

### Характеристика и признаки зон флюидомиграции

№ п/п	Скважина, №	Палеозой			Зоны флюидомиграции				Мезозой		
		Интервал исследований (м)		Приполюс. признаки нефтяногазовости (м³/сут. – тыс м³/сут.)	Ориентировка	Интервал аэрации, мощность, глубина (м)		Геологическая и литологическая специфика	Интервал исследований		Признаки нефтяногазовости (м³/сут.)
		от	до			от	до		от	до	
1	Ясная - 21	2875	2913	Qн = 0,5	субвертикальная	> 100		зона сидеритизации, ожелезнения, карбонатизации и вторичного разуплотнения	2641	2660	Qн-г = 4,3 Qн-в = 12,5
2	Чкаловская - 1	2937	2950	Qн = 117,5 Qг = 16,5	субвертикальная	> 80		зона аэризации метасоматического выветривания	2171	2189	Газ
3	Речная - 281	2914	2934	Qн = 25,2 – 9,4	субвертикальная	2914	2934	зона разуплотнения карстовой пористости сидерит гидросидерит каолинит	2559,5	2586,7	выделение газа
4	Цинская - 11	2894	2908	Qн = 45,1 – 23,6 Qг = 0,22		латеральная	2422		2433,3	2081,4	
5	Парбигская - 1	2779	2795	Qн = 0,54	субвертикальная	2741	2759	сидерит кремнезем, клиorit	2650	2669	газ, конденсат
6	Арчинская - 42	3033	3042	Qг = 54,3	субвертикальная	3080	3083	окремнение, аргиллизация, карбонатизация, гидротермическое выветривание	3022	3027	Qг = 30,0
7	Южно-Тамбовская - 77	3064	3072	Qн = 1,08 Тфакт = 3 – 5	субвертикальная	3030	3100		аргиллизация, битуминозизация	3000	
8	Северо-Калинская - 21	2917	2937	Qн = 4,4 Qжелез = 18,3	субвертикальная	2979	3276	доломитизация, аргиллизация, окремнение	2821	2832	Qг = 29,0
9	Нижне-Табалинская - 4	2992	3006	Qн = 11,32 Qг = 23,5	субвертикальная	3025	3028	аргиллизация, битуминозизация, каолинитизация	2790	2801	Qн = 0,076 Qг = 90,0
10	Широтная - 51	3065	3076	Qн-г = 4,8	субвертикальная	3062,5	3065,5	аргиллизация, клиоритизация, ожелезнение	2878	2823	Qн = 1,02
11	Герасимовская - 12	2836	2862	Qн = 27,6	субвертикальная	2897	2917	кальцитизация, вторичная окремнение, окисление	2770	2780	Qн = 0,4
12	Урманская - 2	3091	3103	Qн = 1,3	латеральная	3089	3099	Бокситизация, каолинитизация, глистор	3080	3048	Qн-г = 0,67 с изольной

### Строение коры выветривания

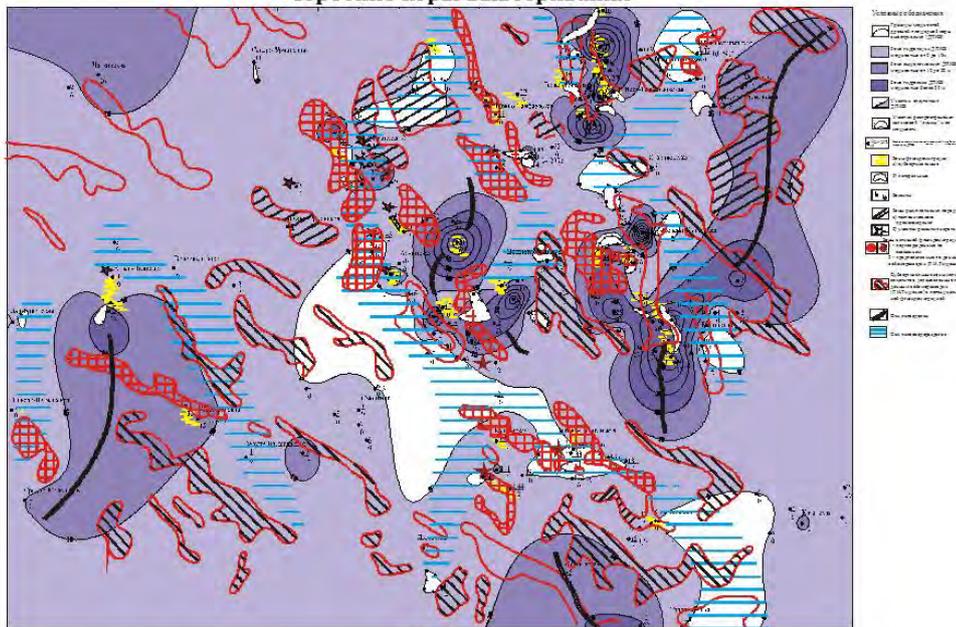


Рис. 39. Схематическая карта распространения пород древней платформенной коры выветривания центральной части Широтной СФЗ с выделением на все участки затухания сейсмической затухки (по данным Г.И. Пидченко) и зонам флюидомиграции

## Схема перспектив нефтегазоносности

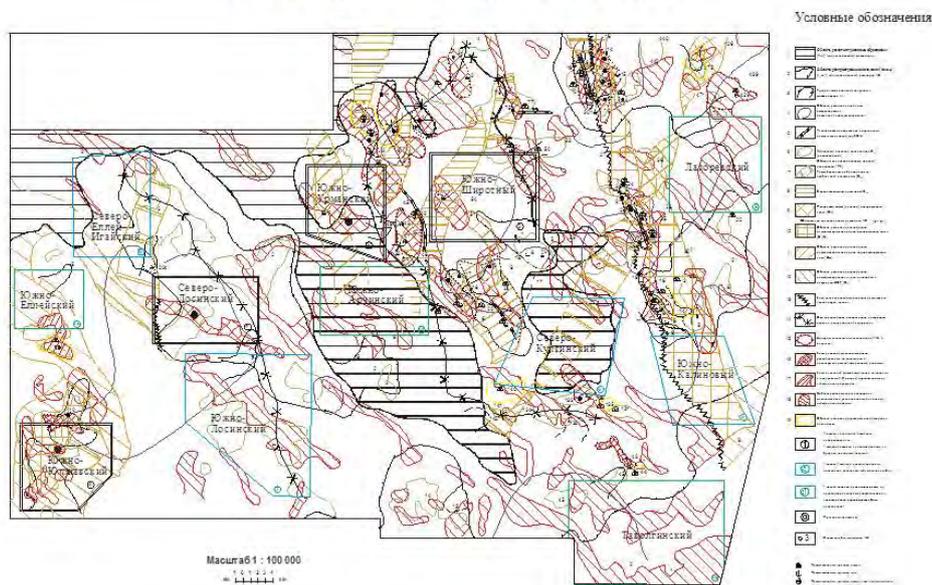


Рис. 56. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности палеозоя центральной части Нюрольской структурно-фациальной зоны

## Выводы

«Вторичность» образования скоплений УВ в литосфере понимается как явление-наложенное (более позднее) на все процессы породообразования в литосфере.

Основные критерии «вторичности» образования залежей нефти и газа:

- ❖ сейсмические;
- ❖ структурные;
- ❖ тектонические;
- ❖ литологические;
- ❖ петрофизические ;
- ❖ флюидодинамические .

Пока не изучены литогеохимические, метасоматические, минералогические критерии. Интенсивность преобразования пород с глубиной возрастает. Это главное доказательство глубинности процессов миграции УВ – флюидов в литосфере

Научное издание

**КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ МОДЕЛИ  
И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ  
В ДОЮРСКОМ КОМПЛЕКСЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

Сборник научных трудов  
открытой научной конференции

Компьютерная верстка – Коношонкин Дмитрий Владимирович

Зарегистрировано в Издательстве ТПУ  
Размещено на корпоративном портале ТПУ

---



**Издательство**

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ