



**Научно-практическая Конференция
им. Н.Н. Лисовского.
Москва, 27 – 28 мая 2025 года**

«О рациональных забойных давлениях в обводнённых скважинах Западной Сибири»

**Авторы: А.Н. Янин, К.Е. Янин / ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ» /,
В.Г. Тимаревский / ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» /
Д.А. Ищук / ООО «Газпромнефть-Хантос» /**

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

Цель исследования:

- 1) Изучить «дискуссионный» вопрос о допустимости значительного снижения $P_{заб} < P_{нас}$ на примере обводнённых скважин в Западной Сибири.
- 2) Обобщить параметры режимов эксплуатации обводнённых мех. скважин на месторождениях ПАО «СН-МНГ».
- 3) Оценить влияние снижения $P_{заб}$ ниже $P_{нас}$ на показатели:
 - удельный дебит жидкости, $м^3/сут \cdot м$ ($м^3/сут \cdot мД \cdot м$);
 - прогнозные НИЗ нефти (при снижении $P_{заб} < P_{нас}$).
- 4) Рекомендовать экспертам ГКЗ/ЦКР при экспертизе ПТД учитывать представленные результаты (при $P_{пл.тек.} > P_{нас}$) по обводнённым добывающим скважинам ($P_{заб.факт}$) – на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Изучением процессов в добывающих скважинах при снижении $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ занимались специалисты:

И.Д. Амелин,
Е.А. Андреев,
В.А. Афанасьев,
Л.Н. Баландин,
Ю.Е. Батурин,
М.А. Баймухаметов,
А.Ф. Блинов,
А.А. Боксерман,
Т.Б. Бравичева,
В.Н. Васильевский,
Г.Г. Вахитов,
С.Г. Вольпин,
Р.Г. Галимов,
Р.Н. Дияшев,
А.Н. Дроздов,
А.А. Дьячков,
Р.Р. Еникеев,

Н.Г. Зайнуллин,
Б.В. Зайцев,
М.Т. Золотов,
В.А. Иктисанов,
В.В. Исайчев,
В.А. Казаков,
Ю.А. Кашников,
В.Г. Ким,
К.Е. Кордик,
Э.Л. Лейбин,
И.Т. Мищенко,
В.А. Мордвинов,
И.Р. Мукминов,
И.М. Муравьёв,
Н.М. Мусабирова,
Р.Х. Муслимов,
Э.Д. Мухарский,

Л.Н. Назарова,
В.В. Паплыгин,
В.И. Портнов,
В.В. Пшеничников,
П.В. Пятибратов,
Р.Ф. Сагдиев,
М.С. Сайфуллин,
В.П. Сонич,
Э.М. Тимашев,
К.Р. Уразаков,
В.Ф. Усенко,
Г.А. Халиков,
Э.М. Халимов,
М.М. Хасанов,
Е.И. Хмелевских,
Н.А. Черемисин и др.

Сведения из истории эксплуатации скважин при $P_{заб.} < P_{нас.}$

- В 1940-1950^х гг. $P_{заб.} < P_{нас.}$ создавали в отдельных скважинах на месторождениях: Зольненское, Стрельненское, Жирновское, Бахметьевское, Полазненское, Кум-Даг, Туймазинское и др. / Источник: В.Ф. Усенко, 1967 г./
- Горный надзор СССР (в тот период) эксплуатацию скважин при $P_{заб.} < P_{нас.}$ считал недопустимой /см. «Временная инструкция по исследованию и установлению технологического режима эксплуатации нефтяных скважин», М., Гостоптехиздат, 1954 г. /
- Впервые в СССР целенаправленные промысловые исследования технологии эксплуатации скважин при $P_{заб.} < P_{нас.}$ были начаты в 1954 году на Туймазинском и Шкаповском месторождениях (институт УфНИИ, НПУ «Туймазанефть»)
- В 1958 году в г. Уфе была проведена специальная научно-техническая конференция на тему: «Разработка нефтяных месторождений с забойными давлениями ниже давления насыщения» // М., Гостоптехиздат, 1958 г.

Информационная база

Район: ХМАО-Югра, Нижневартовский свод

Количество месторождений	–	20
Общее количество пластов	–	65
Количество добывающих скважин	–	1461

Исследуемые пласты:

- AB_1 , AB_1^{3+} , AB_2^{1-2} , AB_1^3 , AB_2^1 , AB_2 , AB_1^{1-2} (рябчик),
 AB_3 , AB_4 , AB_5 , AB_6 , AB_7 , AB_8 , AC_{10}^2 – 13 пластов
- BB_0 , BB_8^{1-2} , BB_{10} , BB_5 , BB_6 , BB_{6-7} ,
 BB_3^2 , BB_4 , BB_1 , BB_3 , BB_2 , BB_9 – 12 пластов
- Ачимовская толща – 1 объект
- YB_1^1 , YB_1^2 , YB_1 , YB_1^{1-2} – 4 пласта

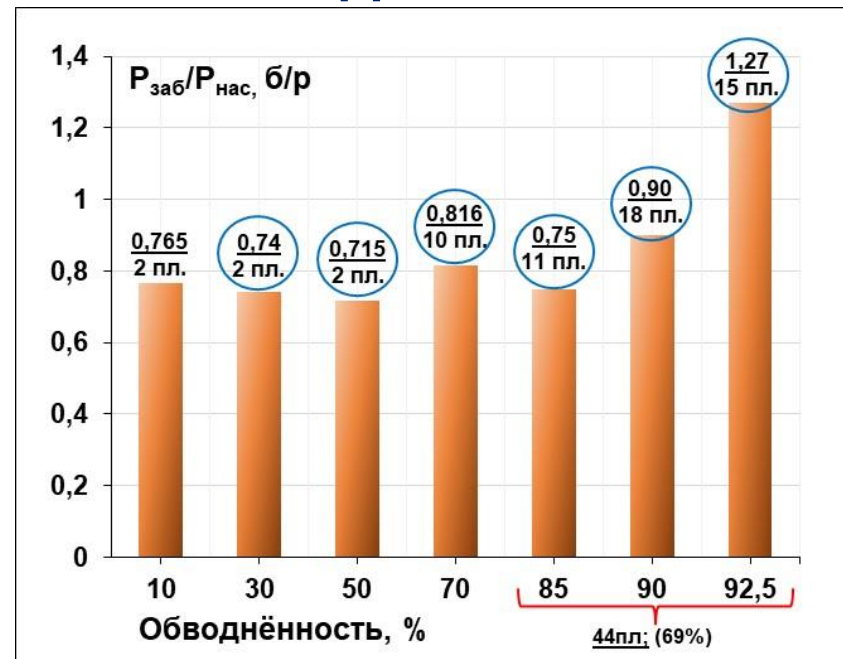
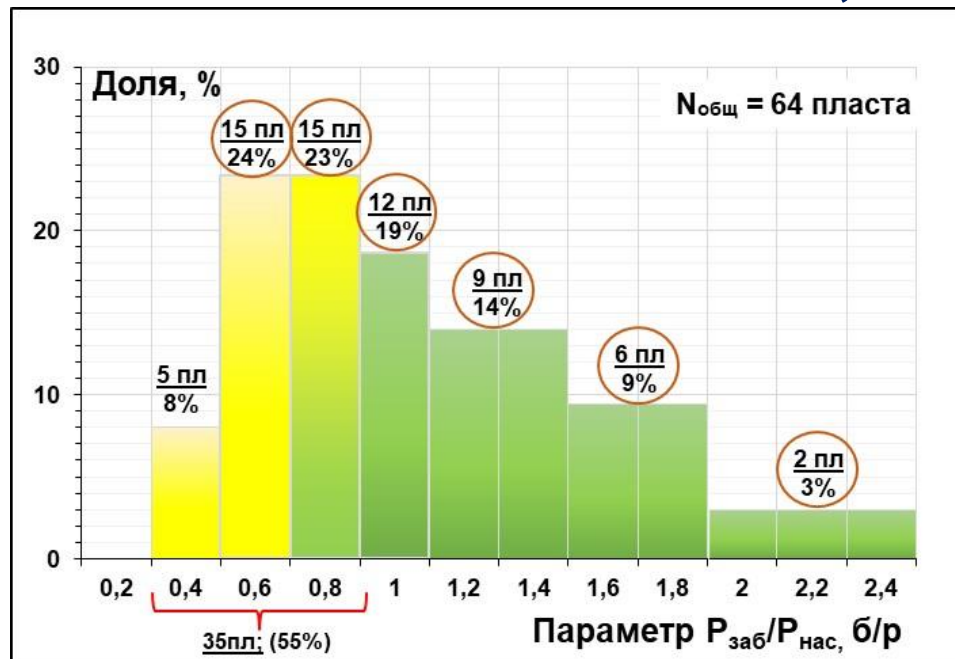
Исходные параметры пластов

Параметры	Среднее значение	Диапазон изменения
Глубина залегания пласта, м	2390	1690 – 3060
Нефтенасыщенная толщина, h_n , м	5,0	1,9 – 11,2
Проницаемость, $K_{пр}$, мД	80	2 – 930
Проводимость, $K_{пр} \times h_n$, мД×м	400	4 – 9580
Вязкость пластовой нефти, мПа×с	1,68	0,7 – 3,5
Гидропроводность, Д×см/мПа×с	24	0,4 – 830
Начальное пластовое давление, МПа	23,4	17,0 – 29,7
Давление насыщения, $P_{нас}$, МПа	9,7	3,7 – 13,0
Разница $P_{пл}^0 - P_{нас}$, МПа	13,7	13,3 – 16,7
$P_{нас} / P_{пл}^0$, б/р	0,41	0,22 – 0,44
Плотность пластовой нефти, т/м ³	0,851	0,821 – 0,886
Газосодержание нефти, м ³ /т	66	20 – 122
Объёмный коэффициент, б/р	1,168	1,027 – 1,435
Переводной коэффициент, б/р	1,372	1,149 – 1,731

Режимы эксплуатации мех. скважин

Параметры	Среднее значение	Диапазон изменения
Глубина залег. пласта (по вертикали), м	2390	1690 – 3060
Глубина спуска насоса по стволу, м	2386	1380 – 3126
Динамический уровень, $H_{\text{дин}}$, м	1800	575 – 2750
Начальное $P_{\text{пл}}$, МПа	23,4	17,0 – 29,7
Давление насыщения, МПа	9,7	3,7 – 13,0
Текущее $P_{\text{пл}}$ в районе добыв. скв., МПа	17,9	12,2 – 26,7
$P_{\text{пл}}^0 - P_{\text{пл.тек.}}$ в зоне экспл. скв., МПа	5,5	0,5 – 10,7
Забойное давление, МПа	6,8	3,1 – 14,6
$P_{\text{заб}} / P_{\text{нас.}}$, б/р	0,70	0,32 – 1,50
Депрессия на пласт, МПа	11,1	3,7 – 21,9
Дебит жидкости, м ³ /сут	105	5 – 900
Дебит нефти, т/сут	12	0,5 – 36
Обводнённость (объёмная), %	87	12 – 99
Коэфф. продуктивности, т/сут×МПа	20	0,4 – 198
Давление на приёме насоса, МПа	4,6	1,9 – 12,9
Газосодержание на приёме насоса, %	18	0 – 43
Коэффициент подачи насоса, б/р	1,00	0,4 – 1,71

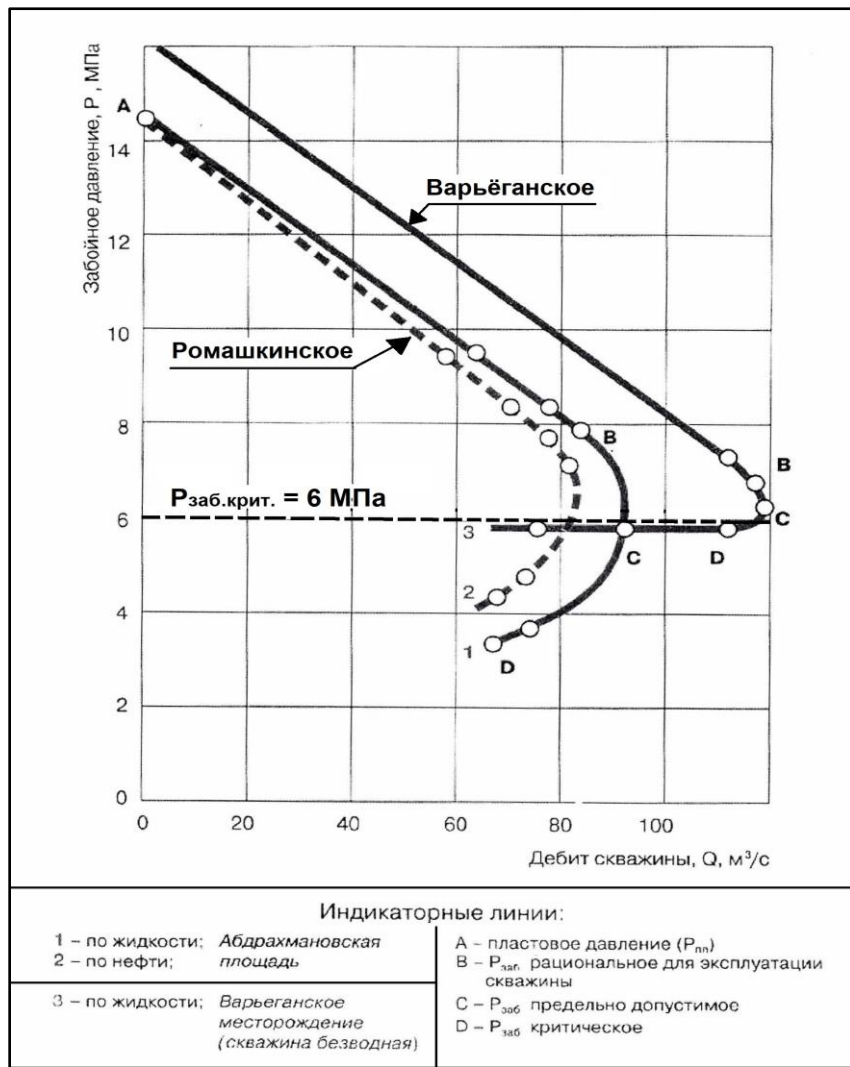
Распределение исследуемых пластов по величине $P_{заб}/P_{нас}$, интервалам обводнённости



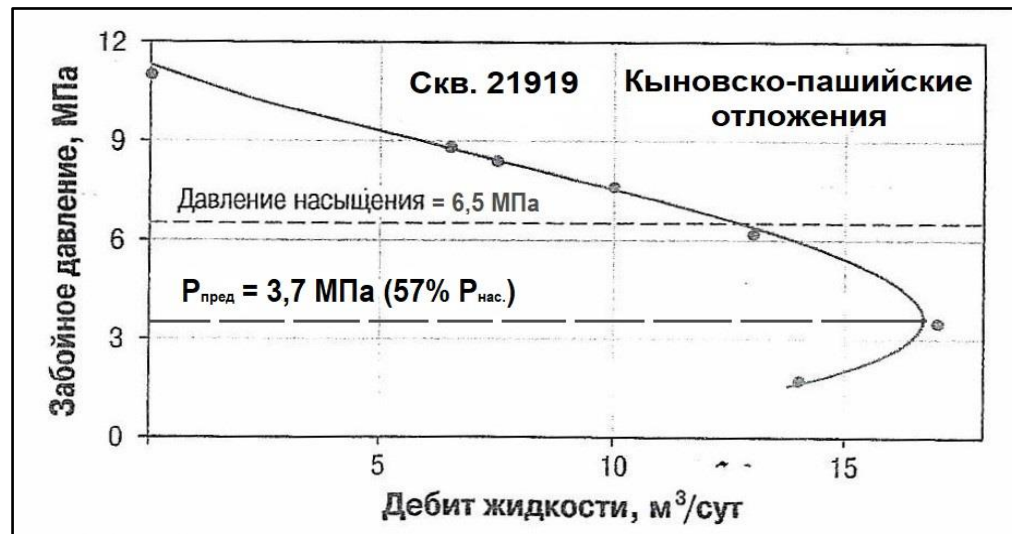
Параметры эксплуатации скважин с различными $P_{заб}/P_{нас}$ и $K_{пр}$

Параметры	По общей выборке	$P_{заб} / P_{нас}, \delta/\rho$				С $K_{пр}$, мД	
		> 0,90	0,90 – 0,70	0,70 – 0,50	< 0,50	<30 мД	>30 мД
Количество скважин	1461	270	312	587	292	701	760
Глубина спуска насоса, м	2385	2725	2025	2195	2770	2450	2365
Динамический уровень, м	1800	1775	1760	1770	2170	1975	1750
$H_{кр} - H_{сп.насоса}$, м	360	440	350	320	220	320	370
Текущее $P_{пл}$, МПа	17,9	20,2	16,7	16,7	16,8	17,7	17,9
Забойное давление, МПа	6,8	7,7	6,8	6,4	4,6	6,0	7,0
Депрессия на пласт, МПа	11,1	12,5	9,9	10,3	12,2	11,7	10,9
$P_{заб} / P_{нас}$, б/р	0,70	0,78	0,75	0,67	0,39	0,58	0,74
$P_{пл}^{тек} / P_{пл}^0$, б/р	0,76	0,82	0,77	0,73	0,65	0,72	0,78

Опубликован. зависимости $q_{ж} = f_v (P_{заб})$



Ромашкинское, D_1 , D_0 . Варьёганское местор.



Ист.: Иктисанов В.А. и др. «Нефтяное хозяйство». 2019. №7.



Ист.: Мищенко И.Т. и др. «Бурение и нефть». 2003. №9.

Оценка предельного $P_{заб}$

1) Формула И.Т. Мищенко (стр. 577):

$$P_{заб.кр.} = 3,57 + 0,06833 \times G_{газ} \times \left(\frac{P_{нас}}{P_{пл}^0} \right) \quad (1)$$

где: $P_{заб.кр.}$ – критическое $P_{заб}$, обеспечивающее max. дебит, МПа;
 $P_{пл}, P_{нас}$ – давление начальное и насыщения, МПа;
 $G_{газ}$ – начальное газосодержание нефти, м³/т.

Источник: Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти // М., 2003, 816 стр.

2) Формула ТатНИПИнефть:

$$P_{заб.пред.} = 7,188 - 0,0074 \times P_{эфф} - 1,46 \times \left(\frac{P_{нас}}{P_{пл}} \right) + 0,009 \times f_v \quad (2)$$

где: $P_{эфф.}$ – эффективное давление ($P_{горное}^{верт.} - P_{пл}^0$), МПа;
 f_v – обводнённость скважины, %

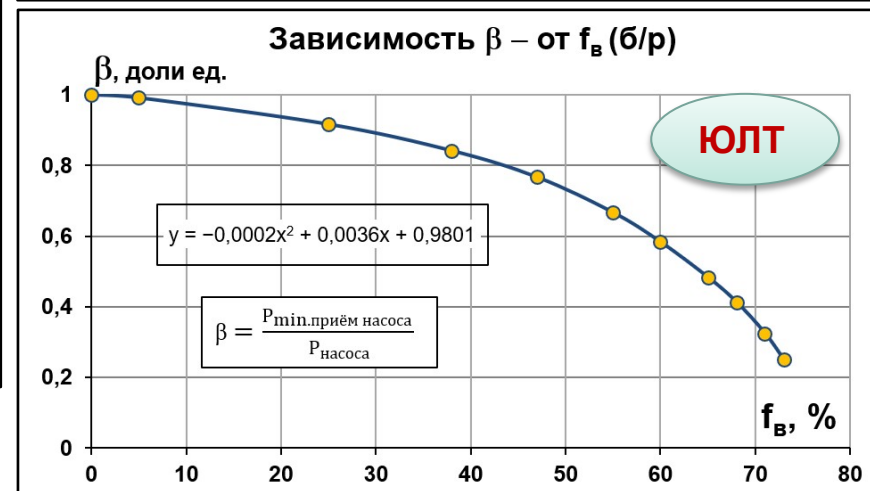
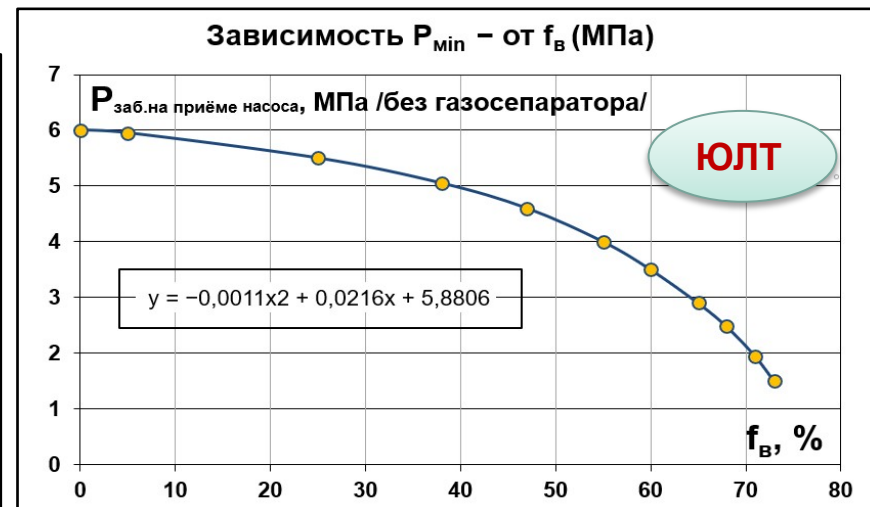
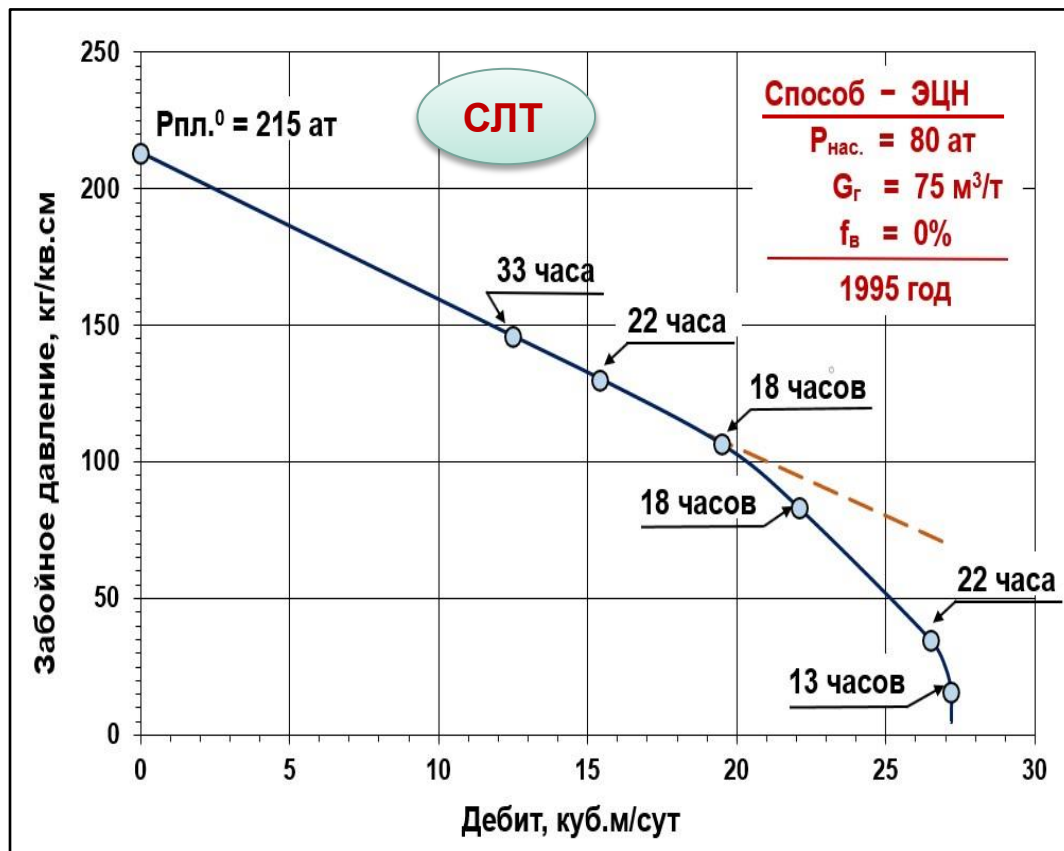
Источник: Амерханов Р.М. и др. «Нефтяное хозяйство», 2024. №8.

Режимы эксплуатации скважин в УНПК

Участок объекта АС₁₀₋₁₂. N_{доб} = 190 скв.

Геологические параметры	Среднее значение	Технологические режимы эксплуатации скважин	Среднее значение
• Нефтенасыщенная толщина	33 м	Глубина спуска насосов	2670 м
Проницаемость пластов	4 мД	– максимальная (по стволу)	3320 м
Проводимость пластов	132 мД×м	Динамический уровень	2410 м
Абс. отметка кровли, м	– 2400 – 2600	– максимальный	3070 м
Пористость пластов	16,9%	Дебит жидкости – средний	54 м³/сут
Нефтенасыщенность, K _{нн}	62%	– максимальный q _ж	700 м³/сут
Песчанистость, K _{песч}	50%	Текущее Р _{пл} в зоне отбора	16,5 МПа
Расчленённость K _{расчл} , б/р	27	– то же, минимальное	10,6 МПа
V² посл., доли ед.	0,73	Забойное давление – среднее	4,4 МПа
Начальное Р _{пл} ⁰	27 МПа	– то же, в % от Р _{нас}	55%
Давление насыщения	8 МПа	Забойное давление min	2,2 МПа
Начальное газосод. G _{г.о.} , м³/т	55	– то же, в % от Р _{нас}	28%
• Входные показатели при вводе скважин		Депрессия на пласт – средняя	12,1 МПа
Дебит жидкости	91 т/сут	– максимальная	24,8 МПа
Дебит нефти	80 т/сут	Газосод. на приёме насоса	40%
Обводнённость	12%	– максимальное	63%
Удельная q _ж на 1м h _н , т/сут×м	2,8	Кoeff. продуктивности	0,41 т/сут×МПа
• Удельные накопленные показатели		Р _{пл} ^{тек.} / Р _{пл} ⁰ в зоне добычи	60%
Добыча нефти 1 скважину	59 тыс./т	Среднее газосодержание	55-58 м³/т
Накопленный ВНФ	0,55 т/т	Дата обобщения – 2014 год	
Текущая обводнённость	56%		

Приобское месторождение. УНПК – Объект АС₁₀₋₁₂ (СЛТ, ЮЛТ)



Пласты АС₁₀₋₁₂. Скв.1183.
 Индикаторная диаграмма / «Информпласт»/.
 Источник: С.Г. Вольпин, 1995 год.
 / Архив ООО «ПБ «ТЭРМ» /

Зависимость P_{min} на приём насоса –
 от обводнённости без газосепаратора
 / Источник: ООО «ГПН-НТЦ» /

Параметры по группам пластов с различными значениями $[P_{заб}/P_{нас}]$

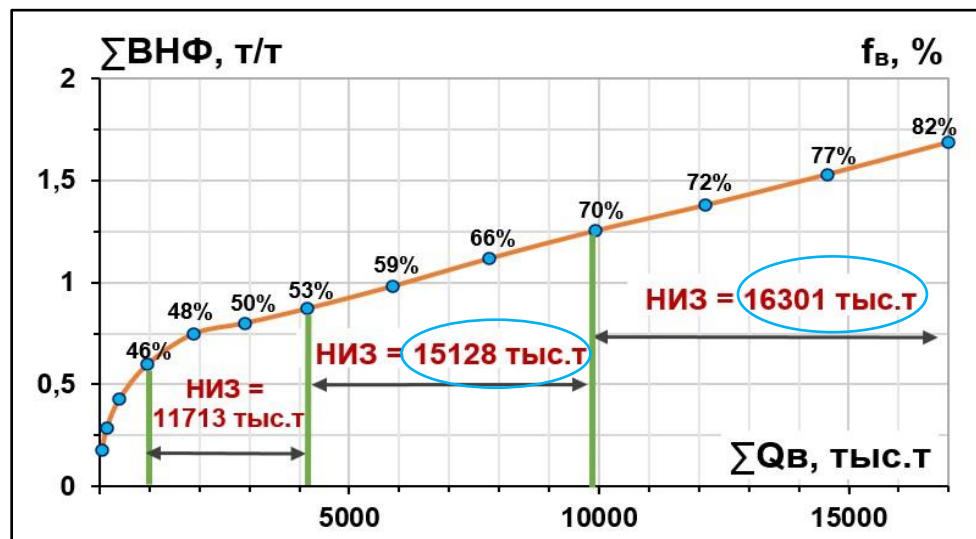
Параметры	Среднее значение по выборке	Диапазоны $P_{заб} / P_{нас}, \delta/\rho$			
		> 0,90	0,90 – 0,70	0,70 – 0,50	< 0,50
Количество скважин	1461	270	312	587	292
Количество пластов	65	22	16	22	5
Глубина залегания пласта, м	2390	2500	2305	2295	2585
Начальное $P_{пл}^0$, МПа	23,4	24,6	21,8	22,85	25,8
Давление насыщения, МПа	9,7	9,85	9,0	9,6	11,7
$P_{пл}^0 - P_{нас.}$, МПа	13,7	14,75	12,8	13,25	14,1
$P_{нас}/P_{пл}$, %	41	40	41	42	45
Газосодержание, м ³ /т	66	56	66	69	95
Вязкость пласт. нефти, МПа×с	1,68	2,42	1,20	1,37	1,34
Нефтенасыщ. толщина, м	5,0	5,9	3,9	4,65	6,0
Проницаемость $K_{пр}$, мД	80	335	100	100	30
Проводимость $K_{пр} \times h$, мД×м	400	2420	390	465	180
Гидропроводность, Д×см/спз	24	82	32	34	5
$P_{заб.кр.}$ по И.Т. Мищенко, МПа	5,4	5,0	5,4	5,5	6,4
$P_{заб.пред.}$ ТатНИПИНефть	5,3	5,1	5,3	5,4	5,0
Вертик. горное давление, МПа	51,6	55,2	49,7	49,5	57,0
$P_{эфф.} = P_{горн.} - P_{пл.}^0$, МПа	28,7	30,6	27,9	26,7	31,2
Фактическое $P_{заб.}$, МПа	6,8	7,7	6,8	6,4	4,6
То же от $P_{нас.}$, б/р	0,70	0,78	0,75	0,67	0,39

Дебиты жидкости – по интервалам $P_{\text{заб}}/P_{\text{нас}}$

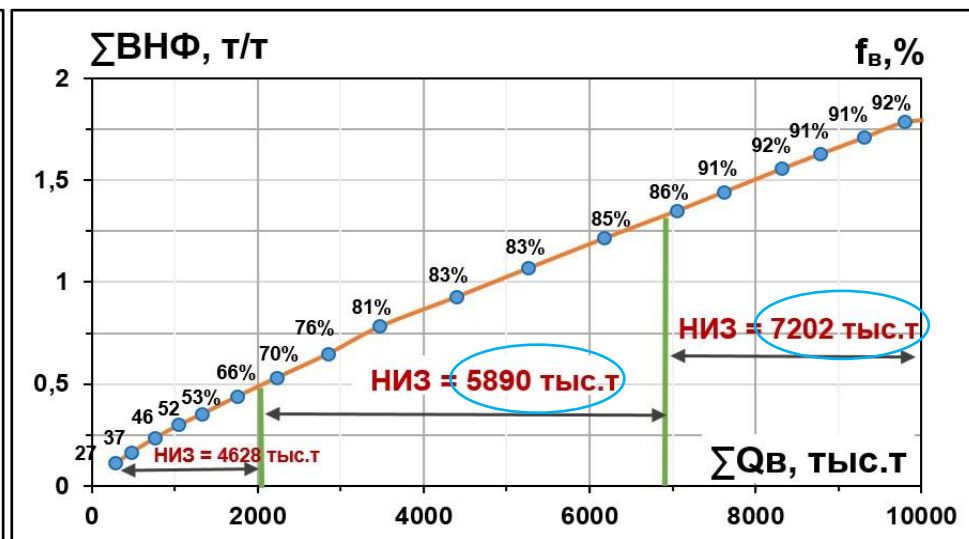
Параметры	Диапазоны $P_{\text{заб}} / P_{\text{нас}}, \delta/\rho$				В целом по скв.
	< 0,50	0,50 – 0,70	0,70 – 0,90	> 0,90	
Количество скважин	292	587	312	270	1461
Среднее $P_{\text{заб}}$, МПа	4,6	6,4	6,8	7,7	6,4
То же, от $P_{\text{нас}}$, доли ед.	0,39	0,67	0,75	0,78	0,65
Средняя h_n , м	6,0	4,65	3,9	5,9	5,0
Проницаемость $K_{\text{пр}}$, мД	30	100	100	335	130
Проводимость $K_{\text{пр}} \times h_n$, мД×м	180	465	390	2420	650
Гидропроводность, Д×см/спз	5	34	32	82	37
Давл. на приёме насоса, МПа	3,8	3,9	4,1	5,85	4,3
Газосод. на приёме насоса, %	26	17	15	19	19
Дебит жидкости, м ³ /сут	65	78	70	152	87
То же на 1 ед. $K_{\text{пр}} \times h_n$	0,36	0,17	0,18	0,06	0,13
на 1 ед. $K \times h/\mu_n$	13,0	2,29	2,19	1,85	2,35

Характеристики вытеснения – при низких $P_{заб}$

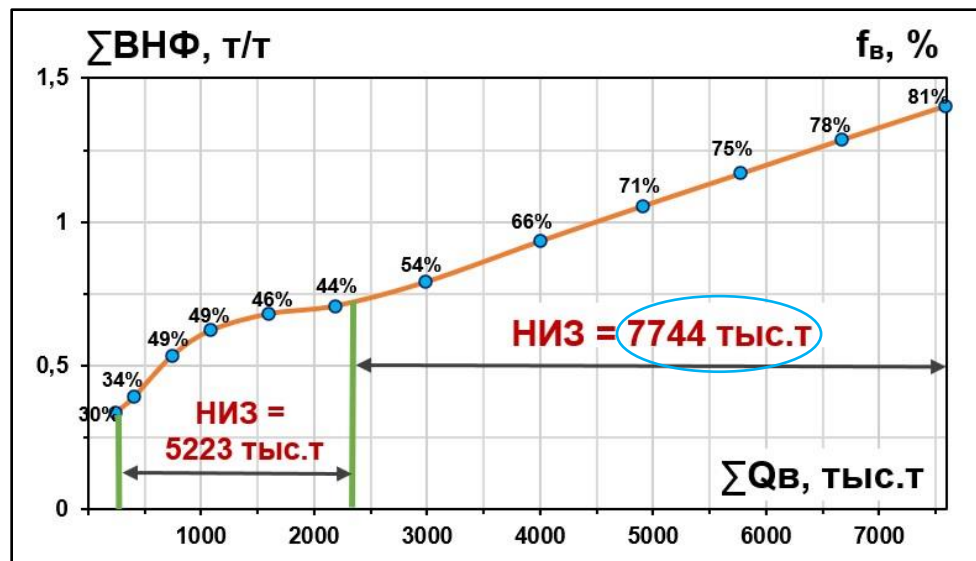
1) Зимнее месторождение



2) Южное месторождение



3) Ореховская площадь



Параметры	Южное 2024 г.	Зимнее 2023 г.	Орех. пл. 2023 г.
Число скважин	64	153	28
Обводнённость, %	79	89	91
Текущее $P_{пл}$, МПа	14,6	15,8	17,0
$P_{нас.}$, МПа	11,0	9,2	9,2
$P_{заб.тек.}$, МПа	4,0	3,6	4,1
То же в % от $P_{нас}$	36	39	45

Параметры по группам пластов с различной проницаемостью

Параметры	Проницаемость, мД					В целом
	менее 20	20 – 50	50 – 150	150 – 300	более 300	
Количество скважин	410	460	300	191	100	1461
Количество пластов	12	12	18	10	11	63
Средняя проницаемость, $K_{пр}$, мД	11	35	100	200	535	160
Средняя толщина h_n , м	4,75	4,8	4,41	4,1	6,6	4,9
Проводимость, $K_{пр} \times h_n$, мД×м	16	170	400	820	3530	785
Начальное $P_{пл}^0$, МПа	25,3	23,5	20,6	18,9	20,1	21,7
Давление насыщения, МПа	10,0	9,6	8,5	7,7	8,6	8,9
Текущее $P_{пл}$, МПа	18,4	17,4	16,0	16,0	15,2	16,6
Забойное давление, МПа	6,7	6,6	7,4	8,7	9,0	7,6
Параметр $P_{заб} / P_{нас.}$, б/р	0,67	0,69	0,87	1,13	1,05	0,85
Депрессия на пласт, МПа	11,7	10,8	8,6	7,3	6,2	9,0
Динамический уровень, м	2025	1885	1315	1145	1110	1500
Дебит жидкости, м³/сут	46	89	156	255	295	240
Дебит нефти, т/сут	9,9	9,5	10,5	10,2	8,5	9,8
Обводнённость, %	75	87	92,1	95,3	96,6	95,9
Давление на приёме насоса, МПа	4,0	4,1	4,9	5,7	5,4	4,8
Газосодерж. на приёме насоса., %	23	17	10	5	5	12
Кэфф. продуктивн., м³/сут×МПа	3,9	10,9	29,5	55,1	65,0	3,13
$\Delta H = H_{кровли} - H_{спуска\ насоса}$	315	350	375	390	430	365
$P_{заб.кр.}$ по И.Т. Мищенко	5,5	6,0	5,4	5,2	5,1	5,3
$P_{заб.пред}$ ТатНИПИнефть	5,0	5,4	5,6	5,8	5,7	5,6
$P_{заб.}$ фактическое	6,7	6,6	7,4	8,7	9,0	7,6
Газосодержание, м³/т	74	90	68	60	56	66
Вертик. горное давление, МПа	55,8	50,7	44,5	40,8	43,4	46,8

Выводы и предложения

1

- 1) Средние показатели работы ~ 1,5 тысяч скважин ПАО «СН-МНГ»: глубина спуска насосов – 2385 м (по стволу); $H_{\text{дин}}$ – 1800 м; рабочая депрессия – 11 МПа; дебит жидкости – 105 м³/сут; обводнённость – 87%.
Средний по фонду параметр $P_{\text{заб}}/P_{\text{нас}}$ равен 0,70.
 $\text{Min} = 0,39$ в среднем на группе (~300 скважин) с $P_{\text{заб}}/P_{\text{нас}} < 0,50$.
- 2) На нефтяных залежах Западной Сибири (при $P_{\text{пл}}^{\text{тек}} \gg P_{\text{нас}}$) на стадии высокого обводнения (а также в УНПК) допустимо снижать $P_{\text{заб}}$ ниже $P_{\text{нас}}$ в 2 раза и более (до 0,30 от $P_{\text{нас}}$), ориентируясь на фактор устойчивости фактических режимов эксплуатации механизированных скважин.
- 3) При $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ (при $P_{\text{пл}}^{\text{тек}} \gg P_{\text{нас}}$) разгазирование жидкости происходит только в «околоскважинной» зоне. В этом случае создания трёхфазных моделей процесса разработки нефтяных залежей в ПТД– не требуется.
- 4) При $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ содержание газа на приёме насоса по факту не превышает 30-35%, при коэффициенте подачи насосов – не менее 0,75. При этом давление на приёме насоса составляет – 3,5-5,8 МПа. Дебит жидкости (при обводнённости от 50 – до 90%) – устойчив.

- 5) По факт. данным установлено (построение «скользящих» характеристик вытеснения), что на различных стадиях обводнённости залежей – снижение $P_{\text{заб}} \ll P_{\text{нас}}$ не приводит к сокращению извлекаемых запасов нефти, а наоборот – увеличивает НИЗ и КИН (подтверждая эффективность ФОЖ).
- 6) При отборе из нефтяных залежей значительных объёмов (многие млн.т/год) высокообводнённой жидкости следует учитывать газосодержание добываемой воды, приводящее к росту суммарного газового фактора извлекаемой из скважин продукции по сравнению с утверждённым.
- 7) Полученные результаты (факт $P_{\text{заб}} \ll P_{\text{нас}}$) рекомендуется учитывать экспертам ГКЗ / ЦКР при решении вопроса об «оптимальности» режимов эксплуатации скважин на высокообводнённых залежах нефти в Западной Сибири . Диапазон принятых величин $P_{\text{заб}}$ по объектам разработки целесообразно фиксировать в протоколах ЦКР Роснедр УВС.