

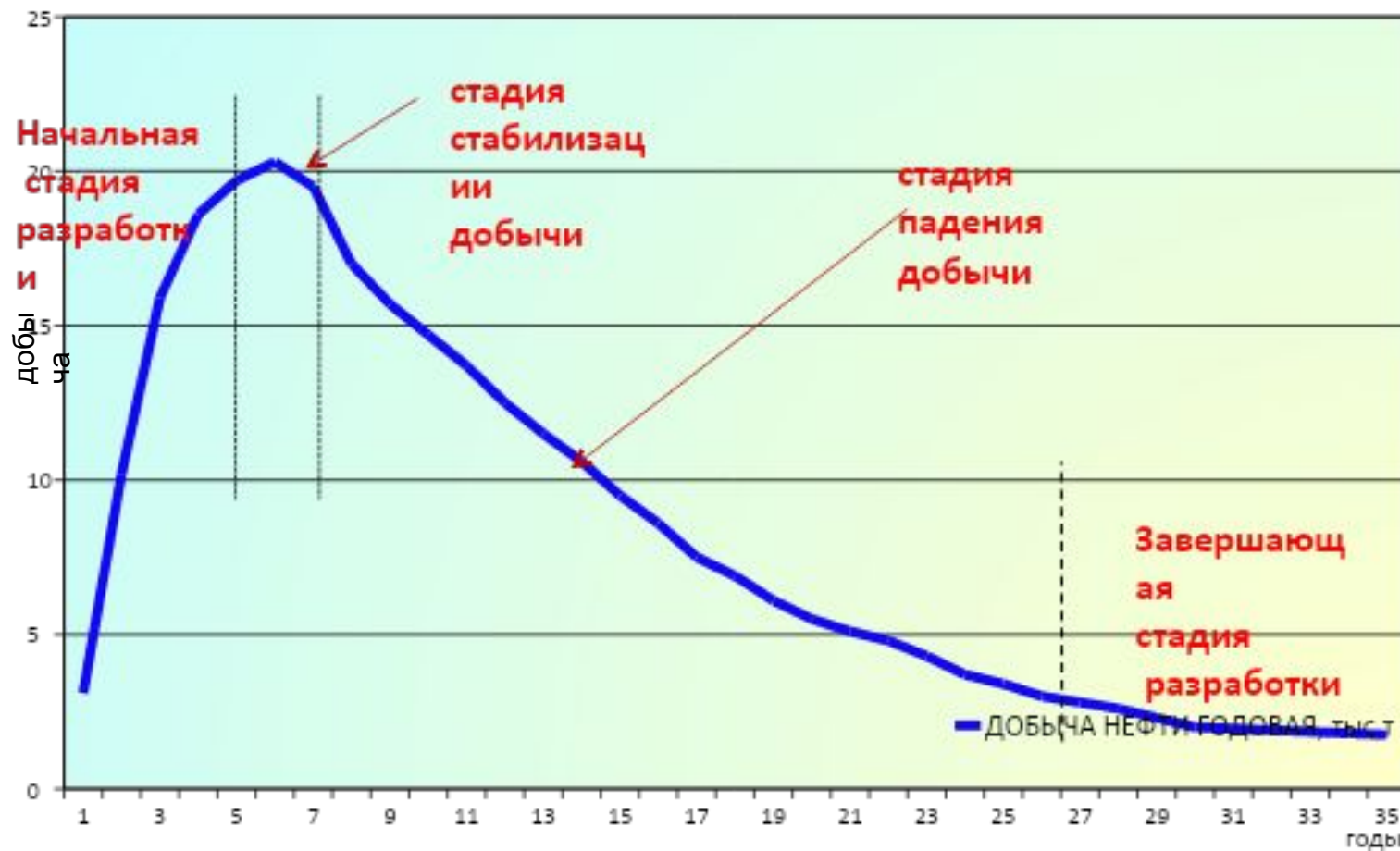
ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

ЛЕКЦИЯ 3

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ
РАЗРАБОТКИ КАК ОСНОВА
ДЛЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ.**

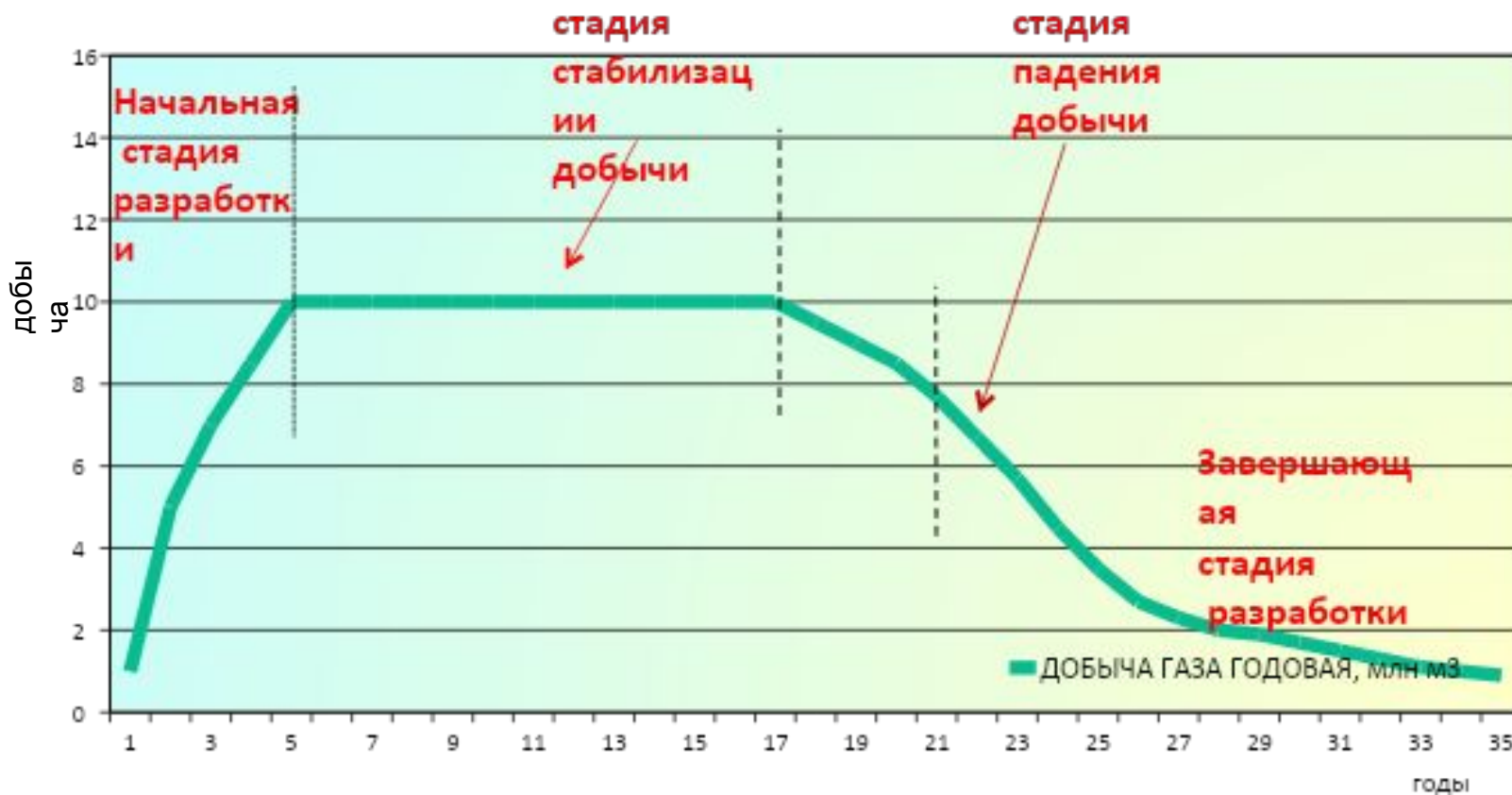
**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА.**

Стадийность разработки залежей нефти и газа. Нефтяная залежь



ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Стадийность разработки залежей нефти и газа. Газовая залежь



Показатели динамики отбора запасов

- **Темп отбора запасов** – это отношение годовой добычи к начальным извлекаемым запасам:

$$T_{\text{год}} = q_{\text{год}} / (Q_{\text{накопл.}} + Q_{\text{тек.АВС1}}), \text{ доли ед.}$$

- **Выработанность запасов** – это отношение накопленной добычи к начальным извлекаемым запасам:

$$V = Q_{\text{нак}} / (Q_{\text{накопл.}} + Q_{\text{тек.АВС1}}), \text{ доли ед.}$$

где

$T_{\text{год}}$ - темп отбора запасов, доли ед. (%)

V - выработанность запасов, доли ед. (%)

$q_{\text{год}}$ - годовая добыча нефти, газа, т, м³

$Q_{\text{накопл}}$ - накопленная добыча нефти, газа, т, м³

$Q_{\text{тек.АВС1}}$ - текущие запасы нефти, газа промышленных категорий, т, м³

ПОКАЗАТЕЛИ ОТБОРА ЗАПАСОВ В СВЯЗИ СО СТАДИЙНОСТЬЮ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Стадии разработки	Состояние экспл. фонда скважин	Динамика добычи		Состав и свойства добываемой продукции		Выработанность запасов, %		Темп отбора запасов, %	
		нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ
1. Начальная стадия	бурение экспл. скважин	рост		нефть	газ	до 20-30%	до 10-15%	от 0,1% до 3-5%	
2. Стадия достижения проектного уровня и стабилизации добычи	окончание разбуривания месторождения	достижение максимума и начало падения	достижение максимума и стабилизация	начало обводнения	газ	20-30%	от 10-15% до 60%	от 4-5% до 7-10%	3-4% (до 5-7%)
3. Стадия падения добычи	добуривание резервных скважин	интенсивное падение		интенсивное обводнение	газ	от 20-30% до 60-80%	от 60% до 80%	снижается от максимального до ед. %	
4. Завершающая стадия разработки		замедленное падение		интенсивное обводнение (до 95-98%)	низконапорный газ	до 90-95%		доли %	

Основные прогнозные технологические показатели разработки

- Добыча нефти (газа) годовая
- Добыча жидкости годовая
- Эксплуатационный фонд скважин
- Закачка воды (для нефтяных залежей)
- Срок разработки (прогнозный период)
- Производные расчетные показатели: динамика выработанности, темпа отбора запасов
- Транспорт добываемой продукции (расстояние до магистрального трубопровода)

Методы расчета и прогноза основных технологических показателей разработки (1)

- **Годовая добыча:**

$$Q_{\text{год}} = Q_{\text{год/скв.}} * N$$

$$Q_{\text{год/скв.}} = q_{\text{сут}} * 365 * K_{\text{экспл.}}$$

где $Q_{\text{год/скв.}}$ – добыча годовая на скважину, т

$q_{\text{сут}}$ – дебит скважины, т/сут.

365 – количество дней в году

$K_{\text{экспл.}}$ – коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.

N – количество скважин.

- **Обводненность:**

$$W = Q_{\text{в}} / (Q_{\text{н}} + Q_{\text{в}})$$

где W – обводненность в %,

$Q_{\text{н}} + Q_{\text{в}} = Q_{\text{ж}}$ - количество добываемой жидкости, т

$Q_{\text{в}}$ – количество добываемой воды (в год), т,

$Q_{\text{н}}$ – количество добываемой нефти (в год), т.

Методы расчета и прогноза основных технологических показателей разработки (2)

- **Закачка воды для ПДД**

$$V_{з.в.} = (Q_n / \rho_n * K_{ус.}) + Q_v$$

где $V_{з.в.}$ – объем закачки воды, т

Q_n – добыча нефти, т

ρ_n – удельный вес нефти, т/м³

$K_{ус.}$ – коэффициент усадки нефти, доли ед.

Q_v – добыча воды, т

- **Эксплуатационный фонд скважин – определяется системой разработки.**

Для нефтяных объектов используются сетки скважин 1000x1000м, 700x700м, 500x500м (100, 49, 25 га/скв.)

Для газовых объектов применяется более редкая сетка скважин: 1000x1000м, 1500x1500м.

Геолого-промысловые характеристики залежи, необходимые для прогнозирования показателей разработки

- *Запасы нефти, газа*
- *Коэффициенты подтверждаемости (перевода) ресурсов в запасы*
- *Глубина залегания*
- *Дебит*
- *Площадь залежи*

Характеристики основных показателей при разработке залежи D1 –III месторождения им. Площадная обращенная 9-ти точечная система. Сетка 700x700 м.

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, д. ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс. м3		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м3	
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годо-вая	накоп-ленная		годо-вая	накоп-ленная
1	25,58	2,6	2,76	25,58	2,69	0,5	25,58	25,58	25,58	25,58	0	0	0	0	1,85	1,85
2	94,56	9,4	11,4	120,14	12,6	2,4	98,58	98,58	124,17	124,17	4,1	0	0	0	6,83	8,67
3	152,2	15,2	22,4	272,34	28,6	5,4	179,29	179,29	303,46	303,46	15,1	68,84	68,84	41,4	10,99	19,66
4	162,94	16,3	31,6	435,28	45,7	8,7	229,21	229,21	532,67	532,67	28,9	150,18	219,02	69,7	11,76	31,42
5	131,92	13,2	34,3	567,2	59,6	11,3	232,97	232,97	765,64	765,64	43,4	326,88	545,9	115	9,52	40,95
6	111,3	11,1	40,8	678,5	71,3	13,6	249	249	1014,64	1014,64	55,3	383,38	929,28	115	8,03	48,98
7	87,07	8,7	46,8	765,57	80,5	15,3	261,12	261,12	1275,76	1275,76	66,7	364,21	1293,49	115	6,29	55,27
8	69,54	6,9	59,7	835,11	87,8	16,7	269,28	269,28	1545,04	1545,04	74,2	351,95	1645,43	115	5,02	60,29
9	55,62	5,6	91,4	890,73	93,6	17,8	275,88	275,88	1820,92	1820,92	79,8	293,02	1938,45	115	4,02	64,3
10	44,27	4,4	267	935,01	98,3	18,7	281,95	281,95	2102,87	2102,87	84,3	270,5	2208,95	115	3,2	67,5
11	23,15	2,3	0	958,16	101	19,1	179,85	179,85	2282,72	2282,72	87,1	259,54	2468,49	115	1,67	69,17
12	19,93	2,0	0	978,09	103	19,5	182,49	182,49	2465,21	2465,21	89,1	248,57	2717,06	115	1,44	70,61
13	17,69	1,8	0	995,78	105	19,9	185,46	185,46	2650,67	2650,67	90,5	266,39	2983,45	115	1,28	71,88
14	15,1	1,5	0	1010,88	106	20,2	189,09	189,09	2839,76	2839,76	92	266,47	3249,92	115	1,09	72,97
15	13,17	1,3	0	1024,05	108	20,5	192,06	192,06	3031,82	3031,82	93,1	177,71	3427,63	115	0,95	73,93
16	8,21	0,8	0	1032,26	108	20,6	155,76	155,76	3187,58	3187,58	94,7	179,16	3606,78	115	0,59	74,52
17	6,67	0,7	0	1038,93	109	20,8	157,74	157,74	3345,32	3345,32	95,8	90,3	3697,09	115	0,48	75
18	4,03	0,4	0	1042,96	110	20,8	119,49	119,49	3464,82	3464,82	96,6	96,29	3793,38	115	0,29	75,29
19	2,3	0,2	0	1045,27	110	20,9	80,45	80,45	3545,27	3545,27	97,1	96,22	3889,6	115	0,17	75,46
20	1,92	0,2	0	1047,18	110	20,9	80,92	80,92	3626,19	3626,19	97,6	96,76	3986,36	115	0,14	75,6
21	1,66	0,2	0	1048,84	110	21,0	81,31	81,31	3707,5	3707,5	98	96,61	4082,97	115	0,12	75,72

Характеристики основного фонда скважин при разработке залежи D1 –III месторождения им. Площадная обращенная 9-ти точечная система. Сетка 700x700 м.

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин			Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость одной нагнет. скважины, м3/сут.
	всего	добывающих	нагнетательных	газо-вых			всего	в том числе нагнетательных	всего	механизированных	газо-вых		нефти, т/сут.	жидкости, т/сут.	газа тыс. м3/сут.	
1	2	2	0	0	2	8	0	0	2	2	0	0	71,1	71,1	5,1	0,0
2	4	3	1	0	6	24	0	0	5	5	0	0	68,5	71,4	5,0	0,0
3	4	3	1	0	10	40	0	0	8	8	0	1	64,2	75,7	4,6	208,6
4	1	0	1	0	11	44	0	0	8	8	0	2	57,8	81,3	4,2	227,5
5	0	0	0	0	11	44	0	0	8	8	0	3	50,0	88,3	3,6	330,2
6	0	0	0	0	11	44	0	0	8	8	0	3	42,2	94,3	3,0	387,3
7	0	0	0	0	11	44	0	0	8	8	0	3	33,0	98,9	2,4	367,9
8	0	0	0	0	11	44	0	0	8	8	0	3	26,3	102,0	1,9	355,5
9	0	0	0	0	11	44	0	0	8	8	0	3	21,1	104,5	1,5	296,0
10	0	0	0	0	11	44	0	0	8	8	0	3	16,8	106,8	1,2	273,2
11	0	0	0	0	11	44	3	0	5	5	0	3	14,0	109,0	1,0	262,2
12	0	0	0	0	11	44	0	0	5	5	0	3	12,1	110,6	0,9	251,1
13	0	0	0	0	11	44	0	0	5	5	0	3	10,7	112,4	0,8	269,1
14	0	0	0	0	11	44	0	0	5	5	0	3	9,2	114,6	0,7	269,2
15	0	0	0	0	11	44	1	1	5	5	0	2	8,0	116,4	0,6	269,3
16	0	0	0	0	11	44	1	0	4	4	0	2	6,2	118,0	0,5	271,5
17	0	0	0	0	11	44	1	1	4	4	0	1	5,1	119,5	0,4	273,6
18	0	0	0	0	11	44	1	0	3	3	0	1	4,1	120,7	0,3	291,8
19	0	0	0	0	11	44	1	0	2	2	0	1	3,5	121,9	0,3	291,6
20	0	0	0	0	11	44	0	0	2	2	0	1	2,9	122,6	0,2	293,2
21	0	0	0	0	11	44	0	0	2	2	0	1	2,5	123,2	0,2	292,8