

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов  
Специальность – Геология нефти и газа  
Отделение геологии

**Курсовая работа**

на тему: «Влияние литолого-гидродинамических особенностей залежи нефти (пласта АС<sub>10</sub>) на режим разработки и коэффициент извлечения нефти (Дальнего нефтяного) месторождения»

Выполнил студент гр.з-315в :

Принял доцент ОГ: Ильина Г.Ф

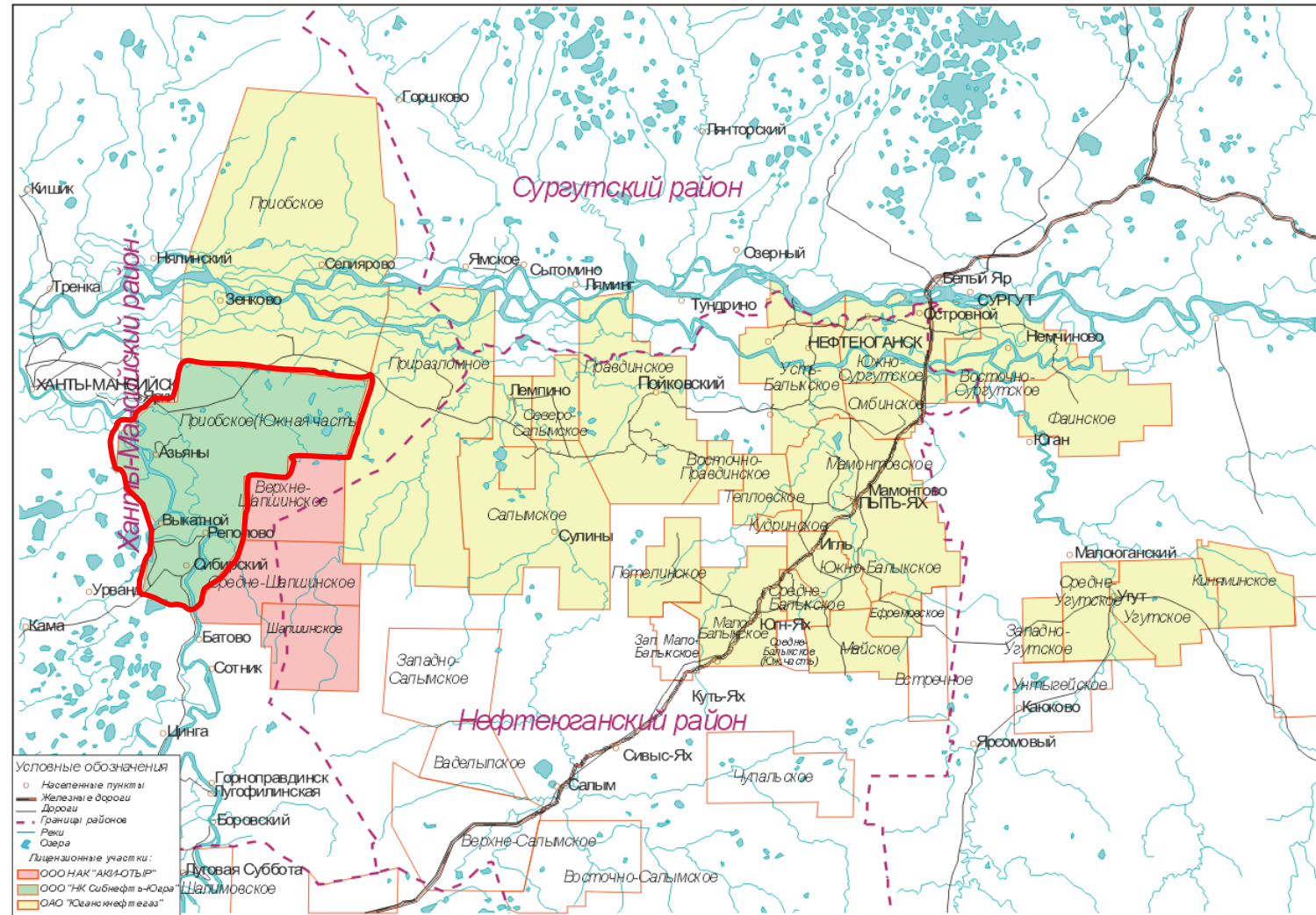
Томск 2019

Цель: обосновать влияние литолого-гидродинамических особенностей залежи нефти (пласта  $AC_{10}$  ) на режим разработки и коэффициент извлечения нефти (Дальнего нефтяного месторождения)

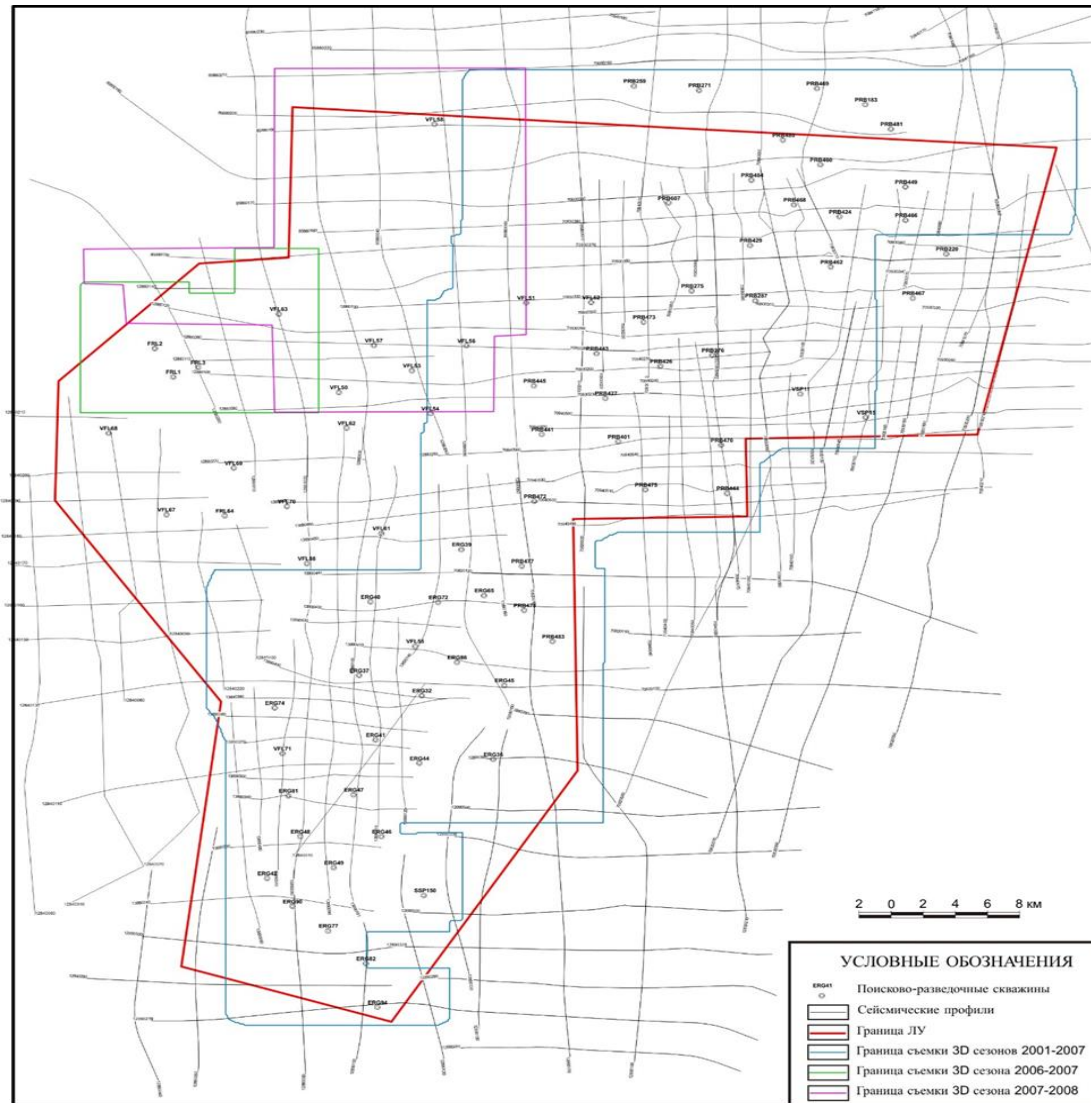
Задачи:

1. Охарактеризовать УВ залежи горизонта  $AC_{10}$
2. Рассмотреть геологическое строение месторождения (стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность, подсчет запасов, гидрогеология)
3. Описать ФЕС изучаемого пласта
4. Установить режим залежи пласта  $AC_{10}$
5. Дать краткую характеристику системы разработки залежей изучаемого пласта
6. Обосновать коэффициент извлечения нефти

# Обзорная схема месторождения



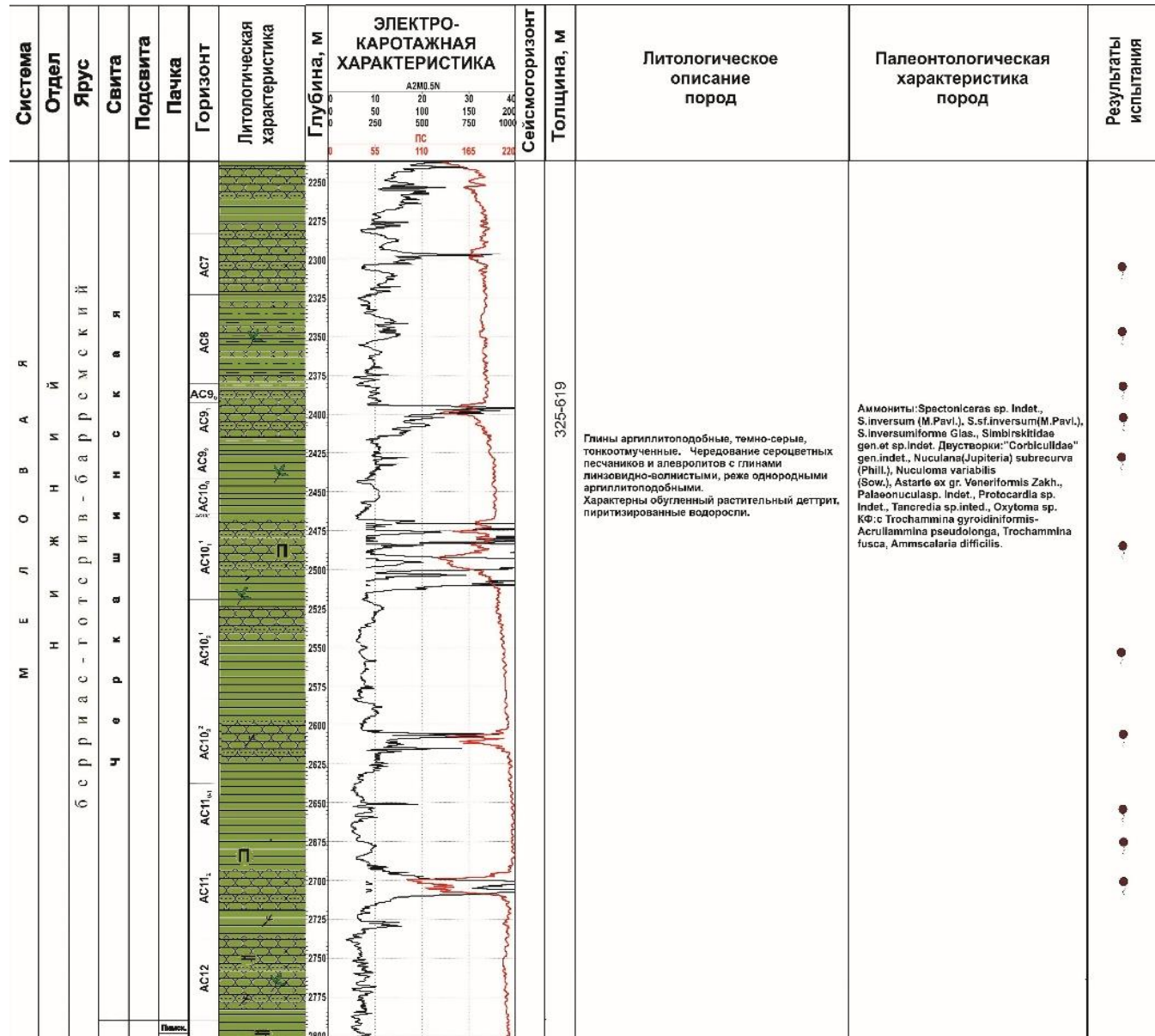
# Схема геолого-геофизической изученности месторождения



## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

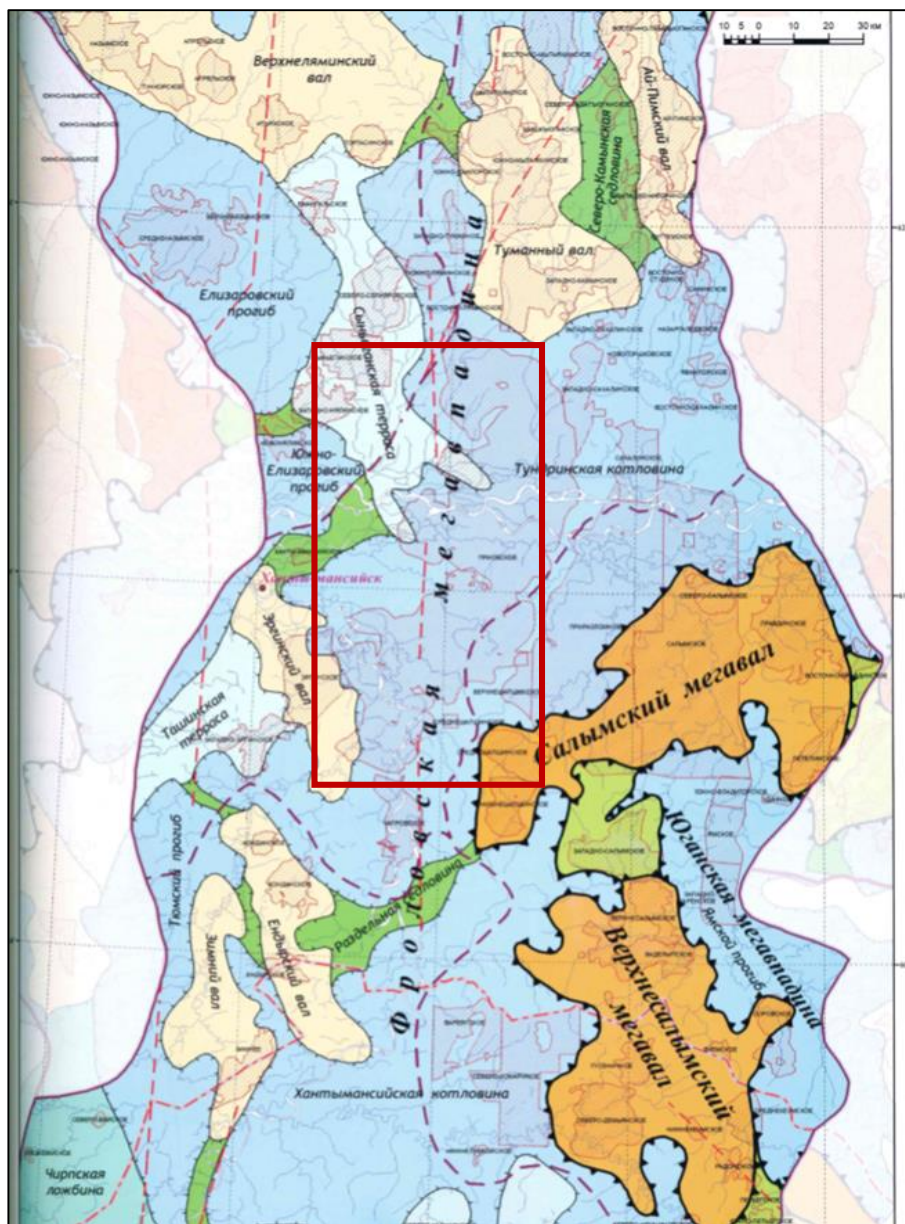
- EP001 ○ Поисково-разведочные скважины
- Сейсмические профили
- Граница ЛУ
- Граница съемки 3D сезонов 2001-2007
- Граница съемки 3D сезона 2006-2007
- Граница съемки 3D сезона 2007-2008

# Фрагмент геолого-геофизического разреза

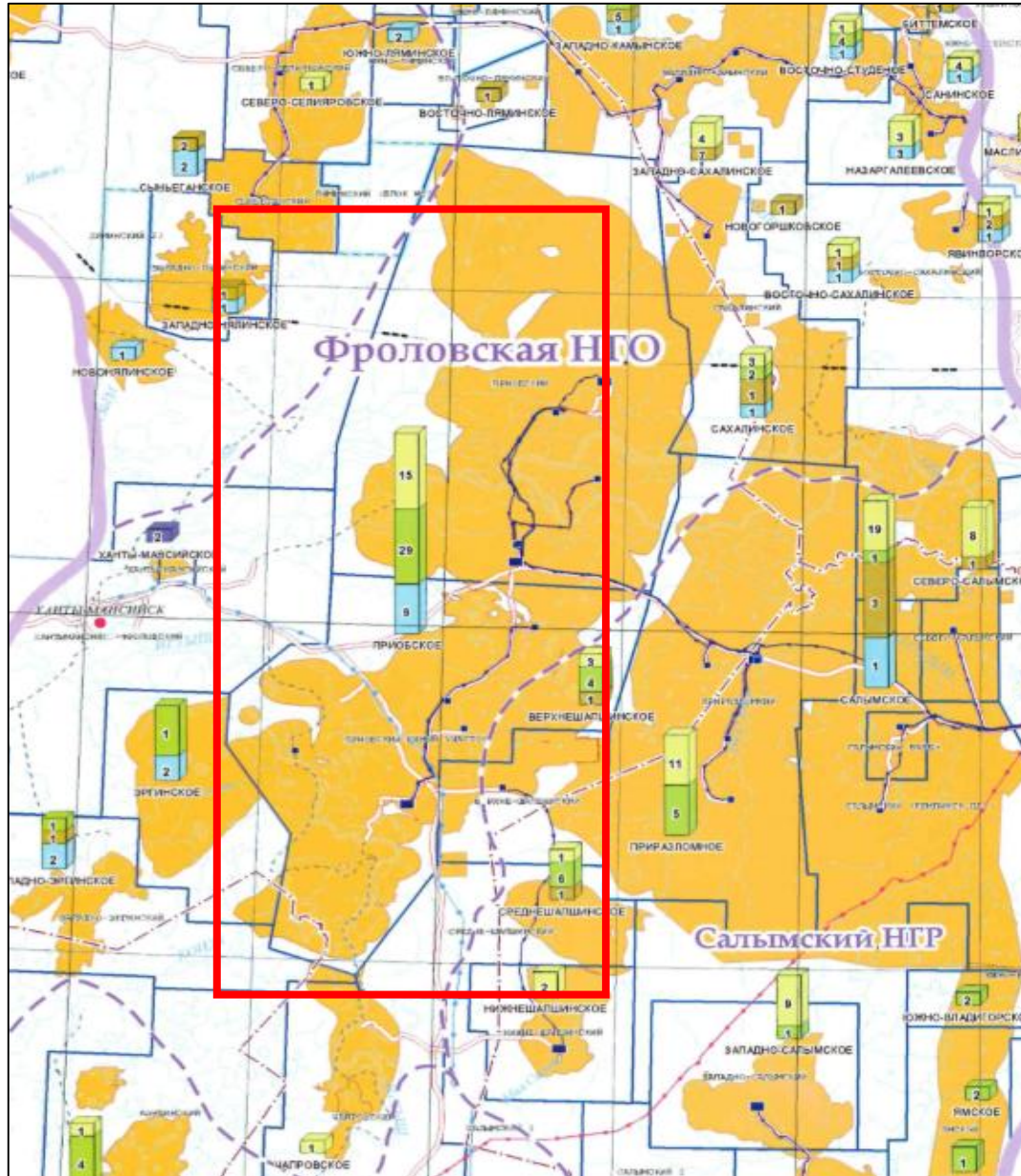


### Условные обозначения:

- |  |   |
|--|---|
| <p> Пески</p> <p> Песчаники</p> <p> Алевролиты</p> <p> Частое переслаивание песчаников, алевролитов и глин</p> <p> Глины с линзами алевролитов и песчаников</p> <p> Глины</p> <p> Глины алевролитистые</p> <p> Аргиллиты</p> | <p> Нижне-меловой отдел K<sub>1</sub></p> <p> Известковистость углистый детрит</p> <p> Остатки флоры / фауны</p> <p> Промышленные притоки нефти</p> |
|--|---|

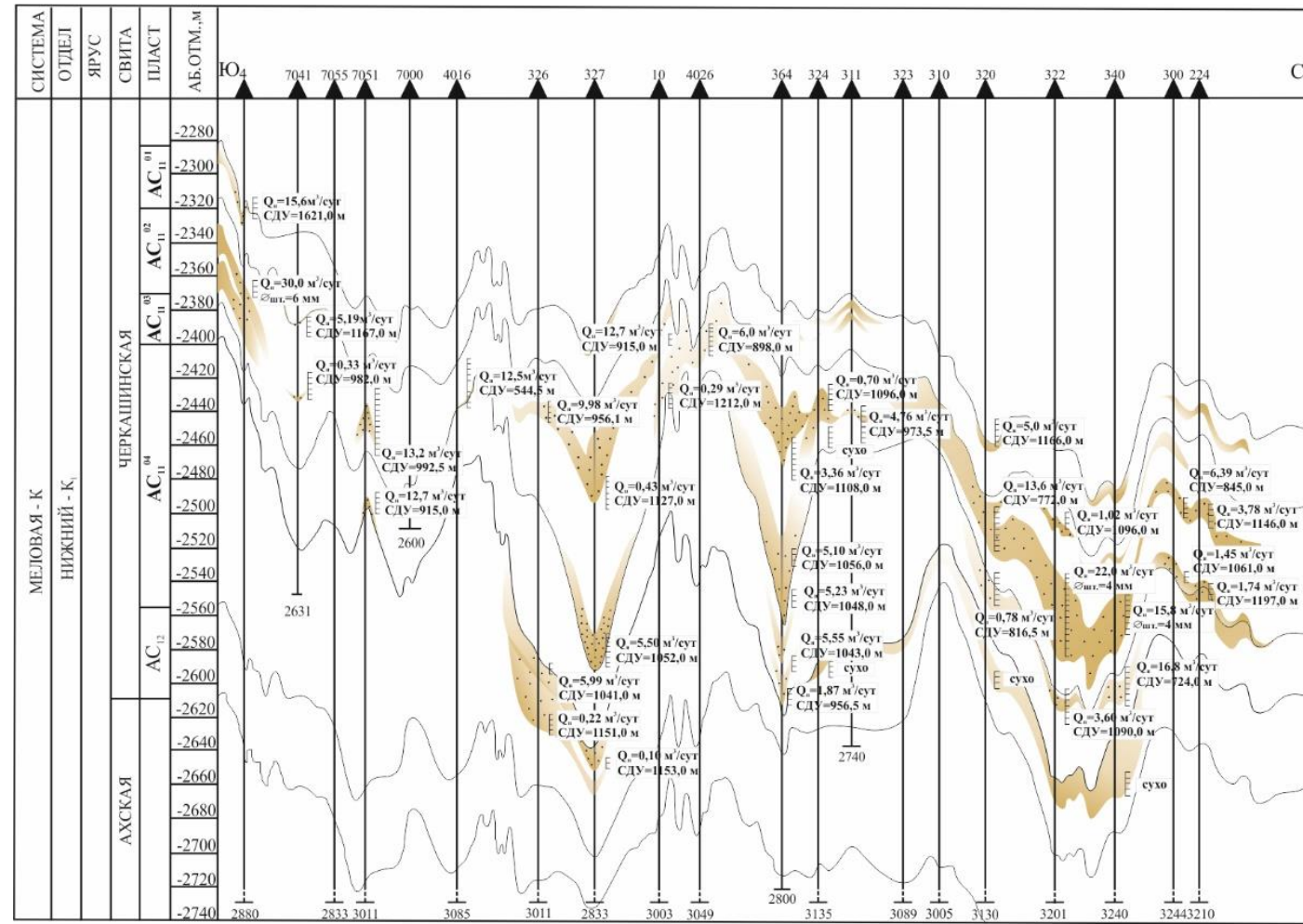
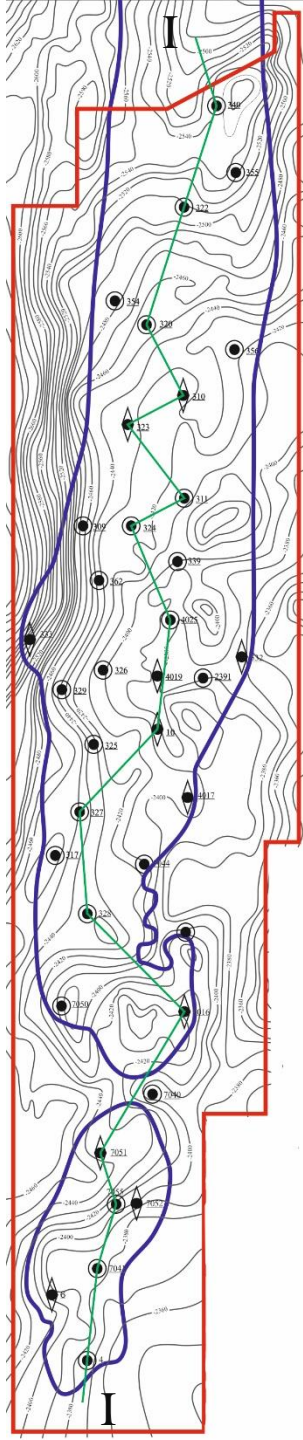


Тектоническая карта осадочного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты (под ред. В.И. Шпильмана, 2013 г.)

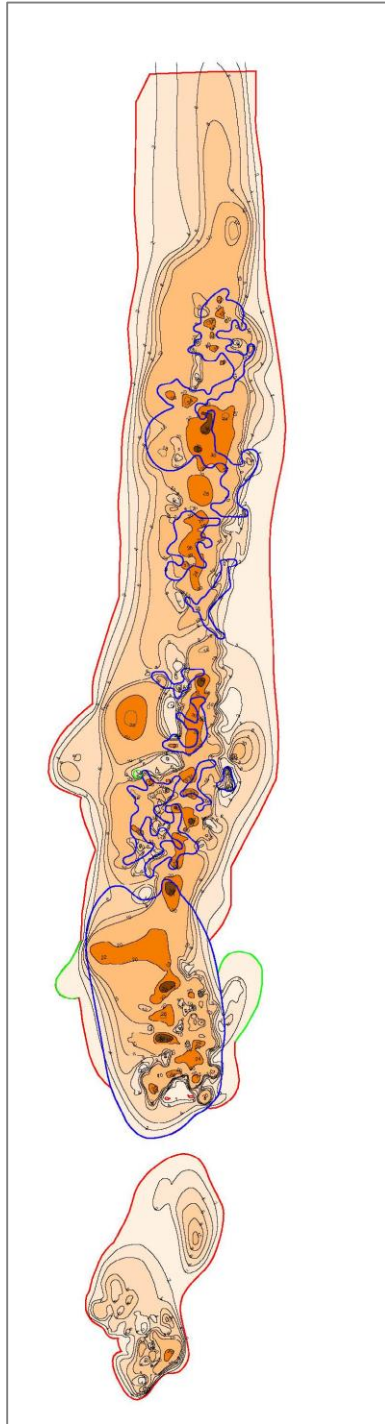


Фрагмент карты нефтегеологического районирования (под ред. В.И. Шпильмана, 2013 г.)

# Геологический разрез пласта АС<sub>10</sub> по линии скважин 300-320-







## Характеристика залежей горизонта AC<sub>10</sub>

Пласт	AC <sub>10</sub> <sup>01-02</sup>		AC <sub>10</sub> <sup>03</sup>	AC <sub>10</sub> <sup>04</sup>
	Залежь №1 (основная)	Залежь №2	10 залежей	12 залежей
Тип залежи	Литологически ограниченная	Литологически ограниченная	Литологически ограниченные	Литологически ограниченные
Размеры залежи, км	8x62	2x5	3,5x0,5 - 27x4	0,5x0,5 - 2x8
Нэф., м	0,4-33,3	0,6-20,6	0,3-11,8	0,4-23,6

### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

Границы:

Граница развития коллекторов:

- пласт AC<sub>11</sub><sup>01</sup>+AC<sub>11</sub><sup>02</sup>
- пласт AC<sub>11</sub><sup>03</sup>
- пласт AC<sub>11</sub><sup>04</sup>
- 2 — изопахиты






## Подсчет запасов

Таблица 1 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа месторождения

Объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс. т										Текущие запасы нефти, тыс. т				Текущий КИН
	Утв.ГКЗ МПР России					На государственном балансе									
	Геологические		Извлекаемые		КИН	Геологические		Извлекаемые		КИН	Геологические		Извлекаемые		
	A+B <sub>1</sub>	B <sub>2</sub>	A+B <sub>1</sub>	B <sub>2</sub>		B <sub>1</sub> /B <sub>2</sub>	A+B <sub>1</sub>	B <sub>2</sub>	A+B <sub>1</sub>		B <sub>2</sub>	B <sub>1</sub> /B <sub>2</sub>	A+B <sub>1</sub>	B <sub>2</sub>	
распределенный фонд															
АС10	157539	28558	38209	3998	0,243/0,140	165156	28558	44759	7739	0,271/0,271	152384	28558	31987	7739	0,077
АС12	783897	232618	142693	32567	0,182/0,140	878730	232618	238136	63040	0,271/0,271	868964	232618	228370	63040	0,011
По месторождению	941436	261176	180902	36565	0,192/0,140	1043886	261176	282895	70779	0,271/0,271	1021348	261176	260357	70779	0,022

## Литолого-фациальные условия формирования горизонта АС<sub>10</sub>

Таблица 2 – Фация мелководного шельфа

Внутреннее строение			Границы		Форма поперечного сечения	Пространственное размещение	Седиментологическая	Электрометрическая
Грануло-метрия	Слоистость	Органические остатки	Подошва, кровля	Зоны выклинивания				
<p>Песчаники мелкозернистые. Md – 0,1 мм. Отсортированность хорошая. S<sub>0</sub> – 1,8-2,2. Обломочный материал хорошо окатан.</p> 	<p>Косая разнонаправленная, чередующаяся с горизонтальной, косоволнистая.</p> 	<p>Фораминиферы, радиолярии, аммониты, остатки рыб, двустворки, диатомовые</p>  	<p>Нижняя и верхняя границы резкие, неровные.</p>	<p>В сторону моря постепенно замещаются глинистыми отложениями фации открытого моря</p>	<p>Линзообразно-выпуклая, асимметричная. Ширина-сотни метров, единицы км. Высота 10-40м. Формируется на глубине 10-100м. Отмечается групповой характер развития песчаных тел</p>	<p>Овальные, линейно-вытянутые кулисообразные располагаются песчаные тела субперпендикулярно к береговой линии площадью ед. и дес. км<sup>2</sup></p> 	<p>Динамика среды – средняя (III ур); максимальная активность проявляется в конце формирования песчаного тела</p>	<p>Аномалия ПС в виде узкого треугольника, расположенная в зоне отрицательного отклонения <math>\alpha_{пс}</math> – 0,6-0,5. Подошвенная линия пологонаклонная зубчатая, расщепленная; боковая – отсутствует; кровля – горизонтальная, иногда зубчатая, расщепленная</p>

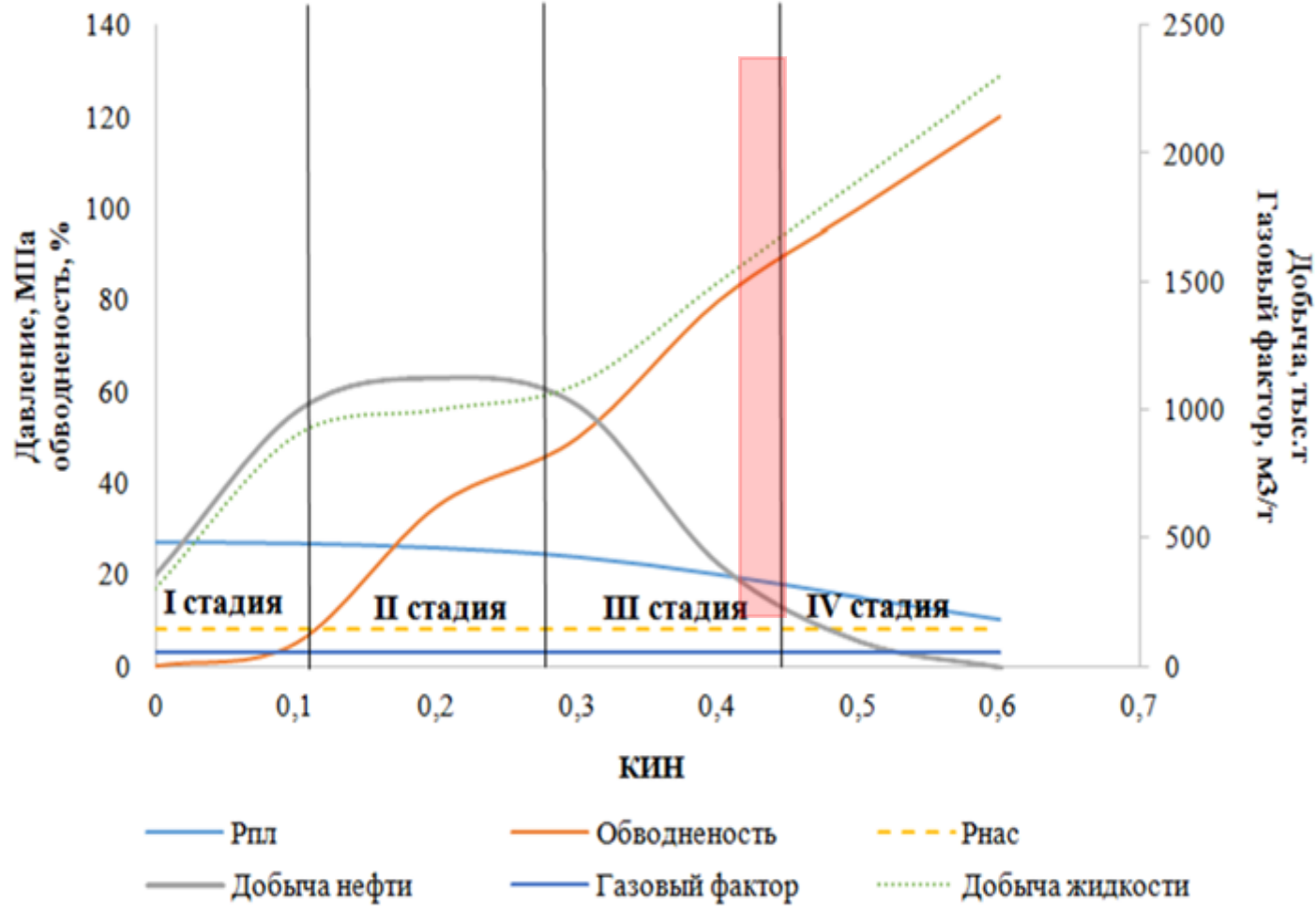
Фильтрационно-емкостные свойства по пласту АС<sub>10</sub>

Метод определения	Пористость, %	Проницаемость, мД
По ГИС	18.0	0.3
По керну	15.0	0.4

Физико-химические свойства нефти по пласту АС<sub>12</sub>

Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup> : - в пластовых условиях	815
Вязкость нефти, мПа*с - в пластовых условиях	3,53
Давление насыщения, МПа	7,9
Пластовое давление, МПа	22
Содержание примесей в нефти, % - серы	0.81

### Упруговодонапорный режим



Прогнозные показатели разработки нефтяной залежи при упруговодонапорном режиме

## Коэффициент извлечения нефти

КИН определяется как отношение извлеченных запасов к геологическим:

$$\text{КИН} = Q_{\text{изв}} / Q_{\text{геол}}$$

Величина КИН определяется литологическим составом коллектора, а значит литолого-фациальные условия, неоднородность продуктивного горизонта (пласта), проницаемостью пород, эффективной нефтенасыщенной толщиной. К физическим факторам, от которых зависит величина КИН, следует отнести отношение вязкости нефти к вязкости воды.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При написании курсового проекта на тему: было рассмотрено