



## **Трудноизвлекаемые запасы углеводородов верхнедевонских рифов Оренбургской области**

**Кузьмина Виктория Валерьевна  
ООО «СамараНИПИнефть»**

XIX научно-практическая конференция  
«Геология и разработка месторождений  
с трудноизвлекаемыми запасами»  
Анапа, 24-26 сентября



Поиск, разведка и разработка трудноизвлекаемых нефтей рифовых месторождений на юге Оренбургской области

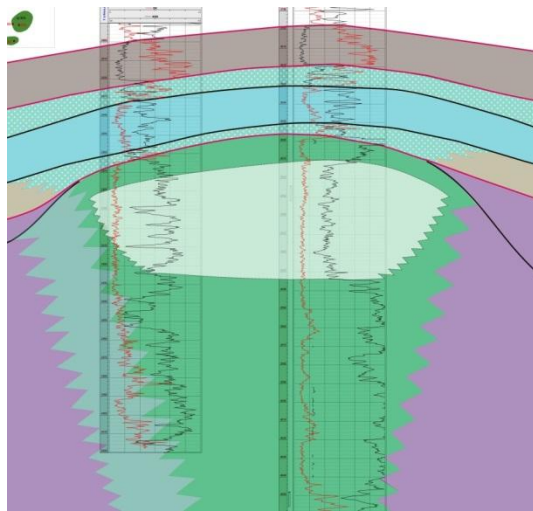


Рис. 2 – Палеофациальная модель Рыбкинского рифа

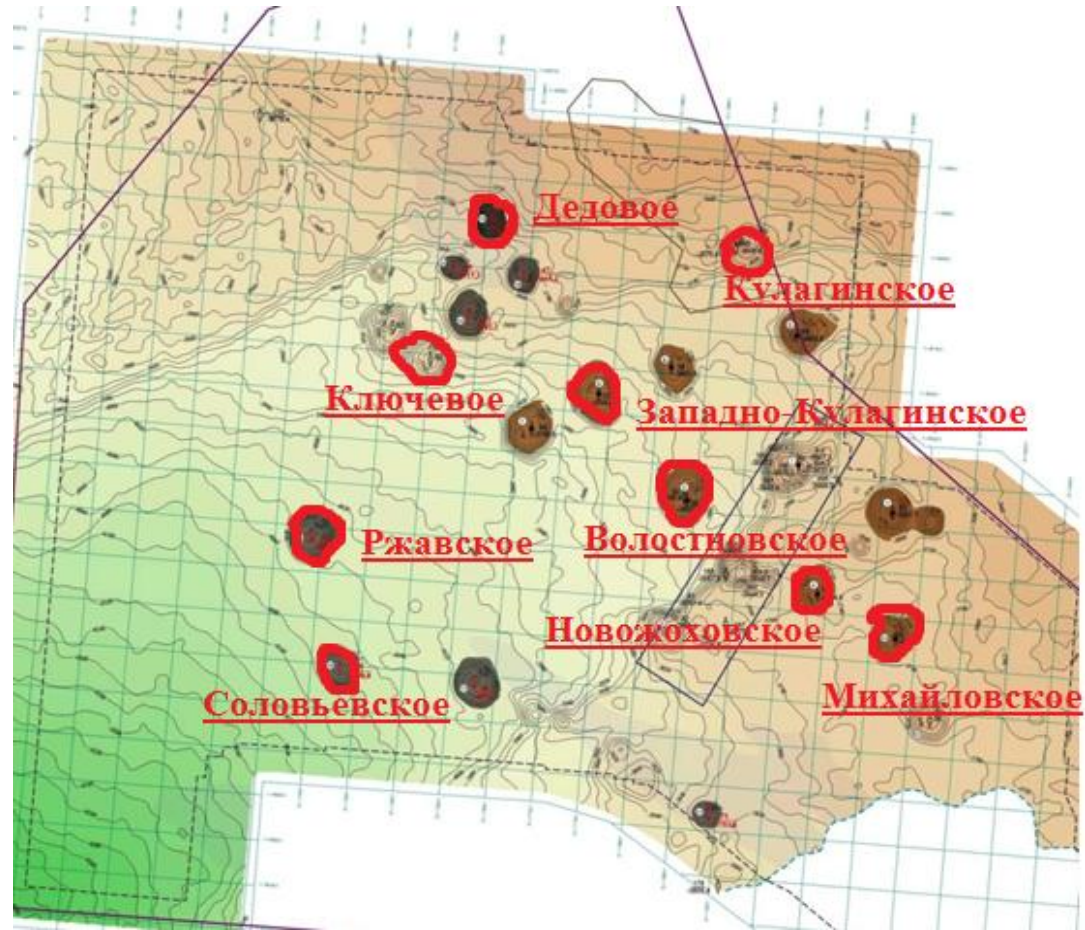


Рис. 1 – Фрагмент сейсмической карты по отражающему горизонту воробьевских отложений «Двб»



- Тяжелые высоковязкие нефти, природные битумы и УВ битуминозных песков.
- Нефть и газ в сложных пластовых коллекторах с низким коэффициентом извлечения флюидов, газы угольных месторождений, нефть и газ в глинистых трещиноватых коллекторах, в плотных песчаниках, глинистых сланцах, меловых породах и др.
- Остаточные запасы УВ нерационально освоенных месторождений со сложными геологопромысловыми условиями.



# Особенности строения рифовых резервуаров (Классификация Вилесова А.П., 2016)

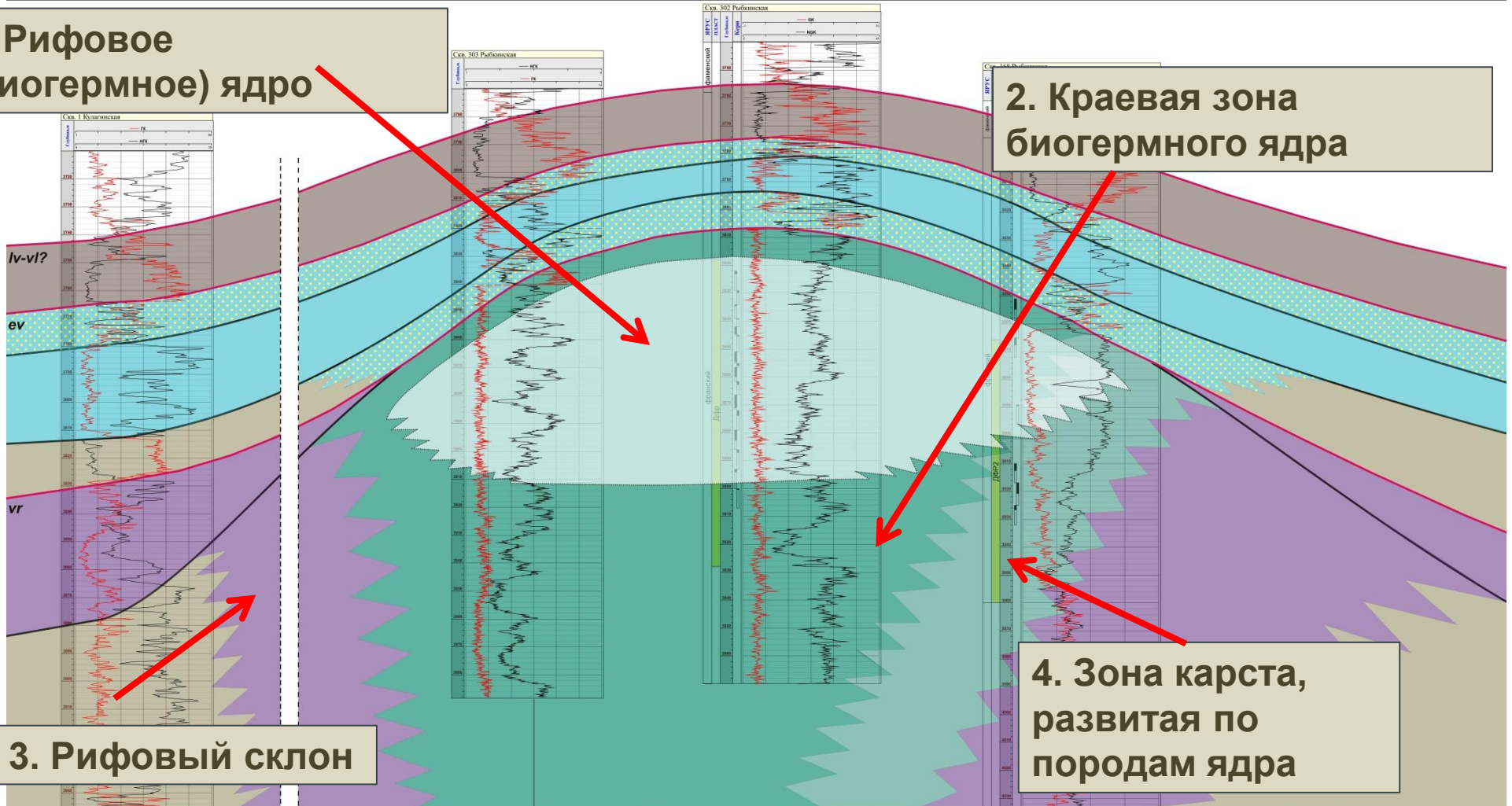


1. Рифовое  
(биогермное) ядро

2. Краевая зона  
биогермного ядра

3. Рифовый склон

4. Зона карста,  
развитая по  
породам ядра



# Физико-химические свойства нефтей рифовых месторождений



№ п/п	Месторождение	Пласт	Глубина кровли коллектора, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая нефть		Поверхностная нефть	
					Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость (динам.), мПа*с	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость (динам.), мПа*с
1	Дедовое	Дфр2	3840,4	42,0	784	1,41	828	4,04
2	Кулагинское	Дфр2	3770,1	39,7	776	0,67	821	3,75
3	Ключевое	Дфр2	3920,9	39,1	742	0,75	814	3,17
4	Западно-Кулагинское	Дфр2	3890,4	22,3	737	0,71	821	4,11
5	Ржавское	Дфр2	4063,0	45,0	663	0,46	789	2,25
6	Соловьевское	Дфр2	4115,4	36,3	652	0,33	822	3,80
7	Волостновское	Дфр2	3938,8	15,7	734	0,74	841	5,44
8	Новоожовское	Дфр2	3804,3	22,8	642	0,46	811	1,64
9	Михайловское	Дфр2	3763,7	41,5	658	0,37	798	2,42

# Принятые КИН для подсчета запасов месторождений

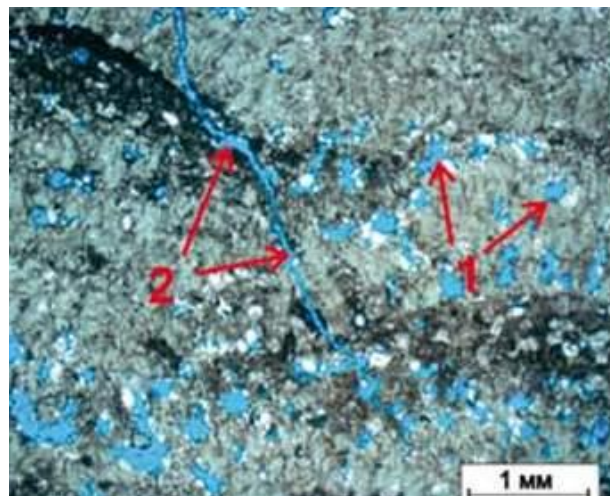


№ п/п	Месторождение	Пласт	Глубина кровли коллектора, м	Пластовое давление, МПа	КИН, д.ед.
1	Дедовое	Дфр2	3840,4	42,0	0,539
2	Кулагинское	Дфр2	3770,1	39,7	0,457
3	Ключевое	Дфр2	3920,9	39,1	0,457
4	Западно-Кулагинское	Дфр2	3890,4	22,3	0,457
5	Ржавское	Дфр2	4063,0	45,0	0,539
6	Соловьевское	Дфр2	4115,4	36,3	0,539
7	Волостновское	Дфр2	3938,8	15,7	0,566
8	Новожоховское	Дфр2	3804,3	22,8	0,539
9	Михайловское	Дфр2	3763,7	41,5	0,539

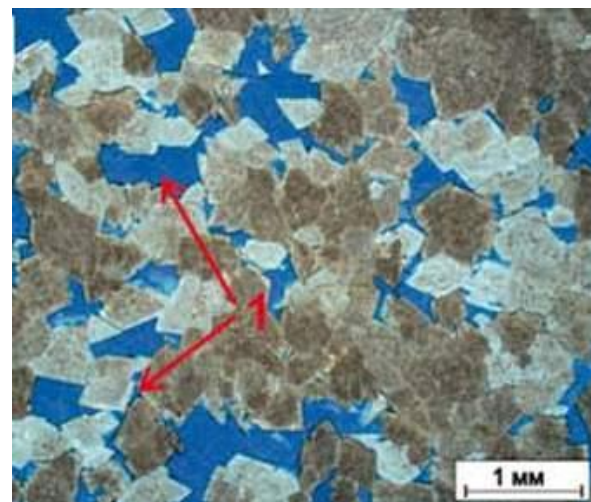
# Типы трещиноватости рифовых массивов



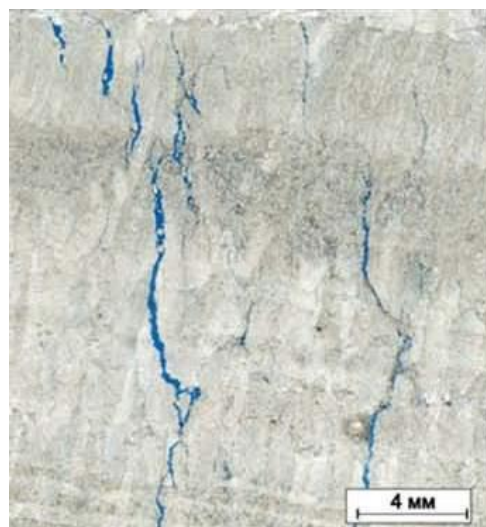
1. Трещинно-каверново-поровые



2. Каверново-поровые;



3. Трещинные

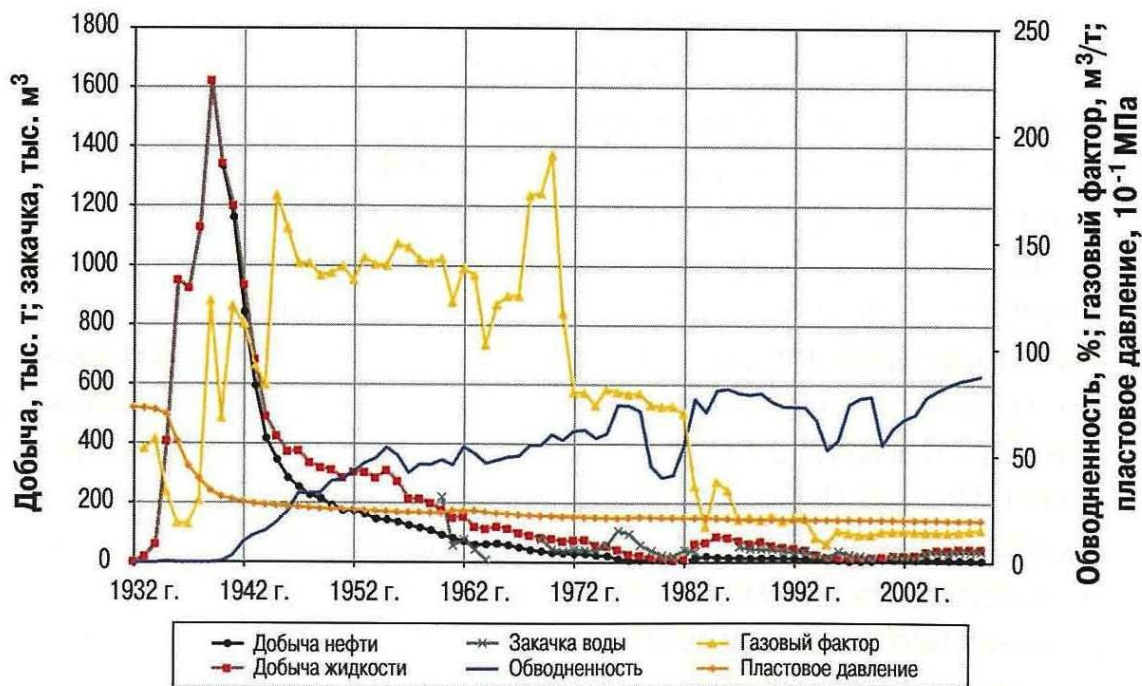


# Опыт разработки карбонатных залежей на Ишимбайском месторождении



Достижение КИН на разных этапах разработки Ишимбайского месторождения объясняется следующими факторами:

1. Массивное строение залежей и высокий этаж нефтеносности обуславливает эффективность действия гравитационного режима;
2. Высокое начальное газосодержание, способствующее длительному и эффективному действию режима растворенного газа;
3. Достаточно высокая плотность сетки скважин;
4. Применение методов заводнения, способствующее увеличению КИН.







- Пустотное пространство в рифовом резервуаре характеризуется сложным строением.
- Трещины малых емкостных свойств не учитываются при подсчете запасов УВ.
- В рифовом резервуаре формируется сложная фильтрационная система: фильтрация флюида по широким каверновым/каверново-поровым каналам и фильтрация только по трещинам.

**Своевременное внедрение эффективных решений по выбору системы разработки позволит повысить КИН и длительность эксплуатации карбонатных залежей:**

- Компенсированный отбор флюида.
- Выделение одного объекта разработки ( $D_{фр2}$ ).
- Разбуривание месторождения с уплотнением действующей сетки скважин (400м) в 1,5-2 раза, учитывая небольшую площадь залежей и их неоднородное строение.
- Бурение горизонтальных и наклонно-направленных скважин.
- Выбор оптимального режима работы скважин, а именно, при забойном давлении выше давления насыщения газом;
- Предупреждение интенсивного смыкания флюидопроводящих каналов;
- Предотвращение разрушения призабойной зоны пласта.



## Контактная информация

ООО «СамараНИПИнефть»

(Корпоративный научно-проектный комплекс

ПАО «НК» Роснефть»)

г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 43а,

тел. 8 (3532) 375341, 89225428164

e-mail: [legovik@inbox.ru](mailto:legovik@inbox.ru), [vkuzmina2@rosneft.ru](mailto:vkuzmina2@rosneft.ru)

**Спасибо за внимание!**

