

НАУКА В ПРОЕКТИРОВАНИИ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ



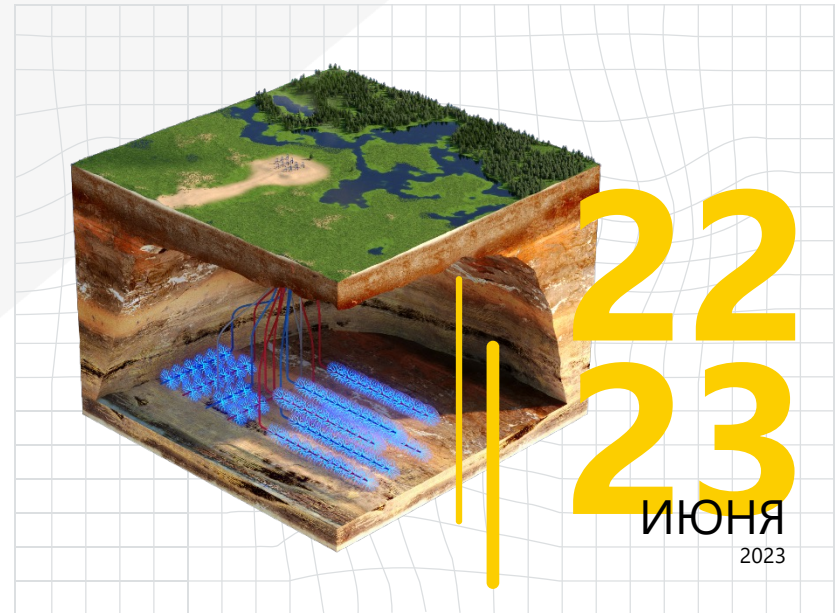
ЕЖЕГОДНАЯ ВСЕРОССИЙСКАЯ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ



ТЮМЕНЬ

Повышение эффективности разработки месторождений нефти и газа путем реализации комплексного подхода по оптимизации проектных решений

Николаев Владислав Николаевич
«ТомскНИПИнефть»



Обычный день главного геолога добывающего предприятия

от ЗГД по Перспективному Планированию
Кому ЗГД Главному Геологу

*№ 1 от 22.06.2023
о расчете добычи*

Служебная записка

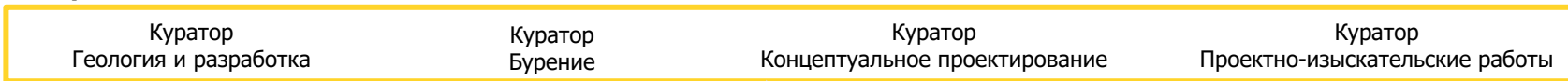
Уважаемый Владислав Николаевич!

Для расчета Долгосрочной программы развития/ новой итерации подготовки инвестиционного меморандума/ сдвижкой сроков ввода объекта X просим Вас в срок до 23.06.2023 актуализировать расчет профиля добычи всего месторождения на период 2023-2150 гг.

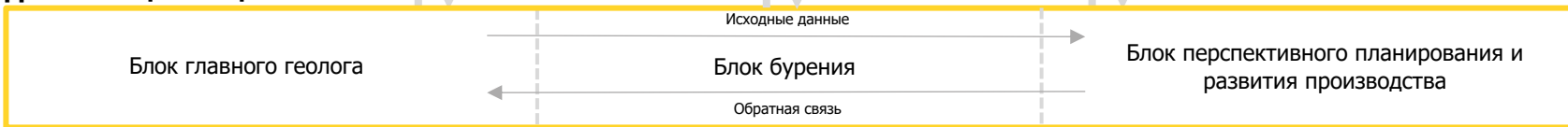


Базовая схема взаимодействия в ВИНК

Центр



Добывающее общество



Проектный институт № 1



Проектный институт № 2



Проектный институт № 3

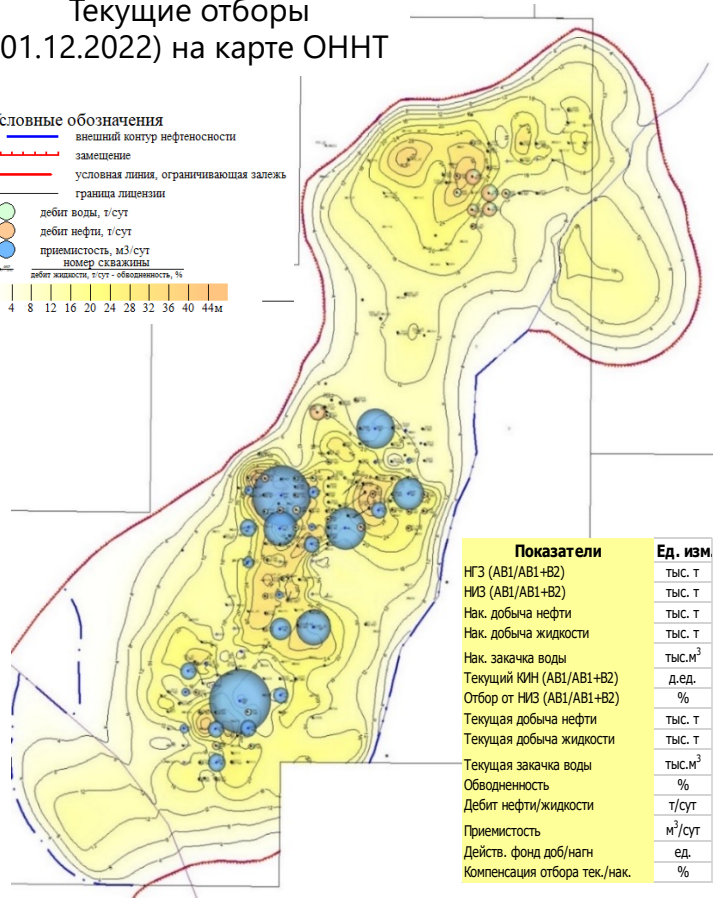
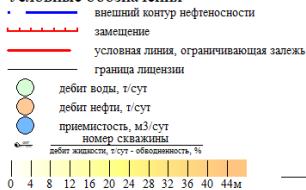


- Функциональное разделение кураторства направлений на всех уровнях;
- Большое количество **итеративных** взаимодействий по рассмотрению и согласованию материалов (исходных данных, предложений по оптимизации, результатов и т.д.) на всех уровнях.
- Снижение оперативности реагирования на потенциальные изменения и мультипликативная инертность на каждой последующей стадии.

Комплексный подход. Кейс 1

Текущие отборы
(01.12.2022) на карте ОННТ

Условные обозначения

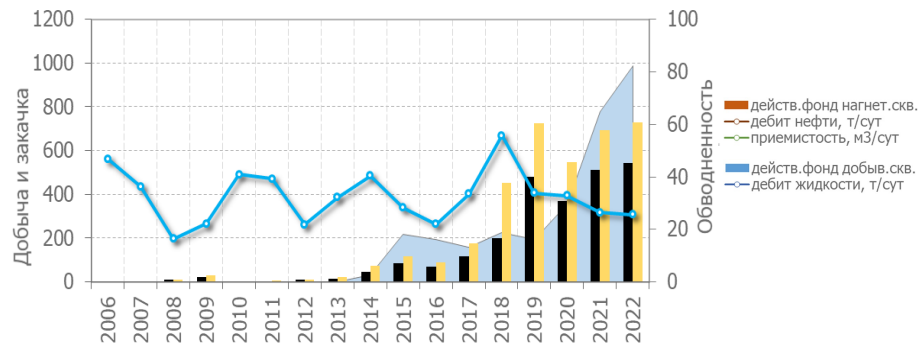


Показатели	Ед. изм.	Значение
НГЗ (АВ1/АВ1+В2)	тыс. т	130832/165663
НИЗ (АВ1/АВ1+В2)	тыс. т	47360/59969
Нак. добыча нефти	тыс. т	2486
Нак. добыча жидкости	тыс. т	3702
Нак. закачка воды	тыс. м³	3141
Текущий КИН (АВ1/АВ1+В2)	д.ед.	0,019/0,015
Отбор от НИЗ (АВ1/АВ1+В2)	%	5,2/4,1
Текущая добыча нефти	тыс. т	543,4
Текущая добыча жидкости	тыс. т	730,3
Текущая закачка воды	тыс. м³	986,4
Обводненность	%	25,6
Дебит нефти/жидкости	т/сут	18,2/24,4
Приемистость	м³/сут	132,7
Действ. фонд доб./нагн.	ед.	115/27
Компенсация отбора тек./нак.	%	111,5/71,2

Куст	Статус разработки ПСД	Факт отсыпки	Период бурения	Ввод первой скважины	Кол-во скв.	PI (иск)	Ранжирование
1	ПСД* разработана в 2019	Работы не начаты	16.03. - 14.12.2025	02.06.2025	19	0,89	4
2	ПСД* - план 2022 год 2022 изменение схемы разбуривания (увеличение кол-ва скважин) ПСД* - на 3 кв. 2023	Работы не начаты	04.08. - 28.05.2026	06.09.2025	21	0,97	1
3	Новый куст, предпроектная проработка запланирована на 2023, точного срока нет	Работы не начаты	19.03. - 03.02.2026	21.05.2025	23	0,93	2
1	ПСД* разработана в 2022	Отсыпан	28.11.2025 - 25.01.2026	12.02.2025	15	0,54	6
2	ПСД* разработана в 2022	Работы не начаты	16.07.2025 - 12.10.2026	03.09.2025	23	0,38	7
3	ПСД* разработана в 2022	Отсыпан	22.03.2026 - 07.10.2027	29.07.2026	20	0,64	5
4	ПСД* разработана в 2021	Работы не начаты	27.05.2025 - 27.03.2026	09.08.2025	13	0,92	3

Утвержденные проектные решения

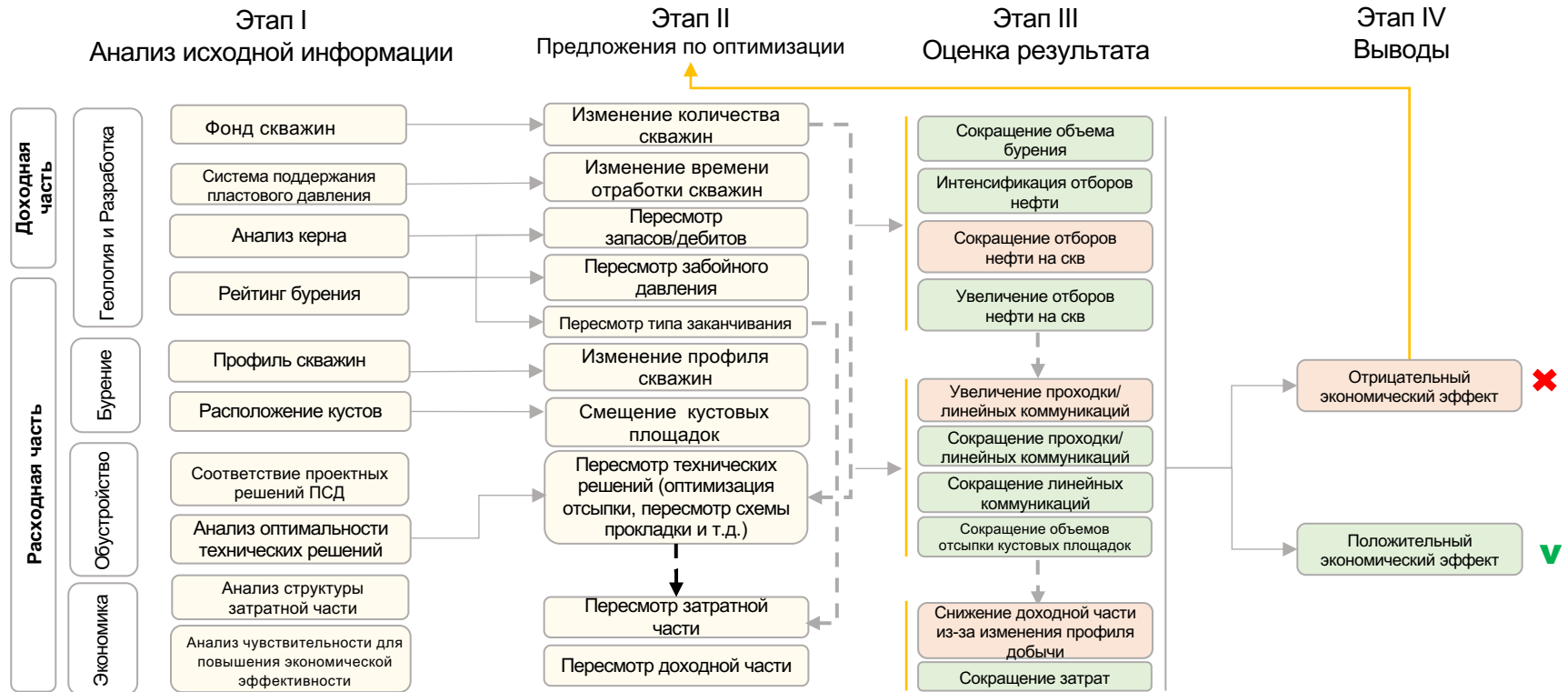
- В разбуренной зоне – уплотнение рядов добывающих скважин, переход на рядную систему;
- В неразбуренной зоне – в максимальных ННТ переход на рядную систему ННС с ГПП с расстоянием в рядах и между рядами 250 м;
- В краевых зонах – обращенная 9-ти точечная система разработки 500 x 500 м.



Проектная команда

	Должность	Направление
	Начальник управления интегрированного и концептуального проектирования	Руководитель проекта
	Главный эксперт по разработке	Разработка
	Главный специалист отдела геологического сопровождения бурения и ЗБС	Геология и разработка
	Начальник отдела технологического контроля	Бурение
	Заместитель начальника отдела экономического анализа проектов	Экономика
	Главный специалист отдела интегрированного проектирования	Концептуальное проектирование
	Руководитель проектного офиса	ПИР

Алгоритм выполнения работ по комплексному подходу повышения экономической эффективности



Комментарии: — ➔ Направление влияния

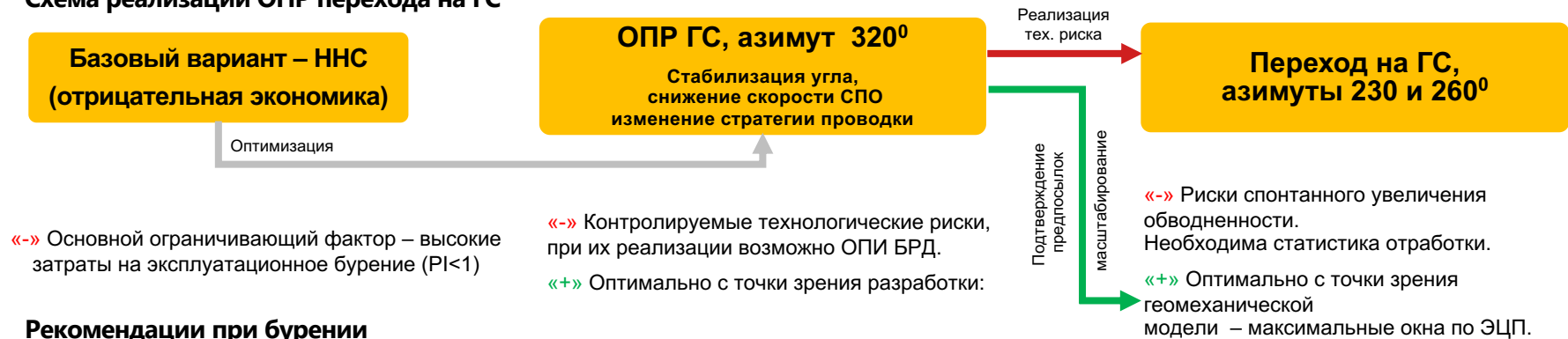
Отрицательный эффект

Положительный эффект

Реализованные мероприятия

Изменение конструкции скважин

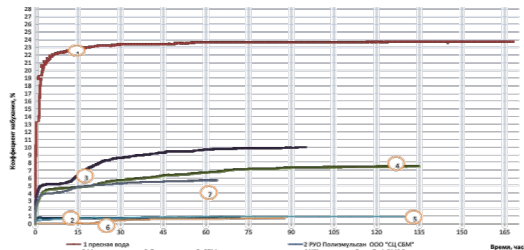
Схема реализации ОПР перехода на ГС



Рекомендации при бурении

Анализ применимости буровых растворов

При прохождении элементов КНБК через интервал угольного пропластка необходимо изменить режимы:



- При бурении исключить изменение траектории, проходить интервал (отягощенный углями) в стабилизации пространственного положения.
- При спуско-подъемных операциях скорость подъема/спуска КНБК в интервале углей ограничить до 0,1 м/с – 0,2 м/с.
- При обратной проработке: ограничить частоту вращения ВСП до 20-40 об/мин, скорость подъема ограничить до 0,3 м/с.

Пласт	Рекомендации по условиям бурения при различных зенитных углах							
	Азимут 230°		Азимут 260°		Азимут 290°		Азимут 320°	
	Скорость набора 1,2°/10 м	Скорость набора 2°/10 м	Скорость набора 1,2°/10 м	Скорость набора 2°/10 м	Скорость набора 1,2°/10 м	Скорость набора 2°/10 м	Скорость набора 1,2°/10 м	Скорость набора 2°/10 м
Ю0	60° 1,4-1,6	50° 1,35-1,6	60° 1,45-1,6	50° 1,4-1,6	60° 1,5-1,6	50° 1,45-1,6	60° 1,5-1,6	50° 1,45-1,6
Ю1	72° 1,25-1,6	68° 1,25-1,6	72° 1,25-1,6	68° 1,25-1,6	72° 1,3-1,6	68° 1,3-1,6	72° 1,3-1,6	68° 1,3-1,6
Ю2	78° 1,25-1,45	78° 1,25-1,45	78° 1,25-1,45	78° 1,25-1,45	78° 1,3-1,5	78° 1,3-1,5	78° 1,3-1,4	78° 1,3-1,4

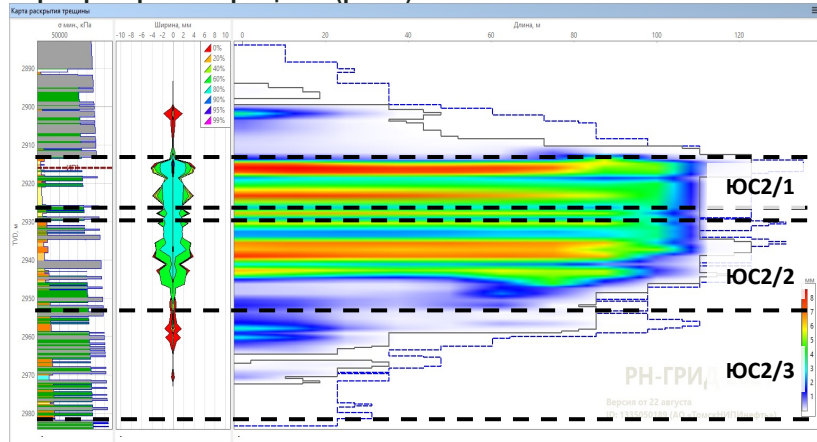
Цветовые обозначения окон плотности бурового раствора для варианта с перекрытием Ю0-Ю1:

- оранжевый – окно бурового раствора 0,2 и выше
- зеленый – окно бурового раствора 0,15
- желтый – окно бурового раствора 0,1
- красный – окно бурового раствора 0,05 и ниже

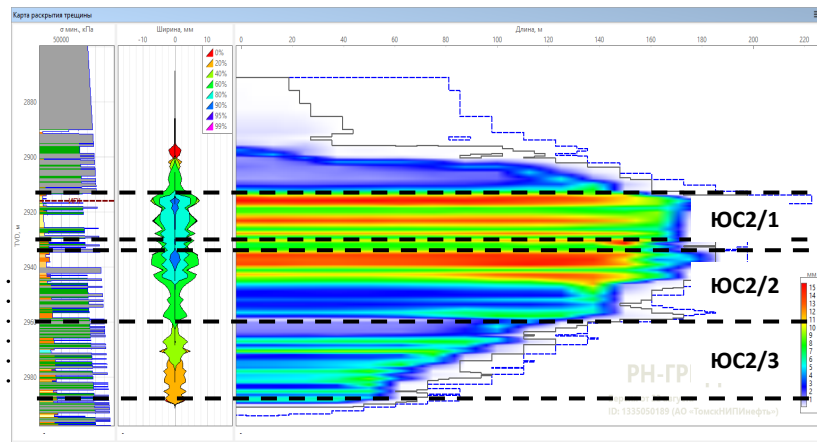
Влияние физически и конструкционно обоснованных значений зенитного угла на окно буримости недостаточно для построения траектории скважины с совместным бурением Ю0, Ю1 и Ю2.

Изменение стратегии бурения и ГРП

Карта раскрытия трещины (рис.1)



Карта раскрытия трещины (рис.2)



Для подбора оптимального (с точки зрения характеристик трещины) количества пропанта на 1 стадию ГРП был проведен ряд расчетов в ПО РН-ГРИД.

Инициация трещины ГРП проводилась с верхней пачки пласта ЮС2(1) – интервал проводки ЦИ представлен на схеме корреляции (рис. 3), тоннаж пропанта варьировался с шагом 10, расход – 3,8 м³/мин.

Для приобщения пласта ЮС2(2), его упаковки и дальнейшего ограничения роста трещины в высоту рекомендуется закачивать **50 тонн пропанта за одну стадию ГРП** (рис.1).

Для вовлечения в разработку пласта ЮС2(3), его упаковки рекомендуется закачивать свыше **200 тонн** (рис.2).

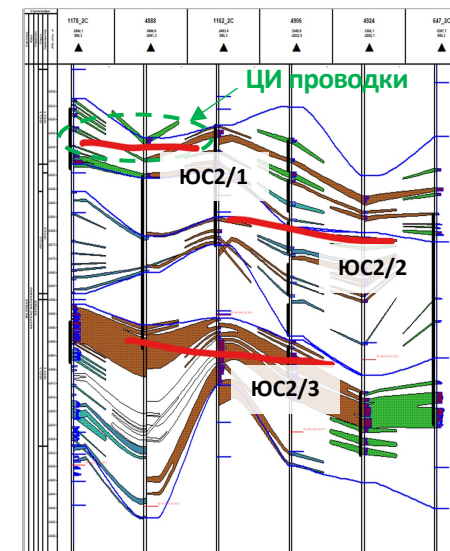
Вариант оптимизации рассчитан на разработку ЮС2/1+ЮС2/2, ЮС2/3 предполагается разработка отдельной сеткой скважин.

Характеристики трещины

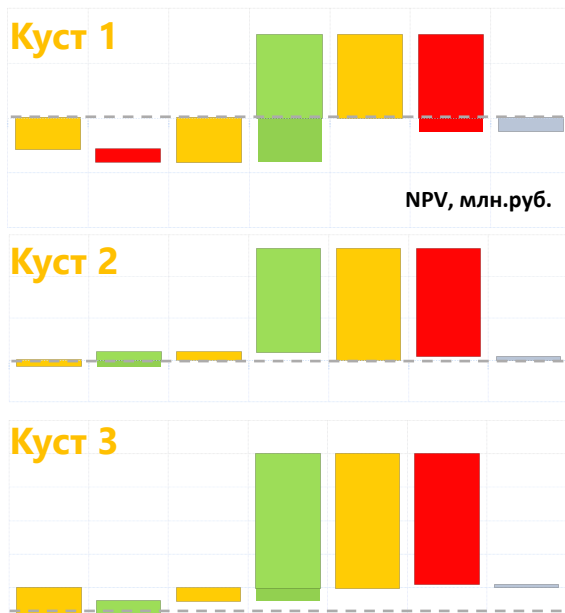
пласт	Пропант, т	Средняя концентрация пропанта, кг/м ²	Полудлина, м	Закрепленная высота, м	Ширина, мм	Средняя проводимость по площади трещины, мД*м
ЮС2(1+2)	50	4.3	125	78	2.9	339.2
ЮС2(1+2+3)	250	9.3	199	120	5.9	728.2

Рекомендуется корректировка стратегии проводки ГС для минимизации рисков вскрытия угольных пластов

Пример разреза



Ожидаемые результаты предложенных мероприятий



Условия

- Кросс функциональная проектная команда не знакомая с активом.
- Сжатые сроки (1,5 мес).

Перечень рекомендованных мероприятий

- Изменение конструкции добывающих скважин.
- Бурение пилотных стволов.
- Изменение стратегии проводки ГС и дизайна ГРП.
- Увеличение времени ввода скв.
- Уточнение геологической основы.
- Проведение расширенной программы исследований.
- Сокращение объема отсыпки КП.
- Увеличение запускной депрессии.
- Оптимизация точки отсыпки кустового основания.

Корректировки затронули как подземную так и наземную часть проекта

Месторождение	Куст	PI Исходный	PI ОПТ	PI РИСК
X	1	0,89	1,50	0,93
X	2	0,97	1,76	1,02
X	3	0,93	1,73	1,02

С учетом оптимизационных мероприятий бурение рассмотренных кустовых площадок оказалось целесообразным

Комплексный подход. Кейс 2

Цели и ожидаемые результаты

- Подготовка обосновывающих материалов и экономических расчётов для выбора наиболее эффективного варианта развития двух газовых ЛУ.

Задачи

- Расчет профилей добычи.
- Разработка укрупненных технических решений.
- Расчет экономической эффективности и выбор рекомендуемого варианта.
- Расчет профилей добычи в рамках синергии двух ЛУ.
- Проработка технических решений по основным объектам инженерного обеспечения по рекомендуемому варианту.
- Формирование уточненной экономической оценки.

2

лицензионных участка

15

пластов

79

млрд. м3
газа извл.
запасов

3

ср. кпрод
тыс.м3/сут/
МПа

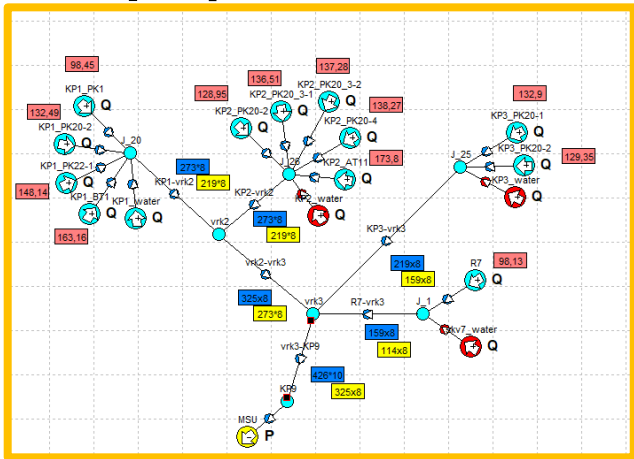
13

вариантов
для расчета

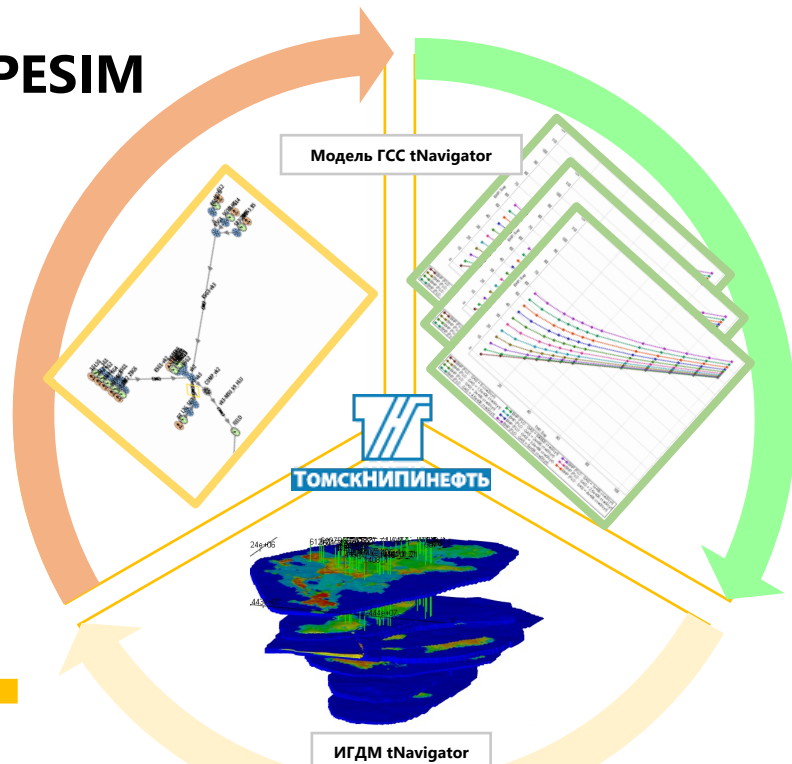
Обзорная схема ЛУ



Верификация ИГДМ tNavigator / PIPESIM



PIPESIM						ГДМ				
Имя	Тип	Температура, °C	Давление, МПа	Расход газа в поверхностных условиях, тыс.л.м3/сут	Расход жидкости в поверхностных условиях, ст.м3/с	Скорость газа в ГСК, м3/с	Имя	Тип	Давление, МПа	Расход газа в поверхностных условиях, тыс.л.м3/сут
KP1-vrk2	Inlet	16,38	7,924	1255,80	9,98	4,92	KP1-vrk2	Inlet	7,286	1250,00
	Outlet	13,40	7,566	1255,80	9,98	5,09		Outlet	6,936	
	ΔP		-0,357					ΔP	-0,349	
KP2-vrk2	Inlet	19,98	7,582	1200,10	7,47	5,04	KP2-vrk2	Inlet	6,951	1199,98
	Outlet	19,82	7,566	1200,10	7,47	5,04		Outlet	6,936	
	ΔP		-0,016					ΔP	-0,014	
vrk2-vrk3	Inlet	16,39	7,566	2455,90	17,48	6,31	vrk2-vrk3	Inlet	6,936	2449,98
	Outlet	16,14	7,527	2455,90	17,48	6,34		Outlet	6,900	
	ΔP		-0,039					ΔP	-0,036	
KP3-vrk3	Inlet	20,00	9,283	750,00	2,86	4,99	KP3-vrk3	Inlet	8,673	749,91
	Outlet	8,56	7,535	750,00	2,86	5,89		Outlet	6,900	
	ΔP		-1,748					ΔP	-1,773	
R7-vrk3	Inlet	12,00	7,748	250,00	0,00	4,09	R7-vrk3	Inlet	7,144	250,00
	Outlet	9,31	7,526	250,00	0,00	4,16		Outlet	6,900	
	ΔP		-0,222					ΔP	-0,244	
vrk3-KP9	Inlet	13,91	7,527	3456,10	19,02	6,15	vrk3-KP9	Inlet	6,900	3449,89
	Outlet	8,80	6,700	3456,10	19,02	6,80		Outlet	6,100	
	ΔP		-0,827					ΔP	-0,800	



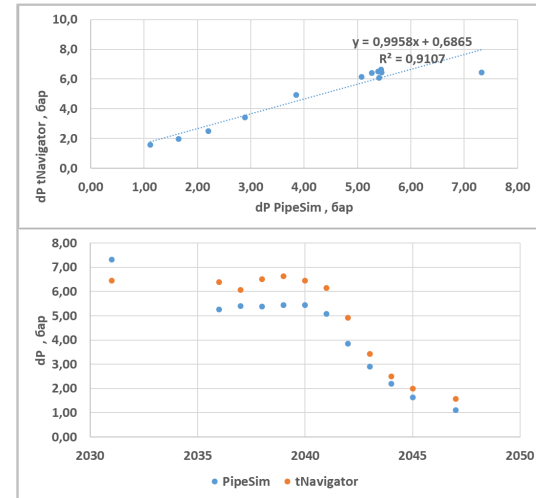
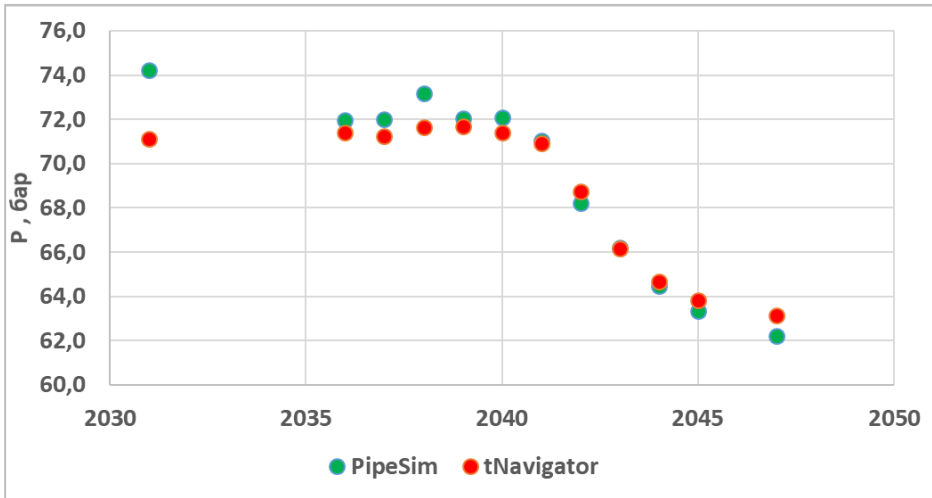
Корректировка модели ГСС

- 1) Построение модели ГСС в NETWORK DESIGNER tNavigator, идентичной модели PIPESIM по протяженности и D участков трубопроводов
- 2) Сопоставление расчетов потерь давлений в моделях ГСС PIPESIM и ИГДМ tNavigator с опцией NETWORK
- 3) Итерационная корректировка VFP таблиц проблемных участков трубопроводов в модели ГСС в NETWORK DESIGNER tNavigator

Контроль сопоставимости расчетов

ТЭОИ Рекомендуемый вариант 2.1, к.9

Стади	Наименование	Тип	PIPESIM						tNavigator		
			Давление, ба	Потери давления, б	Температура, de	Расход газа, msm3/	Скорость газа, м	Давление, ба	Потери давления, б	Расход газа, msm3	
2031	КР9 - У5	Вход	74,2	7,33	10,00	4557,9	7,68	7,33	71,1	6,4	4677,9
2036	КР9 - У5	Вход	72,0	5,27	9,77	4439,8	8,08	5,27	71,4	6,4	4533,6
2037	КР9 - У5	Вход	72,0	5,41	9,97	4486,5	8,18	5,41	71,2	6,1	4469,1
2038	КР9 - У5	Вход	73,2	5,39	9,96	4539,5	7,99	5,39	71,6	6,5	4525,6
2039	КР9 - У5	Вход	72,0	5,44	9,96	4491,3	8,20	5,44	71,7	6,6	4578,0
2040	КР9 - У5	Вход	72,1	5,45	9,96	4480,6	8,21	5,45	71,4	6,5	4524,7
2041	КР9 - У5	Вход	71,1	5,08	9,98	4254,0	8,07	5,08	70,9	6,2	4493,5
2042	КР9 - У5	Вход	68,2	3,85	9,99	3570,5	7,20	3,85	68,7	4,9	4248,2
2043	КР9 - У5	Вход	66,2	2,89	10,04	2915,2	6,28	2,89	66,1	3,4	3538,6
2044	КР9 - У5	Вход	64,5	2,20	10,07	2375,6	5,36	2,20	64,7	2,5	2886,5
2045	КР9 - У5	Вход	63,3	1,64	10,04	1942,0	4,43	1,64	63,8	2,0	2339,1
2047	КР9 - У5	Вход	62,2	1,12	10,03	1381,9	3,22	1,12	63,1	1,6	1922,6

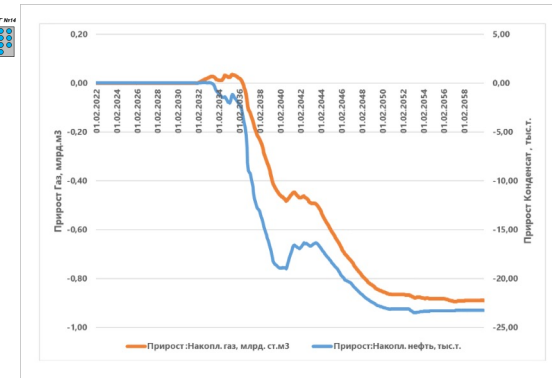
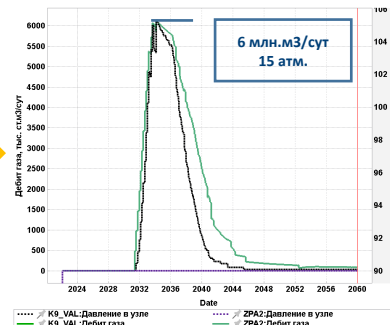
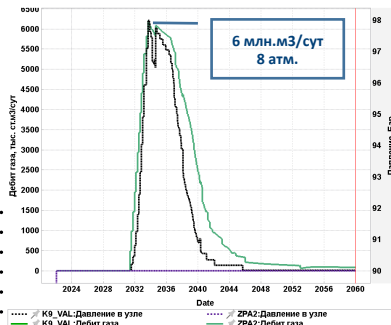
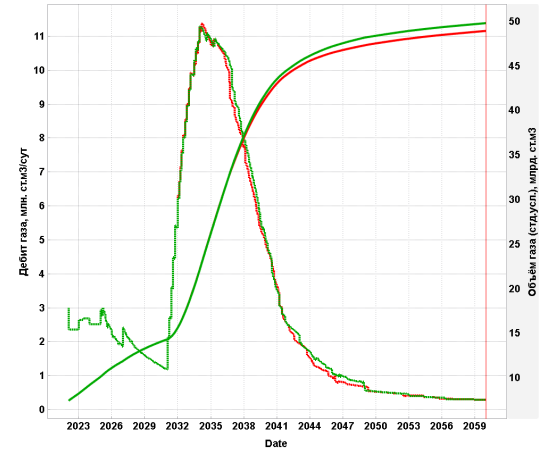
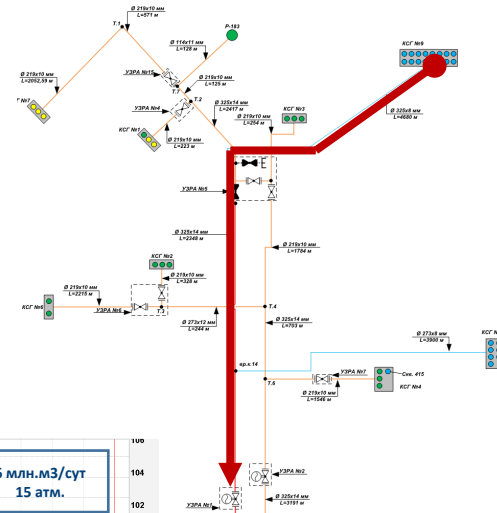
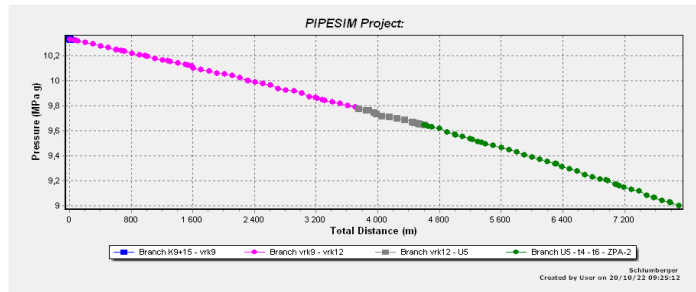


- Контроль давления и потерь в динамике при различных расходах
- Хорошая сходимость расчетов входного давления на участке трубопровода
- Сопоставимые расчеты потерь давления между узлами ГСС

Выявление проблемных участков ГСС

Корректировка модели ГСС

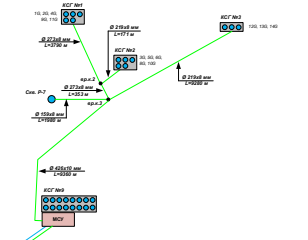
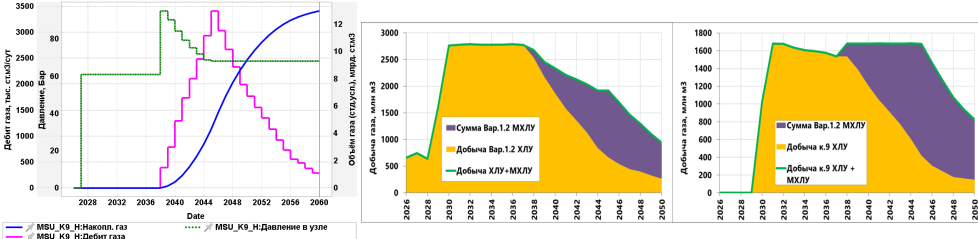
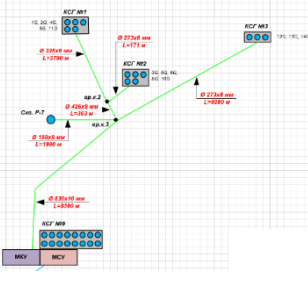
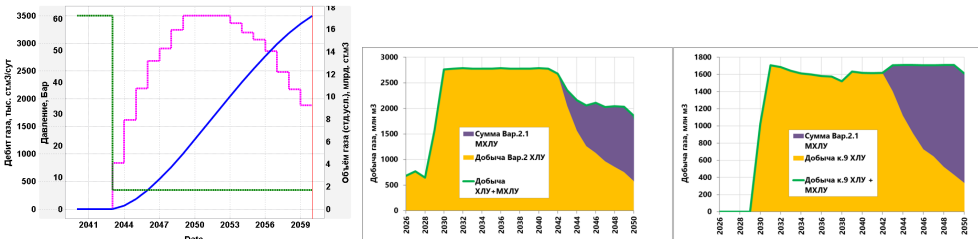
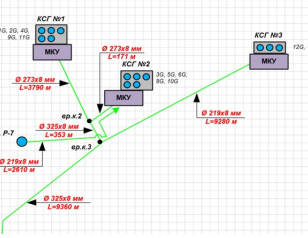
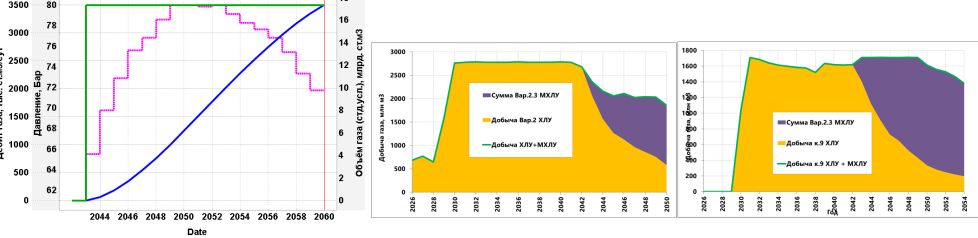
- 1) Потери давления по трубопроводу от к.9 до ЗПА-2 по расчету в ПО PipeSim должны составлять ≈ 15 бар на пике добычи газа (≈ 6 млн.м3/сут.)
- 2) Расчетные потери давления в ИГДМ – 8 бар
- 3) Уточнены VFP таблицы участка ГСК-1 между к.9 и ЗПА-2



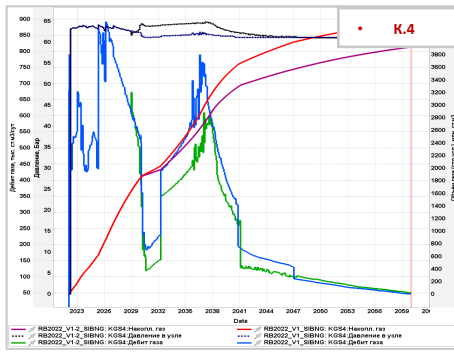
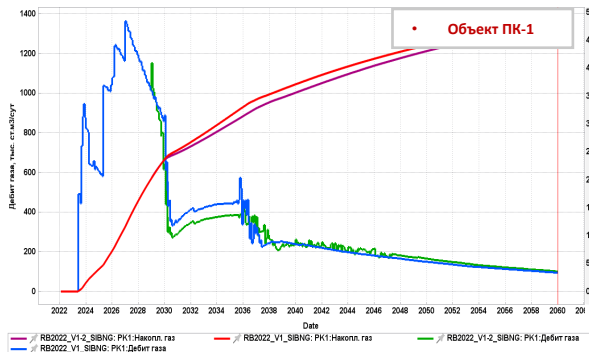
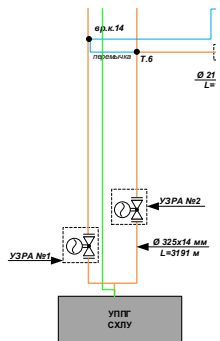
Влияние на профиль добычи

- 1) Сокращение добычи газа за проектный период на 0,89 млрд.м3
- 2) Максимальный уровень добычи – без изменений

Итерационный расчет влияния вариантов обустройства на добычу

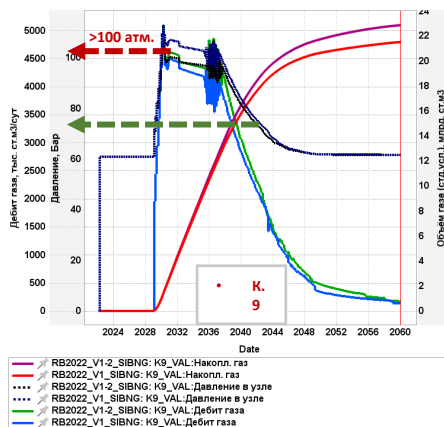
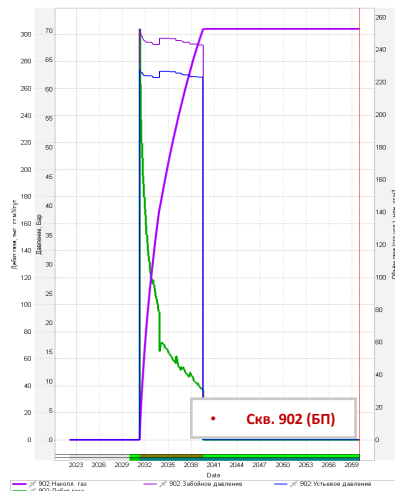
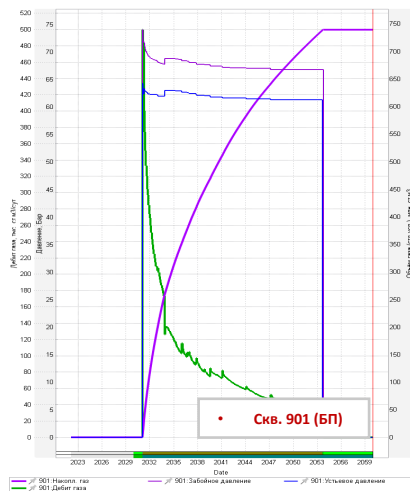
№	Схема	Концептуальные решения	Расчеты показателей (Добыча/Давления) в узлах ГСС		
1		<ul style="list-style-type: none"> Газ кустов собирается в единый ГСК D325*8 Транспорт газа под собственным давлением до соседнего ЛУ Давление на выходе ГСК D325*8 соответствует входному давлению МСУ соседнего ЛУ Добыча газа с 2038г – для загрузки МСУ соседнего ЛУ до номинальной производительности 4.6 млн.м3/сут 			
2		<ul style="list-style-type: none"> Газ кустов собирается в единый ГСК D325*10 Увеличенные D относительно варианта 1 Транспорт газа под собственным давлением до соседнего ЛУ Давление на выходе ГСК D325*10 МХЛУ соответствует входному давлению МКУ соседнего ЛУ Добыча газа с 2043г – при снижении добычи и загрузки МСУ соседнего ЛУ до номинальной производительности 4.6 млн.м3/сут 			
3		<ul style="list-style-type: none"> Газ кустов собирается в единый ГСК D325*8 Применение собственных МКУ на кустах для транспорта газа до соседнего ЛУ Давление на выходе ГСК D325*8 - 8.0 МПа Добыча газа с 2043г – при снижении и загрузки МСУ до номинальной производительности 4.6 млн.м3/сут 			

Оценка возможности эксплуатации скважин

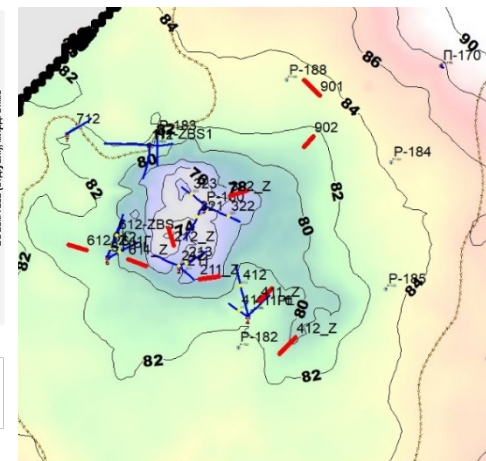


Эффект от объединения коллекторов

- Прогнозируется рост P уст. по скважинам базового фонда при запуске скважин кк.9, 14.
- Потери добычи базового фонда по ПК-1 по причине сниженного Pпл до 75-85 атм
- **Не возможность ввода в эксплуатацию проект. скв. 901, 902 ранее 2044г**



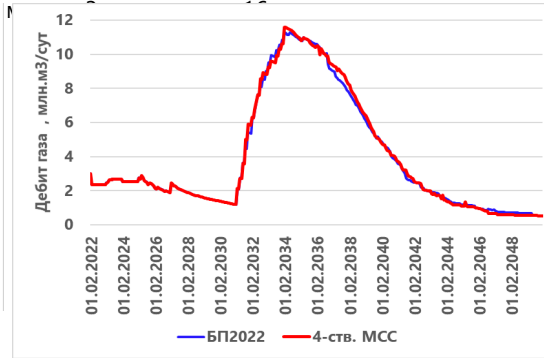
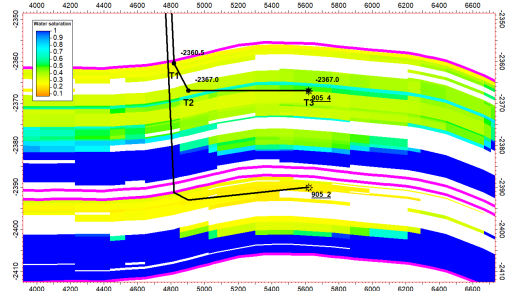
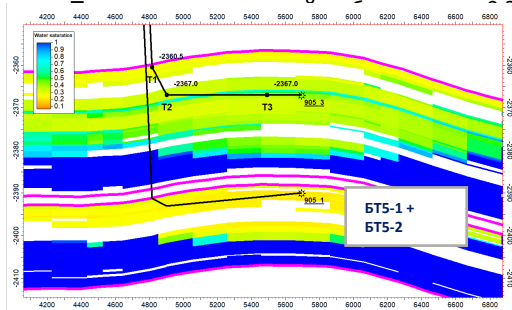
ПК-1, Пластовое давление на 01.05.2030



Оптимизация проектных решений

Описание оптимизационного Варианта

- Замена 6 скважин МЗС 2 ствола на 3 скважины МЗС 4 ствола
- Кандидаты на объединение – скважины РЭБ 2022г, близких в плане и по разрезу
 - Скв.910/912 (АТ6-7+АТ8) Скв.912
 - 905/916 (БТ5-1 + БТ5-2) Скв.905
 - 1411/1410_ЗБС (БТ5-1, БТ5-3) Скв.1411
- По скв.1410 (БТ12) делается ЗБС в плановые проектные точки 1411_ЗБС(ПК22)
- Экономия затрат на стоимости 2-х МЗС + 1 ЗБС (учтен рост затрат на бурение 3-х МЗС, 4 ствола)



Показатель	Ед. изм.	2.2_БАЗОВЫЙ	2.2_г
Производственные показатели			
Ввод новых скважин	шт	24,0	22,0
Количество ГТМ на доп. добычу	шт	-	-
Добыча ГК	млн.т	1,662	1,613
Объем продаж СОГ в ГТС	млрд.м³	31,853	31,430
Показатели эффективности			
Индекс доходности (DPI)	доли ед	0,96	1,01



Факторы изменения

- 1) Уточнение профиля в расчетах с учетом К усадк. для ГК согласно данным ТСП;
- 2) Актуализация показателей с учетом МК Компании вер. 2.46;
- 3) Адаптация экономических показателей под профиль, сформированный ТНИПИ в предпосылках базового варианта;
- 4) Оптимизация количества скважин с МЗС (вар. 2.2г) с учетом изменения затрат на бурение;
- 5) Оптимизацией КВ по кустам и установке подготовки газа согласно предложений по оптимизации количества скважин на КП и обновленному профилю добычи (апсайд-фактор).

Комплексные оптимизационные мероприятия позволили сделать проект экономически эффективным

Заключение. Предлагаемая схема взаимодействия

Центр

Куратор Геология и разработка
Куратор Бурение
Куратор ПИР
Куратор перспективное развитие

Экспертиза
и согласование

Куратор проекта от
Головной компании

Добывающее общество

Блок главного геолога
Блок бурения
Блок перспективного планирования и
развития производства

Формирование планов
Общества

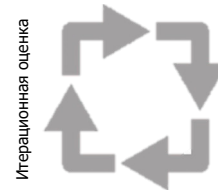
Куратор проекта от
Добывающего общества

Проектный институт

Геология и разработка
Лабораторные исследования
Проектирование строительства скважин
Концептуальное проектирование
Проектно-изыскательские работы

Комплексная разработка
проектных решений

Куратор проекта от
Научного центра



Синергия

Формирование проектных команд с участниками всего цикла проектирования разработки и добычи
Стремление к минимизации количества проектных организаций работающих над проектом
Выделение межблоковых кураторов для уличения координации работ



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ

«ТомскНИПИнефть»



Николаев Владислав Николаевич



+7 (965) 908 81 37



NikolaevVN@tomsknipi.ru

