



ООО «Газпромнефть-Хантос»
ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ»

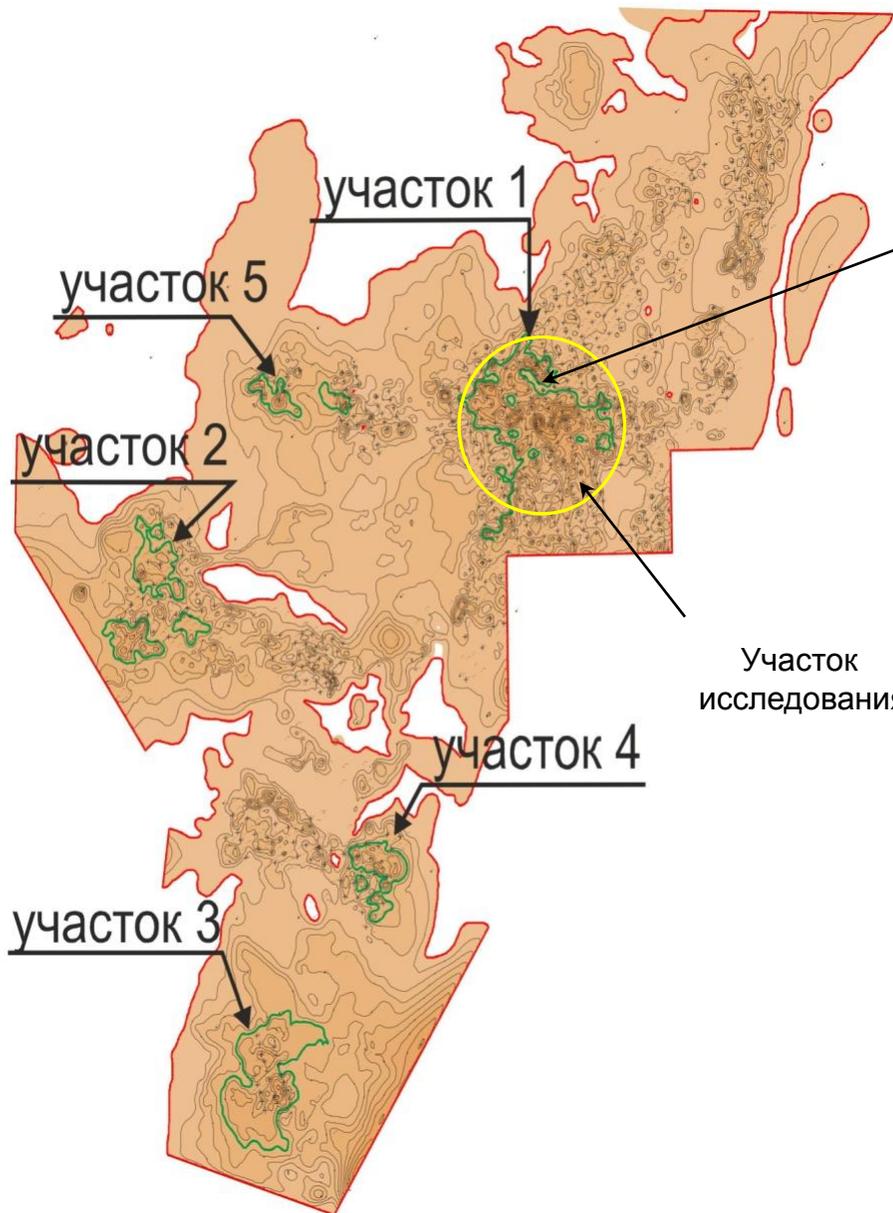
Научно-практическая конференция
им. Н.Н. Лисовского г. Казань
01-02 сентября 2022 года

«Эволюция системы разработки мощного низкопроницаемого эксплуатационного объекта (на примере центрального участка горизонта АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения)»

Докладчик: Янин Кирилл Евгеньевич / зам. ген. директора ООО «ПБ «ТЭРМ»/

Авторы: А.Н. Янин, К.Е. Янин / ООО «ПБ «ТЭРМ» /,
М.М. Биккулов, Д.Ю. Колупаев / ООО «ГПН-Хантос» /

Обзорная схема расположения Центрального участка (№1)



Пл., м	Пасыщение	Пывет	h ₀ , м	Интервал перфорации, м	Щористость, доли ед.	Проницаемость, мД	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.
2395			1,0	2393,2	0,17	11	0,640
			1,6		0,18	19	0,780
			1,2		0,2	48	0,800
2400		АС10 ₃	0,8		0,15	3,3	0,630
2405			0,4		0,15	2,8	0,530
			0,6		0,16	3,3	0,590
2515			0,8		0,17	4,1	0,690
			0,8		0,17	3,9	0,670
2520			1,0	2520,2	0,15	1,3	0,560
2525							
2530		АС10 ₄					
2535							
2540			1,8	2539,2	0,17	3,7	0,690
			1,0		0,2	1,6	0,760
2545			1,4		0,18	1,6	0,740
			1,0		0,19	11	0,800
2550			0,6		0,18	5,6	0,760
			4,4		0,19	9,7	0,770
2605				2554,2			
				2604,2	0,18	0,7	0,550
			0,6		0,2	3,8	0,710
2610			1,2		0,19	2,3	0,720
			1,8		0,19	3,1	0,740
2615			2,0		0,19	2,5	0,730
			0,6		0,17	1,0	0,690
2620		АС12 ₃₋₅	1,3		0,2	4,9	0,740
			1,2		0,18	1,6	0,670
			1,2		0,2	4,5	0,710
2625			1,2		0,19	3,5	0,710
			1,8		0,2	4,5	0,710
			1,6		0,2	3,8	0,730
2630				2628,2			
				2631,2			
2635			2,0		0,2	4,2	0,710
			1,2		0,17	1,2	0,640
			0,6		0,18	1,6	0,630
2640			1,0		0,18	1,4	0,630
				2647,2			

АС₁₀¹⁻³

АС₁₀⁴

АС₁₂³⁻⁵

Цель исследования:

- Установить основные тенденции (за 20 летнюю историю) в развитии системы разработки крупного участка (НГЗ = 120 млн.т) мощного низкопроницаемого объекта AC_{10-12} на Приобском месторождении (ЮЛТ);
- Оценить эффективность применяемых на участке технологий и методов совершенствования разработки НПК и УНПК;
- Кроме «ключевых» показателей, изучить также динамику во времени ряда «дополнительных» параметров разработки:
 - удельные ТИЗ нефти на 1 «скважино – ствол»;
 - соотношение $N_{\text{доб}} / N_{\text{наг}}$; «недокомпенсация» отборов;
 - темп отбора жидкости от НИЗ нефти, %;
 - соотношение «приёмистость» – «дебит жидкости».
- Дать ответ на вопрос о возможности достижения по НПК Центрального участка КИН – не ниже, чем по СПК.

Характеристика центрального участка ЮЛТ

Параметры	АС ₁₀	АС ₁₂	В целом
Площадь участка, га	4159	4159	4159
Абс. отм. кровли	-2393	-2603	-2393
Нефт. толщина, м	18	15	33
$K_{пр}$, мД (ГИС)	6,9	2,0	4,7
$K_{пр} \times h_n$, мД×м	125	30	155
То же, %	81	19	100
Нефтенасыщенность, %	64	60	62
Песчанистость, %	48	48	
Коэфф. расчл., б/р	15	12	27
Ср. h_n 1 ^{го} пропл., м	1,2	1,25	1,22
Послойная неодн. $V^2_{посл.}$ (по В.Д. Лысенко)			1,03

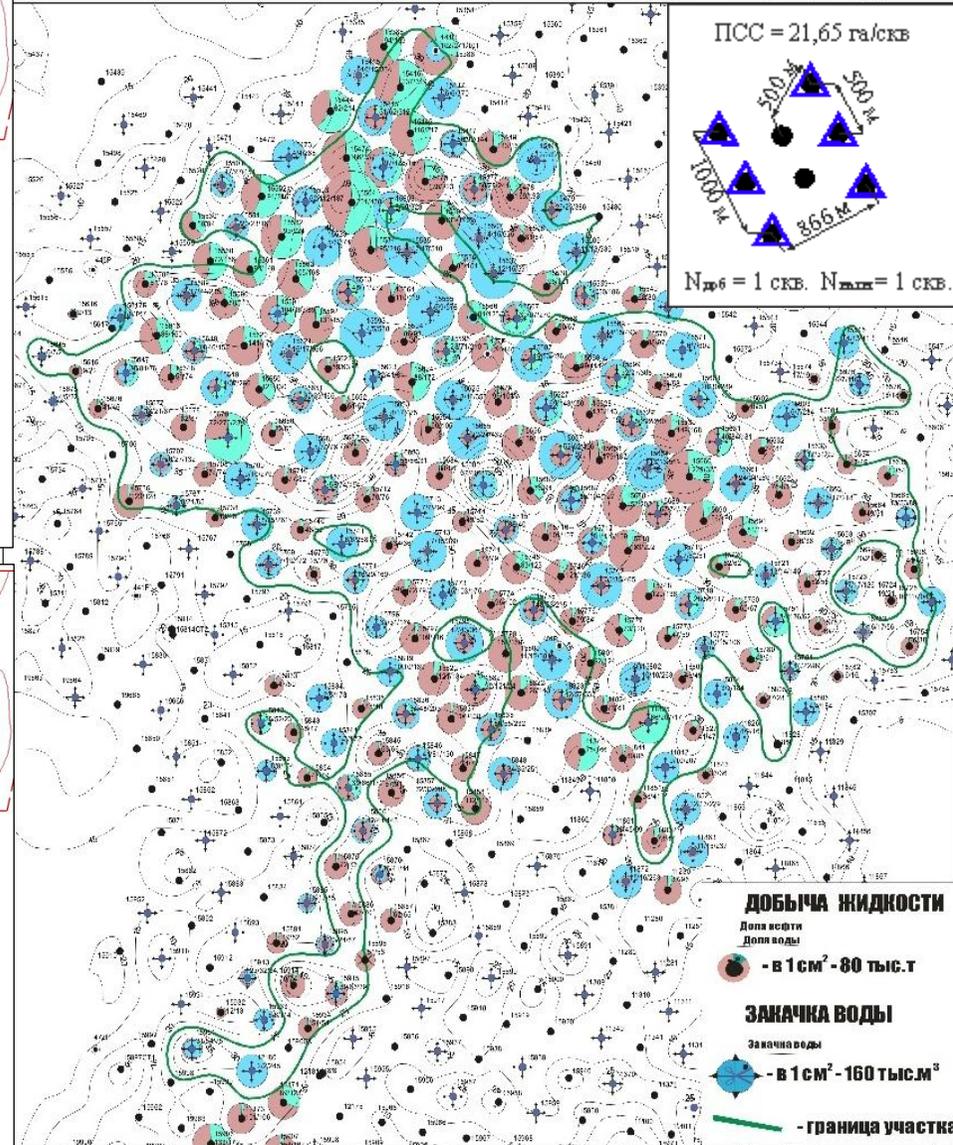
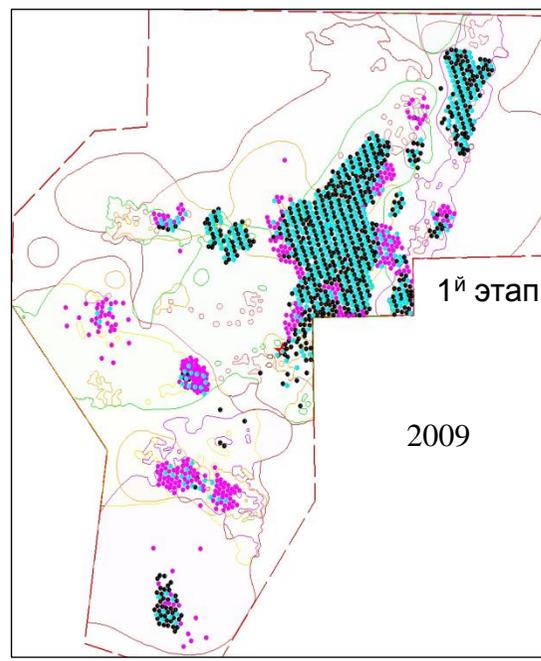
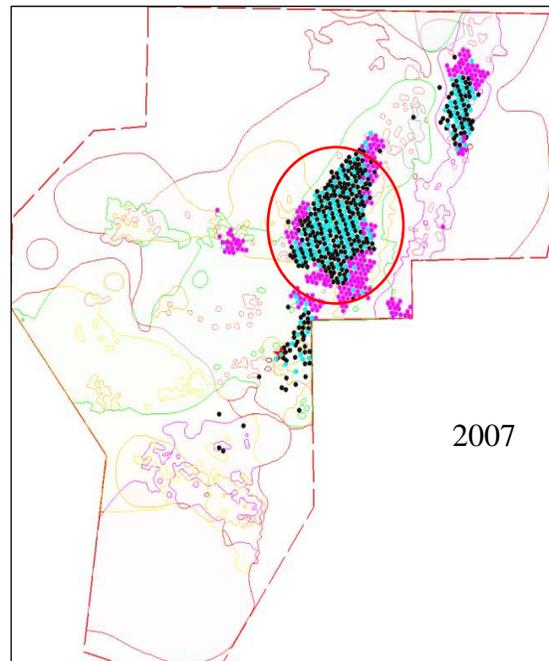
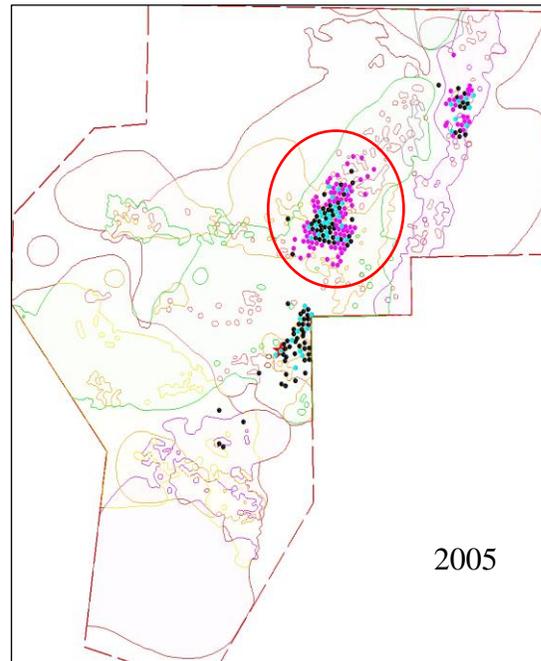
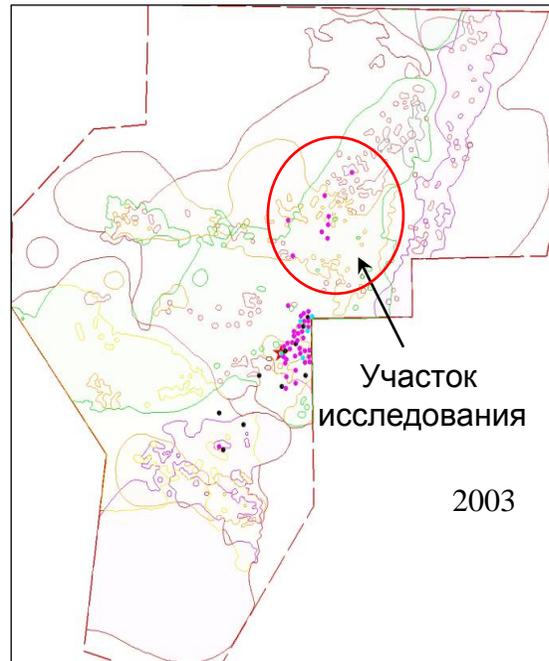
Параметры	АС ₁₀	АС ₁₂	В целом
НГЗ, тыс.т	67130	53123	120253
НИЗ, тыс.т	22964	17321	40285
КИН (по участку), доли ед.	0,342	0,326	0,335
$K_{выт}$, доли ед.	0,456	0,388	0,426
$K_{охв.}$, доли ед.	0,750	0,840	0,786
Плотность НИЗ, тыс.т/га	5,522	4,165	9,687
Удельные НИЗ на 1 скв. ННС (добыв. +нагнет.)	118	89	208
То же на 1 добыв. ННС	230	173	403
Переводной коэфф., б/р	1,323	1,379	1,348
Газовый фактор, м ³ /т	58,3	67,6	62,4
Давление насыщ., МПа	9,9	11,0	10,5

- Введён в разработку – в 2003 году с дебитом нефти 100 т/сут (5 скважин);
- Максимальная h_n объекта АС₁₀₋₁₂ – 70 м, средняя h_n – 33 м (по изопахите – 25 м);
- Участок характеризуется наибольшими h_n , ($K_{пр} \times h_n$) и плотностью НИЗ на 1га.

Роль Центрального участка в истории ЮЛТ

Показатели / на 01.01.2022 г. /	Центральный участок	Доля участка, %
Добыча нефти за 2021 год, тыс.т	905	10,4 %
Добыча жидкости за 2021 год, тыс.т	1967	8,2 %
Закачка воды за 2021 год, тыс.м ³	2786	12,4 %
Обводнённость, %	70	109 % (отн.)
Действующий фонд скважин - всего	376	10,7 %
Действ. фонд добыв. / нагнет. скважин	261 / 115	10,2 / 12,1 %
Соотношение Ндоб. / Ннаг., б/р	2,3	85 %
Средний дебит нефти / жидкости, т/сут	10/32	108 / 126 %
Средняя приёмистость, м ² /сут	86	106 %
Отбор НИЗ, %	62,5	168 (отн.) %
Текущий КИН, доли ед.	0,209	200 %
Темп отбора от НИЗ / от ТИЗ, %	2,3 / 5,7	115 / 184 %
Кратность ТИЗ нефти, лет	18	55 %
Удельный ТИЗ на 1 скв. (+БС), тыс.т/скв.	58	55 %
Компенсация текущая / накопл. %	85 / 94	102 / 89 %
Накопленный ВНФ, т/т	1,01	113 %
Степень прокачки, б/р	0,37	211 %

Динамика разбуривания участка базовой сеткой скважин



Выработка запасов при совместном вскрытии (в ННС) пластов АС₁₀ ($K_{пр} = 7$ мД) и АС₁₂ ($K_{пр} = 2$ мД)

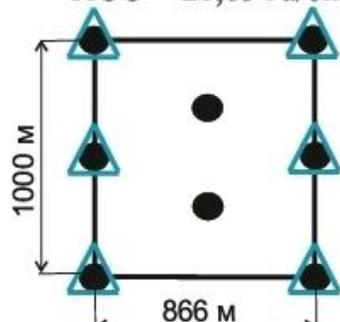
- «Основной» фонд ННС на участке пробурен в период с 2003 по 2008 год ($N_{доб.} = 100$, $N_{наг} = 94$ скв.).
В 100% ННС выполнены «большееобъемные» ГРП (+ повторные).
- По результатам расходомерии нагнетательных скважин установлено преимущественное поглощение воды верхним пластом АС₁₀.
 $K_{рт}$ наихудшего пласта АС₁₂ – очень низкие.
- Из-за различия ФЕС в совместных скважинах темпы выработки запасов нефти из пласта АС₁₂ в 2,3 раза ниже, чем из АС₁₀.
- О пласте АС₁₂: из 1390 скважин (в целом по ЮЛТ), вскрывших пласт АС₁₂ на 01.01.2013 г., $K_{пр} < 2$ мД отмечена в 787 скважинах (или 57%), а менее 1мД – в 300 скважинах (22%).
- Доп.причина – «гидрофобность» пласта АС₁₂. При закачке пресной воды в пласт АС₁₂ фазовая проницаемость для воды практически – «обнуляется». И восстановить её впоследствии – невозможно.

Рекомендация: избирательно по площади и разрезу объекта АС₁₀₋₁₂ организовать отдельную закачку минерализованной воды в пласт АС₁₂.

Варианты уплотнения сетки Центрального участка, рассмотренные ООО «ПБ «ТЭРМ» в 2011 году

Вариант 1 (базовый)

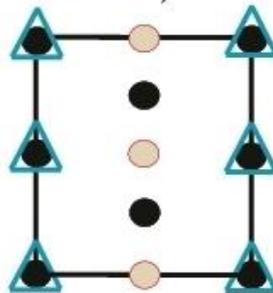
ПСС = 21,65 га/скв.



$N_{\text{доб.}} = 1$ скв. $N_{\text{нагн.}} = 1$ скв.

Вариант 2

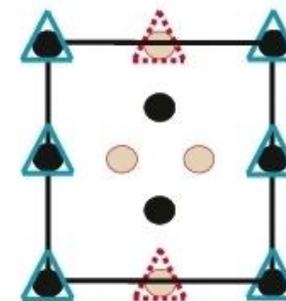
ПСС = 14,4 га/скв.



$N_{\text{доб.}} = 4$ скв. $N_{\text{нагн.}} = 2$ скв.

Вариант 3

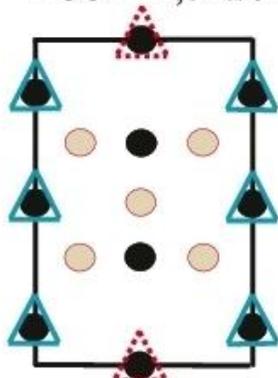
ПСС = 12,4 га/скв.



$N_{\text{доб.}} = 4$ скв. $N_{\text{нагн.}} = 3$ скв.

Вариант 4

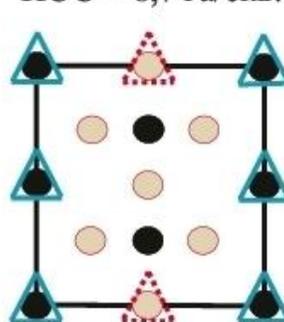
ПСС = 11,8 га/скв.



$N_{\text{доб.}} = 7$ скв. $N_{\text{нагн.}} = 4$ скв.

Вариант 5

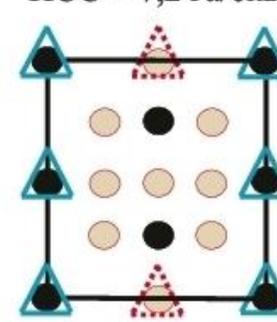
ПСС = 8,7 га/скв.



$N_{\text{доб.}} = 7$ скважин
 $N_{\text{нагн.}} = 3$ скважин

Вариант 6

ПСС = 7,2 га/скв.



$N_{\text{доб.}} = 9$ скважин
 $N_{\text{нагн.}} = 3$ скважин

Динамика ввода скважин и БС на участке

Показатели	Первый этап						Второй этап						Третий этап						Итого		
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		2021	
Мероприятия	Бурение ННС основной сетки / 194 скв. /						Формирование сист. ППД из скв. основной сетки						Частичное разукрупнение ЭО. Бурение ГС – 124 скв. Бурение БС – 24 шт.						Совм. 67%		
Системы разработки	Блоковая (433×500 м) однорядная с ГРП в доб. / нагн. скв.						Жёсткое соотн. $N_{доб} / N_{нагн}$ (1,4-1,2)		уплотняющие ННС /95 скв./				Снижение текущей компенсации до 90-70%						Разд. 33%		
Ввод в добычу нефти									5	35	43	54							47	10	-
– ННС	5	35	43	54	47	10	-	-	-	8	55	32	-	-	-	-	-	2	-	-	291
– ГС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	29	32	50	12	-	-	124
– БС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	8	4	-	5	2	1	-	24
Ввод нагнет. ННС в отраб. на нефть	3	17	24	26	19	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	94
Ввод в ППД – всего	-	9	7	11	22	21	13	4	5	1	1	-	-	-	5	9	22	13	1	-	144
Добывающий фонд	5	41	79	118	156	144	117	109	106	110	164	195	197	198	222	245	276	270	261	-	
Нагнетательный фонд	-	9	16	27	49	70	83	87	92	93	94	94	94	94	99	108	129	121	115	-	
$N_{наг} / N_{доб}$	-	4,6	4,9	4,4	3,2	2,0	1,4	1,25	1,15	1,18	1,7	2,1	2,1	2,1	2,2	2,3	2,1	2,2	2,3	-	
Добыча нефти, тыс/т	21	566	1271	1644	2170	1985	1696	1588	1464	1528	1515	1572	1275	1093	1105	1297	1311	1181	905	-	25187
Закачка воды, тыс.м ³	-	509	1389	1905	3140	3739	4139	4000	3352	3221	3554	3825	3542	3036	2560	3203	4167	2545	2786	-	54612
Тек. компенсация, %	-	66	75	79	95	119	145	134	108	97	99	94	88	80	70	83	103	69	85	-	94%

Принципы развития системы разработки ЮЛТ (Этап 3)

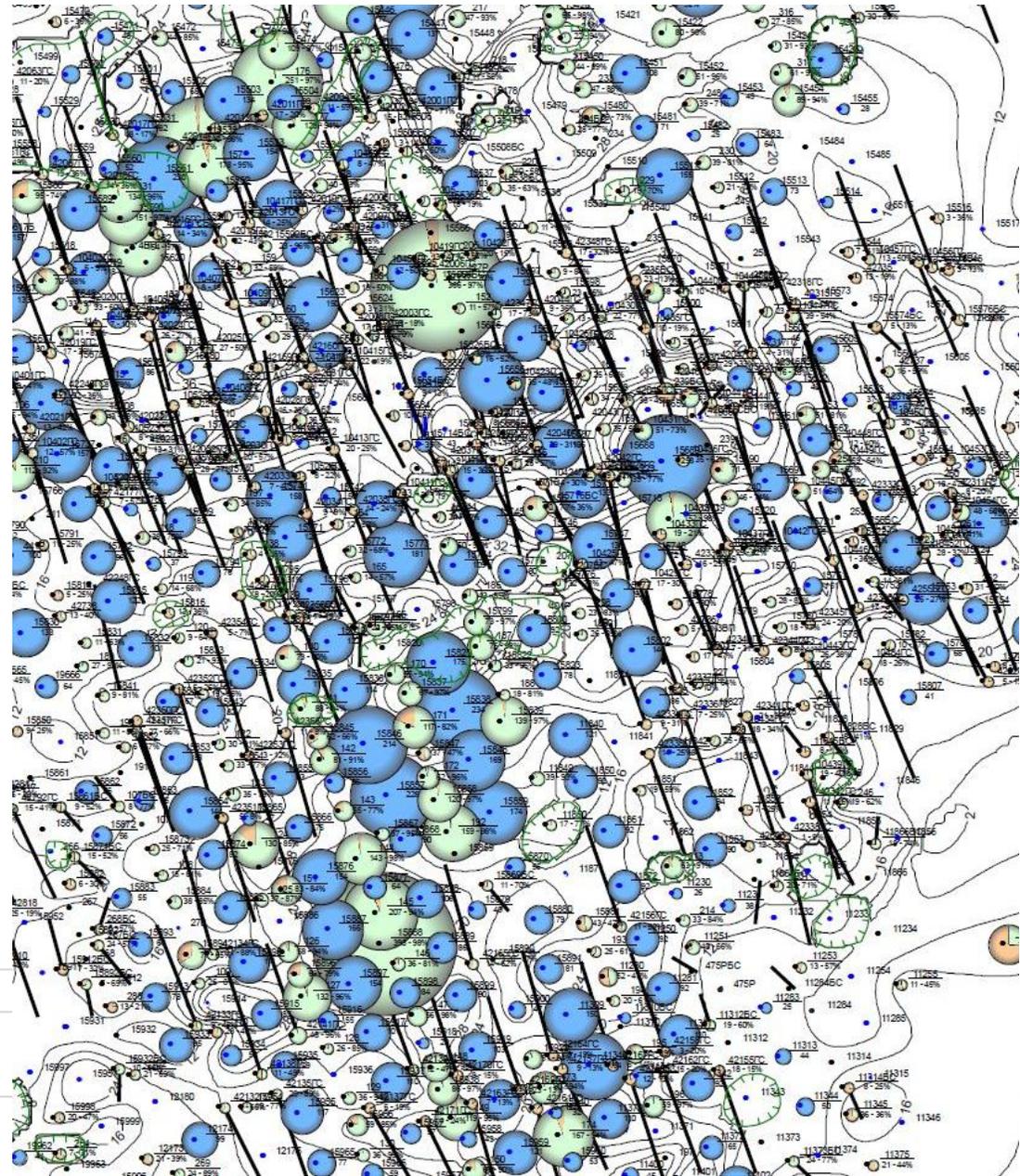
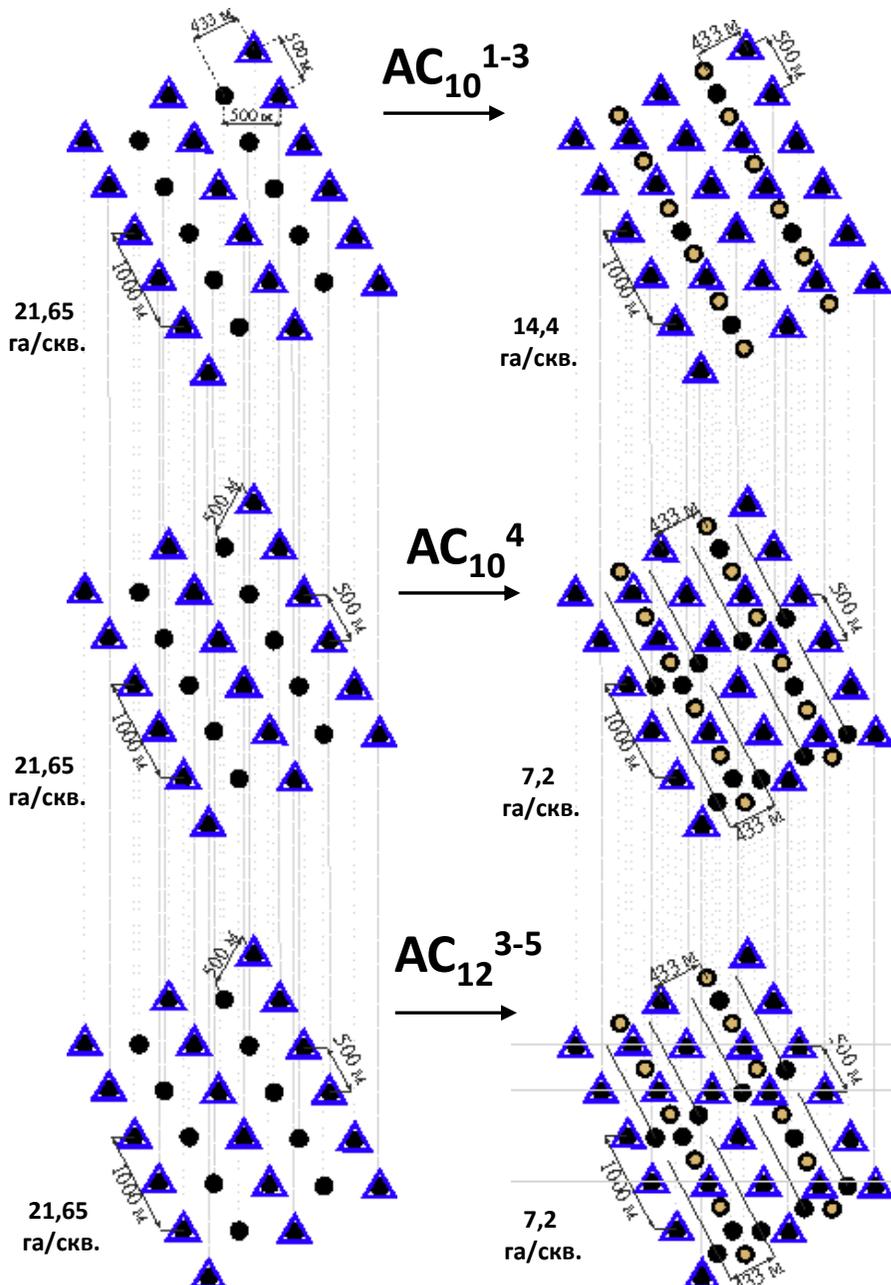
1. Массовое уплотнение сетки скважин (бурение новых ННС, ГС и БС);
2. «Разукрупнение» общего экспл. объекта АС₁₀₋₁₂ путём бурения дополн. скважин и БС, в основном, на пласт АС₁₂ (УНПК);
3. Массовый переход от ННС+ГРП к ГС+МсГРП.
Размещение ГУ в ГС, в основном, \parallel , но иногда \perp линии стресса;
4. Бурение боковых стволов (БГС и БВС). Проведение МсГРП в БГС;
5. Увеличение длины ГУ в ГС до 1500 м и более с доведением числа стадий МсГРП – до 30;
6. Сокращение ширины полосы между добывающими и нагнетательными скважинами;
7. Увеличение массы закачанного проппанта. В ГС (в сумме) – до 1200 т/ГС;
8. Выполнение «повторных» и последующих гидроразрывов;
9. Отработка почти всех нагнетательных скважин на нефть;
10. Увеличение устьевого давления в нагнет. скважинах – до 21 МПа и более;
11. Снижение $P_{заб}$ в добывающих скважинах до 5 МПа и ниже;
12. Ограничение закачки воды, при поддержании текущей компенсации $< 100\%$;
13. Отказ от массовой закачки «пресной» воды в пласты объекта АС₁₀₋₁₂;
14. Временная остановка части нагнетательных скважин в зонах с высоким $P_{пл}$.

2010г.
ПСС = 21,65га

2022г.
ПСС_{ЭКВ.} = 6 га

Объект АС10-12.

Пробуренный фонд скважин на 2022г.



Накопленные показатели по участку (на 01.2022 г.)

Показатели	ННС	ГС	БС	В сумме
	совместные	раздельные		
Число скважин (+БС), переб. в ДН	241	124	24	389
Накопленная добыча нефти, тыс.т	22387	2458	342	25187
То же, %	88,9 %	9,8 %	1,4%	100%
Добыча жидкости, тыс.т	45991	3887	734	50613
Закачка воды, тыс.м ³	54612	-	-	54612
То же, на 1 тыс.т нефти, тыс.м ³	-	-	-	2,2
Накопленный ВНФ, т/т	1,05	0,58	1,15	1,01
Текущий КИН, доли ед.	-	-	-	0,209
Отбор от НИЗ / Обводнённость, %	- / 81	- / 43	- / 80	62,5 / 70
Темп отбора от НИЗ / ТИЗ, %	-	-	-	2,3 / 5,7
Кратность ТИЗ, лет / Прокачка, T _{пл} , б/р	-	-	-	18 / 0,37
Удельный ТИЗ на 1 «ствол», тыс.т	-	-	-	58
Удельный отбор нефти (факт) на 1 действ. «ствол», тыс.т/скв.	93	19,8	14,3	65

Показатели разработки участка за 2021 год

Показатели	ННС совмест- ные	ГС	БС	Всего
		раздельные		
Добыча нефти , тыс.т	383	479	42	905
То же, %	42	53	5	100
Добыча жидкости, тыс.т	1967	841	207	1967
Закачка воды, тыс.м ³	2786	-	-	2786
Обводнённость, %	81	43	80	70
Фонд скважин (+БС)	239	119	18	376
– добывающих / нагнетательных	124 / 115	119 / -	18 / -	261 / 115
Текущее соотн. Nдоб. / Nнаг., б/р	-	-	-	2,3
Средний дебит нефти, т/сут	9	11	6	10
Средний дебит жидкости, т/сут	46	19	30	32
Приёмистость скважин, м ³ /сут	86	-	-	86
Соотн. «приёмистость» / дебит жидк.				2,7
Темп отбора нефти от НИЗ / ТИЗ, %	-	-	-	2,3 / 5,7
Темп отбора жидкости от НИЗ, %	-	-	-	7,5
Компенсация: текущая / накопл., %				85 / 94

Роль ГС+МСГРП в истории добычи по участку

- На участке с 2016 по 2021 год пробурено 124 ГС, в т.ч. на «УНПК» пласт АС₁₂ – 70 ГС (56%), на пласт АС₁₀ – 54 ГС (44%). Это составляет 28% от всех «стволов» участка;
- В накопленной добыче нефти на ГС приходится 2458 тыс.т (или 10% от общей), удельная ≈ 20 тыс.т/скв. Накопл. добыча жидкости из ГС – 3887 тыс.т, накопл. ВНФ – 058 т/т;
- С помощью ГС осуществлено частичное «разукрупнение» одного ЭО АС₁₀₋₁₂:

Показатели ГС за 2021 год	ГС (АС ₁₀)	ГС (АС ₁₂)	В целом по ГС	% от общей по участку
	НПК	УНПК		
Добыча нефти, тыс.т	218	261	479	53%
Добыча жидкости, тыс.т	432	409	841	28%
Обводнённость ГС, %	49	36	43	61% (отн.)
Добывающий фонд скважин (ГС)	54	70	124	48%
Средний дебит нефти, т/сут	11	11	11	110%
Средний дебит жидкости, т/сут	22	17	19	60%
Накопленная добыча нефти, тыс.т	816	1642	2458	10%
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1424	2464	3887	8%
Накопленный ВНФ, т/т	0,75	0,50	0,58	55%
Удельная добыча нефти на 1ГС, тыс.т	15,1	23,5	19,8	27%

При этом, по УНПК пласта АС₁₂ достигнуты более успешные результаты эксплуатации ГС.

Характеристики вытеснения по участку

Благодаря применению большого комплекса мер по совершенствованию системы разработки, на центральном участке обеспечена благоприятная характеристика вытеснения:

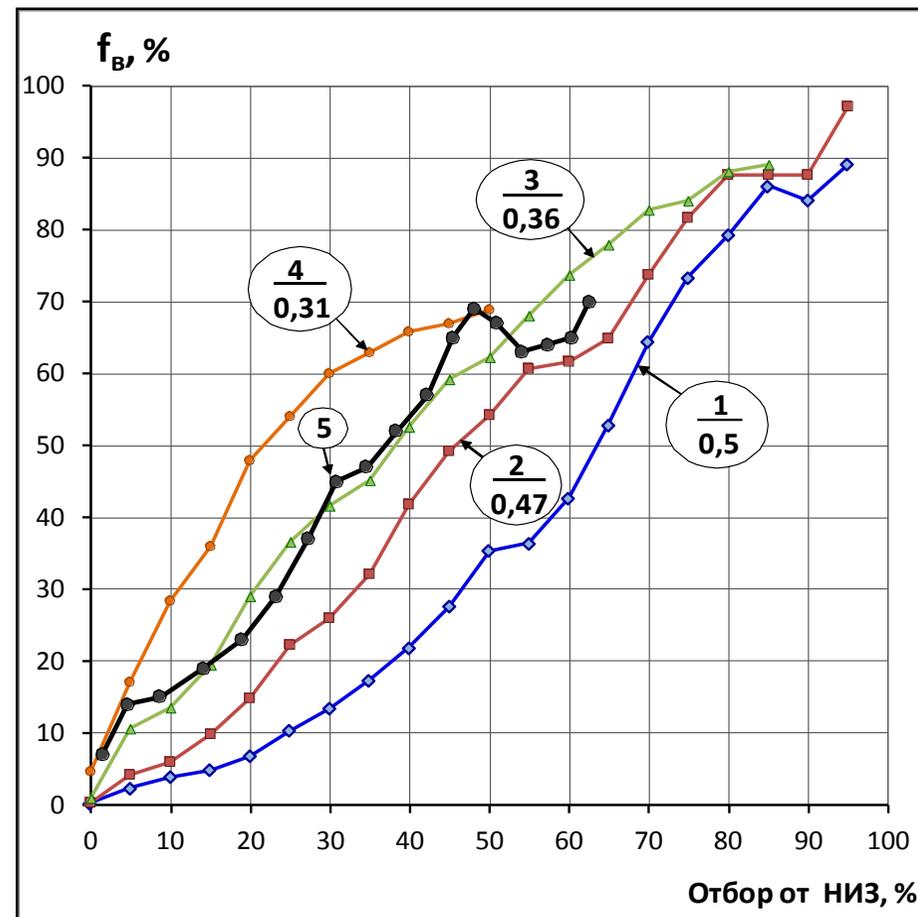
- При отборе 63% НИЗ – текущая обводнённость = 70%;
- При текущем КИН = 0,209, накопленный ВНФ = 1,0 т/т;
- Темп отбора нефти от ТИЗ в 2018-2021 гг. был удовл.:

В 2018 г. – 6,6% ; в 2019 г. – 7,1%.

В 2020 г. – 6,9% ; в 2021 г. – 5,7%.

а усреднённая кратность ТИЗ в эти годы ~15 лет.

Указанное свидетельствует о возможности достижения КИН (по участку работ) на уровне ~0,335, при среднем по объекту AC_{10-12} в целом по ЮЛТ (кат. АВ₁) – 0,282.



- 1) Залежи ЧНЗ с $КИН_H = 0,5$;
- 2) Залежи ЧНЗ / ВНЗ с $КИН_H = 0,47$;
- 3) Залежи ВНЗ / ЧНЗ с $КИН_H = 0,36$;
- 4) Залежи ВНЗ с $КИН_H = 0,31$;
- 5) Центральный участок AC_{10-12} ЮЛТ ($КИН_H \sim 0,335$).

Выводы (1):

- 1) **Совместная эксплуатация** пластов системой ННС (с ГРП) позволила в короткий срок (5 лет) выйти на высокий уровень добычи нефти по участку – 2,170 млн.т/год с темпом отбора от НИЗ – 5,4%. На 01.01.2022г. от НИЗ отобрано 63%, текущий КИН – 0,209 при обводнённости 70%. Средняя кратность ТИЗ нефти в 2018-2021 гг. ≈ 15 лет.
- 2) **Основными факторами** быстрого наращивания добычи нефти в условиях НПК стали: высокие темпы разбуривания, многократное проведение в скважинах большеобъёмных ГРП, создание низких $P_{заб}$ (< 5 МПа) в добывающих скважинах и высоких устьевых давлений нагнетания (> 20 МПа), учёт направления развития трещин ГРП в пластах.
- 3) **Совместное вскрытие** разнопроницаемых пластов AC_{10} и AC_{12} системой ННС (с ГРП) на I – II этапах разработки привело к отставанию выработки из пласта AC_{12} (УНПК).
- 4) **Факторы поддержания** добычи нефти на III стадии разработки Центрального участка:
 - массовое бурение «уплотняющих» ННС с доведением соотношения $N_{доб.} / N_{наг.}$ – до 2,3;
 - массовое бурение ГС+МСГРП на отдельные пласты с целью разукрупнения ЭО;
 - избирательные зарезки БС из неработающих скважин;
 - снижение $P_{заб}$ по высокообводнённым скважинам – до 3 МПа;
 - регулирование закачки воды по зонам, снижение текущей компенсации $< 100\%$.
- 5) **В результате удалось обеспечить** весьма благоприятную характеристику вытеснения, высокие темпы отбора нефти и жидкости. Ожидаемый КИН по участку превысит утверждённый 0,280 и может составить 0,33-0,35.

Выводы (2):

- 1) Основную роль в ДН по участку сыграли **194 скважины базового фонда ННС**
Их доля в $\sum Q$ нефти – 89%, в текущей – 42%, $\sum \text{ВНФ}$ – 0,85 т/т, при доле фонда 66% от всех «стволов»; «вклад» в КИН – 0,199; удельная Q_n – 159 тыс. т/скв.
- 2) В добыче нефти перебивало – **97 «уплотняющих» ННС.**
Их доля в $\sum Q$ нефти по участку – 15%, в текущей ~30%; при доле фонда от всех «стволов» – 22%; $\sum \text{ВНФ}$ – 2,1 т/т; вклад в КИН – 0,043; удельная Q_n – 38 тыс. т/скв.
- 3) Значительную роль в добыче нефти по участку сыграли **124 ГС:**
Их доля в $\sum Q$ нефти – 10% (при доле фонда – 28%), в текущей – 53%;
 $\sum \text{ВНФ}$ – 0,58 т/т; «вклад» в КИН – 0,081; удельная Q_n – 20 тыс. т/ГС.
- 4) Роль фонда **БС – 24 шт.** в добыче нефти по участку – незначительна (~1%) при доле фонда – 5%, удельная Q_n – 20 тыс. т/БС; $\sum \text{ВНФ}$ – 1,15 т/т.
- 5) **В целом по общему фонду 439 «стволов»:** $\sum Q$ нефти – 25187 тыс. т, удельная Q_n – 57 тыс. т/ствол; годовая добыча нефти – 905 тыс. т при $T_{\text{низ}}$ – 2,2%, $T_{\text{тиз}}$ – 57%; текущий КИН – 0,21 (факт); $\sum \text{ВНФ}$ – 1 т/т; от НИЗ отобрано – 63% при текущей обводн. – 70%.

Дополнительные слайды

Результаты испытания разведочных скважин ЮЛТ до начала эксплуатационного разбуривания

№ п/п	Показатели	Горизонты	
		АС ₁₀	АС ₁₂
1	Число испыт. разведочных скважин	17	18
2	Средняя нефтенасыщ. толщина, м	7,8	10,5
3	Проницаемость пласта, мД	15,5	4,1
4	Проводимость пласта, мД·м	121	43
5	То же, %	100	36
6	Диапазон дебитов нефти, т/сут	0,7-75	1,7-25
7	Средний дебит нефти, т/сут	13,5	8,6
8	Удельный дебит нефти, т/сут·м	1,73	0,82
9	Средний Н _{дин.} в скважинах, м	1050	1145
10	Депрессия на пласт, МПа	9,0	10,5

Энергетическое состояние залежей нефти в целом по пластам ЮЛТ Приобского месторождения на 01.01.2022 г.

Показатели	Горизонт АС ₁₀			Горизонт АС ₁₂	
	АС ₁₀ ⁰⁻¹	АС ₁₀ ¹⁻³	АС ₁₀ ⁴	АС ₁₂ ¹	АС ₁₂ ³⁻⁵
Начальное Р _{пл} , ат	257	257	257	268	268
Давление насыщения, ат	99	99	99	110	110
Среднее текущее Р _{пл} , ат	244	254	257	265	260
в т.ч. в зоне отбора, ат	225	241	252	254	252
в зоне закачки, ат	275	289	278	326	289
ΔР в зоне отбора, ат	-32	-16	-5	-14	-16
То же, %	-12%	-6%	-2%	-5%	-6%
ΔР в зоне закачки, ат	+18	+32	+21	+58	+21
То же, %	+7%	+13%	+8%	+22%	+8%
Р _{наг} : на устье / на забое, ат	200-210 / 450-460				
Р _{заб} в добыв. скважинах	50				
Перепад давления ΔР _{заб} , ат	400-410				

Общие показатели разработки объекта АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения в целом, за 2021 год

Показатели разработки	Значение
Добыча нефти / жидк. в 2021 г., тыс.т/год	8717 / 23853
Проектный фонд скважин / ДТСР-2021 г. /	Общий – 7404 скважины:
	(4005 доб.; 2697 нагн.; 702 пьезом.)
Пробуренный фонд скважин – всего	4611 (62% от проектного)
в т.ч. добывающих / нагнет. / пьезометр.	2629 / 1054 / 924
Закачка воды, тыс.м ³ / Приёмист., м ³ /сут	22427 / 70
Средний дебит нефти / жидкости, т/сут	9,3 / 75,4
Обводнённость продукции, %	70
Объём экспл. бурения в 2021 году, тыс.м	644
Ввод новых скважин в 2021 году, шт	130
Дебит нефти новых скважин, тыс.т/сут	31
Накопл. доб. нефти / жидк., тыс.т / ВНФ, т/т	160829 / 304073 / 0,89
Соотношение N _{доб} / N _{наг} : проектное / факт.	1,5 / 2,5

Эффективность ГРП в ННС и ГС

- **Массовое и многократное проведение** «большееобъёмных» гидроразрывов – основная составляющая технологии разработки НПК и УНПК объекта АС₁₀₋₁₂.
- **Эффективность выполненных ГРП на ЮЛТ** – высокая. По месторождению в целом за счёт ГРП извлечено более 2/3 от общей накопленной добычи нефти.
- **На 01.01.2018 г. на ЮЛТ выполнено 8412 операций ГРП** (более чем в 4 тыс. скважин), в т.ч. «первичных» ГРП – 6527 операций, «повторных» – 1885. В 2017 г. доля повторных ГРП составила 53% от их общего количества.
- **В среднем за 1 операцию гидроразрыва** закачано пропанта: в ННС – 100 т/скв.; в ГС – в сумме 456 т/скв.; в БГС – 237 т/БС.
- **Параметры техногенных трещин:** полудлина – 135 м (максимум – до 300 м); высота – 44 м (максимум – до 100 м); ширина трещины – 5 мм.

Резюме: Многократное проведение гидроразрывов в ННС и ГС позволило создать в низкопроницаемых пластах АС₁₀₋₁₂ обширную, разветвлённую («объёмную») систему трещин, обеспечивающую поддержание необходимой энергетики в залежах, а также благоприятную характеристику вытеснения, при весьма «консервативном» соотношении скважин:

$$N_{\text{доб.}}/N_{\text{наг.}} = 2,3.$$

Эффективность 836 «повторных» гидроразрывов (в ННС) по ЮЛТ в целом

Период	Показатели	Гидроразрывы		То же, %
		«Первичные»	«Повторные»	
До ГРП	Дебит нефти, т/сут		11,5	
	Дебит жидкости, т/сут		14,6	
	Обводнённость, %		21%	
После ГРП	Дебит нефти, т/сут	48	23	48%
	Дебит жидкости, т/сут	50	37	74%
	Обводнённость, %	4%	38%	в 9,5 раз
Результаты	Кратность роста дебита нефти, б/р		2,0 (от 1,5 – до 4,8)	
	Кратность роста дебита жидкости, б/р		2,5 (от 1,5 – до 4,6)	
	Изменение обводнённости, % (абс.)			

- Удельное количество всех гидроразрывов на 1 ННС \approx 2,6 операции/скв.
- С учётом массовости и удовл. эффективности, повторные ГРП в ННС обеспечили существенное увеличение добычи нефти.

Сравнение результатов гидроразрыва в ННС и ГС по участкам анализа разработки

Показатели	В сумме по 3 ^м участкам (1, 2, 4)			Центральный участок (4)		
	ННС	ГС	То же, %	ННС	ГС	То же, %
Число скважин в выборке	241	129	-	114	30	-
Средн. длина ГУ, м / Число стадий ГРП	-	835 / 6,5	-	-	940 / 6,1	-
Масса проппанта, т/скв. / на 1 м h_n	190 / 8,3	455	240%	112 / 10,1	460	411%
Входной дебит нефти, т/сут	14	28	200%	36	26	72%
Дебит нефти через 12 мес., т/сут	11	18	164%	28	18	64%
Входной дебит жидкости, т/сут	42	119	283%	72	89	124%
Снижение дебита жидк. за 1 ^й год, %	55	70		51	73	
Входная обводнённость, %	31	45		16	41	
Добыча нефти за 12 мес., тыс.т/скв.	6	12	200%	14	11	78%
Добыча нефти за 24 мес., тыс.т/скв.	9	17	189%	24	н/д	-
Причина низкой эффективности ГС на Центральном участке ЮЛТ	На новых участках: ГС эффективнее ННС.			На дату бурения ГС – выработанность запасов, высокая обводнённость.		

Характеристика МсГРП в ГС и БГС по ЮЛТ в целом за 2012-2017 гг.

Параметры	ГС с МсГРП		БГС с МсГРП	
	диапазон	среднее	диапазон	среднее
Количество гор. «стволов»	345		80	
Длина ГУ, м	300-1500	840	126-700	340
Число стадий МсГРП	2-30	6,3	2-7	3,2
Расст. между портами, м	?	?	42-235	110
Масса проппанта, т/скв.	50-380	136	100-500	237
То же, за 1 стадию, т	10-150	70	7-150	74

Количество МсГРП (в ГС + БГС) по ЮЛТ в целом за 2012-2017 гг. – 425 операций,
в т.ч. по пласту АС₁₂ – 251 опер. (60 %); АС₁₀ – 171 (40%); АС₁₁ – 3 опер.

Результаты бурения «ГС-1500 м» + 30 стадийный ГРП

Дата бурения – июль 2016 года; Объект для ОПР – АС₁₂ (К_{пр} = 2 мД);

Количество проппанта – 1200 тонн (в 3 раза больше «стандартного» МсГРП);

Технология проведения МсГРП – бесшаровая.

Показатели	«ГС-1500 м»	По 14 соседним ГС
Длина ГУ в ГС, м	1500	920
Количество стадий МсГРП	30	7,5
Входной дебит жидкости, т/сут	190	82
Входной дебит нефти, т/сут	78	55
Входная обводнённость, %	59%	33%
Через 12 месяцев эксплуатации: дебит жидкости / нефти, т/сут	35/26	20/13
Обводнённость, %	26%	35%
Накопл. добыча нефти за 1,5 года, тыс.т	18	12

Роль БС (БГС и БВС) в истории добычи по участку

- Зарезки БС начали осуществлять с 2015 года (на 13^й год разработки);
- Зарезки выполняли из обводнившихся или технически неисправных скважин;
- Общее количество БС – 24,
в т.ч. БГС – 19, из них: на пл. АС₁₀ – 12; на пл. АС₁₂ – 7 БГС;
«БВС» – 5 (на пласты АС₁₀₋₁₂ совместно).

Всего БГС – 19, в т.ч. на пл. АС₁₀¹⁻³ – 7; на пл. АС₁₀⁴ – 5; на пл. АС₁₂³⁻⁵ – 7.

- **За 2021 год показатели эксплуатации БС были следующими:**

Добыча нефти, тыс. т	42	Накопленная добыча нефти, тыс.т	342
Добыча жидкости, тыс.т	207	Накопл. добыча жидкости, тыс.т	734
Обводнённость, %	80	Накопленный ВНФ, т/т	1,15
Количество работающих БС	18	Удельные отбор нефти на 1 БС	14,3
		в т.ч. БГС, тыс.т/БС	14,2
		БВС, тыс.т/БС	14,6

- Таким образом, боковые стволы пока играют незначительную роль в добыче.

Выводы (3):

- 5) В целом по общему фонду 439 «стволов»: накопленная добыча нефти – 25187 тыс.т, удельная – 57 тыс.т/ствол; годовая добыча нефти – 905 тыс.т при $T_{\text{НИЗ}}$ – 2,2%, $T_{\text{ТИЗ}}$ – 57%; текущий КИН – 0,21 (факт); Σ ВНФ – 1 т/т; от НИЗ отобрано – 63% при текущей обводнённости – 70%.
- 6) Прогнозный КИН по участку может составить 0,325 при утверждённом 0,28.

Общий вывод: Своевременное и массовое внедрение эффективных мероприятий (уплотнение сетки, бурение ГС и ЗБС) по регулированию системы разработки мощного низкопроницаемого объекта (типа АС₁₀₋₁₂) может обеспечить КИН на уровне (с доведением усл. ПСС – до 6 га/скв.) выше утверждённого.

Первая технологическая схема разработки, 2009 г.

- Первая ТСР (исп. ООО «Газпромнефть-НТЦ»)
Согласована ЦКР Роснедра – Протокол №4728 от 12.11.2009 г.
 - Выделен – один объект разработки АС₁₀₋₁₂.
 - Применение блоковой (однорядной) системы скважин(ННС) с треугольной сеткой (433×500 м), плотностью – 21,7 га/скв.
 - Ряды скважин размещены *параллельно азимуту трещин ГРП*.
Применение ГРП – в 100% ННС (добывающих + нагнетательных).
 - Проектные уровни по месторождению (ЮЛТ):
 - ✓ добыча нефти – 9,0 млн.т/год;
 - ✓ добыча жидкости – 35,5 млн.т/год ($Q_{ж}/ Q_{н} \approx 4$ раза);
 - ✓ закачка воды – 37,1 млн.м³/год ($Q_{зак}/ Q_{н} \approx 4,1$ раза).
 - Общий фонд скважин – 8040, в т.ч. добыв. – 4151, нагнет. – 3384.
Проектное соотношение $N_{доб} / N_{наг}$ весьма «жёсткое» – 1,2 (!)
-

Этапы формирования системы разработки Центрального участка ЮЛТ

№ п/п	Наименование	Периоды	Количество
1	Ввод скважин ННС	2003-2008 гг.	194 скв. ННС (100 доб.+94 наг.).
			Совместная сетка АС ₁₀₋₁₂
		2012-2014 гг.	85 скважин ННС
			Совместная сетка АС ₁₀₋₁₂
		2003-2013 гг.	94 скважины ННС Совместный фонд АС ₁₀₋₁₂
2017-2021 гг.	50 скважин ННС Совместно на АС ₁₀₋₁₂		
5	Итого: ННС в добычу и под закачку в т.ч. добывающих / нагнетательных	2003-2021 гг. 2003-2021 гг.	329 скв. (совместно на АС ₁₀₋₁₂) 185 доб. + 134 нагнет.
6	Ввод ГС + БС	2016-2021 гг.	124 ГС, в т.ч. на АС ₁₂ – 70, АС ₁₀ – 54 БС
7			Ввод 19 БГС «раздельно» и 5 – БС (совместных) на пласты АС ₁₀ и АС ₁₂
8	Соотношение числа $N_{доб.} / N_{наг.}$, б/р	2004-2008 гг.	$N = 4,9 - 2,0$
		2009-2013 гг.	$N = 1,7 - 1,2$
		2014-2021 гг.	$N = 2,1 - 2,3$
9	Регулирование текущей компенсации, % (накопленная – 94%)	2004-2007 гг.	$K_{тек} = 66 - 95\%$
		2008-2011 гг.	$K_{тек} = 145 - 108\%$
		2012-2021 гг.	$K_{тек} = 97 - (69-70\%) - 85\%$

Совместно-раздельный фонд по участку

№ п/п	Показатели	Горизонт АС ₁₀			Горизонт АС ₁₂			Всего по участку		
		Совместные	Раздельные	Всего	Совместные	Раздельные	Всего	Совместные	Раздельные	Итого
1	Основной фонд ННС	194	-	194	194	-	194	194	-	194
	– добывающих	100	-	100	100	-	100	100	-	100
	– нагнетательных	94	-	94	94	-	94	94	-	94
2	Дополн. добыв. фонд ННС	97	-	97	97	-	97	97	-	97
3	Всего ННС (осн.+ доп.)	291	-	291	291	-	291	291	-	291
	– добывающих	197	-	197	197	-	197	197	-	197
	– нагнетательных	94	-	94	94	-	94	94	-	94
4	Горизонт. добыв. скважины	-	54	54	-	70	70	-	124	124
5	БС (БГС / БВС), шт	- / 5	12 / -	12 / 5	- / 5	7 / -	7 / 5	- / 5	19 / -	24
6	Всего : «вертик.» стволов	296	-	296	296	-	296	296	-	296
	«горизонтальных» стволов	-	66	66	-	77	77	-	143	143
	Итого стволов	296	66	362	296	77	373	296	143	439
	То же, %	82	18	100	79	21	100	67	33	100
7	Из них: добывающих	202	66	268	202	77	279	202	143	345
	нагнетательных	94	-	94	94	-	94	94	-	94
8	Соотношение N _{доб} /N _{наг} , б/р	2,12	-	2,85	2,15	-	3,0	2,15	-	3,7

О некоторых показателях разработки участка

1) Отмечено три «максимума» добычи нефти:

- ✓ В 2007 г. – 2170 тыс.т ($t_n = 5,4\%$). Бурение скважин «основной» сетки;
- ✓ В 2014 г. – 1572 тыс.т ($t_n = 3,9\%$). Бурение «уплотняющих» скважин;
- ✓ В 2019 г. – 1311 тыс.т ($t_n = 3,3\%$). Бурение ГС и БС.

2) Доказана принципиальная возможность в условиях НПК:

- а) обеспечить весьма высокие (5,4%) максимальные темпы отбора нефти;
- б) обеспечить «стабилизацию» добычи нефти – до отбора ~60% от НИЗ участка.

3) В условиях поддержания (в 2014-2020 гг.) текущей компенсации

на уровне 69-104% доказана возможность сохранения весьма высоких уровней добычи жидкости (3674 – 3372 тыс.т/год) с темпом отбора от НИЗ = 9,1-8,4 % в год.

4) При этом, в течение 2014-2021 гг. за счёт массового проведения ГРП

соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин удалось обеспечить на уровне 2,1-2,3.

5) Пластовое давление в залежах при этом – не снизилось, а дебит жидкости (по ННС) сохранился на уровне 55-46 т/сут.

/ Справочно: По ХМАО-Югре в целом среднее соотношение $N_{\text{доб.}} / N_{\text{наг.}}$ в последние годы поддерживалось на уровне 2,2. /

Роль «ННС+ГРП» в истории добычи по участку

- На участке пробурена 331 «ННС», в т.ч. 187 добывающих и 144 нагнетательных. Это составляет $\frac{3}{4}$ всех стволов, вскрывших объект АС₁₀₋₁₂ на участке.

- В накопленной добыче нефти «ННС» играют основную роль: на них приходится 22,387 млн.т или 89% от общей накопленной добычи; по жидкости – 46 млн.т (или 91%); накопленный ВНФ – 1,05 т/т.

- Текущие показатели по фонду ННС за 2021 год следующие:

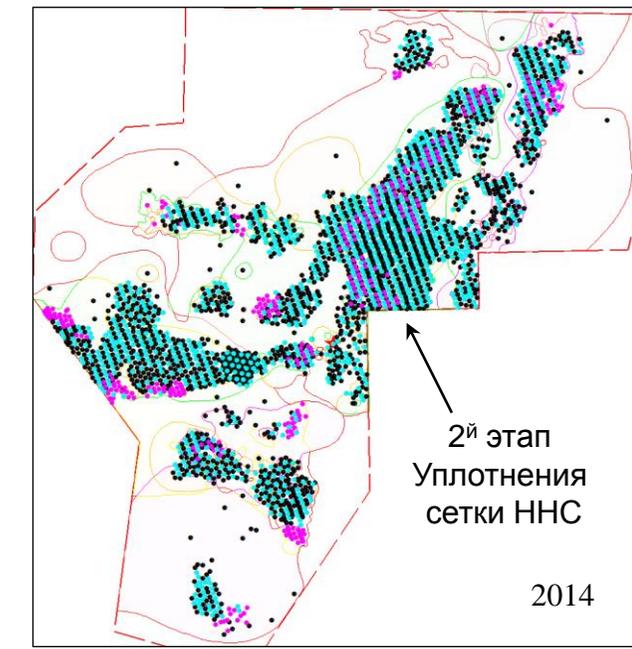
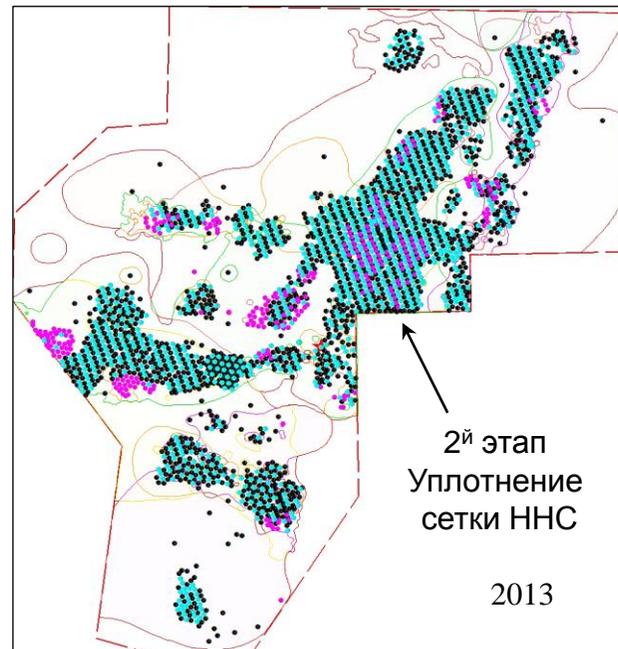
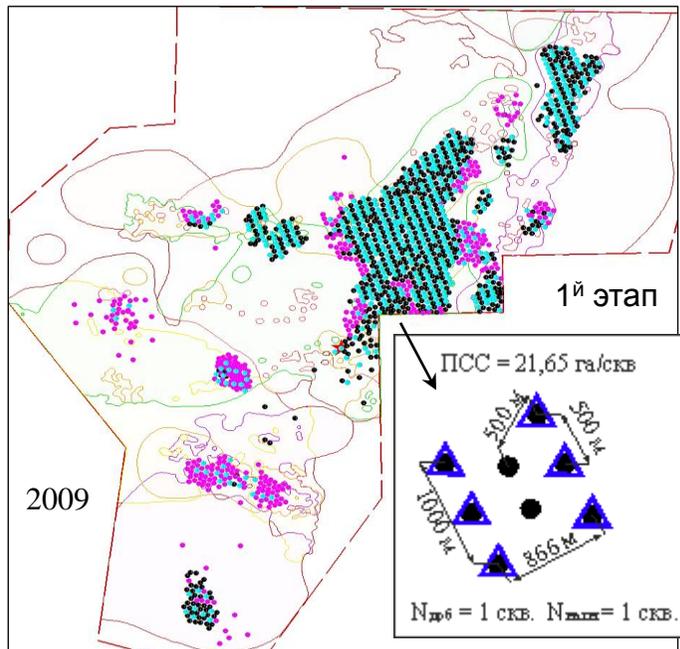
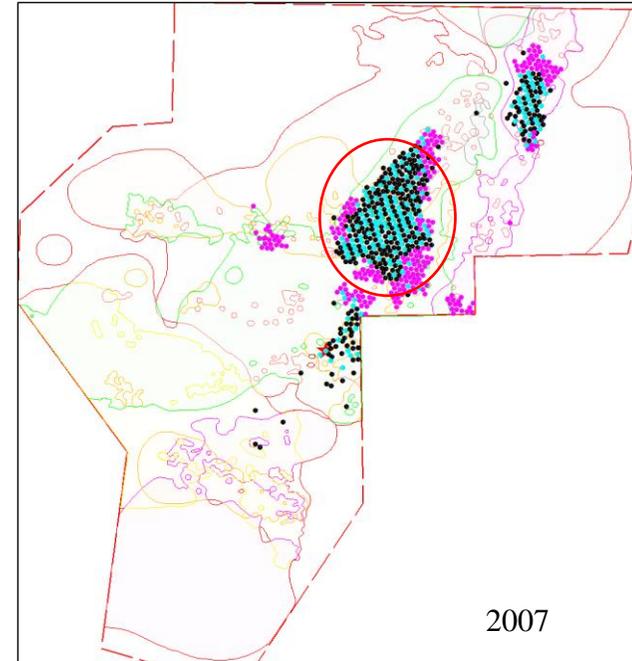
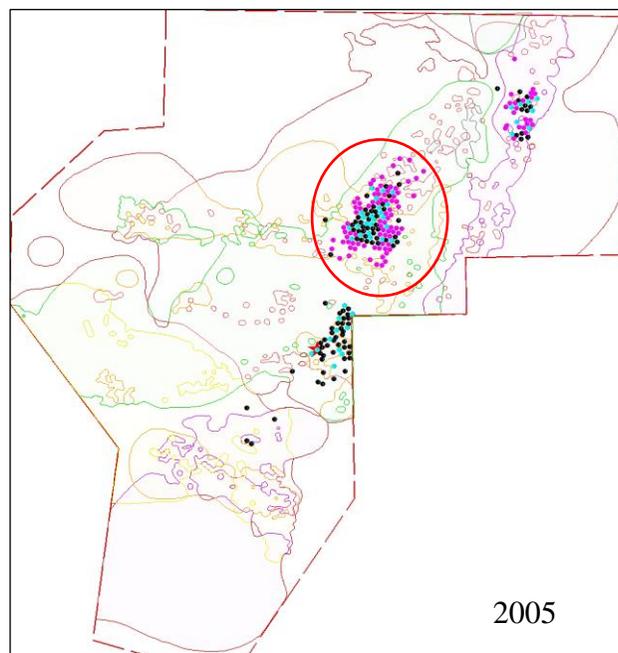
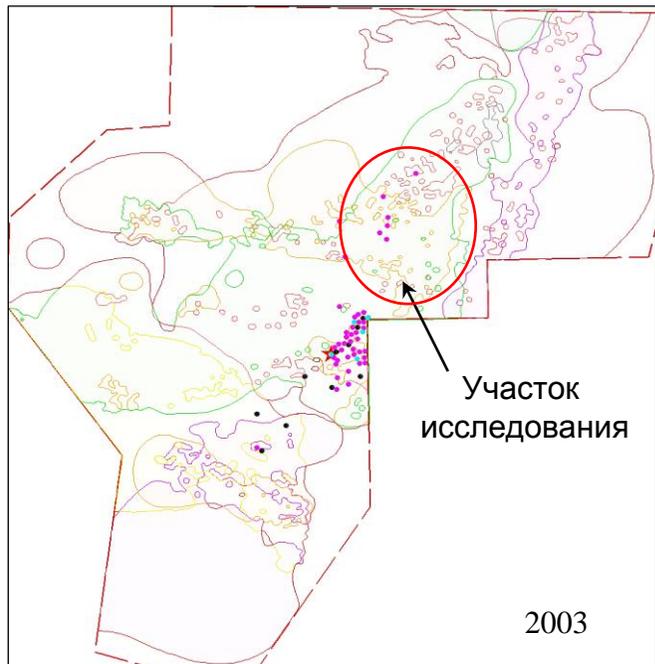
- ✓ добыча нефти – 383 тыс.т (43% от общей)
- ✓ добыча жидкости – 1967 тыс.т (65%)
- ✓ закачка воды – 2786 тыс. м³ (100%)
- ✓ обводнённость – 81%
- ✓ число добывающих ННС – 124
- ✓ число нагнетательных ННС – 115
- ✓ средний дебит нефти – 9 т/сут
- ✓ средний дебит жидкости – 46 т/сут

Особенность:

Начиная с 2019 года, основная роль в текущей добыче нефти (51-53%) – перешла к ГС (N_{ГС} – 124 скв.)

- «Основной» фонд ННС (184 скв.) обеспечил накопленную добычу нефти – 18722 тыс.т (удельная – 102 тыс.т/скв.); «уплотняющий» фонд ННС (97 скв.) – 3665 тыс.т (удельная – 38 тыс.т/скв.); в сумме по всем ННС – 22387 тыс.т (281 скв.), удельная – 80 тыс./ННС.

Динамика разбуривания участка



Исходные системы разработки

ППЭ-1997 г.

ТСР-2009 г.

Первый ПТД : «ППЭ» (исп. ООО «ТЭРМ»)
 Протокол ЦКР №2191 от 13.11.97 г.

(исп. ООО «Газпромнефть-НТЦ»)
 Протокол ЦКР №4728 от 12.11.2009 г.

- Выделение трёх участков ПЭ
 (в районе скважин №№ 477, 473 и 427).

- Выделение одного общего ЭО: АС₁₀₋₁₂

- Выделение одного ЭО - АС₁₀₋₁₂

- Система разработки – площадная 7-точ.
- ПСС по участкам – 31,2; 21,6; 13,9га/скв.
 при $2\sigma = 600, 500$ и 400 м;

- Система - блоковая (однорядная) с тре-
 угольной сеткой (433×500 м), ПСС – 21,7га.
- Ряды размещены \ \ азимуту трещин ГРП.

- Общий фонд - 157 скважин, в т.ч. доб - 99,
 нагн. – 51. Соотношение $N_{доб.}/N_{наг.} = 1,9:1$.
- Конструкция скважин – ННС+ГРП (100%).

- Общий фонд – 8040 скв., в т.ч. доб - 4151,
 нагн. – 3384. Соотношение $N_{доб.}/N_{наг.} = 1,2:1$.
- Конструкция скважин – ННС+ГРП (100%).

- Средний дебит нефти по 93 новым скв.
 с ГРП = 52 т/сут.
- Максимальный уровень добычи нефти –
 1,0 млн.т/год (темп отбора – 4,9%).

- Проектные уровни по месторождению
 (ЮЛТ):
 - ✓ добыча нефти – 9,0 млн.т/год;
 - ✓ добыча жидкости – 35,5 млн.т/год;
 - ✓ закачка воды – 37,1 млн.м³/год.

- Применение ОРЗ при дифференциро-
 ванном устьевом $P_{наг} = 18-20$ МПа.
- Тип закачиваемой воды –
 минерализованная, сеноманская.

Накопленные отборы на начало уплотнения сетки

Показатели разработки участка

Показатели	Значения
Всего скважин	194
N доб. скв.	105
N нагн. скв.	89
Добыча нефти	11679 тыс.т
Уд. добыча нефти, тыс.т	114 (добыв.)
	60 (общую)
Добыча воды	3849 тыс.т
Добыча жидкости	15528 тыс.т
Σ ВНФ	0,33 т/т
Закачка воды	20597 тыс. м ³
Отбор НИЗ	34%
Текущий КИН	0,097
Накопл. компенсация	109%
$P_{пл. \text{ тек.}}$ в зоне отбора	212 ат
$P_{пл.}$ в зоне нагнет.	318 ат
Начальное $P_{пл.}$	268 ат
$P_{заб.}$ в добыв. скв.	57 ат
$P_{уст.}$ в нагнет. скв.	180 ат

