

Ретроспективный обзор показателей разработки крупнейших месторождений Западной Сибири

Известно, что в обеспечении уровней добычи нефти по каждому нефтяному региону ключевую роль играет, как правило, небольшая группа крупнейших месторождений, или даже одно уникальное месторождение (Ромашкинское, Самотлор, Ванкорское, Арланское, Прадхо-Бей, Дацин, Белый Тигр и т.п.).

В Западной Сибири доминирующую роль в истории нефтедобычи сыграло одно сверхгигантское Самотлорское месторождение ($Q_{н.маx} > 150$ млн.т/год). Далее с большим отрывом по максимальному уровню добычи нефти следуют Мамонтовское и Федоровское месторождения ($Q_{н.маx} > 35$ млн.т/год каждое). Судя по показателям эксплуатации, в первое-второе десятилетия XXI века на лидирующее место в нефтедобыче региона выходит Приобское месторождение (в сумме по Северной и Южной лицензионным территориям).

Автором проведено сравнение основных показателей за историю разработки по 10 наиболее крупным (по добыче нефти) месторождениям Сибирского региона (исключая Самотлор), введенным в эксплуатацию в период 1970-1982 гг. Все эти месторождения характеризуются максимальным уровнем добычи нефти – выше, чем 10 млн.т/год:

1. Мамонтовское	–	35,166 млн.т	(в 1986 г.)
2. Федоровское	–	35,067 млн.т	(в 1983 г.)
3. Варьеганское	–	18,694 млн.т	(в 1986 г.)
4. Аганское	–	14,667 млн.т	(в 1982 г.)
5. Талинское	–	13,335 млн.т	(в 1990 г.)
6. Южно-Сургутское	–	11,775 млн.т	(в 1985 г.)
7. Повховское	–	11,400 млн.т	(в 1987 г.)
8. Суторминское	–	11,370 млн.т	(в 1989 г.)
9. Лянторское	–	10,350 млн.т	(в 1990 г.)
10. Покачевское	–	10,277 млн.т	(в 1980 г.).

Приведенная к одному «условному» году максимальная добыча нефти в сумме по 10 месторождениям составила бы 172,1 млн.т/год, что соответствует ~ 45% от добычи нефти в целом по Тюменской области в 1986г.

Интересно отметить, что указанные месторождения территориально “представляют” почти все основные нефтедобывающие районы Тюменской области: Нефтеюганский, Сургутский, Радужнинский, Мегионский, Няганьский, Ноябрьский, Когалымский, Покачевский.

Выбранные крупнейшие многопластовые месторождения характеризуются огромным разнообразием природных горно-геологических условий залегания, параметров продуктивных пластов и флюидов (см.табл.1).

По типу флюидонасыщения: нефтяных месторождений, из числа рассмотренных, – 5 (Мамонтовское, Южно-Сургутское, Аганское, Повховское, Покачевское), нефтегазоконденсатных – 5 (Федоровское, Варьеганское, Суторминское, Лянторское, Талинское).

Таблица 1

Наличие продуктивных пластов на месторождениях

Месторождение	Индексы продуктивных пластов	Кол-во пластов
Мамонтовское	А ₄ , А ₅₋₆ , Б ₆ , Б ₈ , Б ₁₀ ^{МОН} , Б ₁₀ тсп, Б ₁₁ , Ю ₂	8
Федоровское	А ₄ , А ₆ ¹ , А ₅₋₈ , А ₇₋₈ , А ₉ , Б ₁ , Б ₂ , Б ₁₀ ¹ , Б ₁₀ , Б ₁₁ , Б ₁₆₋₁₈ , Ю ₁ ¹ , Ю ₂ ¹	13
Варьеганское	Сеноман, ПК, А ₄ , А ₅ , А ₇₋₈ , Б ₄ ⁰ , Б ₄ , Б ₅ , Б ₆ , Б ₇ , Б ₈ ⁰ , Б ₈ ¹ , Б ₈ ² , Б ₉ , Б ₁₀ , Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ² , Ю ₂ , ачимовская пачка	19
Аганское	А ₁ ³ , А ₂ ² , А ₃ , А ₄ , А ₅ , А ₉ , Б ₁ , Б ₂ , Б ₃ , Б ₆ , Б ₈ , Б ₉ , Б ₁₈₋₂₁ , Ю ₁	14
Талинское	ЮК ₂₋₃ , ЮК ₄₋₅ , ЮК ₇₋₈ , ЮК ₉ , ЮК ₁₀ , ЮК ₁₁	6
Южно-Сургутское	Б ₁ , Б ₁₀ ¹ , Б ₁₀ ² , Б ₁₀ ³ , Б ₂₀ , Ю ₁ , Ю ₂ , Ю ₃	8
Повховское	Б ₁ , Б ₈ ¹ , Б ₈ ² , Б ₉ , Б ₁₀ , Ю ₁ , Ю ₂	7
Суторминское	Б ₀ , Б ₁ , Б ₅ , Б ₆ , Б ₇ , Б ₈ , Б ₉ ⁰ , Б ₉ ¹ , Б ₉ ² , Б ₁₀ ¹ , Б ₁₀ ² , Б ₁₁ , Б ₁₁ ⁰ , Б ₁₂ , Б ₁₈ , Ю ₁	16
Лянторское	А ₉ , А ₁₀ , А ₁₁ , Б ₈ ² , Б ₁₈	5
Покачевское	А ₃ ¹ +А ₂ , А ₃ , А ₄ , А ₅ , А ₆ , А ₇ , А ₈ , Б ₀ , Б ₁ , Б ₂ , Б ₃ , Б ₆ , Б ₈ , ачимовская толща, Ю ₁	15
Итого	111 пластов /т.е. в среднем на 1 месторождение ~ 11 пластов/	

Высоко- и среднепроницаемые пласты-коллекторы присутствуют, в основном, на месторождениях Аганское, Федоровское, Мамонтовское, Южно-Сургутское, Варьеганское; низкопроницаемые – на Повховском и Суторминском; так называемые “суперколлектора” – на Талинском. Сложные для разработки слабонефтенасыщенные пласты выделены на Покачевском и Суторминском месторождениях.

Крупнейшие месторождения были введены в разработку в период с 1970г. (Мамонтовское) по 1982 г. (Суторминское), причем “в среднем” условно ~ в 1976г. В сумме по 10 месторождениям добыча нефти быстро нарастала и составила: в 1970г. – 486 тыс.т, 1975г. – 13,3 млн.т, 1980г. – 76,4 млн.т, 1985г. – 137,7 млн.т, 1990г. – 110,1 млн.т, 1995г. – 48,8 млн.т, в 2000г. – 39,3 млн.т.

Максимальный суммарный уровень годовой добычи нефти 143,6 млн.т по месторождениям был достигнут в 1986г. (см.рис.1 и табл.2) при следующих текущих показателях их разработки в этот год:

добыча жидкости	–	283,3 млн.т/год
закачка воды	–	459 млн.м ³ /год
обводненность	–	49 %
действующий добывающий фонд	–	11483 скважины
средний дебит нефти	–	41,5 т/сут
средний дебит жидкости	–	81,7 т/сут
накопленная добыча нефти	~	1,016 млрд.тонн
отбор от НИЗ нефти	–	более 32 %
темп отбора НИЗ нефти	–	около 4,6 %
темп отбора ТИЗ нефти	–	около 6,5 %
кратность ТИЗ нефти	–	около 15 лет

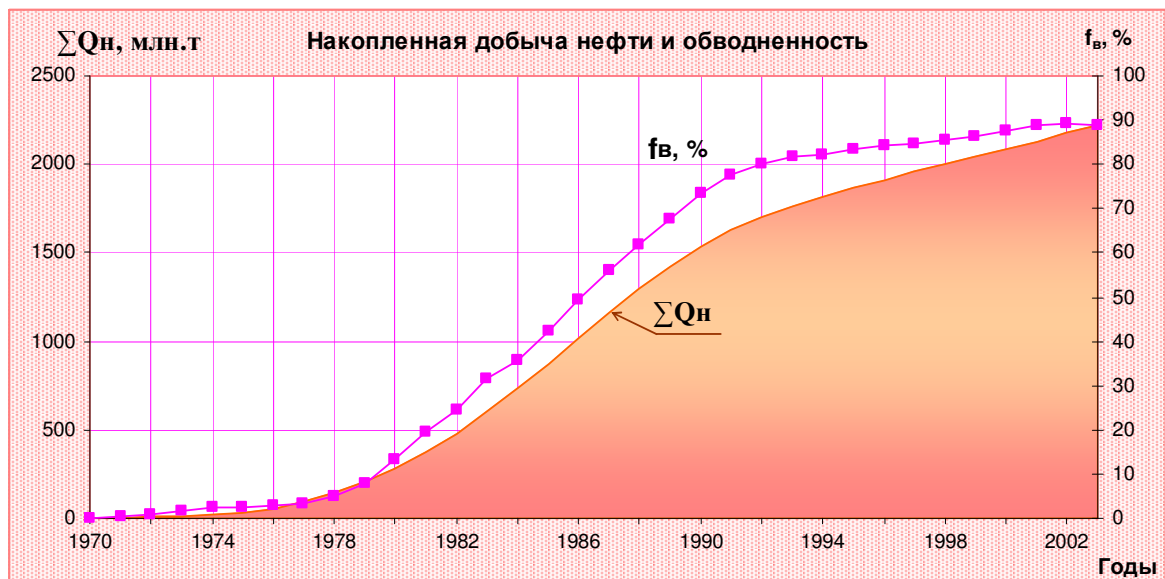
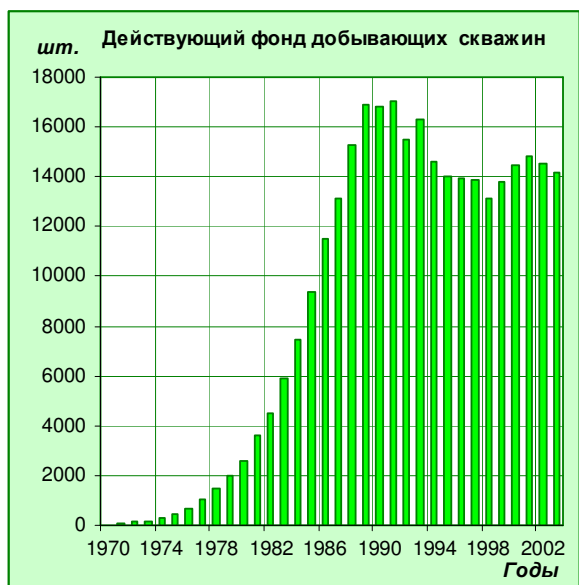
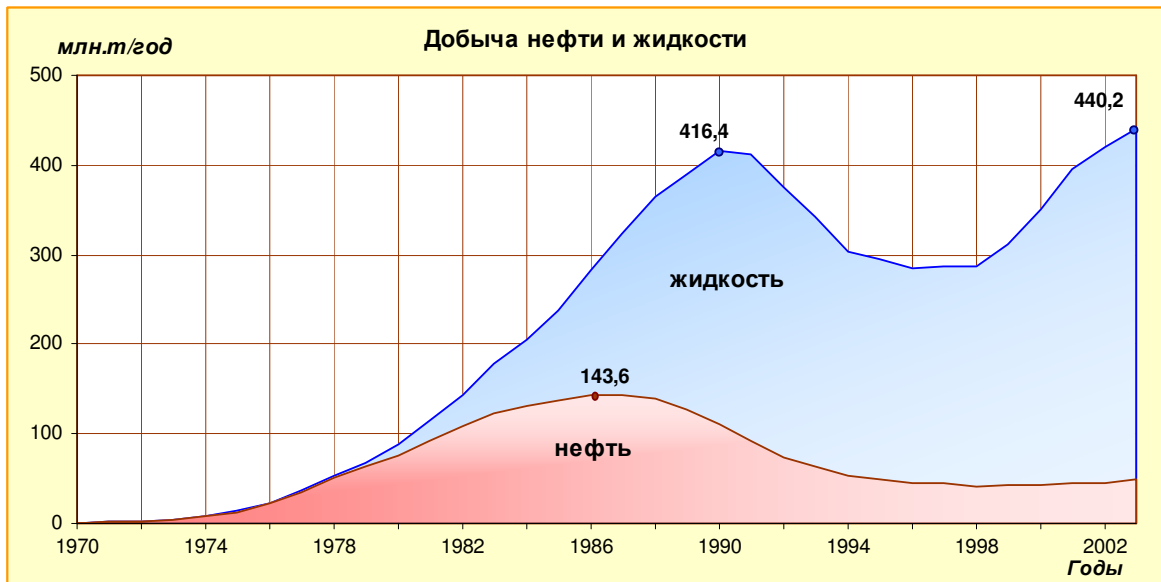


Рис. 1. Динамика фактических показателей в сумме по 10 крупнейшим месторождениям Западной Сибири

Таблица 2

Интегральные показатели разработки 10 крупнейших месторождений Западной Сибири

Месторождение	Годы		ΔT_{\max} , лет	Q _{max}			Соотношение max		Темп отбора от НИЗ, %		V _{бур} max, тыс.м год	Max темп буре- ния, %	Накоп. V _{бур} , тыс.м	В год max Q _н		Накоп. ввод скв. в ДН, шт.	Уд. НИЗ 1 скв., тыс.т скв.	На- копл. ДН, млн. тонн
	ввода	maxQ _н		нефть, тыс.т год	жид- кость, тыс.т	закачка, тыс.м ³ год	$\frac{Q_{ж}}{Q_{н}}$	$\frac{Q_{зак}}{Q_{н}}$	Q _н	Q _ж				Отбор НИЗ, %	Об- водн., %			
Мамонтовское	1970	1986	17	35166	92083	119056	2,62	3,39	5,82	15,2	1088	8,2	13253	45	51	4806	126	513
Федоровское	1973	1983	11	35072	117734	151086	3,36	4,31	4,89	16,4	1011	7,4	13684	27	43	5631	127	487
Варьеганское	1975	1986	12	18694	38945	100694	2,08	5,39	7,26	15,1	543	8,6	6343	42	31	2408	107	190
Аганское	1973	1982	10	14667	47517	41840	3,24	2,85	5,75	18,6	216	6,5	3330	33	30	1308	195	213
Талинское	1981	1989	9	13351	52315	82805	3,92	6,20	5,06	19,8	2041	14	14555	15	56	4600	57	97
Южно- Сургутское	1976	1985	10	11775	26928	34117	2,29	2,90	5,63	12,9	793	12,3	6433	29	42	2306	91	152
Повховское	1978	1987	10	11431	14907	26480	1,3	2,32	4,68*	10,8*	1160	12,3	9446	23*	23	3029	80*	154
Суторминское	1982	1989	8	11370	18537	25705	1,63	2,26	6,86	11,2	1600	13,9	11500	27	36	3782	44	188
Лянторское	1978	1990	13	10351	114735	137374	11,1	13,3	4,41	48,8	1145	8,6	13343	27	75	5227	45	172
Покачевское	1977	1995	9	10277	27220	32402	2,64	3,15	5,71*	15,1	533	11	4867	25*	40	1670	108*	131
Итого			109	172154	550921	751559					10130		96754			34767		2227
Среднее	1976	1986	10,9	17215	55092	75156	3,2	4,4	5,5	17,6	1013	10,3	9675	29	43	3477	90*	223

*) Оценка запасов (НИЗ) Повховского и Покачевского месторождений выполнена автором.

Продолжительность периода от начала разработки до выхода на “пиковую” добычу нефти изменяется по месторождениям от 8 лет (Суторминское) до 17 лет (Мамонтовское), в среднем составляя ~ 11 лет (а без Мамонтовского ~ 10 лет).

Судя по публикациям [1, 3 и др.], примерный объем начальных геологических запасов нефти в указанных месторождениях оценивается в 8,8 млрд.т (причем на Мамонтовское и Федоровское приходится около 2/5 этих запасов), извлекаемые ~ 3,1 млрд.т при среднем КИН ~ 0,36.

Отметим, что количество запасов (геологические – 877 млн.т, извлекаемые – 313 млн.т), приходящееся (в среднем) на одно из указанных 10 месторождений, а также КИН, все же несколько уступают крупнейшим месторождениям, например, Башкортостана (в млн.т) как:

		НГЗ	НИЗ	КИН	$Q_{\text{нефти}}^{\text{max}}$
Арланское	[7]	1297	518,9	0,40	16,1 млн.т/год
Туймазинское	[8]	678,7	352,8	0,52	14,854 млн.т/год

Максимальные фактические уровни добычи нефти изменяются по крупнейшим месторождениям – от 10,3 млн.т (Покачевское, Лянторское) до 35,2-35,1 млн.т (Мамонтовское, Федоровское), в среднем составляя 17,2 млн.т/год (а без учета двух наилучших месторождений, в среднем – 12,7 млн.т/год).

Максимальные уровни годовой добычи жидкости изменяются по месторождениям от 14,9 млн.т (Повховское) до 117,7 млн.т (Федоровское), в среднем составляя 55,1 млн.т/год; а закачки воды – от 25,7 млн.м³ (Суторминское) до 151,1 млн.м³ (Федоровское), в среднем – 75,2 млн.м³/год.

Соотношение максимальных годовых уровней добычи жидкости и добычи нефти по месторождениям изменяется от 1,3 (Повховское) до 11,1 (Лянторское), в среднем – 3,2 раза; то же по закачке – от 2,3 (Суторминское и Повховское) до 6,2 (Талинское), в среднем – 4,4 раза.

В целом за весь период в сумме по рассматриваемым месторождениям пробурено примерно 97 млн.м горных пород, т.е. в среднем по 9,7 млн.м на одно месторождение. Наибольшая накопленная проходка (> 13 млн.м по каждому в отдельности) приходится на Талинское, Федоровское, Лянторское и Мамонтовское месторождения.

Годовой темп бурения фонда скважин за историю был достаточно высок и изменялся по месторождениям от 7% (Аганское, Федоровское) до 14% (Талинское, Суторминское), в среднем ~ 10% в год.

Наибольшие средние дебиты нефти в первые пять лет эксплуатации имели месторождения: Аганское – 317-186 т/сут; Федоровское – 289-185 т/сут. Неплохие средние дебиты нефти в первую 5-летку их работы были получены по месторождениям: Варьеганское – 185-120 т/сут, Покачевское – 114-80 т/сут, Мамонтовское – 98-86 т/сут, Повховское – 94-72 т/сут. Наименьшие средние дебиты нефти в этот срок характерны для месторождений: Суторминское – 50-25 т/сут, Лянторское – 40-8 т/сут.

Количество скважин, перебивавших в добыче нефти за историю разработки, изменяется по месторождениям примерно от 1,7 тыс.шт (Покачевское) до 5,2 тыс.шт (Лянторское) и 5,6 тыс.шт (Федоровское), в среднем ~ 3,5

тыс.скважин на одно месторождение.

Удельные начальные извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на одну скважину (перебывавшую в добыче нефти), изменяются по месторождениям – от 45 тыс.т/скв (Лянторское, Суторминское) до 195 тыс.т/скв (Аганское), в среднем ~ 90 тыс.т/скв.

Накопленный отбор от начальных извлекаемых запасов в год достижения наибольшей добычи нефти изменялся по месторождениям от 15% (Талинское) до 45% (Мамонтовское), в среднем он не достигал 30%, т.е. снижение добычи по ним началось сравнительно рано.

Обводненность продукции в год максимальной добычи нефти изменялась по месторождениям от 23% (Повховское) до 75% (Лянторское), а в среднем – около 43%.

Темпы отбора НИЗ в год “пиковой” добычи нефти изменялись по месторождениям от 4,4% (Лянторское) до 7,3% (Варьеганское), в среднем оцениваясь весьма неплохой величиной ~ 5,5% в год.

Максимальные темпы добычи жидкости от НИЗ нефти по месторождениям варьировали от 11% (Повховское) до 49% (Лянторское), в среднем ~ 18% (без Лянтора ~ 15%), т.е. также были достаточно велики.

В начальный период разработки (от ввода до накопленного отбора нефти 10% от НИЗ) быстрее всего обводнялась продукция сложнопостроенных Лянторского (обводненность – 50%), Талинского (~37%) и Суторминского (~35%) месторождений.

/ Небезынтересно заметить, что далее, несмотря на часто декларируемую [4, 6] слабую насыщенность пластов Суторминского месторождения, характеристика обводнения в последствие (“чудесным образом”) значительно улучшилась и далее «вышла в лидеры». /

При отборе 50% от НИЗ нефти наилучшие характеристики вытеснения (т.е. текущую обводненность) имели месторождения: Повховское ~ 40%; Суторминское ~ 50 %; Мамонтовское ~ 56 %, а наихудшие характеристики имели Лянторское, Федоровское и Покачевское месторождения (их обводненность достигала ~ 75-85%).

Наивысшие темпы снижения уровней добычи нефти в период после года достижения максимума имели Варьеганское и Талинское месторождения:

на 4^й год (после максимума) добыча нефти по ним составила 36-42%, а на 8^й год – лишь 13-16% от “своей” максимальной годовой добычи.

Основная доля месторождений на 10^й год после достижения пика отборов имели текущую добычу нефти на уровне всего лишь 20-30% от “своего” же максимального “потолка”.

Лишь интенсивно буримое Лянторское месторождение обеспечило на 10^й год после максимума очень высокий уровень добычи нефти ~ 80% от ранее достигнутого наибольшего, а также Повховское (за счет массового применения ГРП) ~ 45% от максимума добычи.

Накопленная добыча нефти (в 2003г.) по группе рассматриваемых месторождений превысила 2,2 млрд.тонн, из них 1 млрд.тонн “ровно” (или 45%) приходился в сумме на Мамонтовское и Федоровское месторождения.

Текущий фактический КИН по группе исследуемых месторождений превысил 0,25, а наибольшие КИН были достигнуты по месторождениям: Аганское > 0,40; Мамонтовское – около 0,38; Южно-Сургутское – около 0,29.

Темп отбора текущих извлекаемых запасов нефти по группе рассматриваемых месторождений (исключая Талинское) в 2003г. составил в среднем примерно 5%, а кратность остаточных запасов нефти – около 20 лет.

Выработанность НИЗ нефти в целом по группе крупнейших месторождений превысила 70% при текущей обводненности около 89%. /Для сравнения: выработанность запасов нефти в целом по ХМАО в «контрольном» 2003г. составляла 48% при обводненности продукции скважин 83% [15]. /

Выводы

1. Крупнейшие нефтяные месторождения Западной Сибири вводились в разработку быстрыми темпами: средний темп бурения ~ 10% в год, продолжительность периода до выхода на пиковую добычу нефти ~ 10 лет после ввода.

2. Месторождения разрабатывались достаточно высокими темпами: на максимуме годовой отбор нефти составлял ~ 5,5% от НИЗ нефти и более 15% по отбору жидкости (от НИЗ нефти). Соотношение максимальных достигнутых уровней добычи жидкости и нефти в среднем – 3,2; закачки воды и добычи нефти – 4,4.

3. Средний удельный объем начальных извлекаемых запасов нефти, приходящийся на одно крупнейшее месторождение Западной Сибири, превышает 300 млн.т, однако при невысоком среднем КИН (~0,36).

4. К началу 2004 г. из указанных месторождений было отобрано более 70% НИЗ нефти при текущей обводненности продукции 89%. Темпы отбора ТИЗ нефти в целом по группе месторождений удовлетворительные ~ 5% (кроме Талинского) при кратности ~ 20 лет.

5. Необходимо уточнить количество извлекаемых запасов нефти по месторождениям: Талинское (требуется их списание), Повховское (просматривается прирост), Покачевское (возможен прирост запасов).

6. На месторождениях пробурено в сумме около 97 млн.м горных пород, в добычу нефти введено 34,8 тыс.скважин при удельных НИЗ нефти ~ 90 тыс.т/скв. Фактический удельный накопленный отбор нефти, приходящийся на одну скважину, перебивавшую в добыче на нефть, оценивается в 64 тыс.тонн.

7. Характеристики обводнения месторождений – удовлетворительные (кроме Лянторского и Талинского). Накопленный водонефтяной фактор за историю разработки к 2004г. достиг 2,3 т/т.

8. Ключевой задачей дальнейших этапов разработки представленной группы крупнейших месторождений является всемерное повышение степени извлечения нефти из недр с доведением его до уровня, не ниже 0,40.

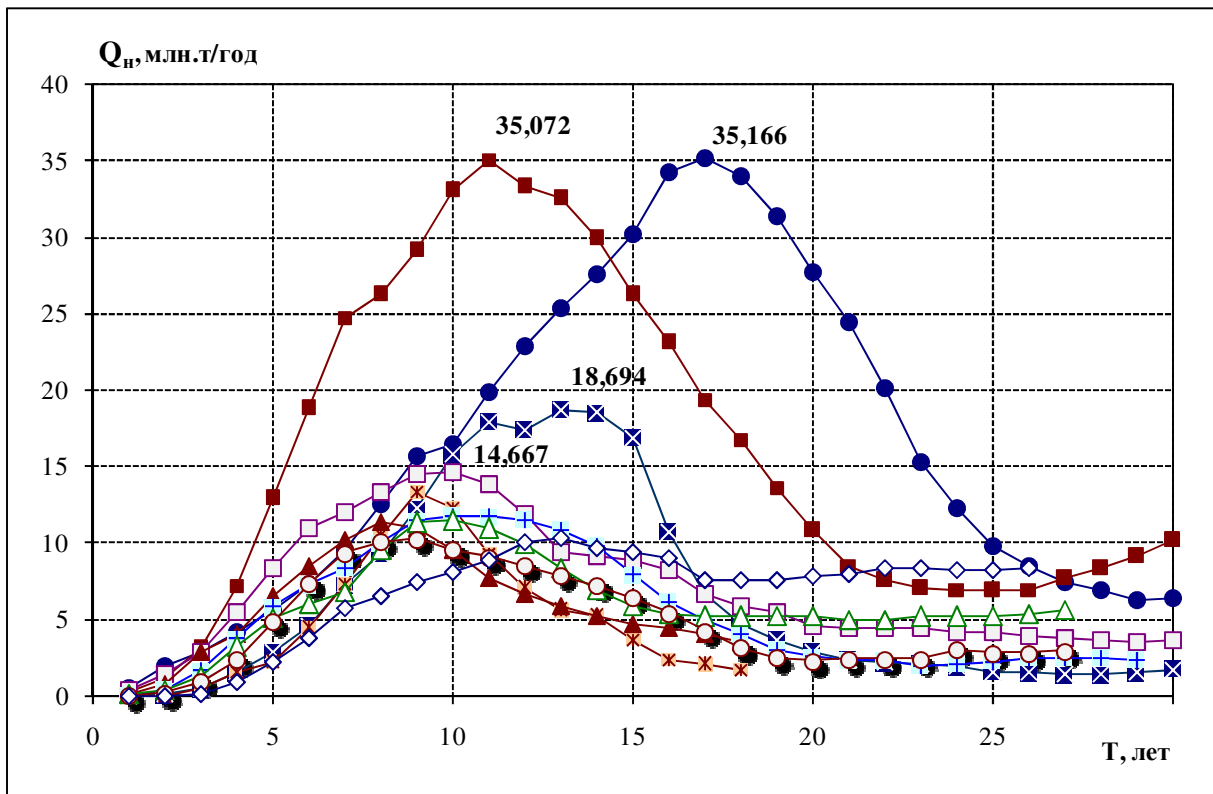


Рис.1. Добыча нефти (по условным годам)

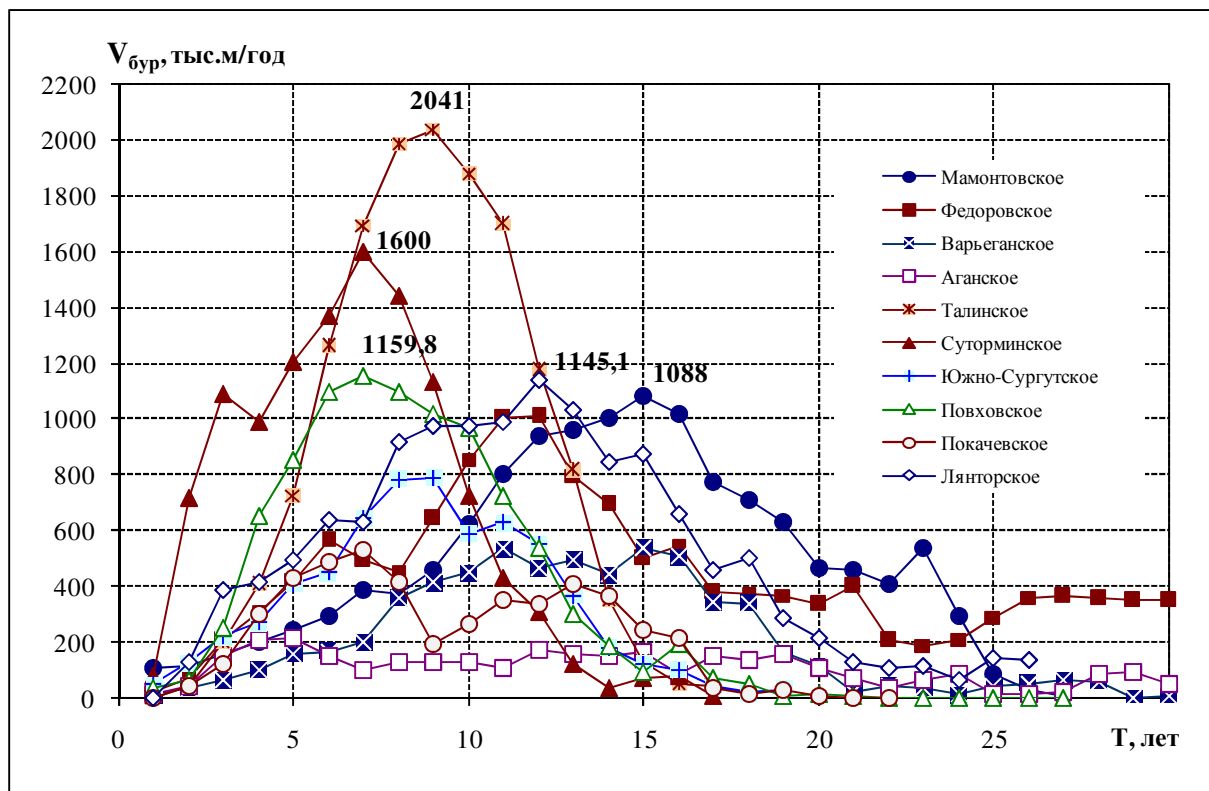


Рис.2. Эксплуатационное бурение (по условным годам)

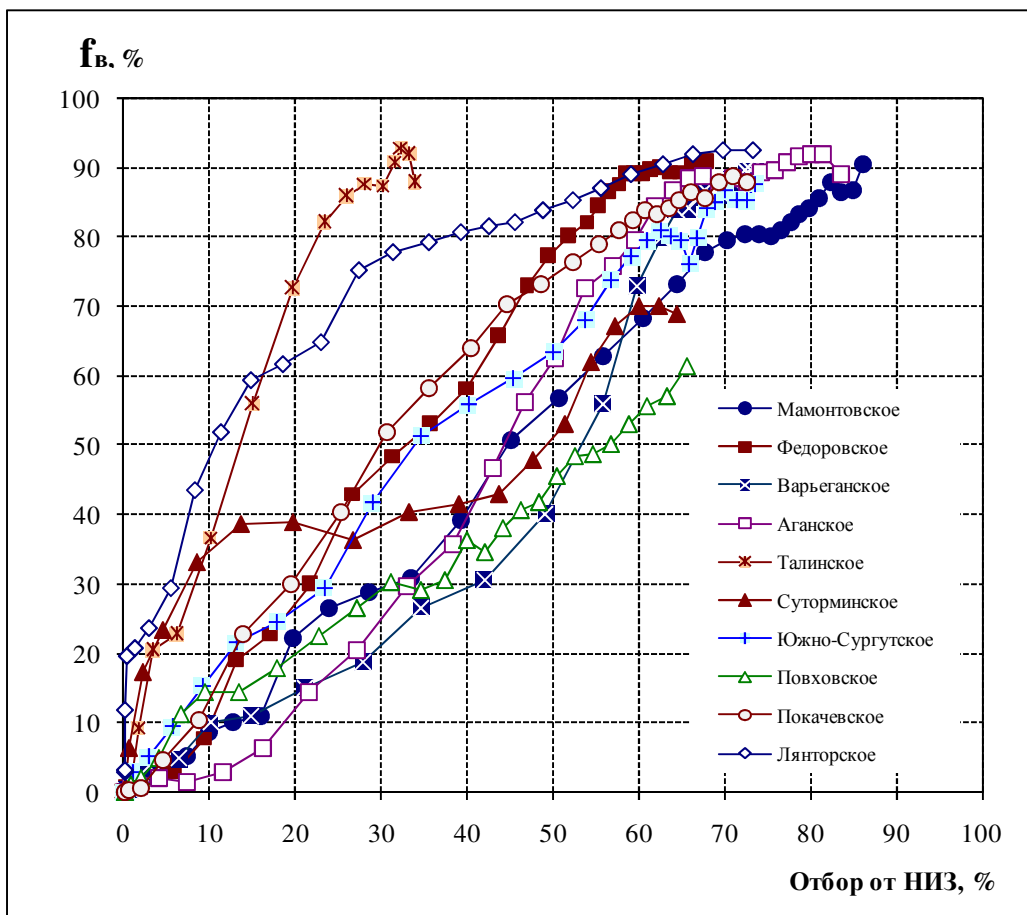


Рис.3. Обводненность – Отбор от НИЗ

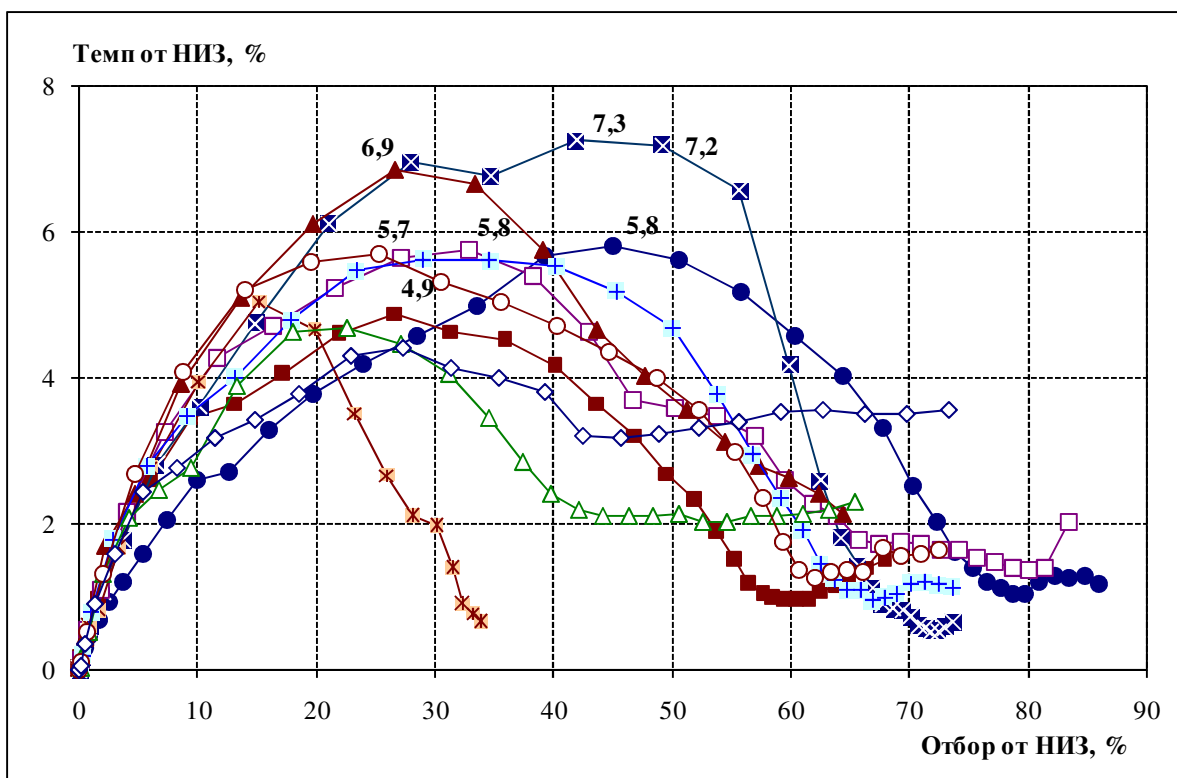


Рис.4. Темп от НИЗ – Отбор от НИЗ

Литература

1. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. М., ВНИИОЭНГ, 1996, том 2, 352 стр.
2. Архив отдела перспективного планирования Сибниинп за 1970-1993 гг.
3. Разработка нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа (под редакцией В.И.Карасева и др.). Ханты-Мансийск-Тюмень, Изд.Дом “ИздатНаукаСервис”, 2004, 332 стр.
4. Сафин С.Г., Шилов А.В. Состояние и пути улучшения условий разработки нефтегазовых месторождений Ноябрьского региона. // “Нефтяное хозяйство”, 2001, №2, с.39-43.
5. Экспертное заключение “О выполнении условий лицензионного соглашения на Суторминском нефтегазоконденсатном месторождении” (исп.ООО “ТЭРМ”), 1999.
6. Гавура В.Е. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. М., ВНИИОЭНГ, 2001, 340 стр.
7. Баймухаметов К.С. и др. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения. Уфа, РИЦ АНК Башнефть, 1997, 368 стр.
8. Баймухаметов К.С. и др. Геологическое строение и разработка Туймазинского нефтяного месторождения. Уфа, Башк.изд-во “Китап”, 1993, 280 стр.
9. Щелкачев В.Н. Анализ разработки крупнейших нефтяных месторождений СНГ и США. М., ВНИИОЭНГ, 1994, 74 стр.
10. Щелкачев В.Н. Сравнительный анализ нефтедобычи и разработки нефтяных месторождений по странам мира. М., ВНИИОЭНГ, 1996, 119 стр.
11. Иванова М.М. и др. Особенности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти (на примере Талинского месторождения). М., ВНИИОЭНГ, 1996, 71 стр.
12. Нефть и капитал (специальный выпуск), 2008, №8, 208 стр.
13. Лысенко В.Д. Журнал “Нефтепромысловое дело”, 2001, №8.
14. “Комплексная программа научно-исследовательских и опытно-промышленных работ по применению МУН из отложений шеркалинской свиты Талинской площади Красноталинского месторождения”. Вестник ЦКР Роснедра, 2006, №2, с.35-51.
15. Недропользование в Ханты-Мансийском автономном округе в 2004 году. ГП НАЦ РН им.В.И.Шпильмана, Тюмень-Ханты-Мансийск, 2005, с.76.