



Опыт создания гидродинамических моделей рифогенных трещиноватых коллекторов Оренбургской области и их применение для обоснования плотности сетки скважин и оптимальных режимов эксплуатации

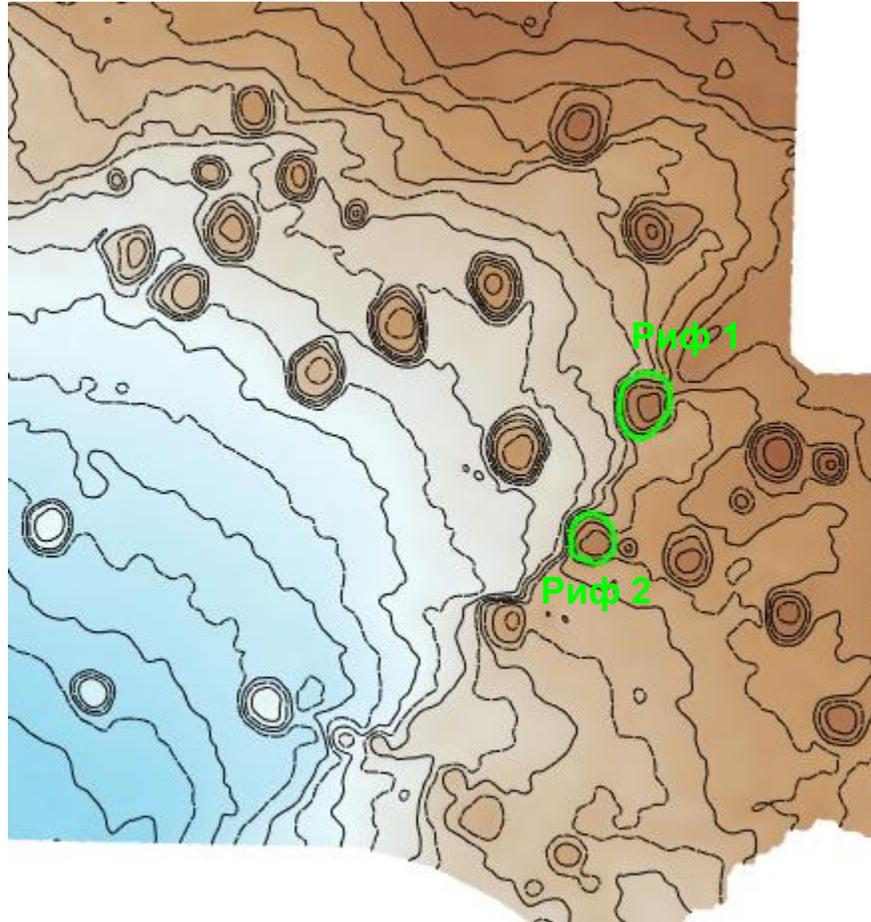
ООО «ТННЦ»

Тюмень, 15.05.2018



Актуальность работы

Структурная карта кровли пласта Дфр2



Основные задачи решаемые моделированием

- Бурение
 - оптимальное количество и соотношение скважин
- ППД
 - выбор интервалов нагнетания
 - оценка технологической эффективности
- Технологические показатели
 - оптимальные депрессии эксплуатации добывающих скважин

Первоочередными рифами для моделирования выбраны рифы 1 и риф 2 по следующим причинам:

- Наличие продолжительной истории разработки (с 1992 г.)
- Наличие комплекса результатов исследований (ГДИС, керн, ПГИ)
- Схожее геологическое строение типичное для остальных рифов участка



Предпосылки для создания модели двойной пористости

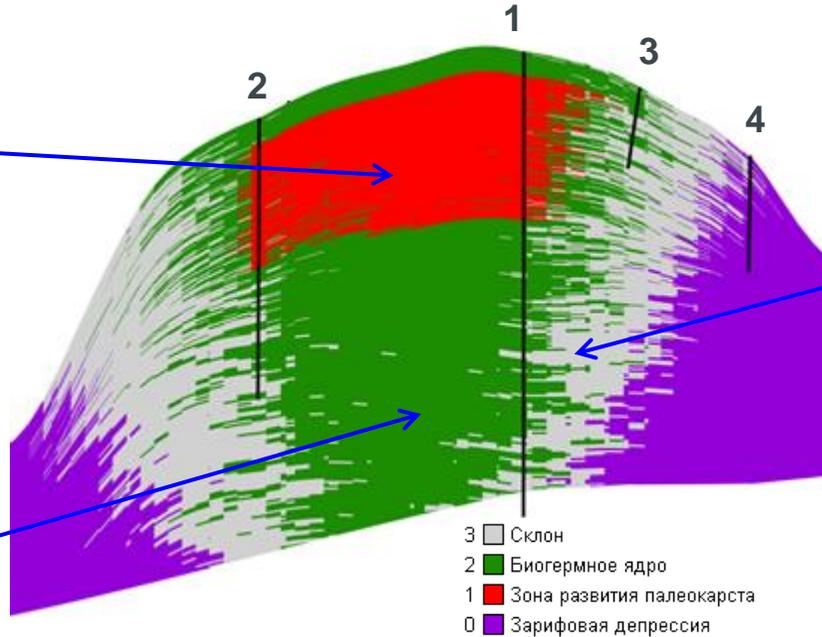
Модель осадконакопления, типы коллекторов

Палеокарст

(развитие зон высокоемких вторичных доломитов в теле рифа)



Биогермное ядро (с каркасными породами)



Рифовый склон (литокластовые и биокластовые известняки);



По результатам попластовой интерпретации данных ГИС с учётом данных керна были получены три типа пористостей: общая (КпНГК), матричная (КпАК) и вторичная (Кп вторичн.).

Вторичная каверновая пористость вычисляется по разности общей пористости по нейтронному каротажу и матричной пористости по акустическому каротажу. Определены классы порового пространства для коллекторов

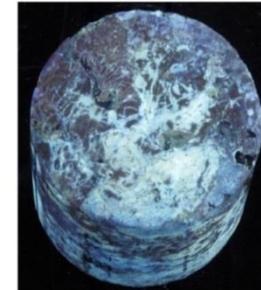
1 – Поровый с изолированными кавернами



2 – Порово-каверно-трещинный



3 – Порово-каверновый



В рифовых постройках выражена фациальная зональность.

Центральная часть построек сформирована фациями биогермного ядра с органогенными структурами пород (баундстоуны).

Фация рифовых склонов представлена литокластовыми и биокластовыми известняками.

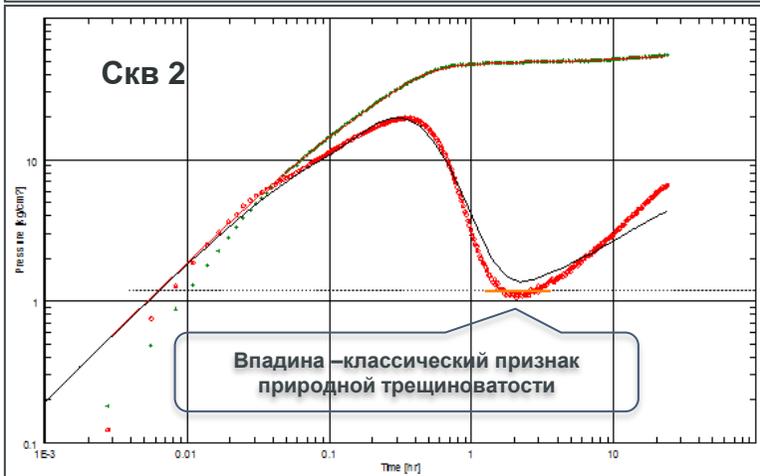
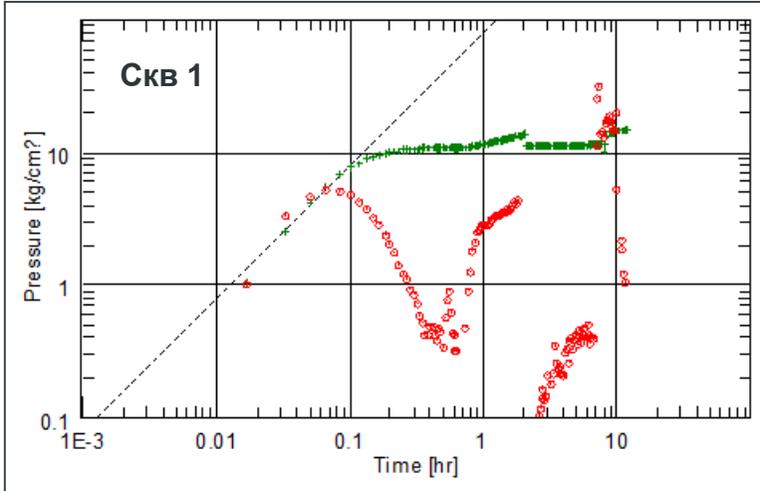
На этапе поздневоронежско-раннеевлановской регрессии эпигенетические преобразования резервуаров привели к существенным изменениям пустотного пространства. В этот период формировалась зона развития палеокарста в верхней части рифовой постройки

Предпосылки для создания модели двойной пористости

Гидродинамические исследования скважин



Диагностический график



Вид графика характерен для трещиноватых коллекторов

По сравнению с однородным пластом модель двойной пористости характеризуется двумя дополнительными параметрами:

Доля объема занятого трещинами (ω):

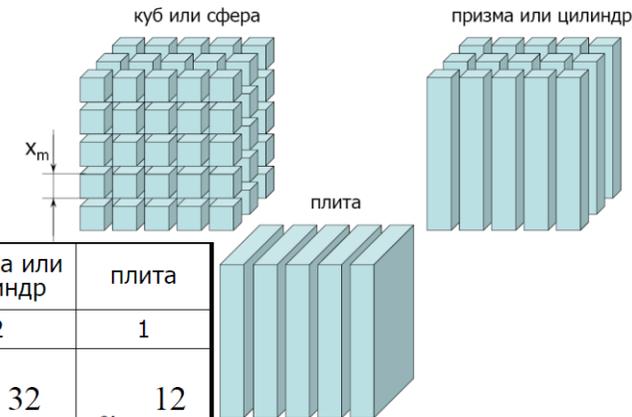
для однофазной системы $\sim 0.01 - 0.1$,
для многофазной и многопластовой $\sim 0.1 - 0.2$

$$\omega = \frac{\phi_f c_f}{\phi_f c_f + \phi_m c_m}$$

Удельный коэффициент проводимости (λ):

Который характеризует способность фильтрации из матрицы в трещину. Изменяется от 10^{-3} до 10^{-7}

$$\lambda = \alpha \frac{k_m}{k_f} r_w^2$$



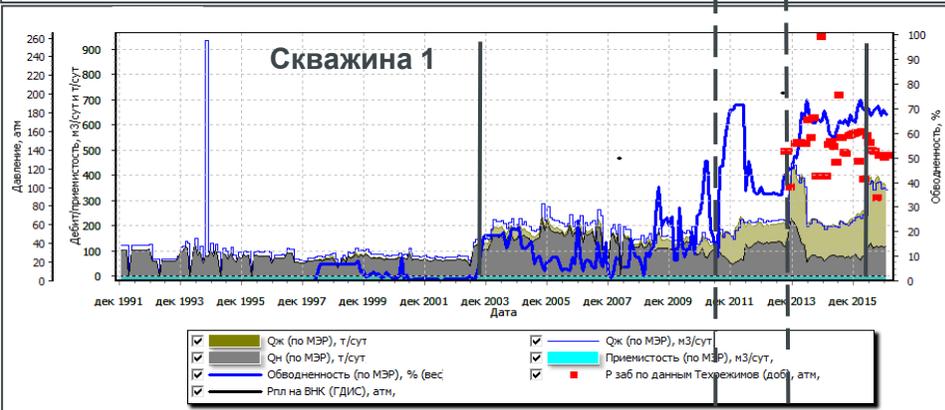
	Общая форма	куб или сфера	призма или цилиндр	плита
Форма	n	3	2	1
Геометрический коэффициент	$\alpha = \frac{4n(n+2)}{x_m^2}$	$\alpha = \frac{60}{x_m^2}$	$\alpha = \frac{32}{x_m^2}$	$\alpha = \frac{12}{x_m^2}$

- x_m – характеристический размер блока матрицы (длина стороны кубического блока или диаметр сферического)

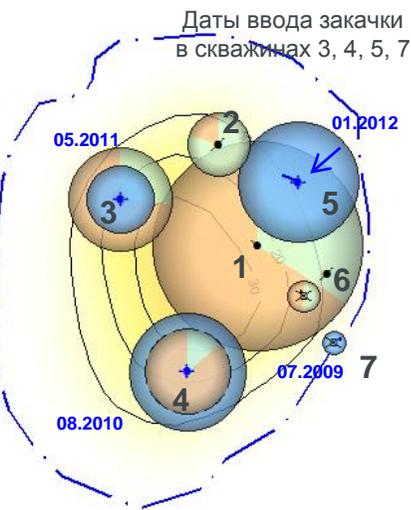
Вывод: проведенные ГДИС скважин 1 и 2 свидетельствуют о наличии трещиноватости в рифовых поднятиях

Предпосылки для создания модели двойной пористости

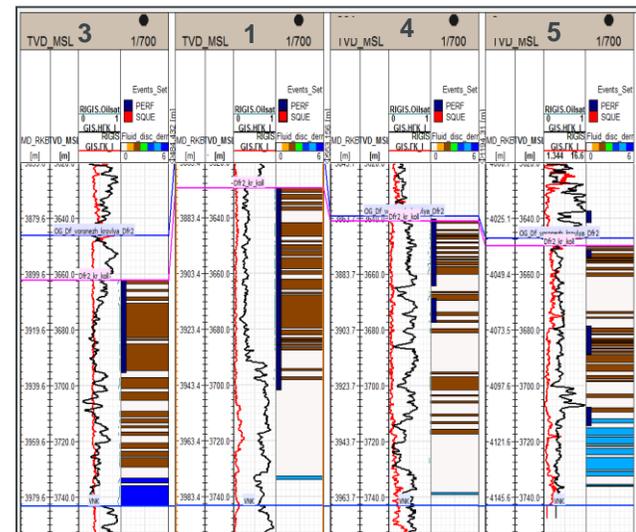
Анализ причин преждевременного обводнения скважин Риф 1



Карта накопленных отборов /ОННТ



Закачка осуществлялась в нефтенасыщенную часть рифа



Активное обводнение скважин залежи началось одновременно с формированием системы ППД. Так после начала закачки в близлежащей к скважине № 1, обводненность увеличилась с 14 % в июне 2009 г., до 31 %. Скважина № 3 была переведена под закачку в мае 2011 г., увеличение обводненности в добывающей скважине № 2 за девять месяцев эксплуатации наблюдается с 5,6 до 68 %.

Вывод:

1. При использовании стандартной гомогенной модели невозможно воспроизвести историю динамики обводнения.
2. Удовлетворительной сходимости можно добиться только при использовании модели двойной пористости.



Выбор типа гидродинамической модели

На основе имеющихся предпосылок: данные керна, специфическая форма кривых ГДИС, истории разработки, можно сделать вывод о том, что для гидродинамического моделирования рифовых залежей необходимо использовать модель двойной пористости



Теоретические аспекты гидродинамической модели двойной пористости



Модель двойной пористости подразумевает существование двух связанных между собой систем:

- Матрица породы, которая занимает основную часть объема пласта и содержит основной объем запасов;
- Трещины в породе, обладают высокой проницаемостью, обеспечивают фильтрацию в пласте.

Проводимость системы матрица-трещина, между каждой ячейкой матрицы и соответствующей ячейкой трещины, пропорциональна объему породы в ячейке и имеет вид:

$$TR = CDARCY \cdot K \cdot V \cdot \sigma$$

K - проницаемость блоков матрицы в направлении X , V объем породы в ячейке матрицы

σ - коэффициент, имеющий размерность m^{-2} , учитывающий площадь границы раздела матрица/трещина на единицу объема, т. е. размер блоков в объеме матрицы.

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right)$$

l_x , l_y и l_z — размеры матрицы по осям X , Y и Z

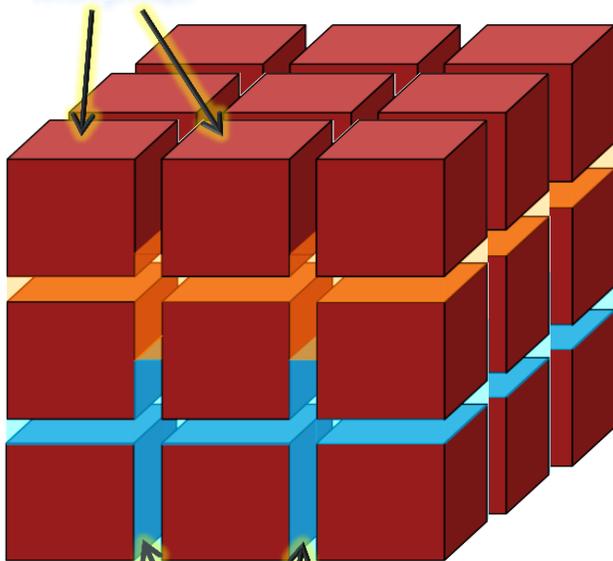
Для моделирования таких систем с каждым блоком геометрической сетки связываются две ячейки моделирования, которые описывают матрицу и объемы трещин.

ФЕС данных блоков задаются независимо

Основные механизмы течения матрица-трещина

- напорный обмен (разница давлений в средах)
- капиллярная пропитка (капиллярные силы)
- гравитационный дренаж (разница плотностей флюидов)
- диффузионный обмен (градиенты массовой концентрации)

Матрица

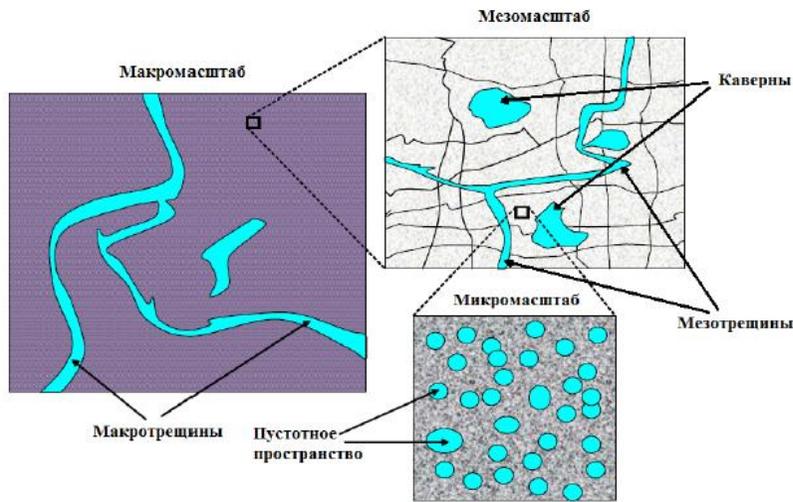


Трещины

Вывод: основное отличие гомогенной модели от модели двойной пористости заключается в наличии системы трещин, фильтрация флюидов по которым позволяет моделировать быстрые прорывы воды



Классификация трещин



Различные пространственные масштабы среды
(P. Popov, Y. Efendiev, G. Qin)

Трещина-это разрыв сплошности горных пород , перемещение по которому либо отсутствует , либо имеет незначительную величину. (Смехов Е.М.) Характеризуются элементами залегания : простиранием, падением и углом падения.

Трещиноватость – совокупность трещин, разбивающих тот или иной участок земной коры плоскостями на серию блоков (разрыв сплошной породы), что связано с тектоническими, гравитационными, контракционными факторами, усыханием породы, выветриванием и т. д. В одном пласте может быть несколько систем трещин, обычно разновозрастных.

Густота трещин - количество трещин на 1 м длины в направлении перпендикулярном простиранию трещин. Определяется как расстояние между соседними трещинами в одной системе.

Плотность трещин - густота трещин на 1 м² площади. Количество трещин на единицу длины, площади, объема в зарубежной литературе. Если в пласте одна система трещин, то величина плотности соответствует густоте.

Раскрытость трещин - расстояние между стенками трещин. Обычно раскрытость составляет доли миллиметров.

По степени раскрытости

- очень узкие - 0,001-0,01 мм ;
- узкие - 0,01-0,05 мм
- широкие - 0,05-0,1 мм
- очень широкие - 0,1-0,5 мм

(Багринцева К.И.)

Классификация трещин по размерам

- микротрещины - < 0,1 мм;
- макротрещины - > 0,1 мм

(Смехов Е.М.)

По протяженности

- макротрещины (100 – 1000 м);
- мезотрещины (1 – 10 м);
- микротрещины (0.01 – 0.1 м)

(Блонский А.В., Митрушкин Д.А., Савенков Е.Б.)

- мегатрещины (ширина блоков > 100 м);
- метатрещины (10 – 100 м);
- макротрещины (1 – 10 м);
- мезотрещины (0.1 – 1 м);
- микротрещины (0.01 – 0.1 м)
- ультрамикротрещины (<0.01 м)

(Викторин В.)

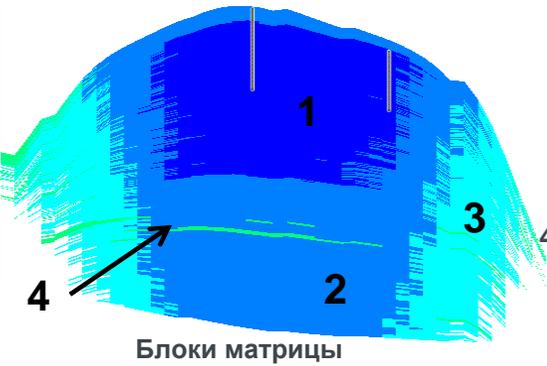
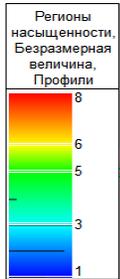
Трещиноватость на различных масштабах оказывает различное влияние на течение в коллекторе.

Чисто трещиноватые коллектора: макротрещины образуют основные каналы течения, а мезотрещины и микротрещины, связанные с макротрещинами, являются источником притока жидкости.

Трещиновато–поровые коллектора: трещиноватая система представляет собой сеть высокопроводимых каналов, а пористая матрица содержит основные запасы углеводородов.



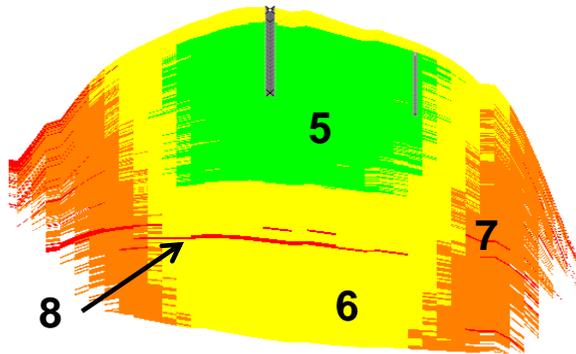
Создание ГДМ



Блоки матрицы

Фашии рифа (регионы ГДМ)

- 1, 5 - Палеокарст
- 2, 6 - Ядро
- 3, 7 - Склон
- 4, 8 - Непроводящи коллектор



Блоки трещин

Доля порового объема:

$$V_M = 99-99.5 \%$$

$$V_{TP} = 1-0.5 \%$$

Проницаемость:

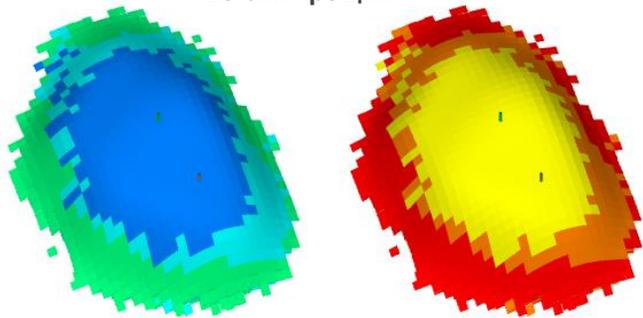
$$K_M \approx 19 \text{ мД}$$

$$K_{TP} \approx 230 \text{ мД}$$

Пористость:

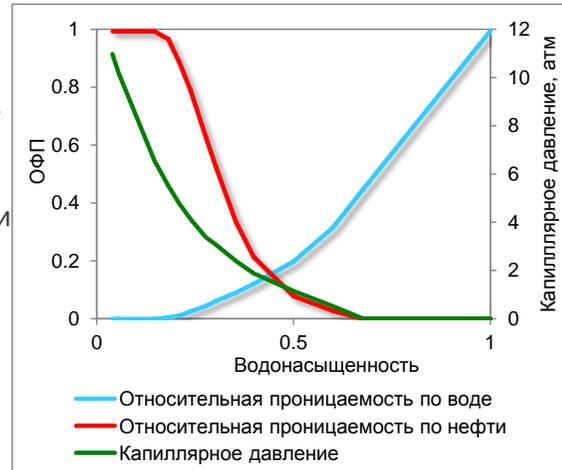
$$m_M \approx 0.05 \text{ д.ед}$$

$$m_{TP} = 0.001 - 0.003 \text{ д.ед}$$

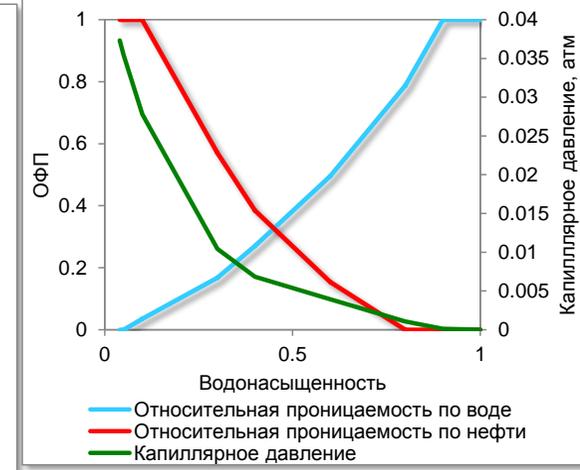


Выделение регионов SATNUM, ROCKNUM в матричной и трещинной частях модели рифа

Относительные фазовые проницаемости

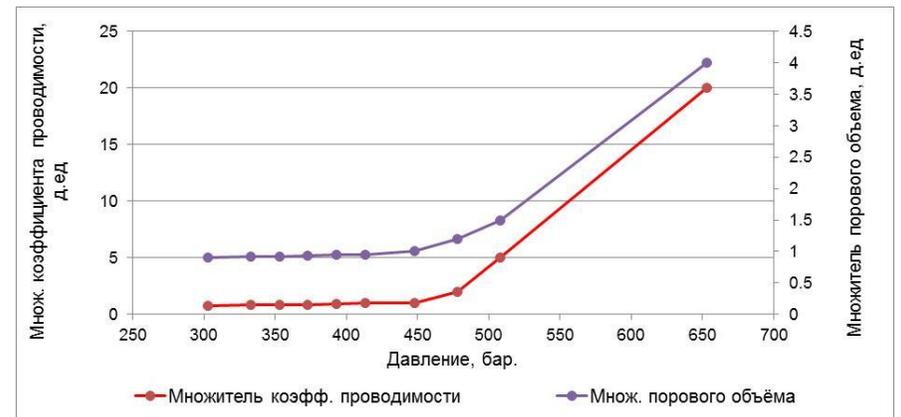


Матрица



Трещина

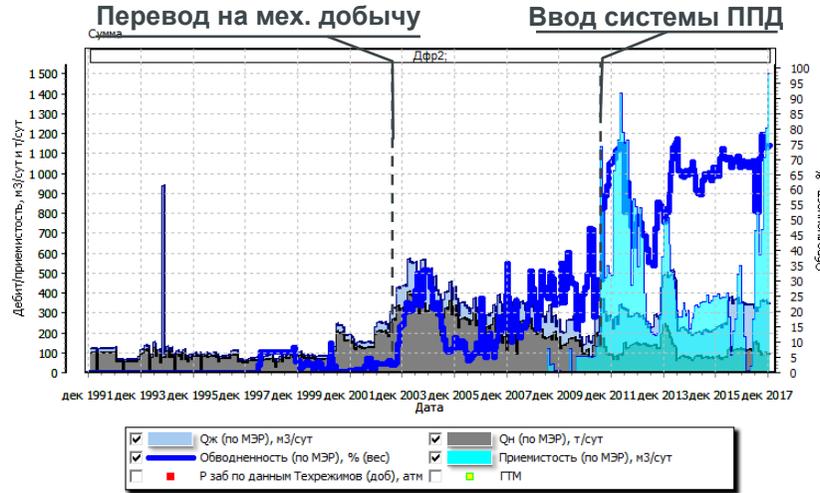
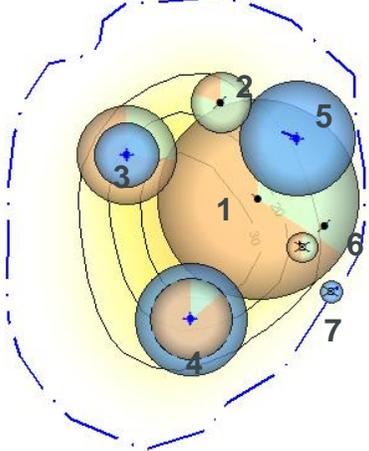
- ▶ Проницаемость и пористость трещин зависят от изменения сжимающего давления, эквивалентного возрастающему эффективному горному давлению.
- ▶ Для моделирования сжимаемости трещин в гидродинамическом симуляторе была использована опция табличного описания уплотнения породы и изменения проницаемости как функции давления (Rocktab – таблица уплотнения горной породы).



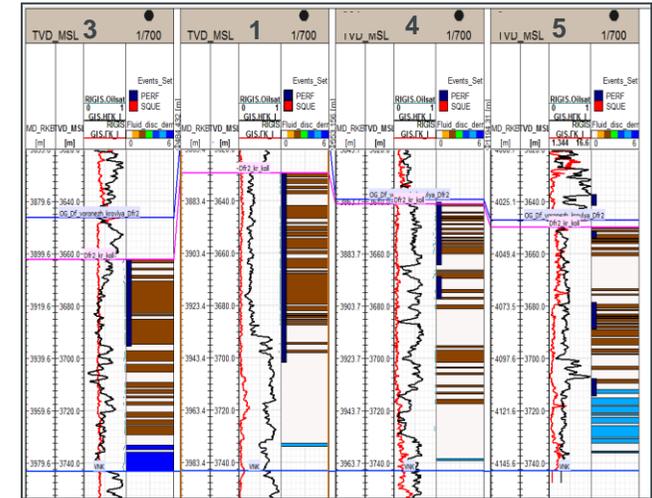
Проблемы разработки рифов



Риф 1
Карта накопленных отборов на карте ОННТ



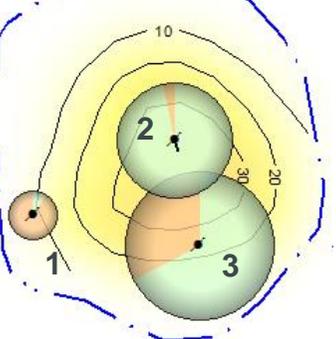
Закачка осуществлялась в нефтенасыщенную часть рифа



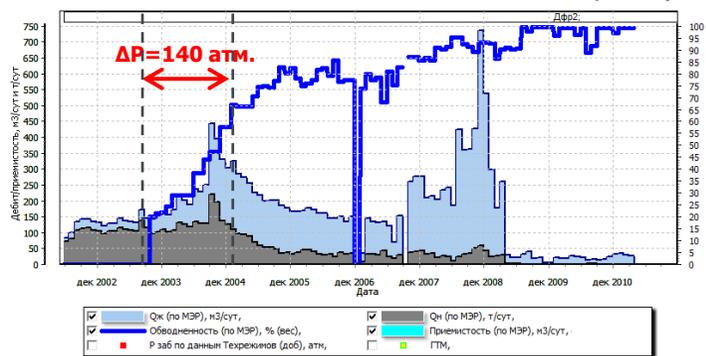
Преждевременное обводнение нагнетаемой водой при закачке в кровельную часть:

- С началом закачки отмечается устойчивая корреляционная связь между объемом закачки воды и обводненностью добывающих скважин
- Закачка велась в кровельную (нефтенасыщенную) часть рифа

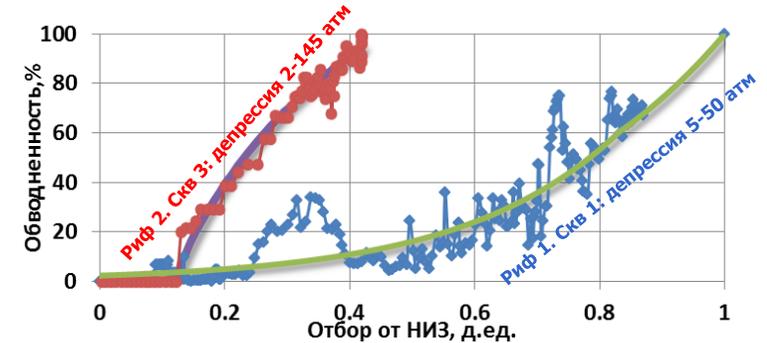
Риф 2
Карта накопленных отборов на карте ОННТ



Динамика технологических показателей (скв 3)



Зависимость обводненности от выработки запасов



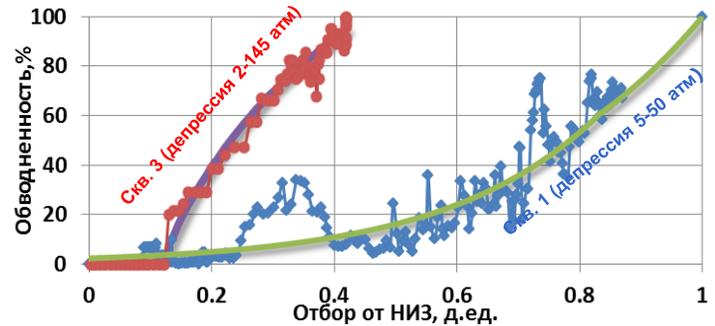
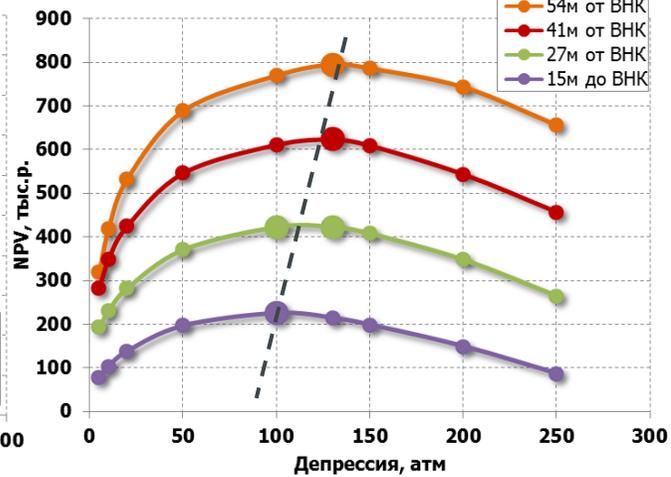
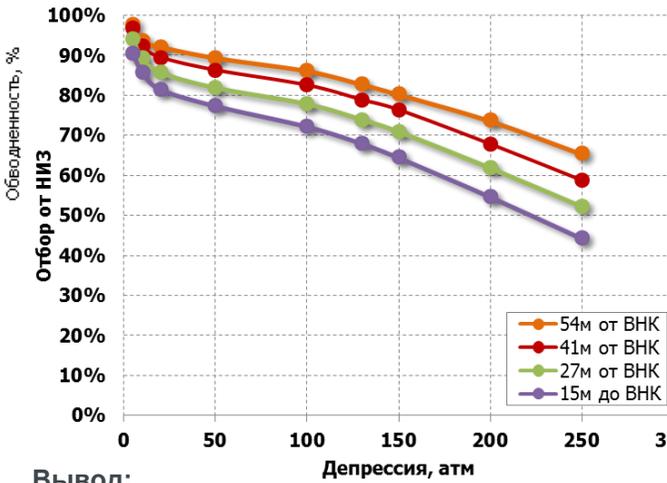
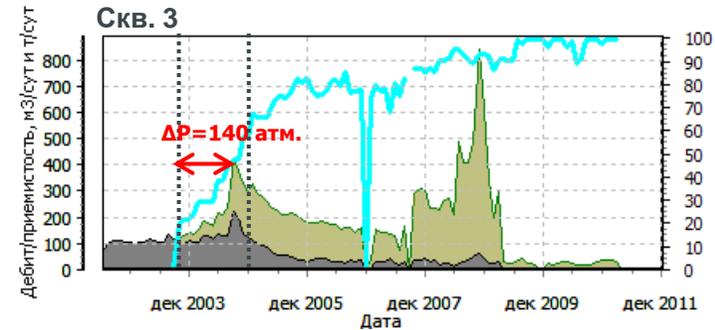
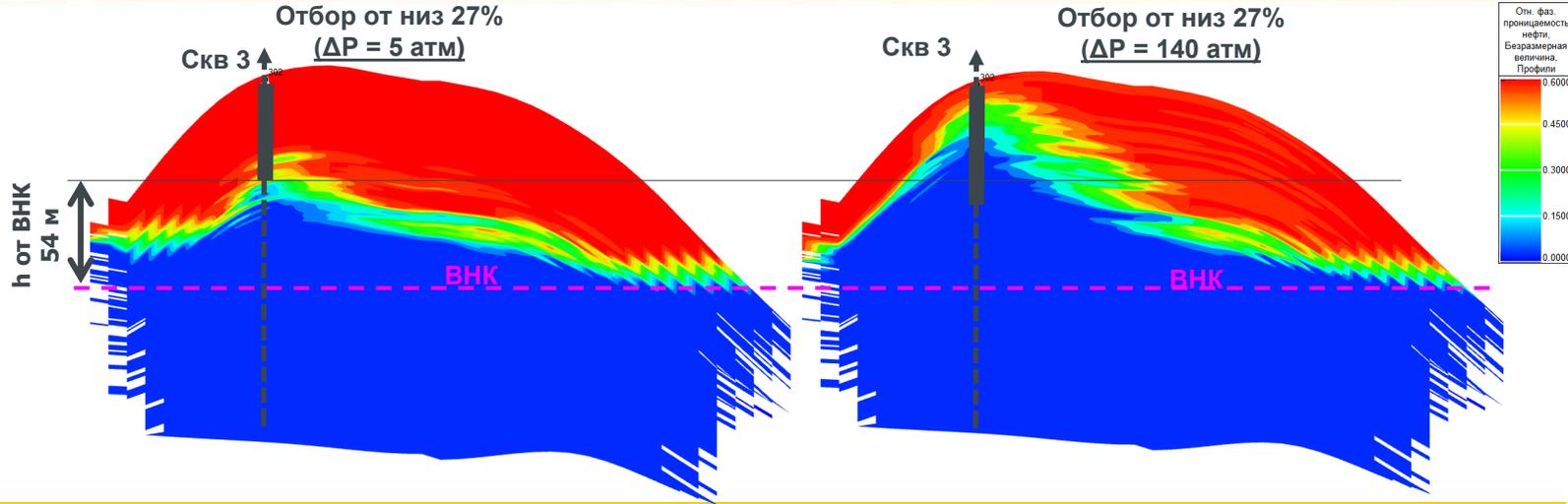
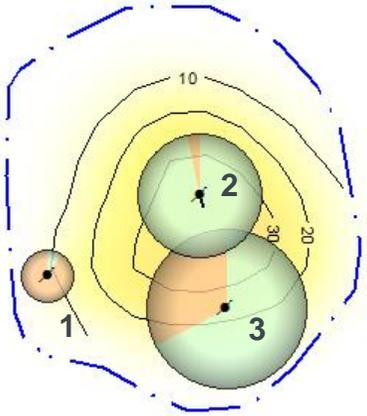
Подтягивание конуса подошвенной воды при эксплуатации на высоких депрессиях:

- Эксплуатация скважины 3 с депрессией 140 атм ($P_{заб} = 0,7 * P_{нас}$) привела к преждевременному обводнению
- При последующем снижении темпов отбора обводненность не снизилась

Обоснование выбора оптимальных депрессий эксплуатации добывающих скважин. Риф 2



Карта накопленных отборов/ОННТ



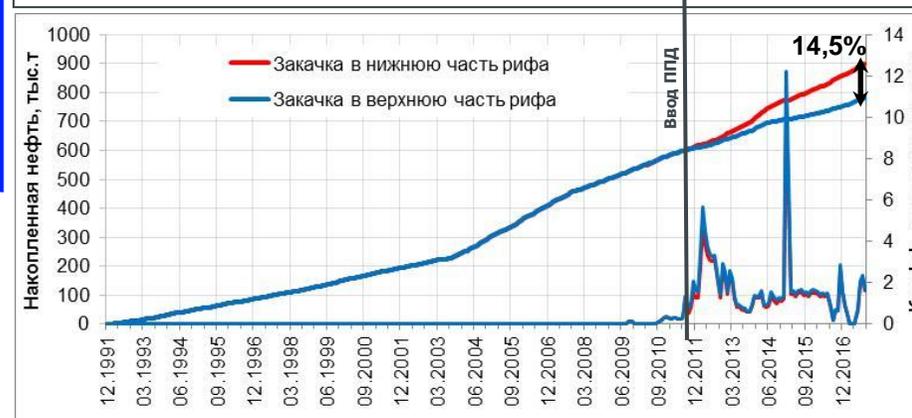
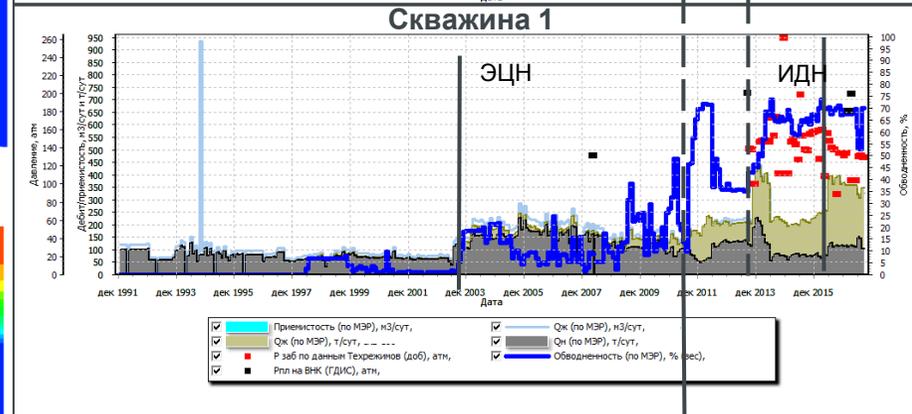
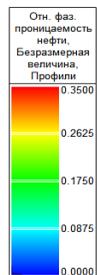
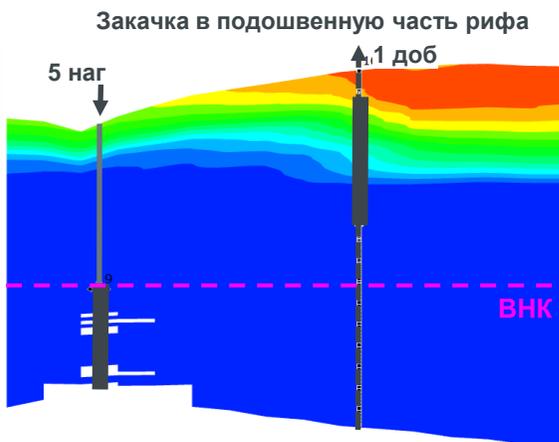
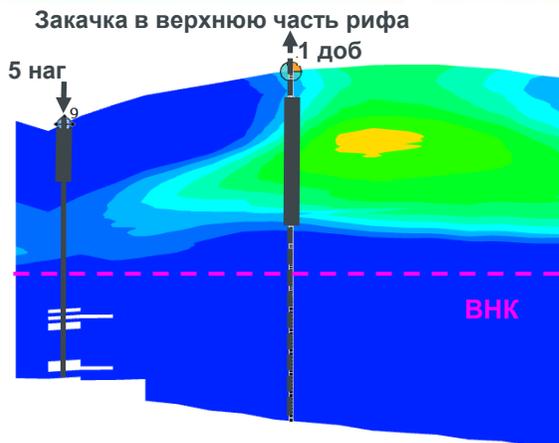
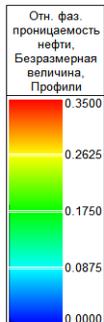
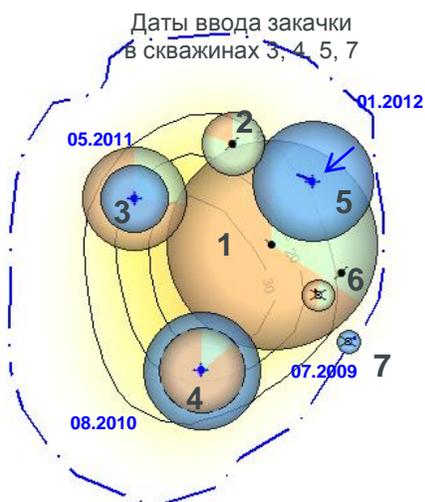
Вывод:

1. Ретроспективный анализ ГДМ показал, что эксплуатация скважины 3 с депрессией более 140 атм приводит подтягиванию конуса подошвенной воды
2. Согласно проведенному технико-экономическому анализу оптимальная депрессия эксплуатации добывающих скважин зависит от высоты ИП над ВНК и варьируется в диапазоне 100-130 атм.

Обоснование выбора интервалов нагнетания Риф 1.



Карта накопленных отборов/ОННТ



Активное обводнение скважины 1 началось с после ввода в ППД скважин № 3 и 4, обводненность скважины № 1 увеличилась до 70% в конце 2011г.. Приемистость по скв. 3 и 4 в момент обводнения была максимальной (более 700 м3/сут)

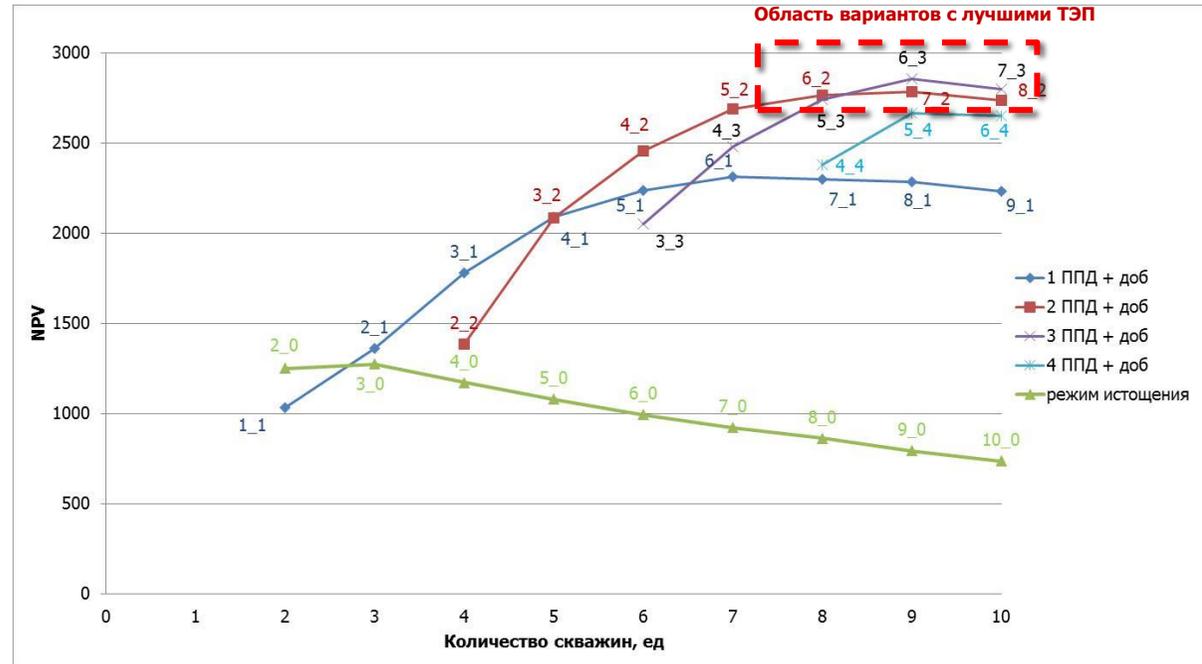
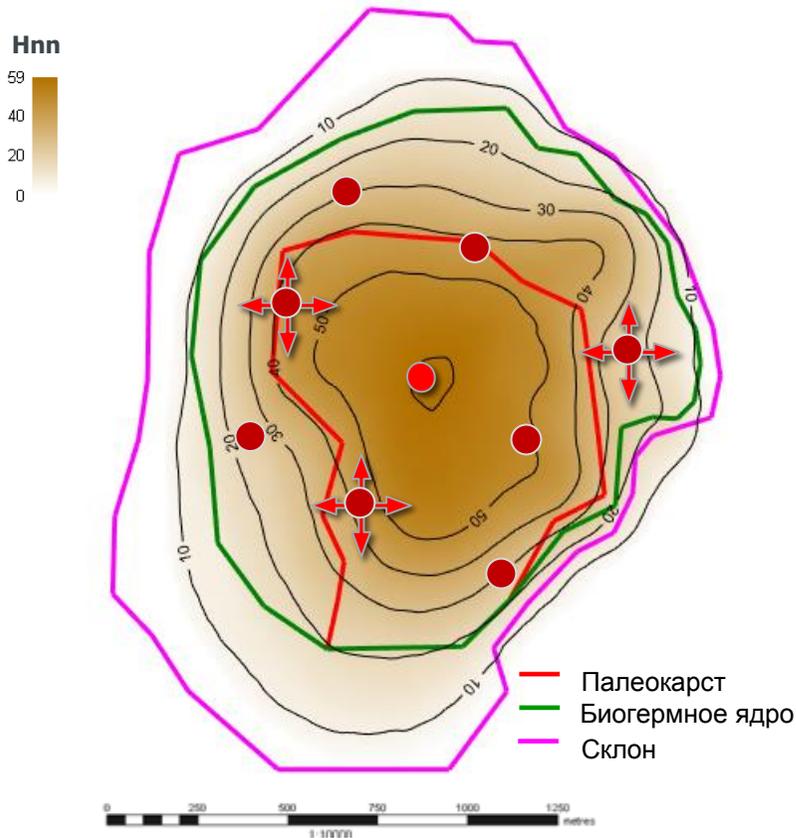
Вывод:

1. Закачка воды в кровельную часть рифа высокими темпами приводит к преждевременному обводнению и потере по добычи нефти
2. Ретроспективный анализ ГДМ показал, что закачка воды в подошвенную водонасыщенную часть рифа эффективнее на 14,5%
3. По всем вариантам задан равный объем закачки

Обоснование оптимального количества скважин по результатам гидродинамических расчетов на модели



6 добывающих и 3 нагнетательные



Выводы

1. Варианты разработки на естественном режиме характеризуются худшими технико-экономическими показателями
2. Лучшими характеристиками обладают варианты с общим количеством скважин 8-10 шт и количеством нагнетательных 2-4 шт, обеспечивающие максимальные отборы в первые 20 лет разработки. Расчётные извлекаемые запасы близки и варьируются в диапазоне 1950-1990 тыс.т. (отличаются различным сроком разработки), извлекаемые запасы на скважину изменяются в пределах от 190 до 240 тыс.т./скв.
3. Оптимальным является вариант с 6-ю добывающими и 3-мя нагнетательными скважинами – извлекаемые запасы на скважину составляют 220 тыс.т./скв. При дальнейшем увеличении числа скважин роста NPV не наблюдается.



Стратегия разработки. Обоснование оптимального количества скважин по результатам гидродинамических расчетов на модели

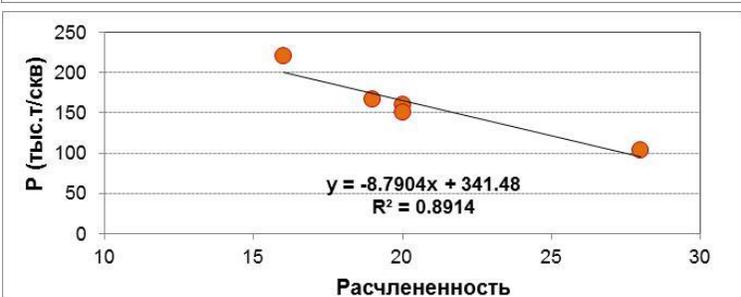
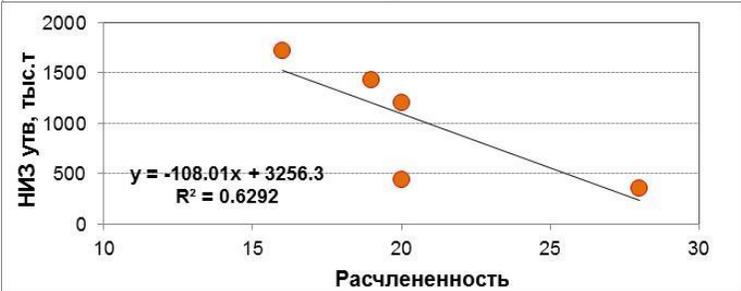
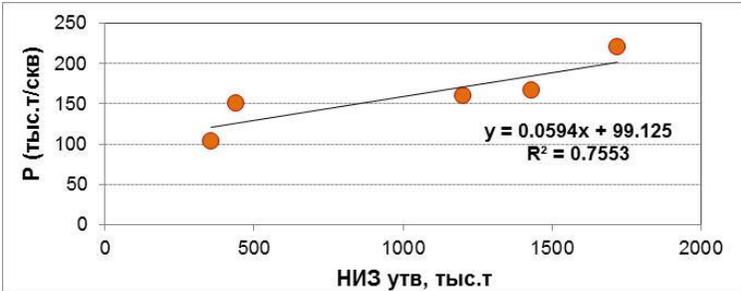
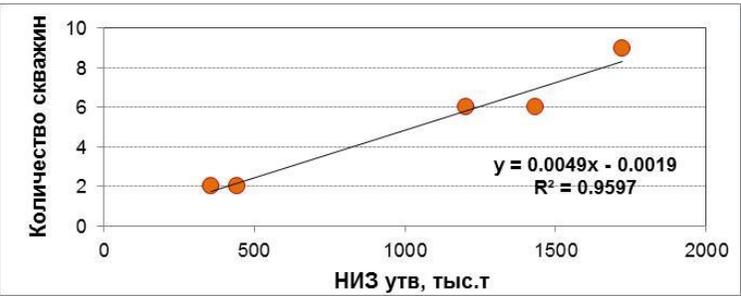
Результаты гидродинамического моделирования

поднятие	НГЗ, тыс.т (утвер-е)	НИЗ, тыс.т (утвер-е)	Нак.добыча, тыс.т (гдм)	Кол-во скважин (гдм)	Нак.добыча на скв., тыс.т/скв (гдм)	НИЗ на скв. тыс.т/скв (утвер-е)	Пористость, д.ед	Расчлененность, ед
Риф 1	3041	1721	1980	9 (6д+3н)	220	192	0.13	16
Риф 3	2560	1433	1002	6 (4д+2н)	167	238	0.11	19
Риф 4	2310	1203	960	6 (3д+3н)	160	200	0.09	20
Риф 5	893	357	208*	2 (2д)*	104*	178	0.07	28
Риф 6	820	442	302	2 (1д+1н)	151	221	0.11	20

* Запасы и количество скважин в карсте и в ядре рифа

Оптимальное количество скважин в зависимости от НИЗ

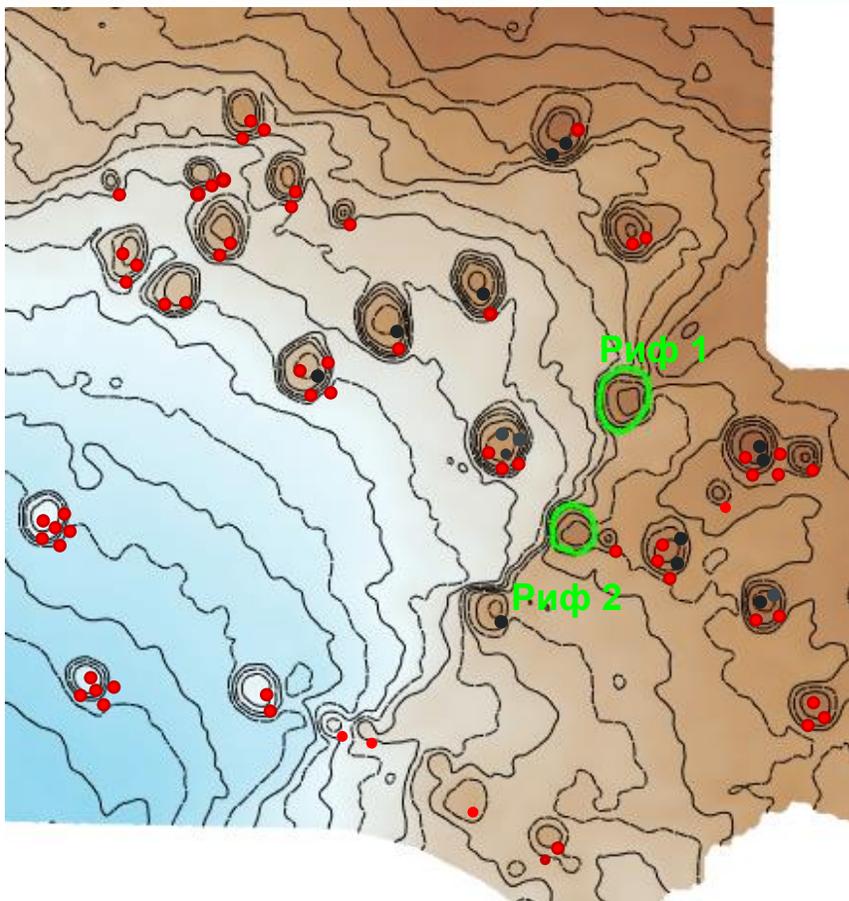
Количество скважин	НИЗ тыс.т							
	100-450	450-700	700-1000	1000-1200	1200-1450	1450-1600	1600-1700	1700-2000
2	1д+1н							
3		2д+1н						
4			2д+2н					
5				3д+2н				
6					4д+2н			
7						4д+3н		
8							5д+3н	
9								6д+3н



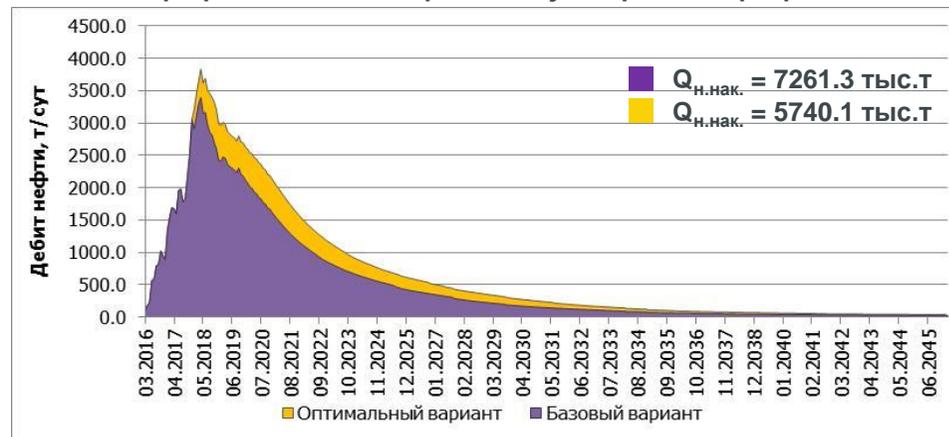
Выводы:

- Расчет оптимального количества скважин на пяти моделях рифов выявил корреляционную зависимость между оптимальной величиной извлекаемых запасов на скважину и извлекаемыми запасами залежи
- Эффективность скважин изменяется в зависимости от геологических характеристик залежи, таких как расчлененность и пористость

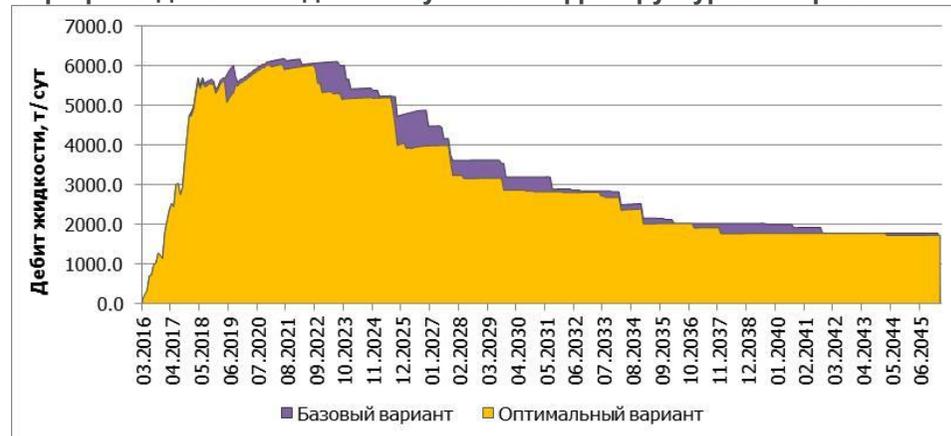
Расчет прогнозных уровней добычи



Профиль добычи нефти по двум вариантам разработки



Профиль добычи жидкости с учетом инфраструктурных ограничений



Базовый вариант соответствует подходам к разработке, примененным на Рифах 1 и 2 ($P_{заб} = 0.7 * P_{нас}$; закачка в кровельную часть)

Оптимальный вариант учитывает применение рекомендаций по выбору депрессий эксплуатации и интервалов закачки

- Прирост накопленной добычи по оптимальному варианту составляет **1521.2 тыс.т.** (26 %) по сравнению с базовым вариантом

Вывод: Сформированные подходы к разработке рифов позволили увеличить добычу нефти на 26 % за счет снижения обводненности по сравнению с классическим вариантом разработки



1. Для рифовых залежей получена зависимость оптимальной депрессии от расстояния НДП до ВНК, позволяющая избежать преждевременное обводнение и потери добычи.
2. Закачка воды в кровельную часть рифа приводит к прорывам воды от ППД. Ретроспективный гидродинамический анализ расчетов показал, что закачка воды в водонасыщенную часть рифа обеспечивает увеличение накопленной добычи на 14.5 %.
3. Моделирование и технико-экономический анализ выявили оптимальную зависимость количества запасов на скважину в зависимости от величины НИЗ рифа. Объем запасов на скважину, обеспечивающий наилучшие ТЭП варьируется в диапазоне 160-220 тыс.т/скв.
4. Создана матрица, позволяющая определить оптимальное количество скважин на риф, не охваченный моделированием, в зависимости от величины его извлекаемых запасов.



Контактная информация

г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
тел. (3452) 52-90-90 доб. 7578
e-mail: evrozhina@tnnc.rosneft.ru





Спасибо за внимание



Дополнительные слайды

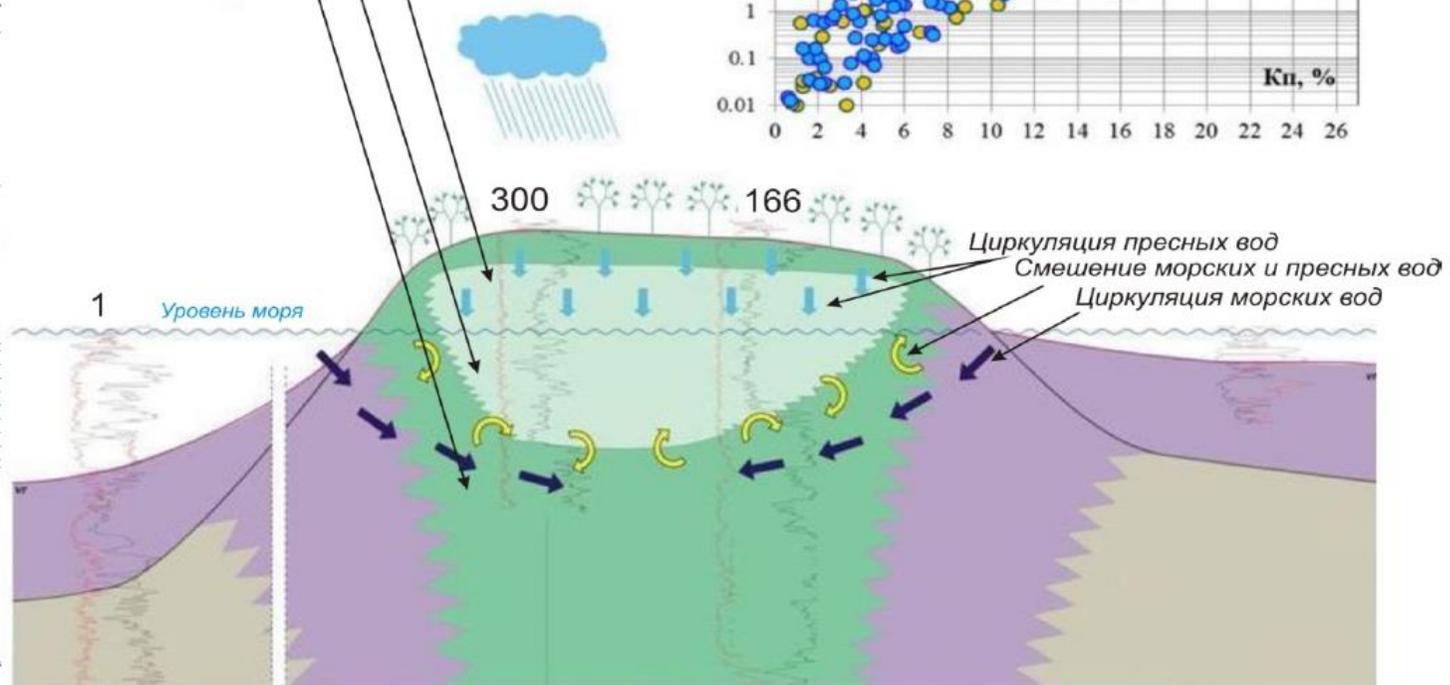
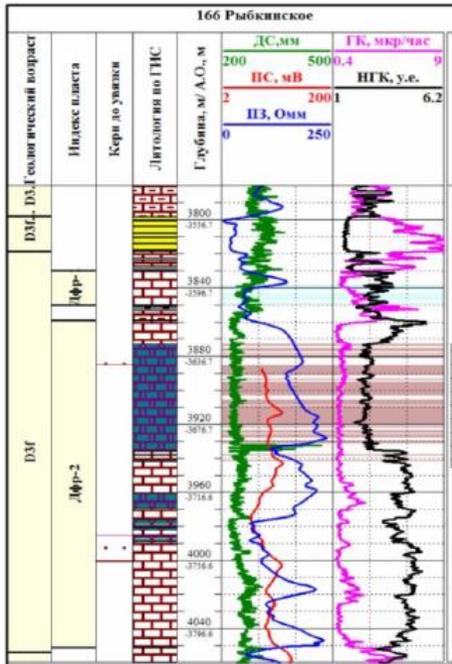
Роль доломитизации в строении рифового резервуара

Модель доломитизации (Метасоматоз в зоне смешения)

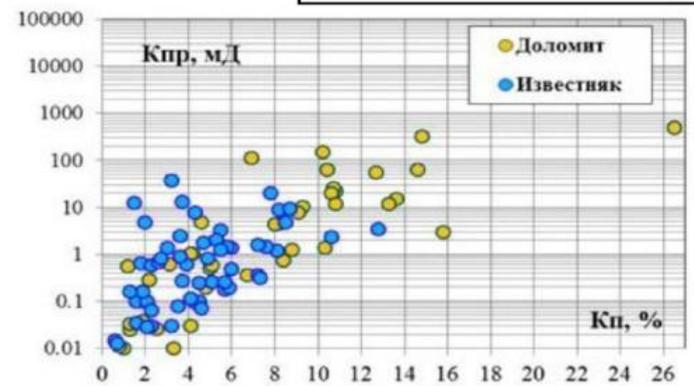


Снижение ОУМ (D_3f_3vr-ev)

Вадозная метеорная зона
Фреатическая метеорная зона
Фреатическая морская зона



Влияние доломитизации на ФЕС

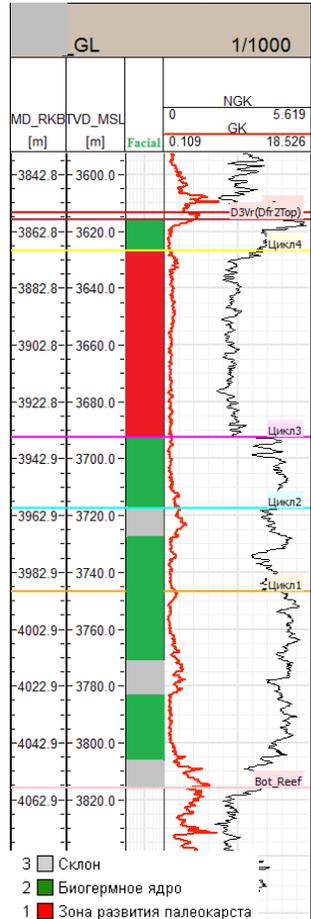


В период поздневоронежского снижения ОУМ и верхняя часть рифа представляла собой остров, внутри которого существовала трёхуровневая гидродинамическая система. На границе фреатических зон в результате смешения пресных и морских вод происходило замещение известняков доломитами с возникновением межкристаллической пористости.

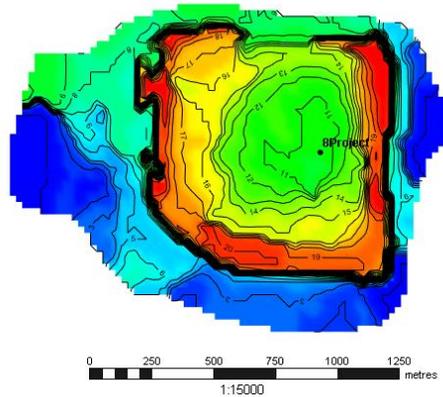


Геологическая модель рифа

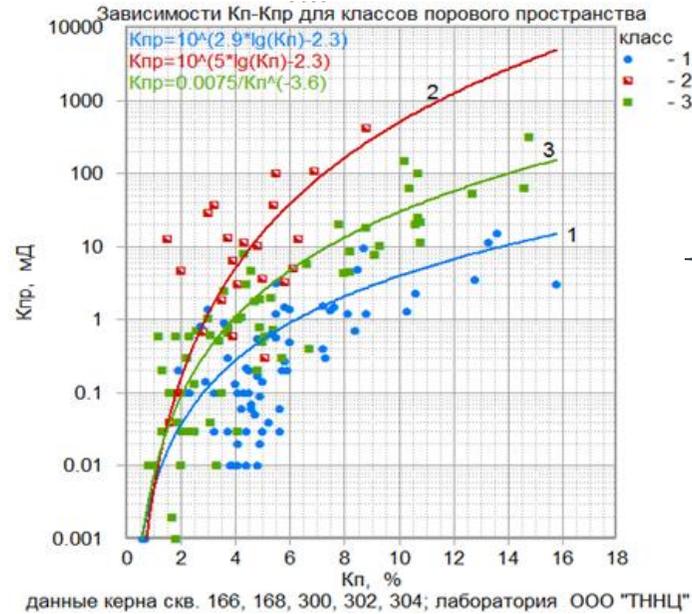
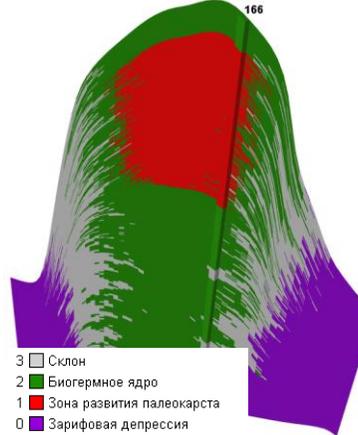
Фации по разрезу скважины



Карта сейсмофаций



Разрез куба фаций



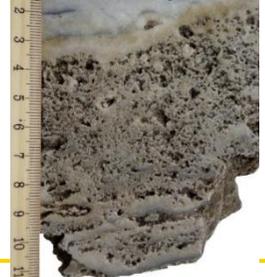
Поровый с изолированными кавернами



Порово-каверно-трещинный



Порово-каверновый



Выводы:

- 3Д модель учитывает цикличность строения и закономерность формирования рифов
- Фациальные зоны по каждому рифу выделены с учётом сейсмофациальной карты, ГИС и анализа разработки скважин
- Создание фациальной 3Д модели осуществлялось по каждой фации отдельно с учётом скважинных данных и карт сейсмофаций
- На основе выделенных типов коллекторов с учётом куба литологии и фаций был построен куб литотипов
- При построении параметров ФЕС учитывались кубы фаций и литотипов
- Для выделенных трёх классов порового пространства были построены зависимости Кп-Кпр и рассчитаны коэффициенты проницаемости

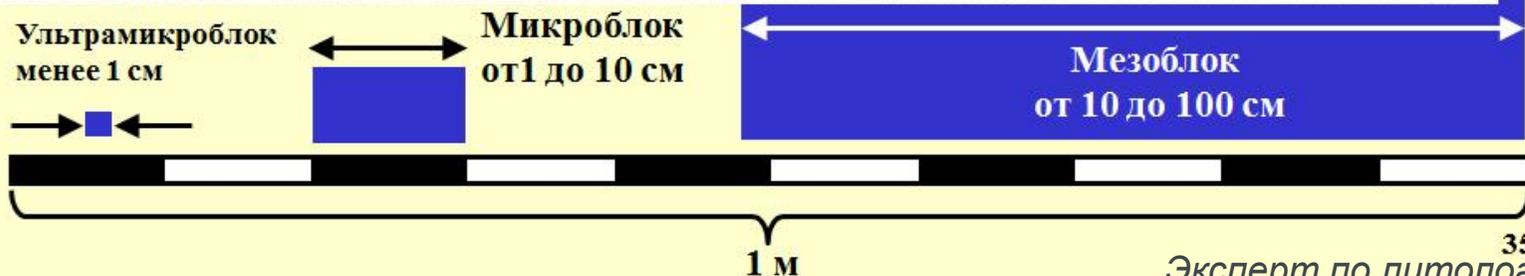


Трещины в динамической классификации (Викторин и др., 2003)

Схема иерархической организации вертикальной тектонической трещиноватости карбонатных и терригенных коллекторов нефти и газа

Структурные уровни трещиноватости	Типы трещин	Названия блоков, ограниченных трещинами двух систем	Расстояния между трещинами или ширина блоков, см	Вероятность вскрытия трещин скважиной, диаметром 20 см, абс.	Методы выявления и изучения трещиноватости каждого структурного уровня
I	ультрамикротрещины	ультрамикроблок	меньше 1	1	По керну методом шлифов, прозвучиванием образцов, измерением электропроводности и т.д. По АКШ
II	микротрещины	микроблок	1-10	1	По керну методом шлифов, прозвучиванием. По АКШ
III	мезотрещины	мезоблок	10-100	0,2-1	Гидродинамическими методами (ИД). По АКШ. Визуальные наблюдения в шахтах, тоннелях, обнажениях
IV	макротрещины	макроблок	100-1000	0,02-0,2	Гидродинамическими методами (ИД, КВД). Визуальные наблюдения. Гидродинамическим моделированием (адаптация)
V	метатрещины	метаблок	1000-10000	0,002-0,02	Гидродинамическими методами (КВД, гидропрослушивание). Визуальные наблюдения. Гидродинамическим моделированием
VI	мегатрещины	мегаблок	10000-100000	0,0002-0,002	Закачкой индикаторов, трассировкой трещин по геолого-промысловым данным, по аэрокосмогеологическим исследованиям. Гидродинамическим моделированием

керн



35



Характеристики трещин используемые при моделировании

Пористость, проницаемость

Пористость трещин

Наиболее вероятные пределы вторичной пустотности $m_{тр}$, %:

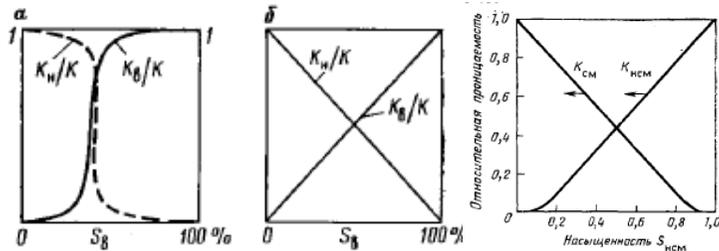
- *сеть микротрещин* 0,01-0,5
- *отдельные изолированные трещины* 0,001-0,01
- *развитая сеть мелких трещин* 0,01-2
- *каверны (в карстовых породах)* 0,1-3

Проницаемость трещин

Пределы изменения проницаемости, определенные на основе проводимости каналов, установленной по шлифам, имеют следующие значения:

	D, мм	Ктр, мкм ²
• <i>проводящие каналы</i>	0,01	0,001-0,016
• <i>взаимосвязанные поры</i>	0,02	0,03-0,075
• <i>большое число каналов</i>	0,03	0,6-0,8
• <i>изобилие широких взаимосвязанных каналов</i>	0,04	1,2-1,3

ОФП трещин

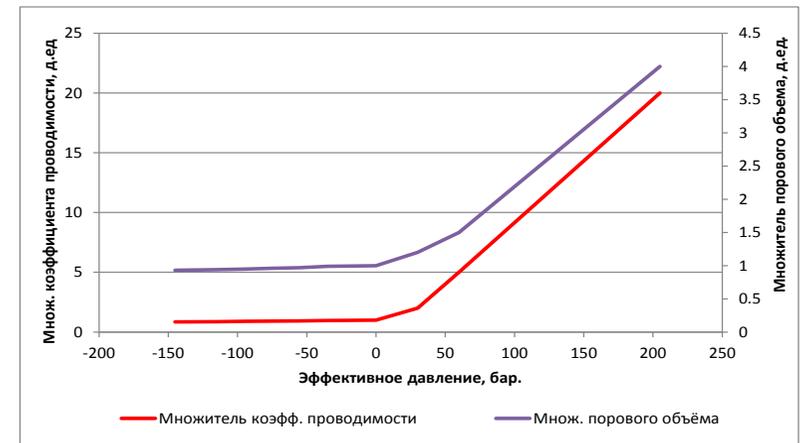


Т.Д.Голф-Рахт

“Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов”

Сжимаемость трещин

- Проницаемость и пористость трещин зависят от изменения сжимающего давления, эквивалентного возрастающему эффективному горному давлению.
- Для моделирования сжимаемости трещин в гидродинамическом симуляторе была использована опция табличного описания уплотнения породы и изменения проницаемости как функции давления (Rocktab – таблица уплотнения горной породы).



В отличие от фильтрационно-емкостных свойств матрицы, определенных при создании геологической модели,

ФЕС трещин практически не охарактеризованы исследованиями.

В первом приближении, свойства трещин задавались на основе компиляции мирового опыта



Сжимаемость трещин

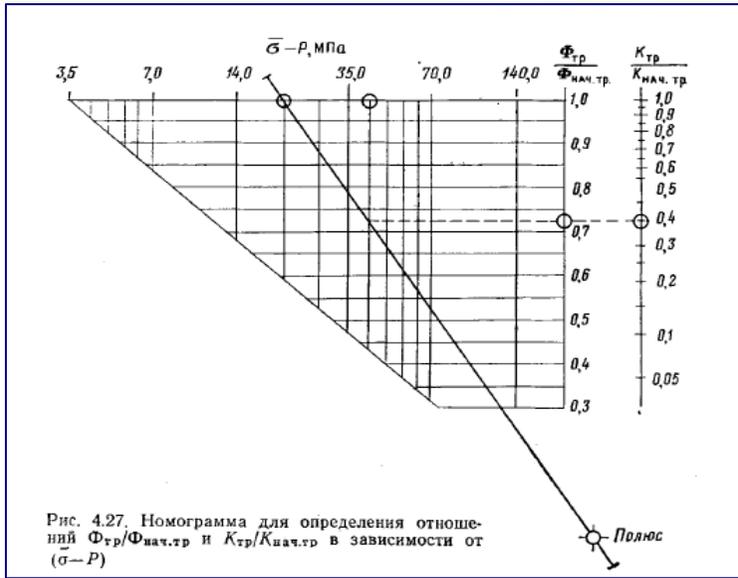


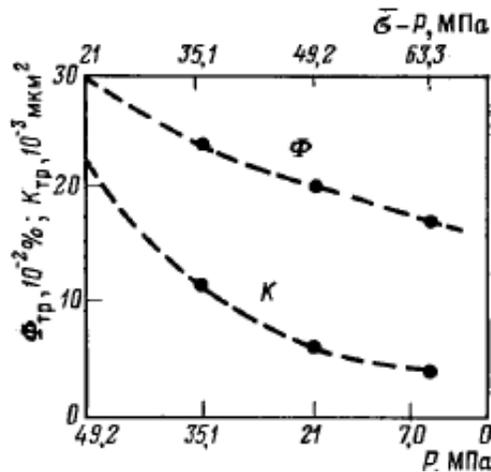
Рис. 4.27. Номограмма для определения отношений $\Phi_{тр}/\Phi_{нач.тр}$ и $K_{тр}/K_{нач.тр}$ в зависимости от $(\sigma - P)$

- Согласно исследованиям керна месторождений Ирана на установке трехосного сжатия была выявлена зависимость изменения проницаемости и пористости трещин от сжимающего давления, эквивалентного возрастающему эффективному горному давлению. Разница между давлением вышележащих пород σ и поровым (пластовым) давлением P , называемая эффективным горным давлением $P_{эф}$, возрастает по мере истощения залежи, поскольку происходит падение пластового давления
- Согласно накопленной статистике проведенных экспериментальных исследований была построена номограмма, позволяющая оценить изменения $K_{тр}$ и $m_{тр}$ при увеличении эффективного горного давления.

$$\frac{K_{тр}}{K_{нач.тр}} = \left[\frac{\log P_{эф} - 4.602}{\log P_{эф.нач} - 4.602} \right]^3 \quad (4.54)$$

Проницаемость трещин связана с их пустотностью соотношением

$$\frac{K_{тр}}{K_{нач.тр}} = \left[\frac{\Phi_{тр}}{\Phi_{нач.тр}} \right]^3 \quad (4.55)$$



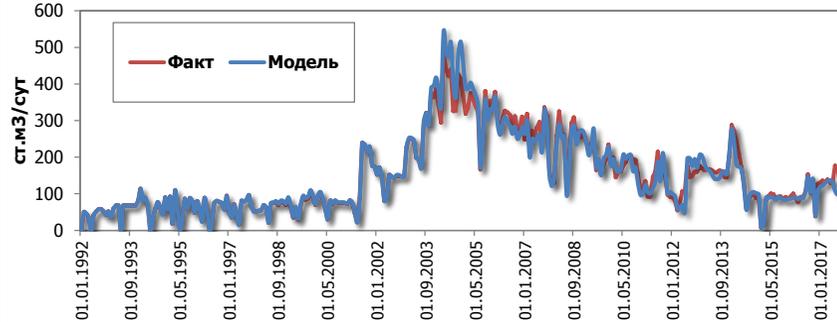
График, иллюстрирующий результаты определения $K_{тр}$ и $m_{тр}$ по номограмме, приведенной на рис 4.27

Т.Д.Голф-Рахт
 “Основы нефтепромысловой геологии
 и разработки трещиноватых коллекторов”

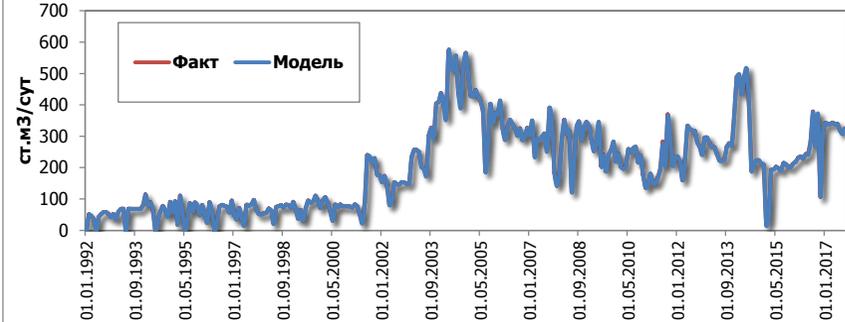
Результаты адаптации



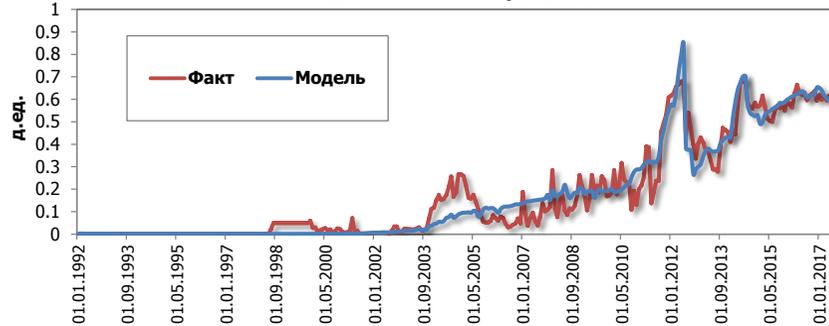
Дебит нефти, ст.м3/сут



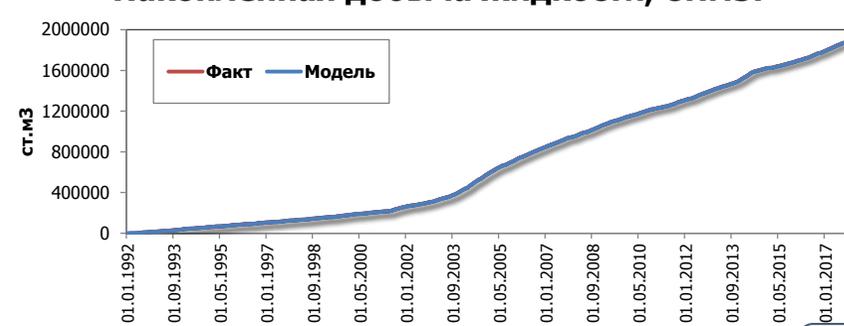
Дебит жидкости, ст.м3/сут



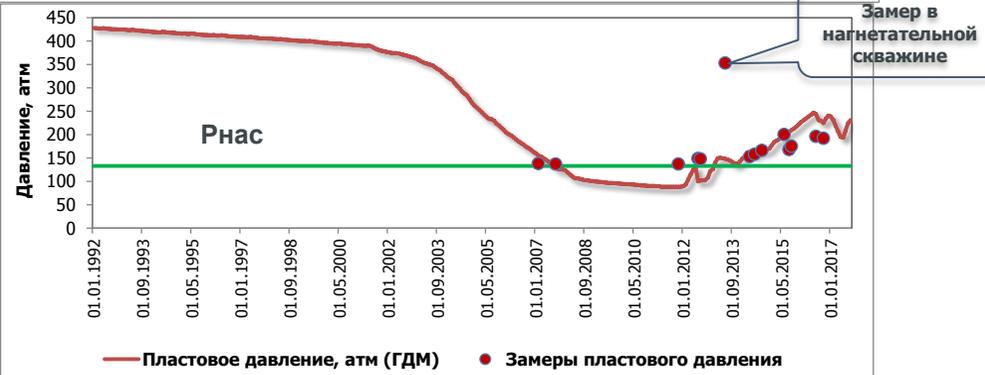
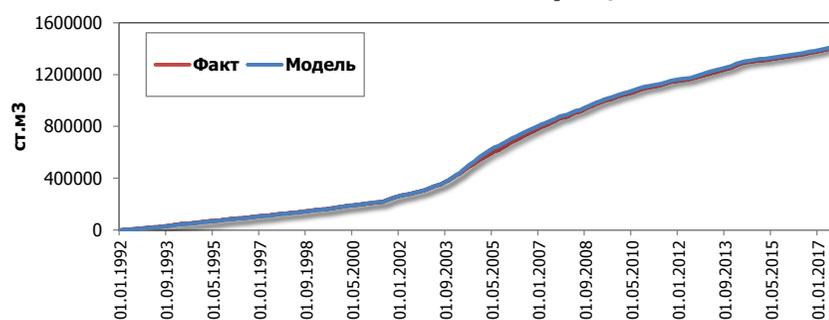
Обводнённость, д.ед.



Накопленная добыча жидкости, ст.м3.



Накопленная добыча нефти, ст.м3.





Горизонтальные скважины

Невозможно строительство горизонтальных скважин из-за сложных геологических условий.

Все скважины ГРП и ВНС независимо от отхода по траектории выводят на вертикаль до кровли Тульского горизонта по причине обвалообразования в Фаменском горизонте (обвалы известняков), также отмечаются обвалы в Бобриковском и Турнейском ярусе (аргиллиты).

Для решения проблемы было опробовано большое количество типов буровых растворов, были подобраны раствора только для вертикальных скважин, которые позволяют пройти данные осложнения с минимальными временными затратами.

Вторым наиболее важным фактором является поглощение при вскрытии франского яруса для скважин ВНС, на скважинах ГРП в данном горизонте поглощений нет. Из-за поглощений пришли к изменению конструкции скважин, вскрываем продуктивный пласт хвостовиком. При вскрытии проектного пласта хвостовиком (вертикально) получили полное поглощение, в ряде случаев с ГНВП. На горизонтальной скважине данная зона поглощения будет иметь большую зону дренирования, что не даст возможности ликвидировать ее.

Исходя из выше сказанного, строительство горизонтальных скважин имеет высокие риски.