

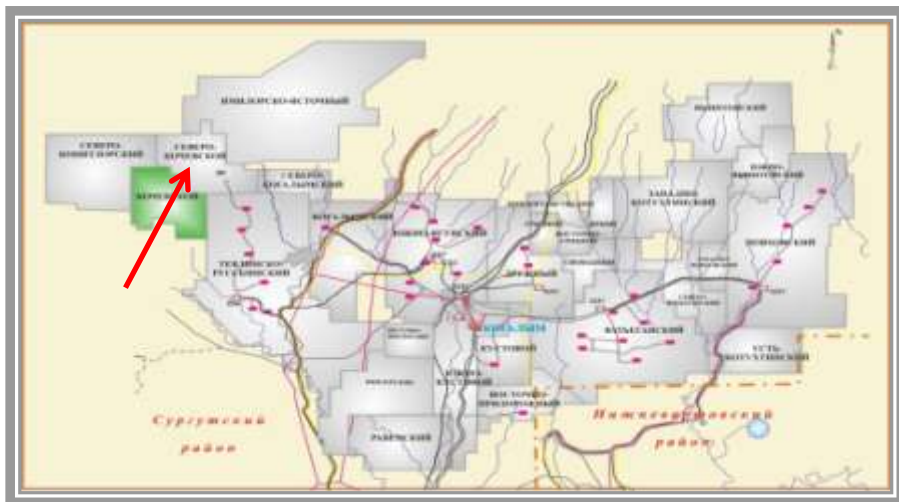
**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
И КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ
МОДЕЛИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ
КОЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ЗАПАСЫ
КОТОРЫХ ОТНЕСЕНЫ К КАТЕГОРИИ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ**

24-26 сентября 2019 г.

Аржиловская Наталья Георгиевна, Д.С. Баймухаметов,
В.С. Дручин, П.В. Хлызов
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени,
М.Р. Мазитов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Общие сведения о Кочевской группе месторождений

Кочевское, Северо-Кочевское, Северо-Конитлорское, ЗСНГП, расположены в Сургутском районе ХМАО



ОТКРЫТЫ:

1979 г. Кочевское

1984 г. Северо-Кочевское

1986 г. Северо-Конитлорское

ВВЕДЕНЫ В РАЗРАБОТКУ:

1995 г. Северо-Кочевское

2000 г. Кочевское

2003 г. Северо-Конитлорское

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ:

2008 г. Северо-Конитлорское

2009 г. Северо-Кочевское, Кочевское

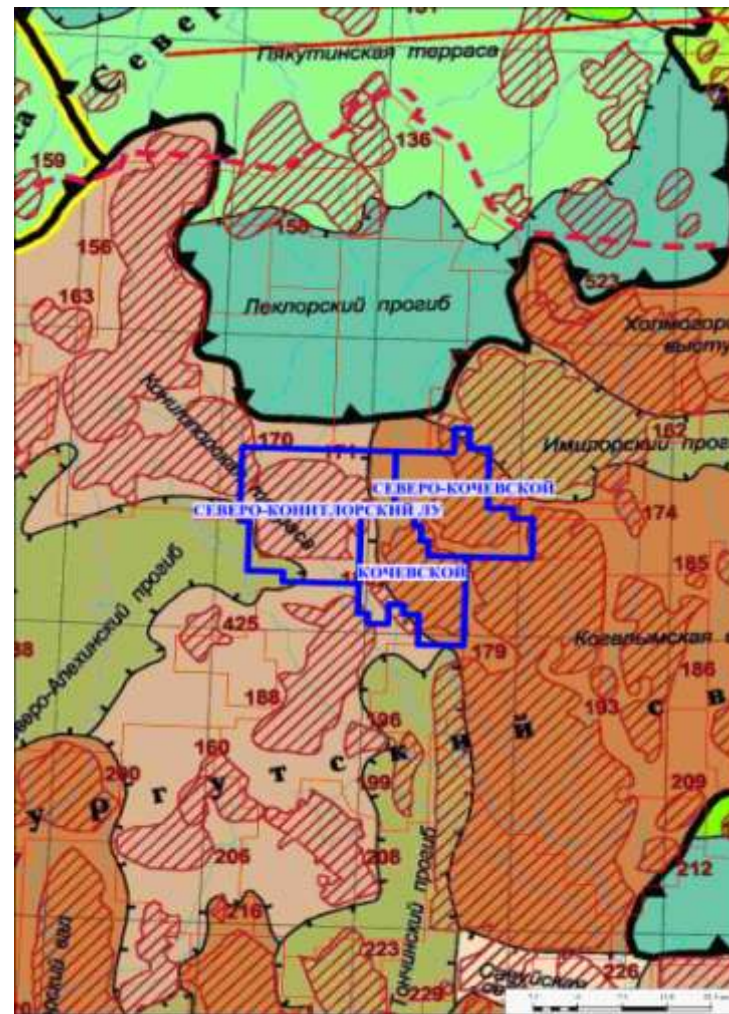
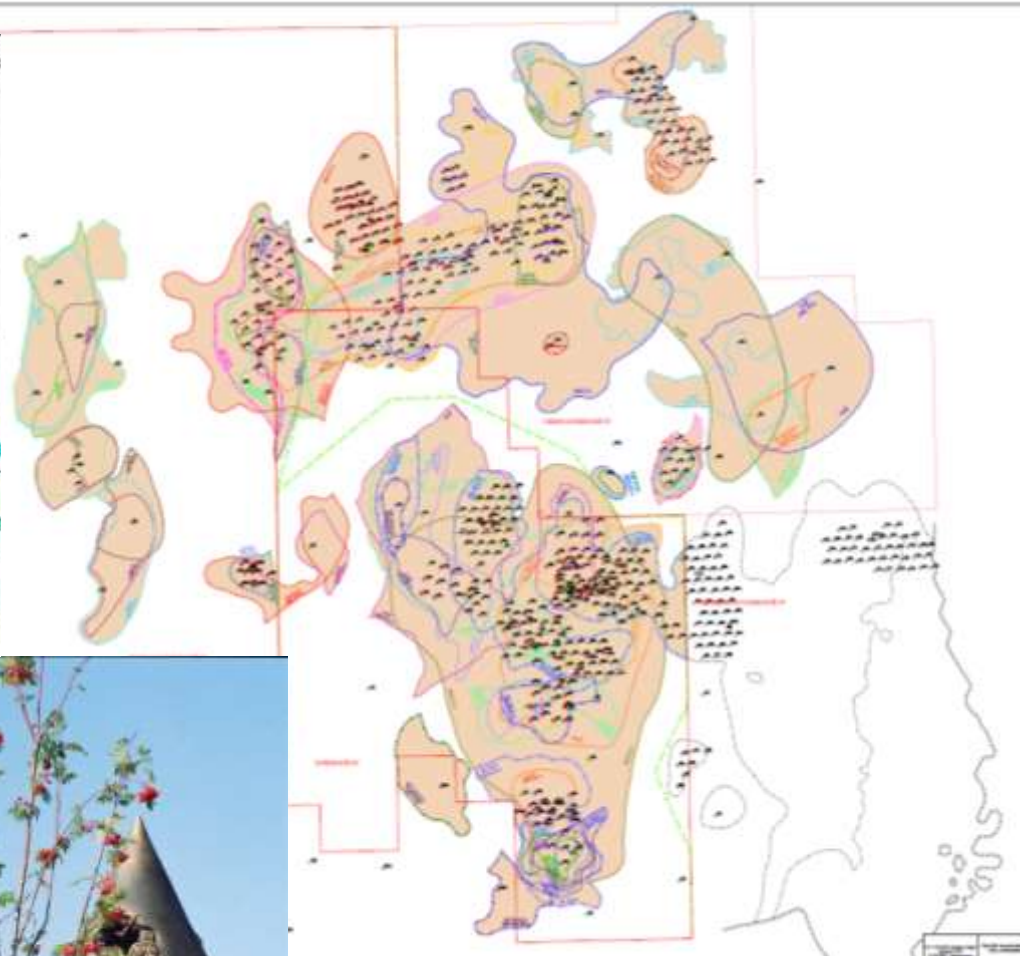
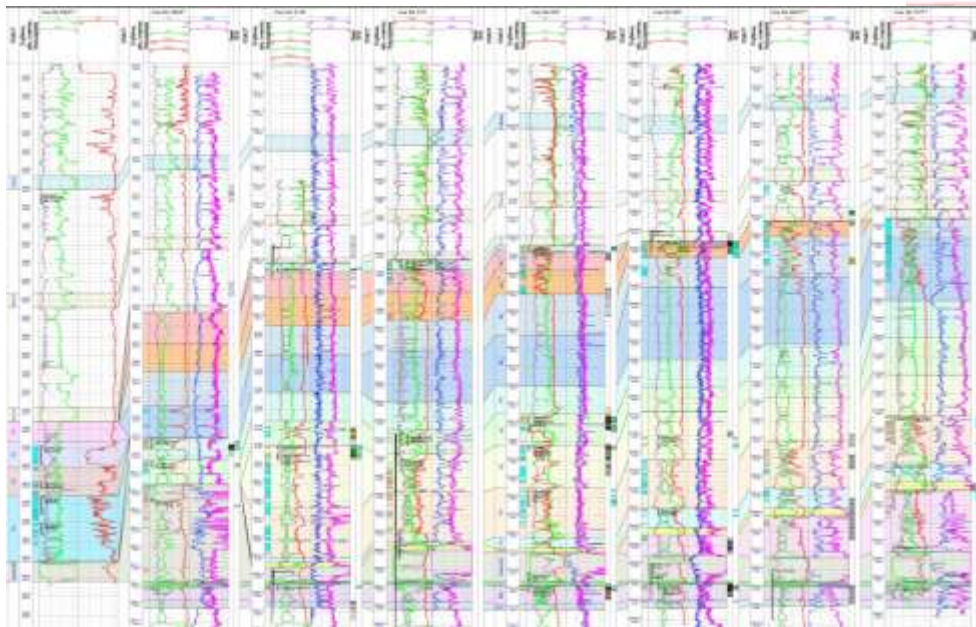


Схема совмещённых контуров нефтеносности Кочевской группы месторождений



Продуктивные отложения приурочены к четырём нефтегазоносным комплексам:
неокомскому – пласты горизонта БС10
ачимовскому – пласты Ач₂₋₁₂
баженовскому – пласты горизонта ЮС0
васюганскому – пласт ЮС₁¹



Этапы жизни Кочевского месторождения



1979 г.

Открытие месторождения скважиной 52П, при опробовании пласта ЮС₁¹ получен приток нефти дебитом 10,1 м³/сут при СДУ 858 м

1996 г.

Ввод в пробную эксплуатацию по «Проекту пробной эксплуатации»

2000 г.

Ввод в разработку. В 1998 г. составлена «Технологическая схема разработки», утвержденная Минэнерго России в 2000 г. (протокол № 2578 от 26.04.2000 г.)

2009 г.

Первый подсчёт запасов УВ Кочевского месторождения по данным бурения 15 поисково-разведочных и 135 эксплуатационных скважин Кочевского месторождения (протокол ГКЗ № 1843 от 09.04.2009 г.)

2018 г.

Разработка действующего проектного документа «Дополнение к технологической схеме разработки Кочевского нефтяного месторождения ХМАО-Югры Тюменской области», утвержденного ЦКР Роснедр по УВС (протокол № 91-18 от 28.11.2018 г.).

2009-
2018 гг.

Оперативный подсчет запасов. Переоценка запасов (**14 раз**) Кочевского месторождения выполнялась в связи с изменением его геолого-геофизической изученности, повышением категоричности запасов УВС, отнесением части запасов к категории ТРИЗ

2016 -
2021 гг.

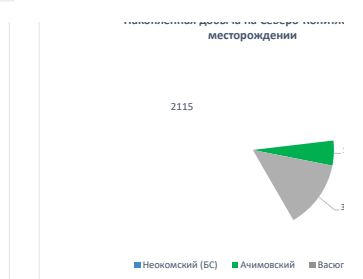
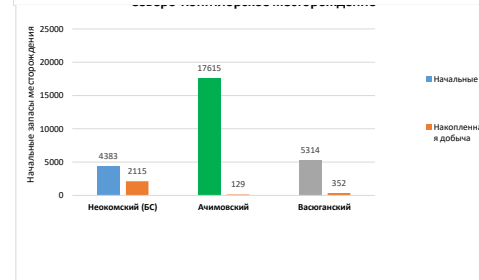
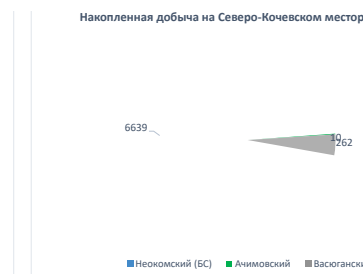
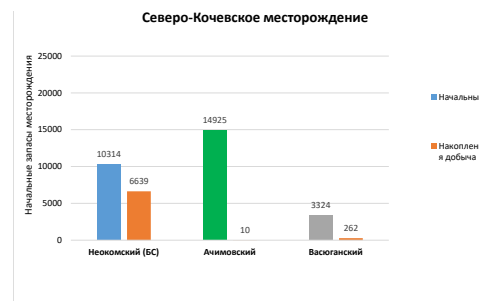
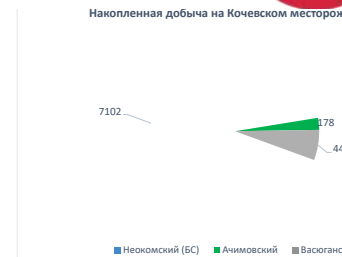
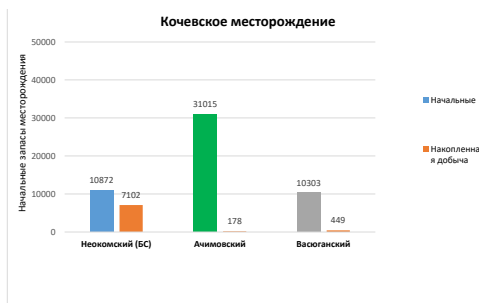
Подсчёт геологических запасов нефти и растворённого газа и компонентов Кочевского месторождения в процессе реализации программы доизучения строения ачимовской толщи месторождения

Состояние разработки месторождений Кочевской группы



BC_{10} – высокодебитные пласты
 $ЮС_1^1$ – среднедебитный пласт
 $Ач_{2-12}$ – низкодебитные пласты

Практически 100% эксплуатационного фонда скважин на пласты ачимовской толщи и $ЮС_1^1$ вводятся с применением гидроразрыва пласта



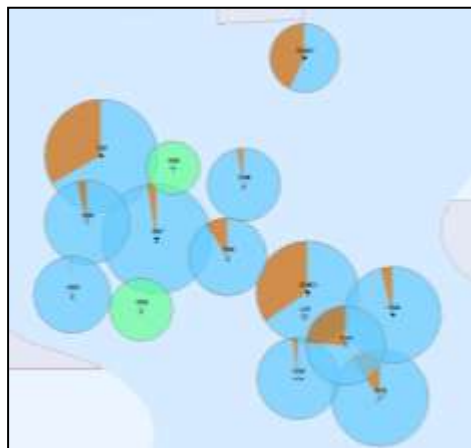
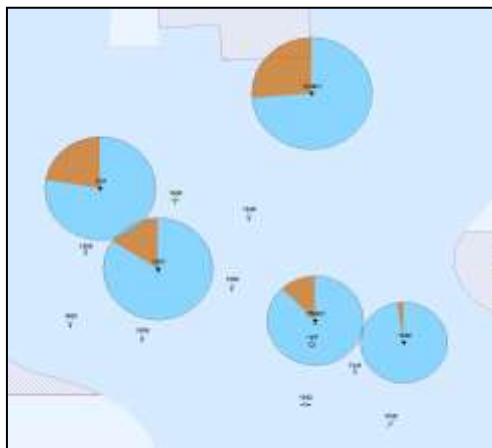
Распределение запасов нефти и накопленной добычи по нефтегазоносным комплексам Кочевской группы месторождений (голубой – некомский НГК, зелёный – ачимовский; серый – васюганский нефтегазоносные комплексы, коричневый – накопленная добыча нефти)

Показатели работы скважин по объекту Ач Кочевского месторождения

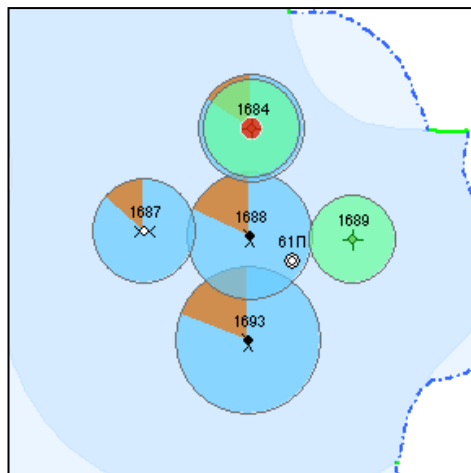
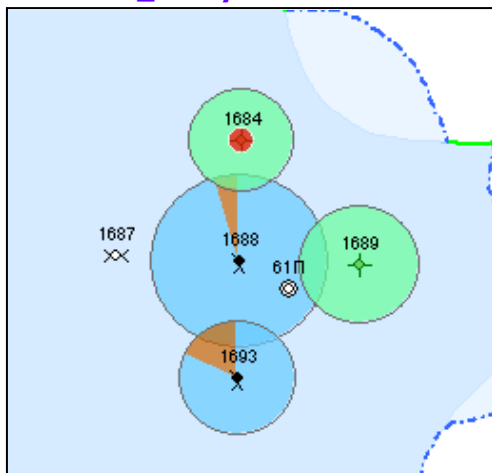
Карта текущего состояния разработки на 01.01.2019 г.

Карта накопленных отборов на 01.01.2019 г.

Участок_1 – кусты 10, 15



Участок_2 – куст 20



Начало эксплуатационного бурения – 2013 год

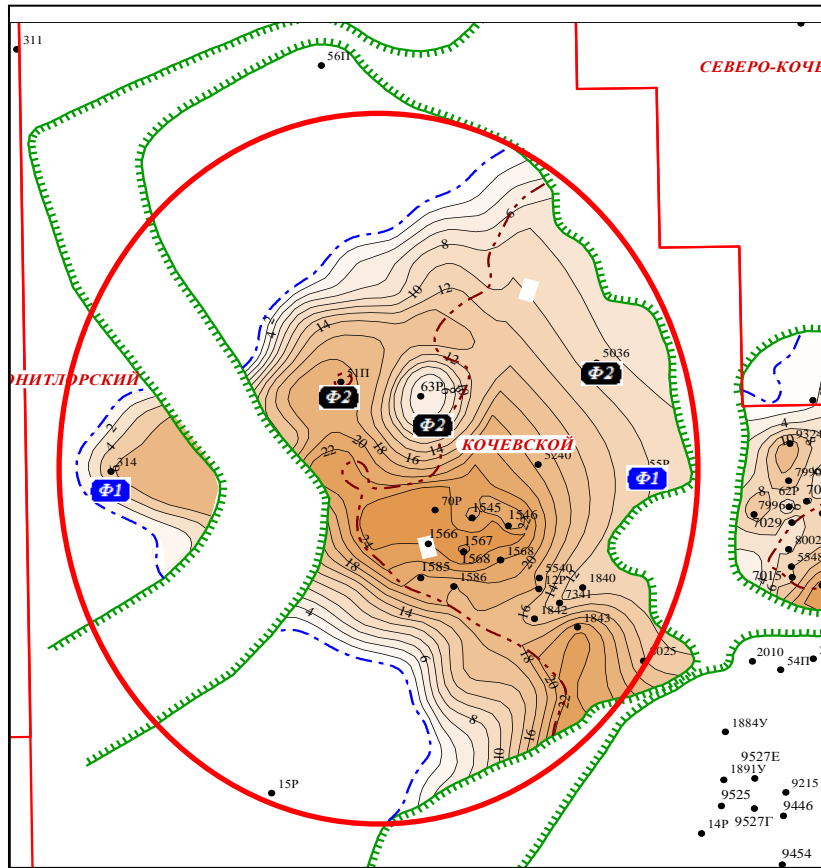
Перебывало в эксплуатации - 24 скважины, из них в добыче – 20, в нагнетании – 4.

Действующий фонд на 01.01.2019 г. – 11 скважин, в т.ч. в добыче – 8, в нагнетании – 3.

Скв№	Дата ввода	входные показатели / 3 месяца/			Текущие показатели /на дату остановки/			Добыча нефти за 2017 год, тыс.т	Накопленные показатели, тыс.т		ВНФ, т/т
		qn, т/сут	qж, т/сут	fv, %	qn, т/сут	qж, т/сут	fv, %		Добыча нефти	Добыча жидкости	
действующие на 01.01.2018											
5540У	12.2005	7,2	50,4	85,7	3,3	27,1	87,8	0,8	43,6	125,3	124
70Р	04.2008	15,7	71,2	78,0	8,0	35,6	77,5	3,0	40,8	122,4	121
1850	05.2002	11,5	16,0	27,8	1,8	10,6	83,5	1,1	32,3	83,6	83
5240У	06.2005	11,4	15,1	24,8	11,0	41,8	73,6	0,8	7,7	18,0	17
1693	12.2013	18,3	53,3	65,8	2,7	14,8	81,9	0,4	7,2	37,2	36
1688	11.2013	8,5	28,1	69,7	1,6	35,9	95,6	0,6	5,2	28,7	28
1840	12.2010	2,3	45,9	95,0	0,5	21,7	97,5	0,1	2,7	65,5	65
1567	04.2014	3,0	50,8	94,0	5,6	35,4	84,2	0,5	0,9	32,1	31
в неработающем фонде /либо переведены на другие объекты/											
7341	11.2005	13,0	76,1	83,0	1,0	46,0	97,8	0	8,8	37,0	36
63Р	02.2016	14,6	35,3	58,5	10,6	25,0	57,7	0,5	4,9	10,7	10
1843	12.2005	2,8	32,8	91,5	0,2	25,2	99,2	0	4,8	47,8	47
1687	11.2013	4,0	23,2	82,7	0,2	13,6	98,5	0,06	2,5	18,0	17
1568	01.2014	10,8	41,5	73,9	0,4	17,9	97,7	0,08	1,9	20,7	20
5548У	03.2006	2,5	2,7	9,1	0,0	4,1	98,8	0	1,2	8,5	8
1684	12.2013	4,7	21,8	78,2	0,7	8,6	92,2	0	0,8	4,9	4
1566	05.2014	2,8	40,0	93,1	0,02	8,7	99,7	0	0,6	17,6	17
60Р	08.2006	3,0	57,7	94,8	0,8	32,6	97,5	0	0,4	10,5	9
1546	04.2014	2,1	33,8	93,9	0,2	13,0	98,8	0	0,4	13,3	12
1842	12.2005	0,3	28,4	99,0	0,1	9,6	99,8	0,005	0,3	14,0	13
1585	05.2014	0,7	40,4	98,2	0,03	13,4	99,8	0	0,1	12,5	11
СУММА		139	765	82	49	441	89	7,9	167	728	
Средние		7	38	82	2,4	22	89	0,4	8,4	36,4	35

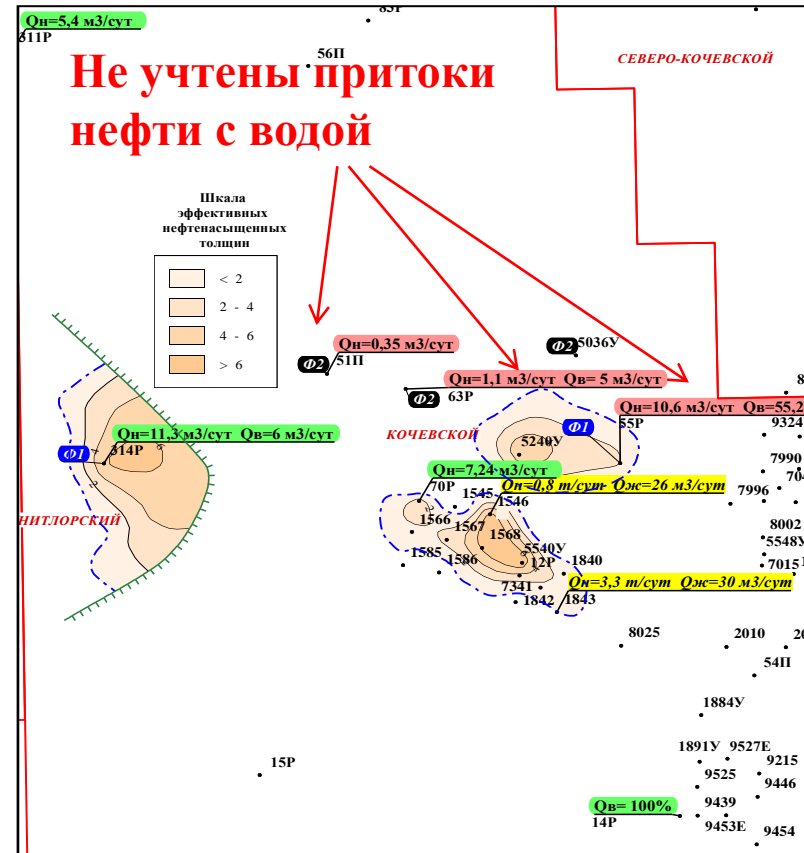
Существующие геологические модели пластов ачимовской толщи Кочевского месторождения

Подсчёт запасов 2009 г.



- Qn=1,0 м3/сут Qв=43,0 м3/сут - Достоверные результаты испытаний
- Qn=2,1 м3/сут - Не достоверные результаты испытаний
- Qжс=43,7 Qвв=95,6% - Входной дебит
- Ф1 - Первоочередные испытания (фаза 1)
- Ф2 - Испытания (фаза 2)

Секторная модель для сопровождения бурения



Фаза 1	Фаза 2
55Р	51П
314Р	63Р
	5036У

Для работ на ачимовских пластах месторождения используется модель в которой запасы значительно меньше, числящихся на Гос. балансе

Изменения геологической модели ачимовской толщи

В модели учтены:

1. Результаты бурения 73-х новых скважин
2. Результаты построения единой сейсмогеологической модели (1000 км²) и работы по приведению к единой индексации пластов ачимовской толщи
3. Результаты эксплуатации скважин
4. Результаты переиспытания скважин (13Р, 14Р, 1567, 1585, 1687, 2010, 5240У, 9454)
5. Изменение петрофизической модели
6. Неподтверждение литологически ограниченных нефтенасыщенных линз толщиной 15-20 м
7. Результаты работ ООО «ИПНЭ» и ОАО «ЦГЭ» по уточнению корреляции и интерпретации ГИС подсчётных объектов Кочевского месторождения
8. Опыт подсчёта запасов соседнего Имилорского месторождения



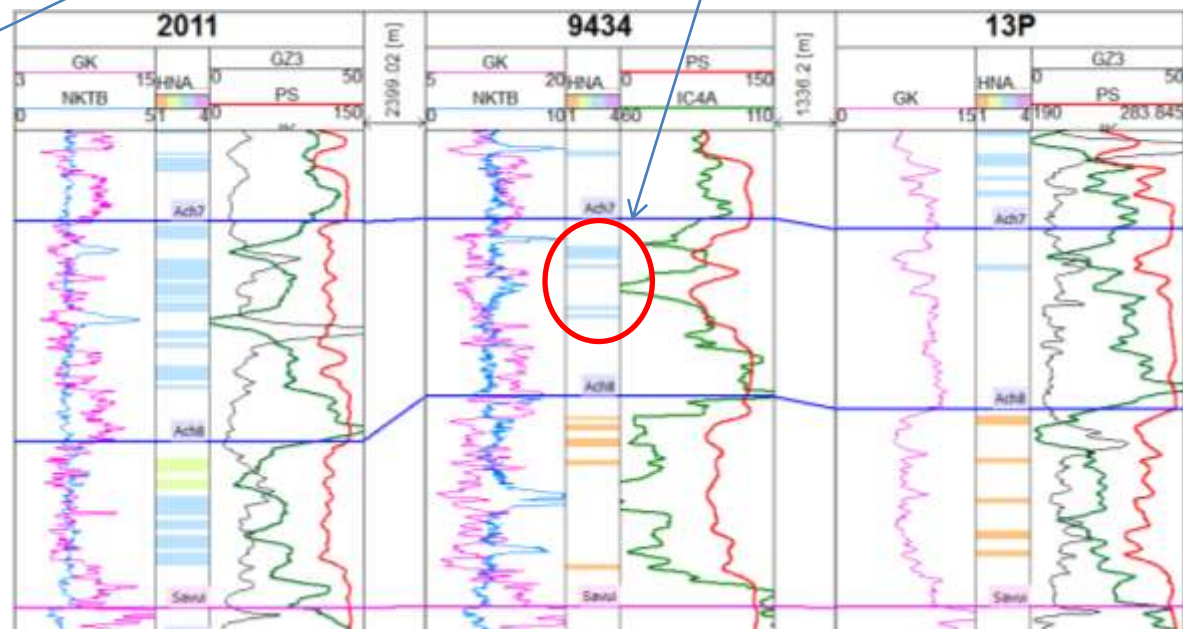
Изменения геологической модели ачимовской толщи

Авторами подсчёта запасов рассмотрены варианты геометризации:

- Пликативный вариант с наклонным уровнем ВНК
- Вариант модели, используемый для сопровождения бурения (залежи выделены лишь в районе скважин, в которых получены промышленные притоки нефти)
- С детализацией разреза для выделения объектов подсчёта запасов (дробление подсчётных объектов)
- Блочный вариант с использованием дизъюнктивных нарушений, ограничивающих участки пласта с разным уровнем ВНК



Скважина 9434,
не подтвердившая зону замещения коллектора



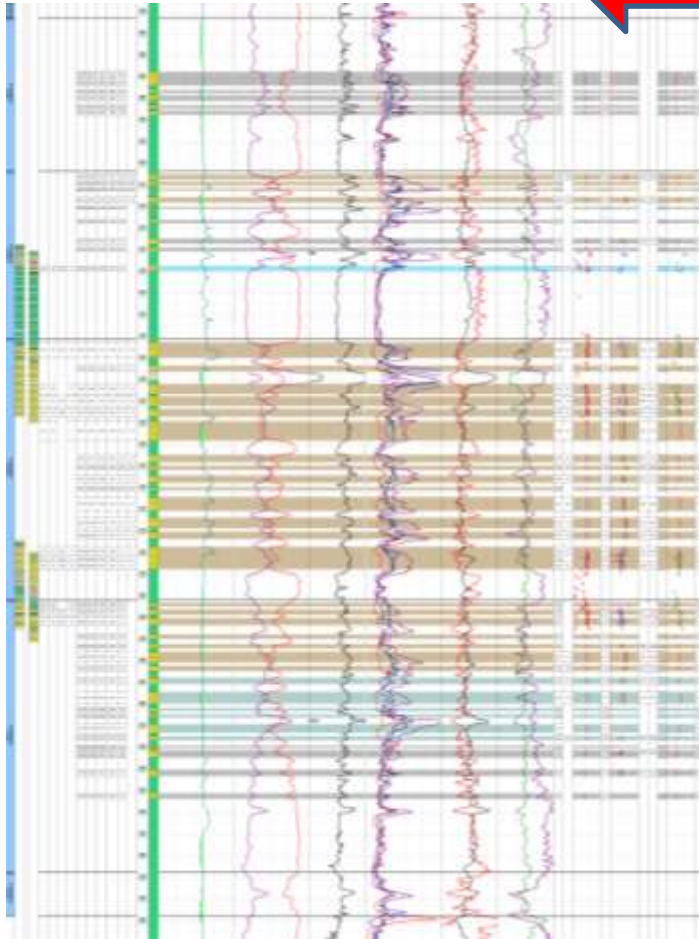
Геофизическая характеристика пластов ачимовской толщи в соседних скважинах

Скважина 70P

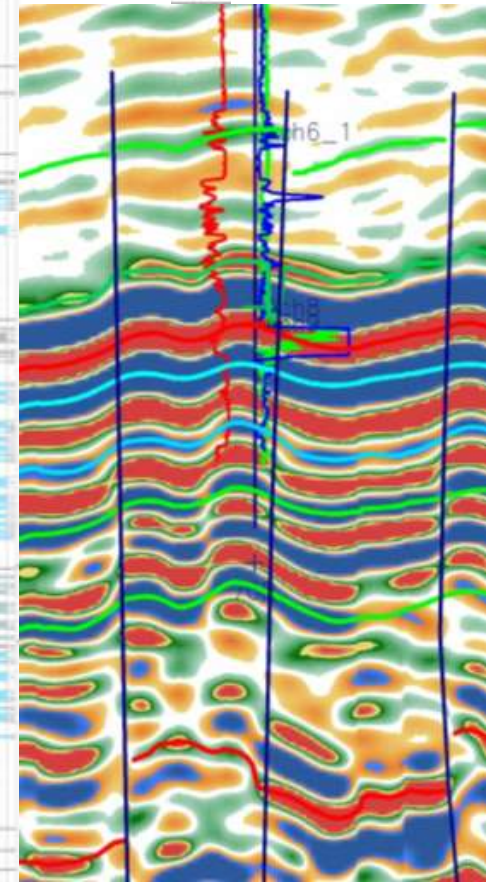


Скважина 1545

Временной сейсмический разрез



500 м

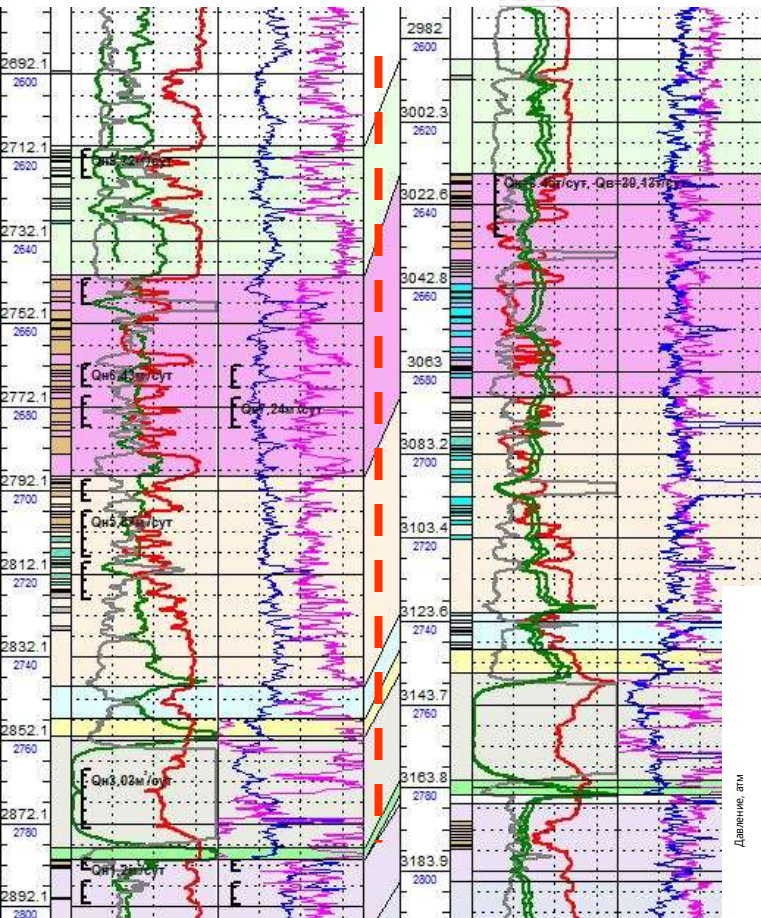


Керн нефтенасыщенный.
Приток нефти при переиспытании

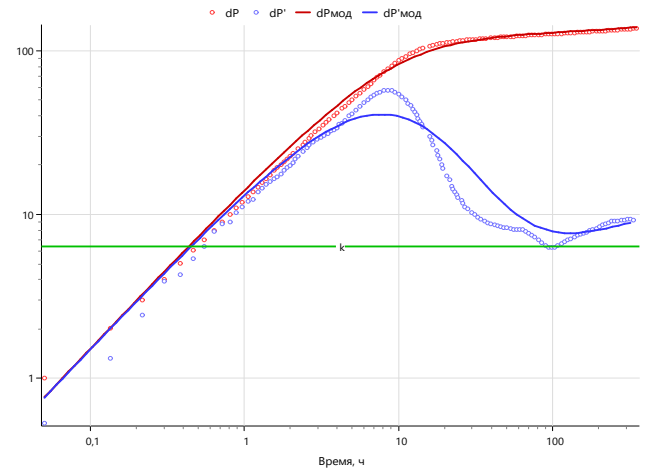
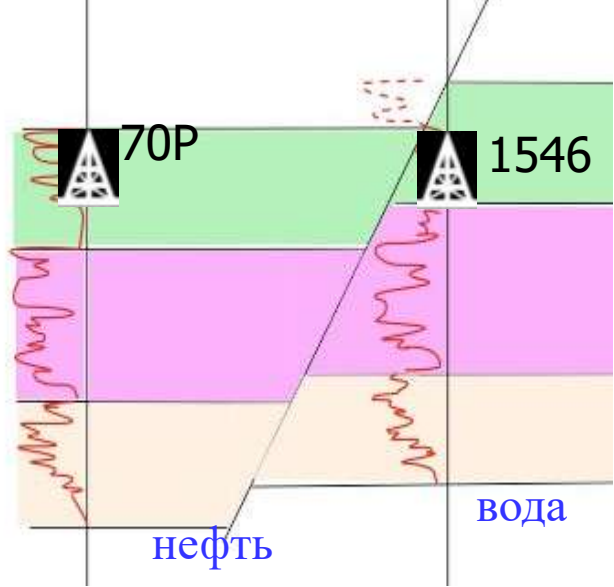
Керн без признаков нефтенасыщения
Все эксплуатационные скважины работают
водой с первыми тоннами нефти

Предполагаемые дизъюнктивные нарушения

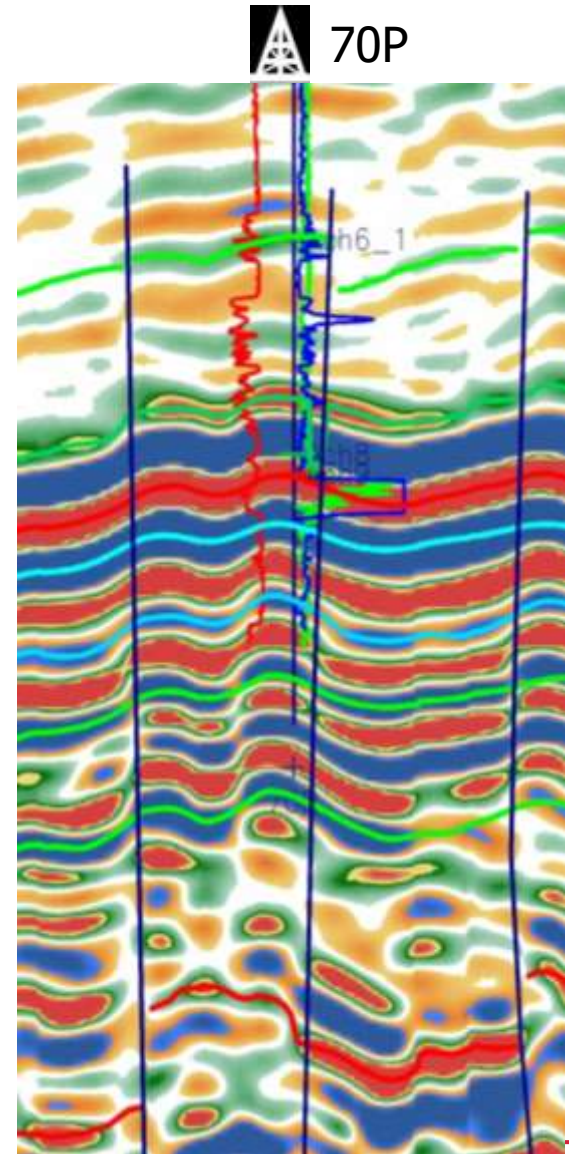
70P **1546**



Схематический геологический разрез



Временной сейсмический разрез



Результаты ГДИ, диагностика разобщения гидродинамической связи соседних скважин

Наличие вертикальных трещин



Слой 1. 2850,30-2851,12 м
(2850,50-2851,32 м)

0,82 м – Алевриты светло-серые, м-кр/з, песчаные, слабо глинистые, карбонатистые (сидеритизированные, содержание карбонатного материала несколько уменьшается с глубиной). Текстура массивная, а на глубине 0,40 м - волнистая слоистая (пластичного течения?) за счет линзочек обогащения СГМ. В верхней части наблюдается закрытая трещиноватость. Контакт резкий, горизонтальный (по кровле прослоя алевритов темно-серых, м/з).

0,82 м от верха.

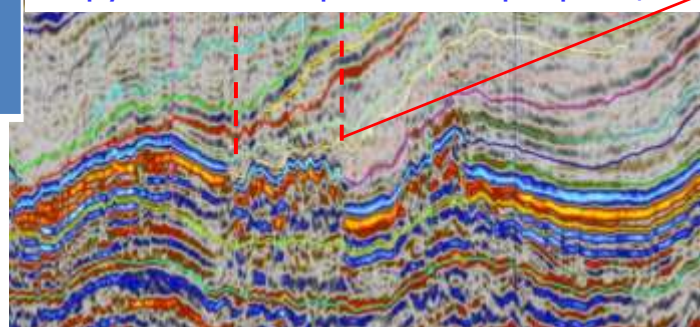
Аналоги, апробированные ГКЗ
Северо-Покачевское, скв.1327.
Пласт Ю1



Имилорское, скв.141У.
Пласт Ю1



АРБС и зоны дизъюнктивных нарушений на временном разрезе,



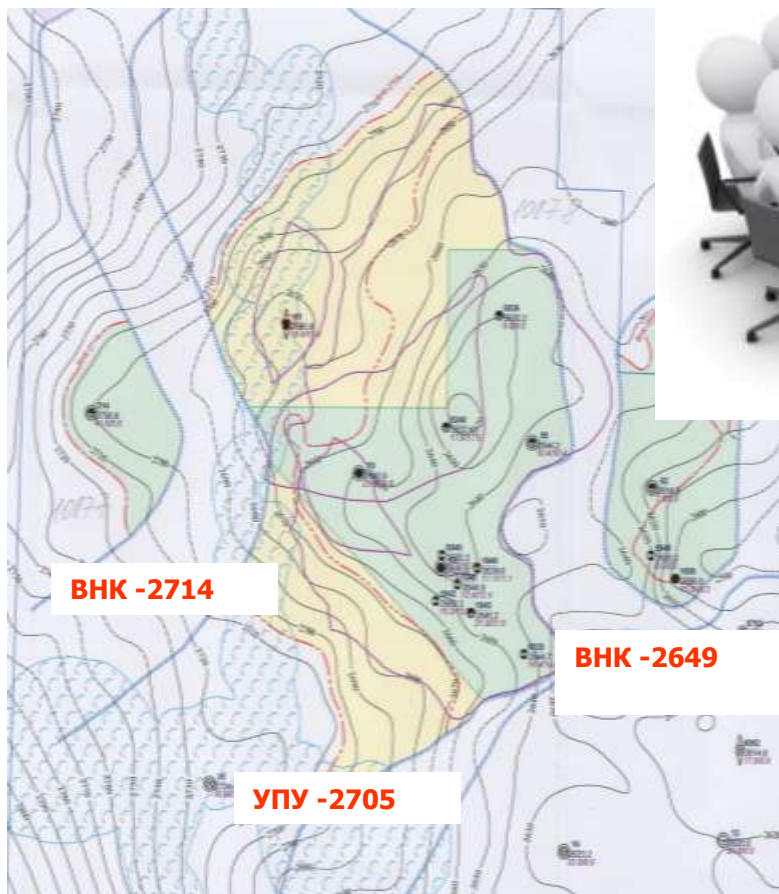
Скважина 82Р. Пласт Ач₆² (Ач₉ по ГБ).
Кочевское месторождение

Трансформация представления о модели на примере залежи р-на скв. 12Р пласта Ач₆² (Ач₆ по подсчёту запасов 2009 г.) Кочевского месторождения

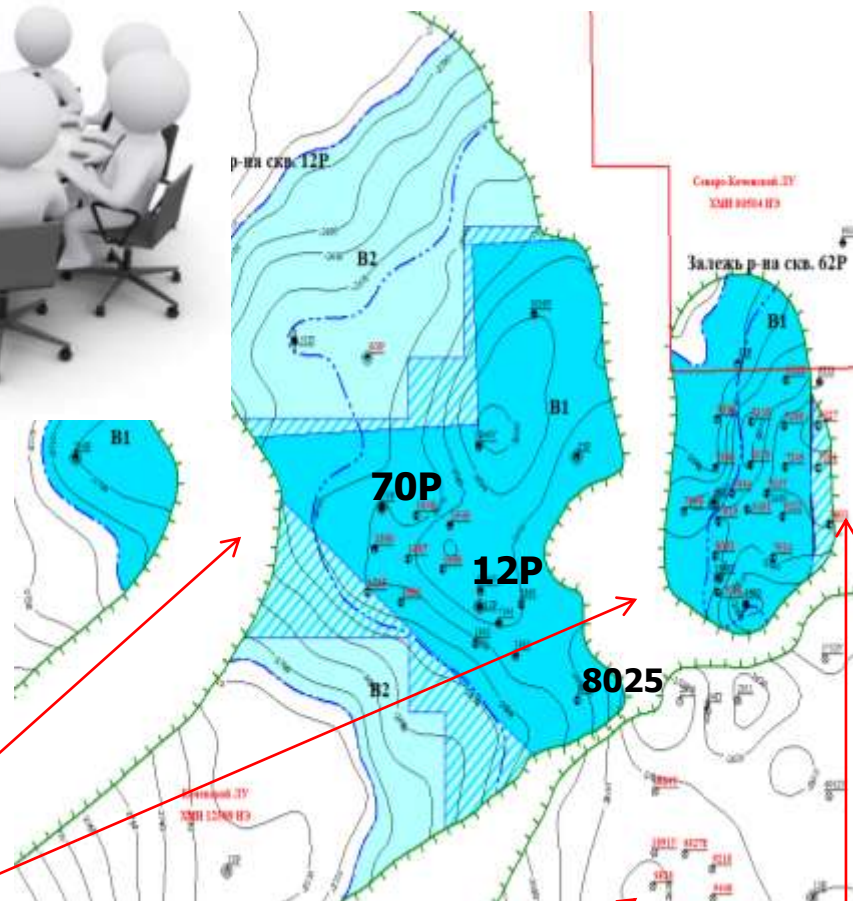


ППЗ 2009 г.

ОПЗ 2018 г.



Средние Н/н толщины в скважинах 10-26 м



«Козьи тропы» на рассмотрении ОПЗ в 2017 г. рекомендовано убрать

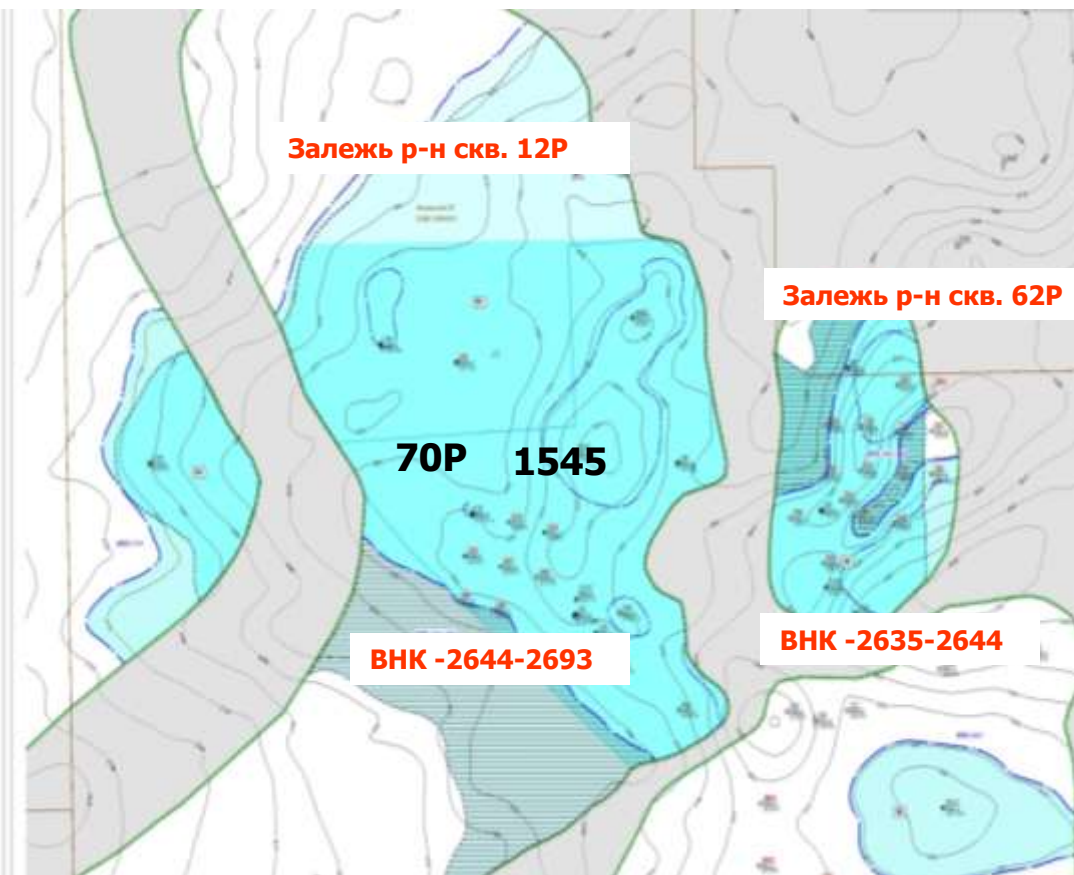
Новые скважины в зонах отсутствия коллекторов вскрыли мощные песчаные пласты

Трансформация представления о модели на примере залежи р-на скв. 12Р пласта Ач₆² (Ач₉ по подсчету запасов 2009 г.) Кочевского месторождения



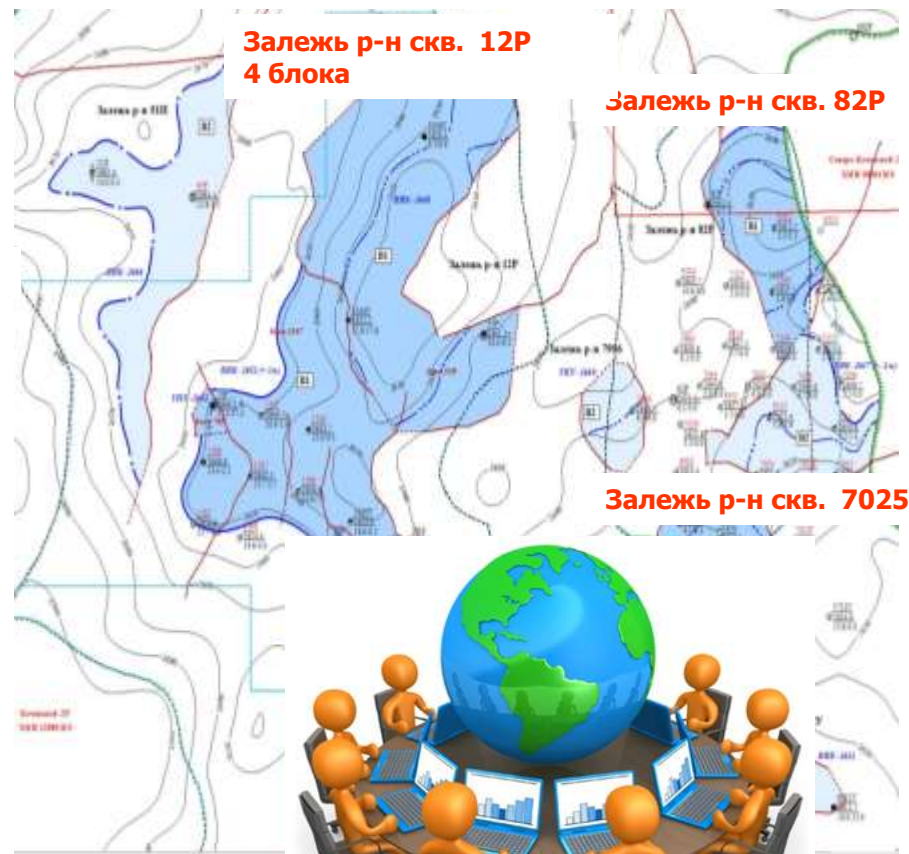
ПЗ 2018 г. Пликативный вариант

Перепад уровня ВНК почти 50 м (не прошел внутреннюю экспертизу)



Скважина 70Р опробована до а.о. -2684,5 м – нефть
Скважина 1585 опробована с а.о. – 2651.6 м – вода
Скважина 1545 по ГИС с а.о. -2666.5 м - вода

ПЗ 2018 г. Блоковый вариант

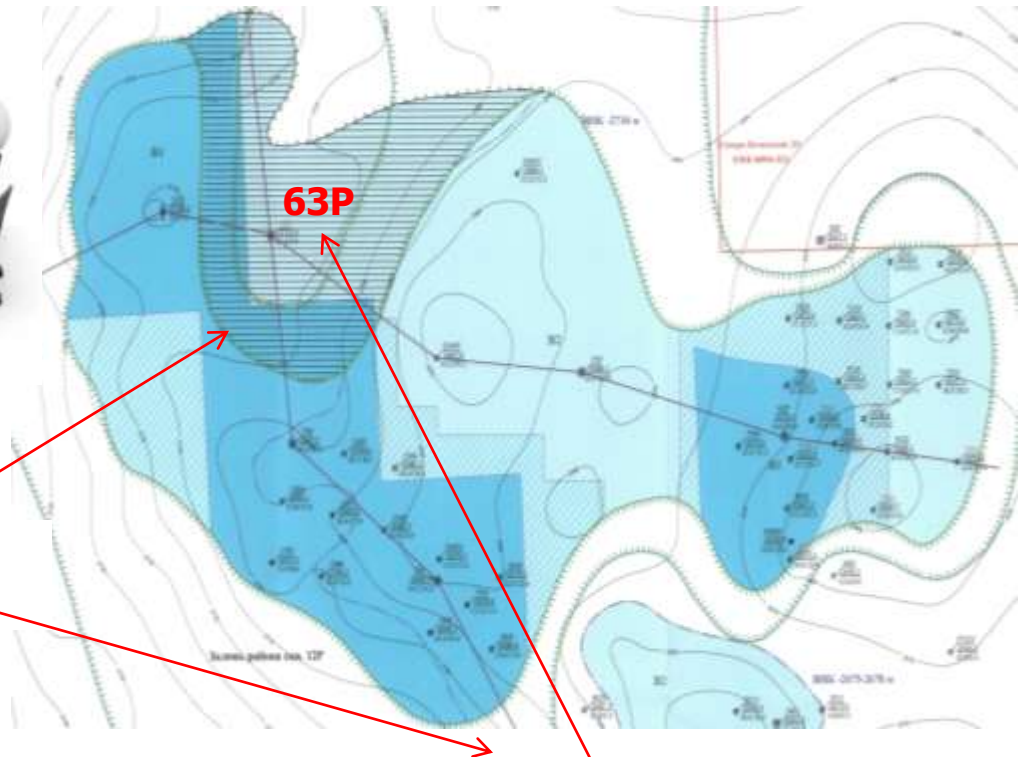
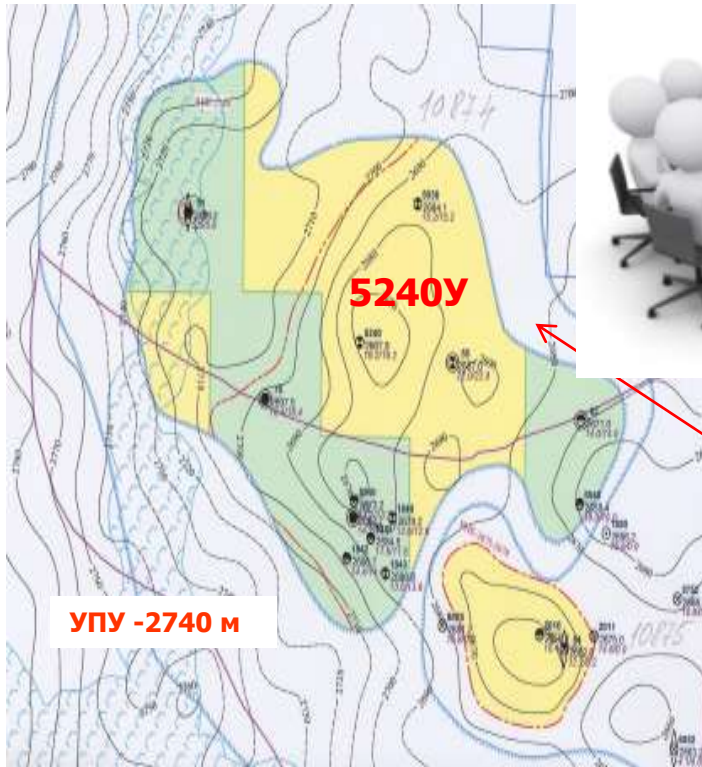


Трансформация представления о модели залежи р-на скв. 12Р на примере пласта Ач₇ (Ач₁₀ по подсчету запасов 2009 г.) Кочевского месторождения



ПЗ 2009 г.

ОПЗ 2018 г.



«Козьи тропы»

Н/н толщины
Скв. 70Р – 18,4 м
Скв. 1842 – 14,4 м,
Скв. 5240У – 19,2 м

Введена в эксплуатацию в 2005 г.
совместно с Ач9, через 5 месяцев дебит
упал до -0,5 т/сут, обв. 86 %

В зоне 12 м нефтенасыщенных толщин пробурена скв. 63Р, при
опробовании получен приток пластовой воды дебитом 29,4 м³/сут

Трансформация представления о модели залежи р-на скв. 12Р на примере пласта Ач₇ (Ач₁₀ по подсчету запасов 2009 г.) Кочевского месторождения

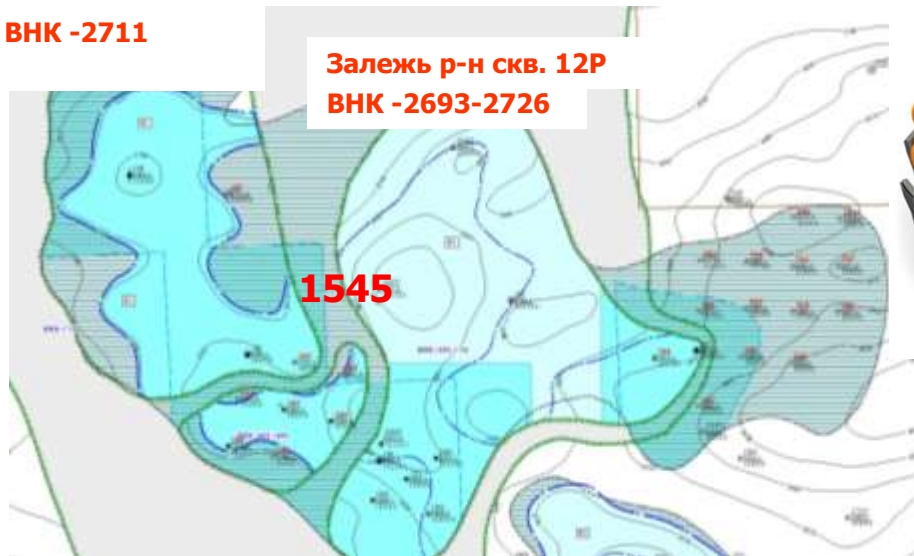


ПЗ 2018 г. Пликативный вариант
Количество «условных» зон отсутствия коллекторов увеличилось

ПЗ 2018 г. Блочный вариант (6 блоков)
Перепад отметок ВНК не более 2 м

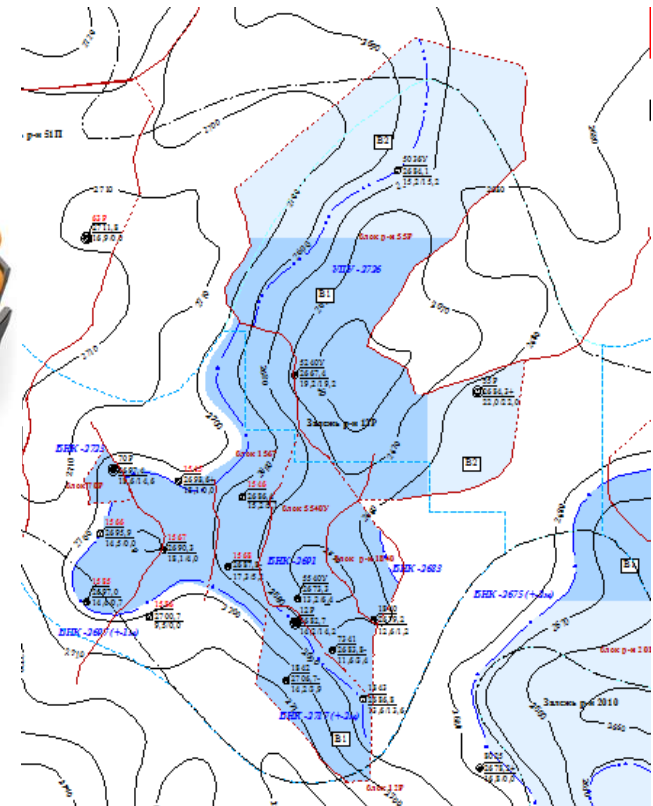
Залежь р-н скв. 51П

ВНК -2711



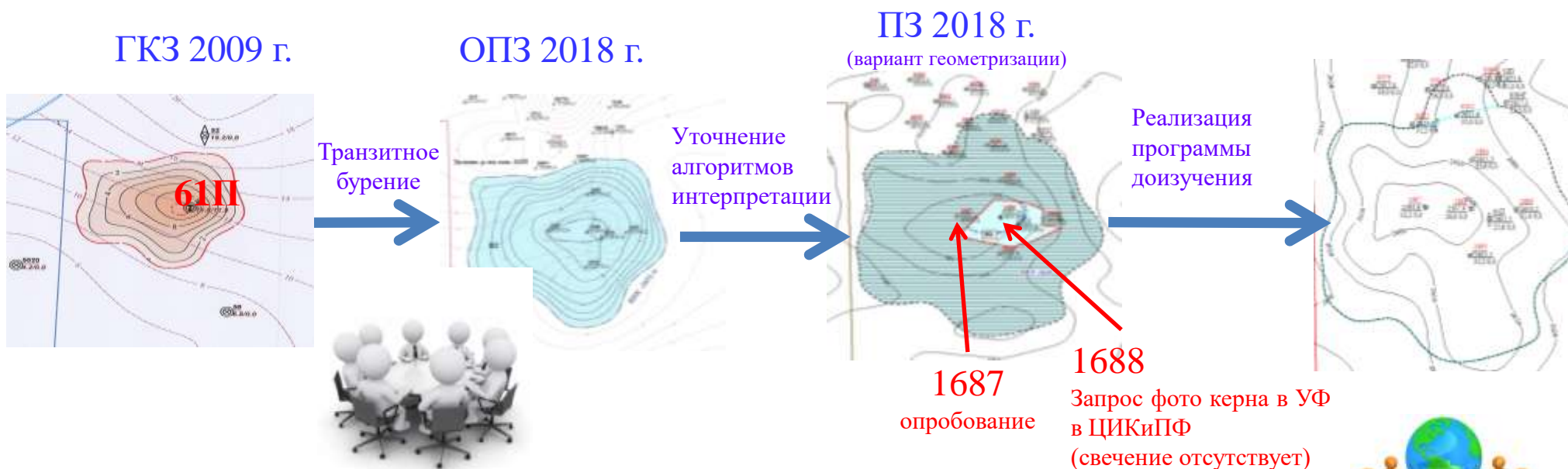
Залежь р-н скв. 1567

ВНК -2691-2698



15 куст - три «работающие» скважины 1567, 1568, 1585
Дебиты начальные 6,6; 5,0; 5,44
Через год 0,02; 0,26; 0,03 т/сут,
обводненность 99,8 %

Пример дополнительных работ по уточнению геологических моделей (пласт Ач₆²)



В 2017 г. скважине 1687 при опробовании пластов Ач₅ и Ач₆² получена пластовая вода дебитами 32 и 8 м³/сут соответственно

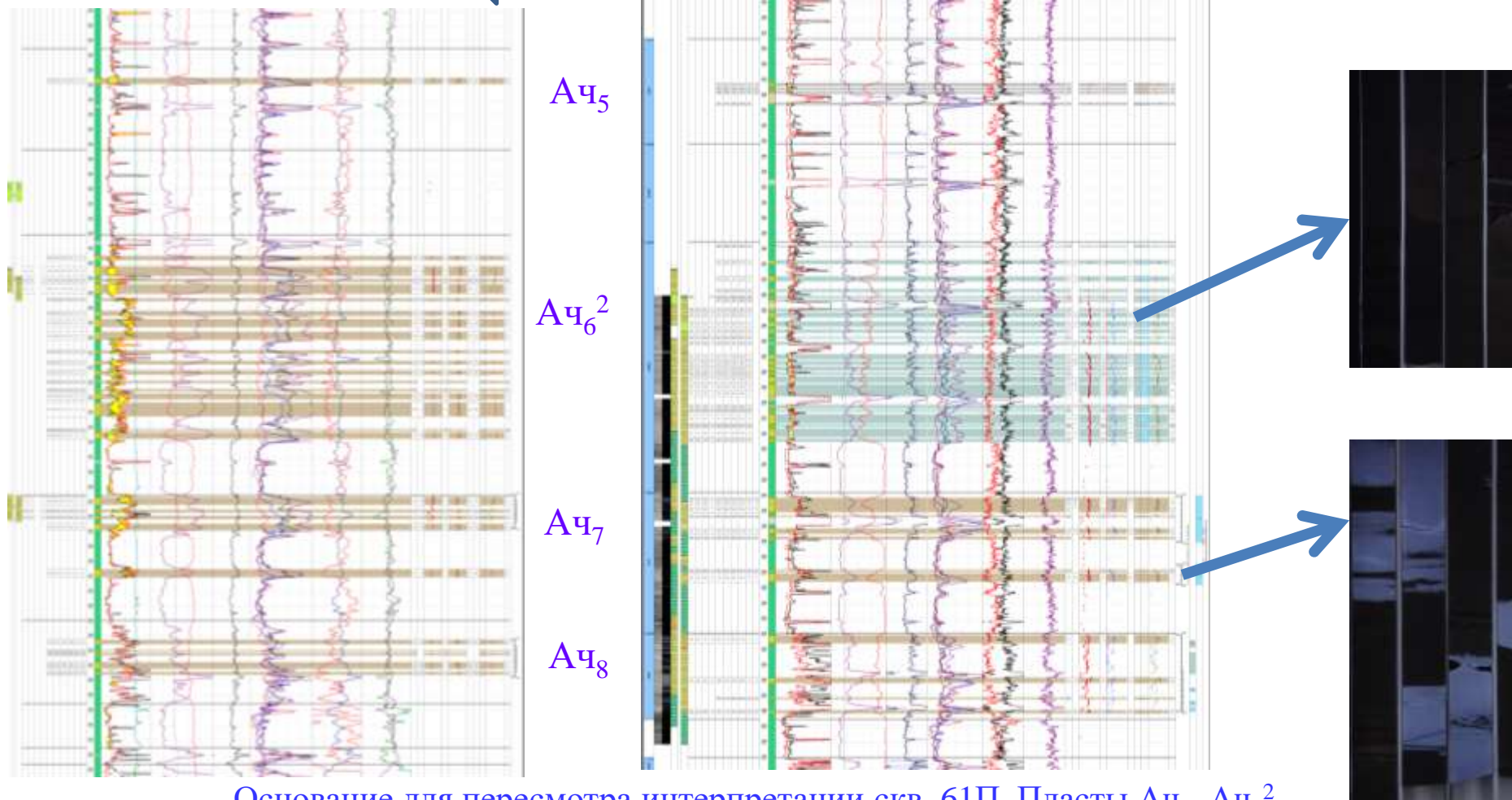
Программа доизучения ачимовских пластов опробованием скважин выполнялась в течение 2017-2019 гг. и будет продолжена. Рекомендованы к опробованию скважины: 7025 (работает на ЮС1, 7031 (получен приток нефти в категории запасов В₂), 7246 (ППД на ЮС1), 7990 (ППД на ЮС1) 7996 (работает на ЮС1 дебитом 1-2 т/сут), 8002 (в бездействии), 9537 (ППД на ЮС1), 5752У





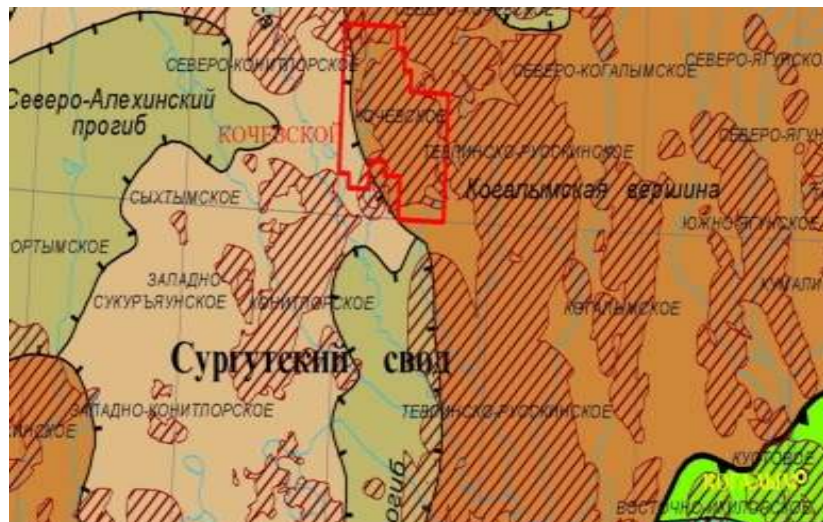
Геофизическая характеристика пласта $Aч_6^2$

Скважина 61П ← 250 м → Скважина 1688



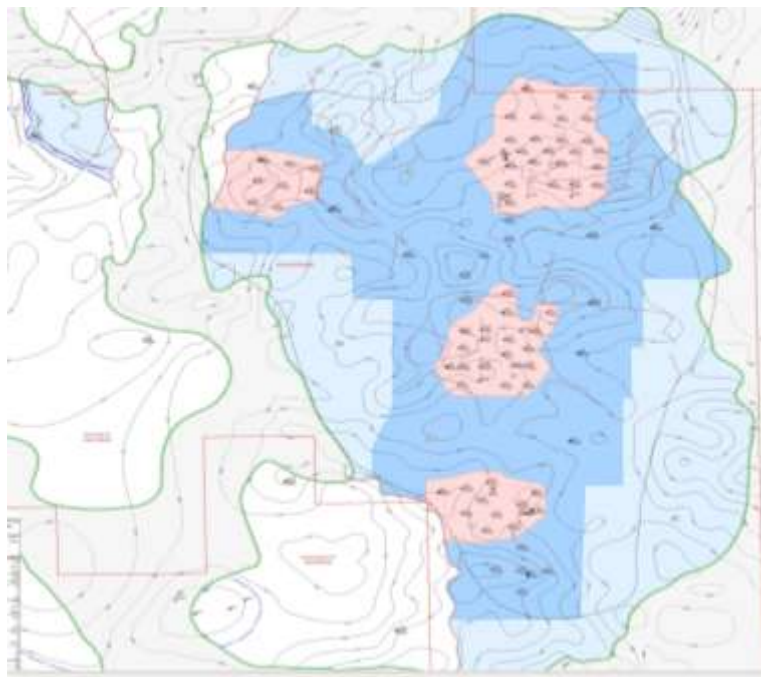
Основание для пересмотра интерпретации скв. 61П. Пласты $Aч_5$, $Aч_6^2$.
При опробовании соседней скважины 1687 получена вода

Блоковая модель ачимовских пластов



- 1) Построена с учетом региональной геологии: тектонические нарушения ориентированы с севера на юг – параллельно границам структур на тектонической карте
- 2) Уровни ВНК субгоризонтальны в пределах блоков и залежей
- 3) Согласована с результатами корреляции ООО «ИПНЭ» 2017 г.
- 4) Структурный каркас использует единую систему дизъюнктивных нарушений по принципу «унаследованности снизу вверх»

Геологическая модель пласта ЮС₁¹

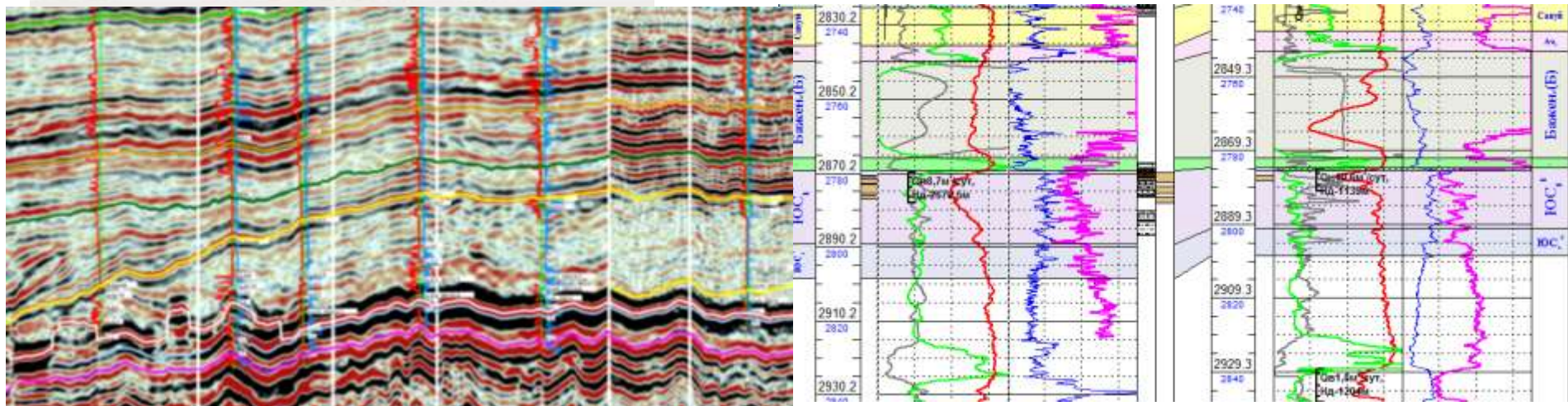


Геологическая модель пласта ЮС₁¹ принципиально не изменилась.

Изменения связаны:

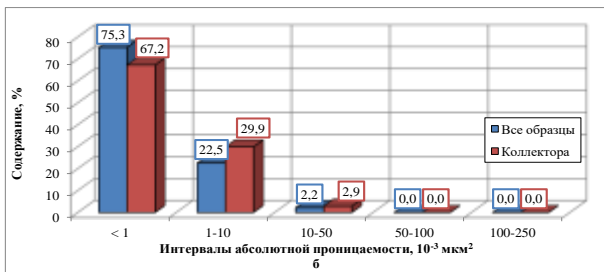
- 1) с уточнением структурного плана;
- 2) с уточнением петрофизической модели (снижение Кн)
- 3) с уточнением подсчётных параметров физико-химических свойств (по данным собственных проб, отобранных из скважин 81Р, 85Р)

Основная залежь контролируется как зоной отсутствия коллекторов, выделенной по материалам СРР, так и дизъюнктивными нарушениями.

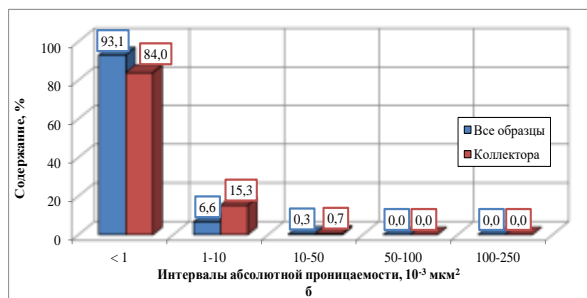


Распределение проницаемости ачимовских отложений Кочевской группы месторождений по керну

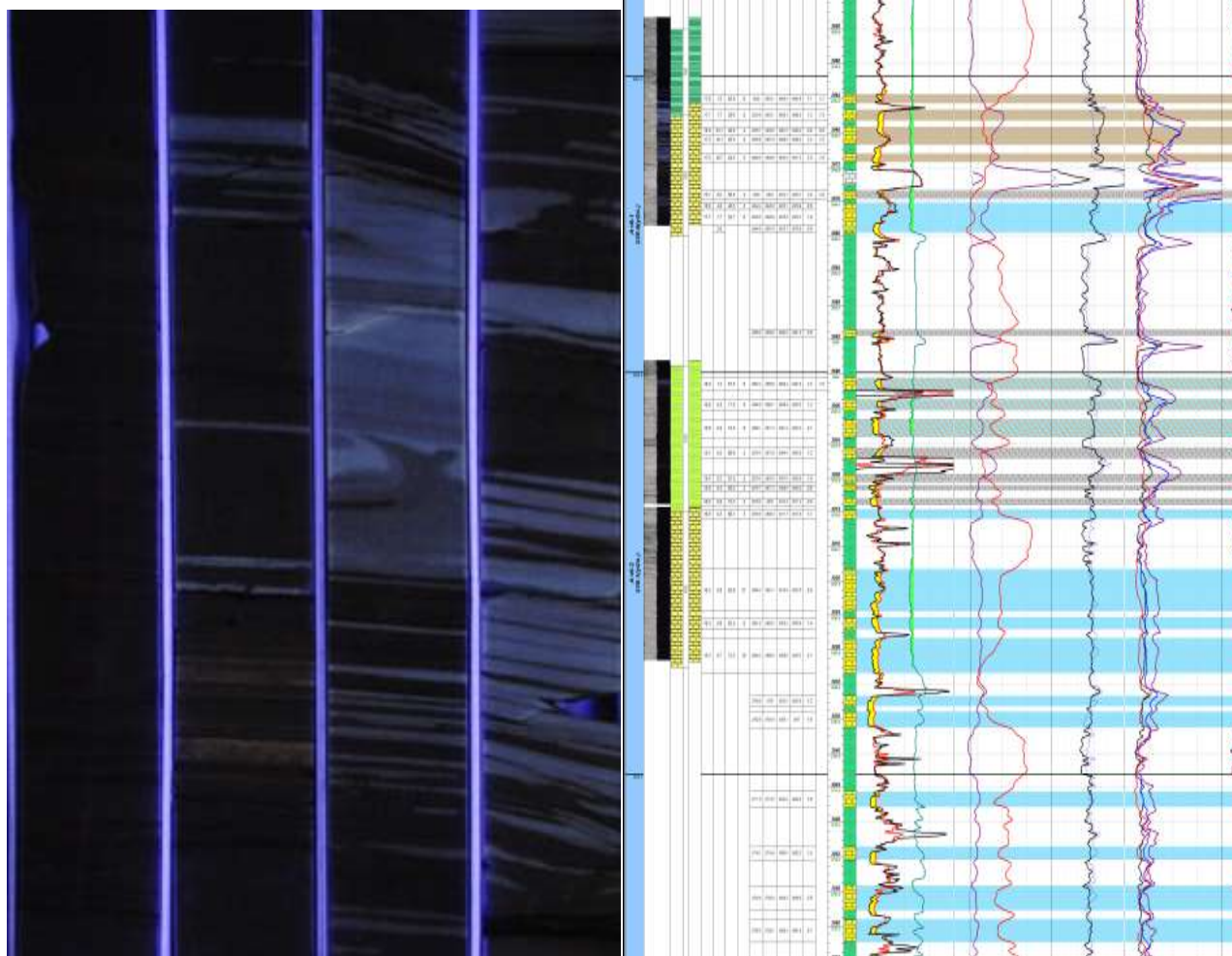
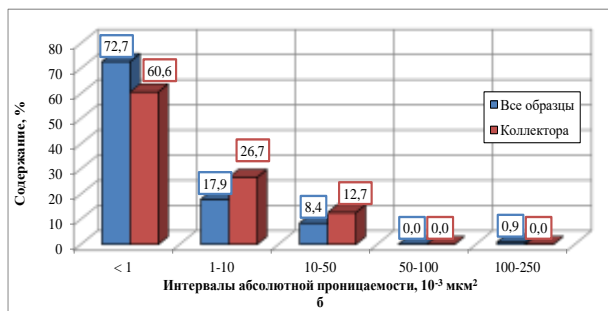
Кочевское



Северо-Кочевское



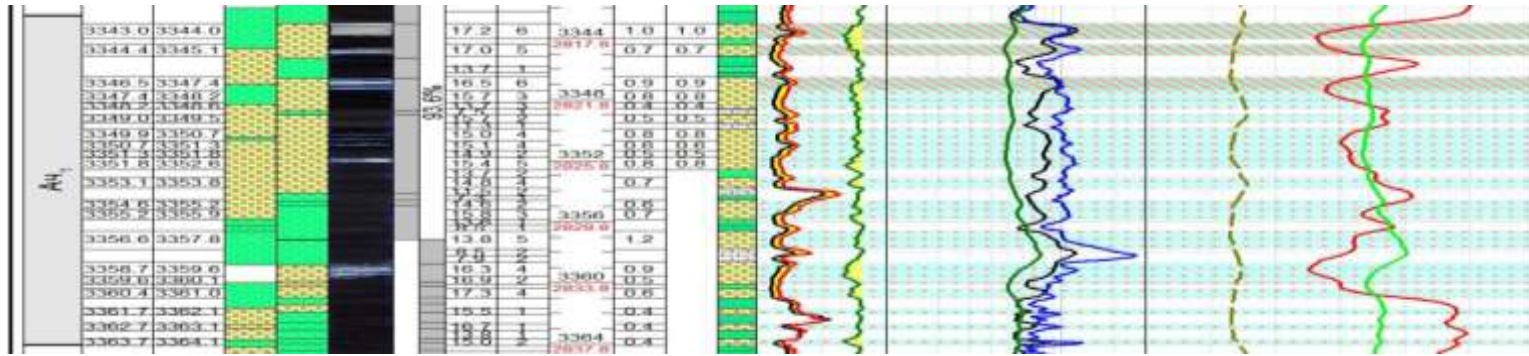
Северо-Конитлорское



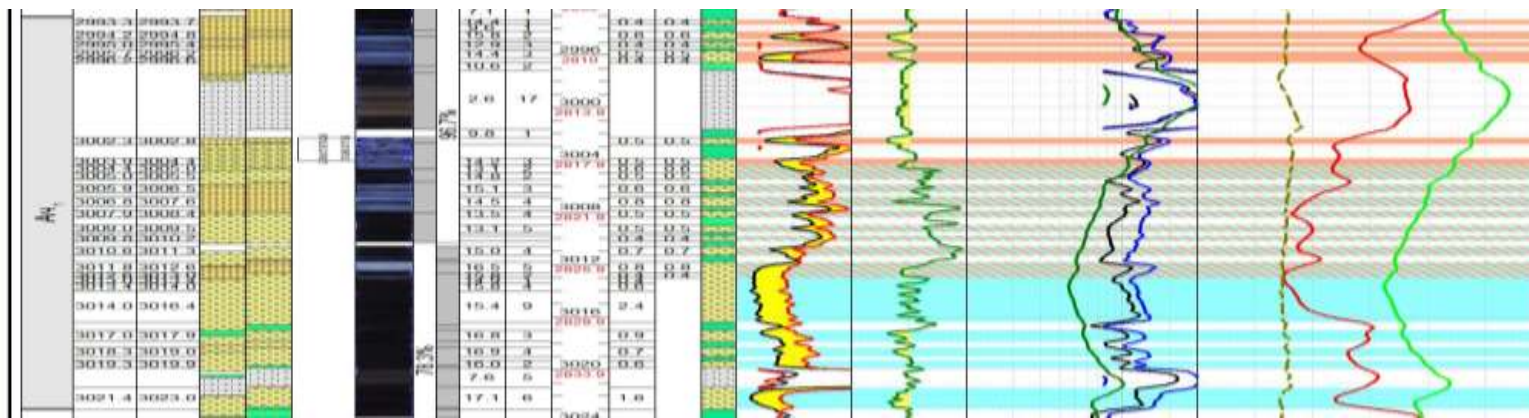
Скважина 63Р.
Пласт Ач₆¹
(Ач₉⁰ по ГБ) Кочевское
месторождение

Основная причина низких
добывных возможностей
ачимовской толщи – её литолого-
петрофизические свойства

Опыт Имилорского месторождения («полосчатое» насыщение керна в УФ)



Скв. 555
Слабое, не сплошное свечение коллекторов в УФ
Qн- 9 т/сут Qв- 52 т/сут
За 8 месяцев обводнилась до 98%

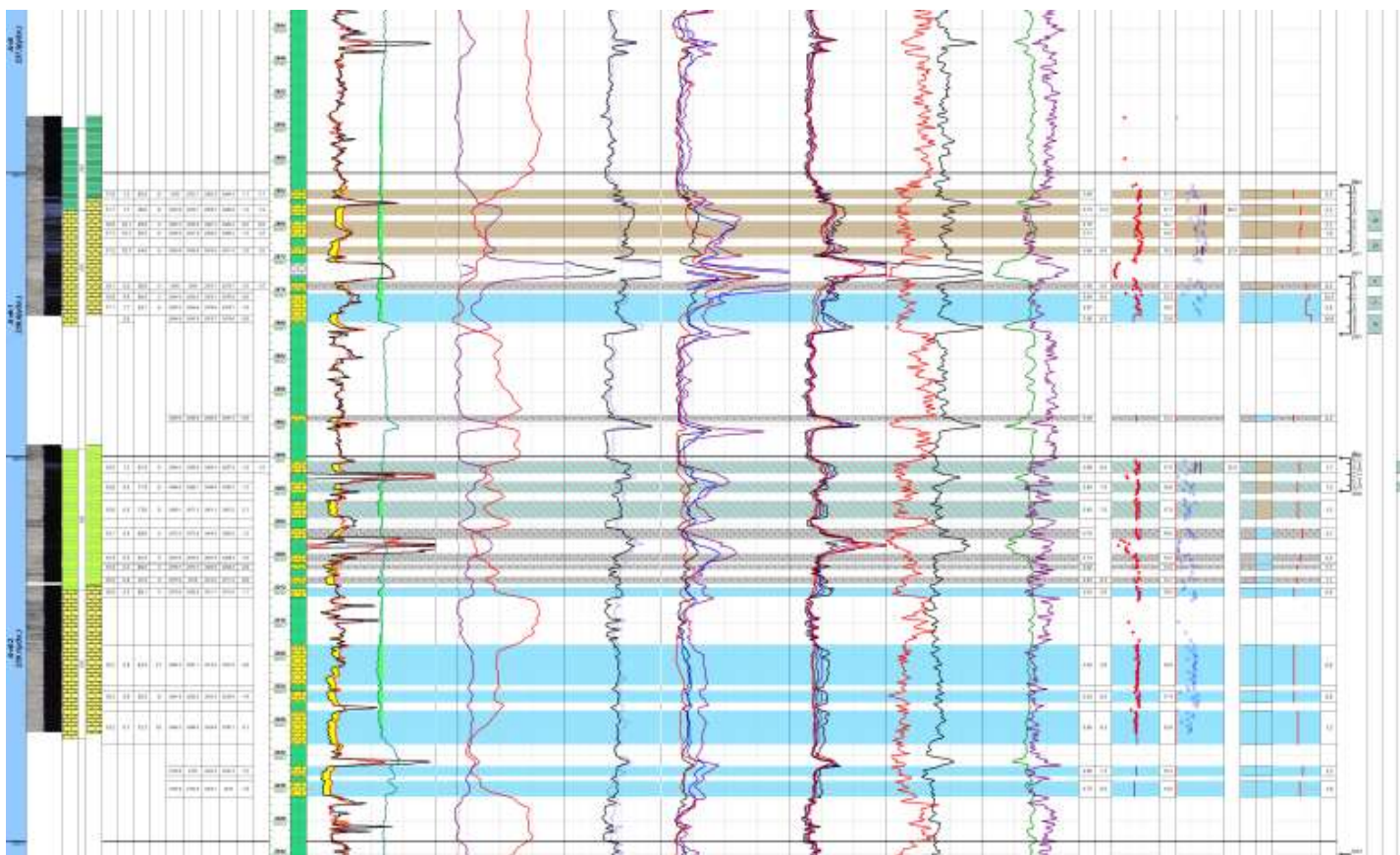


Скв. 410P
Сплошное свечение
Qн- 41 т/сут Qв- 39 %



Скв. 566
По керну признаков нефти нет.
По ГИС Кнн- 22-29% (остаточная нефть)

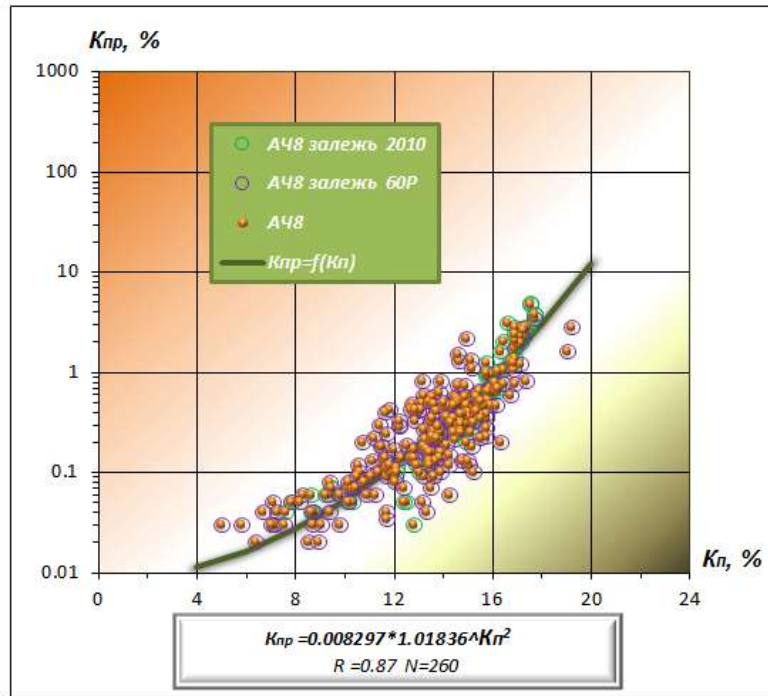
Скважины Кочевского месторождения («полосчатое» насыщение керна в УФС)



Скв. 63Р. Пласт Ач6/1
Свечение
коллекторов в УФ
Qн- 15 т/сут Qв- 51 %
Накопленная добыча
составила за 12
месяцев 4915 т

Скв. 63Р. Пласт Ач6/2
Практически полное
отсутствие свечения
керн
При опробовании
«плёнка» нефти

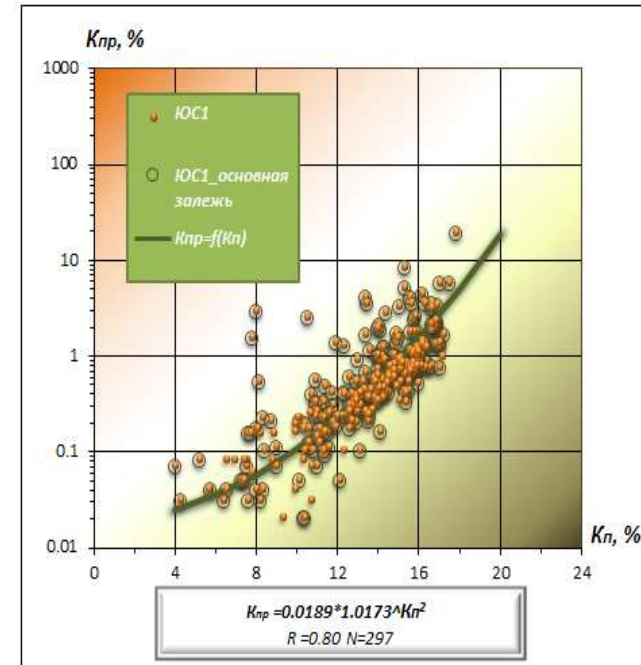
Обоснование отнесения к ТРИЗ пластов ачимовской толщи и ЮС₁¹



Ачимовская толща – 10 пластов, 16 залежей

$K_{п} = 15-17 \%$,

$K_{пр} < 2 * 10^{-3} \text{ мкм}^2$ при $K_{п} \leq 17 \%$



ЮС₁¹ одна залежь
 $N = 297 \quad K_{кор} = 0,80$

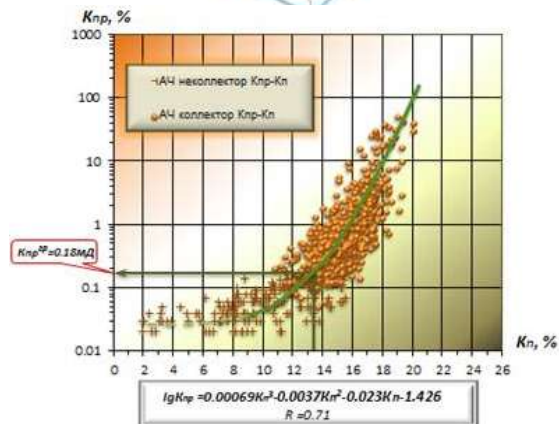
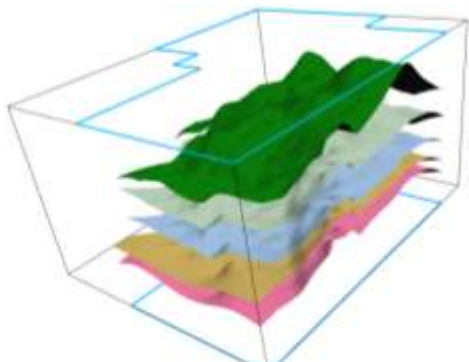
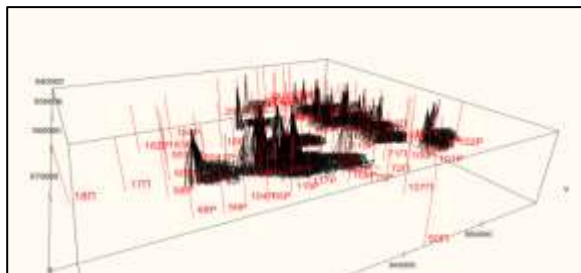
$K_{п} = 15 \%$,

$K_{пр} = 0,8 * 10^{-3} \text{ мкм}^2$

Спорным представляются следующие требования отнесения к ТРИЗ:

1. По выносу керна более 75 % (для связей «кern-кern» не имеет смысла)
2. Сама величина $K_{пр} = 2 * 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (почему не 4 или 5?)
3. Количество точек (не менее 30) для мелких залежей, а не для пласта

Выводы:



1. В комплексе с результатами интерпретации данных площадной высокоразрешающей сейсморазведки – структурной и тектонической моделями – детальная корреляция разрезов скважин, исследования керна, геолого-геофизическая и геолого-промысловая информация, результаты гидродинамических исследований – позволяют построить концептуальную геологическую модель залежи, адекватную реальному геологическому объекту.

2. Наряду с использованием принципов секвенс-стратиграфической цикличности и фациальной изменчивости процессов осадконакопления, необходимо учитывать тектонический фактор, определяющий экранирование залежей от водонасыщенной части пласта и/или их деление на блоки с ухудшенной или отсутствующей гидродинамической связью между блоками.

3. Наличие тектонических нарушений в пластах ачимовского и васюганского комплекса Кочевского месторождения подтверждается результатами гидродинамических исследований скважин, исследованиями кернового материала и геолого-промысловой информацией.

4. Исходя из распределения пород-коллекторов продуктивных пластов ачимовской толщи и ЮС₁¹ Кочевского месторождения по проницаемости, запасы всех залежей данных НГК следует отнести к категории трудноизвлекаемых, независимо от статистической характеристики залежей исследованиями керна.

Список использованных источников:

1. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003 – 141 с.
2. Гутман И.С. Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных нефтегазоносных объектов на основе инновационных технологий / И.С. Гутман. – М. : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011 – 116 с.
3. Гутман И.С. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин / И.С. Гутман. – М. : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013 – 111 с.
4. Мкртчян О.М. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири / О.М. Мкртчян, Л.Л. Трусов Л.Л. [и др.]. – М. : Наука, 1987.
5. Нежданов А.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А.А. Нежданов [и др.]. – М. : Академия горных наук, 2000. – 247 с.



Авторы выражают благодарность:

Авторскому коллективу работ по геологическому моделированию и подсчёту запасов месторождений Кочевской группы –
Нафиковой А.С., Колногородовой О.В., Ильмендеевой А.В., Хасановой И.Г., Пешковой И.А., Личагиной Л.А., Зайцеву П.А., Закомалдиной Н.М., Доценко А.С., Халяпину С.В., Нигматьяновой З.Р. и др. за совместную работу;
коллегам ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», ООО «ИПНЭ», ПАО «ЛУКОЙЛ», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ТПП «Когалымнефтегаз» за содействие в выполнении работ, научный и практический опыт в изучении геологического строения месторождений Кочевской группы





Всегда в движении!