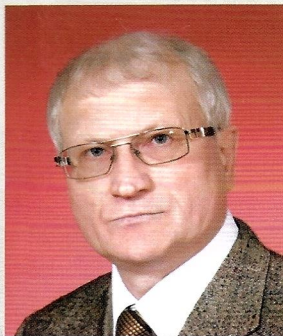
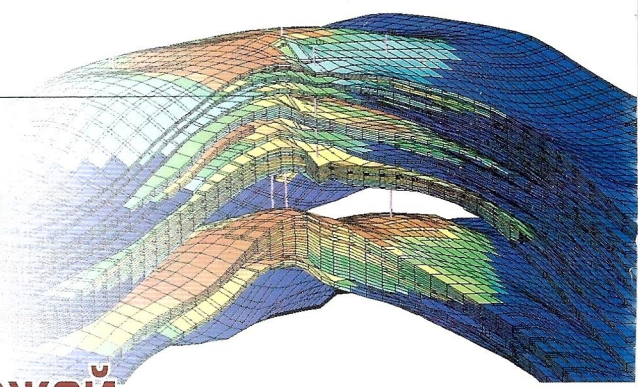




О нормативах оптимальной геологической изученности параметров нефтяных залежей



А.Н. ЯНИН,
генеральный директор

ООО «Проектное бюро ТЭРМ»,
Term@term-pb.ru

A. YANIN,
«Design Bureau TERM» LLC,

В нефтяной промышленности России в настоящее время отсутствуют какие-либо нормативные документы прямого действия, определяющие суммарные (интегральные) нормативы оптимальной изученности нефтяных залежей за весь период их разведки и разработки (когда залежь рассматривается как единое целое, а не только в разрезе отдельных буримых разведочных скважин). В итоге сейчас государство пока никак не контролирует процесс изучения нефтяных месторождений в целом. В статье предложены нормативы оптимальной изученности нефтяных залежей, базирующиеся на зависимостях количества исследований от главного (наиболее удобного для контроля) геологического параметра – величины начальных геологических запасов нефти (НГЗ) залежи.

Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, нормативы, геологическая изученность, оптимальный объем, исследование керна, пластовые флюиды, специальные эксперименты

ON THE NORMS OF OPTIMAL GEOLOGICAL EXPLORATION PARAMETERS OF OIL DEPOSITS

In the Russian oil industry, there are currently no direct regulatory documents that determine the total (integral) standards for the optimal study of oil deposits during the whole period of their exploration and development (when the reservoir is treated as a single whole, and not only in the section of individual drilling exploratory wells). As a result, now the state has no control over the process of studying oil fields as a whole. The article proposes standards for the optimal study of oil deposits, based on the dependence of the amount of research from the main (most convenient for control) geological parameter – the size of the initial geological reserves of oil (IGR) deposits.

Keywords: deposit, reservoir, deposit, standards, geological study, optimal volume, core research, reservoir fluids, special experiments

Проблема обоснования рациональных объемов исследовательских работ на нефтяных месторождениях приобретает сейчас особую важность. Несмотря на это, решается она пока неудовлетворительно.

Современный стандарт проектирования разработки нефтяных месторождений [1, табл. 80] требует от недропользователей представления программы исследовательских работ и доразведки лишь в ограниченном, дискретном виде и только на ближайшие пять лет действия нового проектного документа. При этом обоснование в проектах каких-либо суммарных (интегральных) объемов исследований, характеризующих оптимальную изученность каждой конкретной нефтяной залежи (в целом), в стандартах [1, 2] вообще не предусматривается (здесь уместно вспомнить поговорку: «За деревьями не видеть леса»). Отсутствовали эти критерии и в руководстве по подсчету запасов [3].

Совершенно очевидно, что контроль за изученностью (в целом) залежи (месторождения) должен осуществляться по следующей стандартной схеме (для каждого изучаемого параметра), с указанием в любом проектно-технологическом документе:

- а) суммарного за весь срок разведки и разработки месторождения общего количества исследований, предусмотренного стандартом (всего);
- б) количества выполненных исследований за всю историю;
- в) количества оставшихся на всю перспективу исследований, необходимых для обеспечения оптимальной изученности объекта (по каждому параметру), и график их выполнения по годам.

Увы, сейчас в России подобного подхода нет, а соответствующий стандарт вообще отсутствует. В кратчайшие сроки его следует разработать и утвердить.

Табл. 1. Ориентировочные соотношения величин F_n и НГЗ

Номер группы	Средняя F_n , км ² [5]	Примерные НГЗ нефти, тыс. т
1	2	816
2	5	2040
3	10	4080
4	25	10 200
5	50	20 400
6	100	40 800
7	300	122 400
8	1000	408 000



Табл. 2. Аналитические зависимости для определения оптимального количества исследований нефтяных пластов на основе величины НГЗ нефти (тыс. т)

№ п/п	Параметры	Вид зависимости для пластов с различной сложностью геологического строения		
		Простое	Сложное	Очень сложное
		I	II	III
1	Открытая пористость пласта по керну /количество образцов керна/	$N = 1,1898 \cdot \text{НГЗ}^{0,5015}$	$N = 1,5615 \cdot \text{НГЗ}^{0,5037}$	$N = 1,9757 \cdot \text{НГЗ}^{0,5021}$
2	Абсолютная проницаемость пласта по керну /количество образцов керна/	$N = 0,89235 \cdot \text{НГЗ}^{0,5015}$	$N = 1,171125 \cdot \text{НГЗ}^{0,5037}$	$N = 1,481775 \cdot \text{НГЗ}^{0,5021}$
3	Нефтенасыщенность пласта по керну (по содержанию связанной воды) /количество образцов керна/	$N = 0,743625 \cdot \text{НГЗ}^{0,5015}$	$N = 0,9759375 \cdot \text{НГЗ}^{0,5037}$	$N = 1,2348125 \cdot \text{НГЗ}^{0,5021}$
4	Петрофизические исследования пород по шлифам (в т.ч. карбонатность коллекторов) /количество образцов керна/	$N = 1,1898 \cdot \text{НГЗ}^{0,5015}$	$N = 1,5615 \cdot \text{НГЗ}^{0,5037}$	$N = 1,9757 \cdot \text{НГЗ}^{0,5021}$
5	Петрофизические исследования карбонатных пород по шлифам /количество образцов керна/	$N = 0,5949 \cdot \text{НГЗ}^{0,5015}$	$N = 0,78075 \cdot \text{НГЗ}^{0,5037}$	$N = 0,98785 \cdot \text{НГЗ}^{0,5021}$
6	Гранулометрический состав породы, в т.ч. карбонатность для терригенных коллекторов /количество образцов керна/	$N = 1,0911 \cdot \text{НГЗ}^{0,2864}$	$N = 1,059 \cdot \text{НГЗ}^{0,3323}$	$N = 1,2837 \cdot \text{НГЗ}^{0,3431}$
7	Коэффициент сжимаемости породы по образцам керна /количество образцов керна/	$N = 0,6659 \cdot \text{НГЗ}^{0,2489}$	$N = 0,8634 \cdot \text{НГЗ}^{0,2523}$	$N = 1,0933 \cdot \text{НГЗ}^{0,2505}$
8	Смачиваемость коллекторов по образцам керна /количество образцов керна/	$N = 0,353 \cdot \text{НГЗ}^{0,2424}$	$N = 0,46 \cdot \text{НГЗ}^{0,2453}$	$N = 0,575 \cdot \text{НГЗ}^{0,2447}$
9	Коэффициент вытеснения нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	$N = 0,2817 \cdot \text{НГЗ}^{0,3856}$	$N = 0,2949 \cdot \text{НГЗ}^{0,4018}$	$N = 0,3385 \cdot \text{НГЗ}^{0,4083}$
10	Определение ОФП при вытеснении нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	$N = 0,4167 \cdot \text{НГЗ}^{0,368}$	$N = 0,5174 \cdot \text{НГЗ}^{0,3668}$	$N = 0,6383 \cdot \text{НГЗ}^{0,3606}$
11	Определение ОФП в системе (нефть, газ, вода) на образцах керна /количество опытов на керне/	$N = 0,365 \cdot \text{НГЗ}^{0,3235}$	$N = 0,4733 \cdot \text{НГЗ}^{0,3269}$	$N = 0,5993 \cdot \text{НГЗ}^{0,3252}$
12	Свойства пластовой нефти при дифференциальном разгазировании глубоких проб /количество скважин/	$N = 0,0333144 \cdot \text{НГЗ}^{0,5015}$	$N = 0,046845 \cdot \text{НГЗ}^{0,5037}$	$N = 0,0612467 \cdot \text{НГЗ}^{0,5021}$
13	Свойства пластовой воды /количество скважин/	$N = 0,3123 \cdot \text{НГЗ}^{0,2011}$	$N = 0,4099 \cdot \text{НГЗ}^{0,2033}$	$N = 0,5186 \cdot \text{НГЗ}^{0,2017}$

Примечание: N – количество образцов керна (опытов на керне) или скважин, шт.; НГЗ – начальные геологические запасы нефти по пласту (залежи), тыс. т

Если вспомнить историю, то можно отметить, что ранее (в СССР) задачи комплексного изучения нефтяных месторождений с целью обеспечения оптимальной геологической изученности и достоверного определения запасов на стадии разведки [4] всегда были предметом особого контроля со стороны государства. В период с 1979 по 1991 г. в СССР разрабатывались и уточнялись нормативы и требования [5 – 8] к оптимальной изученности нефтяных месторождений на стадии их разведки и разработки. К сожалению, в виде «РД» или какого-либо другого стандарта (прямого действия) эти нормативы в тот период времени так и не были утверждены. Как, впрочем, и позднее.

Учитывая особую важность направления нормирования исследовательских работ, Миннефтепром в марте 1987 г. провел в г. Москве специализированный отраслевой семинар на тему: «Опыт исследования нефтяных месторождений на стадии разведки и подготовки их к проектированию разработки». Материалы семинара были опубликованы в виде специальной подборки в журнале «Нефтяное хозяйство» (№ 7 за 1988 год). В статье [7] приведены (в т.ч. в виде подробной таблицы) все основные требования, предъявляемые к оптимальной изученности нефтяных месторождений. Авторами указанной основополагающей таблицы являлись известные специалисты из головного института «ВНИ-Инефть»: А.А. Фурсов, М.Н. Кочетов, В.И. Чоловский, Г.В. Гагаченкова, А.Г. Ковалёв, Ю.В. Капырин, В.В. Кузнецов, Н.И. Днепровская.

Оптимальные объемы исследований (в указанной таблице) предлагалось учитывать, исходя из условия бурения на залежах необходимого количества разведочных скважин, позднее эти нормативы были уточнены в работе [8].

Основными (базовыми) геологическими факторами, учитываемыми при установлении оптимальных объемов исследовательских работ в публикациях [5 – 8], были всего лишь два следующих:

а) площадь залежей ($F_{\text{н}}$). Например, в работе [7] было выделено семь групп залежей, с изменением пло-

щади нефтеносности в интервалах: 1 – 3, 3 – 7, 7 – 15, 15 – 40, 40 – 75, 75 – 140, 140 – 400 км²;

б) степень сложности геологического строения – согласно утвержденной в СССР классификации запасов. При этом было выделено две группы залежей: I – простого, II + III – сложного и очень сложного геологического строения.

Согласимся, что такой «интегральный» параметр, как площадь нефтеносности залежи, действительно удобно брать за основу при установлении оптимального количества буримых разведочных скважин. Однако для многих других целей (в т.ч. разнообразных исследований образцов керна, специальных лабораторных экспериментов и др.) в качестве базового критерия для планирования объемов исследовательских работ более предпочтительно принимать не площадь залежей, а количество начальных геологических запасов (НГЗ) нефти (тыс. т) в залежах.

Это обусловлено тем, что, например, при неизменной площади нефтеносности, но сильной вариации нефтенасыщенных толщин ($h_{\text{н}}$), согласно общепринятому подходу $N = f(F_{\text{н}})$, количество исследований (N) будет одинаковым – для любых толщин $h_{\text{н}}$, даже различающихся во много раз. Понятно, что такой подход, в сущности, является неправомерным.

Таким образом, выясняется, что корректнее объемы исследовательских работ устанавливать в зависимости от более общего, основополагающего параметра – НГЗ (тыс. т) нефтяных залежей. Этот новый подход к решению рассматриваемой проблемы и предлагается использовать в настоящей статье.

Помимо этого ранее «объединенную» совокупность залежей (сложного + очень сложного геологического строения) нами предлагается разделить на две самостоятельные группы. В итоге из групп залежей по степени сложности геологического строения целесообразно выделить три:

- простого геологического строения;
- сложного геологического строения;
- очень сложного геологического строения.



Табл. 3. Оптимальные объемы исследований «очень мелких» по геологическим запасам залежей нефти

№ п/п	Параметры	НГЗ, тыс. т	Сложность геологического строения залежи		
			Простое	Сложное	Очень сложное
1	Открытая пористость пласта по керну /количество образцов керна/	50	9	12	15
		100	12	16	20
		250	19	26	32
		500	27	36	45
		1000	39	51	64
2	Абсолютная проницаемость пласта по керну/количество образцов керна/	50	7	9	11
		100	9	12	15
		250	15	19	24
		500	21	27	34
		1000	29	38	48
3	Нефтенасыщенность пласта по керну (по содержанию связанной воды) /кол-во образцов керна/	50	6	8	9
		100	8	10	13
		250	12	16	20
		500	17	23	28
		1000	24	32	40
4	Петрофизические исследования пород по шлифам (в т.ч. карбонатность коллекторов) /кол-во образцов керна/	50	9	12	15
		100	12	16	20
		250	19	26	32
		500	27	36	45
		1000	39	51	64
5	Петрофизические исследования карбонатных пород по шлифам /количество образцов керна/	50	5	6	8
		100	6	8	10
		250	10	13	16
		500	14	18	23
		1000	20	26	32
6	Гранулометрический состав породы, в т.ч. карбонатность для терригенных коллекторов /кол-во образцов керна/	50	4	4	5
		100	5	5	7
		250	6	7	9
		500	7	9	11
		1000	8	11	14
7	Коэффициент сжимаемости породы по образцам керна /количество образцов керна/	50	2	3	3
		100	3	3	4
		250	3	4	5
		500	4	5	6
		1000	4	5	7
8	Смачиваемость коллекторов по образцам керна /количество образцов керна/	50	1	2	2
		100	2	2	2
		250	2	2	3
		500	2	3	3
		1000	2	3	4
9	Коэффициент вытеснения нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	50	2	2	2
		100	2	2	3
		250	3	3	4
		500	4	4	5
		1000	5	5	6
10	Определение ОФП при вытеснении нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	50	2	3	3
		100	3	3	4
		250	4	4	5
		500	5	6	7
		1000	6	7	8
11	Определение ОФП в системе (нефть, газ, вода) на образцах керна /количество опытов на керне/	50	2	2	3
		100	2	3	3
		250	3	3	4
		500	3	4	5
		1000	4	5	6
12	Свойства пластовой нефти при дифференциальном разгазировании глубинных проб /кол-во скважин/	50	1	1	1
		100	1	1	1
		250	1	1	1
		500	1	2	2
		1000	2	2	2
13	Свойства пластовой воды /количество скважин/	50	1	1	1
		100	1	1	1
		250	1	1	1
		500	1	2	2
		1000	2	2	2

Для каждой из трех групп далее будут предложены индивидуальные оптимальные объемы исследовательских работ – на базе НГЗ нефти (тыс. т).

В качестве исходных параметров и ориентиров при установлении оптимальных объемов и видов исследовательских работ нами взяты рекомендации работ [6 – 8], где все виды исследований были «привязаны» к площади нефтеносности залежей ($F_{н}$, км²).

Табл. 4. Оптимальные объемы исследований «мелких» по геологическим запасам залежей нефти

№ п/п	Параметры	НГЗ, тыс. т	Сложность геологического строения залежи		
			Простое	Сложное	Очень сложное
1	Открытая пористость пласта по керну /количество образцов керна/	1001	39	51	64
		2500	61	81	101
		5000	86	114	143
		7500	105	140	175
		10 000	121	162	202
		15000	148	199	247
2	Абсолютная проницаемость пласта по керну /количество образцов керна/	1001	29	38	48
		2500	46	61	76
		5000	64	86	107
		7500	79	105	131
		10 000	91	122	152
		15 000	111	149	186
3	Нефтенасыщенность пласта по керну (по содержанию связанной воды) /количество образцов керна/	1001	24	32	40
		2500	38	51	63
		5000	54	72	89
		7500	66	88	109
		10 000	76	101	126
		15 000	93	124	155
4	Петрофизические исследования пород по шлифам (в т.ч. карбонатность коллекторов) /количество образцов керна/	1001	39	51	64
		2500	61	81	101
		5000	86	114	143
		7500	105	140	175
		10 000	121	162	202
		15 000	148	199	247
5	Петрофизические исследования карбонатных пород по шлифам /количество образцов керна/	1001	20	26	32
		2500	31	41	51
		5000	43	57	72
		7500	53	70	88
		10 000	61	81	101
		15 000	74	100	124
6	Гранулометрический состав породы, в т.ч. карбонатность для терригенных коллекторов /количество образцов керна/	1001	8	11	14
		2500	11	15	19
		5000	13	18	24
		7500	15	21	28
		10 000	16	23	31
		15 000	18	26	35
7	Коэффициент сжимаемости породы по образцам керна /количество образцов керна/	1001	4	5	7
		2500	5	7	8
		5000	6	8	10
		7500	7	9	11
		10 000	7	9	11
		15 000	8	10	13
8	Смачиваемость коллекторов по образцам керна /количество образцов керна/	1001	2	3	4
		2500	3	4	4
		5000	3	4	5
		7500	4	5	6
		10 000	4	5	6
		15 000	4	5	7
9	Коэффициент вытеснения нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	1001	5	5	6
		2500	6	7	9
		5000	8	10	11
		7500	9	11	13
		10 000	10	12	15
		15 000	12	15	18
10	Определение ОФП при вытеснении нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	1001	6	7	8
		2500	8	10	11
		5000	10	12	14
		7500	12	14	16
		10 000	13	16	18
		15 000	15	18	21
11	Определение ОФП в системе (нефть, газ, вода) на образцах керна /количество опытов на керне/	1001	4	5	6
		2500	5	7	8
		5000	6	8	10
		7500	7	9	11
		10 000	8	10	12
		15 000	9	11	14
12	Свойства пластовой нефти при дифференциальном разгазировании глубинных проб /количество скважин/	1001	2	2	2
		2500	2	3	4
		5000	3	4	5
		7500	3	5	6
		10 000	4	5	7
		15 000	5	6	8
13	Свойства пластовой воды /количество скважин/	1001	2	2	2
		2500	2	2	2
		5000	2	2	3
		7500	2	2	3
		10 000	2	3	3
		15 000	3	3	3



Табл. 5. Оптимальные объемы исследований «средних» по геологическим запасам залежей нефти

№ п/п	Параметры	НГЗ, тыс. т	Сложность геологического строения залежи		
			Простое	Сложное	Очень сложное
1	Открытая пористость пласта по керну /количество образцов керна/	15 001	148	199	247
		25 000	192	257	320
		50 000	271	364	452
		75 000	332	446	554
		100 000	383	516	641
2	Абсолютная проницаемость пласта по керну /количество образцов керна/	15 001	111	149	186
		25 000	144	193	240
		50 000	203	273	339
		75 000	249	335	416
		100 000	288	387	481
3	Нефтенасыщенность пласта по керну (по содержанию связанной воды) /количество образцов керна/	15 001	93	124	155
		25 000	120	161	200
		50 000	170	228	283
		75 000	208	279	347
		100 000	240	323	401
4	Петрофизические исследования пород по шлифам (в т.ч. карбонатность коллекторов) /количество образцов керна/	15 001	148	199	247
		25 000	192	257	320
		50 000	271	364	452
		75 000	332	446	554
		100 000	383	516	641
5	Петрофизические исследования карбонатных пород по шлифам /количество образцов керна/	15 001	74	100	124
		25 000	96	129	160
		50 000	136	182	226
		75 000	166	223	277
		100 000	192	258	321
6	Гранулометрический состав породы, в т.ч. карбонатность для терригенных коллекторов /количество образцов керна/	15 001	18	26	35
		25 000	20	31	42
		50 000	25	39	53
		75 000	28	45	61
		100 000	30	49	67
7	Коэффициент сжимаемости породы по образцам керна /количество образцов керна/	15 001	8	10	13
		25 000	9	12	14
		50 000	10	14	17
		75 000	11	15	19
		100 000	12	16	20
8	Смачиваемость коллекторов по образцам керна /количество образцов керна/	15 001	4	5	7
		25 000	5	6	7
		50 000	5	7	9
		75 000	6	8	9
		100 000	6	8	10
9	Коэффициент вытеснения нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	15 001	12	15	18
		25 000	14	18	22
		50 000	19	23	29
		75 000	22	27	34
		100 000	24	31	38
10	Определение ОФП при вытеснении нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	15 001	15	18	21
		25 000	18	22	25
		50 000	23	28	32
		75 000	26	32	37
		100 000	29	36	41
11	Определение ОФП в системе (нефть, газ, вода) на образцах керна /количество опытов на керне/	15 001	9	11	14
		25 000	10	13	17
		50 000	13	17	21
		75 000	14	19	24
		100 000	16	21	26
12	Свойства пластовой нефти при дифференциальном разгазировании глубинных проб /количество скважин/	15 001	5	6	8
		25 000	6	8	10
		50 000	8	11	15
		75 000	10	14	18
		100 000	11	16	20
13	Свойства пластовой воды /количество скважин/	15 001	3	3	3
		25 000	3	3	4
		50 000	3	4	4
		75 000	3	4	4
		100 000	4	4	5

Табл. 6. Оптимальные объемы исследований «крупных» по геологическим запасам залежей нефти

№ п/п	Параметры	НГЗ, тыс. т	Сложность геологического строения залежи		
			Простое	Сложное	Очень сложное
1	Открытая пористость пласта по керну /количество образцов керна/	100 001	383	516	641
		200 000	542	731	907
		300 000	665	897	1112
		400 000	768	1036	1284
		500 000	859	1160	1437
2	Абсолютная проницаемость пласта по керну /количество образцов керна/	100 001	288	387	481
		200 000	407	548	680
		300 000	499	673	834
		400 000	576	777	963
		500 000	644	870	1078
3	Нефтенасыщенность пласта по керну (по содержанию связанной воды) /количество образцов керна/	100 001	240	323	401
		200 000	339	457	567
		300 000	416	561	695
		400 000	480	648	803
		500 000	537	725	898
4	Петрофизические исследования пород по шлифам (в т.ч. карбонатность коллекторов) /количество образцов керна/	100 001	383	516	641
		200 000	542	731	907
		300 000	665	897	1112
		400 000	768	1036	1284
		500 000	859	1160	1437
5	Петрофизические исследования карбонатных пород по шлифам /количество образцов керна/	100 001	192	258	321
		200 000	271	366	454
		300 000	333	449	556
		400 000	384	518	642
		500 000	430	580	719
6	Гранулометрический состав породы, в т.ч. карбонатность для терригенных коллекторов /количество образцов керна/	100 001	30	49	67
		200 000	36	62	85
		300 000	41	70	98
		400 000	44	77	108
		500 000	47	83	116
7	Коэффициент сжимаемости породы по образцам керна /количество образцов керна/	100 001	12	16	20
		200 000	14	19	24
		300 000	16	21	26
		400 000	17	23	28
		500 000	18	24	30
8	Смачиваемость коллекторов по образцам керна /количество образцов керна/	100 001	6	8	10
		200 000	7	10	12
		300 000	8	11	13
		400 000	9	11	14
		500 000	9	12	15
9	Коэффициент вытеснения нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	100 001	24	31	38
		200 000	32	40	50
		300 000	37	47	59
		400 000	41	53	66
		500 000	45	58	72
10	Определение ОФП при вытеснении нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	100 001	29	36	41
		200 000	38	46	53
		300 000	44	53	61
		400 000	49	59	67
		500 000	53	64	73
11	Определение ОФП в системе (нефть, газ, вода) на образцах керна /количество опытов на керне/	100 001	16	21	26
		200 000	19	26	32
		300 000	22	30	37
		400 000	24	33	40
		500 000	26	35	43
12	Свойства пластовой нефти при дифференциальном разгазировании глубинных проб /количество скважин/	100 001	11	16	20
		200 000	16	22	29
		300 000	19	27	35
		400 000	22	32	40
		500 000	25	35	45
13	Свойства пластовой воды /количество скважин/	100 001	4	4	5
		200 000	4	5	5
		300 000	5	5	6
		400 000	5	6	6
		500 000	5	6	7

Для того, чтобы осуществить логичный переход от площади залежей к количеству НГЗ (тыс. т), нами использованы некие устоявшиеся усредненные геологические параметры, характерные для нефтяных залежей ХМАО-Югры Тюменской области, а конкретно следующие:

- средняя нефтенасыщенная толщина (h_n) – 5 м;
- средняя пористость (m) – 20 %;
- средняя нефтенасыщенность (K_{nn}) – 60 %;

- плотность сепарированной нефти (ρ_n) – 0,850 т/м³;
- пересчетный коэффициент (θ_n) при переводе нефть из пластовых условий в поверхностные – 0,800.

В фундаментальной работе [8, табл. 3] по величине исходного геологического параметра F_n (км²) было выделено всего –восемь групп залежей нефти. С учетом указанных выше средних подсчетных параметров (h_n , m , K_{nn} , ρ_n , θ_n) эти группы залежей имеют следующие ориен-

Табл. 7. Оптимальные объемы исследований «уникальных» по геологическим запасам залежей нефти

№ п/п	Параметры	НГЗ, тыс. т	Сложность геологического строения залежи		
			Простое	Сложное	Очень сложное
1	Открытая пористость пласта по керну /количество образцов керна/	500 001	859	1160	1437
		600 000	941	1271	1574
		700 000	1016	1374	1701
		800 000	1087	1469	1819
		900 000	1153	1559	1930
2	Абсолютная проницаемость пласта по керну /количество образцов керна/	1 000 000	1215	1644	2034
		500 001	644	870	1078
		600 000	706	953	1181
		700 000	762	1030	1276
		800 000	815	1102	1364
3	Нефтенасыщенность пласта по керну (по содержанию связанной воды) /количество образцов керна/	900 000	865	1169	1447
		1 000 000	912	1233	1526
		500 001	537	725	898
		600 000	588	795	984
		700 000	635	859	1063
4	Петрофизические исследования пород по шлифам (в т.ч. карбонатность коллекторов) /количество образцов керна/	800 000	679	918	1137
		900 000	721	975	1206
		1 000 000	760	1028	1272
		500 001	859	1160	1437
		600 000	941	1271	1574
5	Петрофизические исследования карбонатных пород по шлифам /количество образцов керна/	700 000	1016	1374	1701
		800 000	1087	1469	1819
		900 000	1153	1559	1930
		1 000 000	1215	1644	2034
		500 001	430	580	719
6	Гранулометрический состав породы, в т.ч. карбонатность для терригенных коллекторов /количество образцов керна/	600 000	471	636	787
		700 000	508	687	851
		800 000	544	735	910
		900 000	577	780	965
		1 000 000	608	822	1017
7	Кoeffициент сжимаемости породы по образцам керна /количество образцов керна/	500 001	47	83	116
		600 000	50	89	124
		700 000	52	93	130
		800 000	54	97	137
		900 000	56	101	142
8	Смачиваемость коллекторов по образцам керна /количество образцов керна/	1 000 000	58	105	147
		500 001	18	24	30
		600 000	19	25	31
		700 000	19	26	32
		800 000	20	27	33
9	Кoeffициент вытеснения нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	900 000	21	28	34
		1 000 000	21	29	35
		500 001	9	12	15
		600 000	9	13	15
		700 000	10	13	16
10	Определение ОФП при вытеснении нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	800 000	10	13	17
		900 000	10	14	17
		1 000 000	11	14	17
		500 001	45	58	72
		600 000	48	62	78
11	Определение ОФП в системе (нефть, газ, вода) на образцах керна /количество опытов на керне/	700 000	51	66	83
		800 000	54	70	88
		900 000	56	73	92
		1 000 000	58	76	96
		500 001	53	64	73
12	Определение ОФП при вытеснении нефти водой (двухфазная фильтрация) – 29, 36, 41 опыт на керне; определение ОФП в трехфазной системе (нефть, газ, вода) – 16, 21, 26 опытов на керне; свойства пластовой нефти по глубинным пробам – в 11, 16, 20 скважинах, соответственно; свойства пластовой воды по пробам, взятым из 4, 4 и 5 скважин, соответственно.	600 000	56	69	78
		700 000	59	73	82
		800 000	62	76	86
		900 000	65	80	90
		1 000 000	68	83	94
13	Свойства пластовой нефти при дифференциальном разгазировании глубинных проб /количество скважин/	500 001	26	35	43
		600 000	28	37	46
		700 000	29	39	48
		800 000	30	41	50
		900 000	31	42	52
	Свойства пластовой воды /количество скважин/	1 000 000	32	44	54
		500 001	25	35	45
		600 000	27	39	49
		700 000	29	42	53
		800 000	31	45	57
		900 000	33	47	60
		1 000 000	35	50	64
		500 001	5	6	7
		600 000	5	6	7
		700 000	6	6	7
		800 000	6	7	7
		900 000	6	7	8
		1 000 000	6	7	8

тировочные величины НГЗ (табл. 1). Полученные соотношения F_n и НГЗ использованы далее при обосновании оптимального количества исследований (уже в зависимости – от НГЗ).

Обработка исходных данных (с учетом указанных соотношений F_n и НГЗ) позволила получить в аналитическом виде зависимости оптимальных объемов исследовательских работ – от величины НГЗ (тыс. т), (табл. 2).

Для удобства использования, а также анализа достоверности предлагаемых нормативов оптимальной изученности далее выполнены конкретные расчеты по их определению (табл. 3 – 7). При этом по величине НГЗ условно выделено пять основных групп залежей:

- очень мелкие: НГЗ – 50 – 1000 тыс. т;
- мелкие залежи: НГЗ – 1001 – 15 000 тыс. т;
- средние по залежам: НГЗ – 15 001 – 100 000 тыс. т;
- крупные залежи: НГЗ – 100 001 – 500 000 тыс. т;
- уникальные залежи: НГЗ – 500 001 – 1 000 000 тыс. т.

Общей закономерностью выведенных аналитических зависимостей является логичное существенное сокращение удельных объемов исследовательских работ (т.е. количество определений / 1 тыс. т НГЗ) по мере увеличения геологических запасов нефти по залежам.

В практическом плане из выполненных расчетов можно рассмотреть такой случай. Например, для «средней» нефтяной залежи с НГЗ = 100 000 тыс. т (простого, сложного и очень сложного геологического строения) оптимальные объемы исследовательских работ составляют:

- количество определений коэффициента пористости на образцах керна – 383, 516, 641 соответственно;
- количество определений проницаемости по керну – 288, 387, 481 соответственно;
- количество определений коэффициента нефтенасыщенности (по параметру «связанная вода») – 240, 323, 401;
- петрофизические исследования терригенных пород по шлифам – 383, 516, 641 образец керна;
- то же для карбонатных пород – 192, 258, 321 образец керна;
- гранулометрический состав пород – 30, 49, 67 образцов керна;
- коэффициент сжимаемости породы – 12, 16, 20 образцов керна;
- смачиваемость коллекторов – 6, 8, 10 образцов керна;
- коэффициент вытеснения нефти водой – 24, 31, 38 опытов на керне;
- определение ОФП при вытеснении нефти водой (двухфазная фильтрация) – 29, 36, 41 опыт на керне;
- определение ОФП в трехфазной системе (нефть, газ, вода) – 16, 21, 26 опытов на керне;
- свойства пластовой нефти по глубинным пробам – в 11, 16, 20 скважинах, соответственно;
- свойства пластовой воды по пробам, взятым из 4, 4 и 5 скважин, соответственно.

Из приведенных данных следует, что рекомендуемые автором оптимальные объемы проведения различных исследовательских работ выглядят достаточно реалистичными. С учетом их особой важности было бы полезно получить на них отзывы специалистов нефтяных компаний, других геологических и добывающих предприятий.

Представляется, что основным исходным объектом нормирования оптимального количества исследований должна быть каждая отдельная залежь УВС. По месторождению в целом (или лицензионному участку) оптимальный объем исследовательских работ определяется как сумма числа исследований по всем открытым залежам УВС (по каждому виду исследовательских работ).

Государственным органам, контролирующим недропользование, рекомендуется разработать специальные «Методические рекомендации по установлению оптимальной геологической изученности залежей УВС на стадии их разведки и разработки», включающие все виды необходимых исследовательских работ.

Реализация указанного предложения существенно упростит работу нефтедобывающих предприятий, а государственным органам облегчит процесс организации объективного контроля за рациональным недропользованием на каждом месторождении или конкретном лицензионном участке.

Литература

1. Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья / Утверждены распоряжением МПР России № 12-р от 18.05.2016/.

2. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений / Приложение к Приказу МПР России № 61 от 21.03.2007 // Вестник ЦКР Роснедра. 2007. № 1. С. 56–121.

3. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом (В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Г.Г. Яценко). Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.

4. Требования к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов // М.: ГКЗ СССР, 1982.

5. Сургучёв М.Л., Фурсов А.Я., Талдыкин К.С. Методика обоснования требований к изученности параметров для проектирования разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. 1979. № 12. С. 23–28.

6. Фурсов А.Я. Оптимизация изученности нефтяных месторождений. М.: Недра, 1985. 210 с.

7. Гавура В.Е., Фурсов А.Я., Кочетов М.Н., Чоловский И.П., Тагаченкова Т.В. Требования к исследованиям для подсчета

запасов и проектирования разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. 1988. № 7. С. 32–37.

8. Халимов Э.М., Гомзиков В.К., Фурсов А.Я. Управление запасами нефти. М.: Недра, 1991. 284 с.

Reference

1. *Vremennyye metodicheskiye rekomendatsii po podgotovke tekhnicheskikh proyektov razrabotki mestorozhdeniy uglevodородного syr'ya* [Temporary methodological recommendations for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits]. Rasporyazheniye MPR Rossii no. 12-r dd. 18.05.2016.

2. *Metodicheskiye rekomendatsii po proyektirovaniyu razrabotki neftyanykh i gazonefitynykh mestorozhdeniy Prilozheniye k Prikazu MPR Rossii no.61 dd. 21.03.2007* [Methodical recommendations on the design of the development of oil and gas fields Annex to the Order of the Ministry of Natural Resources of Russia no. 61 dd. March 21, 2007]. *Vestnik TsKR Rosnedra* [Vestnik TsKR Rosnedra], 2007, no. 1, pp. 56–121.

3. *Metodicheskiye rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza ob'mnym metodom (V.I. Petersil'ye, V.I. Poroskun, G.G. Yatsenko)* [Methodological recommendations on the calculation of geological oil reserves and gas by a volumetric method (V.I. Petersilie, V.I. Poroskun, G.G. Yatsenko)]. Moskva-Tver': VNIGNI, NPTS «Tver'geofizika» Publ., 2003.

4. *Trebovaniya k kompleksnomu izucheniyu mestorozhdeniy i podschetu zapasov poputnykh poleznykh iskopayemykh i komponentov* [Requirements for a comprehensive study of deposits and calculation of associated minerals and components reserves]. Moscow, GKZ SSSR Publ., 1982.

5. Surguchov M.L., Fursov A.Ya., Taldykin K.S. Metodika obosnovaniya trebovaniy k izuchennosti parametrov dlya proyektirovaniya razrabotki mestorozhdeniy [The method of substantiating the requirements for the study of parameters for the design of field development]. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil industry], 1979, no. 12, pp. 23–28.

6. Fursov A.Ya. *Optimizatsiya izuchennosti neftyanykh mestorozhdeniy* [Optimization of the study of oil deposits]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 210 p.

7. Gavura V.Ye., Fursov A.Ya., Kochetov M.N., Cholovskiy I.P., Tagachenkova T.V. *Trebovaniya k issledovaniyam dlya podscheta zapasov i proyektirovaniya razrabotki mestorozhdeniy* [Requirements for research for the calculation of reserves and design of field development]. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil industry], 1988, no. 7, pp. 32–37.

8. Khalimov E.M., Gomzikov V.K., Fursov A.Ya. *Upravleniye zapasami nefi* [Management of oil reserves]. Moscow, Nedra Publ., 1991. 284 p. ■

ЖУРНАЛ «БУРЕНИЕ И НЕФТЬ» – ЭЛЕКТРОННАЯ ВЕРСИЯ



Оплатил. Скачал. Читай
В PDF файле все как на бумаге



ПЛАНШЕТ



СМАРТФОН



КОМПЬЮТЕР

