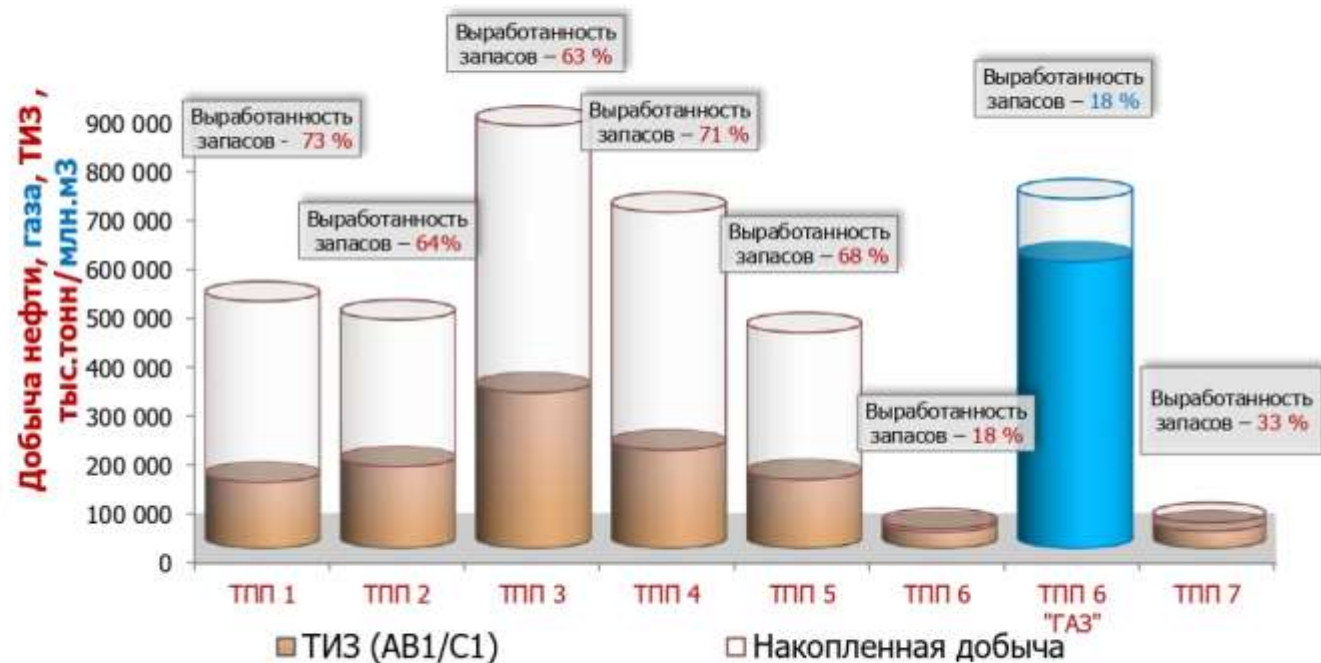


Повышение эффективности разработки ультранизкопроницаемых коллекторов на месторождениях Западной Сибири

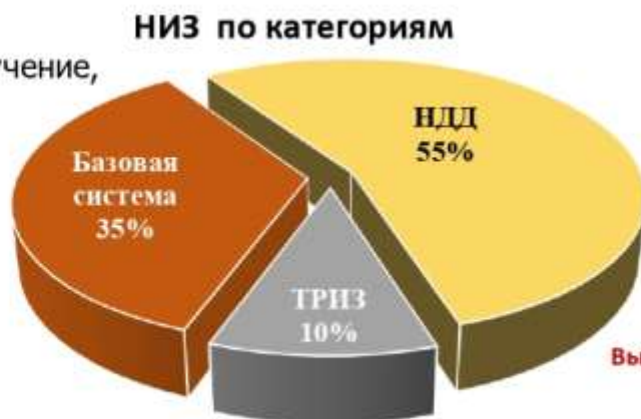
Илья Сергеевич Соколов,
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Состояние выработки запасов

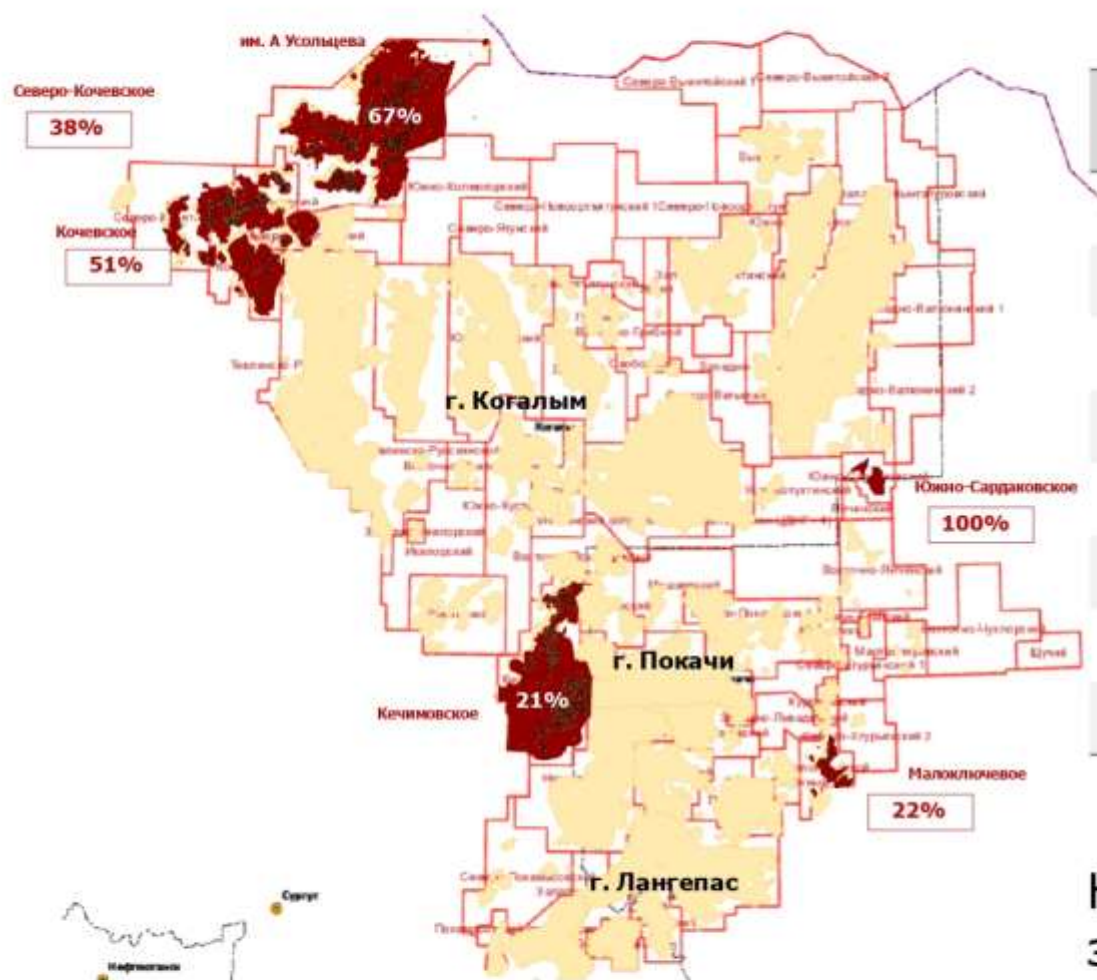


Количество лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу УВС - **128**
Количество месторождений - **114**

92 – в разработке
22 – в разведке



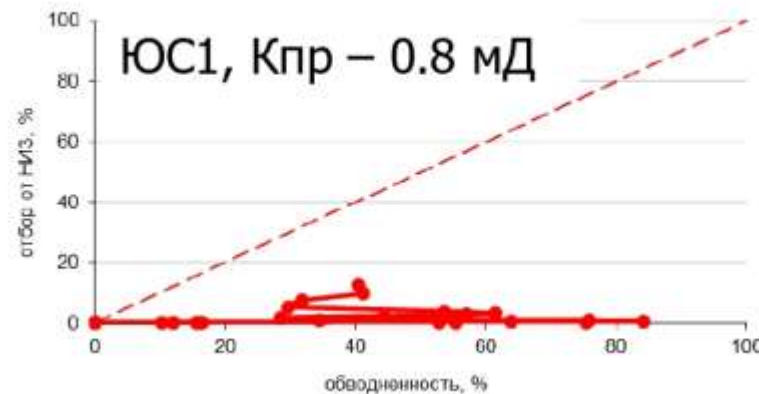
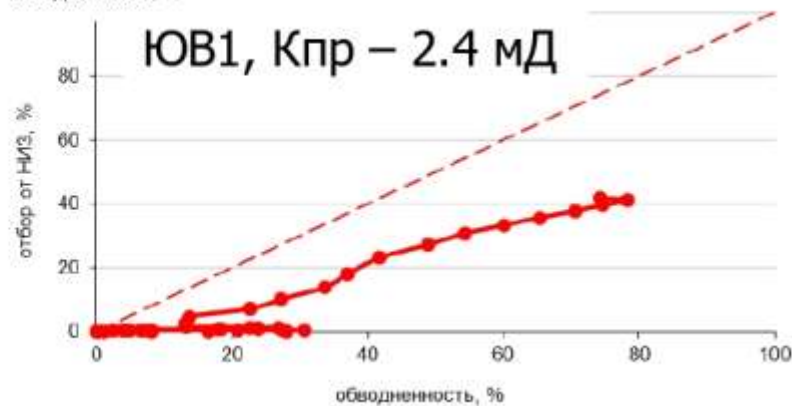
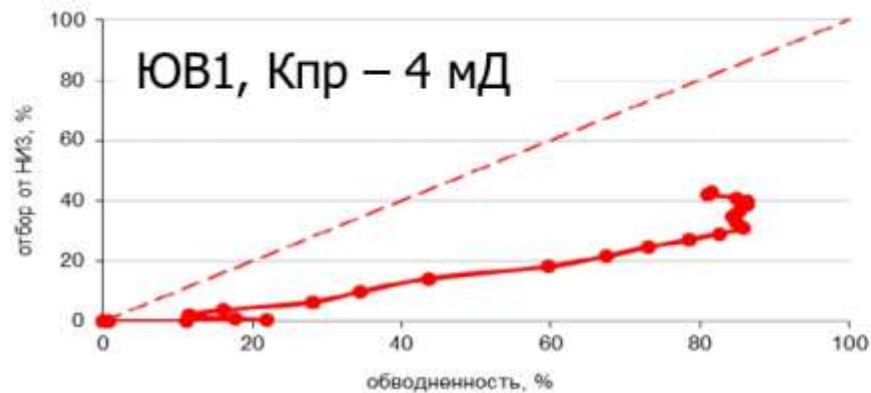
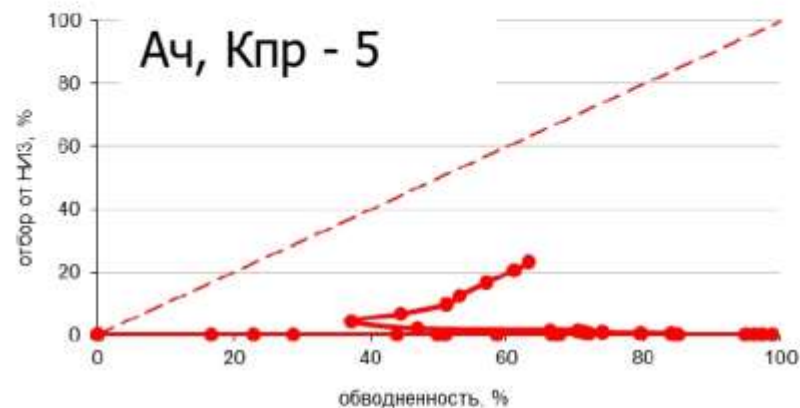
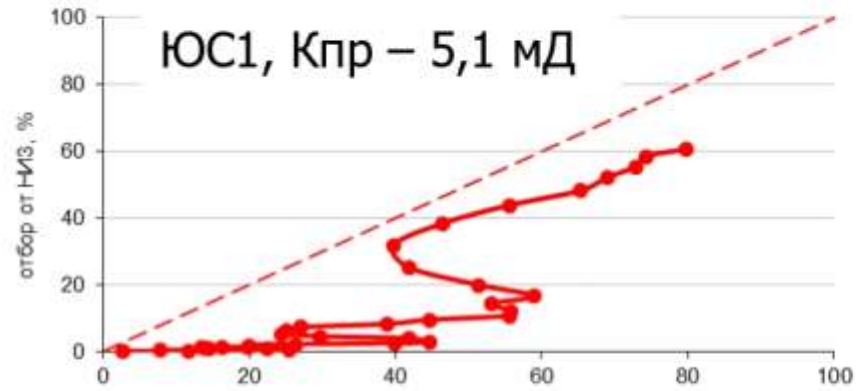
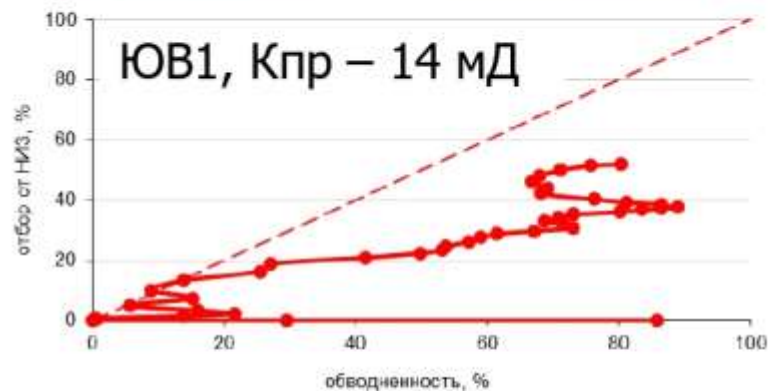
Месторождения с существенной долей ТРИЗ по проницаемости



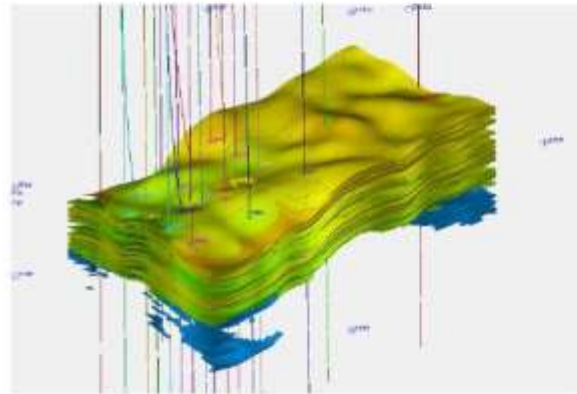
Месторождение	НИЗ, тыс.т	ТРИЗ (Кпр), тыс.т	Доля ТРИЗ, %
Кечимовское	88025	18122	20.6
Малоключевое	3470	749	21.6
Красноленинское	82206	25367	30.9
Северо-Кочевское	52267	19795	37.9
Западно-Новомостовское	2646	1274	48.1
Кочевское	52190	26768	51.3
им. А.Усольцева	106329	71091	66.9
Южно-Сардаковское	6065	6065	100.0

Наибольший потенциал разработки залежей, отнесенных к ТРИЗ по параметру проницаемости, приурочен к северу Когалымского региона.

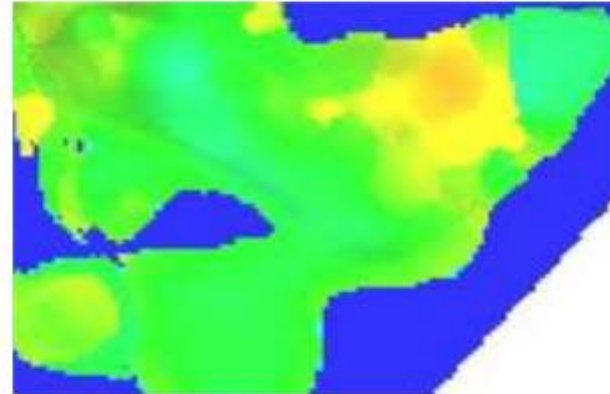
Динамика выработки запасов по низкопроницаемым объектам ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»



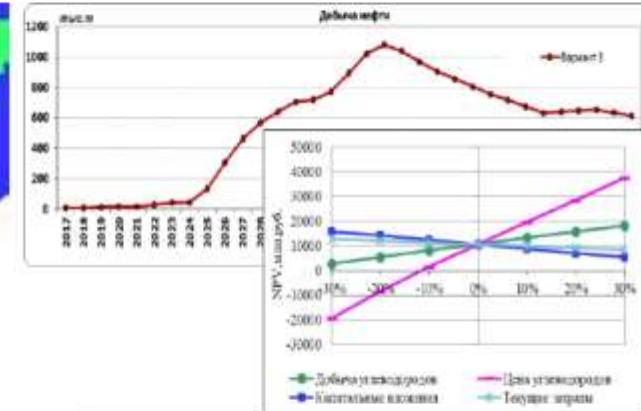
Обоснование системы разработки, расчет извлекаемых запасов нефти



Детерминированная начальная 3D геологическая модель
(3D сейсмика, Керн, ГИС)



Фильтрационная модель
Адаптированная на данные работы скважин
(Данные эксплуатации, ГДИ)

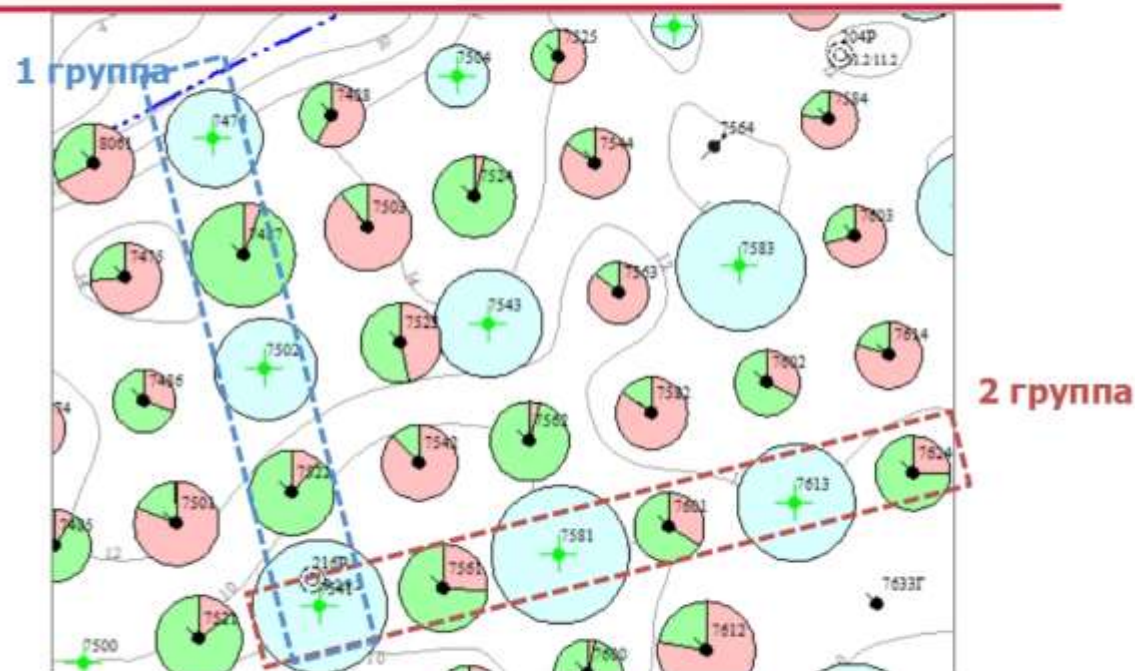
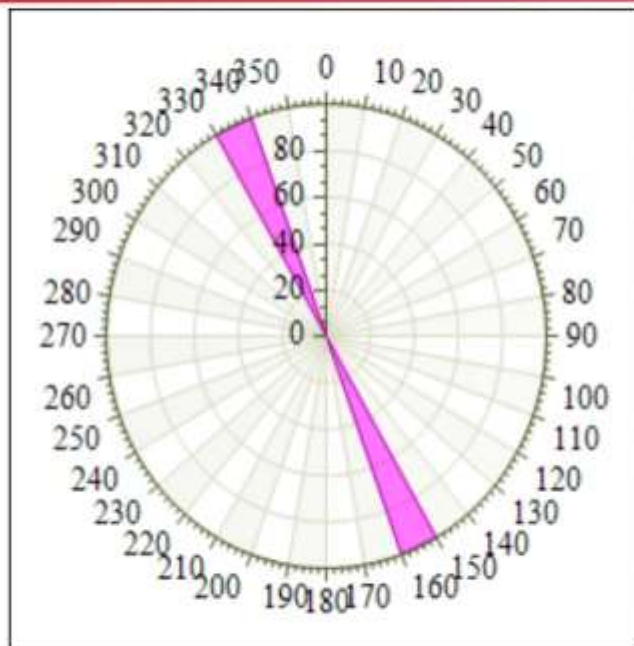


Вариантный расчет показателей разработки. Техно-экономическая оценка.
Выбор рекомендуемого варианта (Топт)

Моделирование результатов динамического преобразования коллектора

Верификация системы техногенных преобразований.
Использование при проектировании

Исследование динамического преобразования

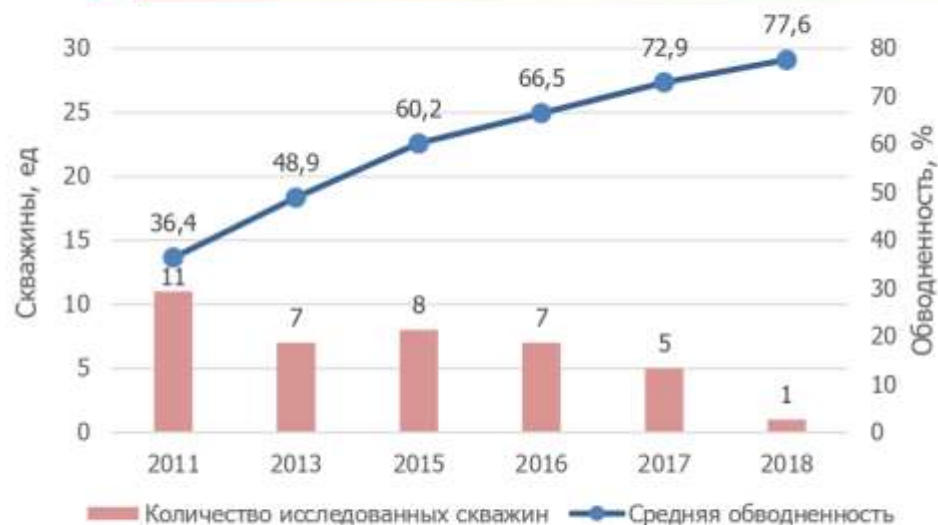


Графическое представление данных по оценке трещиноватости и напряженного состояния пород по данным дипольных зондов

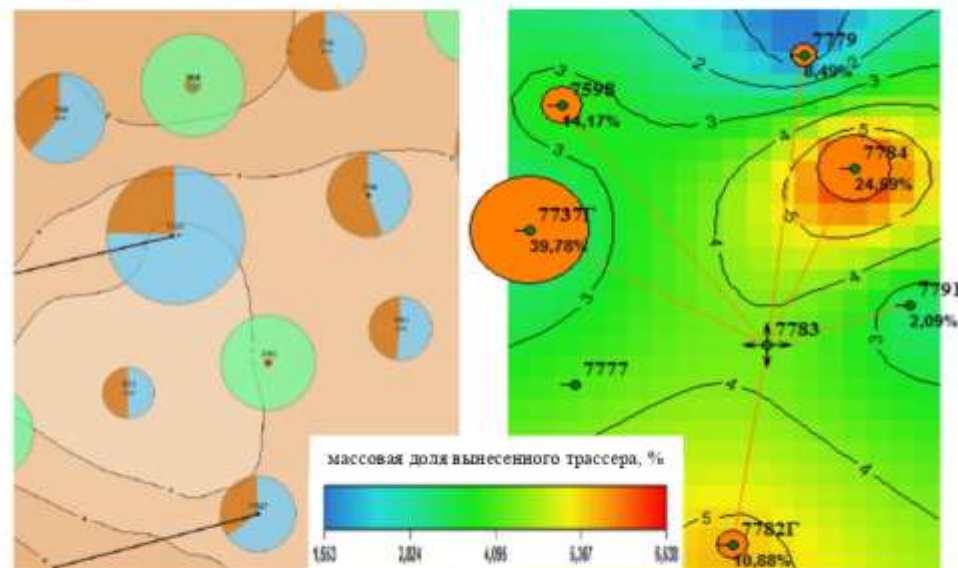
Направление трещин ГРП и Авто-ГРП определяет преимущественную динамику флюидопотоков на исследуемом объекте

Показатели	1 группа	2 группа
ВНФ, д.ед	1.2	0.3
Обводненность, %	80.7*	40.2
Дебит нефти, т/сут	6.0	12.6
Дебит жидкости, т/сут	30.9	21.1
Отбор на скважину, тыс.т/скв.	21.5	28.6
Скважины в НФ (в т.ч. ОППД)	43 (52 %)	18 (9 %)

Трассерные исследования



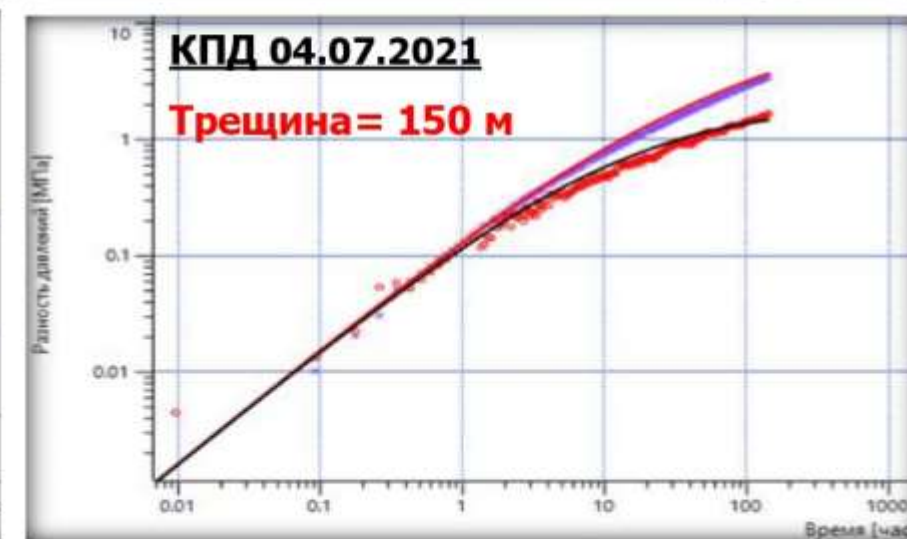
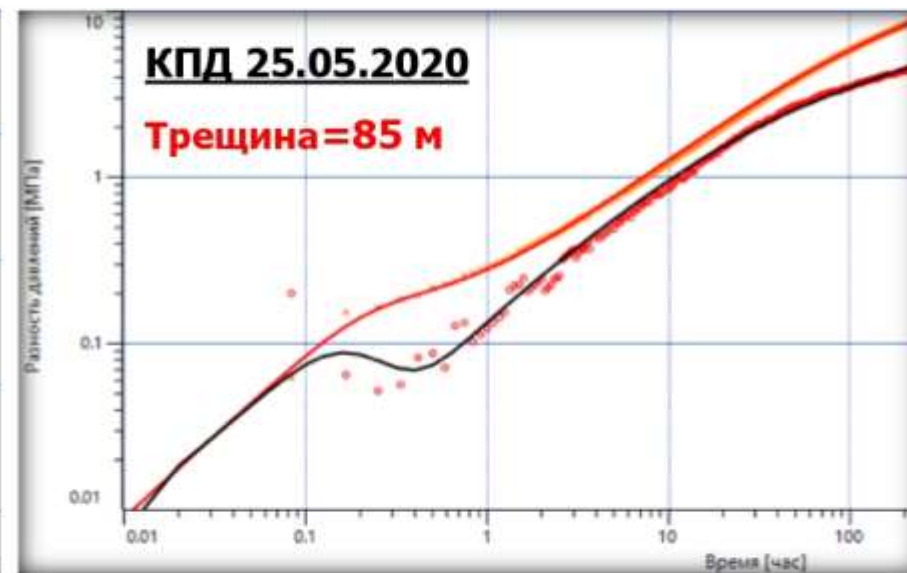
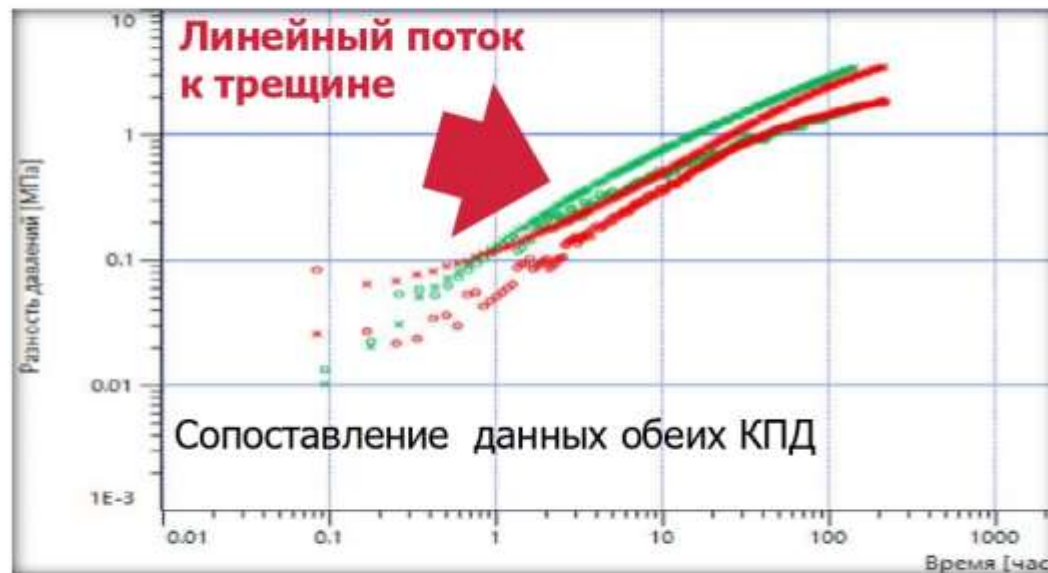
Объект ЮВ1



Результаты исследования на примере скважины 7783

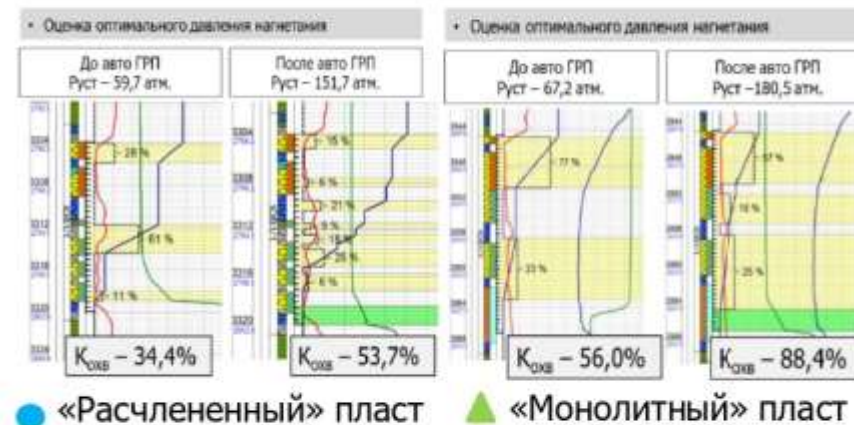
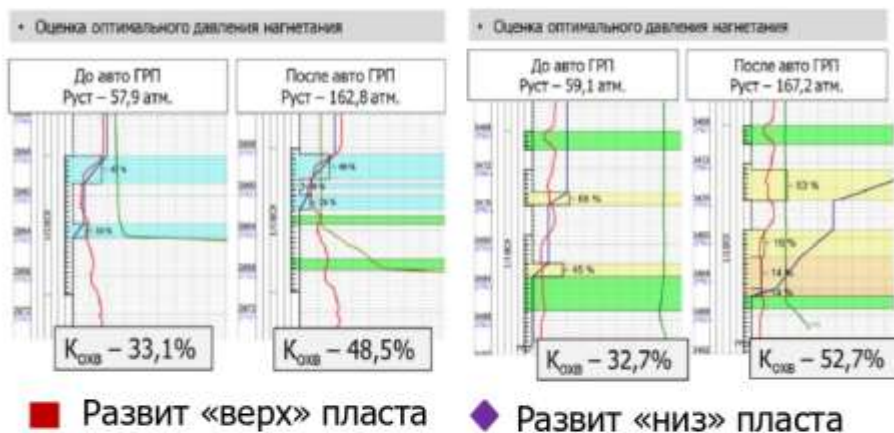
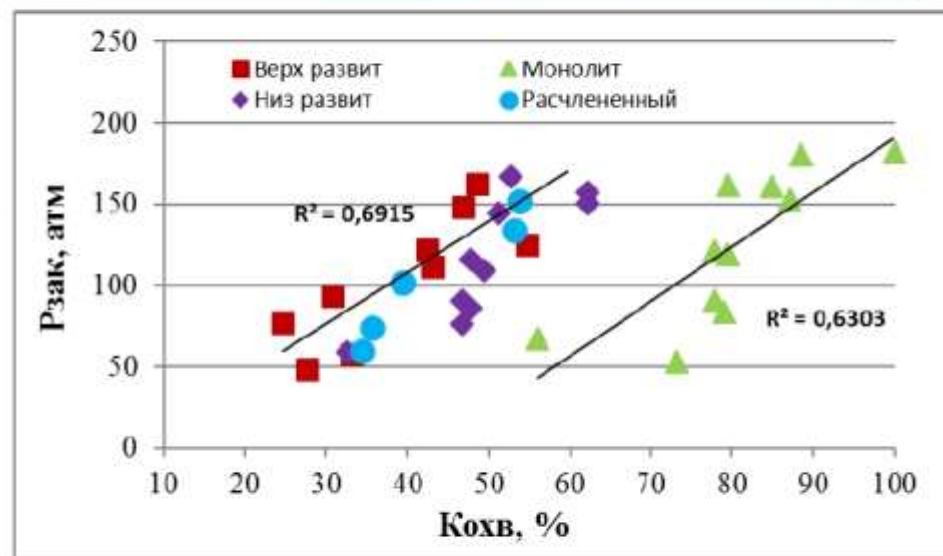
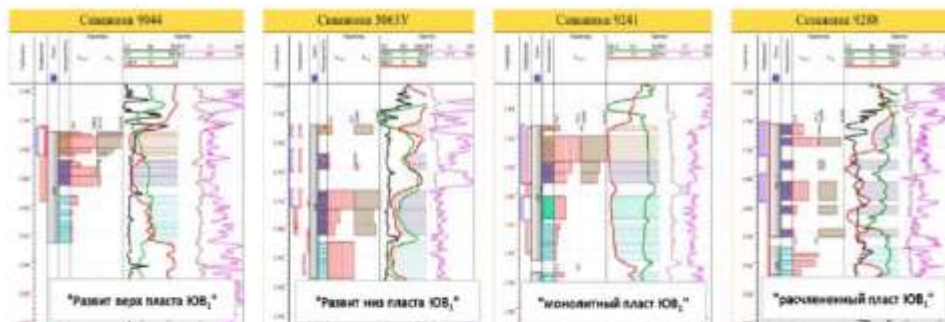
1. Первые порции индикатора фиксировались спустя 2+8 суток с момента закачки в продукции скважин № 7598, 7737Г, 7782Г и 10+22 суток для скважин № 7791, 7779.
2. По исследованному объекту скорость движения нагнетаемой воды в среднем составляет 14 м/сут. Средняя проницаемость составляет 740 мД.
3. Количество трассера, вышедшее на дневную поверхность за все время исследования (90 суток), составило порядка 10 % относительно массы закачки.
4. Основной вектор фильтрации в пределах участка трассирования определен в меридиональном плане с севера (№ 7779) на юг (№ 7782Г).

Специальные гидродинамические исследования

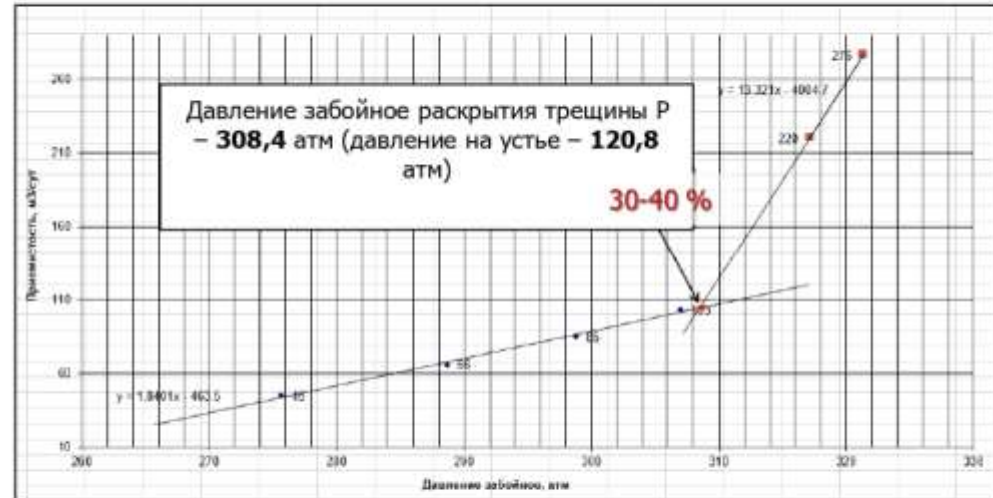


Специальные геофизические исследования

Количество скважин: 7 («верх развит» - 2 ед; «низ развит» - 2 ед; «расчлененный» - 1 ед; «монолит» - 2 ед)



Специальные геофизические исследования горизонтальной нагнетательной скважины с МГРП



Параметр		Значение
Пластовое давление	на глубину 2270.30 м (1897.80 м по АО)	276.79
	на глубину кровли пласта АС3 2422.70 м (1915.33 м по АО) *	278.55
Скин-фактор	полный	-7.35
Проницаемость, мД		3.24
Давление забойное закрытия трещины	на глубину 2270.30 м (2621.8 м по АО)	319.83
	на глубину кровли пласта АС3 2422.70 м (1915.33 м по АО) *	321.58
Закрытие трещины при репрессии, атм		43.04
Давление закачки на устье закрытия трещины, атм* (расчетный параметр через полученное значение забойного давления закрытия трещины)		121.328

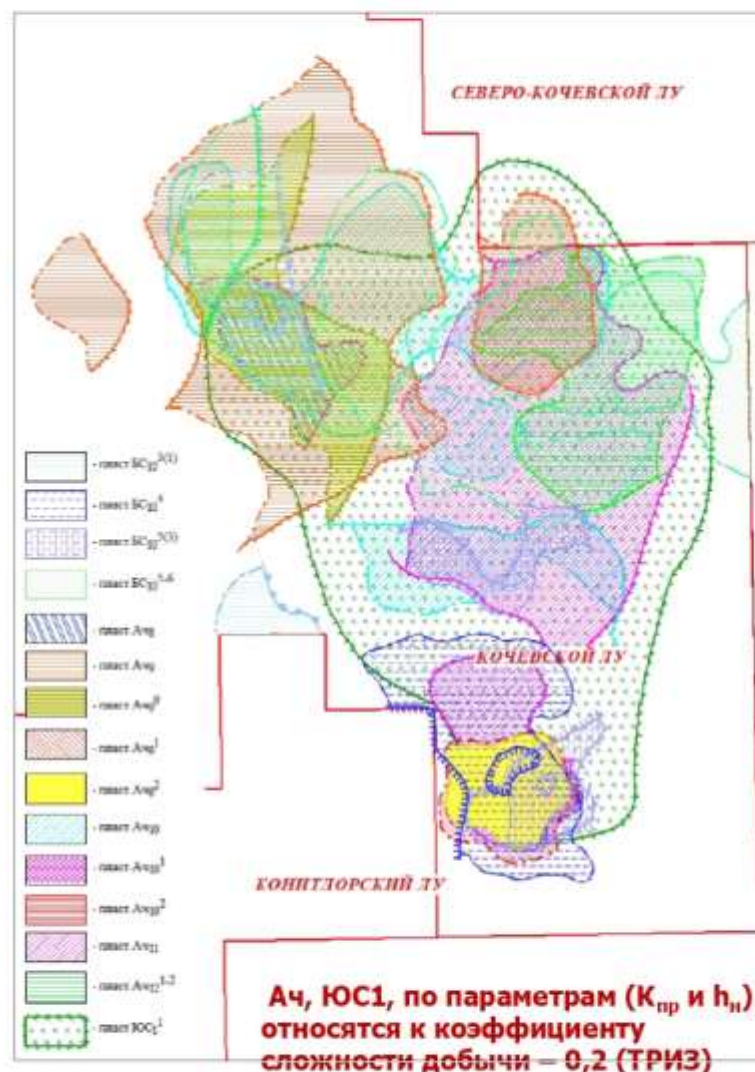
Определено:

- текущее пластовое давление; давление нагнетания, при котором происходит раскрытие и закрытие трещины ГРП;
- профиль приемистости и тех. состояние на разных режимах работы нагнетательной скважины, при открытой и закрытой трещине гидроразрыва.

Принципиальная схема предлагаемой методики подготовки ГДМ для обоснования системы разработки



Общее сведение о месторождении



Месторождение введено в разработку в 1996 году.
Промышленно продуктивная толща – **васюганская свита, сортымской свиты, ачимовская толща.**

Запасы на госбалансе (AB_1+B_2)

Геологические – 168316 тыс. т

в т.ч. ТРИЗ – 89598 тыс. т

Извлекаемые – 52342 тыс. т

в т.ч. ТРИЗ – 26768 тыс. т

Текущее состояние на 01.01.2021

Фонд скважин – 307

Накопленная добыча нефти – 8437 тыс. т

Отбор от НИЗ – 21,8 %

Обводненность – 84 %

Геологические особенности:

Группа пластов БС

- Клиноформное строение
- Повышенные значения ФЕС коллекторов в кровельной и средней частях разреза
- Запасы нефти сосредоточены в ВНЗ

Ачимовская толща

- Клиноформное строение
- Высокая степень геологической неоднородности
- Ухудшение коллекторских свойств вниз по разрезу
- Большая часть пластов отнесена к ТРИЗ

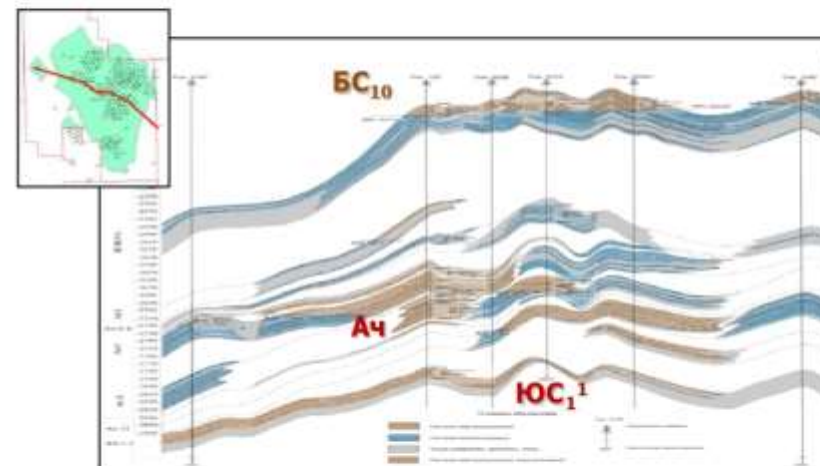
Пласт ЮС₁¹

- Небольшие нефтенасыщенные толщины
- Невысокие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов (**проницаемость $0,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористость 0,15 д.ед**), относится к категории ТРИЗ
- Наличие водонасыщенного пласта ЮС₁² отделенного от пласта ЮС₁¹ маломощной глинистой перемычкой

Особенности разработки:

- Высокие темпы падения дебитов по жидкости и нефти
- Низкая эффективность системы ППД

Геологическое строение структура запасов нефти



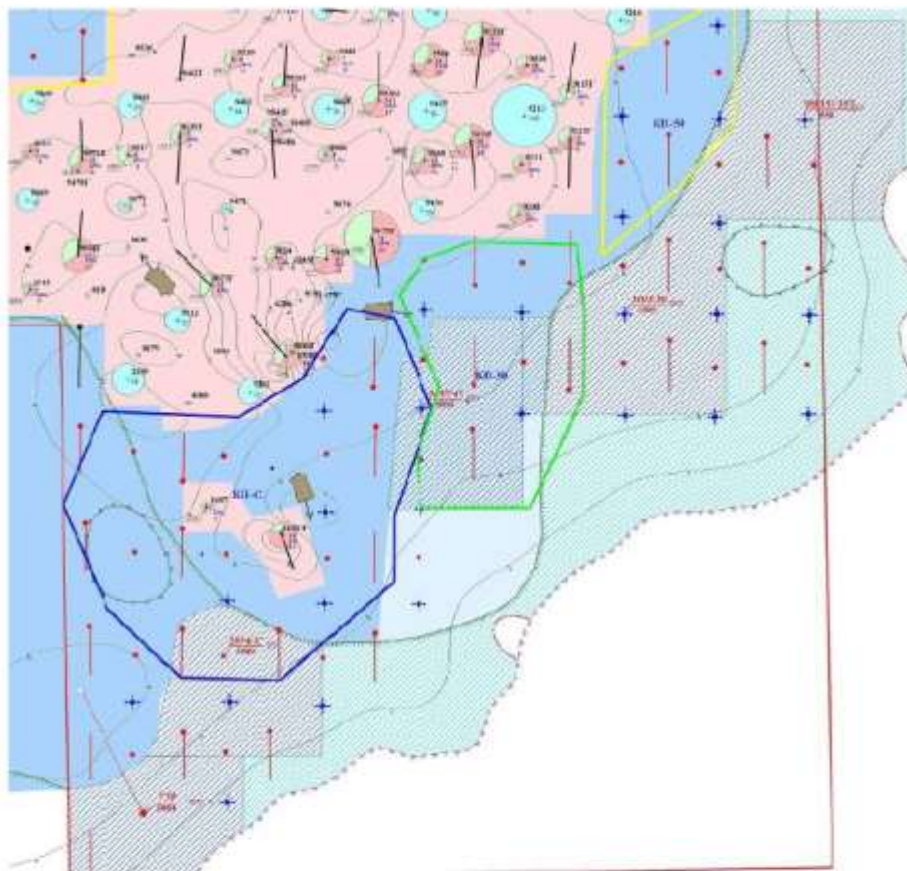
Геологические особенности:

- этаж нефтеносности порядка 450 м.
- клиноформное строение пластов сортымской свиты
- большая степень геологической неоднородности
- изменчивость ФЕС по площади и разрезу

- 8 пластов, 11 залежей (Aч₉¹, Aч₉², Aч₁₀, Aч₁₀¹, Aч₁₀², Aч₁₁, Aч₁₂¹⁻², YOC₁¹) отнесены к ТРИЗ
- Доля запасов нефти в промышленной категории (A+B1) – **72,1 %**;
- **Суммарно в коллекторах с проницаемостью < 2 мД сосредоточено 89 598 тыс. т;**
- Доля запасов ТРИЗ от НГЗ – **54 %**;
- Доля запасов ТРИЗ категории A+B1 – **68,4 %**

Результаты технико-экономических расчетов

Известные проектные решения ПТД 2018 г



Особенности разработки:

Ультранизкая проницаемость < 2 мД

Низкая эффективность существующей системы ППД

Высокие темпы падения дебитов жидкости добывающих скважин $> 40\%$

Работа скважин в периодическом режиме

Предложения по корректировке проектных решений:

Поддержание режима Авто-ГРП в нагнетательных скважинах

- Увеличение протяженности горизонтальных стволов до 800 метров
- Увеличение количества стадий ГРП до 10 ед.
- Сближение зон закачки и отбора до 400 метров
- Организация рядной системы разработки

1. Показан факт преобразования порового коллектора в коллектор порово-трещинного типа при интенсивной разработке с применением гидравлического разрыва пластов и репрессиях на пласт превышающих предел прочности пород на разрыв при нагнетании рабочего агента.
2. Дальнейшее повышение эффективности разработки ультранизкопроницаемых коллекторов связано с совершенствованием методов исследования, прогнозирования и моделирования для использования результатов динамического преобразования порового пространства – системы каналов низкого фильтрационного сопротивления (КНФС) в качестве элемента системы разработки.
3. Полноценное использование КНФС в качестве элемента системы разработки, сделает возможным очередной «прорыв» в разработке ультранизкопроницаемых ТРИЗ, сопоставимый с внедрением горизонтальных скважин с МГРП.



Всегда в движении!



Геолого-физическая характеристика и текущая выработка объектов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Параметры	Ач4	Ач6	ЮС1	ЮС1	Ач	ЮС1	ЮС1	ЮБ1
Стадия разработки	1	1	1	1	1	2	3	3
Тип коллектора	ПОРОВЫЙ							
Геологические запасы, тыс.т	47108	23679	26271	22459	71750	25614	97197	104838
Проектный КИН, д.е.	0,291	0,244	0,294	0,264	0,282	0,330	0,285	0,351
Эфф. нефтенас. толщина, м	5,0	8,2	2,8	3,6	14,3	4,1	2,8	2,8
Коэфф. пористости, доли ед.	0,160	0,160	0,150	0,144	0,160	0,150	0,150	0,150
Коэфф. нефтенасыщенности, доли ед.	0,560	0,500	0,540	0,520	0,408	0,570	0,540	0,540
Проницаемость, 10^{-3} мкм²	1,03	0,45	1,04	1,9	1,9	0,80	5,1	2,4
Расчлененность, ед.	6	14	4	5	12,8	4,9	4	4
Начальное пластовое давление, МПа	27	27	29,4	28,6	27,6	28	29,4	29,4
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа·с	0,73	0,73	0,61	0,821	0,65	0,85	0,61	0,61
Давление насыщения нефти газом, МПа	13,5	13,5	13,4	11,2	8	10,0	13,4	13,4
Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	10,4	1,3	11,1	12,5	1,0	9,8	60,5	45,1
Среднегодовая обводненность, %	53,6	58,7	35,1	56,1	85,8	41,2	85,4	74,3
Соотношение доб/нагн скважин	2,9	2,1	2,1	2,6	5,8	2,9	2,6	2,0
Накопленная компенсация, %	88,6	133,4	143,2	209,0	77,9	105,5	111,2	143,1

Лицензионные участки НДД по группам, перешедших с 01.01.2019

