

О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Запивалов Николай Петрович
Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. акад. А.А. Трофимука СО РАН
E-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

В докладе Запивалова 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 осезаемых 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)

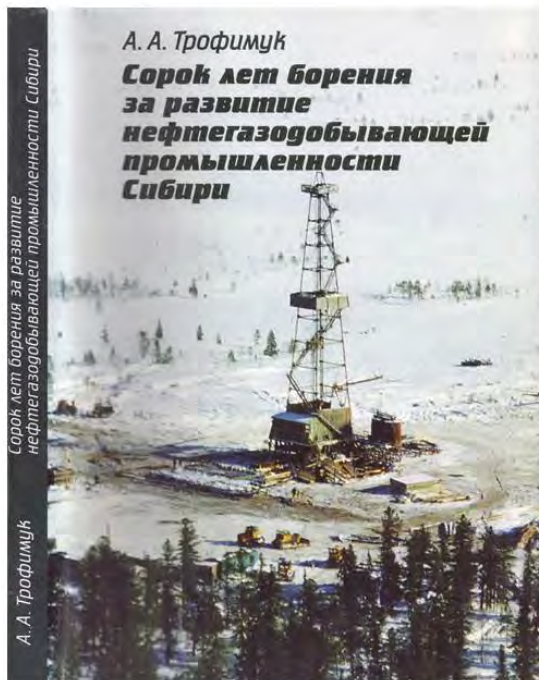
1

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

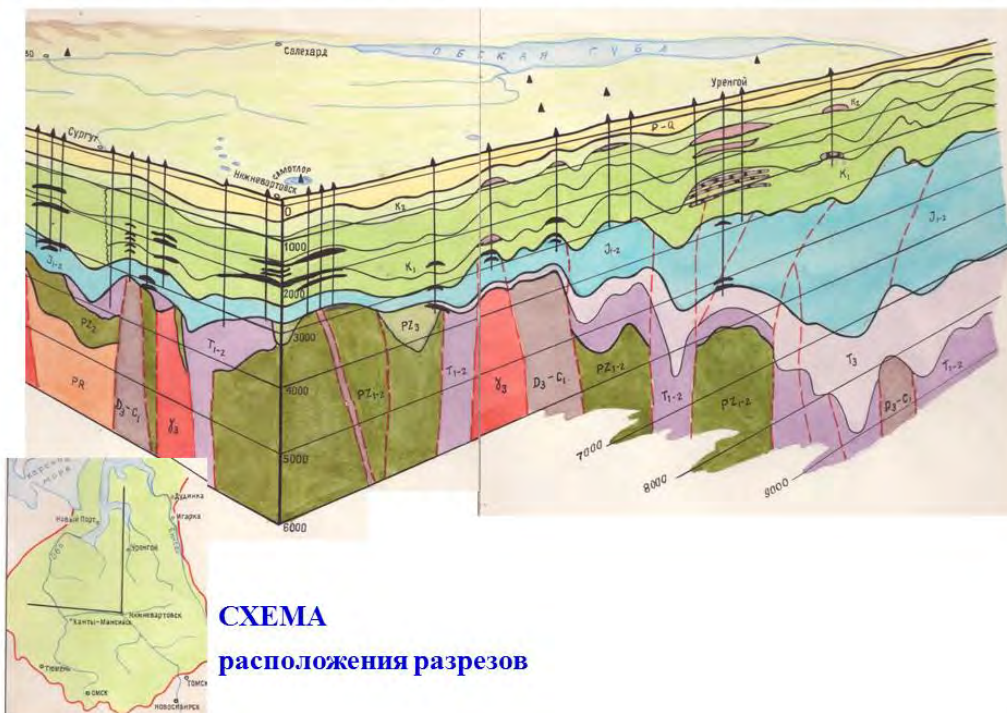
А.А. Трофимук:

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

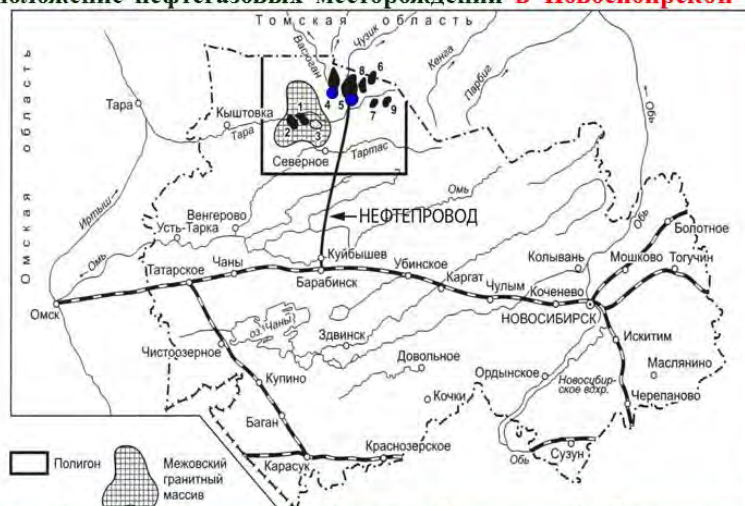
г. Новосибирск
1990 г.

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



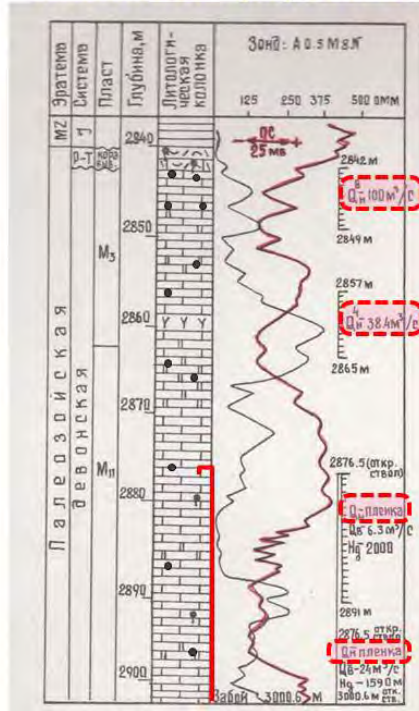
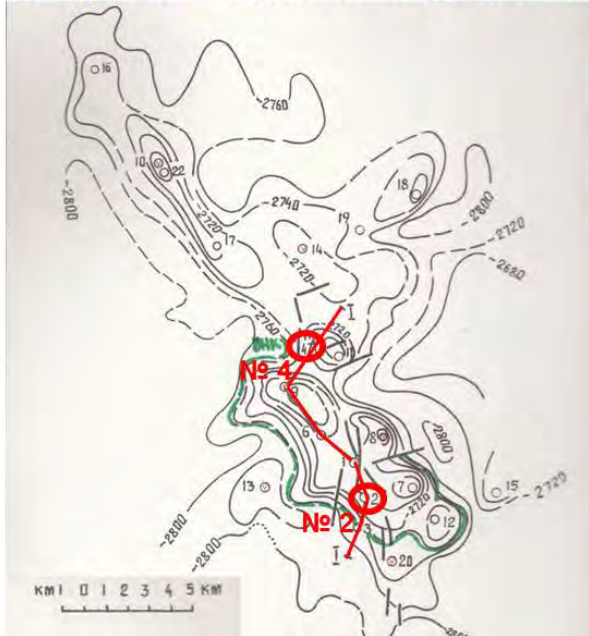
Месторождения: 1 – Межовское, 2 – Восточно-Межовское; 3 – Веселовское (газовое); 4 – Малоличское; 5 – Верх-Тарское; 6 – Ракитинское; 7 – Тай-Дасское; 8 – Восточно-Тарское; 9 – Восточное. В границы Полигона входят все лицензионные участки.

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

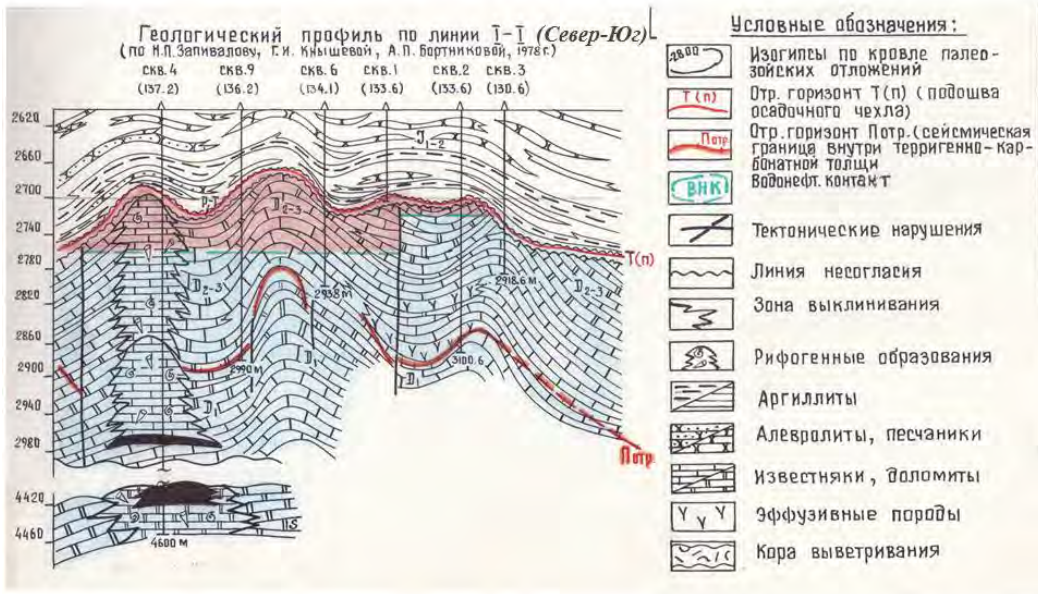
Малоичское месторождение

Геологический разрез скв. 2

СТРУКТУРНАЯ КАРТА по кровле палеозойских отложений



Малоичское месторождение



Малоичское месторождение

Характеристика продуктивных горизонтов

Возраст	Индекс пласта	Глубина залегания горизонта на структуре	Абсолютная отметка, м		Высота залежи, м	Толщина горизонта, м		Нефте-насыщенность	Тип залежи	Режим залежи	NN скв. давших приток нефти и газа
			кровли залежи	гнк гвк		общая	эфф. нефтенас.				
Д ₃ Д ₂ Д ₁ S	M ₃ M ₁₁ M ₂₃ C ₂	2794 - 2861	-2660.4	-2729	69	21-67	21-67	0.7-0.8 0.7-0.8	Массивная с неравномерным распределением коллектора	газоп-ругий	2, 4, 6, 7, 9, 11, 19, 25, 27
		2850 - 2892	-2715.4	-2760	80	41.4	41.4				
		3580 - 3620				40.0	28.0				
		4520 - 4548									

Геолого - геофизическая изученность

Результаты испытания

NN п.п.	Время проведения работ	Виды работ	Исполнители, авторы отчета	Основные результаты работ	NN скв.	Интервал испытания, м	Данные исследования						
							интервал, м	диам. штуц. мм	дебит газа, тыс м ³ /сут	газовый фактор м ³ /м ³	дебит нефти м ³ /сут	дебит воды м ³ /сут	Р _{пл} МПа
1	1963-1964 гг	Сейсморазведка МОВ	Зборравский А.И., Льянков Л.С.	Выявлена Малоичская структура	2	2842 - 2849	M ₃ 10			120.0			
						2857 - 2865	M ₃ 4			38.0			28.64
2	1968-1970 гг	Сейсморазведка МОВ	Белов В.И., Власов Б.И.	Подготовлена структура к бурению по г.р. II - а	4	2838 - 2856	M ₁₁ 3			7.6			
					6	2842 - 2900	M ₁₁ 10	77.1		150.0			28.78
					7	2776.1 - 3127 (открытый ств)	M ₃ 8			9.7			28.1
3	1971-1983 гг	Поисково-разведочные бурения	Козленко П.И.	Пробурено около 20 скв., 87 ч. 1-параметр, глубиной 4500 м. выявлены признаки нефти	9	2800 - 2842	M ₁₁ 8			216.0			
					11	2838 - 2844	M ₁₁ 7			6.6			
					19	2806 - 2824	M ₃ ип	г.р. раствор с пленкой нефти		1.0			212.1
					25	2800 - 2811	M ₃ ип	г.р. раствор - пленка		48.4			
					27	2800 - 2852	M ₃ ип			15.3			
						2821 - 2875	M ₃ ип			31-35			
5	1975-1976 гг	Тематические работы	Запикава Н.Д., Кышьева Г.И., Борникова А.И., Минько В.А. и др.	Произведен подсчет запасов нефти.		2835 - 2888 (откр. ствол)	M ₃ H ₂ 1230			0.54			Р-7.4
						2835 - 2857	M ₃ 3			0.68			Р-8.1
6	1988 г	Разработка месторождения		Месторождение передано на баланс «Новосибурск» Мин. топливной промышленности.	4	3580 - 3620	M ₂₃ H ₂ 800						
						4520 - 4548	C ₂ H ₂ -170						

13

Малоичское месторождение

Характеристика пород коллекторов

NN скв.	Глубина кровли и подошвы продуктив. пласта	Альтитуда ротора, м	А.о. кровли пласта с учетом поправки на кривизну, м	Толщина, м		Пористость, %	Проницаемость, мД	Нефте-насыщенность, %	Интервал отбора керн, м	Вынос керн, м
				общая	эфф. нефтенасыщен.					
2	2844.6 - 2863	136.6	21.4	21.4	1-3	непр. 3.59	0.7-0.8			
4	2839.2 - 2836	137.2	16.8	16.8	0.1-0.2	непр. 0.378				
6	2830 - 2852	134.8	12.0	12.0	0.94-1.69	непр. 0.155	0.7-0.8			
7	2794 - 2815	133.6	21.0	21.0	1.19-11.05	0.12-12.8				
9	2808.4 - 2854	136.5	45.6	45.6	0.8-2.4	непр. 13.1				
11	2837 - 2848.6	137.6	11.8	11.8	0.33-9.49	0.04-0.33				
19	2806 - 2823	138.2	19.0	19.0	0.5-8.1	непр. 1.24				

Характеристика нефтей

Индекс горизонта	NN скв.	Интервал испытания, м	Плотность, г/см ³	Молекулярный вес	Вязкость кинемат. при 20°С, сСт	Температура заст, °С	Начало кипения, °С	Компонентный состав, %								
								Углеводороды				парафины	ароматены	сера	As	Na
								НК-150°	150-300	300°-кк	амолы	асфальтены				
M ₃	2	2842 - 2849	0.8511		22.26	77	19.89	54.16	35.67	4.395	7.57	2.68	0.313	16.77	12.88	69.09
M ₁₁	6	2776 - 2860	0.8451		11.0	77	21.5	32.0	43.0	5.4	9.4	2.2	0.58			
M ₂₃	4	3725 - 3755	0.8808			69	43.33	56.77		10.51	10.84	0.66				
S	4	3580 - 3620	0.8389	35.5		55	15.9	23.3	34.0	1.9	5.38	0.42	0.67	19.8	27.02	46.2
		4520 - 4560	0.7185	1.942		70	36.208*	38.309*	38.5	2.2	1.4	0.02	0.08			
S-Д	4	3902 - 4600	0.78		1.94	69	44.8	26.2		2.2	2.4	0.02	0.08			

Характеристика природных газов

Индекс горизонта	NN скв.	Интервал испытания, м	Объемный вес газа абсолют.	Состав газа, объемные, %								CO ₂	He + Ne	Ac, Me, Xe	затяжелых углеводород.	Σ C ₁ -C ₄	C ₂	H ₂	Ов.в.ш. кДж/м ³
				C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	высш. изо	низ. изо	C ₆	C ₇								
M	2	2876 - 3000.6		77.4	4.62	0.5	0.2	0.45	0.33	0.35	0.29	0.95	0.05	3.3	6.74			2.57	
Д ₃	4	3725 - 3755		22.1	4.43	2.37	0.26	0.67	0.12	0.18	0.02	0.02	следы	61.3	8.07				
S	4	4520 - 4560		59.86									0.013	4.59	35.53				

14

Малоичское месторождение. Шлифы



**Малоичская №4
2979-2981**
stromatopораты
система трещин
D живет



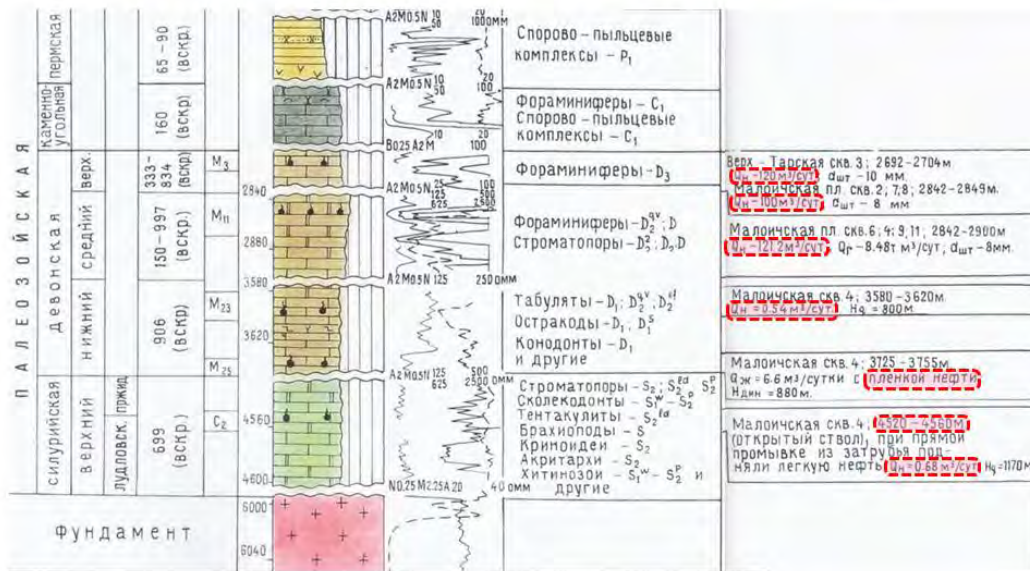
**Малоичская №4
3034-3039**
колония кораллов
D живет



**Малоичская №4
4161,5-4168,5**
одинокие кораллы
S лудлов

1

Сводный геологический разрез доюрских отложений Южной части Западно-Сибирской равнины



2

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



- 1 – изогипсы поверхности карбонатных палеозойских пород (м);
- 2 – субвертикальные зоны эрозивно-тектонических выступов;
- 3 – предполагаемые глубинные разломы;
- 4 – тектонические нарушения;
- 5 – очаги вторичной доломитизации;
- 6 – скважины, давшие приток нефти; литофаци:
- 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 м³/сут.** Открытая пористость достигает **6-12%**, а проницаемость – **0,088мкм²**. Тип коллектора – порово-трещинный.

Современный уровень катагенеза органического вещества характеризуется стадиями **МК²-МК³** (**$R_{0vt} = 0,9-1,6\%$**), 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;
- ❖ Г₁, Г₂, Г₃, – геологическая, геофизическая и географическая информация в полном объеме, с обобщающими моделями;
- ❖ Т₁, Т₂ – 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».