

М. В. ФЕЙГИН

НЕФТЯНЫЕ
РЕСУРСЫ
МЕТОДИКА
ИХ
ИССЛЕДОВАНИЯ
И ОЦЕНКИ



Издательство
•Наука•

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
МИНИСТЕРСТВО
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ
И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

553.98

М. В. ФЕЙГИН

НЕФТЯНЫЕ
РЕСУРСЫ,
МЕТОДИКА
ИХ ИССЛЕДОВАНИЯ
И ОЦЕНКИ

898



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»
МОСКВА 1974



Работа посвящена вопросам исследования и оценки нефтяных ресурсов, включающих принципы и различные аспекты их классификации, методы количественной оценки, а также методику проведения анализа и исследования подтверждаемости результатов подсчета запасов.

Развиваются современные научные представления в области определения рациональных соотношений между добычей нефти и запасами различных категорий. Проанализирована существующая система планирования подготовки и учета запасов нефти, а также методика оценки эффективности их разведки. Получили освещение изменения в темпах и масштабах развития сырьевой базы нефтяной промышленности страны, и дан обзор нефтяных ресурсов и добычи нефти в мире.

Несмотря на многообразие рассмотренных вопросов и в известной мере самостоятельное значение некоторых из них, в целом они представляют собой единое научное направление, которое как таковое ранее не освещалось в печати.

Книга предназначена для широкого круга научных работников и геологов, занимающихся геолого-экономическим изучением нефтяных ресурсов, подсчетом запасов и оценкой перспектив развития добычи нефти.

Ответственный редактор

член-корр. АН СССР

М. Ф. МИРЧИНК

МОИСЕЙ ВЛАДИМИРОВИЧ ФЕЙГИН

НЕФТЯНЫЕ РЕСУРСЫ, МЕТОДИКА ИХ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОЦЕНКИ

Утверждено к печати

Институтом геологии и разработки горючих
ископаемых АН СССР

Редактор издательства **Н. А. Никитина**. Художественный редактор **В. Н. Тикунов**
Художник **С. А. Смирнова**. Технический редактор **С. Г. Тихомирова**

Сдано в набор 15/VIII 1973 г. Подписано к печати 4/II 1974 г. Форма $60 \times 90^{1/16}$.
Бумага № 1. Усл. печ. л. 10. Уч.-изд. л. 10,8. Т-01721. Тираж 1100.
Тип. зак. 5590. Цена 1 р. 09 к.

Издательство «Наука». 103717 ГСП, Москва, К-62, Подсосенский пер., 21
2-я типография издательства «Наука». 121099, Москва, Г-99, Шубинский пер., 10

Ф 20804—0179
042(01)—74 662—74

© Издательство «Наука», 1974 г.

ВВЕДЕНИЕ

Ведущая роль в развитии и техническом прогрессе народного хозяйства страны принадлежит нефти и газу, являющимся экономически наиболее эффективными видами топлива и источниками сырья для нефтехимической промышленности.

Решениями XXIV съезда КПСС намечено дальнейшее ускоренное развитие нефтяной и газовой промышленности с достижением в 1975 г. уровней добычи: по нефти — 480—500 млн т и газу — 300—320 млрд м³.

Это означает, что в текущем пятилетии относительно 1970 г. должен быть обеспечен рост объемов добываемой нефти и газа, соответственно, в 1,4 и в 1,6 раза, благодаря чему произойдут дальнейшие прогрессивные сдвиги в топливно-энергетическом балансе страны и возрастет продукция нефтехимической промышленности.

В этой связи особую актуальность и остроту приобретают вопросы подготовки соответствующей базы нефтяных ресурсов, которая по своим масштабам должна полностью удовлетворять требованиям ускоренного роста добычи нефти в стране в течение весьма длительного перспективного периода.

В основе решения этой проблемы должно находиться всемерное повышение результативности и экономической эффективности поисково-разведочных работ. Поэтому одной из важнейших проблем нефтяной геологической науки является установление закономерностей пространственного размещения нефтяных ресурсов и выявление наиболее эффективных направлений подготовки запасов, обеспечивающих дальнейшее ускоренное развитие нефтяной промышленности СССР. Одно из основных мест в этой проблеме принадлежит вопросам, связанным с проведением поисково-разведочных работ, классификацией, количественной оценкой и подготовкой нефтяных ресурсов, определением необходимой обеспеченности запасами развития добычи нефти, планированием прироста запасов, оценкой эффективности их разведки и др. На разных этапах развития нефтяной промышленности в решении этих вопросов принимали участие многие видные ученые и работники производственных организаций страны.

Большой вклад в разработку научных принципов проведения поисково-разведочных работ, подсчета запасов, их классификации и количественной оценки перспектив нефтегазоносности

территорий внесли советские геологи И. М. Губкин, М. В. Абрамович, А. А. Бакиров, В. В. Билибин, И. О. Брод, Н. И. Буялов, В. Г. Васильев, М. И. Варенцов, Н. А. Еременко, Н. С. Ерофеев, М. А. Жданов, Н. А. Кудрявцев, Н. Т. Линдтроп, С. П. Максимов, В. С. Мелик-Пашаев, М. Ф. Мирчинк, Г. П. Ованесов, Л. И. Ровнин, В. В. Семенович, А. А. Трофимук, С. Ф. Федоров, Г. А. Хельквист, К. Р. Чепиков и многие другие.

Важная роль в разработке экономических аспектов проблемы нефтяных ресурсов, методологии планирования и оценки эффективности поисково-разведочных работ принадлежит советским экономистам.

В монографии рассмотрено большое число вопросов методики оценки и исследования нефтяных ресурсов, представляющих собой единое научное направление, не освещавшееся ранее в таком аспекте. Естественно, в рамках данной работы автор не мог рассмотреть все вопросы, относящиеся к этой проблеме. Наиболее полно освещены те из них, которые являлись до этого недостаточно изученными и служили объектом нашего исследования.

Важность проблемы нефтяных ресурсов диктует необходимость дальнейшего развития и систематических исследований многих входящих в нее вопросов, методике проведения которых, по мнению автора, будет способствовать настоящая публикация.

Автор выражает свою глубокую благодарность члену-корреспонденту АН СССР М. Ф. Мирчинку, доктору экономических наук, профессору М. М. Бреннеру, доктору геолого-минералогических наук И. П. Жабреву за ценные советы и замечания, высказанные в процессе работы над монографией.

Автор также искренне благодарен товарищам по работе за помощь в подготовке материалов, использованных при проведении данного исследования.

НЕФТЯНЫЕ РЕСУРСЫ И РАЗВИТИЕ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

НЕФТЯНЫЕ РЕСУРСЫ И РОСТ ДОБЫЧИ НЕФТИ В МИРЕ

Промышленное развитие на современном этапе характеризуется ускоренным ростом мирового энергопотребления. При этом изменение структуры мирового энергобаланса происходило в сторону непрерывного увеличения доли высокоэффективных источников энергии, каковыми являются нефть и газ.

Мировая добыча нефти достигла в 1972 г. 2533 млн т и газа 1300 млрд. м³, что в мировом производстве энергии в сумме составляет примерно 60%.

Годовой (1972 г.) прирост добычи нефти в размере 118,9 млн т в основном был получен за счет четырех стран: Саудовской Аравии (52,1 млн т), Ирана (30,6 млн т), СССР (23,6 млн т) и Алжира (14,7 млн т). Следует иметь в виду, что прирост добычи нефти в 1972 г. наименьший за последние семь лет (например, в 1971 г. он составил 136,2 млн. т, в 1970 г.—212,1 млн. т, в 1969 г.—140 млн т, в 1968 г.—165,4 млн т). Это объясняется значительным ограничением добычи нефти (по сравнению с 1971 г.) в Ливии—на 27,2 млн т, Венесуэле—на 18,2 млн т, Ираке—на 7,8 млн т, вызванным справедливыми требованиями стран—экспортеров нефти повысить долю отчислений от прибылей.

За период 1961—1972 гг. добыча нефти в мире увеличилась в 2,4 раза при ежегодных темпах ее роста в среднем 7,6% (табл. 1, рис. 1). Такой значительный рост мировой добычи нефти был достигнут прежде всего в результате бурного развития нефтяной промышленности в СССР, США, в странах Ближнего и Среднего Востока (Иране, Саудовской Аравии, Кувейте, Ираке и др.) и Африканского континента (Ливии, Алжире, Нигерии и др.).

Важное значение имеют происходящие изменения в географическом размещении центров мировой нефтедобычи. Наряду с США и СССР, очень высокими темпами увеличивается добыча нефти в странах Ближнего и Среднего Востока и Африканского континента. К числу пяти наиболее крупных нефтедобывающих стран мира, кроме США и СССР, ныне относятся: Саудовская Аравия (285,5 млн т), Иран (254 млн т) и Венесуэла (167,4 млн т).

Из общего прироста добычи нефти в 1476,8 млн т, полученного в мире за 1961—1972 гг., на долю ближневосточных и афри-

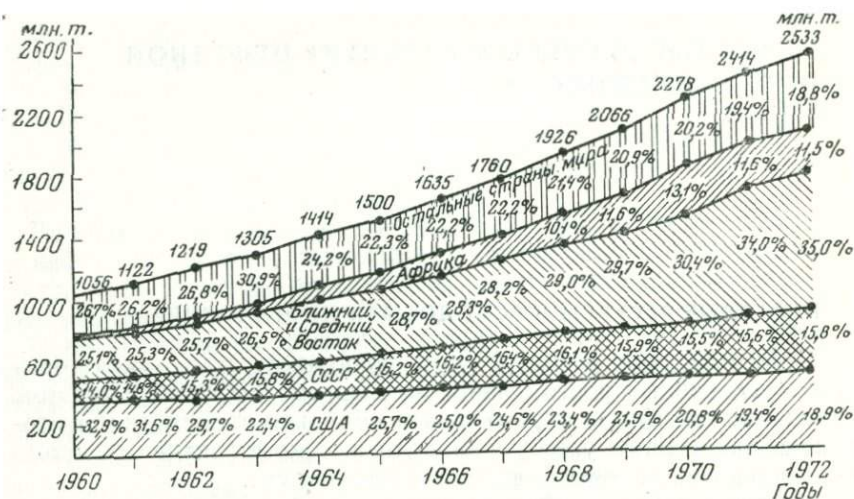


Рис. 1. Динамика мировой добычи нефти

канских стран приходится 897,6 млн т, или 60,8%, в том числе на страны Ближнего и Среднего Востока — 636 млн т, или 43,1% и на африканские страны — 261,6 млн т, или 17,7%. В 1972 г. здесь было добыто 1176,8 млн т нефти, или 46,5% от общего мирового объема (см. табл. 1). Благодаря наличию огромных запасов нефти, значительного числа уникальных по размерам месторождений и их высокой продуктивности, в странах Ближнего и Среднего Востока, а также и Африканского континента имеются очень благоприятные условия для дальнейшего ускоренного развития добычи нефти (табл. 2).

В самой крупной в мире нефтедобывающей стране — США, добыча нефти за 1961—1972 гг. возросла на 129 млн т. Однако она развивалась более медленными темпами, чем в целом по миру, в связи с чем удельное значение этой страны в мировой добыче снизилось с 32,9% в 1960 г. до 18,8% в 1972 г. Ежегодные приросты добычи нефти в США не являлись стабильными, что объясняется конъюнктурой рынка и политикой нефтяных монополий. В мировом приросте добычи нефти за 1961—1972 гг. на долю США приходится 8,7% общего объема. Покрытие потребности США в нефти во многом осуществляется за счет импорта более дешевой нефти из Венесуэлы, Канады и некоторых других стран. Относительно будущего развития нефтяной промышленности США имеется немало пессимистических прогнозных оценок. Однако многие из них были опрокинуты действительным ходом развития добычи нефти в США.

Например, Хаббертом в 1959 г. прогнозировалось, что добыча нефти в США достигнет максимальной величины 370 млн т в 1965 г., а к 1975 г. снизится до 300 млн т (Калинко, 1966).

Динамика мировой добычи нефти (в млн т)

Годы	Всего по миру	В том числе			
		СССР*	США	Ближний и Средний Восток	Африка
1960	1056,2	147,9	348,0	265,4	13,8
1961	1122,5	166,0	354,3	284,4	23,5
1962	1218,8	186,2	361,7	313,4	37,9
1963	1304,7	206,1	372,0	345,8	57,0
1964	1414,1	223,8	379,1	387,9	82,5
1965	1500,0	243,3	385,0	431,1	107,1
1966	1635,2	265,3	403,1	463,3	135,2
1967	1760,4	288,2	433,4	497,1	151,1
1968	1925,8	309,2	450,1	559,2	194,6
1969	2065,8	328,3	453,1	612,9	240,5
1970	2277,9	353,2	474,2	692,2	299,0
1961—1970	16225,2	2569,6	4071,0	4587,3	1328,4
1971	2414,1	376,7	468,8	820,2	279,0
1972	2533	400,3	477,0	901,4	275,4

* Учитывая сложившуюся в прошлом практику, здесь и далее в данные о добыче нефти в СССР включен газовый конденсат, добывавшийся в сравнительно небольших количествах. (например, 1961 г.—0,7; 1966 г.—1,4 и 1972 г.—6,6 млн т).

В более поздней своей работе Хабберт (Hubbert, 1962), основываясь на том, что кривая суммарной добычи в США примерно с 1925 г. следует за кривой суммарных запасов с разрывом в 10—12 лет, и на том, что темпы прироста суммарных доказанных запасов якобы должны были пройти максимальное значение примерно в 1965 г. (чего в действительности не произошло), прогнозировал достижение максимального уровня добычи к 1970 г. Фактические данные по добыче нефти оказались иными. Она продолжала расти, достигнув в 1972 г. 477 млн т.

Более высокие уровни прогнозировались Стифенсоном (1961 г.), по расчетам которого максимальной величины 350 млн т добыча первичными методами должна была достигнуть в 1967 г., а первичными и вторичными методами стать максимальной примерно в 1985 г., составив более 500 млн т (Калинко, 1966). Все это свидетельствует о необходимости весьма осторожного подхода к прогнозным оценкам из-за трудности предвидения достаточно точных результатов поисково-разведочных работ на еще не изученных территориях. Несмотря на имеющиеся условия дальнейшего роста добычи нефти в США, дефицит в топливе и нефтепродуктах, а следовательно, и импорт нефти в перспективе будут интенсивно нарастать.

Запасы и добыча нефти по странам мира

Страны	Добыча нефти за 1972 г.		Запасы нефти на 1/1 1972 г.	
	млн т	удельный вес в мировой добыче, в %	млн т	удельный вес в мировых запасах, в %
Всего по миру	2533	100	77227,4	100
Северная Америка	576,6	22,8	6676,0	8,6
США	477	18,8	5161,3	6,7
Канада	77	3,0	1130,1	1,5
Центральная и Южная Америка	226,1	8,9	3557,9	4,6
Венесуэла	167,4	6,6	1863,2	2,4
Аргентина	22,1	0,9	271,2	0,6
Колумбия	10,4	0,4	220,5	0,3
Бразилия	8,4	0,3	115,4	0,1
Тринидад	7,4	0,3	142,9	0,1
Перу	3,3	0,1	69,1	0,1
Эквадор	3,5	0,1	823,2	1,0
Средний и Ближний Восток	901,4	35,6	47020,4	60,9
Иран	254,0	10,3	8197,0	10,6
Саудовская Аравия	285,5	11,3	18582,6	24,1
Кувейт	152	6,0	10166,5	13,2
Ирак	67,0	2,6	4488,4	5,8
Абу-Даби	50,0	2,0	2047,6	2,7
Нейтральная зона	30,3	1,2	1762,8	2,3
Катар	23,3	0,9	650,9	0,8
Оман	13,6	0,5	644,1	0,8
Сирия	5,3	0,2	179,0	0,2
Дюбай	7,5	0,3	203,4	0,3
Турция	3,3	0,1	24,5	0,03
Африка	275,4	10,8	6897,6	8,9
Ливия	105,0	4,1	3796,8	4,9
Нигерия	89,5	3,5	1356,0	1,8
Алжир	52,0	2,0	1334,2	1,6
АРЕ	11,0	0,4	135,6	0,2
Габон	6,6	0,3	81,6	0,1
Ангола	7,2	0,3	135,6	0,2
Тунис	4,1	0,2	55,6	0,1
Западная Европа	16,1	0,63	920,6	1,2
ФРГ	7,1	0,3	75,9	0,1
Австрия	2,5	0,2	25,3	0,03
Франция	1,5	0,1	13,4	0,02

Таблица 2 (окончание)

Страны	Добыча нефти за 1972 г.		Запасы нефти на 1/1 1972 г.	
	млн т	удельный вес в мировой добыче, в %	млн т	удельный вес в мировых запасах, в %
Италия	1,2	0,05	36,8	0,05
Англия	0,1	0,01	406,8	0,5
Нидерланды	1,6	0,06	35,4	0,05
Норвегия	1,7	0,07	271,2	0,3
Дальний Восток				
Япония	0,7	0,03	3,4	0,004
Юго-Восточная Азия				
Индонезия	54,0	2,1	1447,3	1,9
Бруней	9,2	0,4	111,1	0,1
Бирма	0,9	0,03	5,3	0,01
Южная Азия				
Индия	7,5	0,3	100,3	0,1
Австралия и Океания	19,6	0,8	254,3	0,3

Источники: Добыча нефти — Petroleum Press Service, January 1973. Запасы нефти — World Oil, August, 15, 1972. При пересчете запасов из баррелей в тонны был принят коэффициент 0,1356.

Значительное увеличение добычи нефти за последнее десятилетие произошло и в большинстве остальных стран мира. Среди стран Латинской Америки в наиболее крупных размерах она осуществляется в Венесуэле, из стран Юго-Восточной Азии — в Индонезии, а в Западной Европе — в ФРГ (см. табл. 2).

Одной из отличительных черт современного развития мировой нефтяной промышленности является все возрастающая роль морских акваторий в нефтедобыче, на долю которых в 1971 г. приходилось 379 млн т, что составляет 19,5% общемировой продукции. Предполагается, что в 1980 г. на их долю будет приходиться не менее 1/3 добываемой в мире нефти.

Крупнейшим морским нефтедобывающим районом Атлантического океана в настоящее время является Мексиканский залив, где выявлено наибольшее число месторождений, около 60 из которых находятся в разработке.

Широко известно гигантское нефтяное месторождение Боливар, находящееся в пределах оз. Маракайбо, соединяющегося с Венесуэльским заливом Карибского моря. На базе этого месторождения, а также и других месторождений акватории Карибского моря (залив Париа) осуществляется добыча нефти.

Важную роль в росте морской добычи нефти в мире стали играть месторождения Гвинейского залива (Нигерия, Габон) в восточной Атлантике.

Важным результатом поисково-разведочных работ последних лет явилось открытие крупного нефтегазоносного района в Северном море, являющемся окраинным морем Атлантического океана. Наиболее значительным по запасам нефти является месторождение Экофиск в норвежском секторе Северного моря, на базе которого, а также месторождений английского, голландского и датского секторов будет интенсивно развиваться добыча нефти.

В Тихоокеанском бассейне, в его восточной части, в наиболее крупных масштабах осуществляется добыча нефти в прибрежном районе Калифорнии и в заливе Кука.

В западной части Тихого океана наиболее значительными являются открытые сравнительно недавно месторождения нефти в Бассовом проливе, вблизи Австралийского континента, а также в Яванском, Южно-Китайском и других морях, омывающих острова Индонезийского архипелага.

С бассейном Индийского океана связан крупнейший центр мировой нефтедобычи и разведанных запасов — Персидский залив. Подготовленные здесь нефтяные ресурсы обеспечивают возможность быстрого роста объемов добычи. Ряд месторождений выявлен в Суэцком заливе.

Этим, естественно, не ограничивается перечень районов морской нефтедобычи, количество которых в ближайшее время значительно возрастет. Например, очень крупные перспективы нефтегазоносности связываются с акваторией Северного Ледовитого океана. Они определяются наличием в пределах омываемых им территорий уникальных по размерам скоплений нефти и газа провинций и областей (Западно-Сибирской, Тимано-Печорской, Хатангской, Северо-Аляскинской и др.), большой площадью шельфа (относительно общей площади океана) и благоприятной для нефтегазообразования историей геологического развития (Калинко, 1969).

Все эти данные свидетельствуют о том, что одной из характерных черт дальнейшего развития мировой нефтедобычи будет являться все большее использование нефтяных ресурсов, заключенных в осадочной толще, покрытой водной оболочкой земного шара.

Интересным и важным фактом в развитии мировой нефтедобычи следует считать начало (1967 г.) промышленной разработки гигантского месторождения битуминозных песчаников на р. Атабаска (Канада).

Бурное развитие мировой нефтедобычи стало возможным в результате опережающей разведки и подготовки крупных нефтяных ресурсов, а также благодаря открытию значительного числа высокопродуктивных и уникальных по размерам месторождений.

Мировые разведанные (доказанные) запасы нефти оцениваются на начало 1972 г., по зарубежным источникам, в 77 227,4 млн т

(World Oil, 1972). Относительно 1 января 1961 г. размеры мировых доказанных запасов возросли в 1,9 раза. При рассмотрении этого вопроса необходимо иметь в виду, что в настоящее время не имеется достаточно достоверных сведений о мировых разведанных (доказанных) запасах нефти, что обусловлено не только различием используемых в ряде стран методических подходов к оценке и классификации запасов, но и незнанием фактических данных по всем странам мира.

В капиталистических и развивающихся странах основной рост запасов нефти был получен за счет стран Ближнего и Среднего Востока, в которых на 1 января 1972 г. было сосредоточено преобладающее количество разведанных в мире запасов нефти (47 020,4 млн. т, или 60,9%). Особенно велики запасы Саудовской Аравии, Кувейта, Ирана и Ирака (см. табл. 2). Разведочные работы, проводившиеся в этом регионе, привели к открытию ряда новых крупных месторождений, чем вполне обеспечены высокие темпы дальнейшего роста доказанных запасов и добычи нефти. Одной из наиболее отличительных черт, еще больше повышающих ценность нефтяных ресурсов стран Ближнего и Среднего Востока, является исключительно высокая продуктивность нефтяных месторождений.

Запасы нефти США на 1 января 1972 г. оцениваются в 5161,3 млн т. Длительный период размеры ежегодно подготавливаемых в США запасов нефти незначительно превышали их отбор в результате добычи, а в течение ряда лет оказывались даже ниже последней. В связи с этим темпы роста доказанных запасов нефти в США являлись много меньшими, чем в среднем по миру, что привело к снижению удельного значения этой страны в мировых запасах с 10,4% на начало 1961 г. до 6,7% к началу 1972 г. (см. табл. 2). Однако в последние годы в прибрежной зоне Аляски было открыто крупное месторождение Прадхо-Бей, разведка которого значительно пополнила баланс доказанных запасов нефти США и увеличила возможности дальнейшего роста добычи нефти в стране.

Значительно возрос в последние годы интерес к канадским нефтяным ресурсам, что нашло свое отражение не только в использовании битуминозных песчаников Атабаски, росте добычи и запасов нефти, но и в развитии поисково-разведочных работ, включая арктические острова и акватории восточного и западного побережий.

На Африканском континенте заключено 6897,6 млн т доказанных запасов нефти, что составляет 8,9% от общих по миру.

Основная часть этих запасов сосредоточена в Ливии, Алжире и Нигерии, причем перспективы дальнейшего увеличения нефтяных источников в этих странах и на Африканском континенте в целом являются высокими.

Значительные запасы нефти подготовлены в пределах Центральной и Южной Америки, главным образом в Венесуэле, неф-

тяная промышленность которой имеет продолжительную историю развития. Очень успешными явились результаты поисково-разведочных работ последнего времени в Эквадоре.

Довольно значительными доказанными запасами нефти располагает в настоящее время Юго-Восточная Азия (Индонезия), Западная Европа (Англия, Норвегия) и Австралия.

Широкий размах, который получили в последние годы поисково-разведочные работы на нефть во всем мире, привел к открытию большого числа новых нефтеносных районов как на суше, так и на море, причем скопления нефти были обнаружены в самых различных геологических условиях, что существенным образом расширило имевшиеся представления о нефтеносности многих территорий. Поэтому нет сомнений в дальнейшем быстром увеличении масштабов разведанных нефтяных ресурсов в мире.

Важной особенностью современного состояния нефтяных ресурсов капиталистических и развивающихся стран является наличие неиспользуемых добывных мощностей в Канаде, на Африканском континенте, а главным образом в странах Ближнего и Среднего Востока, где сконцентрировано 60,9% доказанных запасов мира, тогда как добыча составляет 35,6%. Это свидетельствует о высоком уровне обеспеченности разведанными запасами развития мировой нефтедобычи.

Следует отметить, что наличие крупных резервных нефтедобывающих мощностей позволяет нефтяным монополиям маневрировать на мировом рынке и, главное, противодействовать процессу национализации нефтяной промышленности в странах, освобождающихся от колониальной зависимости.

Исходя из существующей тенденции постоянного увеличения потребления нефти в мире, когда двухмиллиардный уровень ее добычи был пройден в 1969 г., трехмиллиардный — будет достигнут, по-видимому, в 1975—1976 гг., в 1980 г. он может приблизиться к четырем, а в 1990 г. — к пяти — пяти с половиной миллиардам, следует полагать, что подготовка нефтяных ресурсов явится намного более важной и сложной проблемой, чем до сих пор.

В связи с этим особое значение приобретает оценка потенциальных ресурсов нефти отдельных стран и регионов мира как базы для научного прогнозирования развития нефтедобычи.

Оценка мировых потенциальных ресурсов нефти давалась многими исследователями (де Гольер, Лис, Пратт, Уикс, Торри, Хабберт, Запп, М. К. Калинко и др.), однако пределы расхождения являются весьма значительными, что обусловлено различием методических приемов и взглядов по этому вопросу.

В докладе Айона (Великобритания) на VII Мировом нефтяном конгрессе (1967 г.) были приведены данные о мировых потенциальных нефтяных ресурсах (геологических) в оценке Геологической службы США, которые определились в размере 1390 млрд т, из которых, вероятно, будет экономически выгодно

извлекать не более 860 млрд т, или 62% от максимальной величины (Уоп, 1967).

Такая оценка в несколько раз превышает предыдущие подсчеты Уикса, Торри, Хабберта и некоторых других.

В докладе Уикса (США) на VIII Мировом нефтяном конгрессе (1971 г.) была дана меньшая, по его мнению, «осторожная» оценка потенциальных нефтяных ресурсов мира в размере 614 млрд т. При этом нефтяные ресурсы морей определены на площади, ограниченной изобатой 300 м (табл. 3).

Таблица 3

Мировые потенциальные ресурсы нефти и газа в оценке Уикса (в млрд т)

Запасы	Акватории	Суша	Всего
Нефти и конденсата	106,7	202,5	309,2
Газа	54,0	108,0	162,0
Нефти за счет применения вторичных методов	48,6	135,0	183,6
Нефти в битуминозных песках	27,0	94,5	121,5
Всего . . .	236,3	540	776,3

Следует иметь в виду, что указанные оценки мировых потенциальных нефтяных ресурсов, несомненно, в будущем претерпят существенные изменения и их нельзя рассматривать в качестве вполне достоверных подсчетов запасов нефти.

Относительно потенциальных ресурсов нефти США имеется много разнообразных мнений, основанных на различных способах их оценки. Результаты последних оценок потенциальных (начальных, геологических) ресурсов нефти этой страны находятся в пределах 100—400 млрд т. Анализ подсчетов прошлых лет показывает, что они являлись заниженными. Кроме того, в понятие «потенциальные ресурсы» отдельными авторами вкладывались различные значения, что делало несопоставимыми результаты подсчетов.

С начала разработки нефтяных месторождений (1859 г.) в США из недр земли извлечено 13,8 млрд т нефти (включая 1972 г.), что составляет 36,2% от добытой в мире нефти.

Это обстоятельство, очевидно, довлеет над многими американскими исследователями и находит свое отражение в ряде довольно пессимистических оценок потенциальных нефтяных ресурсов США и будущего развития нефтедобычи в стране.

В этой связи уместно сослаться на данные, приведенные в работе Л. М. Томашпольского (1968), где говорится, что миф об истощении запасов нефти в США, о «нефтяном голоде» и т. д. был

надуман нефтяными монополиями для получения льгот на «ископание недр» и захвата новых нефтяных территорий как в самой стране, так и, в особенности, за ее пределами, — в богатых нефтяными источниками странах мира. Площадь концессий по капиталистическому миру непрерывно увеличивается, причем доля монополий США составляет около 68%. При этом нефтяные монополии считают для себя выгодным выплачивать огромные суммы за аренду этих земель, подавляющая часть которых еще не используется под разведку и разработку. Так, в США из 15 млрд долларов, выплаченных нефтяными компаниями землевладельцам за 100-летний период, 95% выплачено за неиспользуемые земли. Очевидно, у нефтяных компаний, действующих на территории США, есть достаточные геологические основания для такой политики.

Об этом же свидетельствует высокая оценка потенциальных (начальных, геологических) ресурсов нефти США, данная Геологической службой этой страны в 1965 г. (*World Oil*, № 4, 1966) и равная 220 млрд т, из них (с учетом технико-экономических соотношений) всего может быть открыто в будущем 138 млрд т (*Уоп*, 1967). В 1968 г. эта оценка была повышена на 25% за счет включения в подсчет акватории континентального шельфа на глубину моря до 183 м. При этом разведанные к настоящему времени доказанные начальные геологические запасы нефти США составляют 58,7 млрд т.

Не останавливаясь на степени обоснованности указанных оценок потенциальных ресурсов нефти, можно с уверенностью считать, что США еще располагают значительными перспективами в обеспечении доказанными запасами дальнейшего развития нефтедобычи.

Из остальных капиталистических и развивающихся стран наиболее высоко оцениваются потенциальные нефтяные ресурсы Африканского континента, Ближнего и Среднего Востока и Южной Америки (*World Oil*, № 4, 1966).

За весь период разработки месторождений африканских стран добыто сравнительно небольшое количество нефти (2 млрд т). Основное свое развитие нефтедобывающая промышленность должна получить здесь в будущем, что подкреплено высокими перспективами подготовки новых запасов (потенциальные ресурсы нефти составляют 17,4% от мировых).

На Ближнем и Среднем Востоке суммарное количество добытой нефти является наиболее высоким после США (8,5 млрд т). Как по размерам доказанных запасов нефти, так и по величине ее потенциальных ресурсов (14,5% от мировых) этот регион останется в числе ведущих центров нефтедобычи еще на очень длительный период.

С начала существования нефтяной промышленности в Южной Америке добыто 4,8 млрд т нефти. Вместе с тем ее потенциальные ресурсы оцениваются еще достаточно высоко (8,1% от мировых),

что позволяет считать возможным дальнейший рост нефтедобычи в течение длительного периода.

За более чем 110-летний период, прошедший с момента зарождения нефтяной промышленности (1859 г.), в мире было добыто 38,1 млрд т нефти, из которых подавляющая часть (33,1 млрд т, или 86,8%) извлечена из недр земли за послевоенные 27 лет. Интенсивность нарастания отборов нефти в мире характеризуется также тем, что только за период 1961—1972 гг. было добыто 21,2 млрд т, или 55,6% от количества нефти, извлеченной за всю историю разработки нефтяных месторождений.

Такой быстрый рост мировой нефтедобычи вызывает многочисленные споры среди зарубежных специалистов относительно будущего нефтяной промышленности и размеров мировых запасов.

Эти взгляды являются весьма разноречивыми, а выдвигаемые гипотезы будущего развития нефтедобычи быстро теряют свою обоснованность.

Так, например, один из видных американских специалистов Хабберт, основываясь на данных Уикса о запасах, в конце 50-х годов подсчитал, что своего максимального уровня в 2,7 млрд т мировая добыча нефти достигнет в 2000 г. (Калинко, 1966). В действительности этот уровень будет достигнут уже в 1973—1974 гг., а в дальнейшем будет возрастать и, по-видимому, приблизится в 2000 г. к 7 млрд т.

Естественно, количество нефти в недрах имеет конечную величину, однако та, еще далеко не предельная, оценка ее потенциальных ресурсов, которая приводилась ранее, позволяет рассматривать прогнозы о достижении максимального уровня мировой нефтедобычи в 2000 г. как недостаточно обоснованные.

Необходимо иметь в виду, что все имеющиеся оценки потенциальных ресурсов нефти в мире и в отдельных регионах не являются окончательными и постоянно пересматриваются в сторону увеличения по мере роста наших знаний о геологическом строении не изученных ранее глубоким бурением территорий. А таких территорий еще слишком много.

Очень большое значение в увеличении мировых извлекаемых запасов нефти имеет развитие вторичных методов разработки нефтяных месторождений.

НЕФТЯНЫЕ РЕСУРСЫ И РАЗВИТИЕ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

XXIV съезд КПСС в своих Директивах определил в качестве одной из главных задач на 1971—1975 гг. ускоренное развитие топливной промышленности, играющей ведущую роль в развитии и техническом прогрессе всего народного хозяйства страны.

Особое значение при этом придается обеспечению высоких темпов роста добычи нефти и газа как экономически наиболее

эффективных видов топлива и источников сырья для нефтехимической промышленности.

Пятилетним планом развития народного хозяйства СССР были определены на 1975 г. следующие уровни добычи: по нефти — 480—500 млн т и по газу — 300—320 млрд м³.

Развитие народного хозяйства в СССР сопровождается неуклонным ростом топливопотребления, которое в 1970 г. составило около 1250 млн т условного топлива и превысило в 1,8 раза уровень 1960 г. Причем рост производства минерального топлива почти полностью происходил за счет нефти и газа, в результате чего произошли прогрессивные изменения в топливно-энергетическом балансе СССР, доля нефти и газа в котором составляет ныне более 60%.

Краткий обзор развития нефтяной промышленности СССР за 1961—1972 гг.

В период после 1960 г. нефтяная промышленность СССР продолжала развиваться высокими темпами.

За 1961—1972 гг. добыча нефти увеличилась в 2,7 раза и достигла уровня 400,3 млн т (включая 6,6 млн т газового конденсата), а ее общий прирост составил 252,4 млн т (табл. 4, рис. 2).

Таблица 4

Развитие добычи нефти в СССР

Годы	Добыча* нефти, млн т	Общий прирост добычи, млн т	Темп прироста добычи, %	Годы	Добыча* нефти, млн т	Общий прирост добычи, млн т	Темп прироста добычи, %
1960	147,9	18,4	14,2	1968	309,2	21,0	7,3
1961	166,0	18,1	12,2	1969	328,3	19,1	6,2
1962	186,3	20,3	12,2	1970	353,2	24,9	7,6
1963	206,1	19,8	10,6	1961—1970	2569,7	205,3	—
1964	223,8	17,7	8,6	1971	376,7	23,5	6,7
1965	243,3	19,5	8,7	1972	400,3	23,6	6,3
1966	265,3	22,0	9,0	1961—1972	3346,7	252,4	—
1967	288,2	22,9	8,7				

* Включая газовый конденсат.

Указанный рост добычи нефти был достигнут за счет Западной Сибири (24,8%), Татарской АССР (23,5%), Чечено-Ингушской АССР (6,5%), Казахской ССР (6,5%), Пермской области (6,1%), Куйбышевской области (5,2%), Украинской ССР (4,9%), Башкирской АССР (4,5%) и некоторых других районов, где объемы добываемой нефти в этот период интенсивно нарастали.

Одним из основных факторов, обеспечивших высокие темпы развития нефтяной промышленности, является ввод в разработку

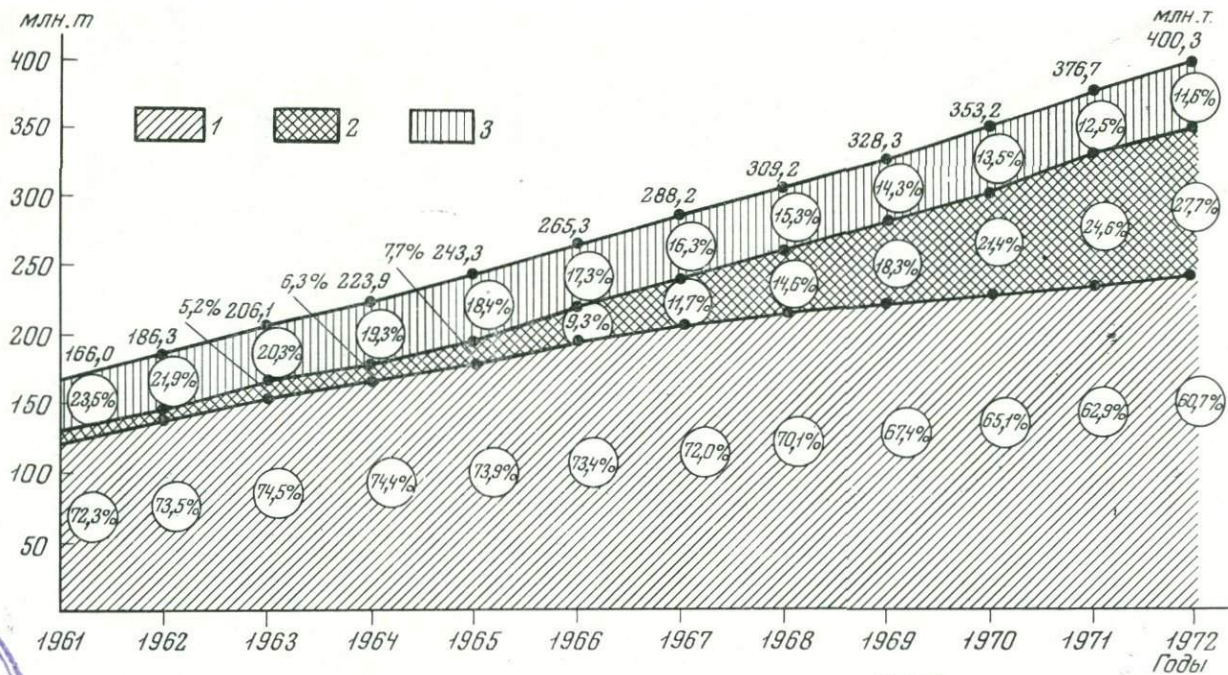


Рис. 2. Динамика добычи нефти в СССР (включая газовый конденсат) по стратиграфическим комплексам
 1 — палеозойские отложения; 2 — мезозойские отложения; 3 — кайнозойские отложения



как в рассматриваемый, так и в предшествующий период ряда крупных и высокопродуктивных месторождений: Ромашкинского и Ново-Елховского в Татарской АССР; Самотлорского, Усть-Балыкского, Советского в Западной Сибири; Арланского в Башкирской АССР; Малгобек-Вознесенского в Чечено-Ингушской АССР; Ярино-Каменноложского в Пермской области; Кулешовского и Мухановского в Куйбышевской области; Узеньского в Казахской ССР; Ленинского в Туркменской ССР; Нефтяные Камни в Азербайджанской ССР.

Количество разрабатываемых месторождений увеличилось к 1972 г. до 450, причем около половины общесоюзной добычи нефти 1972 г. было получено на указанных 13 месторождениях.

Другим решающим фактором является широкое внедрение совершенных методов разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления путем законтурного и внутриконтурного заводнения. Применение новых систем разработки позволило интенсифицировать добычу нефти на эксплуатируемых месторождениях и обеспечить на многих из них сохранение высоких уровней добычи в течение длительного периода времени.

Так, в 1972 г. на месторождениях и залежах, разрабатываемых с применением методов поддержания пластового давления путем законтурного и внутриконтурного заводнения, было добыто более 75% от уровня общесоюзной добычи нефти. Количество нефти, дополнительно полученной в результате воздействия на пласты, в 1961—1972 гг. превышает 1 млрд т. За этот период объемы закачиваемой в пласты воды увеличились в 3,6 раза и достигли почти 700 млн м³, что достаточно полно характеризует успехи СССР в создании и широком внедрении прогрессивных методов разработки нефтяных месторождений.

Ни в одной из стран мира не обеспечивались в течение длительного периода такие значительные и устойчивые во времени ежегодные приросты добычи нефти, как в СССР.

Благодаря высоким темпам развития нефтяной промышленности, удельное значение нашей страны в мировой нефтедобыче длительный период сохраняется на уровне 15—16% (см. рис. 1). Быстро сокращается разрыв между СССР и США, и если в 1960 г. США превосходили нас по объему добычи нефти почти в 2,4 раза, то в 1972 г. — только в 1,2 раза. По-видимому, в ближайшие 3—4 года СССР выйдет на первое место в мире по уровню добычи нефти.

Дальнейшее ускоренное развитие нефтяной промышленности СССР определяется быстро растущей потребностью народного хозяйства страны в нефти и нефтепродуктах.

Ведущее положение в обеспечении развития нефтяной промышленности страны занимает Западная Сибирь, где уже открыто более 70 нефтяных месторождений. Несмотря на трудные экономико-географические условия, сдерживающие темпы освоения и обустройства месторождений, добыча нефти здесь должна со-

ставить в 1975 г. 120—125 млн. т, а в 1980 г. достигнуть 240—260 млн т. Вполне возможно, что указанные уровни добычи будут значительно перекрыты. Такие огромные темпы роста добычи нефти еще не достигались ни в одном из нефтедобывающих центров страны.

Развитие добычи нефти в Западной Сибири пойдет по пути первоочередного и интенсивного использования запасов крупнейших месторождений, выявленных в пределах Средне-Обской нефтегазоносной области (Самотлорского, Правдинского, Мамонтовского, Усть-Балыкского, Советского, Федоровского, Лянторского и др., а в дальнейшем — за счет Надым-Пурской нефтегазоносной области, с которой связываются крупные перспективы открытия новых месторождений. Многие также будут зависеть от темпов промышленного строительства в указанных нефтегазоносных областях и своевременного ввода в действие магистральных нефтепроводов. Еще большее развитие эта уникальная нефтегазоносная провинция получит после 1980 г.

Крупных масштабов достигнет добыча нефти в Казахской ССР на базе Узеньского и Жетыбайского месторождений Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области. В 1972 г. в республике было добыто 18,1 млн т. Продолжает развиваться добыча нефти в Белорусской ССР, где в 1972 г. она составила 5,8 млн т.

Но все это не означает, что нефтедобывающие районы страны, именуемые ныне старыми, будут играть в течение рассматриваемого периода пассивную роль. Наоборот, рост добычи в одних из них, ее стабилизация — в других и уменьшение темпов падения добычи — в третьих представляют собой очень сложную задачу, решение которой принесет большой народнохозяйственный эффект. Старым нефтедобывающим районам еще длительное время будет принадлежать основная часть добываемой в стране нефти. В ведущем нефтедобывающем центре страны — Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, — где в 1972 г. было получено 215,4 млн т нефти, добыча в ближайший период будет возрастать за счет ввода в разработку новых месторождений в Пермской области, Удмуртской АССР и Оренбургской области.

Значительные возможности роста добычи нефти за счет подготовленных запасов в настоящее время имеются в Коми АССР, Туркменской ССР и некоторых других районах страны.

Достижение запланированных темпов развития нефтяной промышленности требует обеспечения значительно больших приростов добычи нефти в текущем пятилетии в сравнении с предшествующим периодом (табл. 5).

Однако сложность развития нефтяной промышленности на современном этапе состоит не только в увеличении ежегодных приростов добычи относительно полученных в прошлом, но и в необходимости компенсации падения добычи во все возрастающем количестве в связи с достижением максимальных отборов нефти и началом снижения добычи на все большем числе место-

рождений. Поэтому требуется получить на новых месторождениях значительно более крупные приросты добычи нефти, чем в прошлом, для чего необходима подготовка соответствующей базы сырьевых ресурсов.

Таблица 5

Приросты и объемы добычи нефти в СССР по пятилеткам (в млн т)

Показатели	1961—1965 гг.	1966—1970 гг.	1971—1975 гг.
Приросты добычи нефти	95	110	127—147
Общий объем добытой нефти	1026	1544	2192

Высокие темпы роста добычи нефти в нашей стране опираются на крупные успехи, достигнутые в расширении и укреплении сырьевой базы нефтяной промышленности.

Нефтяные ресурсы

Крупнейшие количественные и качественные сдвиги в темпах и объемах промышленного производства в СССР, создании многочисленных индустриальных центров и в размещении производительных сил во многом были обусловлены открытием огромных сырьевых источников.

Обязательное соответствие между сырьевыми ресурсами и уровнем промышленного производства как одна из важнейших закономерностей развития социалистической индустрии, естественно, присуще и нефтяной промышленности. Поэтому подготовка необходимой сырьевой базы для развития добычи нефти выходит далеко за рамки обычных представлений о запасах минерального сырья и является крупной проблемой.

Все возрастающее влияние нефти на экономику страны и в первую очередь на структуру топливопотребления и развитие многих отраслей промышленности придает проблеме сырьевых ресурсов общегосударственное значение.

Это значение еще больше возрастает, если учитывать роль нефти не только в повышении экономического потенциала СССР, но и в развитии народного хозяйства социалистических стран. Сырьевая база нефтяной промышленности СССР является крупнейшей в мире и, главное, имеет огромные перспективы дальнейшего развития.

Важнейшие геологические открытия (1961—1972 гг.)

Поисково-разведочные работы, проведенные в СССР в 1961—1972 гг., увенчались исключительно важными событиями. Были открыты новые крупные нефтегазоносные провинции, области и

районы, расширен стратиграфический диапазон нефтегазоносности в ряде известных центров нефтедобычи, получены принципиально новые данные о перспективности многих геоструктурных элементов и литолого-стратиграфических комплексов, имеющие большое значение для проведения дальнейших поисково-разведочных работ на нефть и газ.

В результате успешных поисково-разведочных работ в 1961—1972 гг. в СССР было выявлено большое число месторождений. Огромное народнохозяйственное значение имело открытие ряда месторождений-гигантов, предопределяющих на многие годы перспективы развития добычи. К их числу относят месторождения с извлекаемыми запасами нефти более 100 млн т, однако следует учитывать, что в эту группу входят и уникальные по своим размерам месторождения, запасы которых многократно превышают 100 млн т.

Наиболее важным событием явилось открытие Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с уникальными запасами нефти и газа. Здесь за сравнительно короткий отрезок времени (первое нефтяное месторождение было открыто в 1961 г.) в терригенных отложениях мезозоя выявлено и разведано около 70 нефтяных месторождений, причем основная их часть по запасам относится к средним, крупным и уникальным месторождениям. К числу нефтяных месторождений-гигантов относятся: Самотлорское, Мамантовское, Усть-Балыкское, Советское, Правдинское, Западно-Сургутское, Аганское, Федоровское и Лянторское.

В пределах Западно-Сибирской плиты сосредоточена значительная часть разведанных ресурсов нефти Советского Союза, и возможности подготовки запасов в этой геологической провинции еще далеко не исчерпаны. Значительная часть ее перспективной территории еще не подвергалась геолого-геофизическому изучению в достаточном объеме и, несомненно, хранит в своих недрах огромные запасы нефти.

Большим событием в рассматриваемый период времени явилось также открытие новой нефтегазоносной области в пределах Южно-Мангышлакского прогиба. Открытие в 1961 г. уникального по запасам Узеньского и крупного Жетыбайского нефтяных месторождений, приуроченных к терригенным отложениям средней юры, позволило в короткие сроки создать новую крупную сырьевую базу нефтяной промышленности на юге страны.

Весьма важным достижением следует считать открытие новой нефтегазоносной области на территории Белорусской ССР. Здесь, в северо-восточной части Припятской впадины, открыто шесть месторождений (Речицкое, Осташковичское, Тишковичское, Давыдовское и др.), что подтверждает высокие перспективы нефтеносности не только Припятской впадины, но генетически связанной с ней северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины. Поиски залежей нефти в подсолевых и межсолевых карбонатных девонских отложениях Припятской и Днепровско-

Донецкой впадин являются основным направлением разведки, определяющим дальнейшие перспективы нефтедобычи в этих районах.

Крупные успехи достигнуты на территории Коми АССР, где, кроме открытия крупного Вуктыльского газового месторождения в Верхне-Печорской впадине, большое значение имело открытие Усинского и Возейского нефтяных месторождений в пределах Усино-Колвинского вала с залежами в отложениях нижней перми, карбона и девона; выявление Западно-Тэбукского месторождения с залежами нефти в отложениях верхнего, среднего девона и силура; открытие в пределах Мичаю-Пашнинской зоны сочленения Печорской платформенной впадины с Верхне-Печорской депрессией Предуральского прогиба, довольно крупного Пашнинского месторождения с нефтяными залежами в кунгурских стратиграфических отложениях нижней перми и породах верхнего и среднего девона и газоконденсатной залежью в эйфельских отложениях среднего девона.

Важным достижением поисково-разведочных работ последних лет является открытие новой нефтегазоносной области в пределах Предуральского прогиба — от Верхне-Печорской депрессии на севере до Бельской на юге. Была выявлена региональная нефтегазоносность палеозойских отложений и доказана их высокая перспективность на территории Предуральского прогиба и передовых складок Урала.

На остальной территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции к числу значительных открытий после 1960 г. следует отнести следующие.

В Пермской области было открыто и разведано большое число нефтяных месторождений с залежами в нижне- и среднекаменноугольных отложениях, среди которых наиболее крупными явились Осинское, Батырбайское, Павловское и Ножовское. В структурном отношении выявленные месторождения приурочены к локальным поднятиям и их ассоциациям в прибортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов.

В Удмуртской АССР был открыт ряд месторождений (Киенгопское, Архангельское, Чутырское, Мишкинское и др.), которые совместно с ранее выявленными Вятским и Тарасовским месторождениями послужили базой для организации в республике добычи нефти. Выявленные месторождения доказали высокие перспективы нефтеносности ниже- и среднекаменноугольных отложений в пределах юго-западного и западного бортов Верхне-Камской впадины. Перспективны также здесь девонские (кыновско-пашийские) отложения.

В Башкирской АССР наиболее существенные результаты, имеющие принципиальное значение, получены в пределах юго-восточного склона платформы, где в терригенной толще девона был выявлен ряд месторождений, составляющих крупную Сергеевско-Хомутовскую зону нефтегазонакопления, наиболее

значительным из которых является Сергеевское месторождение. Эти месторождения расположены вдоль юго-восточного борта узкого грабенообразного прогиба и протягиваются на значительное расстояние.

В Татарской АССР заслуживают внимания результаты, полученные при разведке верхнедевонских и нижнекаменноугольных карбонатных отложений в пределах Альметьевского купола Татарского свода, которые свидетельствуют о возможности получения здесь значительных приростов запасов.

В Куйбышевской области наиболее важным было открытие крупных залежей нефти в карбонатных коллекторах башкирского яруса и верейского горизонта среднего карбона на Кулешовском месторождении. Существенные результаты получены на юго-восточном склоне Жигулевско-Пугачевского свода и в Бузулукской впадине, где были открыты залежи в каменноугольных и девонских отложениях.

В Оренбургской области большое значение имело открытие ряда нефтяных месторождений (Бобровское, Покровское, Родинское, Пронькинское, Герасимовское и др.) в Бобровско-Покровской зоне нефтегазонакопления, приуроченной к юго-западному борту Камско-Кинельской системы прогибов. Но наиболее значительным явилось открытие в пределах Соль-Илецкого свода уникального по запасам газа Оренбургского месторождения. Это месторождение приурочено к одноименному валу и связано с подсолевыми карбонатными отложениями нижней перми и среднего карбона, причем имеющиеся материалы позволяют предполагать, что диапазон нефтегазонакопления здесь расширится. Недавнее открытие в этой структурной зоне Западно-Тепловского газового месторождения, вблизи г. Уральска, открывает новые перспективы подготовки запасов в этом районе.

В Саратовской области впервые непосредственно в пределах бортового уступа были получены промышленные притоки газа и нефти из подсолевых карбонатных нижнепермских отложений на Карпенской площади, что открывает новое направление поисково-разведочных работ на возможно рифогенный комплекс пород. Существенное значение имеет также выявление в терригенных отложениях девона газоконденсатного месторождения в полосе прибортовых выступов фундамента (Западно-Ровненская площадь).

В Волгоградской области, где главным направлением разведки являлись терригенные отложения девона, наибольшее значение имело открытие Кудиновского месторождения, приуроченного к группе локальных структур, на склоне выступов фундамента, а также открытие нефтяной залежи в карбонатном девоне на Антиповско-Балыклейской площади, расположенной в прибортовой зоне Прикаспийской впадины.

На Северном Кавказе, в Чечено-Ингушской АССР, в рассматриваемый период в Сунженском и Терском антиклинариях был

выявлен ряд высокопродуктивных залежей нефти, связанных с карбонатными и терригенными мезозойскими отложениями (на месторождениях Малгобекско-Вознесенском, Эльдаровском, Брагунском и др.), на базе которых был обеспечен быстрый рост добычи.

Принципиальное значение имеет установление нефтеносности верхнемеловых отложений в опущенных блоках известных структур и в межхребтовых зонах.

В Ставропольском крае важную роль в развитии добычи нефти сыграло открытие в Прикумском поднятии большого числа месторождений с залежами в мезозойских отложениях. Принципиальное значение имело получение нефти из карбонатной толщи триаса в Манычском прогибе, на площади Зимняя Ставка и др.

В Краснодарском крае определенное значение имеет открытие нефтяных месторождений в кумском горизонте эоцена в северных погребенных складках южного борта Западно-Кубанского прогиба (Левкинское, Северское). В Дагестанской АССР была установлена промышленная нефтегазонасность мезозойских отложений в зоне Дагестанского клина.

За последние годы большие успехи достигнуты в акватории Каспийского моря.

Так, в Азербайджанской ССР была выявлена новая нефтегазоносная область — Бакинский архипелаг, где установлена непрерывная полоса нефтегазонасности, протяжением более 25 км и шириной около 3,5 км, вдоль северо-восточных крыльев поднятий Кянизадаг на суше, Сангачалы-море, Дуванный-море и о. Булла. Основным продуктивным горизонтом является VII горизонт, стратиграфически соответствующий свите «перерыва» Апшеронской области. Важное значение имеет открытие в Апшеронском архипелаге крупного нефтегазоконденсатного месторождения Бахар (банка Макарова).

В Туркменской ССР на морском продолжении Прибалханской зоны поднятий, на банках Жданова, Губкина и ЛАМ в нижней части красноцветной толщи установлены залежи газа с легкой нефтью (возможно, конденсат), что свидетельствует о большой перспективности не только этих месторождений, но и всей восточной части Апшероно-Прибалханского порога. Важное значение имело установление нефтеносности в нижней части красноцветных отложений в пределах Прибалханской зоны поднятий (суша).

В Восточной Туркмении за эти годы была создана крупная сырьевая база газовой промышленности. Нефтяные месторождения здесь пока не открыты, однако признаки нефтеносности выявлены на многих площадях, что позволяет довольно высоко оценивать перспективы восточных районов Туркмении. Вместе с тем основная задача поисково-разведочных работ — установление нефтегазонасности подсолевых юрских отложений в Восточной Туркмении — пока осталась нерешенной.

Значительным событием следует считать открытие первого морского месторождения — Одопту в зоне сахалинского побережья, что подтверждает высокие перспективы нефтегазоносности шельфа Охотского моря.

Весьма важными являются результаты поисково-разведочных работ, полученные на Сибирской платформе и по целому ряду других геоструктурных элементов и нефтегазоносных областей.

Таким образом, за рассматриваемый период существенно расширились наши представления о размещении нефтяных скоплений. Они были обнаружены на древних и молодых платформах, в краевых прогибах, геосинклинальных областях и межгорных впадинах. Нефть была найдена в таких древних стратиграфических комплексах, как нижний палеозой и протерозой.

Нефть была встречена не только в разных стратиграфических комплексах осадочных пород и типах коллекторов, но и в большом диапазоне глубин. В настоящее время нефтяные залежи открыты на глубинах 4000—5000 м и имеющиеся геологические материалы дают основание полагать, что по мере дальнейшего совершенствования техники бурения в ряде районов будут выявляться залежи, приуроченные к еще большим глубинам.

В последнее время повысился интерес к месторождениям и залежам, приуроченным к ловушкам литолого-стратиграфического типа и рифовым массивам, методика поисков и разведки которых еще находятся в стадии разработки.

Характеристика нефтяных ресурсов

В результате проведенных поисково-разведочных работ существенно расширилась и окрепла сырьевая база отрасли.

Сохранение высоких темпов развития нефтяной промышленности зависит от уровня ее обеспеченности подготовленными к разработке запасами. Это предъявляет особо высокие требования к темпам подготовки запасов, которые должны полностью соответствовать условиям дальнейшего роста добычи нефти в стране.

По степени геологической изученности достаточно хорошо разведанными и полностью подготовленными к разработке являются запасы категорий А+В, количество которых относительно 1 января 1961 г. увеличилось к 1 января 1972 г. в 1,6 раза (рис. 3). Основная роль в подготовке запасов принадлежала Западной Сибири, Татарской АССР, Башкирской АССР, Казахской ССР, Куйбышевской и Пермской областям, а в росте запасов — Западной Сибири, Казахской ССР, Пермской области и Башкирской АССР, т. е. районам, где размеры подготовленных в этот период запасов нефти намного превысили их отбор в результате добычи.

Рассматриваемый период (с 1 января 1961 г. по 1 января 1972 г.) характеризуется следующими изменениями в стратиграфической приуроченности запасов нефти высших категорий. В ре-

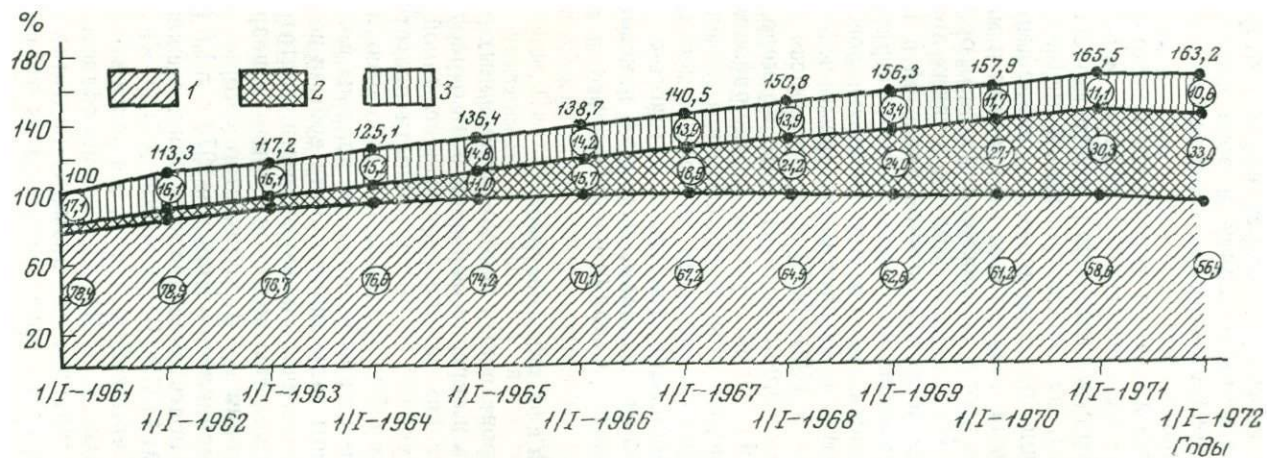


Рис. 3. Динамика запасов нефти в СССР (категории А+В) по стратиграфическим комплексам
 1 — палеозойские отложения; 2 — мезозойские отложения; 3 — кайнозойские отложения

зультате успешных поисково-разведочных работ, проведенных в пределах молодой эпигерцинской платформы (Западная Сибирь, Казахская ССР и Предкавказье), количество запасов категорий А+В в отложениях мезозойского возраста увеличилось в 12,1 раза, а их удельное значение в общесоюзных запасах повысилось с 4,5 до 33% (см. рис. 3). Но в силу еще недостаточно высокой степени разведанности выявленных здесь месторождений основной объем запасов нефти высших категорий по-прежнему приурочен к отложениям палеозойского возраста, заключающим на 1 января 1972 г. 56,4% общесоюзных запасов. В абсолютном выражении их количество возросло в 1,2 раза. Существенно сократилось (на 25,7%) удельное значение запасов девонских отложений, однако их ведущая роль в запасах палеозоя сохранилась, и в настоящее время с ними связано 27,8% запасов страны.

В отложениях кайнозойского возраста запасы высших категорий не возросли, в связи с чем их удельное значение в общесоюзных запасах снизилось на 10,6%. Таким образом, рост запасов нефти категорий А+В в СССР в основном был обеспечен за счет палеозойских и мезозойских отложений, причем роль последних в дальнейшем существенно возрастет.

Несмотря на значительное увеличение запасов нефти высших категорий в стране, их подготовка по своим темпам отстает от темпов роста добычи нефти. Так, при росте добычи нефти за 1961—1972 гг. в 2,7 раза количество запасов высших категорий увеличилось в 1,6 раза, причем в последние пять лет темпы прироста запасов были более чем в 2 раза ниже темпов, которыми развивалась добыча нефти.

Важным обстоятельством является то, что в ряде ведущих нефтедобывающих районов страны подготовка запасов нефти категорий А+В не компенсировала их отбора в результате добычи. Кроме того, надо иметь в виду, что запасы нефти категорий А+В характеризуются высокой степенью использования.

Возможности роста добычи нефти в стране во многом определяются запасами категории С₁, которые, являясь итогом первого этапа разведки месторождений, отражают перспективы дальнейшего увеличения запасов нефти высших категорий и развития добычи.

В результате проведенных поисково-разведочных работ количество запасов категории С₁ относительно 1 января 1961 г. увеличилось к 1 января 1972 г. в 3,1 раз (рис. 4). Основное количество запасов этой категории было подготовлено в Западной Сибири, Оренбургской области, Казахской ССР, Туркменской ССР, Пермской области, Татарской АССР.

В связи с тем, что запасы категории С₁ являются промежуточными в процессе подготовки запасов нефти высших категорий, часть из них постоянно убывает в результате повышения геологической изученности разведываемых месторождений, т. е. одновременно с подготовкой новых запасов категории С₁ в значительных

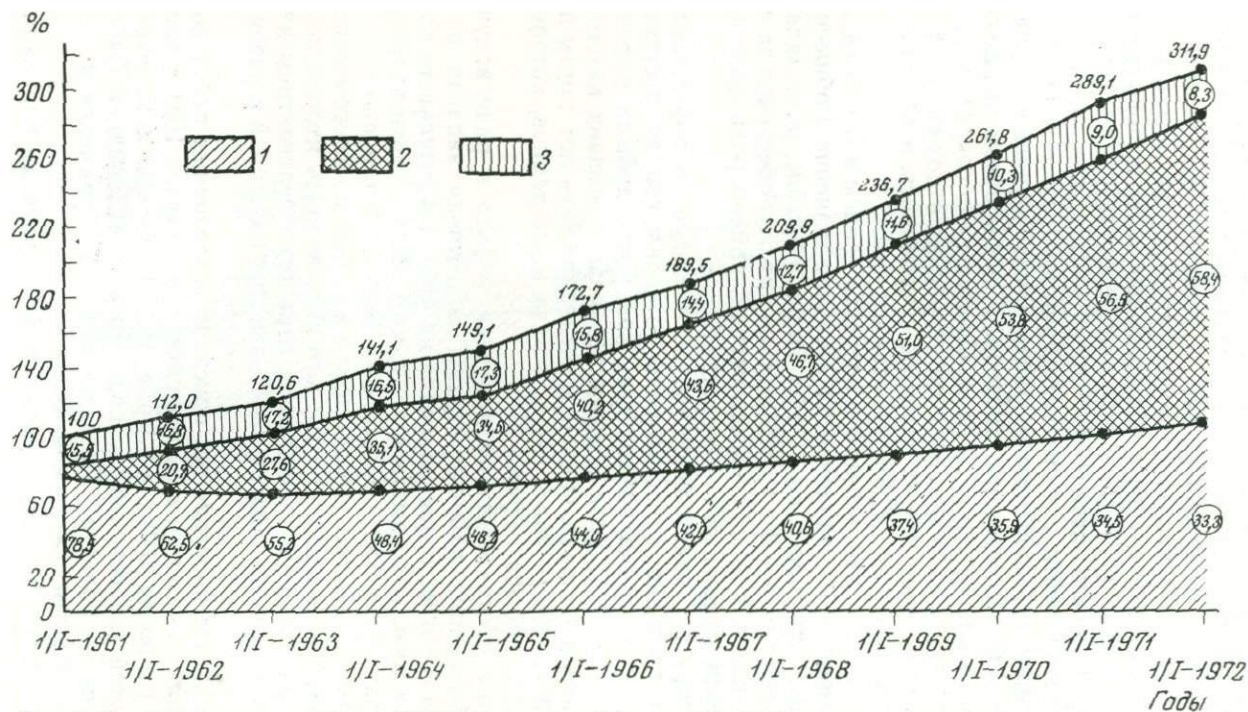


Рис. 4. Динамика запасов нефти в СССР (категория С₁) по стратиграфическим комплексам

1 — палеозойские отложения; 2 — мезозойские отложения; 3 — кайнозойские отложения

размерах отбирались уже имевшиеся на учете запасы этой категории. Поэтому рост запасов нефти категории C_1 в целом по стране в основном был обеспечен за счет открытия новых месторождений в Западной Сибири, Казахской ССР, Оренбургской и Пермской областях. Иначе говоря, это районы, в которых подготовка запасов категории C_1 была осуществлена в объемах, намного превышавших количество одновременно отбравшихся запасов этой категории.

За рассматриваемый период произошли значительные изменения в стратиграфической приуроченности и географическом размещении запасов нефти категории C_1 . Если на начало 1961 г. с отложениями палеозойского возраста было связано 78,5% общесоюзных запасов этой категории, то по состоянию на 1 января 1972 г. к ним приурочено 33,3% (см. рис. 4). Благодаря открытию крупных нефтяных месторождений в Западной Сибири, на Южном Мангышлаке и в Предкавказье концентрация запасов категории C_1 в мезозойских отложениях возросла от 6% в начале 1961 г. до 58,4% на 1 января 1972 г. Запасы этой категории в отложениях кайнозойского возраста за рассматриваемый период увеличились незначительно, в связи с чем их удельный вес в общесоюзных запасах сократился с 15,5 до 8,3%. Указанный рост запасов категории C_1 в стране был в основном (на 83,2%) обеспечен за счет мезозойских отложений, количество запасов в которых увеличилось в 30,4 раза.

Естественно, этим во многом и предопределяются пути подготовки запасов нефти высших категорий в СССР на ближайший период. По степени геологической изученности и, следовательно, по достоверности оценки запасы категории C_1 неравнозначны запасам категорий $A+B$. Однако значительная их часть вовлечена в разработку и по своей промышленной значимости близка к запасам высших категорий.

Достигнутая интенсивность восполнения запасов категории C_1 была обеспечена в основном за счет Западной Сибири, тогда как в ряде основных центров нефтедобычи (Татарской, Башкирской АССР, Куйбышевской области и др.) восполнение запасов этой категории было недостаточным для компенсации отобранных запасов и привело к их существенному уменьшению и сокращению перспектив подготовки запасов категорий $A+B$ и развития добычи.

В условиях, когда запасы нефти категорий $A+B$ характеризуются высокой степенью использования, основные возможности дальнейшего увеличения добычи нефти в стране связываются с еще не введенными в разработку или находящимися в начальной стадии разработки месторождениями, имеющими, в основном, запасы категории C_1 .

В настоящее время еще не вовлечено в разработку более половины известных месторождений. Часть из них подготовлена к вводу в разработку, а остальные еще находятся в разведке или

законсервированы. По своим размерам месторождения этой группы разнородны: от весьма крупных и являющихся объектами первоочередного освоения (в Западной Сибири) до большого количества мелких и малопродуктивных месторождений и залежей (в старых районах). Благоприятным обстоятельством для быстрого наращивания добычи нефти в стране и подготовки крупных запасов категорий А+В с помощью эксплуатационного бурения является ввод в разработку уникальных по своим размерам месторождений Западной Сибири: Самотлорского, Мамонтовского, Правдинского и других, однако возможности использования в короткие сроки всех выявленных в Западной Сибири месторождений отсутствуют из-за сложных условий их освоения, требующих к тому же очень крупных капиталовложений на промышленное строительство и обустройство.

Запланированные темпы дальнейшего роста добычи нефти в стране требуют значительного увеличения масштабов подготовки запасов. Степень концентрации запасов нефти является неравномерной. Большая часть общесоюзных запасов нефти категорий А+В+С₁ (66,1%) связана с 42 крупными месторождениями. Только на трех самых крупных по величине запасов месторождениях извлекается около трети добываемой в стране нефти. Основная же часть месторождений (83%) по размерам запасов категорий А+В+С₁ относится к группе мелких (до 10 млн т), содержит 13,5% общесоюзных запасов и дает 11% общей добычи (табл. 6).

Таблица 6

Распределение месторождений по размерам извлекаемых запасов нефти категорий А+В+С₁ и добычи (на 1 января 1972 г.)

Группа месторождений с размерами запасов категорий А+В+С ₁ , млн т	Месторождения *		Запасы категорий А+В+С ₁ , % от общесоюзных	Добыча нефти, % от общесоюзной
	количество	%		
До 10	849	83	13,5	11
От 11 до 50	132	12,9	20,4	30,9
От 51 до 100	24	2,3	12,3	12,9
Свыше 100	18	1,8	53,8	45,2
Всего . . .	1023	100	100	100

* В число нефтяных месторождений включены газонефтяные и конденсатные месторождения.

Особая роль в развитии добычи нефти принадлежит месторождениям-гигантам, разведка и разработка которых отличаются наиболее высокой эффективностью использования капитальных вложений. Сказанное может быть наглядно проиллюстрировано

на примере Ромашкинского месторождения, обеспечившего за 1961—1972 гг. 24,6% общесоюзной добычи нефти при наилучших технико-экономических показателях.

Количество крупных месторождений в стране значительно увеличилось и перспективы их выявления далеко не исчерпаны. Наибольшими возможностями открытия месторождений-гигантов в настоящее время располагает Западно-Сибирская нефтегазовая провинция, геологические условия в пределах которой были весьма благоприятными для образования уникальных скоплений нефти и газа. Удельное значение месторождений-гигантов в добыче нефти в ближайшее время резко повысится, так как на многих из них существующие отборы нефти значительно ниже проектного уровня. Вместе с тем достаточно велика роль мелких и средних месторождений, при удельном значении которых — 95,9% от числа месторождений с запасами категорий А+В+С, ими обеспечивается 41,9% общесоюзной добычи нефти.

Основные запасы нефти СССР (80%) представлены нефтями с содержанием серы до 1,9%, которые играют ведущую роль в добыче. Доля высокосернистых нефтей (содержание серы более 1,9%) в добыче пока невелика, но дальнейшие изменения, вероятно, будут происходить в направлении некоторого увеличения добычи высокосернистых нефтей, о чем говорит их удельное значение в общесоюзных запасах (около 20%).

Дальнейший рост запасов промышленных категорий в стране и эффективность их разведки во многом определяются наличием и состоянием запасов нефти категории С₂. По состоянию на 1 января 1972 г. с уже известными месторождениями связано 40,6% этих запасов, что имеет большое народнохозяйственное значение, так как их разведка не требует дорогостоящего оборудования площадей и создания баз материально-технического снабжения. Объектами разведки здесь являются еще не оконтуренные нефтяные залежи, неразведанные тектонические блоки, нижележащие перспективные горизонты.

Остальные запасы категории С₂ приурочены к большому числу перспективных структур, подготовленных к глубокому поисково-разведочному бурению. Здесь следует иметь в виду, что некоторая их часть из-за малых размеров, низкой перспективности, плохой подготовки и других причин не представляет особого интереса для проведения дальнейших поисково-разведочных работ. Кроме того, темпы подготовки структур к глубокому бурению отстают от темпов их ввода в разведку и в ряде районов это привело к сокращению фонда перспективных структур и отсутствию условий для выбора из них наиболее крупных и перспективных для разведки. Важно также отметить, что подтверждаемость запасов нефти категории С₂ на перспективных структурах во многих районах страны является низкой, что не отвечает тем требованиям, которые предъявляются к ним классификацией запасов и перспективным планированием.

Возросшие требования к количеству и качеству подготовки объектов для глубокого поисково-разведочного бурения должны значительно повысить уровень структурно-поисковых работ путем совершенствования существующих геофизических методов разведки и применения новых методик, а также рационального комплексования различных геофизических методов между собой и со структурно-поисковым бурением.

Для долгосрочного планирования развития нефтяной промышленности имеющихся категорийных запасов недостаточно и здесь используются прогнозные оценки, определяемые на основе общих геологических критериев перспектив нефтегазоносности.

В результате проведенной институтами и производственными организациями количественной оценки перспектив нефтеносности территории страны по состоянию геолого-геофизической изученности на 1 января 1971 г. определились крупные размеры прогнозных запасов нефти.

Основной их объем на суше связан с Западной Сибирью. Крупными прогнозными запасами нефти располагает также Восточная Сибирь.

Количественная оценка перспектив нефтеносности Волго-Уральской провинции, естественно, является более низкой, причем перспективы выявления крупных по размерам месторождений здесь являются весьма ограниченными. При рассмотрении результатов прогнозной оценки перспектив нефтегазоносности районов страны необходимо иметь в виду, что она носит вероятностный характер и по степени своей достоверности не равноценна оценке запасов промышленных категорий.

Кроме этого, следует учитывать, что прогнозная оценка охватывает все без исключения возможные скопления нефти (т. е. различные по размерам, качеству нефти и т. д.), в том числе и нерентабельные на сегодня для разведки и разработки. Поэтому при расчетах на перспективу нельзя полагать, что все прогнозные запасы должны быть выявлены и использованы для разработки. Тем не менее есть все основания считать, что дальнейшее развитие нефтяной промышленности СССР базируется на достаточно надежной геологической основе.

Размещение перспективных и прогнозных запасов нефти по основным геоструктурным элементам показывает, что наибольшими возможностями подготовки запасов промышленных категорий в настоящее время располагает молодая платформа СССР (Западно-Сибирская, Среднеазиатская и Предкавказская плиты), обладающая широким диапазоном нефтегазоносности: от миоцена до карбона — верхнего девона включительно.

С древними (Русской и Восточно-Сибирской) платформенными областями связываются меньшие, но весьма крупные объемы перспективных и прогнозных запасов, которые в дальнейшем должны значительно возрасти в результате повышения изучен-

ности отдельных частей разреза и высокоперспективных территорий Русской платформы (Прикаспийской синеклизы и др.) и почти всей Восточно-Сибирской платформы.

Трудно ожидать, чтобы удельное значение краевых предгорных прогибов в общем объеме прогнозной оценки страны резко повысилось, однако, несомненно, они являются и еще продолжительное время будут оставаться весьма перспективными на нефть и газ регионами.

Наиболее значительными перспективными и прогнозными запасами нефти из всех межгорных впадин располагает Южно-Каспийская впадина — поперечная впадина на юго-восточном погружении мегантиклинория Большого Кавказа, условно относимая к межгорным и являющаяся уникальным по концентрации запасов регионом в стране. Это позволяет еще длительный период рассматривать ее в качестве одной из крупных сырьевых баз нефтяной промышленности на юге страны. Другие межгорные впадины (Ферганская, Таджикская, Куринская) характеризуются значительно меньшими перспективами нефтегазности.

Таким образом, основные перспективы подготовки запасов промышленных категорий и развития добычи нефти в стране в настоящее время связываются с мезозойскими отложениями, к которым относится 63,9% запасов категории C_2 и 61,3% прогнозных запасов. К палеозойскому комплексу отложений приурочено 20% перспективных запасов и 34,3% общего количества прогнозных запасов нефти. Еще меньшей является значимость кайнозойских отложений, с которыми связывается только 16,1% запасов категории C_2 и 4,4% прогнозных (рис. 5).

Распределение прогнозных запасов нефти по глубинам залегания показало, что их большая часть (68,3%) приурочена к глубинам до 3000 м (рис. 6). Вместе с тем в абсолютном выражении объемы запасов нефти, связанные с глубинами более 3000 м, будут постоянно увеличиваться. В настоящее время к интервалу глубин 3000—5000 м относится 27,3% прогнозных запасов нефти, а к глубинам 5000—7000 м — 4,4%. Однако имеются районы, где на глубинах 5000—7000 м сосредоточены основные прогнозные запасы нефти этих районов. К ним относятся Чечено-Ингушская АССР (65,1%), Краснодарский край (51,6%), Азербайджанская ССР (40,8%) и некоторые другие.

В результате проведенного подсчета прогнозных запасов значительно повысилась оценка потенциальных нефтяных ресурсов территории СССР, из которых на долю уже разведанных запасов (включая накопленную добычу на 1 января 1973 г. в количестве 5105 млн т) приходится лишь небольшая часть, что свидетельствует о больших возможностях подготовки запасов промышленных категорий в течение весьма длительного перспективного периода.

Практическая реализация этих возможностей во многом определяется объемами поисково-разведочных работ и капиталовложений, выделяемых на эти цели.

Необходимость значительного увеличения объемов поисково-разведочных работ диктуется сложившейся в отрасли напряженностью в балансе подготовленных запасов, а также усложнением геологических условий поисков и разведки во многих районах страны и возросшими требованиями по усилению сырьевой базы нефтяной промышленности.

Оценка потенциальных ресурсов нефти нашей страны еще больше увеличивается при учете прогнозных запасов шельфовых зон омывающих территорию СССР морей. Проведенная оценка перспектив нефтеносности показала возможность создания крупных сырьевых баз нефтяной промышленности в пределах шельфовых зон.

По аналогии с мировой практикой следует полагать, что в перспективе будет происходить повышение роли морских месторождений в добыче нефти страны, что обусловлено, с одной стороны, высокими перспективами нефтегазоносности шельфовых

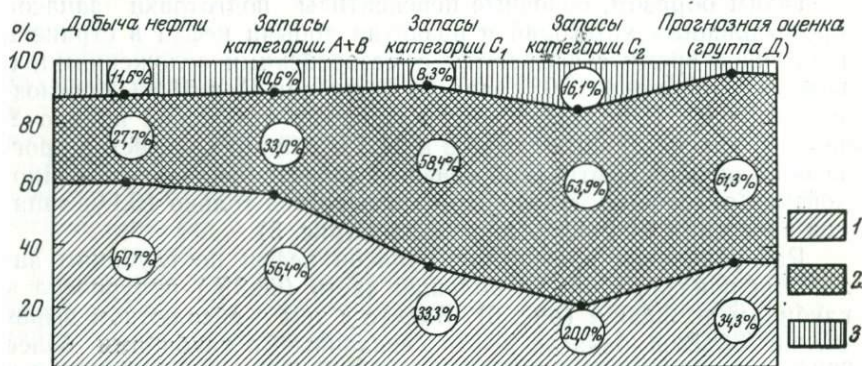


Рис. 5. Стратиграфическая приуроченность добычи и запасов нефти в СССР (добыча 1972 г., запасы на 1 января 1972 г., в %)

1 — палеозойские отложения; 2 — мезозойские отложения; 3 — кайнозойские отложения

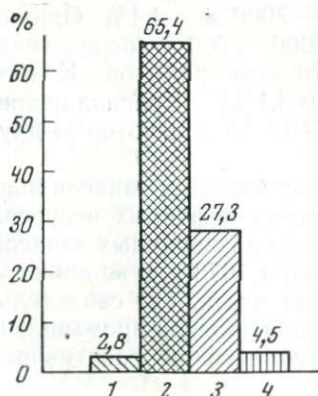


Рис. 6. Распределение прогнозных запасов нефти на территории СССР по интервалам глубин (в %)

Интервалы глубин, м: 1 — до 1000; 2 — 1001—3000; 3 — 3001—5000; 4 — 5001—7000

зон, а с другой — увеличивающейся степенью разведанности и использования сырьевых ресурсов суши в ряде нефтегазоносных областей и ускоренным развитием добычи нефти в стране.

Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности и первоочередного промышленного освоения представляют шельфы следующих морей: Каспийского, где наиболее перспективными участками являются Апшероно-Прибалханский порог, Бакинский архипелаг, морская часть Южно-Мангышлакской зоны прогибов и Терско-Каспийского прогиба, западное погружение Туркменской депрессии; Черного, где высокоперспективным районом является Каркинитская впадина, в пределах которой выявлен ряд локальных поднятий; Азовского, где наибольшие перспективы связываются с Азовским валом и южным склоном эпигерцинской платформы; Баренцева, где очень перспективным является морское продолжение Тимано-Печорской нефтегазоносной области (Печорской впадины); Карского, особенно южной его части, представляющей собой морское продолжение уникальной по концентрации запасов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, а также Карский мегавал, расположенный в открытой части моря; Охотского, где наиболее перспективной является полоса, прилегающая к восточной и северо-восточной частям о. Сахалин. Оценка потенциальных ресурсов нефти страны будет в дальнейшем увеличиваться не только за счет проведения подсчета запасов по новым территориям и еще не изученным литолого-стратиграфическим комплексам, но и благодаря расширению наших познаний о закономерностях размещения зон нефтегазонакопления в пределах уже разведываемых регионов.

Таким образом, есть все основания считать, что современная оценка потенциальных ресурсов и прогнозных запасов нефти страны является далеко не предельной и будет повышаться еще весьма длительный период по мере развития поисково-разведочных работ и их технического совершенствования.

В заключение уместно привести вполне актуальные и сегодня слова академика И. М. Губкина, уделявшего много внимания вопросам оценки нефтяных ресурсов страны. На XVII Международном геологическом конгрессе, в докладе о мировых запасах нефти, он говорил: «Нередко среди геологов и практических деятелей нефтяной промышленности слышатся голоса о скором иссякании нефти в недрах. Конечно, чем больше мы изымаем нефти из недр, тем меньше ее там остается, ибо нефть, как и другие полезные ископаемые, принадлежит к невозобновляемым природным ресурсам или, вернее, возобновляемым в периоды, исчисляемые миллионами лет. Но можно ли говорить о том, что это положение способно внушить сколько-нибудь серьезные опасения и вызвать тревожные экономические прогнозы. Нам кажется, что для таких опасений в отношении обеспечения человечества нефтью оснований нет, по крайней мере на ближайшее будущее. Даже все увеличивающееся потребление

нефти практически компенсируется постоянно растущими с точки зрения их выявления запасами ее в недрах вследствие неуклонного прогресса в способах ее обнаружения и извлечения из недр.

Речь может идти о том, что отдельные нефтяные месторождения вырабатываются, но их заменяют другие, новые; речь может идти о том, что истощаются те или другие нефтяные горизонты, но развитие техники, развитие геологических знаний позволяют взамен этих истощившихся, обычно более высоких горизонтов искать, находить и вводить в промышленную эксплуатацию горизонты более глубокие.

Это значит, что с ростом потребления идет развитие разведочных работ и выявление новых запасов нефти» (Губкин, 1939, стр. 167—168).

«Развитие советской нефтяной промышленности не истощает, а увеличивает нефтяные богатства СССР...» (Губкин, 1939, стр. 170).

Весь последующий период развития нефтяной промышленности СССР и ее сырьевой базы полностью подтвердил взгляды академика И. М. Губкина и воплотил многие из его предначертаний.

ПРИНЦИПЫ КЛАССИФИКАЦИИ НЕФТЯНЫХ РЕСУРСОВ

В настоящем разделе рассматриваются принципы классификации нефтяных ресурсов с точки зрения их геологической изученности, подготовленности для промышленного освоения и промышленной значимости. основополагающей классификацией ресурсов (запасов) нефти является классификация, базирующаяся на принципе различия в степени геолого-геофизической изученности месторождений, залежей, их отдельных частей, а также перспективных на нефть структур и территорий. В соответствии с этим выделяются четыре категории запасов (А, В, С₁, С₂) и группа прогнозных запасов или прогнозной оценки (Д).

Термин «ресурсы» в принципе тождествен термину «запасы», но в отличие от него ему придается объединяющий смысл. Поэтому понятие «ресурсы нефти» объединяет различные по своей изученности группы запасов: от уже извлеченных и детально разведанных запасов до прогнозной оценки.

Апробация и утверждение категорийных запасов производится Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР, организованной в 1935 г. (ныне ГКЗ СССР, ранее ЦКЗ и ВКЗ). Апробация прогнозных запасов, пересматриваемых периодически (один раз в пятилетие), осуществляется специально создаваемыми для этого экспертными комиссиями и в результате широкого обсуждения результатов оценки на геологических совещаниях научно-технических советов Министерства геологии СССР, Министерства нефтяной промышленности и Министерства газовой промышленности; после чего руководством указанных министерств производится утверждение прогнозной оценки.

Подразделение запасов месторождений нефти на категории в зависимости от степени их геологической изученности «устанавливает единые принципы подсчета и учета запасов», а также их подготовленности для ввода в разработку.

РАЗВИТИЕ ВЗГЛЯДОВ НА КЛАССИФИКАЦИЮ РАЗВЕДАННЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Разработка первой классификации запасов нефти в СССР была осуществлена в 1928 г. специально созданной для проведения первого подсчета запасов нефти по стране комиссией Геологиче-

ского комитета. Классификация предусматривала подразделение запасов на три категории: А — «подготовленный запас», т. е. количество нефти, которое может быть извлечено имеющимися скважинами при эксплуатации их до минимального экономически выгодного дебита; В — «разведанный запас», т. е. количество нефти, которое может быть извлечено из пластов в пределах оконтуренной нефтеносной площади новыми скважинами, при эксплуатации их до минимального экономически выгодного дебита; С — «предполагаемый запас», т. е. количество нефти, которое может быть извлечено из пластов месторождения за пределами установленного контура нефтеносности или площади, недостаточно разведанной бурением (Подсчет..., 1929). Эта классификация была основана на широко применявшейся в то время методике оценки запасов по кривым производительности скважин, страдавшей значительными погрешностями. Кроме того, классификация запасов 1928 г. была слабо увязана со стадийностью поисково-разведочных работ и ограничивалась учетом недоразведанных месторождений и площадей (категория С).

В последующие годы она была значительно усовершенствована благодаря работам И. М. Губкина (1932а, б, 1937а), Д. В. Голубятникова (1932), В. В. Билибина (1934, 1937), М. В. Абрамовича (1928) и многих других видных геологов того времени.

Широкое признание в то время получила классификация запасов нефти, предложенная в 1932 г. И. М. Губкиным и применявшаяся с некоторыми изменениями вплоть до 1942 г. В ней предлагалось подразделение запасов на пять категорий: А₁ — категория подготовленных запасов (запасы вскрытого и оконтуренного скважинами горизонта); А₂ — категория разведанных запасов (запасы вскрытых и частично оконтуренных скважинами нефтяных пластов); В — категория видимых запасов (запасы пластов, вскрытых одной скважиной, установившей промышленный приток нефти); С₁ — категория предполагаемых запасов (запасы еще не вскрытых глубоких горизонтов известных месторождений); С₂ — категория геологических запасов (запасы неразведанных геологических структур с признаками нефти или другими благоприятными признаками).

В 1937 г., в связи с проведением XVII сессии Международного геологического конгресса, И. М. Губкиным были уточнены отдельные положения классификации запасов. В частности, категория А₁ стала означать «запас месторождений, который используется уже введенными в эксплуатацию скважинами»; категория А₂ — «запас в разведанных и оконтуренных нефтеносных горизонтах месторождений»; категория В — «запас разведанных, но не оконтуренных и еще недостаточно опробованных нефтеносных горизонтов и месторождений». Содержание остальных категорий запасов (С₁ и С₂) в принципе не изменилось, лишь категория С₂, по предложению В. В. Билибина, получила наиме-

нование «перспективного запаса». Со временем все больше становились очевидными недостатки этой классификации в части низких требований к запасам категорий C_1 и C_2 , что нередко приводило к ошибкам в планировании развития добычи. В этой связи Н. А. Кудрявцев (1941) предложил ужесточить требования к запасам категории C_1 необходимостью установления факта наличия залежи, а для категории C_2 — ограничением подсчета запасов известными благоприятными структурами в районах с признаками нефтеносности. Эти соображения впоследствии были учтены.

Классификация запасов нефти не являлась чем-то неизменным и периодически (в 1942, 1953, 1959 и 1970 гг.) пересматривалась с целью ее большего соответствия меняющимся условиям разведки и промышленного использования месторождений нефти.

Классификация 1942 г. явилась уже единой для запасов нефти и газов и впервые сопровождалась инструкцией по ее применению с изложением конкретных требований к степени изученности запасов. В ней сохранилось деление запасов по степени их изученности на пять категорий, но, кроме того, в ней было определено назначение каждой из категорий запасов для задач текущего и перспективного планирования добычи нефти, промышленного строительства и геологоразведочных работ. В этой классификации также были несколько уточнены требования к запасам категории C_2 («установленные структуры и площади») и введено понятие об «извлекаемых» и «внебалансовых» (неизвлекаемых) запасах, учет которых должен осуществляться отдельно (Классификация..., 1942). В классификации запасов, принятой в 1953 г., основное изменение касалось категории C_1 , для которой были ужесточены требования необходимостью получения на новых площадях или в новых горизонтах разрабатываемых месторождений промышленного притока нефти «хотя бы в одной скважине» (Инструкция..., 1955). Кроме того, извлекаемые запасы получили наименование балансовых, а неизвлекаемые — забалансовых запасов.

Важные рекомендации по совершенствованию классификации запасов в этот период были внесены М. А. Ждановым (1952), показавшим целесообразность объединения запасов категорий A_1 и A_2 в одну категорию.

Дальнейшее развитие взглядов по этим вопросам нашло свое отражение в классификации запасов, введенной в 1959 г. В ней предусматривалось выделение четырех категорий запасов (A , B , C_1 и C_2). Ввиду того что категории запасов A_1 («запасы, которые могут быть получены из скважин эксплуатационного фонда...») и A_2 («запасы, детально разведанные на площади, оконтуренной по данным скважин, давших промышленный приток нефти...») потеряли самостоятельное значение, они были объединены в одну категорию A («запасы, детально разведанные, подсчитанные на площади, оконтуренной скважинами, давшими промышленные притоки нефти...»), т. е. практически аналогичную бывшей категории

A_2 . Существенных изменений остальных категорий запасов не было сделано. Но в этой классификации была впервые определена необходимость учета как извлекаемых, так и неизвлекаемых при использовании современной техники балансовых запасов, что имело очень важное значение и позволило обратить самое серьезное внимание на проблему повышения нефтеотдачи пластов.

В отличие от предыдущей классификации, в группе балансовых запасов, т. е. «удовлетворяющих промышленным кондициям и горнотехническим условиям эксплуатации», стали выделяться извлекаемые и неизвлекаемые запасы. Соответственно этому изменилось содержание группы забалансовых запасов, представляющей собой запасы, нерентабельные для эксплуатации в настоящее время, но которые могут представлять интерес для промышленного освоения в будущем.

В части условий подготовленности месторождений и залежей для промышленного освоения в классификации 1959 г. принципиальных изменений не произошло. Так, проектирование разработки месторождений и капиталовложения в промысловое и промышленное строительство в классификации 1953 г. разрешались с использованием запасов суммы категорий $A_1 + A_2 + B + C_1$ (в классификации 1959 г. категорий $A + B + C_1$), причем доля запасов категорий $A_1 + A_2 + B$ должна была составлять не менее 40%, а запасов категорий $A_1 + A_2$ не менее 15% (в классификации 1959 г. доля запасов категорий $A + B$ в зависимости от размеров месторождений находилась в пределах 30—40%, в том числе доля категории A для крупных месторождений должна была составлять 20%, а для средних — 10%). Различие состояло лишь в том, что в классификации 1953 г. эти соотношения относились к извлекаемым запасам, а в классификации 1959 г. — к балансовым. Со временем требования классификации 1959 г. перестали соответствовать условиям ускоренного развития нефтяной промышленности и могли привести к задержке ввода месторождений в разработку и неоправданным затратам разведочного бурения. Поэтому в своей практической деятельности ГКЗ СССР учитывала сложившееся положение и разрешала ввод месторождений в разработку при значительно меньшей степени изученности запасов. Одновременно с этим стала очевидной необходимость предъявлять более высокие требования к степени обоснованности подсчетов запасов, особенно низких категорий.

Принятию в 1970 г. новой классификации запасов предшествовало широкое обсуждение ее отдельных положений. Большая работа по подготовке новой классификации запасов и инструкции по ее применению была проведена работниками ГКЗ СССР, заинтересованных министерств и других организаций. Основные положения классификации запасов 1970 г. сводятся к следующему (Инструкция..., 1972). Как и в прежней классификации, запасы по народнохозяйственному значению подразделяются на две группы: балансовых запасов («разработка которых в на-

стоящее время экономически целесообразна») и забалансовых запасов («разработка которых в настоящее время нерентабельна, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в дальнейшем»). В балансовых запасах выделяются и учитываются извлекаемые запасы, представляющие собой «запасы, которые можно извлечь при наиболее полном и рациональном использовании современной техники и технологии». Величина извлекаемых запасов нефти определяется с помощью коэффициентов нефтеотдачи, которые теперь устанавливаются ГКЗ СССР на основании технико-экономических расчетов, апробированных Министерством нефтяной промышленности.

Подверглись пересмотру требования прежней классификации запасов к изученности месторождений.

Вместо максимальных расстояний между скважинами, принимавшихся при разведке различных по размерам и особенностям геологического строения месторождений для выявления запасов категорий А и В, принято решение подразделять все месторождения и залежи по принципу сложности их геологического строения на две группы, определяющие разные требования к степени их изученности.

К I группе были отнесены месторождения, имеющие простое геологическое строение, для которых характерна выдержанность мощности и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу.

Ко II группе были отнесены месторождения, имеющие сложное геологическое строение, продуктивные пласты которых характеризуются невыдержанными мощностью и коллекторскими свойствами.

В новой классификации существенно изменилось содержание отдельных категорий запасов. Прежде всего был осуществлен отказ от подготовки запасов категории А на стадии разведочных работ, которые теперь подсчитываются в процессе разработки залежей. К категории А относятся запасы, удовлетворяющие следующим условиям: «Запасы залежи (или ее части) изучены с детальностью, обеспечивающей полное определение формы и размеров залежи, эффективной нефтегазонасыщенной мощности, характера изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, качественного и количественного состава нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов и других параметров, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки,— режим работы залежи, продуктивность скважин, давление, проницаемость коллекторов, гидро- и пьезопроводность и другие особенности» (Инструкция..., 1972). Несколько повысились требования к запасам нефти категории В. В прежней классификации, кроме благоприятных показателей каротажа, было необходимо получение промышленного притока не менее чем в двух скважинах, вскрывших продуктивную залежь. Теперь, в соответ-

ствии с инструкцией по применению классификации запасов для отнесения запасов к категории В, требуется получение промышленных притоков не менее чем в трех скважинах, расположенных в разных частях залежи. Причем, если по залежам (месторождениям) I группы подсчетный участок ограничивается изогипсой, соответствующей наиболее низкой отметке пласта, с которой скважинами получен промышленный приток безводной нефти, то по залежам, относящимся ко II группе, подсчетный участок должен быть оконтурен такими скважинами. Последнее положение относительно определения границ подсчетного участка с запасами категории В имело место и в классификации запасов 1959 г.

Таким образом, в новой классификации к запасам категории В относятся: «запасы залежи (или ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в скважинах на различных гипсометрических отметках и наличия благоприятных промыслово-геофизических данных и керна. Форма и размеры залежи, эффективная нефтегазонасыщенная мощность, характер изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенность продуктивных пластов и другие параметры, а также основные особенности, определяющие условия разработки залежи, изучены приближенно, но в степени, достаточной для проектирования разработки залежи; состав нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов в пластовых условиях и условиях поверхности изучены детально. По нефтяным залежам проведена пробная эксплуатация отдельных скважин. По газовым залежам установлено отсутствие нефтяной оторочки или определена ее промышленная ценность» (Инструкция..., 1972).

Новое, более строгое толкование получила категория С₁, для отнесения к которой ранее требовалось получение промышленного притока нефти «хотя бы в одной скважине». К этой категории разрешалось также относить запасы залежей, еще не подтвержденных промышленными притоками нефти, когда эти залежи непосредственно примыкают к залежам с запасами более высоких категорий, а также если они предполагаются на основании положительных данных каротажа в пластах, находящихся в пределах месторождения между залежами с установленной промышленной нефтеносностью.

Запасам категории С₁, являющимся результатом первого этапа поисково-разведочного бурения на месторождении, принадлежит весьма важная роль в определении возможностей роста добычи и подготовки запасов высших категорий. Однако опыт показал, что требования, предъявляемые к изученности запасов нефти категории С₁, оказались недостаточными для запасов, относимых к промышленным категориям, так как степень их подтверждаемости во многих случаях являлась весьма низкой. В классификации 1970 г. требования к изученности запасов

категории C_1 значительно возросли и это с большей уверенностью, чем ранее, позволяет их использовать для развития добычи нефти и подготовки запасов высоких категорий.

Условия отнесения запасов к категории C_1 следующие: «запасы залежей, нефтегазоносность которых установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в отдельных скважинах (часть скважин может быть опробована испытателем пластов) и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде других скважин, а также запасы части залежи (тектонического блока), примыкающей к площадям с запасами более высоких категорий.

Условия залегания нефти или горючих газов установлены проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, коллекторские свойства продуктивных пластов и другие параметры изучены по отдельным скважинам или приняты по аналогии с более изученной частью залежи и соседними разведанными месторождениями» (Инструкция..., 1972).

Относительно запасов категории C_2 требования практически остались без изменений. К этой категории относятся: «запасы нефти и горючих газов, наличие которых предполагается на основании благоприятных геологических и геофизических данных в отдельных неразведанных полях, тектонических блоках и пластах изученных месторождений, а также запасы в новых структурах в пределах нефтегазоносных районов, оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований» (Инструкция..., 1972).

Есть основания считать, что положения новой классификации, касающиеся запасов категории C_2 , нуждаются в совершенствовании. Исследования подтверждают запасы этой категории показали, что основная погрешность в их оценке возникает из-за недостаточной геологической обоснованности перспектив нефтегазоносности структур, по которым они подсчитываются. Поэтому факт установления нефти и газа на площади (т. е. открытие месторождения) является той основной границей, которая должна разделять категорийные и прогнозные запасы. В современной классификации запасов такая граница проходит внутри категории C_2 , отделяя предполагаемые, но более достоверные запасы на уже открытых месторождениях и залежах от менее достоверных запасов перспективных на нефть и газ структур, подготовленных к глубокому бурению. Поэтому запасы категории C_2 крайне неоднородны по своему составу. Например, запасы категории C_2 , приуроченные к уже открытым месторождениям и залежам, где возможный прирост новой площади нефтеносности и прирост разведанных запасов не вызывают сомнений, несравнимы по достоверности с запасами перспективных структур, хотя и подготовленных к глубокому поисковому бурению, но часть из которых наверняка окажутся непродуктивными. В на-

стоящее время запасы категории C_2 перспективных структур во многих районах подсчитываются с меньшей достоверностью, чем прогнозные запасы, при определении которых используется фактически сложившийся коэффициент открытия месторождений (успешность разведки). Поэтому представляется более целесообразным отнести запасы перспективных структур к группе прогнозной оценки, выделив их, однако, из общей суммы прогнозных запасов.

В классификации 1970 г. нашли отражение возросшие требования нефтегазодобывающей отрасли к ускоренному вводу в разработку месторождений и залежей и пересмотрены условия их подготовленности для промышленного освоения.

Для утверждения проектов разработки месторождений и выделения капитальных вложений на строительство промышленных объектов и промышленных сооружений теперь необходимо иметь утвержденные ГКЗ СССР запасы категорий В и C_1 . При этом для месторождений I группы по категории В должно быть подготовлено в новых районах не менее 30%, а в районах с развитой нефтегазодобывающей промышленностью не менее 20% запасов. Для месторождений II группы ввод месторождений в разработку допускается на базе запасов категории C_1 . Кроме того, ввод в разработку мелких месторождений с извлекаемыми запасами до 5 млн т и расположенных в районах нефтепроводов, газопроводов и нефтепромыслов может осуществляться по согласованию с ГКЗ СССР на срок до 3 лет на базе оперативно подсчитанных запасов.

Таковы основные положения классификации запасов 1970 г., подробное же рассмотрение условий ее применения дано в соответствующей инструкции ГКЗ СССР (1972).

Таким образом, развитие взглядов на классификацию запасов нефти шло по пути все большей конкретизации требований, предъявляемых к отдельным категориям запасов, и их большей увязки со стадийностью поисково-разведочных работ и темпами роста добычи нефти.

Однако общей направленностью всех рассмотренных классификаций являлось стремление к более высокой изученности запасов низких категорий с целью их использования для проектирования разработки и обоснования капитальных вложений на промышленное обустройство и промышленное строительство (в первых классификациях это относилось к категории В, а в последних к категории C_1) при одновременном снижении роли запасов самых высоких категорий.

Так, например, к 1959 г. потеряли свое самостоятельное значение категории A_1 и A_2 , которые были объединены в категорию А, затем произошло дальнейшее снижение роли этой категории запасов, когда планирование подготовки стало осуществляться по сумме категорий А+В (с 1961 г.).

В настоящее время значение запасов категории А сведено до

минимума и их подготовка вообще не планируется. Снизились также роль запасов категории В, планирование объемов подготовки которых сократилось в 4—5 раз, что нельзя считать оправданным.

Настоятельной необходимостью является уже отмечавшееся ранее более четкое разграничение между категориальными и прогнозными запасами.

Со временем указанные тенденции, по-видимому, приведут к возникновению по сути дела одной — «промышленной» категории запасов, отвечающей необходимым требованиям к их геологической изученности для ввода в разработку.

В заключение следует отметить, что в нашей практике нередко используется понятие «промышленные запасы», введенное еще И. М. Губкиным, под которыми он понимал группу запасов (категорий A_1 , A_2 и В), объединенных по принципу установления самого факта наличия нефтяной залежи, т. е. получение на данной площади промышленного притока нефти в скважине. Ныне к запасам промышленных категорий следует относить сумму запасов категорий А, В и C_1 , на которых базируется развитие нефтяной промышленности. Запасы высших категорий представляют собой сумму запасов категорий А и В.

РАЗВИТИЕ ВЗГЛЯДОВ НА КЛАССИФИКАЦИЮ ПРОГНОЗНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Ускоренное развитие нефтяной и газовой промышленности предъявляет высокие требования к темпам и масштабам подготовки запасов нефти и газа. Поэтому разработка перспективных планов развития сырьевой базы отрасли в настоящее время осуществляется с более широким использованием прогнозных оценок нефтегазоносности регионов страны.

В последние годы возрос интерес к вопросам оценки потенциальных ресурсов и прогнозных запасов нефти и газа и их классификации. Этому также способствовали регулярно проводимые (с 1958 г.) научно-исследовательскими институтами и производственными организациями оценки прогнозных запасов по всей территории страны.

Первые предположения по классификации прогнозных запасов были изложены М. А. Ждановым (1959). Он предлагал относить к ним запасы площадей, расположенных в пределах предполагаемых газонефтеносных областей (провинций), благоприятная нефтеносность которых намечается на основе общих региональных геологических (или геофизических) исследований (еще не подтвержденных детальными геологическими и геофизическими работами) или путем геологического районирования и выделения возможных зон нефтегазонакопления. Прогнозные запасы были им названы категориальными и обозначены индексом Д. Однако, если указанное определение прогнозных запасов

практически оставалось неизменным в ряде последующих работ М. А. Жданова (1962; Жданов и др., 1967; Жданов, Гординский, 1968), то от причисления этих запасов к категориальным он отказался (Жданов, 1962).

Вопросам классификации и оценки запасов перспективных и прогнозных площадей была посвящена работа М. В. Абрамовича (1960), в которой предлагалось в зависимости от обоснованности их перспектив нефтегазоносности рассматривать запасы категории C_2 , прогнозные и прогнозные, не поддающиеся оценке. Он возражал против индексации прогнозных запасов, так как считал, что это ставит прогнозные запасы в один ряд с запасами категорий $A+C$ и способствует затушевыванию существующего различия между ними.

Группа специалистов (Буялов и др., 1961б) внесла предложения по классификации прогнозных запасов, которые были освещены в печати и широко обсуждены геологической общественностью. В результате ряд положений был подвергнут серьезной критике и отклонен. В частности, вполне обоснованными являлись возражения против причисления прогнозных запасов к категориальным, с которыми выступили И. И. Малышев (1961), М. А. Жданов (1962), Г. П. Ованесов и А. Д. Надеждин (1962) и другие. Не были также приняты предложения относительно разделения запасов категорий C_2 по принципу подготовленности структур к поисково-разведочному бурению, распределения всех известных категорий запасов на две группы — разведанные (A, B, C_2) и прогнозные (C_2, D) — и некоторые другие рекомендации.

Однако с учетом результатов обсуждения получили права гражданства такие важные положения, как разделение прогнозных запасов на две подгруппы D_1 и D_2 и условия отнесения к ним запасов. Были приняты следующие положения. «Запасы подгруппы D_1 подсчитываются по бассейнам осадочных пород в пределах перспективных территорий как с доказанной, так и с предполагаемой нефтегазоносностью, освещенных региональными исследованиями...». «Запасы подгруппы D_2 подсчитываются по бассейнам осадочных пород в пределах геологически слабо изученных территорий, освещенных лишь мелкомасштабными исследованиями (геокартированием, магнитогравиметрией и другими аналогичными методами, а также отдельными сейсмопрофилями и скважинами), не позволяющими составить достаточно полного представления о глубинном геологическом строении и перспективах нефтегазоносности» (Буялов и др., 1961б, стр. 19).

В этой же работе было сформулировано понятие о потенциальных ресурсах как о сумме запасов всех категорий и групп. Несмотря на то, что указанные положения и принципы разделения прогнозных запасов на подгруппы широко используются, еще не выработано единого мнения относительно изложенных выше положений и понятий «потенциальные ресурсы», «прогноз-

ные запасы» и их классификации. На сегодня известно несколько определений прогнозных запасов, различия между которыми, однако, не носят принципиального характера, так как геологические критерии прогноза нефтегазоносности различных территорий оцениваются большинством исследователей одинаково.

Нам представляется ненужным подчеркивать в определении, что это «запасы, объективно существующие в недрах земной коры» (Буялов, и др., 1902), или что прогнозныe запасы «являются невыявленными» (Авров и др., 1972), так как это очевидно и мало чем уточняет существо предмета.

Имеются различные мнения и о подразделении группы прогнозных запасов на подгруппы.

Одни исследователи (Еременко, Захаров, 1971) предлагают увеличить число подгрупп до трех, другие считают, что разделение прогнозных запасов на подгруппы является нецелесообразным (Жданов, 1972).

По нашему мнению, как первое, так и второе предложения не являются достаточно обоснованными. Если следовать первым путем, то число подгрупп, отличающихся степенью изученности и достоверности оценки прогнозных запасов, можно еще больше увеличить. Второй путь не позволяет разделить две резко отличные друг от друга подгруппы прогнозных запасов: изученных и малоизученных районов.

Практика работ убедительно показывает, что существующая схема деления прогнозных запасов на две подгруппы является вполне приемлемой и ее недостатки состоят не в числе подгрупп, а в отсутствии основного геологического критерия для отнесения запасов к подгруппе D_1 или D_2 .

На сегодня представляется более приемлемой классификация прогнозных запасов нефти и газа, разработанная в 1968 г. группой специалистов (И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, И. П. Жабрeв, Г. Б. Курдюкова, М. В. Фейгин) и излагаемая ниже.

Прогнозные запасы нефти и газа — это количественная оценка перспектив нефтегазоносности литолого-стратиграфических комплексов или отдельных горизонтов, которая производится на основе анализа геологических критериев нефтегазоносности.

Кроме территорий, по которым производится подсчет прогнозных запасов нефти и газа, следует выделять территории, горизонты и части разреза, благоприятные в отношении нефтегазоносности, но которые в силу малой изученности могут быть оценены только качественно.

Группа прогнозных запасов нефти и газа разделяется по степени геолого-геофизической изученности прогнозных территорий на две подгруппы — D_1 и D_2 .

В качестве главного критерия для подразделения прогнозных запасов предлагается считать факт установления нефтегазоносности данного литолого-стратиграфического комплекса в пределах крупной тектонической формы — структуры I порядка. К таким

структурам относятся: своды, впадины, крупные валы, сложные валы, прогибы и малые авлакогены, а также впадины краевых (передовых) прогибов, межгорные впадины и др. (Справочник..., 1970).

На основании этого можно рекомендовать следующее определение и критерии для прогнозных запасов подгрупп D_1 и D_2 .

Подгруппа D_1 — прогнозная оценка запасов нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, нефтегазоносность которых доказана в пределах крупной тектонической формы — структуры I порядка.

К подгруппе D_1 следует относить прогнозные запасы нефти и газа, содержащиеся в пределах:

1) структурных ловушек: а) подготовленных к глубокому бурению, по которым запасы нефти и газа не могут быть отнесены к категории C_2 ; б) выявленных по данным геологических и геофизических исследований; в) предполагаемых, количество и возможные размеры которых на прогнозной территории могут быть определены на основании закономерностей и зависимостей в распределении локальных поднятий, выявленных в смежных, хорошо изученных (эталонных) территориях;

2) литологических и стратиграфических ловушек: а) намечаемых по данным геологических и геофизических исследований, выполненных на прогнозной территории; б) предполагаемых на основании аналогии геологического строения с хорошо изученной (эталонной) территорией, в пределах которой установлена нефтегазоносность такого типа ловушек.

Подгруппа D_2 — прогнозная оценка запасов нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, нефтегазоносность которых установлена на сходных по геологическому строению крупных тектонических сооружений (структурах I порядка), а также в отдельных свитах в пределах территорий с доказанной нефтегазоносностью, которые по степени изученности не могут быть отнесены к подгруппе D_1 .

К подгруппе D_2 следует относить прогнозные запасы нефти и газа, содержащиеся: 1) в крупных тектонических сооружениях с доказанной нефтегазоносностью: а) в возможно нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексах, продуктивность которых еще не установлена на дату подсчета; б) в регионально-продуктивных литолого-стратиграфических комплексах, погруженных значительно ниже глубин, освещенных бурением в настоящее время; в) в зонах регионального распространения литолого-стратиграфических ловушек, нефтегазоносность которых предполагается; 2) в крупных тектонических сооружениях, нефтегазоносность которых еще не доказана, но предполагается на основании сходства их геологического строения с хорошо изученными тектоническими сооружениями с доказанной нефтегазоносностью.

Качественная оценка нефтегазоносности производится в слу-

чае отсутствия обоснованных данных для количественной оценки. В районах с доказанной и предполагаемой нефтегазоносностью качественная оценка может быть дана в отдельных подразделениях разреза, нефтегазоносность которых предполагается, но данных для подсчета запасов не имеется (например, бавлинские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции). В малоизученных районах качественная оценка нефтегазоносности дается по комплексу осадочных пород, состав которых не выяснен и возможность количественной оценки методом сравнительного геологического анализа отсутствует.

Важное значение для успешного решения задач перспективного планирования развития добычи нефти и газа и объемов проведения поисково-разведочных работ имеет правильное понимание и использование прогнозных оценок, имеющих различную степень обоснованности. Прогнозные запасы нефти и газа представляют собой количественную оценку перспектив нефтегазоносности районов страны. Они носят вероятностный характер и по степени своей достоверности неравноценны оценке запасов промышленных категорий.

Следует также учитывать, что прогнозная оценка запасов охватывает все без исключения возможные скопления нефти и газа (т. е. различные по размерам, качеству нефти и т. д.), в том числе и нерентабельные на сегодня для разведки и разработки. Об этом, в частности, свидетельствует наличие значительных забалансовых запасов, а также неразрабатываемые крупные запасы нефти в виде нефтяных оторочек газовых месторождений. Поэтому при расчетах на перспективу нельзя полагать, что все прогнозные запасы могут быть выявлены и использованы для разработки.

Часть прогнозных запасов, подсчитанная по конкретным перспективным структурам и ловушкам иных типов и относимая к подгруппе D_1 , вместе с запасами категории C_2 используется для решения задач ближайшего периода (размещения объемов глубокого поискового бурения, оценки возможного прироста разведанных запасов и добычи нефти и газа), а также учитывается в процессе проведения проектных и проектно-изыскательских работ для строительства газопроводов и пр. Важное значение при этом должно придаваться технико-экономическому обоснованию ввода площадей в разведку глубоким бурением.

Для выбора важнейших направлений поисково-разведочных работ следует ориентироваться на пространственное размещение перспективных (C_2) и всех прогнозных (D) запасов, обращая основное внимание на степень их концентрации в тех или иных структурных зонах и литолого-стратиграфических комплексах и на технико-экономические показатели предстоящих работ по поискам и разведке месторождений и залежей.

Прогнозные оценки должны широко использоваться при ориентировочных расчетах развития нефтяной и газовой промышленности на дальнюю перспективу (ТЭД, ТЭО и др.). При этом дол-

жны учитываться возможные изменения в оценках прогнозных запасов в будущем и целесообразные технико-экономические пределы выявления нефтяных и газовых ресурсов каждого района. Обоснованность таких проектных материалов зависит от достоверности многих исходных показателей и, в частности, от доли запасов подгруппы D_1 в общей количественной оценке прогноза нефтегазоносности каждого района.

Остановимся теперь на понятии «потенциальные ресурсы» и их классификации.

Наряду с широко распространенным мнением о том, что в объеме потенциальных ресурсов следует включать накопленную добычу, категорийные и прогнозные запасы, имеются предложения считать по аналогии с классификацией, принятой в США, потенциальными ресурсами только неразведанные запасы или относить к ним лишь наименее достоверную часть прогнозных запасов (Жданов, 1972). Ни одно из этих положений не является достаточно строгим, поэтому следует уточнить смысловое содержание этого понятия.

Как уже ранее отмечалось, термин «ресурсы» в принципе тождествен термину «запасы», но в отличие от него ему придается объединяющий смысл. Понятие «ресурсы» нефти и газа объединяет различные по своей изученности группы: от уже извлеченных и детально разведанных запасов до прогнозной оценки.

Термин «потенциальный» (возможный) рассматривается нами в качестве возможной общей оценки ресурсов нефти и газа того или иного региона.

Применительно к сложившимся условиям считаем целесообразным ввести понятия «начальных» и «текущих» потенциальных ресурсов нефти и газа (Абрикосов и др., 1973).

Начальные потенциальные ресурсы нефти и газа — это общее количество нефти и газа, содержавшееся до начала разработки в известных месторождениях, а также перспективные запасы и количественная оценка перспектив нефтегазоносности, т. е. сумма уже извлеченной нефти, разведанных (категорий $A+B+C_1$), перспективных (категория C_2) запасов и прогнозной оценки (группа D).

Тогда текущие и потенциальные ресурсы нефти и газа будут стлчаться от начальных на величину накопленной добычи и представлять собой общее количество нефти и газа, содержащееся в настоящее время в известных, а также предполагающееся в возможных к открытию и использованию в будущем источниках добычи нефти и газа. Естественно, в районах, где еще отсутствует добыча нефти и газа, начальные и текущие потенциальные ресурсы будут одинаковыми.

Количественные оценки потенциальных ресурсов не являются постоянными и периодически пересматриваются по мере изменения представлений о размерах прогнозных оценок и других категорий запасов.

Богатство недр СССР нефтью и газом позволяет нам пока еще не учитывать при проведении количественной оценки ресурсов углеводородов, огромных скоплений битумов в песках и песчаниках, а также газа в горючих сланцах. Однако необходимость их оценки в будущем не вызывает сомнений.

Рассмотренная классификация разведанных, перспективных и прогнозных запасов нефти основана на принципе различия в степени геолого-геофизической изученности объектов оценки.

Это, однако, не исключает необходимости создания и применения дополнительных классификаций запасов нефти, основанных на иных принципах, например по степени концентрации запасов в месторождениях, по качеству нефти, по глубинам залегания, по типу вмещающих нефть коллекторов и т. д. Одной из таких дополнительных классификаций является классификация запасов нефти по их промышленной значимости.

КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПО ИХ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЗНАЧИМОСТИ

Для целей оценки состояния нефтяных ресурсов с позиций их промышленного использования и значимости в развитии добычи в целом по району и стране существующая классификация запасов недостаточна.

Например, как будет показано ниже, обеспеченность развития добычи нефти подготовленными запасами должна оцениваться не только запасами категорий А+В, но и частью запасов категории С₁, приуроченных к месторождениям, находящимся в разработке или подготовленных к вводу в разработку. В этом случае требуется объединение запасов различных категорий в единую по своей промышленной значимости группу запасов.

При оценке состояния нефтяных ресурсов отдельных районов и страны в целом весьма важно знать не только количество эксплуатируемых месторождений, но и какая их часть и связанных с ними запасов способны обеспечивать дальнейший рост добычи и в каких размерах. Нельзя обойтись и без знания удельного значения старых месторождений в добыче и запасах, а также перспектив их дальнейшей разработки.

В балансе запасов нефти до недавнего времени (до 1970 г.) не выделялись запасы месторождений, подготовленных к разработке, а ведь они призваны сыграть основную роль в развитии добычи в ближайшие годы и должны служить предметом специального изучения.

Не имелось достаточной информации и относительно состояния разведываемых месторождений и их запасов промышленных категорий, которые во многом определяют перспективы дальнейшего роста добычи, но далеко не равноценны между собой по своей значимости для промышленного использования. Для оценки ресурсов мало сведений и о промышленной значимости запасов,

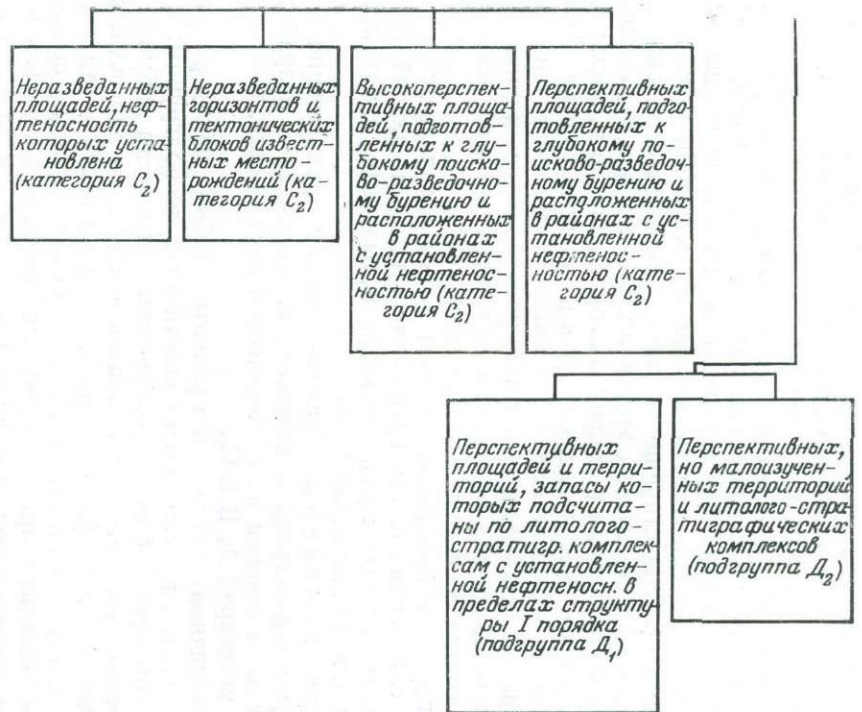
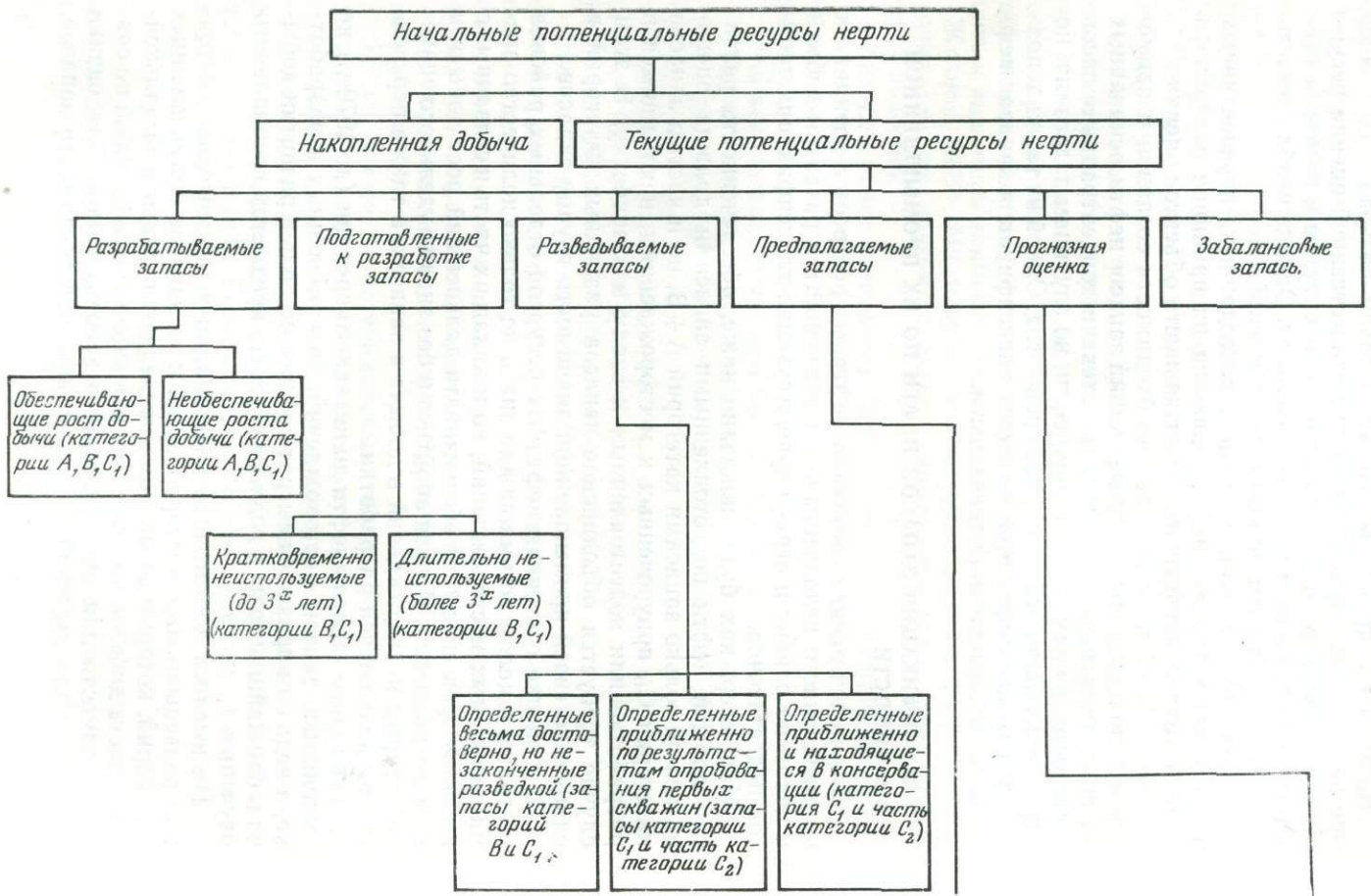


Рис. 7. Схема классификации нефтяных ресурсов по промышленной значимости

связанных с площадями, подготовленными к глубокому поисково-разведочному бурению в нефтегазоносных провинциях.

Отсутствие ясности в указанных выше вопросах, а также и в целом ряде других побудило нас (Фейгин, 1968б) предложить дополнительную классификацию запасов месторождений нефти, основанную на принципах их оценки по степени промышленного использования и значимости в развитии нефтяной промышленности (рис. 7). Существующие буквенные обозначения категорий запасов мало подходят для этой цели, так как они не отражают сущности и назначения выделяемых групп запасов и, кроме того, имея один и тот же индекс, входят в различные группы. В этом отношении лучше воспользоваться конкретными наименованиями групп запасов, некоторые из которых употреблялись и ранее. Следует отметить, что ряд этих рекомендаций нашел в последующем свое отражение в системе учета запасов нефти.

Текущие потенциальные ресурсы нефти предлагается разделить на следующие шесть групп или категорий: разрабатываемые, подготовленные к разработке, разведываемые, предполагаемые, прогностные, забалансовые.

Разрабатываемые запасы — запасы промышленных категорий месторождений и залежей, находящихся в разработке, независимо от степени их геологической изученности, т. е. сумма запасов категорий А, В и С₁.

По различной значимости в развитии добычи нефти разрабатываемые запасы предлагается разделить на две подгруппы: обеспечивающие рост добычи, не обеспечивающие роста добычи.

Выделение этих подгрупп запасов необходимо для осуществления обоснованных расчетов по развитию добычи в отдельных районах и в целом по стране. Это позволяет наглядно показать удельное значение старых и новых месторождений в добыче и запасах, размеры ежегодного спада и роста добычи по залежам и определить возможности погашения этого падения за счет находящихся в разработке месторождений.

Подготовленные к разработке запасы объединяют запасы промышленных категорий месторождений и залежей, разведанных до состояния, позволяющего ввести их в разработку, т. е. имеется в виду, что эти запасы утверждены ГКЗ СССР с правом разработки, но еще не начали эксплуатироваться по технико-экономическим причинам¹. К числу таких причин относятся: отсутствие нефтепромыслового обустройства и возможности внешнего транспорта нефти, низкие технико-экономические показатели разработки и использования запасов месторождений в настоящее время (малые размеры и продуктивность, низкое качество нефти, большая удаленность от центров нефтедобычи,) от-

¹ К этой группе следует также относить месторождения с размерами запасов до 5 млн т, вводимых в разработку на срок до трех лет на базе запасов, подсчитанных в оперативном порядке.

существование фонда скважин для эксплуатации возвратных горизонтов на разрабатываемых месторождениях и др. Независимо от характера этих причин все запасы месторождений этой группы можно разделить в зависимости от очередности ввода в разработку. Поэтому предлагается выделить подгруппу длительно неиспользуемых запасов, т. е. суммарные запасы промышленных категорий тех месторождений, которые находятся в консервации более трех лет. Запасы месторождений, являющихся первоочередными объектами для ввода в разработку, не будут находиться в консервации столь долгий срок и их следует рассматривать отдельно, выделив в подгруппу кратковременно неиспользуемых запасов.

Необходимость выделения указанных подгрупп очевидна, так как позволяет установить промышленную ценность подготовленных к разработке запасов.

Разведываемые запасы охватывают запасы промышленных (B, C_1) и непромышленных (C_2) категорий тех месторождений и залежей, которые находятся в разведке глубоким бурением и еще не изучены до состояния, позволяющего осуществить их ввод в разработку. По степени подготовленности к разработке и достоверности оценки запасы находящихся в разведке месторождений неравнозначны и их можно разделить на три подгруппы. Часть месторождений этой группы характеризуется большей геологической изученностью и их запасы оцениваются не только по категории C_1 , но и по категории B . Подготовка запасов таких месторождений к разработке близка к завершению, однако разведочные работы еще проводятся в целях получения необходимых данных для подсчета и утверждения запасов в ГКЗ СССР и составления проекта разработки.

Запасы остальной части месторождений этой группы определены приближенно по результатам бурения первых скважин и при подсчетных параметрах, принятых в основном по аналогии (категория C_1 и часть запасов категории C_2).

Для более обоснованной оценки состояния запасов разведываемых месторождений запасы отдельных площадей, законсервированных в процессе разведки из-за малых размеров залежей и низких технико-экономических показателей, следует учитывать и анализировать отдельно.

Предполагаемые запасы включают запасы предположительно нефтегазоносных пластов и тектонических блоков известных месторождений, неразведанных площадей, нефтегазоносность которых установлена, а также площадей, подготовленных к глубокому поисково-разведочному бурению и находящихся в нефтеносных районах. Как отмечалось ранее, последние, т. е. запасы площадей с еще не установленной нефтеносностью, правильнее было бы относить к группе прогнозных запасов, но так как в настоящее время они оцениваются по категории C_2 , оставим их в группе предполагаемых запасов.

Для определения перспектив подготовки запасов промышленных категорий важно знать не только количество запасов категории C_2 на подготовленных к глубокому бурению структурах, а прежде всего высокоперспективную (по размерам, вероятности открытия и др.) часть таких площадей и связанных с ними запасов. Поэтому в классификации предусматривается выделение отдельных подгрупп запасов по перспективности площадей, подготовленных к глубокому бурению, что наглядно покажет промышленную значимость и состояние имеющегося фонда структур в каждом районе.

Прогнозные запасы представляют собой количественную оценку перспектив нефтеносности отдельных площадей и территорий, которая произведена на основе анализа геологических критериев нефтегазоносности.

Выделение этой группы запасов необходимо для оценки перспектив развития нефтяной промышленности на длительный период и выбора основных направлений поисково-разведочных работ.

По степени достоверности прогнозные запасы подразделяются на две подгруппы: D_1 и D_2 , к последней из которых относятся запасы перспективных, но мало изученных территорий и литолого-стратиграфических комплексов.

Следует учитывать, что единые принципы и методика подсчета прогнозных запасов еще недостаточно разработаны, в связи с чем в количественной оценке перспектив нефтеносности отдельных районов имеются значительные колебания.

Забалансовые запасы рассматриваются как возможные для промышленного использования лишь в будущем, так как их разработка в настоящее время по целому ряду причин нерентабельна.

Предлагаемая классификация запасов нефти по их промышленной значимости и степени использования представляется весьма важной для оценки состояния ресурсов нефти, определения перспектив их дальнейшей подготовки и развития добычи в каждом районе и в целом по стране.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА НЕФТЯНЫХ РЕСУРСОВ И МЕТОДИКА ИХ АНАЛИЗА

ОБЗОР РАЗВИТИЯ МЕТОДОВ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ НЕФТЯНЫХ РЕСУРСОВ

Количественная оценка нефтяных ресурсов складывается из результатов подсчета разведанных, перспективных и прогнозных запасов. Различие в масштабах и степени геологической изученности объектов подсчета запасов предопределяет применение тех или иных методов их оценки. Методы подсчета запасов нефти прошли большую историю в своем совершенствовании. Начало их создания относится еще к концу прошлого столетия.

Как известно, первый подсчет запасов нефти был произведен в 1888 г. А. М. Коншиным по Ильскому и Крымскому районам Кубани, а позже (1894 г.) — и по ряду месторождений Бакинского района.

К числу первых относятся также работы по подсчету запасов нефти, выполненные И. Н. Стрижовым (1900, 1905 гг.), Д. В. Голубятниковым (1922 г.), С. И. Чарноцким (1922 г.), внесшими значительный вклад в развитие этого направления геологических работ.

Наиболее точным методом оценки запасов нефти в 20—30-х годах считался метод их подсчета по кривым производительности скважин с использованием математической статистики (Люис, Бил, Котлер и др.). В нашей стране этот метод получил наименование статистического метода подсчета запасов нефти и широко применялся в течение довольно длительного периода. Большая заслуга в развитии и популяризации этого метода в СССР принадлежит В. В. Билибину, много также сделавшему для организации работ по подсчету запасов в целом.

Объемный метод, являющийся в настоящее время основным и повсеместно применяющимся методом подсчета разведанных запасов нефти, в 20-е и 30-е годы, наряду с другими способами их оценки («по производительности одного акра», «постоянному процентному падению», «кривым процентного падения»), был ненадежным. Он применялся для предварительного, грубого определения количества нефти, которое можно извлечь, из неразбуренной площади месторождения (Котлер, 1926).

В 1928 г. при Геологическом комитете была образована специальная комиссия для проведения первого подсчета запасов

нефти в целом по всей стране, а в ряде нефтяных районов — соответствующие группы (Подсчет..., 1929). Начиная с этого времени все большее внимание стало уделяться работам по подсчету запасов и вопросам совершенствования применяемой методики.

Важное научное и практическое значение имела оценка запасов нефти СССР, выполненная под руководством И. М. Губкина при подготовке к XVII Международному геологическому конгрессу (1937 г.).

В последующий период, по мере развития теоретических исследований в области физики нефтяного пласта, лабораторных исследований кернового материала и нефтей, и, в особенности, промыслово-геофизических исследований скважин и пластов, одни методы подсчета запасов нефти продолжали быстро совершенствоваться, а другие теряли свое значение.

Объемный метод основан на знании геологических условий залегания нефти в пласте и объема порового пространства пород-коллекторов, занятого нефтью. Этот метод оценки запасов отличается относительной простотой и универсальностью. Он применим для подсчета запасов различных по степени геологической изученности месторождений, залежей и при любых режимах их разработки. Описание объемного метода подсчета запасов нефти и его различных вариантов (объемно-статистического, объемно-весового, гектарного, варианта изолиний) дано в работах М. А. Жданова (1952; Жданов и др., 1967).

Точность подсчета запасов быстро падает по мере уменьшения степени геологической изученности месторождения и снижения обоснованности применяемых подсчетных параметров. Так, при отнесении запасов к категории А требуется детальная изученность всех подсчетных параметров. При отнесении запасов к категории В все параметры оцениваются приближенно. При степени геологической изученности месторождения, соответствующей категории С, приближенно могут быть определены площадь нефтеносности и эффективная нефтенасыщенная мощность пласта. Остальные подсчетные параметры (коэффициент открытой пористости, коэффициент нефтенасыщенности, пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, плотность нефти в поверхностных условиях) обычно определены по единичным скважинам и при проведении подсчета запасов принимаются с использованием аналогии с уже разведанными месторождениями и залежами.

Имеющиеся возможности повышения точности определения подсчетных параметров свидетельствуют о том, что объемный метод подсчета запасов нефти в дальнейшем, несомненно, будет продолжать занимать преобладающее положение.

Благодаря многочисленным теоретическим и экспериментальным исследованиям по гидродинамике, физике нефтяного пласта, условиям разработки нефтяных месторождений, а также и

в ряде смежных областей науки в последние годы появились условия для оценки запасов нефти отдельных месторождений и залежей методом материального баланса. Этот метод основан на законе сохранения материи, который позволяет считать первоначальное количество углеводородов, образовавших данную залежь, величиной постоянной и равной сумме углеводородов как уже извлеченных из залежи в процессе ее разработки, так и еще оставшихся в ней (т. е. материальный баланс сохраняется неизменным). Подсчет запасов рассматриваемым методом может проводиться двумя путями: на основе сохранения материи (первоначальной массы углеводородов) или на основе сохранения объема пор пласта, первоначально занятых углеводородами. Большое разнообразие нефтяных залежей по геологическому строению, значениям физических параметров углеводородов, условиям разработки и т. п. практически требует составления уравнений материального баланса для каждой конкретной нефтяной залежи.

Широкое использование метода материального баланса затрудняется необходимостью предварительного тщательного изучения изменений физических параметров нефти и газа, пластовых давлений и режима пласта, происшедших в процессе разработки залежи, а также учета ряда других факторов, влияющих на точность определения оставшихся в пласте объемов нефти.

Однако значения ряда указанных параметров далеко не по всем разрабатываемым залежам могут быть определены в настоящее время достаточно достоверно, что резко ограничивает масштабы применения этого метода. Тем более он не применим для подсчета запасов новых месторождений и залежей. Основные положения метода материального баланса были опубликованы М. А. Ждановым в 1949 г. В его современном виде, кроме работ М. А. Жданова и др. (1967), метод наиболее полно описан Ф. А. Гришиным (1969).

Возможности статистического метода подсчета запасов нефти (о его сущности говорилось ранее) постоянно уменьшались в результате расширения масштабов разработки нефтяных месторождений и залежей с поддержанием пластового давления путем нагнетания воды, и сейчас он практически нигде не применяется (за исключением некоторых истощенных месторождений для исчисления по ним остаточных запасов). Такова общая характеристика методов оценки разведанных запасов нефти.

Подсчет перспективных (категории C_2) запасов нефти осуществляется объемным методом, но значения практически всех расчетных параметров, входящих в подсчетную формулу, принимаются по аналогии с изученными месторождениями и залежами данной структурной зоны (района). При этом определение предполагаемой площади нефтеносности осуществляется с учетом установленного по аналогии коэффициента, отражающего отношение площади нефтеносности к площади поднятия,

ограниченной наиболее низкой замкнутой изогипсой маркирующего горизонта. Значения этого коэффициента должны быть наиболее характерными для залежей данного месторождения (в случае оценки запасов перспективного горизонта в его пределах) или для группы месторождений и залежей (в случае оценки запасов перспективных структур) района. Однако основные погрешности в оценке запасов категории C_2 обусловлены неполной подтверждаемостью предположений о нефтеносности объектов подсчета (структур, неразведанных горизонтов и блоков известных месторождений).

Подсчет прогнозных запасов нефти производится на основании метода сравнительного геологического анализа, исходным положением которого является установление степени сходства в геологическом строении хорошо изученного и достаточно разведанного района с оцениваемой территорией.

Впервые прогнозные запасы нефти всей страны были подсчитаны в 1937 г. группой специалистов под руководством академика И. М. Губкина путем определения «возможного фонда антиклинальных поднятий» в перспективных в нефтегазоносном отношении районах и запасов, приходящихся на каждую из этих структур.

Результаты оценки потенциальных ресурсов нефти СССР были представлены на XVII Международном геологическом конгрессе. Ранее, в 1933 г., академик И. М. Губкин провел расчеты и дал оценку потенциальных нефтяных ресурсов территории Большой Эмбы.

После 1937 г. в течение 20-летнего периода прогнозные запасы нефти по СССР не подсчитывались.

В 1958 г. в связи с составлением семилетнего плана развития народного хозяйства страны научно-исследовательские институты (ВНИГНИ, ВНИГРИ и ВНИИГаз) с участием всех геологических управлений и других организаций произвели подсчет прогнозных запасов нефти и газа СССР.

Работы по подсчету прогнозных запасов нефти и газа в то время возглавлялись В. Я. Авровым, Н. И. Буяловым, В. Г. Васильевым, Н. С. Ерофеевым, Н. А. Калининым, Н. Т. Линдтрупом и другими специалистами, внесшими значительный вклад в решение методических вопросов, упорядочение классификации и учет прогнозных запасов. С этого периода внимание многих коллективов научных работников приковывается к совершенствованию методики и разработке новых методов подсчета прогнозных запасов.

Подсчеты прогнозных запасов по всем районам страны регулярно проводились территориальными научно-исследовательскими институтами и производственными организациями (по состоянию геолого-геофизической изученности на 1 января 1962 г., 1966 и 1971 гг.) по единой программе, разрабатывавшейся ВНИГНИ, ВНИГРИ, ИГиРГИ и ВНИИГазом.

Большую работу по апробации результатов прогнозной оценки нефтегазоносности всех районов провели руководители геологической службы Министерства геологии СССР, Министерства нефтяной промышленности, Министерства газовой промышленности и ведущие специалисты Н. С. Ерофеев, В. В. Семенович, Г. П. Ованесов, В. Г. Васильев, С. П. Максимов, Н. А. Еременко, А. А. Трофимук, М. Ф. Мирчинк, В. Д. Наливкин, И. Х. Абрикосов, А. Г. Алексин, И. П. Зубов, И. П. Жабрев и др.

Анализ и научное обобщение материалов последних (1966 и 1971 гг.) прогнозных оценок перспектив нефтеносности по стране, крупным геоструктурным элементам и нефтегазоносным провинциям были выполнены в ИГиРГИ (М. В. Фейгин, П. И. Журавлева, В. В. Аленин, Б. М. Генкин, Н. Н. Грейнер, В. С. Гудковский и др.).

Проведенная в 1966 г. количественная оценка перспектив нефтегазоносности территории страны получила отражение на соответствующей карте (Карта..., 1969), являющейся результатом коллективного труда большого числа геологов страны, и сыграла важную роль в научном обосновании дальнейших направлений поисково-разведочных работ.

Основным методом подсчета прогнозных запасов нефти в настоящее время является метод сравнительного геологического анализа, включающий два способа оценки: по объему запасов, приходящихся на осредненную структуру, и по удельным плотностям запасов, приходящихся на единицу площади (или единицу объема).

Метод оценки прогнозных запасов на осредненную структуру (ловушку) состоит в определении количества выявленных и предполагаемых структур и средних запасов, приходящихся на каждую из них (Буялов и др., 1962).

В районах, где число структур (ловушек) неизвестно, оно определяется в результате деления размеров общей площади на размер площади, приходящейся на одну структуру (ловушку) в смежных хорошо изученных районах, геологическое строение которых сходно.

Количество запасов нефти или газа, приходящееся на одну структуру (ловушку), определяется как среднее по уже разведанным месторождениям с учетом конкретных геологических различий. Прогнозные запасы района подсчитываются как произведение принятого среднего запаса одной структуры (ловушки) на общее число структур (ловушек), в которое вводится и коэффициент «успешности разведки» или «промышленных открытий». Основные погрешности подсчета прогнозных запасов этим методом обусловлены тем обстоятельством, что в действительности в пределах каждого тектонического элемента наблюдается значительное различие в размерах локальных структур, их неравномерное распределение по площади и значительные колебания в концентрации запасов на месторождениях.

Дальнейшим развитием рассматриваемого метода подсчета прогнозных запасов, повышающим надежность результатов в связи с использованием математической статистики, является «структурно-вероятностный» метод оценки, предложенный И. С. Гутманом (1967). В его основе лежит изучение закономерности в распределении локальных поднятий по размерам их площадей на уровне опорных горизонтов. Было установлено, что в пределах крупных тектонических сооружений такое распределение локальных поднятий подчиняется логарифмически нормальному закону распределения, основными характеристиками которого являются средний размер поднятий и среднее квадратическое отклонение. Метод дает хорошие результаты, когда эталонная и оцениваемая территории близки по геологическому строению, структурный план эталонной территории по опорному горизонту изучен достаточно хорошо и когда существует совпадение структурных планов по опорному и продуктивному горизонтам.

Подсчет прогнозных запасов методом удельных плотностей запасов (или удельных запасов) является одним из наиболее распространенных и заключается в их оценке по величине запасов на 1 км^2 площади перспективной территории (или на 1 км^3 объема). Количество запасов, приходящихся на 1 км^2 (или на 1 км^3 объема) в изученных и разведанных районах, имеющих аналогичное геологическое строение, принимается для оцениваемого района. Однако в зависимости от степени сходства геологических условий эталонной и перспективной территорий удельная плотность запасов должна корректироваться с помощью соответствующих поправок (Буялов и др., 1962).

М. А. Жданов (Жданов и др., 1967; Жданов, Гардинский, 1968) справедливо отмечает необходимость более строгой оценки отдельных особенностей геологического строения месторождений при определении расчетной величины удельных запасов. При наличии многопластовых месторождений расчетную величину удельных запасов он рекомендует определять как средневзвешенную на единицу продуктивной площади и последовательно для каждого горизонта, месторождения и группы месторождений.

В случае сильных изменений в мощности продуктивных горизонтов предлагается определять средневзвешенную плотность запасов на единицу площади и единицу мощности.

Эти рекомендации бесспорно повышают точность определения средних величин удельных запасов по изученной территории, однако достоверность подсчета прогнозных запасов в основном зависит от степени обоснованности поправочных коэффициентов, отражающих различие в особенностях геологического строения эталонной и оцениваемой территорий.

Дальнейшим развитием рассматриваемого метода удельных плотностей запасов является метод количественных геологиче-

ских аналогий, предложенный В. И. Шпильманом, И. И. Нестеровым, Г. П. Мясниковой (1972).

Метод основан на установлении с помощью математической статистики количественных зависимостей между плотностью запасов и различными геологическими параметрами на эталонной территории. Выявленные из их числа с помощью корреляционного анализа наиболее информативные параметры в дальнейшем используются для определения по соответствующим формулам расчетных значений плотности запасов по каждому из выделенных участков прогнозной территории. Применение этого метода требует предварительного изучения особенностей геологического строения и размещения месторождений в пределах эталонных участков нефтегазоносной провинции, области и знания значений ряда информативных параметров (не менее трех) на оцениваемой территории.

Таковы наиболее широко используемые в настоящее время методы подсчета прогнозных запасов, основанные на принципе геологической аналогии.

Особое положение занимает объемно-генетический метод подсчета прогнозных запасов.

Несмотря на то, что он является единственным прямым методом оценки и давно привлекал внимание исследователей (П. Д. Траск, 1962 г., Н. Т. Линдтроп, 1936 г., Н. М. Кудряшова, М. С. Старик-Блудов, 1940, и др.), состояние его разработки еще не позволяет пользоваться им в качестве основного метода. Развитию метода были посвящены работы С. Г. Неручева (1964), К. Ф. Родионовой (1964), Н. Б. Вассоевича (1958) и других исследователей. В его основе лежат теоретические положения о геологических условиях и масштабах генерации нефтяных и газообразных углеводородов при преобразовании рассеянного органического вещества в осадках. Методика подсчета прогнозных запасов нефти состоит в последовательном определении количества: а) остаточного сингенетического битумоида в нефтематеринских породах; б) нефтяных углеводородов, эмигрировавших из данного типа нефтематеринских пород (коэффициент эмиграции); в) нефтяных углеводородов, рассеявшихся в породах при миграции на пути от нефтематеринских пород до ловушек (коэффициент аккумуляции).

Невозможность в настоящее время достаточно надежного определения указанных геохимических показателей по малоизученным территориям крайне ограничивает возможности широкого применения этого метода. Объемно-генетический метод может дать хорошие результаты при оценке прогнозных запасов нефтегазоносных бассейнов в целом.

Для повышения точности прогнозных оценок необходимо более широко применять комплексирование различных в своей основе методов подсчета.

МЕТОДИКА АНАЛИЗА НЕФТЯНЫХ РЕСУРСОВ И СОСТОЯНИЯ ПОДГОТОВКИ ЗАПАСОВ

Методика проведения анализа нефтяных ресурсов и состояния подготовки запасов предполагает изучение широкого круга вопросов, характеризующихся необходимыми для общей оценки слагаемые. При этом по каждому нефтегазовому району, области, провинции исследование должно последовательно охватывать изучение состояния запасов различных категорий (А+В, С₁, С₂, прогнозных) и завершаться оценкой степени использования потенциальных нефтяных ресурсов и перспектив дальнейшей подготовки запасов нефти. Для отдельных категорий запасов анализу подлежат несколько различные вопросы, что и предопределяет необходимость их самостоятельного рассмотрения.

К числу основных слагаемых анализа нефтяных ресурсов относятся следующие.

1. Современная количественная оценка запасов нефти различных категорий и характеристика их пространственного размещения.

2. Изучение динамики запасов за исследуемый период, выяснение структуры и оценка путей их подготовки.

3. Оценка происшедших изменений в размещении запасов по районам, геоструктурным элементам, стратиграфическим комплексам, глубинам залегания.

4. Оценка степени подтверждаемости результатов подсчета запасов нефти различных категорий.

5. Оценка степени соответствия темпов подготовки запасов различных категорий темпам развития добычи нефти (оценка интенсивности восполнения отбираемых запасов).

6. Оценка состояния обеспеченности подготовленными запасами добычи нефти.

7. Качественная оценка запасов нефти различных категорий.

8. Оценка эффективности разведки и подготовки запасов нефти.

9. Оценка перспектив дальнейшего роста добычи нефти и подготовки запасов.

10. Выбор важнейших направлений поисково-разведочных работ.

Методика изучения большей части указанных вопросов подробно рассматривается в последующих разделах работы, поэтому в настоящем разделе основное внимание уделяется проведению анализа нефтяных ресурсов в целом.

При анализе состояния запасов нефти высших категорий (А+В) необходимо охарактеризовать: 1) их размеры, выявленные месторождения и масштабы добычи нефти в целом, особенности размещения по административным районам, геоструктурным элементам, стратиграфическим комплексам, интервалам глубин, приуроченность к наиболее крупным месторождениям

что дает общее представление о геолого-экономическом значении нефтяных ресурсов каждого района;

2) динамику запасов за исследуемый период и масштабы их подготовки, выяснить структуру и оценить пути подготовки запасов, что имеет важное значение для определения возможностей их дальнейшего роста и эффективности разведки.

Как показали исследования, проведенные в ИГиРГИ, основными направлениями, по которым осуществлялась подготовка запасов нефти высших категорий в стране за период 1966—1970 гг., являлись: а) повышение геологической изученности имевшихся на начало каждого года запасов категории C_1 и перевод их в запасы высших категорий, который осуществлялся в результате разведочного и эксплуатационного бурения (40,0%); б) разведка месторождений, нефтеносность которых на начало каждого года установлена, но запасы еще не оценены по промышленным категориям или оценены не полностью, т. е. в результате разведки запасов категории C_2 , а также неучтенных ранее по этой категории запасов (56,2%).

Естественно, перевод запасов категории C_1 в более высокие категории является наиболее эффективным направлением, так как позволяет с наименьшей затратой средств подготавливать запасы категорий $A+B$. В связи с новыми условиями ввода месторождений в разработку возможности подготовки запасов нефти категорий $A+B$ за счет повышения геологической изученности имеющихся запасов категории C_1 в процессе эксплуатационного разбуривания и разработки месторождений резко возрастут и должны являться объектом изучения;

3) степень соответствия интенсивности выполнения отбираемых запасов существующим темпам развития добычи нефти и необходимому для данного района уровню обеспеченности последней подготовленными запасами. При этом следует учитывать, что изменения в подготовке запасов нередко происходят в направлении значительного ухудшения их качественной характеристики, а именно — более высокого содержания серы в нефти, меньшей продуктивности месторождений, низкой степени концентрации запасов по месторождениям, больших глубин залегания продуктивных горизонтов, большей удаленности открытых месторождений от районов нефтедобычи (и наоборот), что подлежит соответствующей оценке;

4) состояние обеспеченности подготовленными запасами добычи нефти, проанализировав при этом широкий круг вопросов — от вовлеченности имеющихся запасов и месторождений в разработку, степени их использования, качественной характеристики и промышленной значимости в развитии добычи нефти до определения минимально необходимого уровня обеспеченности на ближайший период. Этот вопрос является одним из основных разделов всего исследования по оценке состояния сырьевой базы нефтяной промышленности и требует глубокого изучения.

Проблема обеспеченности нефтяной промышленности подготовленными запасами во многом определяется величиной и состоянием запасов нефти категории C_1 , которые, являясь итогом первого этапа разведки месторождений, отражают перспективы дальнейшего увеличения запасов нефти высших категорий и развития добычи нефти.

Однако многие вопросы, характеризующие состояние запасов нефти категории C_1 (как, например, размеры ежегодно отбираемых и вновь подготавливаемых запасов категории C_1 , интенсивность восполнения и степень их участия в подготовке запасов нефти высших категорий, сложившиеся соотношения в объемах подготовки запасов категорий $A+B$ и C_1 , а также и ряд других), долгие годы оставались малоизученными в силу весьма сложной динамики и излишне упрощенной документации по учету запасов, в которой отражаются лишь конечные изменения в их движении.

Установить происшедшие изменения в запасах категории C_1 невозможно, если не учитывать, что эти изменения происходят в результате подготовки новых запасов и одновременного отбора ранее имевшихся на учете запасов в связи с повышением их геологической изученности, добычи и других причин.

Выполненные в ИГиРГИ исследования позволили восстановить и проанализировать весьма сложную динамику запасов нефти категории C_1 по всем залежам и месторождениям страны за длительный период и получить весьма важные данные. Подобные исследования целесообразно и впредь проводить по всем нефтедобывающим районам страны.

Для всесторонней и объективной оценки состояния запасов нефти категории C_1 необходимо охарактеризовать:

- 1) их размеры, приуроченность к месторождениям, географическое и пространственное размещение и т. п.;
- 2) динамику запасов за исследуемый период, масштабы их подготовки и происходящих одновременно отборов запасов категории C_1 в результате добычи нефти, перевода в высшие категории, списания как неподтвердившихся, отнесения к группе забалансовых запасов;
- 3) степень соответствия интенсивности восполнения отбираемых запасов категории C_1 темпам роста запасов высших категорий и добычи нефти, оценить соотношение между объемами подготавливаемых запасов категорий $A+B$ и C_1 , а также степень участия запасов категории C_1 в подготовке запасов высших категорий;
- 4) наличие утвержденных ГКЗ СССР запасов и подтверждаемость результатов прежних подсчетов запасов категории C_1 , что имеет важное значение для оценки перспектив подготовки запасов высших категорий и развития добычи нефти;
- 5) состояние использования запасов категории C_1 , их приуроченность к разрабатываемым месторождениям, подготовленным к разработке, разведываемым месторождениям, а также к месторождениям, геолого-экономическая характеристика которых (из-за малых

размеров залежей, низкой продуктивности, сложных условий бурения и других причин) не позволяет их использовать для добычи нефти в ближайший период. Эти вопросы являются необходимыми элементами общей оценки состояния обеспеченности подготовленными запасами (к которым следует относить запасы категорий А+В и часть запасов категории С₁), развития добычи нефти в каждом районе.

Постепенное увеличение числа малоперспективных месторождений и залежей в балансе запасов вполне естественно, так как для дальнейших разведочных работ и первоочередного ввода в разработку обычно выбираются наиболее крупные площади с запасами категории С₁, а крайне мелкие остаются. Поэтому следует систематически анализировать баланс запасов и переводить в группу забалансовых малоперспективные, длительно неиспользуемые месторождения, что позволит иметь ясную картину действительного положения ближайших резервов подготовки запасов высших категорий и развития добычи нефти.

Таковы основные моменты анализа состояния запасов нефти промышленных категорий.

Необходимым и важным элементом всего исследования является всесторонний анализ эффективности разведки и подготовки запасов нефти за рассматриваемый период, методика проведения которого рассматривается в настоящей работе.

Анализ и оценка состояния запасов категории С₂ и прогнозных определяют перспективы подготовки запасов промышленных категорий и развития добычи нефти.

Запасы категории С₂ связаны с конкретными объектами разведки и анализ их состояния должен проводиться отдельно для структур и перспективных горизонтов известных месторождений.

Кроме вопросов, характеризующих размеры запасов и их пространственное размещение, необходимо охарактеризовать: 1) фонд структур и других перспективных объектов разведки с позиций их геолого-экономического значения, имея в виду при этом степень их перспективности, предполагаемые размеры месторождений и залежей, глубины залегания продуктивных горизонтов, местоположение структур относительно районов нефтедобычи, стоимость подготовки структур под глубокое бурение и др., что позволит выделить высокоперспективные и первоочередные объекты разведки; 2) динамику запасов категории С₂ за исследуемый период и сложившееся соотношение между количеством подготавливаемых и вводимых в глубокое поисково-разведочное бурение структур, которое должно обеспечивать разворот работ в наиболее перспективных направлениях разведки; 3) степень подтверждаемости запасов категории С₂ в различных геологических зонах и качество подготовки структур, что имеет важное значение для планирования подготовки запасов промышленных категорий на ближайший период и оценки состояния обеспеченности фондом перспективных структур.

Прогнозные запасы нефти, кроме общей количественной оценки, должны анализироваться в направлении выяснения условий их пространственного размещения, определения наиболее перспективных для разведки площадей, структурных зон, литолого-стратиграфических комплексов и оценки возможных масштабов подготовки запасов промышленных категорий с учетом проведения поисково-разведочных работ при достаточно высокой их эффективности.

Оценка начальных потенциальных нефтяных ресурсов позволяет оценить общее состояние их использования, которое, например, при значительной доле уже извлеченной нефти и разведанных запасов (более 50—60%) может свидетельствовать о предстоящем значительном снижении эффективности поисково-разведочных работ.

В результате изучения рассмотренных в настоящем разделе вопросов и проведения соответствующих расчетов должны быть определены на перспективу уровни развития добычи нефти, масштабы подготовки запасов промышленных категорий, объемы проведения поисково-разведочных работ и обоснованы важнейшие направления поисков новых нефтяных месторождений.

Важнейшие направления дальнейших поисково-разведочных работ должны определяться исходя из особенностей пространственного размещения перспективных и прогнозных запасов, причем, кроме абсолютных размеров, особое внимание должно уделяться анализу степени их концентрации в пределах отдельных площадей, структурных зон и литолого-стратиграфических комплексов, что в основном определяет эффективность предстоящей разведки. Однако наиболее обоснованные направления поисково-разведочных работ могут быть выработаны лишь с учетом их всесторонней экономической оценки, которая должна являться одним из важных элементов рассматриваемого исследования.

Таковы основные вопросы анализа нефтяных ресурсов и состояния подготовки запасов, который представляется необходимым проводить во всех нефтедобывающих районах страны.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПОДТВЕРЖДАЕМОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ

Одним из основных вопросов, определяющих значимость запасов той или иной категории, является степень подтверждаемости результатов их подсчета. Поэтому исследования в этом направлении являются весьма важными не только для оценки состояния нефтяных ресурсов, но и дальнейшего совершенствования методов подсчета запасов.

ОБЗОР РАЗВИТИЯ МЕТОДИКИ АНАЛИЗА

Степень подтверждаемости результатов оценки запасов зависит от точности определения величин подсчетных параметров и возрастает по мере повышения геологической изученности месторождения.

Впервые оценка точности подсчета запасов нефти была дана М. В. Абрамовичем (1951). Им было показано, что погрешность подсчета извлекаемых запасов нефти объемным методом для категории А даже в благоприятных условиях составляет не менее 10%. Для более низких категорий запасов погрешности подсчета возрастают. В то время условия и точность определения отдельных подсчетных параметров были иными и автор видел основные причины погрешностей при оценке запасов в установлении величин коэффициента использования порового пространства (произведение коэффициентов нефтенасыщенности и нефтеотдачи) и объемного коэффициента.

Исследования в этой области проводились с 50-х годов Н. А. Храмовым (1956, 1960), который относил к числу «сильно колеблющихся» параметров эффективную мощность, открытую пористость и нефтенасыщенность, а затем Е. Ф. Фроловым, предложившим на основе теории ошибок методику оценки точности подсчета запасов нефти различных категорий (Фролов, 1962; Фролов, Баркалая, 1965). В этих работах показано, что основные ошибки в оценке запасов нефти в недрах связаны с неточностями определения средних значений таких подсчетных параметров, как площадь, мощность, пористость и коэффициент нефтенасыщенности. На примере ряда месторождений платформенного типа была дана предварительная оценка точности подсчета балансовых запасов нефти, составившая для запасов категории С₁—33%, категории В—15% и категории А—5%.

При определении величины извлекаемых запасов нефти погрешность оценки увеличивается за счет малой степени точности коэффициента нефтеотдачи и составляет для запасов категории C_1 —47%, категории В—23% и категории А—9% (Фролов, 1962).

Работы по оценке точности определения параметров залежей, необходимые в связи с возросшими требованиями к проектированию разработки нефтяных месторождений и обеспечению максимального отбора нефти из пласта, проводятся во многих научно-исследовательских институтах.

Однако значительная сложность существующих методик, основанных на принципах аналогии, теории измерений и математической статистики, и большая трудоемкость расчетов (фактически требуется пересчет всех запасов) не позволяют определить с их помощью достоверность подсчета запасов категорий А, В и C_1 на всех имеющихся в стране месторождениях.

Поэтому вопрос о степени подтверждаемости запасов различных категорий, являющийся весьма важным для оценки состояния обеспеченности добычи нефти запасами, эффективности геологоразведочных работ и других показателей состояния нефтяных ресурсов страны по сути дела остается еще мало изученным и не получившим достаточно обоснованного решения.

Началом широкого обсуждения этого вопроса в печати послужили исследования А. А. Трофимука (1957, 1960, 1961, 1964), который пришел к выводу, что эффективность разведочных работ, оцениваемая отношением приращенных запасов суммы двух категорий А и В к произведенным за данный период объемам глубокого бурения, является искаженной, так как суммируются различные по своей обоснованности и затратам средств категории запасов. Основываясь на инструкции по применению классификации запасов к месторождениям нефти и газов (1955), в которой для обоснования запасов категории В на единицу площади требовалось в 4 раза меньше скважин, чем для обоснования категории А, А. А. Трофимук (1957, 1960) считал, что разведанными до категории А можно принять 25% от количества запасов категории В. Что касается запасов категории C_1 , то, исходя из того, что для их установления требовалось не менее одной продуктивной скважины, вполне обоснованными предлагалось считать средние запасы, приходящиеся на одну разведочную скважину данного типа месторождений, т. е. разведанными до категории А условно считалось не более 10% запасов категории C_1 (Трофимук, 1960, 1961). Применяя указанные коэффициенты, А. А. Трофимук получал приведенные к категории А запасы, не требующие дополнительных работ для своего обоснования, по которым и оценивал эффективность разведочных работ.

Следует подчеркнуть, что идея А. А. Трофимука о необходимости приведения запасов к одной категории для определения эффективности проведенных поисково-разведочных работ явля-

ется правильной и заслуживает дальнейшего изучения и развития.

Что же касается выбора категории запасов А в качестве основной для оценки эффективности разведки и величины коэффициентов приведения запасов к одной категории, то это практически оказалось неприемлемым. При существующих высоких темпах развития нефтяной промышленности нет практической возможности, да и нецелесообразно доводить обоснованность запасов до самой высокой степени изученности в процессе разведочных работ, ибо это привело бы к задержке ввода месторождений в разработку и нерациональному расходу разведочного метража. Эта задача успешно решается в результате эксплуатационного разбуривания месторождения и его разработки.

В соответствии с новой классификацией запасов нефти и газа подготовка запасов категории А в процессе разведки месторождений не планируется (Инструкция..., 1972).

Что касается коэффициентов приведения запасов категорий В и С₁ к категории А, то основанные на отдельных положениях инструкции по применению классификации запасов к месторождениям нефти и газов (1955), они вскоре потеряли свою обоснованность.

Следует отметить, что некоторые специалисты неверно отождествляли рассмотренные предложения А. А. Трофимука о необходимости приведения запасов к категории А для оценки эффективности разведочных работ с достоверностью запасов различных категорий. В связи с этим уместно напомнить следующее высказывание А. А. Трофимука: «Я вовсе не подвергал сомнению достоверность категорий В и С₁, которые устанавливаются практикой наших работ... Я приводил пример, что наш способ измерения эффективности по категориям А — В не выдерживает критики» (Трофимук, 1961, стр. 263).

А. А. Трофимук (1957) считал, что точность подсчета запасов составляет по категории А $\pm 10\%$, по категории В — $\pm 25\%$, а по категории С₁ — $\pm 50\%$, что весьма близко к фактически получаемым значениям.

Ю. П. Гаттенбергер, Л. Ф. Дементьев, М. Н. Кочетов и др. (1962) предложили определять «гарантированные запасы» как разность между запасами категорий А+В+С₁ и ошибками их распределения, устанавливаемыми согласно теории измерений. Применение формулы приведения запасов к «гарантированным» позволяет определять минимально возможные запасы как в целом, так и по различным категориям в пределах одной залежи. Однако в связи с необходимостью предварительных довольно условных расчетов величины абсолютных ошибок подсчета запасов различных категорий, не являющихся постоянными и зависящих от геологических особенностей строения залежи и точности определения подсчетных параметров, «гарантированные запасы» не получили практического применения.

Идея А. А. Трофимука о необходимости приведения запасов нефти категорий А, В и С₁ в соизмеримые величины была использована М. Б. Добровольским (1962; Добровольский и др., 1962), который, однако, подверг критике рекомендованные коэффициенты и предложил в основу их определения положить относительную достоверность оценки запасов, которая устанавливается при переводе запасов низших категорий в высшие. Относительная достоверность запасов категории В и С₁ оценивалась им при помощи коэффициентов «подтвержденности» и «надежности». Однако вычисленные М. Б. Добровольским по некоторым районам страны за 1953—1960 гг. коэффициенты соизмерения запасов нефти категорий В и С₁ из-за методических недоработок оказались завышенными (близкими к единице) и не отразили действительного положения.

М. Г. Лейбсон (1962) фактически предлагал не рассматривать этот вопрос, так как в целом по району при переводе запасов из низших в высшие категории якобы происходит компенсация «плюсовых» и «минусовых» ошибок подсчета запасов. В действительности этот вывод является ошибочным, так как сделан без учета того важного обстоятельства, что подсчет запасов производится по конкретным подсчетным участкам месторождений и его достоверность должна оцениваться в пределах их прежних границ, а не вообще по району.

Анализ подтверждаемости запасов нефти различных категорий в течение ряда лет (с 1963 г.) проводился в ИГиРГИ (М. В. Фейгин, П. И. Журавлева, В. В. Аленин, В. С. Гудковский и др.), в результате чего были получены новые, более достоверные данные, изменившие в известной мере существовавшие представления. Был проведен анализ движения запасов нефти категорий А+В и С₁ по всем залегам страны за длительный период, который показал, что размеры списания запасов как неподтвердившихся в результате дальнейших разведочных работ являлись весьма значительными и свидетельствовали о невысокой степени подтверждаемости многих подсчетов. Поэтому в ряде работ (Мирчинк, Фейгин, 1965, 1967; Фейгин, 1967, 1968а, в) подчеркивалась необходимость быстрее устранения недостатков в оперативной оценке запасов, повышения требований к обоснованию подсчетных параметров, совершенствования классификации запасов, а также улучшения системы их планирования и учета.

МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ПОДТВЕРЖДАЕМОСТИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ КАТЕГОРИЙ

В отличие от некоторых рассмотренных ранее взглядов нам представляется, что степень подтверждаемости подсчета запасов промышленных категорий должна определяться с учетом следующих обстоятельств. Прежде всего нельзя оценивать достоверность

подсчета запасов в целом по району, алгебраически суммируя списания запасов на одних месторождениях (—) с приростом запасов (+), получаемых на других.

Кроме того, если рассматривать во времени изменения запасов по месторождениям, то по большинству из них имеется увеличение запасов по сравнению с первоначальной оценкой. Однако это увеличение запасов в основном обусловлено расширением площади с доказанной нефтеносностью в результате дальнейшей разведки месторождений и является приростом новых запасов, а не свидетельством достоверности их первоначальной оценки.

Оценка запасов нефти производится по выделяемым в пределах каждой залежи подсчетным участкам, отличающимся степенью геологической изученности запасов, т. е. категоричностью последних.

В процессе дальнейшей разведки подсчетные планы перестраиваются и обычно происходит увеличение площадных размеров подсчетного участка с высококатегорийными запасами за счет соответствующего уменьшения площади поля с более низкой категоричностью запасов.

Это обстоятельство совершенно не учитывается рядом специалистов, что позволяет им необоснованно считать подтверждаемость результатов оценки запасов, определенных оперативным путем, высокой. Рассмотрим в связи с этим условный пример.

Допустим, что в результате получения нефти в первых скважинах было решено, используя электрокартаж и материалы сейсмометрических исследований, оценить запасы нефти в западной части залежи по категории C_1 , тогда как запасы в восточной части залежи по-прежнему относились к категории C_2 (рис. 8). При этом извлекаемые запасы нефти в пределах западного участка были подсчитаны в размере 10 млн т и показаны в официальной отчетности о приросте запасов. В следующем году бурением значительного числа разведочных скважин в пределах всей залежи было изучено ее геологическое строение до состояния, соответствующего требованиям отнесения запасов к категории В. Подсчитанные запасы всей залежи составили 15 млн т. Таким образом, судя по этим цифрам, первоначальная оценка запасов по категории C_1 оказалась полностью достоверной и еще получен прирост запасов категории В в размере 5 млн т.

Однако в действительности картина могла быть совершенно иной. В следующем году после принятия на учет запасов по категории C_1 в количестве 10 млн т было установлено, что контуры залежи оказались меньшими, чем предполагалось, и запасы в пределах этого подсчетного участка составили не 10, а только 6 млн т (см. рис. 8). Одновременно за счет разведки восточной части залежи, не участвовавшей в первоначальном подсчете запасов по категории C_1 , был получен прирост по категории В в размере 9 млн т и величина неподтвердившихся запасов (4 млн т) была перекрыта.

Именно такая операция и позволяет получать завышенные результаты подтверждаемости прежних подсчетов запасов категории C_1 , так как в отчетных документах (особенно за прошлые годы) сложная динамика запасов отражалась далеко не полно.

Естественно, при существующих масштабах ежегодных приростов запасов количество списываемых запасов полностью перекрывается и в целом по районам и стране обеспечивается положительный баланс. Но это не должно нас удовлетворять, так как при этом остаются неизвестными имеющиеся недостатки в оперативной оценке запасов, а также искажаются показатели эффективности поисково-разведочных работ.

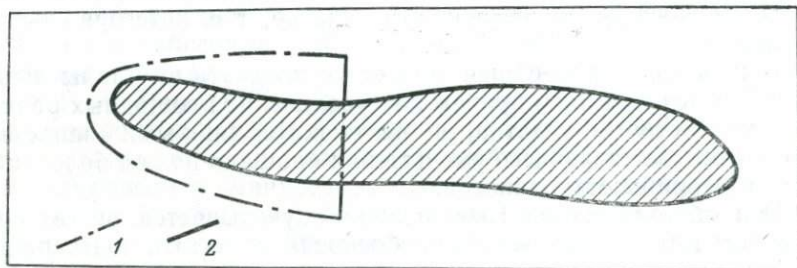


Рис. 8. Схема вероятной оценки прироста запасов нефти по залежам (условный пример)

1 — контур подсчетного участка с запасами категории C_1 , определенными по данным бурения первых скважин; 2 — положение внешнего контура нефтелосности после окончания разведки залежи

Возможность перекрывать количество списываемых запасов на одних месторождениях за счет подготовленных на других месторождениях и залежах не создает необходимой строгости и в оценке результатов выполнения планов по приросту запасов.

Таким образом, при анализе и оценке подтверждаемости подсчетов запасов нельзя забывать о том, что все имеющиеся на учете запасы нефти приурочены к конкретным подсчетным участкам, имеющим определенные площадные размеры. Поэтому установить истинную степень подтверждаемости прежней оценки запасов можно только при условии сопоставления на разные даты одних и тех же подсчетных участков в пределах залежи.

Вместе с тем не всегда могут иметься все необходимые материалы для проведения такого исследования, особенно когда оценка подтверждаемости запасов нефти промышленных категорий проводится по большому числу районов и за длительный период времени.

Тогда может быть использован следующий методический прием, позволяющий получить весьма объективные результаты.

Степень подтверждаемости запасов нефти категории C_1 определяется отношением запасов, прибывших в высшие категории в

результате перевода из категории C_1 , к количеству запасов, убывших из категории C_1 за тот же период времени, по каждой залежи и месторождению в отдельности, т. е.

$$\frac{\text{Количество запасов } A + B, \text{ полученное в результате перевода из } C_1}{\text{Количество запасов, убывших из } C_1}$$

Следует иметь в виду, что в процессе исследования могут возникнуть некоторые погрешности, происходящие из-за отсутствия в отчетности необходимых данных. Так, на практике трудно установить размеры увеличения запасов по отдельным месторождениям, когда оно происходит без прироста новой площади нефтеносности при переводе их из категории C_1 в высшие категории.

Этим самым остаются неизвестными «минусовые ошибки» прежних подсчетов запасов. Однако, как показал рассмотрение соответствующих материалов по нескольким районам, последующее увеличение балансовых запасов в результате дальнейшей разведки почти всегда обусловлено расширением площади подсчетного участка. Поэтому можно с уверенностью считать, что происходящие по некоторым залежам увеличения прежних оценок запасов без прироста новой площади невелики и совершенно несоизмеримы с объемом списанных запасов категории C_1 .

Кроме того, количество запасов, полученное за счет увеличения прежних значений подсчетных параметров, но без прироста новой площади, с лихвой компенсируется тем объемом запасов, который не был включен в число списанных из-за отсутствия необходимых сведений, расшифровывающих сложный характер их движения. Так, например, в процессе проведенного в ИГиРГИ исследования далеко не во всех случаях удалось учесть то количество неподтвердившихся запасов категории C_1 , которое перекрывалось по данной залежи увеличением объема запасов высших категорий, происшедшего в результате прироста новой площади.

Поэтому рассматриваемая методика никоим образом не занижает результаты оценки подтверждаемости запасов нефти категории C_1 . Следует отметить, что некоторые специалисты возражают против включения в объем списанных запасов категории C_1 тех из них, которые переведены в низшую категорию C_2 в результате рассмотрения подсчетных материалов ГКЗ СССР. Основанием для этого является предположение о том, что часть этих запасов впоследствии может оказаться реальной.

Однако перевод запасов категории C_1 в категорию C_2 всегда рассматривался как обычное списание и отражается как таковое во всех отчетных документах. Нет необходимости делать исключение из этого положения и при данном исследовании, тем более что невозможно сколько-нибудь достоверно определить реальную часть в имеющихся запасах C_2 , при принятии на учет которых вообще не требуется установления нефти в пласте. Что касается перевода запасов категории C_1 в группу забалансовых, то на оценке подтверждаемости прежних подсчетов запасов это обсто-

тельность не должно сказываться. Таким образом, получаемая величина списанных запасов категории C_1 достаточно объективно отражает имевшую место степень подтверждаемости их подсчета.

Остановимся на некоторых результатах проведенного исследования. Анализ динамики запасов категории C_1 по каждой нефтяной залежи в отдельности за длительный отрезок времени (1959—1967 гг.) выявил весьма крупные размеры списания запасов как неподтвердившихся в результате дальнейших разведочных работ. Оказалось, что в некоторых районах страны (Ставропольский край, Дагестанская АССР, Узбекская ССР, Казахская ССР и др.) из всей суммы запасов, убывших из категории C_1 за этот период, лишь около половины было переведено в категории А+В.

Причем по ряду районов, характеризующихся сравнительно высокой степенью подтверждаемости запасов нефти категории C_1 (около 70%), последняя сложилась таковой за счет крупнейших и хорошо разведанных месторождений (например, в Татарской АССР за счет Ромашкинского месторождения). Что же касается остальных, более мелких месторождений этого района, то степень подтверждаемости подсчитанных по ним запасов категории C_1 не превысила 45%.

В целом по стране из общего количества запасов, убывших из категории C_1 , было переведено в более высокие категории (включая добычу из запасов категории C_1) 62% запасов, а остальная часть списана. За вычетом запасов, переведенных в группу забалансовых, степень подтверждаемости результатов подсчета запасов этой категории повышается до 64%.

Кроме того, необходимо иметь в виду, что значительная часть запасов нефти, переведенных оперативным путем из категории C_1 в категории А и В, в дальнейшем также не подтверждается при их рассмотрении в ГКЗ СССР.

С учетом этого обстоятельства общая подтверждаемость результатов оценки запасов нефти категории C_1 оперативным путем в целом по стране, очевидно, являлась еще более низкой, чем указано нами.

При рассмотрении вопроса о степени подтверждаемости запасов нефти категории C_1 нельзя считать, что запасы этой категории на всех месторождениях имеют одинаковую подтверждаемость. Есть значительное число месторождений, особенно крупных (Ромашкинское, Ярино-Каменноложское, Осинское и др.), где в результате дальнейшего проведения разведочных работ и повышения изученности не произошло сокращения прежних оценок запасов. В целом по Западной Сибири подтверждаемость запасов категории C_1 являлась весьма высокой и свидетельствует о правильном подходе к оценке запасов в процессе разведки месторождений.

Во всех районах есть месторождения, где часть запасов категории C_1 , находясь в определенных соотношениях с запасами высших категорий, участвует в добыче нефти, и их достоверность

не вызывает сомнений. На большинстве месторождений и залежей в первый период их разработки значительные количества нефти добываются на участках с запасами категории C_1 .

Известно несколько старых и мелких месторождений, не представляющих интереса для разведки, запасов категории $A+B$ на которых нет, и вся добыча нефти осуществляется из запасов категории C_1 (например, ряд месторождений Западной Украины — Улично, Старуня, Бабченское и Пневское). Имеется также большая группа месторождений, ввод которых в разработку был осуществлен полностью на запасах категории C_1 (Малгобек-Вознесенское и др.). Все это свидетельствует о том, что запасы нефти категории C_1 разнородны по точности своей оценки и промышленной значимости.

Поэтому еще раз подчеркиваем, что далеко не на всех месторождениях запасы нефти категории C_1 характеризуются невысокой достоверностью оценки. Значительная их часть вовлечена в разработку и по своей промышленной значимости близка к запасам высших категорий. Имевшиеся списания запасов категории C_1 отражают недостатки в их оценке оперативным путем, возникавшие в основном на первых стадиях разведки месторождений, и должны быть устранены. Этому будут способствовать новые, более высокие требования к обоснованности запасов категории C_1 , предъявляемые классификацией 1970 г. Более важное значение вопрос о подтверждении запасов категории C_1 приобретает в настоящее время, когда все месторождения со сложным геологическим строением (II группа) вводятся в разработку при степени изученности запасов только по категории C_1 , а месторождения простого строения (I группа) при наличии 70—80% запасов категории C_1 и лишь 20—30% категории B .

Серьезного внимания заслуживают факты значительных списаний и перевода в низшие категории запасов нефти категорий $A+B$, имевшие место в рассматриваемый период в ряде районов страны (Мирчинк, Фейгин, 1967).

Наибольшие размеры списания запасов нефти высших категорий произошли в Татарской АССР по крупному Ново-Елховскому месторождению, где запасы нефти категории $A+B$ сократились почти на $1/3$. В Азербайджанской ССР в 1969 г. по месторождению Кюровдаг запасы этих категорий уменьшились в 3 раза, а по месторождению Карабаглы числившиеся весьма крупные запасы были практически полностью списаны.

В Башкирской АССР произошли изменения в оценке запасов категорий $A+B$ при их рассмотрении в ГКЗ СССР по Куш-Кульскому, Четырманскому, Кузбаевскому, Игровскому и Андреевскому месторождениям, запасы высших категорий которых сократились более чем вдвое.

В Куйбышевской области наиболее крупное списание запасов нефти категории $A+B$ было по Белозерско-Чубовскому мес-

торождению, когда в результате рассмотрения в 1963 г. запасов нефти в ГКЗ СССР списано 70% от числившихся запасов.

Имелись также существенные расхождения в оценках запасов по месторождениям Прорва, Кенкияк и Караарна в Казахской ССР.

В отдельных районах размеры списания запасов являлись настолько значительными, что приводили к невыполнению годовых и пятилетних планов по подготовке запасов.

Приведенные материалы со всей очевидностью свидетельствуют о необходимости повышения требований к обоснованию подсчета запасов нефти оперативным путем при принятии их на учет в баланс запасов полезных ископаемых.

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ПОГРЕШНОСТЕЙ В ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ КАТЕГОРИЙ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЕЕ ДОСТОВЕРНОСТИ

Основной причиной различной достоверности подсчета запасов нефти одной и той же категории является то, что принявшиеся на учет запасы в значительной мере были определены на основании оперативных подсчетов производственных организаций, выполненных нередко без соблюдения требований инструкции по применению классификации запасов к месторождениям нефти и газов (1960).

Так, с некоторой долей условности можно считать, что в последние годы из общего количества имевшихся на учете запасов являлись утвержденными ГКЗ СССР не более 55—60% запасов категории C_1 и не более 75—80% запасов категорий $A+B$.

Дело ухудшается еще и тем, что подготовка запасов промышленных категорий является одним из плановых показателей работы разведочных предприятий, но в то же время за не подтвердившиеся в дальнейшем запасы должной ответственности никто не несет. Поэтому у нас еще не устранена возможность при слабой геологической изученности открытого месторождения и чрезмерном оптимизме геологов завышать оценку запасов.

Установленные оперативным путем запасы нефти категорий C_1 и $A+B$ принимались ведомственными комиссиями при пониженных требованиях к обоснованию расчетных параметров и, следовательно, без достаточных оснований.

К сожалению, примеры такого подхода не являются единичными. Здесь следует отметить, что в последнее время Министерством нефтяной промышленности и Министерством геологии СССР проведена работа по повышению требований к обоснованию принимаемых на учет запасов и значительно улучшена деятельность соответствующих комиссий. Естественно, последствия имевшихся недостатков в оценке запасов оперативным пу-

тем будут сказываться еще некоторый период времени, однако принимаемые указанными ведомствами меры позволяют надеяться на то, что эти недостатки будут изжиты.

Имеется также и целый ряд других причин, влияющих на достоверность оценки запасов нефти.

Для запасов категории C_1 одна из них заключалась в недостатках прежней классификации запасов (Инструкция..., 1960), позволявшей относить к этой категории слишком различные по своей изученности запасы. Так, для отнесения запасов нефти к категории C_1 было необходимо получение на оцениваемой площади промышленного притока нефти хотя бы в одной скважине. Одновременно с этим к категории C_1 относились запасы, не подтвержденные притоками нефти в случаях, когда они непосредственно примыкали к залежам с запасами более высоких категорий, а также запасы нефти в пластах, положительно охарактеризованных каротажем и находящихся в пределах месторождения между залежами, на которых получены притоки нефти. Таким образом, к группе запасов категории C_1 разрешалось относить далеко не однородные по своей достоверности запасы.

В чем состоят остальные причины, приводившие к завышению запасов, при их оперативных подсчетах? Здесь не ставится задача оценки погрешностей в определении параметров пластов, обусловленных недостатками применяемых методов исследования. Методика выявления таких ошибок, называемых систематическими, и их влияние на достоверность подсчета запасов нефти объемным методом рассматривались М. Н. Кочетовым (1966а, б; Кочетов и др., 1970).

Нами обращено внимание на причины более заметных ошибок в оценке запасов оперативным путем с целью их быстрого устранения. Такие ошибки, обусловленные неправильными методическими подходами к определению исходных данных, в трактовке геологического строения залежей и т. п., к сожалению, имеют довольно широкое распространение и общие для многих районов причины, поэтому остановимся на них более подробно.

Площадь нефтеносности. Как показали проведенные исследования, ошибки в оценке запасов оперативным путем в основном происходят в результате завышения площади нефтеносности разведываемого месторождения, так как размеры залежей на первом этапе разведки еще неизвестны, а должных требований по ограничению оцениваемой площади не выдвигается.

Примером завышения площади нефтеносности при оценке запасов можно привести достаточно много. Анализ геологических материалов показал, что наиболее часто встречающимися причинами являются следующие.

1. Недостаточно достоверные структурные построения (из-за некачественной подготовки структур для проведения глубокого бурения, в результате чего после получения нефти в первой

скважине последующие скважины дают отрицательные результаты; из-за необоснованного использования структурного плана вышележащих отложений и других причин).

2. Принятие неправильного положения водо-нефтяного контакта (в результате необоснованного использования в условиях неоднозначной интерпретации промыслово-геофизических материалов; совместного или некачественного опробования нескольких объектов; неучета возможного наличия в оцениваемом горизонте самостоятельных залежей и необоснованного принятия для них единого ВНК и других причин).

3. Недостаточное знание возможной литологической изменчивости продуктивных пластов в пределах оцениваемой площади (выклинивание коллекторских прослоев), а также — наличия тектонических экранов и других причин.

Эффективная нефтенасыщенная мощность. Происходящие в процессе разведки залежей и оперативных подсчетов их запасов изменения эффективной нефтенасыщенной мощности обычно вызывают как уменьшение, так и увеличение запасов и без специального исследования трудно сказать, что над чем превалирует. Однако известно, что в целом ряде случаев, связанных с невозможностью выделения по материалам электрокаротажа скважин маломощных глинистых прослоев или уплотненных непроницаемых прослоев песчаников, алевролитов, систематические ошибки в определении эффективной нефтенасыщенной мощности действуют только в направлении завышения запасов, но неизбежность в настоящее время таких погрешностей очевидна.

Одной из основных причин иного характера, вызывавших существенные завышения при определении величины этого подсчетного параметра, является недостаточный учет возможного частичного выклинивания пород-коллекторов продуктивных горизонтов в пределах нефтеносной площади.

Другой из довольно часто встречающихся причин является несовершенство способа определения средней величины эффективной нефтенасыщенной мощности. Так, по ряду месторождений оперативные подсчеты запасов не сопровождалась построением карт изопахит и определением по ним среднезвешенной по площади величины эффективной нефтенасыщенной мощности. Она определялась как среднеарифметическая величина по данным пробуренных скважин, что при их неравномерном размещении на площади приводит к завышению запасов.

Открытая пористость. Достоверная оценка величины открытой пористости продуктивных коллекторов является сложной для пластов неоднородного строения и зависит от многих факторов: качества kernового материала, его представительности, освещенности им продуктивных горизонтов по разрезу и площади, применяющейся методики лабораторных исследований кернa и т. п., а также от качества промыслово-гео

физических материалов и надежности используемой методики их интерпретации.

В таких условиях к моменту проведения первых оперативных подсчетов запасов трудно располагать достоверными данными о величине открытой пористости. Поэтому во избежание завышения запасов следует подходить довольно осторожно к оценке открытой пористости, сравнивая результаты лабораторных исследований керн с определениями по геофизическим материалам, а также — использовать данные хорошо изученных соседних месторождений.

Сказанное в полной мере относится и к установлению величины нефтенасыщенности коллекторов.

Остальные подсчетные параметры, определяющие объем запасов нефти в недрах (удельный вес нефти и пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти), устанавливаются в процессе разведки месторождений довольно достоверно и обычно не вызывают значительных изменений в последующих оценках запасов.

Особого рассмотрения требуют вопросы оценки запасов нефти в карбонатных коллекторах.

Карбонатные коллекторы. Подсчет запасов нефти в карбонатных коллекторах является более сложным, чем в терригенных. Основной особенностью карбонатных коллекторов является резко выраженная неоднородность их коллекторских свойств по площади и разрезу, которая затрудняет достоверное определение расчетных параметров: эффективной нефтенасыщенной мощности, пористости, коэффициентов нефтенасыщенности и нефтеотдачи.

Эффективная нефтенасыщенная мощность карбонатных пород определяется в настоящее время весьма условно, так как промыслово-геофизические данные далеко не всегда позволяют с достаточной достоверностью выделить эффективные, нефтенасыщенные интервалы разреза. Эффективная мощность карбонатного (трещинного) коллектора может сильно изменяться даже в рядом стоящих скважинах, в связи с чем без знания структуры порового пространства и его геометрии определение этого подсчетного параметра будет малодостоверным. К тому же вопрос о величине нижнего предела эффективной пористости, соответствующего границе «коллектор — неколектор», должен решаться для каждого типа карбонатной породы индивидуально.

Основное значение для подсчета запасов нефти имеет определение типа карбонатных коллекторов, характеризующихся различной емкостью, нефтенасыщенностью и нефтеотдачей.

В отличие от терригенных коллекторов, емкость которых обусловлена в основном межгранулярной пористостью, емкость карбонатных коллекторов определяется наличием различных по своей природе пустот: межзерновые поры, каверны, трещины.

Таким образом, определение пористости карбонатной породы требует знания объема не только межзерновых пор, но и пустот вторичного происхождения, что намного усложняет получение достоверных данных. К тому же еще нет достаточно разработанной методики, позволяющей оценивать каждый вид емкости карбонатных коллекторов в отдельности.

Для карбонатных (трещинных) коллекторов верхнемеловых залежей Чечено-Ингушской АССР коэффициент нефтенасыщения принимается обычно близким к единице, т. е. большинством исследователей считается, что количество связанной воды в трещинах является небольшим. Однако В. Н. Майдебор (Майдебор и др., 1967а) полагает, что принятое здесь значение коэффициента нефтенасыщения, равное 0,9, является завышенным, так как содержание воды в мелких трещинах может быть большим 10%.

Кроме того, нередко сопряжено со значительными трудностями определение положения водо-нефтяного контакта в карбонатных коллекторах грозненских месторождений, что обусловлено прежде всего наличием гидродинамически изолированных участков.

Еще больше усложняется определение положения текущего водо-нефтяного контакта, перемещение которого зависит не только от темпа отбора нефти, но и от наличия и расположения системы проводящих трещин.

Все это приводит к разноречивым мнениям относительно достоверности подсчета запасов. Например, В. Н. Майдебор (Майдебор и др., 1967б) пришел к выводу, что по ряду верхнемеловых залежей Чечено-Ингушской АССР имеет место завышение запасов, основными причинами которого являются отсутствие ясного представления о типе коллектора и принятие высоких значений коэффициентов вторичной пористости. Иного мнения придерживаются Б. А. Тхостов, А. Д. Везирова, Б. Ю. Вендельштейн, В. М. Добрынин (1970), обосновывающие возможность повышения принятого среднего значения вторичной пористости и значительного увеличения запасов.

Для карбонатных коллекторов иного типа (пористо-кавернозных), широко распространенных в Волго-Уральской нефтегазосной провинции, достоверность подсчета запасов в целом является также недостаточно высокой.

А. В. Кузнецов (1963), рассматривая результаты подсчета запасов в карбонатных коллекторах пористого типа на примере рифогенных массивов Башкирского Приуралья, отмечает их низкую достоверность в связи с тем, что они подсчитаны «не в реальных коллекторах, а в объеме всего массива в целом при условных фиктивных пористости и нефтенасыщенности».

Для карбонатных пород девона и карбона Волго-Уральской провинции характерны резкая изменчивость коллекторских свойств и сложный характер распространения пористых и про-

нищаемых зон, что значительно усложняет определение границ и объема залежей. Кроме того, возникают дополнительные трудности, обусловленные довольно сложными условиями залегания нефти: нефтяные залежи приурочены к мелким по размерам локальным поднятиям (например, в пределах Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений в отложениях турнейского яруса нижнего карбона выделяется не менее 90 самостоятельных залежей нефти), а также к имеющим сложную конфигурацию рифовым массивам (например, в турнейских отложениях Карача-Елгинского, Щелкановского и других месторождений Башкирской АССР и в ассельско-сакмаро-артинских отложениях Предуральяского прогиба).

Трудности в определении основных подсчетных параметров для этого типа карбонатных коллекторов в основном аналогичны рассмотренным ранее.

Решение большого числа вопросов, связанных с определением параметров подсчета запасов нефти в карбонатных коллекторах, в первую очередь зависит от наличия кернового материала, его представительности, равномерности освещения им коллекторских свойств пород по площади и разрезу залежи, а также от объемов и совершенства проводимых промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.

В этих целях шире нужно практиковать бурение скважин со сплошным отбором керна в продуктивной части месторождения и проведение различных исследований.

Для повышения достоверности подсчета запасов нефти в карбонатных породах необходимо также всемерное усиление научных исследований в этой области, поскольку долгое время их основная часть направлялась на изучение терригенных коллекторов.

Рассмотрев особенности подсчета запасов нефти в карбонатных породах, можно констатировать, что он пока еще характеризуется невысокой достоверностью. В связи с этим следует считать, что утверждение запасов нефти новых месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам, не выше, чем по категории С₁ с правом разработки, является правильным решением.

Таким образом, основные завышения при подсчетах запасов оперативным путем происходят в результате принятия недостаточно обоснованных размеров площади нефтеносности и в меньшей мере за счет неучета возможного литологического выклинивания пород-коллекторов и сокращения эффективной нефтенасыщенной мощности. Для устранения отмеченных причин прежде всего необходимо повысить требования к геологическому обоснованию подсчета запасов в недрах. В последние годы Министерством нефтяной промышленности СССР и Министерством геологии СССР проведена значительная работа по повышению обоснованности принимаемых на учет запасов.

Конкретные предложения на этот счет вносились в свое время в ряде наших совместных работ с М. Ф. Мирчинком (Мирчинк, Фейгин, 1965, 1967), а также и в работах других исследователей и нашли свое отражение в новой классификации запасов. По нашему мнению, здесь надо добиться такого положения, когда последующие изменения в прежней количественной оценке запасов промышленных категорий происходили бы только в направлении их увеличения.

В практике же наших работ нередко получается так, что в год открытия нового месторождения в отчетность о подготовке запасов промышленных категорий включается и основное количество его запасов, тогда как в дальнейшем на этом месторождении проводится намного больший объем разведочных работ, который не сопровождается соответствующим приростом запасов.

В общем речь должна идти не о том, чтобы по результатам опробования первых разведочных скважин дать возможно точную оценку запасов промышленных категорий всего месторождения, а о необходимости строгого соответствия между объемами проведенных разведочных работ и подготовленных запасов, т. е. требуется поэтапная оценка запасов месторождений.

Важно отметить, что повышение достоверности подсчетов запасов промышленных категорий должно пойти не столько по пути увеличения числа скважин с промышленными притоками нефти, сколько по пути повышения количества и качества получаемой геологической информации по всем указанным выше вопросам.

Рассмотренные материалы касались причин завышения запасов нефти при определении их объема в недрах. Однако другим немаловажным вопросом, влияющим на достоверность оценки запасов, является степень обоснованности принимаемых величин извлечения нефти из пласта.

Конечная нефтеотдача пластов-коллекторов. Размеры извлекаемых запасов нефти определяются величиной коэффициента конечной нефтеотдачи пластов-коллекторов, что предъясняет особо высокие требования к обоснованию этого параметра.

Определение величины коэффициента нефтеотдачи является весьма сложным, так как требует учета большого числа факторов, зависящих от особенностей геологического строения месторождения и системы его разработки. В связи с важностью достижения высоких значений нефтеотдачи многие специалисты занимаются исследованиями в этом направлении.

Однако на практике возможный к извлечению объем запасов нефти в большинстве случаев определялся без должного научного обоснования, так как коэффициент конечной нефтеотдачи принимается на стадии утверждения запасов в ГКЗ СССР, когда по новым месторождениям еще отсутствуют даже технологические схемы разработки. Это нередко приводит к завышению принима-

емого на учет объема извлекаемых запасов, а в дальнейшем — их частичному списанию.

Существенные расхождения между проектными и фактически значениями коэффициентов нефтеотдачи имеются по многим месторождениям страны, что свидетельствует о недостаточном учете большого числа факторов, определяющих величину нефтеотдачи пластов.

Так, не учитываются литологические особенности коллектора и, в частности, их вещественный состав, содержание и состав цемента, от которых зависит взаимодействие флюидов с породой (разбухание частиц при заводнении, адсорбция и десорбция флюидов или их составных частей и т. д.), а следовательно, и величина коэффициента нефтевытеснения. Существенное значение в процессах движения флюидов по пласту имеет структура порового пространства. Однако изменение фильтрационных свойств в пласте, микро- и макротрещиноватость, наличие или отсутствие литологических границ и ряд других факторов, также влияющих на величину коэффициента охвата, чрезвычайно трудно учесть при гидродинамических расчетах. Поэтому эти факторы не получают количественной оценки и вообще не учитываются, чем идеализируются наши представления о пласте-коллекторе и завышаются величины нефтеотдачи.

Кроме того, при осуществлении разработки многих месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки воды выявился целый ряд факторов, снижающих возможности достижения высоких значений конечной нефтеотдачи.

Неоднородность строения пластов, значительное превышение вязкости нефти над вязкостью воды вызывают большие трудности в регулировании процесса заводнения и приводят к неравномерному продвижению воды по отдельным пропласткам продуктивного горизонта, извлечению нефти лишь из наиболее проницаемых прослоев, образованию целиков нефти и другим отрицательным последствиям, преодоление которых требует дальнейшего развития наших знаний о путях рационального воздействия на нефтяные пласты и контроля за разработкой залежей.

Неблагоприятно сказываются на полноте охвата нефтяных пластов заводнением в условиях их неоднородного строения применяемые редкие сетки размещения эксплуатационных скважин. Тем более, что и вещественный состав коллекторов некоторых месторождений ограничивает возможность создания значительных депрессий на забоях эксплуатационных скважин и больших градиентов в пластах. Следует также учитывать, что на многих крупных месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с высокими проектными значениями конечной нефтеотдачи обширные водоплавающие части залежей, характеризующиеся небольшой нефтенасыщенной мощностью пластов, не разбурены эксплуатационными скважинами, вследствие чего степень охвата коллекторов заводнением здесь будет невысокой. Кроме того, для

получения безводной нефти эксплуатационные скважины обычно перфорируют в 3—5 м от водо-нефтяного контакта, в связи с чем степень выработанности нижележащих нефтеносных пропластков может оказаться низкой (Мустафинов, 1963).

Значительная роль в достижении высокой величины конечной нефтеотдачи принадлежит тепловому режиму нефтяных пластов, так как снижение температуры в результате нагнетания воды вызывает увеличение вязкости нефти и ухудшение условий нефтевытеснения. Например, нефти месторождений Узень и Жетыбай Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области характеризуются высоким содержанием парафина (до 28%), причем повышение вязкости нефти в силу выпадения из нее твердых парафинов начинается даже при незначительном снижении температуры, отвечающей пластовой ($62 \pm 3^\circ \text{C}$). В этих условиях нарушение теплового режима в пласте в связи с охлаждением призабойной зоны нагнетательных скважин отрицательно повлияет на конечную нефтеотдачу продуктивных горизонтов этих месторождений.

Существенное влияние на условия эксплуатации месторождений оказывают также отступления от проектов их разработки, происходящие в силу целого ряда организационно-технических причин: отставания в строительстве объектов поддержания пластового давления, отсутствия достаточного количества и низкое качество закачиваемой воды и др. В связи с этим по ряду месторождений те значения конечной нефтеотдачи пластов, при которых определены извлекаемые запасы нефти, по-видимому, не будут достигнуты.

С большими трудностями сопряжено определение коэффициента нефтеотдачи для карбонатного коллектора смешанного типа, что обусловлено широким диапазоном его значений от минимальных для матрицы (породы) до максимальных для трещин. Наибольшие значения коэффициентов нефтеотдачи (0,8—0,7) приняты для верхнемеловых залежей грозненских месторождений. По мнению В. Н. Майдебора (1967а, б), эти значения завышены, особенно для Карабулак-Ачалукской залежи (0,8), характеризующейся большой неоднородностью коллекторов.

Для карбонатных коллекторов пористо-кавернозного типа, с которыми связаны многие нефтяные залежи Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, величины коэффициентов нефтеотдачи принимаются в настоящее время много меньшими (0,2—0,3), чем для верхнемеловых залежей грозненских месторождений, что обусловлено низкой эффективностью этих карбонатных коллекторов и их сложным распределением по площади и разрезу, отсутствием системы проводящих трещин, высокой вязкостью нефти, малоэффективным режимом эксплуатации и, следовательно, невысокими значениями коэффициентов охвата и вытеснения.

Приведенные ранее соображения свидетельствуют о больших трудностях в обеспечении высоких значений конечной нефтеотдачи в неоднородных по своему строению пластах.

Вместе с тем существовавшие длительный период довольно низкие требования к обоснованию величины конечной нефтеотдачи привели к тому, что извлекаемые запасы нефти ряда районов, приуроченные к совершенно различным по своей характеристике месторождениям, были определены при одинаково высоких значениях этого коэффициента.

По ряду месторождений, находящихся на последней стадии разработки, достигнуты высокие значения текущей нефтеотдачи. Но наряду с этим можно привести немало примеров, когда геологические условия не были столь благоприятными и не позволили добиться удовлетворительных итогов разработки залежей, что лишний раз подчеркивает необходимость дифференцированного и более осторожного подхода к определению величины извлекаемых запасов нефти.

Как уже отмечалось, практика установления максимально возможной величины конечной нефтеотдачи еще до начала разработки месторождения зачастую ведет к завышению объема извлекаемых запасов нефти и, следовательно, к ухудшению показателей разработки по темпу отбора запасов и другим. Поэтому более правильным было бы до накопления достаточного количества данных по условиям разработки каждого месторождения принимать не теоретически максимально возможную, а гарантированную величину нефтеотдачи, соответствующую применяемым в настоящее время методам разработки. В дальнейшем, по мере внедрения новых методов интенсификации разработки на каком-либо месторождении, коэффициент нефтеотдачи может быть повышен, что позволит увеличить его извлекаемые запасы и оценить экономическую эффективность использования новых методов. Подобная практика оценки извлекаемых запасов нефти применяется в США.

Более строгие требования к обоснованию коэффициентов нефтеотдачи будут способствовать улучшению состояния запасов промышленных категорий и повышению достоверности их оценки. Этой цели во многом будут отвечать методическое руководство по определению коэффициентов нефтеотдачи залежей при подсчете запасов нефти, подготовленное во ВНИИнефти в 1972 г. и новый порядок представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов с апробированным Министерством нефтяной промышленности обоснованием коэффициентов извлечения нефти из пластов.

МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ПОДТВЕРЖДАЕМОСТИ ЗАПАСОВ НЕФТИ КАТЕГОРИИ C_2

Степень подтверждаемости результатов подсчета запасов нефти категории C_2 является одним из основных вопросов, определяющих их значимость в подготовке запасов промышленных категорий и перспективы дальнейшего роста.

По некоторым районам страны рядом специалистов (М. Б. Добровольский, М. Г. Лейбсон и др.) давалась оценка достоверности подсчета запасов категории C_2 за различные отрезки времени.

На территории Башкирской АССР Г. П. Ованесовым, А. Д. Надежким и др. (1967) был проведен анализ перевода запасов нефти и газа категории C_2 в промышленные категории (1959—1964 гг.). Степень подтверждаемости запасов категории C_2 авторами этой работы оценивалась двумя показателями — коэффициентом перевода и коэффициентом подтверждения. Первый из них показывает, какая часть запасов категории C_2 на всех разведанных в районе структурах была переведена в промышленные категории, а второй — насколько была верной первоначальная оценка запасов категории C_2 по структурам, оказавшимся впоследствии нефтегазоносными. Эти показатели достаточно объективно характеризуют подтверждаемость запасов категории C_2 и используются в наших исследованиях.

По перспективным структурам, подготовленным к глубокому поисково-разведочному бурению, достоверность оценки запасов категории C_2 может быть установлена в результате исследования следующих основных вопросов:

1) вероятности открытия месторождений на структурах, имеющих запасы категории C_2 , т. е. отношения числа открытых на этих структурах месторождений к общему количеству структур с запасами категории C_2 , пребывавших в разведке (вероятность открытия или коэффициент открытий);

2) определения количества запасов промышленных категорий, полученного в результате разведки запасов категории C_2 , т. е. отношения суммарных запасов категорий $A+B+C_1$, полученных в районе в результате разведки перспективных структур (имевших запасы категории C_2), к сумме первоначальных запасов категории C_2 всех структур, завершающих разведкой (коэффициент перевода);

3) степени подтверждаемости первоначальной оценки запасов категории C_2 по структурам, на которых в дальнейшем были открыты месторождения, т. е. отношения суммарных запасов категорий $A+B+C_1$, полученных в районе в результате разведки перспективных структур (имевших запасы категории C_2), к сумме первоначальных запасов категории C_2 тех структур, на которых были открыты месторождения (коэффициент подтверждения).

Значимость запасов категории C_2 может быть охарактеризована степенью участия перспективных структур с запасами категории C_2 в общей разведке по району (т. е. отношением числа разведанных структур с запасами C_2 к общему числу площадей, пребывавших в разведке) и долей прироста запасов категорий $A+B+C_1$ по району, полученного в результате разведки запасов категории C_2 .

Большая часть указанных вопросов может быть рассмотрена и по объектам подсчета запасов категории C_2 на месторождениях.

Подтверждаемость запасов категории C_2 зависит от степени геологической обоснованности перспектив нефтегазоносности структур и принятых подсчетных параметров. Поэтому в силу различий в геологической изученности отдельных нефтегазоносных областей она колеблется в довольно широких пределах. Естественно различной является подтверждаемость запасов категории C_2 и по отдельным тектоническим зонам и стратиграфическим комплексам.

Результаты проведенного в ИГиРГИ исследования по оценке подтверждаемости запасов нефти категории C_2 по основным нефтедобывающим районам страны за 1959—1967 гг. были опубликованы (Фейгин, 1970) и позволили сделать следующие выводы.

Надежность геологического обоснования перспектив нефтегазоносности структур, по которым подсчитываются запасы категории C_2 , является недостаточно высокой и по вероятности открытия месторождений они почти не отличаются (30—60%) от остального фонда перспективных структур, относимых к группе прогнозных запасов. Вместе с тем следует учитывать, что на величину этого показателя существенно влияет достоверность выявления структур, не зависящая от прогнозов геологов.

Коэффициент перевода запасов категории C_2 в промышленные категории в большинстве районов является весьма низким (0,2—0,4), так как он зависит от вероятности открытия месторождений и обоснованности подсчетных параметров.

Что касается коэффициента подтверждения, то он определяется только степенью обоснованности подсчетных параметров. Однако и по этому показателю в большей части рассмотренных районов имело место значительное завышение запасов на стадии оценки их по категории C_2 (коэффициент подтверждения запасов категории C_2 структур, на которых были открыты месторождения, в большинстве районов находился в пределах 0,4—0,8 и лишь в нескольких из них превысил 1,0).

В отличие от всех районов запасы промышленных категорий на выявленных в Западной Сибири месторождениях оказались настолько крупными, что не только превысили их первоначальную оценку по категории C_2 , но и многократно перекрыли ту часть запасов этой категории, которая была списана по структурам с отрицательными результатами разведки. Однако следует учитывать, что такое положение имело место на первой стадии поисково-разведочных работ, когда размеры будущих месторождений представлялись не столь крупными, как впоследствии оказалось. В дальнейшем структуры Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции стали оцениваться по категории C_2 более высоко и значения коэффициентов перевода и подтверждения уменьшились.

Кроме степени подтверждаемости, на значение запасов категории C_2 для подготовки запасов промышленных категорий влия-

ет недостаточное участие этих структур в общей разведке по району.

Подтверждаемость запасов нефти категории C_2 на месторождениях не оценивалась, но по имеющимся материалам можно полагать, что здесь она является более высокой, чем на перспективных структурах.

Как показал анализ, запасы категории C_2 во многих районах характеризуются довольно низкой подтверждаемостью, не соответствующей тому значению, которое придается запасам этой категории при перспективном планировании развития нефтяной промышленности. В связи с этим самого серьезного внимания заслуживают предложения по повышению требований к обоснованию запасов категории C_2 .

Результаты исследования со всей очевидностью показывают, что основным путем повышения достоверности подсчета запасов категории C_2 на перспективных структурах является повышение вероятности открытия месторождений. Поэтому оценка запасов категории C_2 на структурах с уже установленной нефтегазоносностью позволила бы до предела повысить вероятность открытия месторождений и тем самым установить четкую границу между категориальными и прогнозными запасами. В настоящее же время запасы категории C_2 структур во многих районах подсчитываются с меньшей достоверностью, чем прогнозные запасы, при определении которых учитывается фактически сложившаяся успешность разведки (коэффициент открытия месторождений). Запасы перспективных структур с неустановленной нефтегазоносностью целесообразнее было бы относить к группе прогнозных запасов, как об этом уже говорилось ранее.

Указанное предложение отражает возросшие требования к достоверности подсчета запасов низших категорий, которые в условиях исключительно высоких темпов развития нефтяной промышленности должны позволять проводить перспективное планирование, исключая возможность каких-либо просчетов в оценке нефтяных ресурсов страны.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПОДТВЕРЖДАЕМОСТИ ПРОГНОЗНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Прогнозные запасы представляют собой количественную оценку перспектив нефтегазоносности районов страны. Эта оценка носит вероятностный характер и по степени достоверности резко отличается от оценки запасов промышленных категорий, для которых речь идет лишь о точности определения запасов уже выявленного и в той или иной мере разведанного объекта. В подтверждение этого можно указать несколько районов, где прежняя оценка (1966 г.) прогнозных запасов резко изменилась. Например, в результате оценки 1971 г. прогнозные запасы газа Западной Сибири были определены в 2 раза более крупными, чем ра-

нее. Аналогичное положение имело место в Оренбургской области, Коми АССР, Архангельской области и в некоторых других. В ряде иных районов, наоборот, предполагавшиеся ранее перспективы нефтегазоносности отдельных участков и частей разреза не подтвердились. Так, даже по такому геологически хорошо изученному району, как Башкирская АССР, где на 1 км² перспективной территории пробурено 83 м глубокого поисково-разведочного бурения, количественная оценка прогноза нефтеносности в сравнении с 1 января 1966 г. сократилась на 44%.

Такие существенные расхождения объясняются главным образом отсутствием в настоящее время достаточно надежной методики количественного прогнозирования нефтегазоносности, в связи с чем проводится работа по ее совершенствованию.

Наши представления о нефтегазоносности структурных зон и литолого-стратиграфических комплексов меняются по мере проведения поисково-разведочных работ, поэтому определение степени подтверждаемости сделанных ранее прогнозных оценок обычно становится возможным по прошествии длительного периода. Методика определения подтверждаемости прогнозных оценок, кроме установления количественных расхождений в подсчетах, предполагает и тщательный анализ степени обоснованности геологических критериев, использованных ранее при прогнозировании нефтегазоносности каждой структурной зоны в отдельности. Вопрос о подтверждаемости прогнозных запасов в настоящее время изучается в ряде научно-исследовательских институтов, однако можно полагать, что вероятность их подтверждения будет повышаться при переходе от отдельных направлений и районов к крупным регионам, нефтегазоносным провинциям и стране в целом. Отдельные частные направления поисков нефтяных и газовых месторождений могут полностью не подтверждаться, тогда как сумма прогнозных оценок многих направлений подвержена значительно меньшим изменениям.

К настоящему времени наиболее достоверными методами оценки прогнозных запасов нефти и газа являются методы, основанные на знании зависимостей между запасами и факторами, определяющими закономерности их пространственного размещения.

Естественно, область применения таких методов ограничивается подсчетом наиболее достоверной части прогнозных запасов, относимых к подгруппе Д₁.

Таким образом, изложенные материалы свидетельствуют о настоятельной необходимости изучения вопросов подтверждаемости результатов подсчета запасов нефти различных категорий, имеющих важное значение для оценки состояния нефтяных ресурсов страны и решения задач текущего и перспективного планирования.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ СООТНОШЕНИЙ МЕЖДУ ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ И ЗАПАСАМИ РАЗЛИЧНЫХ КАТЕГОРИЙ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ СООТНОШЕНИЙ МЕЖДУ ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ И ПОДГОТОВЛЕННЫМИ К РАЗРАБОТКЕ ЗАПАСАМИ

Своевременное обеспечение горно-добывающих отраслей промышленности минерально-сырьевыми ресурсами является важнейшей задачей геологической службы страны.

Большое внимание этой проблеме уделялось И. М. Губкиным. В 1938 г. на Всесоюзном совещании Госплана СССР по размещению производительных сил на вторую пятилетку им был сделан доклад, в котором были сформулированы основные требования к обеспеченности минеральным сырьем развития различных отраслей народного хозяйства. Рассматривая состояние изученности минерально-сырьевой базы и степень обеспеченности минеральным сырьем, он писал: «Нужно потребовать в минеральном сырье сопоставить с наличием его запасов, распределенных по определенным категориям в зависимости от степени изученности месторождения того или иного полезного ископаемого, и решить, обеспечена ли эта потребность наличием запасов высоких категорий, используя которые можно вести работу на действующих предприятиях и исходя из которых можно приступать к проектировке и строительству новых предприятий» (Губкин, 1932а, стр. 5).

Придавая огромное значение этому вопросу, И. М. Губкин считал его «исходным пунктом» для организации всей системы геологоразведочных работ в нашей стране.

Исходя из необходимости тесной увязки геологоразведочных работ с задачами социалистического строительства, он подчеркивал: «Только при уяснении такого подхода к решению поставленного вопроса можно понять всю важность правильного функционирования геологического обслуживания страны, иначе перебои в нем рано или поздно отразятся на ходе всех предприятий, занимающихся добычей минерального сырья или же употребляющих его в своих основных производственных процессах» (Губкин, 1932а, стр. 6).

Выдвинутые И. М. Губкиным положения сохранили свою актуальность до настоящего времени и лежат в основе деятельности геологоразведочных организаций страны все эти годы.

За прошедший период проблема обеспеченности добывающих

отраслей промышленности минерально-сырьевыми ресурсами получила свое дальнейшее теоретическое развитие.

Длительное время в практике нефтяной промышленности существовала точка зрения о необходимости поддержания на постоянном уровне 25-кратного превышения запасов над добычей, которая вытекала из минимально необходимого срока амортизации нефтепромыслов и других сооружений капитального характера.

Такой подход к этому вопросу осуществляется и в настоящее время при принятии решений о строительстве новых добывающих предприятий по всем видам полезных ископаемых. В качестве необходимой обеспеченности запасами районов рекомендованы следующие постоянные «нормативы» превышения запасов над добычей нефти: для категорий $A+B$ — 20—25 крат и категорий $A+B+C_1$ — 35—40 крат (Методические указания..., 1969).

Со временем этой проблемой начали заниматься многие исследователи, в связи с чем возникла различная трактовка ее основных положений.

Обзор работ

Требования по обеспеченности подготовленными запасами развития добычи нефти выдвинули задачу установления рациональных соотношений между добычей и запасами, т. е. таких пропорций, при которых создаются все необходимые условия для непрерывного наращивания нефтедобычи в стране с заданными темпами.

Одним из инициаторов изучения этой проблемы явился А. А. Трофимук (1957, 1960, 1962, 1964), который на основании практики разработки нефтяных месторождений пришел к выводу, что превышение подготовленных к разработке запасов (категории A) над текущей годовой добычей должно быть не менее, чем 12-кратное. Учитывая, что в действительности в разработку вовлекаются и «запасы категории B , а в некоторых случаях и категории C_1 », в качестве минимального соотношения между запасами категорий $A+B$ и добычей он считал $25:1$ — $30:1$. При меньшем превышении запасов над добычей должны возникать затруднения в обеспечении роста добычи нефти.

В дальнейшем, развивая свою идею о необходимости приведения запасов категорий B и C_1 к категории A ($A_{\text{прив.}} = A + 0,25B + 0,1C_1$) для оценки эффективности геологоразведочных работ, А. А. Трофимук рекомендовал в качестве минимально необходимого соотношения между подготовленными запасами (приведенными к категории A) и уровнем добычи отношение $20:1$. Эти соотношения основывались также на том положении, что умеренные проценты отбора нефти от запасов представлялись более выгодными, чем интенсивные, так как считалось, что при этом будут более рационально использоваться капиталовложения в обустройство промыслов и уменьшится число эксплуатационных скважин (Трофимук, 1960).

О тех же размерах обеспеченности А. А. Трофимук писал и в более поздней работе, считая, что для районов и областей, в которых происходит наращивание добычи нефти и газа, минимально необходимое соотношение между запасами категории А и годовой добычей должно быть 20-кратным. Он считал, что для нормального развития нефтегазодобычи требуется не менее чем 30-кратное обеспечение годового отбора нефти и газа запасами категорий А+В (Трофимук, 1964).

Исходя из этих пропорций, он рекомендовал планировать подготовку запасов. Несколько видоизменив формулу С. Т. Короткова, А. А. Трофимук (1960, 1962, 1964) предложил определять ежегодный прирост запасов следующим образом:

$$A_{\text{прив.}} = D_{\text{план.}} + n(D_{\text{план.}} - D_1),$$

где $A_{\text{прив.}}$ — необходимое приращение извлекаемых запасов, приведенных к категории А;

$D_{\text{план.}}$ — планируемая добыча нефти и газа;

n — планируемый показатель обеспеченности запасами добычи (отношение запасов на начало года к планируемой на этот год добыче);

D_1 — добыча предшествующего года.

Значительное число работ по этому вопросу принадлежит М. М. Бреннеру, который считает проблему «обязательного соответствия сырьевой базы требованиям расширенного воспроизводства» в нефтяной промышленности одной из важнейших и вкладывает в нее более широкий смысл, чем многие исследователи. По его определению обеспеченность развития нефтяной промышленности разведанными запасами отражает состояние внутриотраслевых пропорций и является важным синтетическим показателем эффективности геологопоисковых работ на нефть и газ (Бреннер, 1965б).

М. М. Бреннер (1968а) подчеркивает, что необходимые объемы подготовки запасов должны сочетаться с условиями, при которых ускоренный рост добычи нефти сопровождался бы систематическим повышением эффективности общественного производства (улучшение географического размещения источников добычи, снижение стоимости ее расширенного воспроизводства, текущих издержек и повышение производительности труда).

Ранее, исходя из оптимальных темпов отбора запасов по месторождениям и соответствующих расчетов, М. М. Бреннер считал, что минимально необходимым соотношением между запасами нефти и годовым отбором является такое, при котором запасы нефти категории А превышает 12-кратный годовой отбор и достигают 15—18-кратного годового отбора. Это соответствует 25—30-кратному превышению запасов категорий А+В над текущей добычей (Бреннер, 1959, 1965б), т. е. предлагались те же соотношения, что и А. А. Трофимуком.

В дальнейшем М. М. Бреннер видоизменил подход к определению минимально необходимого уровня обеспеченности запасами.

Потребность в запасах нефти на перспективный период он определяет путем составления баланса запасов с учетом имеющихся на начало рассматриваемого периода запасов категорий А+В, их суммарного отбора и возможного объема подготовки.

Его современная точка зрения на рациональные пропорции между уровнем развития нефтяной промышленности и запасами категорий А+В сводится к следующим основным положениям (Бреннер, 1968б).

1. Количественные соотношения между текущей добычей и запасами, а также — между отбором запасов и их восполнением должны носить диалектический характер и подвергаться непрерывным изменениям.

2. Пропорции между добычей и запасами должны устанавливаться различными, в зависимости от стоящих перед отдельными районами задач: расширенное воспроизводство (прирост добычи) или простое воспроизводство (поддержание достигнутого уровня добычи).

3. Следует говорить лишь о минимально необходимом для каждого района уровне обеспеченности запасами на отрезок времени, не превышающий пяти лет.

4. Необходимо учитывать экономико-географические условия районов, качество ресурсов и экономическую эффективность их разработки.

5. Районы, занимающие ведущее место в нефтедобыче, а также имеющие важное значение в развитии и размещении производительных сил, должны пользоваться преимущественным положением при распределении объемов геологоразведочных работ.

Б. А. Тхостов и М. С. Львов (1962), рассмотрев на примере разработки 25 крупных залежей зависимость между продолжительностью максимального отбора нефти из залежей и кратностью превышения запасов над этим уровнем отбора, а также соотношение между приростом запасов и «относительным» и «абсолютным» приростами добычи, пришли к выводу, что с учетом времени, необходимого для выявления и подготовки запасов к разработке, бурения эксплуатационных скважин и обустройства промыслов, требуется такое превышение запасов над добычей, которое бы обеспечило поддержание достигнутого уровня добычи не менее чем в течение 8 лет. Этому условию по приведенной графической зависимости отвечает 23—32-кратное (в среднем 27-кратное) превышение «запасов над добычей». Учитывая различие отдельных районов в объемах добычи, темпах ее роста и прочих условиях, эти авторы предлагали установить нижний предел обеспеченности на уровне 20—25-кратного превышения запасов над добычей.

А. А. Резник (1962) справедливо считал, что обеспеченность добычи в условиях различных залежей и месторождений является величиной переменной и для ее обоснования необходимы не «экспертные, волевые соображения», а расчетные методы. В схеме расчета необходимого прироста запасов последний предлагалось определять исходя из обеспечения запланированного уровня добычи за счет запасов месторождений и залежей: а) находящихся в разработке к началу расчетного периода; б) вводимых в разработку для обеспечения заданного прироста добычи; в) месторождений и залежей, разработка которых по экономико-геологическим соображениям откладывается за пределы планируемого периода.

М. Б. Добровольский, Ф. Ф. Дунаев и В. И. Егоров (1962) выдвинули вопрос о необходимости нормирования величины обеспеченности добычи нефти запасами, так как, по их мнению, чрезмерная обеспеченность ведет к омертвлению капиталовложений, затрачиваемых на поиски и разведку новых месторождений.

Это предложение вызвало определенные возражения. Например, М. М. Бреннер (1965б) не согласен с установлением какого-либо предела для подготовки запасов и считает, что высокая обеспеченность не только не отвлекает силы народного хозяйства, а, наоборот, «явилась источником развития производительных сил». Тем более, что она достигалась за счет средств, не превышавших выделенные отрасли капиталовложения, при высокой эффективности их использования.

Придавая основное значение определению затрат времени, необходимых на поиски, открытие, разведку и промышленное освоение нового месторождения, М. Б. Добровольский, Ф. Ф. Дунаев и др. (1965) предложили нормировать обеспеченность добычи запасами, исходя из следующей формулы:

$$N = (T+t)K,$$

где I — норма обеспеченности запасами;

T — общественно необходимый срок поисков, разведки и открытия месторождений;

t — общественно необходимый средний срок доразведки и промышленного освоения новых месторождений;

K — коэффициент, отражающий темпы ежегодного наращивания добычи нефти.

В дальнейшем (Дунаев и др., 1967) указанная формула была преобразована путем объединения затрат времени (T и t), введения вместо коэффициента K показателя Q , выражающего отношение добычи в каждом последующем году к предыдущему, принимаемому за единицу, и использования формулы суммы членов геометрической прогрессии:

$$K = \frac{Q^T - 1}{T(Q - 1)},$$

откуда

$$N = T \frac{Q^T - 1}{T(Q - 1)} = \frac{Q^T - 1}{Q - 1}.$$

Ранее эти исследователи (Добровольский, 1962; Добровольский и др., 1962) рекомендовали в основу установления рациональных соотношений между запасами и добычей положить «затраты времени на прирост или освоение единицы запасов определенного назначения и величину добычи».

Весьма близкой к рассмотренной является точка зрения В. Е. Тищенко (1964), который при определении потребности в запасах также придает основное значение затратам времени на открытие и подготовку месторождений к разработке и на их эксплуатацию.

Как и другими исследователями, нами признается важность учета затрат времени на открытие и разведку месторождений, но предложенный подход к проблеме обеспеченности развития добычи нефти запасами является односторонним, так как при этом совершенно не учитывается целый ряд геологических, технологических и экономических факторов, определяющих необходимые между ними соотношения и прежде всего состояние сырьевых ресурсов и степень их использования в каждом районе.

М. Ф. Мирчинк и М. В. Фейгин (1966) при определении необходимого уровня обеспеченности запасами придают важное значение оценке качественной характеристики нефтяных ресурсов каждого района с точки зрения степени их использования и активности в развитии добычи нефти. При этом, в частности, было предложено анализировать состояние нефтяных ресурсов районов с подразделением месторождений на три группы: обеспечивающих рост добычи, не обеспечивающих роста добычи и с временно законсервированными запасами. В этой работе было показано, что нельзя считать какую-либо величину обеспеченности запасами одинаково необходимой для всех нефтедобывающих районов и постоянной во времени, так как, являясь обратно пропорциональной темпу отбора запасов, требуемая обеспеченность зависит от геологического строения месторождений, стадии их разработки и ряда других технологических и экономических причин.

М. Г. Лейбсон (1967), исследовав влияние стадийности разработки на соотношение между текущими запасами и годовой добычей по значительному числу эксплуатационных объектов и ряду районов, пришел к правильному и совершенно очевидному выводу, что обеспеченность запасами нефти по району в целом складывается в зависимости от того, в какой стадии промышленного освоения находятся его основные месторождения. В качестве оптимальных соотношений между запасами и годовой добычей

им рассматриваются уровни обеспеченности, принятые в нефтяной промышленности.

На основе данных о разработке 124 эксплуатационных объектов М. Г. Лейбсоном и О. А. Махолиным (Лейбсон, Махолин, 1963) была дана статистическая зависимость между наибольшей их производительностью и начальными извлекаемыми запасами, которая может быть использована для ориентировочных расчетов при перспективном планировании.

В. С. Мелик-Пашаев (1968) правильно отмечает факторы, определяющие различный уровень минимально необходимой обеспеченности запасами по районам (геолого-геофизические свойства вмещающих нефть пород, физико-химические свойства нефти, степень ввода подготовленных запасов в разработку, технология добычи, применяемые системы разработки и др.) и признает целесообразным рассматривать кратность превышения запасов над добычей как величину переменную, которую следует рассчитывать на непродолжительный период времени. Эти соображения полностью согласуются с развивавшимися нами положениями по этому вопросу.

В. М. Рыжик и М. В. Фейгин (1972) предложили методику определения потребности в запасах и уровня обеспеченности при перспективном планировании добычи нефти, которая учитывает изменения во времени темпов отбора запасов вводимых в разработку месторождений. Это может существенным образом повысить уровень научного обоснования перспективных планов, так как в настоящее время этот важный момент еще не учитывается применяемыми методиками расчетов.

Здесь уместно остановиться на высказываемом нередко мнении о возможности развития добычи нефти в нашей стране при уровне обеспеченности запасами, значительно меньшем принятого в отрасли. Основанием для такого суждения служат соотношения между запасами и добычей, сложившиеся в США.

На первый взгляд пример США может показаться убедительным, так как здесь уже продолжительный период развитие добычи нефти обеспечивается всего 11—12-кратным превышением доказанных запасов.

Однако, как отмечалось рядом специалистов (Н. Т. Линдтроп, А. А. Трофимук, М. Ф. Мирчинк, М. В. Фейгин, В. С. Мелик-Пашаев и др.), при рассмотрении этого примера следует иметь в виду, что доказанные запасы нефти США не эквивалентны нашим запасам промышленных категорий по степени геологической изученности (первые характеризуются лучшей разведанностью), а главное — по методике исчисления извлекаемых запасов.

В отличие от нашей практики принятия на учет еще до ввода месторождения в разработку максимально возможной величины его извлекаемых запасов, требующих применения в будущем различных методов интенсификации разработки, в США запасы, которые предполагается извлечь с помощью каких-либо вторичных

методов разработки, тогда считаются доказанными, когда применение этих методов уже показало свою эффективность в течение продолжительного периода. В соответствии с этим доказанные запасы подразделяются на первичные (извлекаемые при естественном режиме пласта) и вторичные (извлекаемые с помощью методов воздействия на пласт).

В результате такого подхода в США первоначально принимаются на учет минимальные размеры извлекаемых запасов, которые по мере внедрения вторичных методов разработки постепенно повышаются. Так, еще несколько лет назад начальные извлекаемые (доказанные) запасы нефти США составляли от геологических запасов 28%, в настоящее время они исчисляются при коэффициенте нефтеотдачи 0,314, тогда как наши извлекаемые запасы определены при значительно более высоком коэффициенте конечной нефтеотдачи.

Все это позволяет утверждать, что в сопоставимых с нашими условиях извлекаемые запасы нефти США намного превышают размеры публикуемых доказанных запасов, а следовательно, и показатель обеспеченности более высокий, чем это кажется без учета особенностей оценки запасов в США.

Таким образом, рассмотренные работы отражают существенные различия, имеющиеся во взглядах на проблему обеспеченности добычи нефти запасами, основные из которых состоят в различном понимании необходимого уровня обеспеченности и объема запасов, относимых к разряду подготовленных, а также — в разном методическом подходе к определению рациональных количественных соотношений между добычей нефти и запасами.

Обоснование рациональных пропорций между запасами и уровнем добычи, так же как и между отбором запасов и их восполнением, является весьма трудным в связи с многообразием факторов, от которых они зависят. Поэтому можно говорить лишь об основных, по нашему мнению, исходных положениях решения этой проблемы.

Основные исходные положения, определяющие необходимую обеспеченность запасами

1. Дифференциация необходимых уровней обеспеченности запасами по районам страны и регулирование их во времени. Следует считать неправомочным установление для нефтедобывающих районов страны каких-либо единых количественных соотношений между добычей и запасами и сохранение их постоянными во времени. Величина необходимой обеспеченности добычи нефти запасами, являющаяся обратно пропорциональной темпу отбора запасов района, должна определяться строго индивидуально для каждого из них, на небольшой отрезок времени и в зависимости от целого ряда факторов геологического, технологиче-

ского и экономического порядка (Резник, 1962; Мирчинк, Фейгин, 1966; Бреннер, 1966; Мелик-Пашаев, 1968).

Основное значение при этом имеют сложившиеся темпы отбора запасов по месторождениям, обусловленные особенностями их геологического строения, размерами и стадией разработки. Поэтому достаточно обоснованную величину необходимой обеспеченности на предстоящий период можно определить только в результате детального анализа состояния разработки всех месторождений и оценки их добычных возможностей.

В связи с изменяющимися во времени темпами отбора запасов по месторождениям, а также размерами добычи и запасов в районах необходимые уровни обеспеченности в каждом из них должны быть переменными. Например, в одном и том же районе одинаковая кратность превышения запасов над добычей в разные периоды может обеспечивать и не обеспечивать роста добычи.

2. Оценка структуры развития (изменения) добычи нефти в каждом районе и степени активности запасов (месторождений). Как известно, первый период разработки нефтяных месторождений (к моменту достижения максимального отбора) является сравнительно небольшим и зависит от размеров месторождений и особенностей их геологического строения, а добывается за этот срок всего 20—30% от начальных извлекаемых запасов. Большой период жизни месторождения, в течение которого извлекается и основной объем его запасов, почти всегда характеризуется отсутствием условий для роста добычи нефти. Возможность же роста добычи нефти в любом районе, естественно, зависит от наличия новых месторождений и залежей, их размеров и темпов освоения.

Основное значение при установлении минимально необходимых соотношений между запасами и их текущим отбором следует придавать оценке состояния запасов по степени их активности, т. е. по степени участия в развитии добычи нефти, что до последнего времени достаточно полно не учитывалось. В связи с этим предлагается подразделять месторождения на три группы: обеспечивающие рост добычи; не обеспечивающие роста добычи; временно законсервированными запасами.

В группу месторождений, обеспечивающих рост добычи, включаются месторождения, по которым возможен дальнейший рост уровня добычи, независимо от того, достигается ли он за счет ввода новых эксплуатационных скважин или в результате воздействия на пласты. Месторождения этой группы компенсируют падение добычи на старых месторождениях и обеспечивают развитие нефтедобывающей промышленности.

К группе месторождений, не обеспечивающих роста добычи, относятся месторождения, находящиеся длительное время в разработке или характеризующиеся сложными условиями залегания нефти, увеличение добычи по которым не может быть достигнуто. Месторождения этой группы эксплуатируются при стабильном или постоянно снижающемся уровне добычи.

Группа месторождений с временно законсервированными запасами состоит из месторождений, запасы которых в ближайшем будущем не могут быть использованы из-за низкого качества, небольших размеров, отсутствия средств транспортировки, большой удаленности от районов их переработки и потребления и других причин.

На основании такого подхода становится совершенно очевидным, что возможность развития добычи нефти в любом районе и стране в целом в первую очередь определяется соотношением между выделенными группами месторождений и их добычей и запасами, т. е. степенью активности запасов в развитии добычи нефти.

Как известно, необходимость компенсации ежегодного падения добычи нефти по ряду месторождений и залежей, являющаяся одной из особенностей развития нефтяной промышленности, требует вовлечения в разработку дополнительных сырьевых ресурсов.

Поэтому определение ожидаемых падений добычи позволяет внести существенные поправки в планируемые объемы подготовки запасов. Здесь следует отметить, что в практике планирования добычи нефти широко используются данные о падении дебитов скважин эксплуатационного фонда, на основании которых определяются размеры необходимой компенсации падения добычи и потребность в бурении новых эксплуатационных скважин.

Однако этот вопрос еще недостаточно глубоко анализируется и учитывается при оценке обеспеченности добычи запасами. Важность изучения этого очевидного обстоятельства отмечалась Б. А. Тхостовым и М. С. Львовым (1962), М. М. Бреннером (1968) и рядом других исследователей. Предлагаемое нами исследование предусматривает изучение динамики отборов по нефтяным залежам и месторождениям с распределением их на обеспечивающие и не обеспечивающие рост добычи, что проще и достовернее анализа изменения добычи по старым и новым скважинам (в силу недостатков в учете последних) и дает необходимые результаты. Это исследование позволяет выяснить и охарактеризовать так называемую структуру развития (изменения) добычи нефти в отдельных районах и стране в целом за длительный период времени, прогнозировать ее дальнейшие изменения и оценить потребность в подготовке запасов в связи с дальнейшим ростом нефтедобычи.

Методика исследования сводится к определению и анализу составных частей ежегодных изменений добычи (а не общих объемов добычи) по каждому нефтедобывающему району и в целом по стране, которые предлагается именовать «чистыми приростами» и «чистыми спадами» добычи.

Таким образом, под чистым приростом добычи нами понимается величина роста добычи по группе месторождений и залежей,

увеличивших добычу нефти в текущем году в сравнении с предшествующим годом (т. е. сумма приростов).

Чистый спад добычи — величина уменьшения добычи по группе месторождений и залежей, снизивших добычу нефти в текущем году в сравнении с предшествующим годом (т. е. сумма спадов).

Таблица 7

Структура развития добычи нефти (в млн т)

Месторождения, залежи нефтедобывающего района	Добыча нефти в 1969 г.	Добыча нефти в 1970 г.	Изменения добычи в 1970 г.
1	2,2	2,1	-0,1
2	0,8	0,9	+0,1
3	1,1	1,3	+0,2
4	1,4	1,7	+0,3
5	1,8	1,6	-0,2
6	0,6	0,5	-0,1
7	2,3	2,5	+0,2
8	0,4	0,8	+0,4
9	0,6	1,1	+0,5
10	0,5	1,2	+0,7
Всего по району	11,7	13,7	—
Общий прирост (изменение) добычи по району	—	—	+2,0
Чистый прирост добычи по району	—	—	+2,4
Чистый спад добычи по району	—	—	-0,4

Общий прирост или общий спад добычи — это разность уровней добычи на начало текущего и предшествующего годов в целом по району и стране (или алгебраическая сумма чистых приростов и чистых спадов добычи).

Поясним сказанное условным примером (табл. 7), а также результатами исследования по ряду нефтедобывающих районов (рис. 9).

Изучение структуры развития (изменения) добычи позволяет судить об общем состоянии разрабатываемых месторождений и используемых запасов, которое является различным в каждом районе.

Располагая данными о необходимых на перспективу чистых приростах добычи по району, можно оценить (используя средние темпы отбора запасов по месторождениям) и общую потребность в запасах.

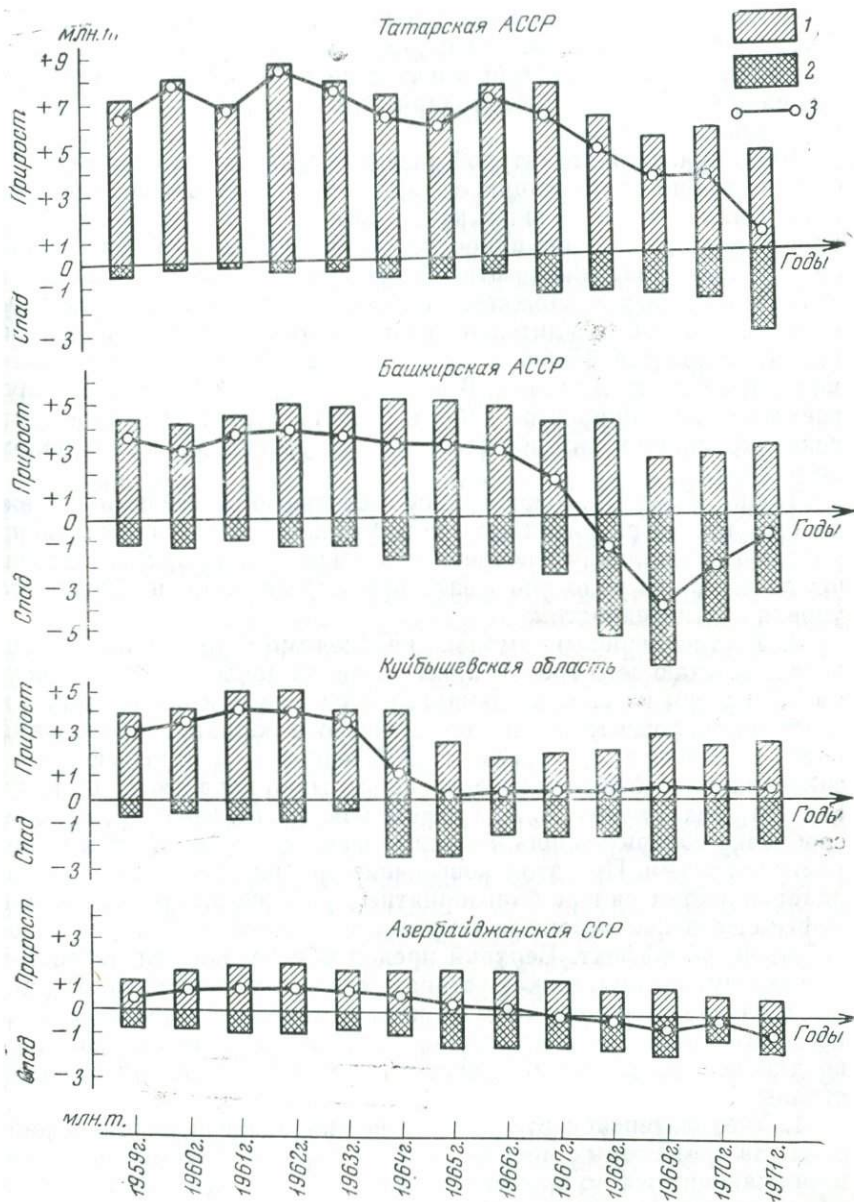


Рис. 9. Структура прироста добычи нефти в нефтедобывающих районах страны
 1 — чистый прирост; 2 — чистый спад; 3 — общий прирост (спад) добычи

В новых нефтедобывающих районах, где падения добычи по каким-либо месторождениям и залежам еще не происходит, весь ежегодный прирост добычи в целом по району идет на увеличение ее объема, который благодаря этому нарастает исключительно высокими темпами.

Благоприятной структурой развития добычи характеризуются районы, где на компенсацию ее спадов по отдельным месторождениям была затрачена лишь небольшая часть от полученного на других месторождениях прироста добычи. Однако во многих районах страны развитие нефтяной промышленности происходит в значительно более сложных условиях, когда на компенсацию падения добычи по длительно разрабатываемым месторождениям затрачивается большая часть прироста добычи, полученного по новым месторождениям. В ряде случаев, когда размеры получаемых чистых приростов добычи недостаточны для полной компенсации, происходит общее снижение уровня добычи в целом по району.

Таким образом, имеющиеся существенные различия в условиях (структуре) развития добычи нефти в районах страны определяют и различную потребность в запасах на прирост единицы добычи, что надо учитывать при определении необходимого уровня обеспеченности.

3. Установление минимально необходимого уровня обеспеченности, отвечающего требованиям развития добычи и корректируемого исходя из складывающихся в районе или отрасли обстоятельств геологического и экономического порядка. Нефть относится к сырьевым ресурсам особой ценности и стратегического значения, потребность в которых непрерывно нарастает. Поэтому, как это предлагается А. А. Трофимуком, М. М. Бреннером, целесообразно говорить лишь о минимально необходимой обеспеченности запасами. При этом повышение уровня обеспеченности создает в любом районе благоприятные условия для роста добычи нефти еще более высокими темпами и дает большой народно-хозяйственный эффект. Верхний предел обеспеченности запасами, по нашему мнению, может устанавливаться по какому-либо району в случае невозможности их использования в течение довольно длительного времени, однако такое положение не характерно для подавляющего большинства нефтедобывающих районов страны.

4. Учет интенсивности использования запасов нефти в районах. За счет старых месторождений, характеризующихся низкими и снижающимися во времени темпами отбора запасов, величина обеспеченности повышается лишь формально, не отражая тем самым возможностей увеличения добычи нефти. Это требует постепенного увеличения кратности превышения запасов над добычей по каждому району. Таким же образом влияет на кратность превышения запасов над добычей наличие законсервированных запасов, использование которых по тем или иным причинам (низ-

кое качество нефти, малая продуктивность залежей, незначительные размеры и другие) невозможно в ближайшие годы. Следует также учитывать недостаточно интенсивное использование запасов в новых районах из-за трудностей их освоения в короткие сроки.

Необходимый уровень обеспеченности запасами зависит также от затрат времени на разведку и подготовку запасов в том или ином районе и ряда других факторов.

5. Определение уровня обеспеченности исходя из объема подготовленных запасов. Состояния обеспеченности добычи нефти должно оцениваться объемом запасов промышленных категорий разрабатываемых и подготовленных к разработке месторождений (Фейгин, 1968а, б). Оценка обеспеченности добычи нефти запасами только категорий А+В является заниженной в результате невключения в объем подготовленных запасов категории С₁ тех месторождений, которые находятся в разработке или являются подготовленными к вводу в разработку на основании решения ГКЗ СССР. На большинстве таких месторождений основная часть запасов относится к высшим категориям и параметры залежей установлены с точностью, достаточной для составления проекта разработки и его практического осуществления. Поэтому запасы категории С₁ этих месторождений, с точки зрения промышленной значимости и степени освоенности, не отличаются от запасов высших категорий и являются подготовленными к разработке. В свете новых условий по вводу месторождений в разработку объем запасов категории С₁, влияющих на состояние обеспеченности добычи нефти, еще больше возрастет.

Поэтому правильная оценка состояния обеспеченности добычи нефти может быть дана только исходя из запасов категорий А+В и части запасов категории С₁, приуроченных к месторождениям, находящимся в разработке и подготовленных к вводу в разработку. Учитывая сложившуюся практику оценки состояния обеспеченности двумя группами запасов (категорий А+В и категорий (А+В+С₁)), необходимо иметь в виду, что в объем запасов категорий А+В+С₁ входят и те запасы категории С₁, которые определены в оперативном порядке на первом этапе разведки месторождений, характеризуются невысокой достоверностью подсчета и, следовательно, не могут рассматриваться в качестве подготовленных к разработке.

Таковы основные исходные положения, которыми следует руководствоваться при определении необходимой обеспеченности добычи нефти подготовленными запасами. Однако эти положения должны рассматриваться в качестве составной части общей и достаточно точной расчетной методики определения необходимых количественных соотношений между добычей нефти и запасами.

Определение потребности в запасах и необходимой обеспеченности при перспективном планировании добычи нефти

При разработке перспективных планов развития добычи и проведения поисково-разведочных работ одним из наиболее сложных вопросов является определение масштабов подготовки запасов. Однако нередко этот вопрос решается весьма упрощенно. Для оценки потребности в запасах на перспективу обычно используется показатель необходимой обеспеченности ими добычи нефти. Но в качестве такой необходимой обеспеченности районов рекомендованы некоторые постоянные «нормативы» превышения запасов над добычей, составляющие по нефти для категорий А+В—20—25 крат и категорий А+В+С₁—35—40 крат, а по газу для категорий А+В+С₁—25—30 крат (Методические указания..., 1969).

Как уже отмечалось ранее, проведенные исследования позволяют считать неправомерным установление для нефтедобывающих районов страны каких-либо единых количественных соотношений между добычей и запасами и сохранение их постоянными во времени.

Необходимый уровень обеспеченности добычи нефти запасами должен определяться расчетным путем, строго дифференцировано для каждого района и регулироваться во времени.

Излагаемая ниже методика предложена В. М. Рыжиком и М. В. Фейгиным (1972) и отражает возможность применения новых подходов к решению этой проблемы. Она исходит из планируемых темпов развития добычи и состояния разработки месторождений, т. е. из переменных во времени темпов их разработки.

Расчет уровней добычи нефти на перспективный период по известным месторождениям не представляет особых трудностей и широко осуществляется на практике с использованием кривых разработки.

Наша задача является обратной этой и значительно более сложной. Она состоит в определении потребности в запасах на перспективу по известным планируемым объемам добычи в целом по району и добывным возможностям известных месторождений.

При этом авторы исходят из запасов разрабатываемых и вводимых в разработку месторождений, а не всех запасов района, что позволяет установить более строгую количественную связь потребности в запасах с планируемой добычей.

Очевидно, чтобы установить эту связь, нужно исходить из каких-то предположений о том, каковы будут темпы отбора запасов из вновь вводимых в разработку месторождений. Предположим, что для данного района известна определенная зависимость темпа отбора от времени, прошедшего с момента ввода месторождения в разработку. Эту связь можно выразить формулой

$$q = V \cdot \varphi(t). \quad (1)$$

Здесь q — годовая добыча нефти в миллионах тонн в год; V — начальные извлекаемые запасы месторождения, в миллионах тонн; $\varphi(t)$ — доля извлекаемых запасов, отбираемая за год, доли единицы; t — время с начала разработки, годы.

При обосновании вида функции $\varphi(t)$, которая выражает темпы отбора запасов на еще не эксплуатируемых и даже не открытых месторождениях, необходимо проанализировать ход разработки имеющихся месторождений по реальным и проектным данным, а также учесть геологические особенности новых месторождений и совершенствование методов их разработки. Если имеется несколько групп месторождений, резко различающихся характером разработки, следует вывести осредненную зависимость. Такое осреднение позволяет говорить в дальнейшем лишь о средних темпах ввода запасов (месторождений) в разработку. В случае открытия очень крупного или высокопродуктивного месторождения, разработка которого будет идти с существенно иными темпами, чем разработка остальных месторождений района, естественно, потребуется некоторый пересчет потребности в запасах.

Чтобы решить поставленную задачу, установим вначале количественную связь прироста добычи с приростом запасов, считая последний известным.

Пусть в первый год вводится в разработку некоторое число месторождений с общими начальными запасами V_1 , тогда добыча (Q_1) за первый год будет равна

$$Q_1 = V_1 \varphi(1).$$

За второй год вводятся месторождения с общими запасами V_2 , откуда добыча составит:

$$Q_2 = V_2 \varphi(1) + V_1 \varphi(2)$$

и так далее. За год номер n добыча будет равна

$$Q_n = \sum_{i=1}^n V_i \varphi(n+1-i), \quad (3)$$

где i — время от начала планируемого периода до ввода данной группы месторождений в разработку.

Аналогичная методика расчета добычи из приращиваемых запасов изложена в работе Б. А. Тхостова, М. С. Львова, В. Г. Васильева (1964).

Для удобства дальнейших расчетов заменим дискретное изменение времени непрерывным, считая, что месторождения вводятся в разработку непрерывно. Это вполне допустимо, если в районе имеется много месторождений. Тогда суммирование по i можно заменить интегрированием по времени t

При этом вместо формулы (2) имеем:

$$Q(t) = \int_0^t V(\tau) \varphi(t - \tau) d\tau, \quad (3)$$

где $V(t)$ — функция, определяющая зависимость ввода запасов в разработку от времени. Интеграл такого вида носит название свертки функций $V(t)$ и $\varphi(t)$.

Добыча из вновь вводимых месторождений $Q(t)$ должна быть равной разности между объемом планируемой добычи по району $Q^*(t)$ и добычей из имеющихся месторождений $Q^{**}(t)$.

Планируемые на перспективный период уровни добычи известны, добыча по месторождениям, имеющимся к началу расчетного периода, может быть определена по проектам разработки или формулам вида, аналогичного (2).

Следовательно, $Q(t)$ известна и равна

$$Q(t) = Q^*(t) - Q^{**}(t). \quad (4)$$

Формулы (2) или (3) позволяют, зная объемы вводимых в разработку запасов, легко рассчитывать возможную добычу. Нас, однако, интересует обратная задача — зная величину добычи, найти необходимый темп ввода запасов.

Таким образом, в уравнении (3) функции $\varphi(t)$ и $Q(t)$ известны и оно представляет собой интегральное уравнение для определения функции $V(t)$. Уравнение (3), определяющее связь добычи с вводом запасов в разработку, и методы его решения в общем виде рассматривались ранее Ю. П. Желтовым (1971).

Уравнение вида (3) решается с использованием преобразования Лапласа. Для этого вместо функций $Q(t)$, $V(t)$ и $\varphi(t)$ вводятся новые функции переменной P , определяемые формулами:

$$\begin{aligned} \bar{Q}(P) &= \int_0^{\infty} Q(t) e^{-Pt} dt; \quad \bar{V}(P) = \int_0^{\infty} V(t) e^{-Pt} dt; \quad \bar{\varphi}(P) = \\ &= \int_0^{\infty} \varphi(t) e^{-Pt} dt. \end{aligned} \quad (5)$$

Функции $\bar{Q}(P)$, $\bar{V}(P)$, и $\bar{\varphi}(P)$ называются изображениями, по Лапласу, функций $Q(t)$, $V(t)$ и $\varphi(t)$.

В соответствии с теорией преобразования Лапласа (Диткин, Прудников, 1961) уравнение (3) переходит в следующее уравнение для указанных изображений:

$$\bar{Q}(P) = \bar{V}(P) \bar{\varphi}(P), \quad (6)$$

откуда

$$\bar{V}(P) = \frac{\bar{Q}(P)}{\bar{\varphi}(P)}. \quad (7)$$

Методы вычисления изображений, по Лапласу, и нахождение функций по их изображениям хорошо известны. Имеются подробные таблицы, позволяющие решить эти задачи.

Определив $\bar{Q}(P)$ и $\bar{\varphi}(P)$ из уравнения (7), найдем $\bar{V}(P)$, а затем и искомую функцию $V(t)$.

Для применения описанного приема к решению конкретных задач, нужно иметь аналитические выражения функций $Q(t)$ и $\varphi(t)$.

Для этого прежде всего нужно построить графики этих функций по фактическим данным (для функции $\varphi(t)$ методом осреднения). Затем следует выбрать по возможности более простые формулы, качественно соответствующие виду этих кривых, и подобрать коэффициенты так, чтобы получить и количественное согласование. Методы такого подбора эмпирических функций приводятся в различных руководствах (Бронштейн, Семендяев, 1959). Одним из возможных выражений функции $\varphi(t)$, характеризующих разработку одного месторождения, является следующее:

$$\varphi = \varphi_0(t) = \frac{9}{\tau_*^2} = te^{-\frac{3t}{\tau_*}}. \quad (8)$$

Здесь τ_* — время до выработки 80% запасов. Множитель $\frac{9}{\tau_*^2}$ выбран так, чтобы суммарный отбор за все время равнялся начальным извлекаемым запасам, т. е. единице. Вид функции $\varphi_0(t)$ изображен на рис. 10, на котором видно, что максимум до-

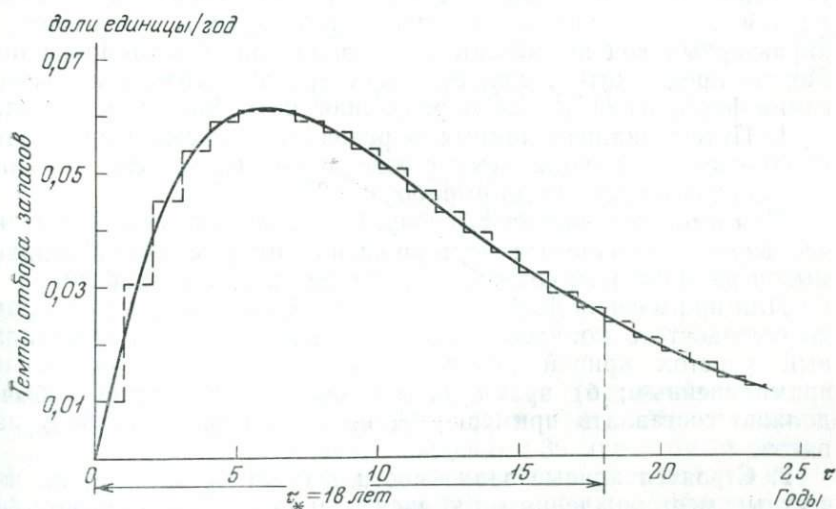


Рис. 10. Кривая разработки месторождения (время отбора 80% запасов $\tau_* = 18$ лет)

бычи достигается за время, равное $1/3 \tau_*$. Это примерно соответствует данным по многим месторождениям страны. Функция (8) характеризуется лишь одним параметром τ_* , который следует подбирать исходя из данных о разработке типичных месторождений района.

Дефицит добычи на перспективный период в большинстве случаев может быть достаточно точно представлен многочленом вида:

$$Q(t) = At^2 + Bt^3 + Ct^4 = t^2(A + Bt + Ct^2). \quad (9)$$

Вид функции $Q(t)$ в формуле (9) выбран исходя из того, что в течение небольшого начального периода (менее года) плановая добыча обеспечивается запасами уже разрабатываемых месторождений. Математически это означает, что при $t=0$ на момент начала счета кривая $Q(t)$ должна проходить через 0 и ее производная $Q'(t)$ также должна равняться 0.

В результате решения уравнения (3) с использованием зависимостей (8, 9) получена формула, определяющая потребность в запасах:

$$V(t) = Q(t) + \frac{2}{9} A\tau_*^2 + \frac{2}{3} (2A\tau_* + B\tau_*^2)t + \frac{1}{3} (6B\tau_* + 4C\tau_*^2)t^2 + \frac{8}{3} C\tau_*t^3. \quad (10)$$

Формула (10) применима в довольно широком диапазоне условий. Для функции $\varphi(t)$ другого вида уравнение, описывающее количественную связь $V(t)$ с $Q(t)$, будет несколько иным. На основе рассмотренного метода эта связь может быть найдена для довольно широкого класса функций $\varphi(t)$, описывающих характерный ход выработки запасов на одном месторождении. Можно предложить следующую примерную методику использования формулы (10) для определения потребности в запасах.

1. Путем анализа данных о разработке имеющихся в рассматриваемом районе месторождений определяется значение τ_* — среднего времени до выработки 80% запасов.

При выборе значения τ_* следует учитывать возможное отличие вновь открываемых месторождений от уже разрабатываемых и возможности совершенствования систем разработки.

Для применения формулы (8), а следовательно, и (10) практически достаточно, чтобы выполнялись два условия: а) начальный участок кривой добычи должен быть приблизительно прямолинейным; б) время до достижения максимума добычи должно составлять примерно $1/5$ времени выработки 80% запасов.

2. Строятся кривые зависимости добычи от времени по известным месторождениям и кривая планируемой добычи по району в целом, откуда определяется дефицит добычи и строится соответствующая кривая.

3. По кривой дефицита добычи определяются методом подбора параметры А, В и С в соответствии с формулой (9).

4. По формуле (10) рассчитывается потребность в запасах на любой год планируемого периода. При этом следует иметь в виду, что дефицит добычи должен быть подсчитан на период, значительно превышающий период, для которого определяется потребность в запасах.

Предложенный метод оценки потребности в запасах при перспективном планировании добычи нефти и газа не требует каких-либо предварительных сведений об уровне обеспеченности. Однако этот показатель широко используется в практике планирования подготовки запасов и оценки состояния сырьевых ресурсов и может быть рассчитан с помощью полученных выше зависимостей. Необходимый уровень обеспеченности запасами (W) определяется по следующей формуле:

$$W = \frac{R_n}{Q_{n+1}} = \frac{R_n^{ст.} + R_n^{нов.}}{Q_{n+1}^{ст.} + Q_{n+1}^{нов.}}, \quad (11)$$

где R_n — извлекаемые запасы на начало года n в миллионах тонн; Q_{n+1} — добыча за год n в миллионах тонн, индексы «ст.» и «нов.» означают запасы и добычу старых и новых (к началу расчетного периода) месторождений.

В соответствии с формулами (9 и 10) и соображениями материального баланса могут быть получены следующие выражения для $R_n^{нов.}$ и $Q_{n+1}^{нов.}$:

$$R_n^{нов.} = \frac{\tau_*}{3} n \left[\frac{2}{3} A \tau_* + (2A + B \tau_*) n + \frac{1}{3} (6B + 4C \tau_*) n^2 + 2C n^3 \right]; \quad (12)$$

$$Q_{n+1}^{нов.} = C n^4 + (B - 2C) n^3 + \left(A - \frac{2}{3} B + 2C \right) n^2 - (A - B + C) n + \left(\frac{A}{3} - \frac{B}{4} + \frac{C}{5} \right); \quad (13)$$

Методика расчета параметров А, В и С излагалась выше, а значения $R_n^{ст.}$ и $Q_{n+1}^{ст.}$ легко определяются по проектным данным.

Для иллюстрации предложенного метода расчета потребности в запасах и необходимой обеспеченности было рассмотрено два примера, анализ которых позволил сделать ряд выводов общего характера.

Пример 1. На имеющихся в районе месторождениях добывается к моменту расчета 35,5 млн т нефти. Максимальный уровень добычи по этим месторождениям 39 млн т будет достигнут через 4,5 года. Планируется дальнейший рост добычи нефти по району с постоянным темпом 1,8 млн т в год. Извлекаемые запасы нефти к моменту расчета насчитываются в размере 1,1 млрд т.

Принимается, что темпы отбора запасов имеющихся месторождений таковы, что 80% начальных запасов будет извлечено через 30 лет. Предполагается, что темпы разработки новых месторождений будут выше, чем те, при которых разрабатывались старые месторождения, и 80% запасов будет отбираться за 18 лет, т. е. $\tau_* = 18$ лет.

Для условий этого примера плановая добыча и добыча по старым месторождениям показаны на рис. 11. Исходя из величины дефицита были определены параметры А, В и С по формулам (10, 11, 12 и 13), рассчитана потребность в запасах и необходимая обеспеченность ими добычи.

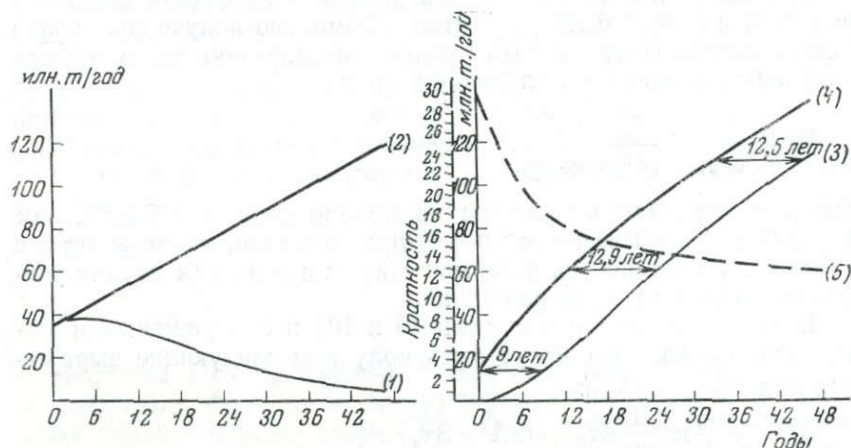


Рис. 11. Расчет потребности в запасах и необходимой обеспеченности (пример 1)

Кривые: 1 — разработки имеющихся месторождений; 2 — планируемой добычи; 3 — дефицита добычи; 4 — потребности в запасах; 5 — обеспеченности

Результаты расчетов представлены на рис. 11, из которого видно, что ввод новых запасов в разработку должен опережать дефицит добычи на отрезок времени, равный 9 годам в начале рассматриваемого периода и 13 годам в конце его. В среднем этот интервал составляет 12 лет.

Анализ формулы (10) показывает, что в случае увеличивающегося во времени дефицита добычи необходимо значительное опережение во времени ввода запасов в разработку для покрытия дефицита добычи соответствующего года. Приблизительно это опережение должно составлять $\frac{2}{3}$ от τ_* , т. е. от времени выработки 80% начальных запасов новых месторождений.

Следовательно, чем выше будут темпы разработки новых месторождений, тем меньшим окажется необходимый интервал времени этого опережения.

Как видно из этого же рисунка, величина обеспеченности снижается в течение 22 лет от 30 до 14 крат, что также объясняется уменьшением в данном примере почти в 2 раза сроков разработки новых месторождений по сравнению со старыми месторождениями.

Этот пример еще раз наглядно показывает, что минимально необходимый уровень обеспеченности запасами добычи нефти и газа определяется в основном темпами разработки месторождений и при их изменении также значительно меняется во времени.

Пример 2. На имеющихся в районе месторождениях к моменту расчета достигнут максимальный уровень добычи 39 млн т.

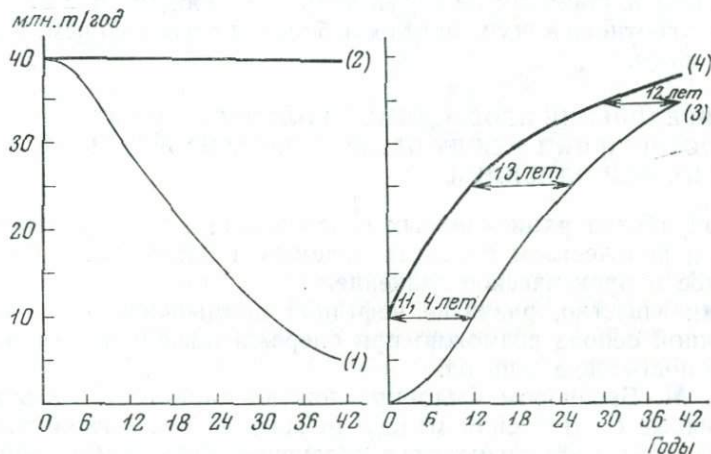


Рис. 12. Расчет потребности в запасах (пример 2, случай 1)

Кривые: 1 — разработки имеющихся месторождений; 2 — планируемой добычи; 3 — дефицита добычи; 4 — потребности в запасах

Планируются два варианта: а) сохранить достигнутый уровень добычи (рис. 12); б) увеличить уровень добычи на 50% в течение последующих 7,5 лет. Извлекаемые запасы нефти к моменту расчета насчитываются в размере 940 млн т.

Результаты расчетов показывают, что ввод запасов в разработку в обоих случаях должен опережать дефицит на отрезок времени, равный 9—13 годам, т. е. так же, как и в предыдущем примере.

Во всех рассмотренных примерах предполагалось, что темпы разработки старых месторождений значительно ниже темпов разработки вновь вводимых месторождений. Поэтому время опережения ввода запасов над дефицитом добычи в начальный момент оказалось меньшим (9 лет), чем в последующем. В тех случаях, когда темпы разработки старых и новых месторождений характеризуются обратным соотношением, разрыв во времени в начальный период должен быть большим.

Как непосредственно из формулы (10), так и из рассмотренных примеров вытекает, что планирование текущей подготовки запасов должно исходить из дефицита добычи, который образуется по отношению к ныне разрабатываемым месторождениям в будущем. Учитывая многообразие типов и масштабов нефтяных месторождений, необходимое опережение ввода запасов в разработку в целом по стране и отдельным районам может быть различным. Изложенная выше методика позволяет определить это опережение для разнообразных по срокам отбора запасов месторождений.

Непосредственно связанным с проблемой обеспеченности добычи нефти запасами является вопрос о необходимых количественных соотношениях между их отбором и восполнением, излагаемый ниже.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ СООТНОШЕНИЙ МЕЖДУ ОТБОРОМ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ИХ ВОСПОЛНЕНИЕМ

Разработка рациональных соотношений между уровнем добычи и количеством подготавливаемых запасов имеет большое научное и практическое значение.

Как известно, развитие нефтяной промышленности на расширенной основе возможно при опережающей и превышающей отбор подготовке запасов.

М. М. Бреннером было предложено характеризовать количественные соотношения между добычей и подготовкой запасов показателем интенсивности восполнения отбираемых запасов. Он считает (Бреннер, 1965б), что для планомерного развития отрасли на каждую тонну добытой нефти необходимо иметь по району (республике) 2,5—3 т вновь подготовленных запасов.

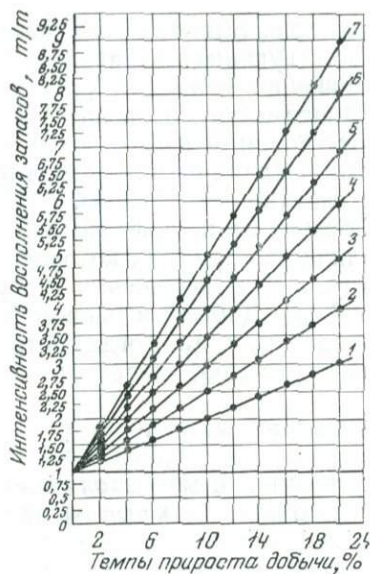
Однако эта величина интенсивности восполнения запасов может рассматриваться лишь в качестве общего ориентира, что не учитывается рядом исследователей, считающих эту рекомендацию приемлемой для разных районов и условий. Указанные количественные соотношения между отбором запасов и их восполнением не являются обязательными для всех районов, характеризующихся различным геологическим строением месторождений, условиями их поисков, разведки и разработки, а также и для страны в разные отрезки времени.

М. Г. Лейбсоном (1967), а затем, независимо от него, нами (Фейгин, 1969), были проведены расчеты и показано, что необходимая величина этого показателя зависит от требуемого уровня обеспеченности запасами и планируемого темпа прироста добычи. Придавая важное значение этому вопросу, считаем необходимым остановиться на нем более подробно.

Возьмем, например, два района, требующих для развития добычи различные уровни обеспеченности запасами. Достиже-

Рис. 13. Зависимость интенсивности восполнения отбираемых запасов от планируемых темпов прироста добычи и уровня ее обеспеченности подготовленными к разработке запасами

- 1 — 10-кратная обеспеченность (темп отбора 10%);
- 2 — 15-кратная обеспеченность (темп отбора 6,6%);
- 3 — 20-кратная обеспеченность (темп отбора 5%);
- 4 — 25-кратная обеспеченность (темп отбора 4%);
- 5 — 30-кратная обеспеченность (темп отбора 3,3%);
- 6 — 35-кратная обеспеченность (темп отбора 2,8%);
- 7 — 40-кратная обеспеченность (темп отбора 2,5%)



ние в них одинакового прироста добычи (допустим, в 6%) при условии сохранения неизменными темпов отбора запасов потребует различной интенсивности восполнения отбираемых запасов. Для района с темпом отбора запасов 5% сохранение 20-кратной обеспеченности может быть достигнуто при интенсивности восполнения запасов 2,2 т/т, а для района, характеризуемого темпом отбора 3,3% (30-кратная обеспеченность), интенсивность восполнения запасов необходимо повысить до 2,8 т/т (рис. 13).

Точно так же интенсивность восполнения отбираемых запасов зависит от планируемых темпов прироста добычи нефти и должна изменяться в прямой пропорциональности от изменения последних. При этом для данных конкретных условий каждого района только определенное соотношение между этими параметрами может являться рациональным. Расчеты показывают, что для сохранения темпа отбора запасов постоянным, например на уровне 5% в год (что соответствует 20-кратной обеспеченности), увеличение темпа прироста добычи с 4 до 6% требует повышения интенсивности восполнения отбираемых запасов с 1,8 до 2,2 т/т (см. рис. 13).

Конечно, не только этими факторами должна определяться необходимая интенсивность восполнения отбираемых запасов. Следует также учитывать размеры резервов в виде ранее подготовленных к разработке или разведываемых месторождений, наличие которых позволяет временно снизить интенсивность подготовки запасов, геолого-экономические условия поисков, разведки и освоения новых месторождений и залежей, качество

нефти и др. Влияние этих факторов должно отражаться в виде соответствующих поправок в устанавливаемые количественные соотношения между отбором и подготовкой запасов.

Зависимость интенсивности восполнения отбираемых запасов от уровня обеспеченности подготовленными к разработке запасами и планируемого темпа прироста добычи нами была получена следующим образом.

Обозначим количество запасов на начало первого года Q_1 , а количество запасов, которое необходимо иметь на начало второго года для достижения требуемого уровня обеспеченности добычи, — Q_2 . Добычу в первом и втором годах примем соответственно за q_1 и q_2 . Тогда потребность в подготовке запасов в первом году (ΔQ) составит:

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1 + q_1. \quad (1)$$

Интенсивность восполнения отбираемых запасов в первом году (i) может быть выражена как

$$i = \frac{\Delta Q}{q_1}. \quad (2)$$

Если прирост добычи в первом году обозначить Δq_1 , то темп прироста добычи (a , в процентах) можно представить в виде

$$a = \frac{\Delta q_1 \cdot 100}{q_1}. \quad (3)$$

Количество запасов, необходимое на начало второго года (Q_2), определится из приведенной формулы (1):

$$Q_2 = \Delta Q + Q_1 - q_1. \quad (4)$$

Добыча во втором году составит

$$q_2 = q_1 + \Delta q_1. \quad (5)$$

Исходя из необходимости удовлетворения условия

$$\frac{Q_2}{q_2} = W, \quad (6)$$

где W — оптимальный уровень обеспеченности добычи подготовленными к разработке запасами, выразим эту зависимость через значения (4 и 5):

$$\frac{\Delta Q + Q_1 - q_1}{q_1 + \Delta q_1} = W. \quad (7)$$

После преобразования этой формулы с использованием равенств (2, 3, 6) получим:

$$\frac{\frac{\Delta Q}{q_1} + \frac{Q_1}{q_1} - 1}{1 + \frac{\Delta_1}{q_1}} = W;$$

$$i + \frac{W - 1}{1 + \frac{a}{100}} = W; \quad i + W - 1 = W + \frac{Wa}{100};$$

$$i = 1 + \frac{Wa}{100}; \quad (8)$$

Таким образом, необходимая для конкретных условий любого района интенсивность восполнения отбираемых запасов легко определяется при заданных уровне обеспеченности добычи запасами и темпе прироста добычи (в процентах).

В таблице 8 даны значения интенсивности восполнения отбираемых запасов, определенные для различных уровней обеспеченности и темпов прироста добычи.

Из рассмотрения приведенных зависимостей вытекает, что меньшая интенсивность восполнения отбираемых запасов в этих условиях приведет к сокращению уровня обеспеченности добычи подготовленными к разработке запасами и снижению возможностей для дальнейшего роста добычи в районе.

Важно иметь в виду, что при интенсивности восполнения отбираемых запасов, равной 1 т/т (т.е. простое воспроизводство ресурсов), нельзя создать условий для развития добычи нефти и газа, так как падение добычи на старых месторождениях будет поглощать прирост добычи на новых месторождениях (см. рис. 13). Прирост добычи по району при этих условиях может быть обеспечен лишь в отдельных случаях и на небольшой отрезок времени за счет использования резерва ранее подготовленных запасов, но будет сопровождаться резким снижением уровня обеспеченности.

Естественно, для каждого из районов интенсивность восполнения отбираемых запасов должна изменяться во времени, так как параметры, которыми она определяется, не сохраняются постоянными. По мере увеличения уровня добычи нефти в каком-либо из районов темпы прироста добычи обычно снижаются, хотя в абсолютном выражении они могут быть даже выше, чем в предшествующем периоде. В соответствии с этим интенсивность восполнения запасов может быть снижена, но это не повлечет за собой уменьшения объемов их подготовки, так как общий уровень добычи нефти в районе, определяющий требуемое количество запасов, продолжает повышаться. Поясним сказанное на условном примере.

Интенсивность выполнения отбираемых запасов в зависимости от планируемых темпов прироста добычи и оптимального уровня ее обеспеченности подготовленными к разработке запасами (в m/n)

Уровень обеспеченности добычи запасами (кратность)	Темп прироста добычи, %																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
15	1,15	1,30	1,45	1,60	1,75	1,90	2,05	2,20	2,35	2,50	2,65	2,80	2,95	3,10	3,25	3,40	3,55	3,70	3,85	4,00
16	1,16	1,32	1,48	1,64	1,80	1,96	2,12	2,28	2,44	2,60	2,76	2,92	3,08	3,24	3,40	3,56	3,72	3,88	4,04	4,20
17	1,17	1,34	1,51	1,68	1,85	2,02	2,19	2,36	2,53	2,70	2,87	3,04	3,21	3,38	3,55	3,72	3,89	4,06	4,23	4,40
18	1,18	1,36	1,54	1,72	1,90	2,08	2,26	2,44	2,62	2,80	2,98	3,16	3,34	3,52	3,70	3,88	4,06	4,24	4,42	4,60
19	1,19	1,38	1,57	1,76	1,95	2,14	2,33	2,52	2,71	2,90	3,09	3,28	3,47	3,66	3,85	4,04	4,23	4,42	4,61	4,80
20	1,20	1,40	1,60	1,80	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00	3,20	3,40	3,60	3,80	4,00	4,20	4,40	4,60	4,80	5,00
21	1,21	1,42	1,63	1,84	2,05	2,26	2,47	2,68	2,89	3,10	3,31	3,52	3,73	3,94	4,15	4,36	4,57	4,78	4,99	5,20
22	1,22	1,44	1,66	1,88	2,10	2,32	2,54	2,76	2,98	3,20	3,42	3,64	3,86	4,08	4,30	4,52	4,74	4,96	5,18	5,40
23	1,23	1,46	1,69	1,92	2,15	2,38	2,61	2,84	3,07	3,30	3,53	3,76	3,99	4,22	4,45	4,68	4,91	5,14	5,37	5,60
24	1,24	1,48	1,72	1,96	2,20	2,44	2,68	2,92	3,16	3,40	3,64	3,88	4,12	4,36	4,60	4,84	5,08	5,32	5,56	5,80
25	1,25	1,50	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00	3,25	3,50	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,25	5,50	5,75	6,00
26	1,26	1,52	1,78	2,04	2,30	2,56	2,82	3,08	3,34	3,60	3,86	4,12	4,38	4,64	4,90	5,16	5,42	5,68	5,94	6,20
27	1,27	1,54	1,81	2,08	2,35	2,62	2,89	3,16	3,43	3,70	3,97	4,24	4,51	4,78	5,05	5,32	5,59	5,86	6,13	6,40
28	1,28	1,56	1,84	2,12	2,40	2,68	2,96	3,24	3,52	3,80	4,08	4,36	4,64	4,92	5,20	5,48	5,76	6,04	6,32	6,60
29	1,29	1,58	1,87	2,16	2,45	2,74	3,03	3,32	3,61	3,90	4,19	4,48	4,77	5,06	5,35	5,64	5,93	6,22	6,51	6,80
30	1,30	1,60	1,90	2,20	2,50	2,80	3,10	3,40	3,70	4,00	4,30	4,60	4,90	5,20	5,50	5,80	6,10	6,40	6,70	7,00
31	1,31	1,62	1,93	2,24	2,55	2,86	3,17	3,48	3,79	4,10	4,41	4,72	5,03	5,34	5,65	5,96	6,27	6,58	6,89	7,20
32	1,32	1,64	1,96	2,28	2,60	2,92	3,24	3,56	3,88	4,20	4,52	4,84	5,16	5,48	5,80	6,12	6,44	6,76	7,08	7,40
33	1,33	1,66	1,99	2,32	2,65	2,98	3,31	3,64	3,97	4,30	4,63	4,96	5,29	5,62	5,95	6,28	6,61	6,94	7,27	7,60
34	1,34	1,68	2,02	2,36	2,70	3,04	3,38	3,72	4,06	4,40	4,74	5,08	5,42	5,76	6,10	6,44	6,78	7,12	7,46	7,80
35	1,35	1,70	2,05	2,40	2,75	3,10	3,45	3,80	4,15	4,50	4,85	5,20	5,55	5,90	6,25	6,60	6,95	7,30	7,65	8,00

36	1,36	1,72	2,08	2,44	2,80	3,16	3,52	3,88	4,24	4,60	4,96	5,32	5,68	6,04	6,40	6,76	7,12	7,48	7,84	8,20
37	1,37	1,74	2,11	2,48	2,85	3,22	3,59	3,96	4,33	4,70	5,07	5,44	5,81	6,18	6,55	6,92	7,29	7,66	8,03	8,40
38	1,38	1,76	2,14	2,52	2,90	3,28	3,66	4,04	4,42	4,80	5,18	5,56	5,94	6,32	6,70	7,08	7,46	7,84	8,22	8,60
39	1,39	1,78	2,17	2,56	2,95	3,34	3,73	4,12	4,51	4,90	5,29	5,68	6,07	6,46	6,85	7,24	7,63	8,02	8,41	8,80
40	1,40	1,80	2,20	2,60	3,00	3,40	3,80	4,20	4,60	5,00	5,40	5,80	6,20	6,60	7,00	7,40	7,80	8,20	8,60	9,00
41	1,41	1,82	2,23	2,64	3,05	3,46	3,87	4,28	4,69	5,10	5,51	5,92	6,33	6,74	7,15	7,56	7,97	8,38	8,79	9,20
42	1,42	1,84	2,26	2,68	3,10	3,52	3,94	4,36	4,78	5,20	5,62	6,04	6,46	6,88	7,30	7,72	8,14	8,56	8,98	9,40
43	1,43	1,86	2,29	2,72	3,15	3,58	4,01	4,44	4,87	5,30	5,73	6,16	6,59	7,02	7,45	7,88	8,31	8,74	9,17	9,60
44	1,44	1,88	2,32	2,76	3,20	3,64	4,08	4,52	4,96	5,40	5,84	6,28	6,72	7,16	7,60	8,04	8,48	8,92	9,36	9,80
45	1,45	1,90	2,35	2,80	3,25	3,70	4,15	4,60	5,05	5,50	5,95	6,40	6,85	7,30	7,75	8,20	8,65	9,10	9,55	10,00

Допустим, при исходном уровне добычи в 200 млн т запланировано за предстоящее пятилетие увеличить ее объем на 100 млн т с ежегодными абсолютными приростами в размере 20 млн т и при сохранении 20-кратной обеспеченности добычи подготовленными к разработке запасами.

В соответствии с имеющейся зависимостью (см. рис. 13, табл. 8) при уменьшении темпа прироста добычи с 10% в первом году до 7,1% в пятом году, интенсивность восполнения отбираемых запасов может быть снижена с 3 до 2,42 т/т. Но при этом объем подготовки запасов будет продолжать увеличиваться с 600 млн т в первом году до 680 млн т в пятом году, чем будет сохранен 20-кратный уровень обеспеченности добычи запасами (условный пример, табл. 9).

Если необходимо одновременно с ростом добычи повысить уровень ее обеспеченности подготовленными к разработке запасами, то, естественно, для этого потребуются более высокая интенсивность восполнения отбираемых запасов, которая должна повыситься в зависимости от того, на сколько крат и в каком интервале значенный нужно повысить обеспеченность и темп прироста добычи.

Таким образом, имеющаяся строгая количественная зависимость интенсивности восполнения отбираемых запасов от необходимого уровня обеспеченности подготовленными к разработке запасами и планируемых темпов прироста добычи позволяет ее использовать при расчетах потребности в запасах и планировании их подготовки в каждом районе и стране в целом.

Зависимость интенсивности восполнения запасов от темпов прироста добычи

Годы	Добыча, млн т	Прирост добычи, млн т	Темп прироста добычи, %	Необходимая интенсивность восполнения запасов, т/т	Требуемый объем подготовки запасов, млн т
Первый	200	20	10	3,0	600
Второй	220	20	9,1	2,82	620
Третий	240	20	8,3	2,65	640
Четвертый	260	20	7,7	2,55	660
Пятый	230	20	7,1	2,42	680
Шестой	300	—	—	—	—

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ СООТНОШЕНИЙ МЕЖДУ ЗАПАСАМИ НЕФТИ РАЗЛИЧНЫХ КАТЕГОРИЙ

Обеспечение необходимых количественных соотношений между запасами нефти различных категорий является одной из важных задач, определяющих масштабы развития нефтяной промышленности и эффективность поисково-разведочных работ в каждом районе и в целом по стране.

Только наличие достаточного превышения запасов низшей категории над потребностью в запасах более высокой категории позволяет наиболее эффективно и длительный период времени обеспечивать рост добычи нефти.

Классификация запасов нефти по степени их геологической изученности тесно связана с установленной в разведке стадийностью работ, что позволяет судить по состоянию запасов различных категорий об успешности поисково-разведочных работ на отдельных этапах.

Результатом региональных геолого-геофизических работ является подсчет прогнозных запасов подгруппы D_1 , дальнейшие геолого-геофизические исследования позволяют произвести оценку запасов по категории C_2 на подготовленных к глубокому бурению структурах. С получением же нефти в первых скважинах запасы учитываются по категории C_1 , а в результате дальнейшей разведки месторождения глубоким разведочным бурением они оцениваются по категории В. Все запасы категории А и большая часть запасов категории В подготавливаются после ввода месторождения в разработку и его разбуривания эксплуатационными скважинами.

Таким образом, разведка и подготовка запасов представляют собой единый неразрывный процесс, состоящий из ряда взаи-

мосвязанных этапов, который должен протекать таким образом, чтобы не нарушалась его стадийность и достигалась необходимая результативность на каждом из этапов.

В ряде районов с благоприятными геологическими условиями имеется возможность строго не придерживаться указанной последовательности работ и совмещать отдельные этапы, добиваясь выигрыша во времени, затрачиваемом на открытие и разведку месторождений, и высокой эффективности подготовки промышленных запасов.

Так, например, в Западной Сибири широко применяется метод поисков крупных структур, основанный на заложении редкой сети сейсмических профилей (МОВ) в пределах выявленных ранее гравитационных и магнитных аномалий, соответствующих поднятиям в мезозойском чехле и подтвержденных сейсмозондированием. Такой метод в сочетании с благоприятными сейсмогеологическими условиями этих районов позволяет в короткий срок выявить крупную структуру и ввести ее в глубокое бурение. После получения нефти или газа в поисковой скважине сеть сейсмопрофилей сгущается и детальное изучение строения поднятия геофизическими методами осуществляется одновременно с глубоким разведочным бурением.

Но такие примеры малочисленны и являются скорее исключением, поэтому установленная стадийность разведки в большинстве районов необходима и должна полностью сохраняться.

Соответствие в объемах геологопоисковых и разведочных работ на разных стадиях может достигаться на основе разработанных для каждого из районов рациональных соотношений между запасами различных категорий. В основу решения этой задачи должна быть положена потребность нефтяной промышленности в подготовленных запасах нефти в количествах, отвечающих требованиям ее планомерного развития.

О необходимых уровнях обеспеченности нефтяной промышленности подготовленными запасами уже говорилось, поэтому рассмотрим вопрос о необходимых количественных соотношениях между запасами категорий $A+B$, C_1 и C_2 .

Возможность дальнейшего роста запасов нефти высших категорий в первую очередь зависит от состояния запасов категории C_1 , в связи с чем определение на конкретный отрезок времени эффективных соотношений между запасами этих категорий является первоочередной задачей.

Придавая большое значение созданию рациональных соотношений между различными категориями запасов, А. А. Трофимук (1964) считал, что минимально необходимо двойное обеспечение запасами категории C_1 промышленных запасов категорий $A+B$.

Исходя из этого положения он рекомендовал требуемое количество запасов категории C_1 определять как величину, равную сумме запланированного объема подготовки запасов категорий $A+B$ и удвоенного количества имеющихся запасов этих катего-

рий, т. е. $C_1 = \text{прирост}(A+B) + 2(A+B)$. Двойное превышение запасов категории C_1 над запасами категорий $A+B$ рассматривается в качестве рациональных соотношений и рядом других исследователей (М. М. Бреннер и др.).

Рассмотрим в связи с этим, насколько приемлемы такие количественные соотношения для различных условий.

По районам страны величина этого соотношения изменялась в довольно широких пределах, так как она зависит не только от количества подготовленных запасов категории C_1 , но и от размеров имеющихся запасов категорий $A+B$ (т. е. будет меньше в районах, располагающих значительными количествами запасов нефти высших категорий).

Наибольшей величиной соотношения $C_1/A+B$ характеризуются новые нефтяные районы, где на первых этапах разведки месторождений их запасы в основном оцениваются по категории C_1 , что отражает большие перспективы дальнейшей подготовки запасов нефти высших категорий. Это наглядно видно на примере Западной Сибири, где по мере увеличения объемов подготовки запасов нефти высших категорий величина соотношения $C_1/A+B$ сократилась с 27,3 (по состоянию на 1 января 1963 г.) до 2,0 (по состоянию на 1 января 1972 г.).

Аналогичное положение складывается также и в старых нефтедобывающих районах, когда в периоды открытия новых месторождений количество запасов категории C_1 резко увеличивается. Однако в дальнейшем, по мере повышения разведанности месторождений, величина соотношения $C_1/A+B$ быстро снижается и обычно становится меньше 1. Так, в Казахской ССР с открытием крупных месторождений Узень и Жетыбай на Южном Мангышлаке значение соотношения $C_1/A+B$ достигло к 1963 г. 7,3, но к 1 января 1969 г. уже снизилось до 0,41. Аналогичными изменениями за рассматриваемый период характеризуются соотношения между запасами этих категорий в Дагестанской и Чечено-Ингушской АССР, Оренбургской и Пермской областях.

Весьма ограниченными возможностями подготовки запасов нефти высших категорий за счет перевода из имеющихся запасов категории C_1 характеризуются районы с наименьшими значениями соотношения $C_1/A+B$. Однако из этого не следует, что рекомендация о необходимости двойного превышения запасов категории C_1 над запасами категорий $A+B$ является правильной. Она не имеет достаточно реальной основы, так как из нее следует, что количество запасов категории C_1 должно постоянно увеличиваться по мере роста запасов высших категорий.

Практически соотношение $C_1/A+B = 2$ не может постоянно сохраняться на этом уровне, так как одним из основных путей роста запасов категорий $A+B$ во всех районах страны является перевод запасов из категории C_1 в результате повышения их геологической изученности, т. е. рост первых за счет уменьшения последних. Только в тех случаях, когда разведочные работы в

каком-либо районе необходимо ограничить подготовкой запасов категории C_1 (в случае сложного геологического строения месторождений), превышение последних над запасами категорий $A+B$ может стать многократным.

Поэтому основным критерием для установления рациональных соотношений между указанными категориями запасов должно было служить необходимое превышение запасов категории C_1 над планируемым приростом запасов категорий $A+B$, т. е.

$$\frac{C_1}{A+B} = f\left(\frac{C_1}{\text{прирост } A+B}\right).$$

Применительно к действующей ныне схеме планирования прироста запасов речь должна идти относительно превышения запасов категории C_1 над объемами подготовки запасов категорий $A+B$, осуществляемыми в основном в результате эксплуатационного бурения и в процессе разработки месторождений.

Следует отметить, что соизмерение потребности в запасах высшей категории с имеющимися запасами низшей категории не является чем-то новым и издавна использовалось в практике перспективного планирования.

Почти во всех нефтедобывающих районах страны запасы категории C_1 многократно превышали размеры ежегодно подготавливаемых запасов нефти категорий $A+B$, что, казалось, должно было бы обеспечивать подготовку последних в требуемых объемах. Однако во многих районах страны участие запасов категории C_1 в подготовке запасов высших категорий было незначительным. Как показали исследования, причиной этого являлась невысокая геолого-экономическая характеристика имевшихся запасов категории C_1 (Мирчинк, Фейгин, 1965).

Важно учитывать и степень достоверности запасов категории C_1 при их переводе в высшие категории.

Поэтому для каждого района необходимая величина соотношения $C_1/\text{прирост } A+B$ должна определяться строго индивидуально, на небольшой отрезок времени и исходя из геолого-экономической характеристики запасов категории C_1 и размера пассивных запасов. После установления необходимого превышения запасов категории C_1 над требуемыми объемами подготовки запасов категорий $A+B$ (т. е. $C_1/\text{прирост } A+B$) определится и рациональная структура запасов этих категорий ($C_1/A+B$).

По стране в целом рациональная структура запасов может быть установлена только как сумма необходимых для каждого из районов соотношений между запасами категорий C_1 и $A+B$, т. е. $\Sigma C_1/\Sigma(A+B)$.

Переходя к рассмотрению необходимых соотношений между перспективными запасами (категория C_2) и запасами промышленных категорий, укажем, что методика их определения должна также учитывать геолого-экономическую характеристику запасов каждого района.

Как отмечалось М. Г. Лейбсоном (1966), рекомендуемое А. А. Трофимукоем двойное превышение запасов категории C_2 над C_1 значительно меньше фактически сложившегося в стране и не может быть признано рациональным, когда в большинстве районов испытывается недостаток фонда перспективных структур. Вероятно, А. А. Трофимук исходил при этом не из фактической, а много лучшей геолого-экономической характеристики запасов категории C_2 , что давало основания для такой рекомендации. Действительное же положение дел вносит определенные коррективы. Поэтому, так же, как и для запасов категорий $A+B$ и C_1 , необходимые количественные соотношения между запасами категорий C_1 и C_2 должны были определяться на основании расчета, в основу которого положено необходимое превышение запасов категории C_2 над планируемым приростом запасов категорий $A+B+C_1$, а не отношение C_2 к C_1 , т. е.

$\frac{C_2}{C_1} = f\left(\frac{C_2}{\text{прирост } A+B+C_1}\right)$. Применительно к новой схеме планирования превышение запасов категории C_2 над C_1 должно быть таким, чтобы обеспечивать высокоэффективную подготовку запасов категорий

$B+C_1$, т. е. $\frac{C_2}{C_1} = f\left(\frac{C_2}{\text{подготовка } B+C_1}\right)$.

В установлении необходимой величины соотношения $C_2/\text{подготовка } B+C_1$ важная роль принадлежит геолого-экономической характеристике структур, подготовленных к глубокому поисково-разведочному бурению, в смысле оценки их размеров и перспективности для первоочередного разбуривания. Но основное значение имеет учет подтверждаемости результатов подсчета запасов категории C_2 за прошедший период, а также коэффициента «успешности» разведки месторождений.

После того как будет обосновано минимально необходимое превышение запасов категории C_2 над планируемым объемом подготовки запасов категорий $B+C_1$ по каждому району на планируемый период, удастся получить рациональное соотношение между запасами категорий C_2 и C_1 в целом по стране ($\Sigma C_2/\Sigma C_1$).

Таким образом, нами не разделяется возможность декларирования каких-либо количественных соотношений между запасами различных категорий без исследования конкретных условий каждого района. Рациональная структура запасов нефти должна определяться на небольшой отрезок времени на базе детального исследования состояния нефтяных ресурсов и эффективности их подготовки в каждом районе, что позволит обеспечить планомерное развитие добычи нефти подготовленными к разработке запасами и добиться необходимого соответствия на различных стадиях поисково-разведочных работ.

МЕТОДИКА ПЛАНИРОВАНИЯ ПОДГОТОВКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ИХ УЧЕТА

ПЛАНИРОВАНИЕ ПОДГОТОВКИ ЗАПАСОВ

Планирование подготовки запасов нефти должно полностью соответствовать требованиям обеспечения разведанными запасами дальнейшего развития нефтяной промышленности страны и базироваться на детальном анализе сложившейся в каждом районе обстановки.

В основе плана поисково-разведочных работ на нефть лежит обеспечение так называемого прироста запасов, под которым понимаются размеры увеличения имевшихся на начало года запасов промышленных категорий, достигнутые в результате разведочных работ за отчетный период.

Планирование прироста запасов нефти до 1971 г. осуществлялось по двум группам запасов категорий $A+B$ и категорий $A+B+C_1$.

Применявшаяся методика позволяла планировать подготовку запасов суммы двух категорий A и B , а также общий прирост «новых» запасов промышленных категорий ($A+B+C_1$). Положительная сторона такой схемы состояла в том, что она давала возможность планировать как общий прирост всей группы запасов промышленных категорий ($A+B+C_1$), нуждающихся еще в дальнейшей разведке, так и прирост полностью разведанных и подготовленных к разработке запасов высших категорий ($A+B$), которые в основном определяют состояние и надежность обеспечения запасами дальнейшего развития добычи нефти.

Вместе с тем прежняя схема планирования не была лишена и некоторых недостатков.

1. Планирование прироста запасов по категориям $A+B$ осуществлялось без должного учета и оценки возможных путей подготовки запасов в каждом районе и строго не ограничивало объемов разведочного бурения на эти цели (Фейгин, 1967).

Как показали наши исследования в 1966—1970 гг., подготовка запасов нефти в стране осуществлялась следующими путями: а) в результате разведки имевшихся на начало каждого года запасов категории C_1 было получено 40% запасов категорий $A+B$; б) в результате разведки запасов категории C_2 (а также за счет не учтенных ранее запасов) на известных к началу каждого года месторождениях было подготовлено 56,2% запасов нефти высших категорий.

Несомненно, разработка плана на базе анализа и оценки указанных возможных путей подготовки запасов нефти категорий $A + B$ в районах страны существенным образом повысила бы обоснованность плановых заданий и затрат разведочного метража.

2. Планирование прироста запасов по категориям $A + B + C_1$ и $A + B$ не позволяло судить о количестве подготавливаемых запасов категорий C_1 , а тем более их анализировать. Под приростом запасов по категориям $A + B + C_1$ понималась сумма вновь приращенных в течение отчетного года запасов по категориям

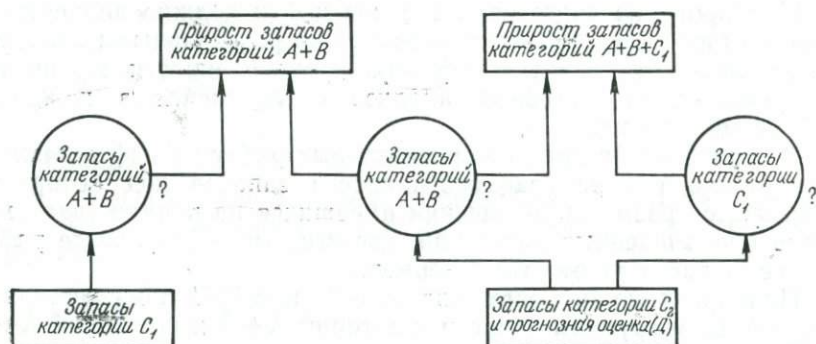


Рис. 14. Схема планирования подготовки запасов нефти

A , B и C_1 за счет запасов категории C_2 и прогнозных запасов как по вновь открытым, так и ранее известным месторождениям (эксплуатируемым или находящимся в доразведке).

В эту группу входили новые запасы, не имевшиеся ранее на учете по промышленным (A , B , C_1) категориям. Кроме разведанных в текущем году запасов категории C_1 , в нее включалась только та часть запасов категорий $A + B$, которая была подготовлена непосредственно из запасов категории C_2 и прогнозных (рис. 14).

Необходимость в планировании прироста запасов по категориям $A + B + C_1$ (вместо C_1) была вызвана тем, что при высоких темпах разведки во многих районах значительная часть запасов из категории C_2 и прогнозных в течение одного года разведывалась до категорий $A + B$ и при оценке итогов выполнения плана подготовки запасов по категории C_1 в их объем не включалась.

Однако правильно оценивать итоги выполнения плана можно было и не отказываясь от планирования подготовки запасов категории C_1 , для чего в отчет о выполнении плана подготовки запасов категории C_1 следовало включать и запасы более высоких категорий, полученные непосредственно из запасов категории C_2 и прогнозных (т. е. $A + B + C_1$). При этом, если план подготовки запасов категорий $A + B$ был выполнен и перевыполнен

только за счет перевода в высшие категории ранее учтенных запасов категории C_1 , то объем подготовленных в течение отчетного периода запасов категории C_1 должен оцениваться без учета перевыполнения плана подготовки запасов высших категорий.

Различие в степени изученности и достоверности запасов разных категорий требовало для целей планирования и оценки результатов разведочных работ выяснения, из какого количества запасов категорий $A + B$ и C_1 в отдельности слагался прирост запасов категорий $A + B + C_1$. Ведь даже при отсутствии запасов категорий $A + B$ в этой группе индекс суммы трех категорий сохранялся. Отсюда оставались неизвестными объемы подготовки запасов категории C_1 в любом районе и стране в целом.

В свете новой классификации запасов значение категории C_1 как основы для подготовки запасов высших категорий и развития добычи нефти еще больше возросло и должно быть учтено при разработке системы планирования (Инструкция..., 1972).

3. При разработке планов прироста запасов нефти и глубоко-поисково-разведочного бурения не учитывалась подготовка запасов категорий $A + B$ в процессе эксплуатационного разбуривания и разработки месторождений и залежей.

Наши исследования показали, что в целом по стране без привлечения разведочного метража за последнее пятилетие (1966—1970 гг.) было подготовлено 98,5% запасов нефти категории A и 31,3% запасов категории B . Что касается Министерства нефтяной промышленности, то доля запасов указанных категорий, подготовленных его предприятиями без привлечения разведочного бурения, является значительно большей. Новые требования к степени подготовленности месторождений и залежей для промышленного освоения позволяют в еще больших объемах подготавливать запасы категории B без привлечения разведочного метража. Так, ныне ввод месторождений в разработку и выделение капитальных вложений на бурение эксплуатационных скважин и строительство других промысловых объектов и промышленных сооружений производится при наличии по месторождению (залежи) утвержденных ГКЗ СССР запасов нефти категории B и C_1 .

При этом для месторождений простого геологического строения, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью мощности и коллекторских свойств по площади и разрезу (I группа), должно быть разведано по категории B в новых районах не менее 30%, а в районах с развитой нефтяной промышленностью не менее 20% запасов.

Для месторождений сложного геологического строения, характеризующихся невыдержанностью мощности и коллекторских свойств продуктивных горизонтов (II группа), подготовка запасов категории B признана нецелесообразной вследствие высокой стоимости разведочных работ.

Большая часть запасов категории C_1 теперь сможет разведываться до высших категорий в процессе эксплуатационного разбуривания и разработки месторождений и залежей. Это обстоятельство также должно найти свое отражение в новой системе планирования, что позволит не только повысить реальность планов по подготовке запасов, но и с большей точностью, чем ранее, определять требуемые объемы бурения и более объективно оценивать эффективность разведочных работ.

4. В должной мере не осуществлялось пообъективное планирование прироста запасов категорий $A+B$ и $A+B+C_1$, в результате чего снижалась обоснованность плана и он являлся обезличенным. В настоящее время признано необходимым планировать подготовку запасов минерального сырья по конкретным месторождениям, подготовляемым для промышленного освоения. Это, несомненно, повысит обоснованность плана и улучшит контроль за его выполнением.

Таковы некоторые основные замечания к существовавшей системе планирования прироста запасов, которые свидетельствуют о том, что она нуждалась в дальнейшем совершенствовании.

Рассмотрим в свете изложенного выше действующую ныне схему планирования подготовки запасов нефти.

Этой схемой, введенной в 1971 г., предусмотрено вместо прироста запасов по двум группам ($A+B$ и $A+B+C_1$) планирование прироста запасов по группе $B+C_1$. При прежней схеме планирования перевод имевшихся на начало года запасов из одной промышленной категории в другую (т. е. из C_1 в B и A , из B в A) не изменял общей суммы запасов категорий $A+B$ и $A+B+C_1$. Поэтому ранее имелась возможность планировать приросты этих групп запасов. Иное дело — новая схема планирования. Так как запасы категорий B и C_1 являются в известной мере промежуточными в общей динамике запасов, то результат их движения (т. е. прирост или убыль) определяется не только количеством вновь подготовленных запасов, но и размерами одновременно убывших из этих категорий запасов (имевшихся на начало года). Поэтому планирование приростов (в полном смысле этого слова) запасов по категориям B и C_1 отдельно или их суммы нецелесообразно. Правильнее говорить об объемах подготовки запасов (рис. 15). Здесь следует отметить, что и в ином отношении практика подготовки запасов не отвечает в полной мере понятию прироста запасов.

Например, в районах с развитой нефтяной промышленностью (Татарская АССР, Башкирская АССР и др.), где объемы подготовки запасов промышленных категорий не компенсировали отборов запасов в процессе добычи, никакого прироста запасов не происходило. Наоборот, в таких случаях мы имели сокращение (убыль) имевшихся на начало года запасов, а отчитывались при этом в выполнении плана прироста запасов. Поэтому приходится различать два вида прироста запасов. Один — плановый,

Запасы на начало текущего года	Изменения в течение года по категориям имевшихся запасов (перевод)	Подготовлено в течение года "новых" запасов категорий А, В и С ₁	Запасы на начало следующего года	Прирост запасов	
Категория А=30		A = +20	A = 0	A = 50	A = +20
Категория В=30		B = +10	B = 20	B = 60	B = +30
Категория С ₁ =40		C ₁ = -30	C ₁ = 50	C ₁ = 60	C ₁ = +20
$\Sigma A, B, C_1 = 100$	$\Sigma A, B, C_1 = 0$ ИЗМ	$\Sigma \text{подг. } A, B, C_1 = 70$	$\Sigma A, B, C_1 = 170$	$\Sigma A, B, C_1 = 70$	
$\Sigma A, B = 60$	$\Sigma A, B = +30$ ИЗМ	$\Sigma \text{подг. } A, B = 20$	$\Sigma A, B = 110$	$\Sigma A, B = 50$	
$\Sigma B, C_1 = 70$	$\Sigma B, C_1 = -20$ ИЗМ	$\Sigma \text{подг. } B + C_1 = 70$	$\Sigma B, C_1 = 120$	$\Sigma B, C_1 = 50$	

Рис. 15. Схема движения запасов нефти промышленных категорий в процессе их разведки

определяющий задание геологоразведочным организациям, а другой — балансовый, который меньше первого на величину добычи и отражает истинные изменения в запасах отдельных районов и страны в каком-либо периоде.

Все это говорит о необходимости четкого разграничения понятий «подготовка» и «прирост» запасов нефти и газа и правильного их применения.

Главное же состоит в том, что новая схема планирования прироста запасов по категориям В+С₁ направлена на обеспечение интенсивного роста запасов категории С₁ при одновременном резком сокращении объемов подготовки запасов нефти категории В.

Остановимся в этой связи более подробно на возможных путях и структуре подготовки запасов нефти категорий А, В и С₁, которые были изучены в ИГиРГИ с помощью детального анализа динамики запасов за 1966—1970 гг. по всем нефтяным залежам и месторождениям страны. Полученные при этом данные о подготовке запасов не идентичны данным о приросте запасов и являются более показательными для нашей задачи, так как не искажены ежегодно происходящим отбором имевшихся запасов в результате их перевода из категории в категорию, списания и других причин (рис. 16).

Государственным планом теперь предусматривается подготовка лишь небольшой части запасов категории В, входящих в так называемый прирост запасов категорий В+С₁ (т. е. только части запасов категории В, которую получают в течение года непосредственно из запасов категории С₂ и прогнозных).

Это означает, что один из основных путей подготовки запасов категории В — перевод из имеющихся запасов категории С₁, за

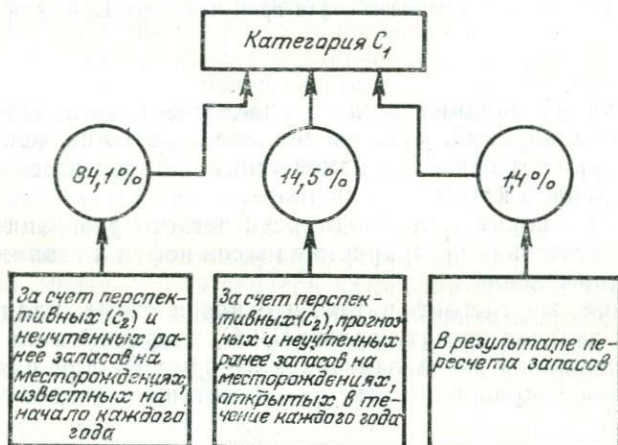


Рис. 16. Структура подготовки запасов нефти в СССР в 1966—1970 гг.

В пересчет запасов включены изменения в балансовых запасах, в том числе и при утверждении ГКЗ, происшедшие по длительно разрабатываемым месторождениям в результате пересчета, произведенного на основании изменения промышленных кондиций, расчетных параметров или по другим причинам, не связанным с проведением поисково-разведочных работ

счет которого в 1966—1970 гг. было получено 41,3% запасов категории В, а в предшествующее пятилетие — около 50%, — вообще перестал планироваться (см. рис. 16). Говоря об этом, мы не ставим задачу затрачивать на эти цели разведочный метраж, а имеем в виду возможности эксплуатационного бурения и исследовательских работ в процессе разработки месторождений.

Возможности подготовки запасов категории В по второму основному направлению — за счет перспективных и неучтенных запасов на месторождениях, известных на начало каждого года,

также сократились в 2—2,5 раза. Так, в соответствии с новыми требованиями по вводу месторождений в разработку, объем запасов категории В,готавливаемых на стадии разведки месторождений (т. е. в результате бурения разведочных скважин), не должен превышать 20—30% от общего объема разведанных запасов, а на месторождениях сложного строения на стадии их разведки запасы категории В вообще не будут подготавливаться.

Таким образом, в то время как новой классификацией предоставлена полная возможность подготавливать почти весь объем запасов нефти категории В за счет эксплуатационного бурения и в процессе разработки месторождений, в системе планирования подготовки запасов это положение, к сожалению, не нашло своего отражения.

О том, что существующая схема планирования приведет к резкому сокращению объемов подготовки запасов категории В, было ясно и прежде. Об этом свидетельствовала, в частности, динамика запасов нефти категории А, количество которых за пятилетие 1966—1970 гг. уменьшилось только в результате недостаточного внимания к их подготовке, так как не требовало практически никаких затрат разведочного метража. Указанный прогноз подтвердился, и количество запасов категорий А+В, подготовленных за 1971—1972 гг., оказалось значительно меньше объемов добычи нефти и привело к сокращению имевшихся запасов высших категорий. При этом важно иметь в виду, что, несмотря на повышение требований к степени изученности запасов категории С₁, достоверность их оценки останется более низкой, чем запасов категории В по классификации 1960 г.

Проведенные ИГиРГИ исследования показывают, что подтверждается запасов нефти категории С₁ при переводе их в более высокие категории является далеко не полной, что приводит к ежегодным списаниям запасов в весьма крупных размерах.

Поэтому ведущее место при оценке состояния обеспеченности нефтяной промышленности подготовленными запасами по-прежнему должны занимать запасы высших категорий. Планирование подготовки запасов категории В является необходимым условием развития сырьевой базы нефтяной промышленности.

Относительно планирования подготовки запасов категорий С₁ и А наши предложения сводятся к следующему.

Как в прежней схеме, так и в существующей подготовка запасов нефти категории С₁ отдельно не планировалась и судить о количестве подготавливаемых запасов этой категории невозможно.

В настоящее время, когда значение запасов нефти категории С₁ возросло и масштабы их подготовки становятся практически основным мериллом результативности поисково-разведоч-

ных работ, следует осуществлять отдельное планирование объемов подготовки запасов нефти категории C_1 , но в отчетность о выполнении плана нужно включать и объем запасов категории В, подготовленных в течение года непосредственно из запасов категории C_2 и прогнозных.

Отдельное планирование подготовки запасов категории C_1 с приемлемой методикой оценки итогов выполнения плана позволит избежать отмеченных недостатков и может оказаться более совершенным.

Объемы подготовки запасов нефти категории C_1 следует устанавливать с учетом имеющегося в районах фонда перспективных площадей, их размеров, вероятности открытия месторождений и залежей, их промышленной значимости, экономической эффективности проведения поисково-разведочного бурения, общей прогнозной оценки перспектив нефтеносности территории и ряда других факторов.

Последнее десятилетие характеризовалось определенным снижением практической значимости запасов категории А.

Планирование подготовки запасов и оценка результатов разведочных работ осуществлялись по сумме запасов категорий А и В, что снизило интерес у производственных организаций к подготовке запасов категории А.

Новым положением о подготовленности месторождений и залежей для промышленного освоения не выдвигается требований о доведении степени разведанности части запасов месторождений до категории А, что соответствует изменившимся условиям развития добычи нефти в стране (Иструкция..., 1972).

Однако из этого не следует, что вообще отпала необходимость в подготовке запасов категории А, рост которых значительно повышает достоверность всего объема запасов промышленных категорий (А, В и C_1). Это весьма важное обстоятельство в характеристике сырьевой базы страны и его нельзя сбрасывать со счета. Проведенные исследования со всей очевидностью свидетельствуют о возможности подготовки запасов нефти категории А в процессе разработки и эксплуатационного разбуривания месторождений и залежей. Поэтому вполне оправданным явилось бы установление заданий нефтедобывающим предприятиям на подготовку запасов категории А.

Из пяти рассмотренных нами возможных вариантов планирования подготовки запасов нефти, разработанных с учетом изложенных выше исходных положений, после обсуждения в Министерстве нефтяной промышленности могут быть рекомендованы следующие две схемы.

1. Раздельное планирование подготовки (а не прироста) запасов категорий В и C_1 .

При этом необходимо учитывать следующие условия.

1. В плане подготовки запасов нефти категории В должно быть определено количество запасов, подготовляемых в резуль-

тате разведки имеющихся на начало года запасов категории C_1 , а также указано, какая часть запасов категории В должна быть получена в результате эксплуатационного разбуривания и в процессе разработки месторождений и залежей.

Оценка итогов выполнения плана должна производиться по общему объему подготовленных запасов категории В и части запасов категории А, которая была получена в течение года в результате повышения степени изученности запасов категории C_1 .

Кроме того, в отчетности следует указывать, сколько запасов категории В получено за счет повышения степени изученности имевшихся на начало года запасов категории C_1 , а также без привлечения разведочного метража. Эти показатели очень важны как для оценки результатов работ, так и для разработки плана подготовки запасов на последующий период.

2. Оценка итогов выполнения плана подготовки запасов нефти категории C_1 должна производиться по сумме подготовленных запасов категории C_1 и той части запасов категории В, которая была получена в течение года непосредственно из запасов категории C_2 и прогнозных.

Эта сумма подготовленных запасов характеризует общий прирост «новых» запасов промышленных категорий, равносильна приросту запасов категорий $A+B+C_1$ и является основным результатом поисково-разведочных работ.

3. Перевод в категорию А следует осуществлять только утвержденных ГКЗ СССР запасов категорий В и C_1 , после их уточнения по результатам эксплуатационного разбуривания и разработки месторождений и залежей.

II. Планирование подготовки запасов нефти категории В и категорий $B+C_1$, но с отражением в отчетности о выполнении плана размеров подготовленных запасов категории C_1 .

Необходимыми условиями здесь являются следующие.

1. В плане подготовки запасов нефти категории В должно быть также определено количество запасов,готавливаемых без привлечения разведочного метража.

Оценка итогов выполнения плана должна производиться по сумме подготовленных этим путем запасов категории В и части запасов категории А, полученных в течение года в результате повышения степени изученности запасов категории C_1 .

2. План подготовки «новых» запасов промышленных категорий ($B+C_1$) количественно будет соответствовать приросту запасов суммы категорий $A+B+C_1$. Эта группа запасов будет почти полностью состоять из запасов категории C_1 , так как возможности подготовки запасов категории В в течение одного года непосредственно из запасов категории C_2 и прогнозных резко ограничиваются требованиями новой классификации. Однако при оценке итогов выполнения плана такая возможность должна учитываться. Остальные положения рекомендуются аналогичными ранее рассмотренному (I) варианту планирования.

Для обоснованного выбора наиболее рационального варианта планирования подготовки запасов нефти, в равной мере приемлемого для различных нефтедобывающих районов страны и организаций Министерства геологии СССР, необходимо не только широкое обсуждение предложенных вариантов планирования, но и проверка их на практике в течение некоторого времени.

В настоящей работе не затрагиваются общие положения планирования подготовки запасов нефти, так как они достаточно полно освещены в специальной экономической литературе.

К экономическим показателям плана, применительно к задачам планирования в районе с развитой нефтедобывающей промышленностью, так же как и по отрасли в целом, М. М. Бреннер (1965б, 1968) относит 1) обеспеченность нефтяной промышленностью района запасами нефти категорий $A + B$ и $A + B + C_1$ к концу планируемого периода, в виде кратности превышения запасов над добычей; 2) воспроизводство (восполнение) запасов нефти категорий $A + B$ и $A + B + C_1$ в абсолютных данных и на 1 т добычи нефти; 3) объем геологоразведочных работ на нефть, в том числе: а) число законченных бурением и испытанием разведочных скважин раздельно в процессе поисковых и в процессе разведочных работ; б) объем глубокого бурения в процессе поисковых и в процессе разведочных работ; в) число площадей, находящихся в одновременной разведке на нефть; г) число месторождений, подлежащих открытию; д) число месторождений, подлежащих окончанию разведкой и подготовкой к разработке; 4) объем капитальных вложений на разведку и подготовку запасов нефти в абсолютных данных с разбивкой на поисковые и разведочные работы; 5) удельные капитальные затраты на подготовку 1 т: а) запасов категорий $A + B$; б) запасов категории C_1 .

Что касается рассмотрения факторов, определяющих план подготовки запасов нефти в каждом районе, то они достаточно подробно изложены ранее.

УЧЕТ ЗАПАСОВ

Совершенствование системы планирования может быть достигнуто в результате детального научного анализа и всесторонней оценки путей выполнения ежегодных планов и требует исчерпывающей отчетной информации.

Это требование в полной мере относится к подготовке запасов полезных ископаемых, учет состояния и движения которых является одним из главнейших разделов государственной статистической отчетности по геологоразведочным работам.

Учет запасов нефти и газа, как и других полезных ископаемых, осуществляется в установленном правительственными органами порядке Всесоюзным геологическим фондом Министерства геологии СССР.

Однако система учета запасов не была лишена ряда серьез-

ных недостатков, устранению которых в последнее время придается важное значение. Проводится работа по анализу балансов запасов с целью исключения из него месторождений, не представляющих промышленной ценности, внесены улучшения в построение балансов запасов, которые теперь будут отражать степень промышленного использования запасов и месторождений, а также остаток запасов, утвержденных ГКЗ СССР, повышены требования к составлению пояснительной записки, сопровождающей отчетные формы о движении запасов, что также повысит информативность отчетности о динамике запасов и др.

Вместе с тем представляется полезным остановиться на некоторых рекомендациях по вопросам учета запасов нефти, предлагавшихся нами (Фейгин, 1967, 1968 в).

1. Большим недостатком действующих форм отчетного баланса запасов нефти и газа (формы № 6-гр и № 7-гр) является отсутствие необходимой полноты сведений. В них отражается только конечный результат движения запасов, т. е. в одну общую графу, характеризующую изменение запасов, заносится алгебраическая сумма убывших и прибывших запасов (например, если в категорию В прибыло (+) 30 млн т запасов и убыло (—) 20 млн т, то в отчетной форме будет отражено +10 млн т). Иначе говоря, суммируются противоположные по своему существу показатели (убытие и прибытие).

Так как убытие запасов категории А почти всегда происходит только в результате добычи, размеры которой отражены в отчетных формах, количество прибывших в эту категорию запасов устанавливается довольно легко. Что же касается запасов категории В и особенно категории С₁, являющихся промежуточным этапом в подготовке запасов самой высокой категории, количественные изменения которых происходят в результате добычи, списания, прибытия новых запасов, пересчета и других причин, действующих в противоположных направлениях (— и +), то существующая система учета не позволяет проследить самого движения, т. е. определить количество одновременно (в течение отчетного периода) убывших и прибывших запасов.

По этой причине становится очень сложным или вообще невыполнимым ценный анализ движения запасов, отражающий эффективность отдельных стадий в разведке и подготовке запасов. Например, количество убывших из категории С₁ запасов в основном характеризует эффективность разведки месторождения на последней стадии, тогда как количество прибывших в категорию С₁ новых запасов почти всегда отражает итоги первого этапа разведки.

Большие объемы запасов категории В и в особенности категории А подготавливаются в результате эксплуатационного разбуривания месторождений, однако такой информации из отчетной документации мы также не получаем.

Весьма важным является и то, что остаются неизвестными указанные выше направления движения запасов, что не позволяет всесторонне оценить результаты геологоразведочных работ, определить достоверность оперативных подсчетов запасов различных категорий, а зачастую приводит к искажению действительного положения в подготовке запасов.

Что касается объяснительных записок, сопровождающих отчетные формы о динамике запасов, то они далеко не в полной мере освещают происходящие изменения.

Кроме того, более детальной системы учета запасов требует и изложенная ранее методика планирования их прироста, при которой не оцениваются возможные пути подготовки запасов высших категорий в каждом районе.

Разработанная форма учета движения запасов дает возможность всесторонне анализировать и оценивать происходящие изменения в запасах и может быть использована в качестве дополнения к форме № 6-гр и заполняться только по тем месторождениям и залежам, по которым в течение отчетного периода происходило движение запасов.

Назначение и порядок заполнения отдельных граф отчетной формы, разработанной для анализа динамики запасов, являются следующими (табл. 10).

Заполнение граф Б, В, 1, 2, 3 и 4 проводится почти так же, как и прежде.

В графе 5 приводится общее количество балансовых и извлекаемых запасов, убывших в течение отчетного периода из той или иной категории запасов. В графах 6, 7 и 8 даются сведения, поясняющие, в результате каких причин произошло убытие запасов, т. е. добычи нефти, разведки или пересчета. Направления движения убывших запасов раскрываются в графах 9 и 10. В первой из них приводится количество запасов, переведенных из данной категории в более высокие категории запасов, не считая добычи, а во второй — размеры списанных запасов как неподтвердившиеся в результате дальнейших разведочных работ или утратившие промышленное значение, а также запасы, переводимые в группу забалансовых как не удовлетворяющие существующим условиям.

Размеры прибывших в ту или иную категорию запасов отражаются в графах 11, 12 и 13.

Общие изменения в запасах каждой категории, происшедшие в течение отчетного периода в результате разведочного и эксплуатационного бурения, списания с баланса, утверждения ГКЗ СССР, а также по причинам, не связанным с проведением разведочных работ, и определяемые как разность в количествах прибывших и убывших запасов, отражаются в следующих четырех графах (14, 15, 16 и 17).

Содержание последующих граф (18, 19, 20 и 21) было оставлено таким же, что и в действующей форме № 6-гр.

Остальная необходимая информация: количество запасов, подготавливаемое за счет эксплуатационного бурения, причины списания запасов и изменения в подсчетных параметрах, объемы запасов, переводимые в группу забалансовых и в низшие категории (в рассматриваемой форме последние включаются в графу списанных запасов), а также ряд других показателей, характеризующих весьма сложную динамику запасов и эффективность их подготовки на различных стадиях разведочных работ, — содержатся в объяснительных записках.

Аналогичным путем была изменена и форма учета запасов природных горючих газов (№ 7-гр). Кроме того, данные о количестве эксплуатируемых скважин, в том числе дающих чистый газ, и о величине свободного среднесуточного дебита скважин не соответствуют по своему содержанию отчету о динамике запасов и могут быть получены из другой отчетности. Поэтому их нужно заменить информацией о величинах всех подсчетных параметров и глубинах залегания газовых залежей.

2. Учет запасов должен осуществляться таким образом, чтобы имела возможность судить о их динамике по каждой отдельно взятой залежи любого месторождения. Исключения могут составлять случаи, когда несколько залежей являются единым объектом разработки, добыча из которых не дифференцируется. Однако это положение не всегда выдерживается. Так, например, в Пермской области в 1963 г. в процессе разведки было установлено, что залежи нефти в отложениях среднего карбона прослеживаются в пределах Асюльской, Константиновской, Утейбашской и Пальниковской площадей и являются единой, на основании чего указанные площади объединились в одно крупное Батырбайское месторождение. Но объединение не связанных между собой общим контуром нефтеносности залежей яснополянского надгоризонта на Асюльской и Константиновской площадях и суммирование их запасов нельзя считать правильным. В связи с таким решением рассмотрение динамики запасов по каждой из этих совершенно самостоятельных залежей в отдельности стало невозможным, а ведь изменения в запасах здесь были значительными и происходили в противоположных направлениях.

3. Заслуживает также внимания вопрос об учете количества открываемых месторождений и залежей.

При оценке результатов разведки в качестве нового месторождения иногда рассматривается открытие каждой из нескольких самостоятельных залежей, приуроченных к небольшим локальным поднятиям в пределах общей структуры, или установление нефтегазоносности отдельных тектонических блоков на известных месторождениях. Например, в результате проведенной в Татарской АССР группировки мелких месторождений в более крупные на основании их приуроченности к единой ярко выраженной структуре и общности контуров нефтеносности общее число месторождений сократилось почти на 40%. Имеются также слу-

чай, когда принимаются на учет запасы настолько мелких по размерам месторождений, что спустя несколько лет они выводятся в забалансовые.

Таким образом, решение рассмотренных вопросов делает пригодными для всестороннего и глубокого анализа весьма ценные данные о динамике запасов нефти и газа промышленных категорий, позволит улучшить планирование их подготовки и качество отчетной документации, что в целом будет способствовать повышению эффективности поисково-разведочных работ.

4. Особого рассмотрения требует неудовлетворительное состояние учета запасов нефти категории C_2 .

Во многих районах страны своевременно не пересматривался фонд подготовленных к разведке структур с целью списания части из них, уже не являющихся перспективными, по аналогии с законченными разведкой площадями и это приводило к завышению размеров запасов категории C_2 .

Нередко также запасы категории C_2 по перспективным структурам оценивались без достаточной для этого геологической обоснованности или с нарушением требований, предъявляемых ГКЗ СССР к этой категории запасов.

Подтверждением сказанного является, например, положение, имевшее место в Азербайджанской ССР, где в 1961 г. из 165 площадей запасы категории C_2 были списаны по 105 структурам в связи с переводом их в группу прогнозных и по 6 площадям как неперспективным. В Башкирской АССР по состоянию на 1 января 1959 г. запасы нефти категории C_2 были утверждены ГКЗ СССР в объеме почти в 3 раза меньшем, чем числилось в балансе запасов на ту же дату. Причем такая значительная разница в официальных данных о запасах категории C_2 в Башкирской АССР сохранялась до 1 января 1968 г.

По целому ряду районов запасы категории C_2 оценивались далеко не в полном объеме. Например, в Украинской ССР из 163 структур, на которых проводилось в 1959—1967 гг. глубокое бурение, запасы категории C_2 подсчитывались по 45 структурам.

В Коми АССР до 1962 г. запасы категории C_2 вообще не учитывались, затем они стали учитываться, но только на месторождениях, а не на подготовленных к глубокому поисково-разведочному бурению перспективных структурах. Лишь с 1966 г. положение с учетом запасов категории C_2 здесь улучшилось.

В системе учета запасов категории C_2 имелись и другие недостатки. Так, например, в Башкирской АССР запасы этой категории приводились в балансе запасов вообще без привязки к конкретным структурам, а последующие изменения отражались таким образом, что исключалась возможность анализа движения площадей и запасов по отчетным документам.

Для проведения анализа подготовки запасов категории C_2 и геолого-экономической оценки их состояния необходим не только

строгий порядок в учете изменения фонда структур и связанных с ним запасов, но и знание стратиграфической приуроченности и глубин залегания предполагаемых продуктивных горизонтов, размеров структур и других данных, которые в настоящее время еще отсутствуют в отчетной документации.

На недостатки в учете запасов категории C_2 перспективных структур обращалось внимание также З. Л. Маймин и В. Д. Никифоровой (1966), Г. Б. Курдюковой (1970) и др.

Положение с достоверностью данных о фонде структур и размерах запасов категории C_2 несколько улучшилось в последние годы в связи с принятием решения о необходимости представления на утверждение ГКЗ СССР запасов категории C_2 .

Значительная работа по пересмотру фонда перспективных структур и пересчету их запасов выполнена во многих районах страны при подсчете прогнозных запасов нефти и газа. Однако необходимо, чтобы фонд перспективных структур, подготовленных к глубокому бурению, и размеры запасов категории C_2 пересматривались ежегодно, а не эпизодически и анализ их изменений содержал все необходимые сведения.

5. Важное значение для улучшения подготовки запасов нефти промышленных категорий в стране и создания рациональной структуры запасов имело бы планирование прироста запасов категории C_2 , которое в настоящее время не осуществляется. Точнее говоря, ежегодно планируется выявление определенного количества перспективных структур и их подготовка к глубокому поисково-разведочному бурению. Но при этом нередко выпадают из поля зрения такие важные вопросы, как размеры этих структур, степень их перспективности, качество подготовки, которыми в конечном счете определяется эффективность последующего глубокого поисково-разведочного бурения. Необходимость выполнения плана подготовки запасов категории C_2 с большей остротой поставила бы перед геофизическими и геологопоисковыми организациями задачу выявления наиболее крупных и перспективных поднятий.

Вопрос о планировании подготовки запасов категории C_2 неоднократно поднимался рядом специалистов на различных совещаниях и обсуждался в печати (А. А. Трофимук, М. Б. Добровольский, М. Г. Лейбсон и др.), но, к сожалению, еще не получил своего практического решения.

Таковы основные пути улучшения учета запасов и повышения информативности и достоверности статистической отчетности.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗВЕДКИ И ПОДГОТОВКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Подготовка запасов нефти является очень важной и весьма капиталоемкой сферой материального производства. Уровень затрат и эффективность подготовки запасов определяются не только геологическими условиями отдельных районов, но и состоянием поисково-разведочных работ и методикой их проведения.

Финансирование поисково-разведочных работ на нефть осуществляется из двух источников: из операционных средств государственного бюджета и из капиталовложений, отпускаемых на развитие нефтяной промышленности.

Ассигнования из операционных средств государственного бюджета расходуются на региональные геолого-геофизические исследования и геологопоисковые работы и составляют в настоящее время 25—27% от общей суммы инвестиций. Основные же суммы затрачиваются на проведение глубокого поисково-разведочного бурения. Крупные вложения государственных средств требуют достаточно высокой эффективности их использования.

Для оценки эффективности поисково-разведочных работ не имеется какого-либо одного показателя, всесторонне и объективно отражающего многообразие условий разведки в различных районах страны. Поэтому при проведении анализа целесообразно рассматривать ряд показателей, которые в комплексе могут достаточно полно охарактеризовать эффективность разведки месторождений и подготовки запасов.

М. М. Бреннер (1965б, 1968а) в качестве основных экономических показателей эффективности поисковоразведочных работ рассматривает:

- 1) интенсивность воспроизводства (восполнения) запасов нефти высших категорий, отражающую степень соответствия или пропорциональности выявленных в течение определенного отрезка времени промышленных запасов уровню развития нефтяной промышленности;

- 2) обеспеченность нефтяной промышленности запасами различных категорий, которая характеризует состояние внутриотраслевых пропорций, а следовательно, и предпосылки развития нефтяной промышленности и является важнейшим экономическим показателем, во многом определяющим не только эффективность поисковых и разведочных работ, но и отрасли в целом, ее экономику;

3) капиталоемкость работ по подготовке запасов нефти. Отражая уровень общественного труда на восполнение запасов нефти по району, стране, указанный показатель дает возможность обосновать на каждый отрезок времени наиболее целесообразные направления капитальных вложений в поиски и разведку запасов. Этот показатель, являясь конкретным выражением затрат общественного труда, аккумулирует в себе степень организации работ по разведке, состояние использования техники, темпы поисковых работ и др.;

4) производительность труда — прирост запасов на одного работника, занятого на разведочных работах, — которая является показателем, позволяющим установить связь между количеством затраченного на поиски и разведку труда и размерами выявленных запасов.

Кроме этих, известны и широко используются на практике и другие показатели.

1. Прирост запасов нефти категорий $A+B$ и $A+B+C_1$ на 1 м проходки или, наоборот этому, затраты метража глубокого поисково-разведочного бурения на прирост 1000 т запасов указанных категорий. Однако этот показатель имеет крупный недостаток, состоящий в том, что при оценке эффективности поисково-разведочных работ ставятся в неравные условия районы, характеризующиеся различными глубинами залегания продуктивных горизонтов. Кроме того, необходимо учитывать, что в прирост запасов суммы категорий $A+B+C_1$ входят далеко не равноценные по степени изученности и затратам труда категории запасов (A, B, C_1), т. е. эта группа запасов в целом еще не являлась завершенной продукцией поисково-разведочных работ.

2. Более объективным показателем эффективности поисково-разведочных работ является прирост запасов, приходящийся на одну поисково-разведочную скважину, законченную строительством. Этот показатель позволяет оценивать результаты работ в районах с различной глубиной залегания продуктивных горизонтов, так как приводит их к сопоставимым условиям.

3. Одним из широко используемых показателей является доля удачных поисково-разведочных скважин от их общего числа, законченных строительством. Но здесь необходимо учитывать, что величина этого показателя во многом зависит и от соотношения объемов поискового и оконтуривающего бурения в каждом из районов. В целом же по стране эффективность работ по числу поисково-разведочных скважин, давших нефть или газ, находится в пределах 35—43%.

Эффективность использования капитальных вложений в поисково-разведочные работы в известной мере может быть охарактеризована сопоставлением уровней затрат и прироста запасов по отдельным районам страны. По многим старым нефтедобывающим районам страны отмечается определенное несоответствие между долей затрат на проведение поисково-разведочных работ

и полученным приростом запасов нефти, вызванное во многом преобладающим влиянием в подготовке запасов Западной Сибири. Однако при размещении капиталовложений в поисково-разведочные работы на нефть не следует ориентироваться только на капиталоемкость стадии поисков и разведки месторождений. Необходимо учитывать уровни капиталотдачи и на последующих стадиях, в частности, условия освоения и обустройства района, разработки месторождений, транспорта нефти, качество сырья для переработки, ценность получаемых из него при переработке продуктов и др., что вместе взятое может существенным образом улучшить показатели эффективности использования капитальных вложений в старых нефтедобывающих районах страны.

Имеется еще ряд экономических показателей, используемых некоторыми исследователями для оценки эффективности поисково-разведочных работ.

Большая часть применяемых показателей является весьма укрупненными и характеризует общую эффективность проведенных поисково-разведочных работ в масштабе районов, областей и страны в целом.

В то же время для оценки эффективности работ на отдельных стадиях поисково-разведочного процесса и результативности выбранных геологических направлений разведки показатели еще недостаточно систематизированы. В связи в этом они мало используются на практике, причиной чего также является необходимость привлечения значительно большей информации, чем ее имеется в официальной отчетности.

Нам представляется целесообразным остановиться на более подробном рассмотрении этих вопросов, а также охарактеризовать возможные пути повышения эффективности разведки и подготовки запасов нефти.

Поисково-разведочные работы являются единым процессом, состоящим из ряда стадий, объединенных в два этапа: поисковый и разведочный.

В соответствии с последней, уточненной схемой стадийности геологоразведочных работ (Жабров и др., 1968), поисковый этап включает три стадии:

1) региональные геолого-геофизические работы, в результате которых изучаются общие черты глубинного геологического строения осадочных бассейнов, дается оценка перспектив нефтегазонасыщенности, выделяются благоприятные для скопления нефти и газа структурные зоны и подсчитываются прогнозные запасы (D_2 и D_1);

2) выявление перспективных на нефть и газ структур и подготовку их под глубокое поисковое бурение. На этой стадии возможен подсчет запасов подгруппы D_1 и категории C_2 ;

3) поиски залежей нефти и газа, осуществляемые глубоким поисковым бурением. Эта стадия в случае открытия залежей завершается оценкой их запасов по категориям C_2 и C_1 .

Разведочный этап состоит из одной стадии, на которой осуществляется разведка нефтяных и газовых месторождений и подготовка их к разработке. В результате глубокого разведочного бурения и опытной эксплуатации разведочных скважин осуществляется подсчет запасов по промышленным категориям (в основном C_1 и В).

Таким образом, эффективность всего поисково-разведочного процесса зависит от состояния и успешности работ на каждой из его стадий. Поэтому необходимо тщательное изучение возможностей повышения эффективности работ на различных стадиях, что позволит улучшить подготовку запасов нефти в целом.

Региональные геолого-геофизические исследования являются начальной стадией поисково-разведочных работ и проводятся не только в новых, но и в старых нефтедобывающих районах в связи с изучением перспектив нефтегазоносности новых литолого-стратиграфических комплексов, нижних структурных этажей, региональных зон выклинивания пластов и стратиграфического несогласия пород.

На проведение этих работ затрачиваются значительные денежные средства, составляющие около 11% от общих затрат на геологоразведочные работы на нефть и газ в СССР.

Оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов, являющаяся конечной целью региональных исследований, требует решения широкого круга вопросов, включая определение общих черт глубинного геологического строения и границ осадочного бассейна, закономерностей в изменении общей мощности осадочных пород, установление дробной стратификации разреза, выявление основных возможно нефтегазоносных комплексов и структурных зон, история геологического развития которых являлась благоприятной для образования в их пределах скоплений нефти и газа.

Кроме показателей производительности работ, измеряемых выполненными физическими объемами различных методов региональных исследований за единицу времени, в качестве основного показателя эффективности работ этой стадии должно рассматриваться количество выявленных и подготовленных новых направлений разведки, значимость которых должна оцениваться размерами прогнозных запасов и степенью их концентрации.

Одним из основных условий успешного, высокоэффективного, проведения региональных геолого-геофизических работ и получения необходимых материалов является рациональное комплексирование взаимодополняющих методов исследования и разумное сочетание используемых при этих работах наблюдений.

Подчеркивая большую важность этого этапа поисково-разведочных работ, следует отметить, что в ряде районов имело место стставание региональных исследований, которое отразилось на выборе направлений разведки. К их числу относятся центральные и северные районы Русской платформы, бортовая зона Прикас-

пийской синеклизы, север Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Предуральский прогиб, Припятская впадина, Сибирская платформа и ряд других. Значительное усиление региональных работ требуется и в некоторых старых нефтедобывающих провинциях в связи с оценкой перспектив нижних структурных этажей (например, Днепровско-Донецкая впадина, Предкавказье, Азербайджан, Западная Туркмения). Остаются малоизученными перспективные зоны региональных наклонов и возможного выклинивания пластов, а также — стратиграфического несогласия пород. В проведении региональных геолого-геофизических исследований еще имеется немало недостатков, устранение которых позволит значительно повысить результативность этой стадии поисково-разведочных работ и выявить новые перспективные направления подготовки запасов.

Выявление и подготовка структур под глубокое поисковое бурение занимает важное место в общем комплексе поисково-разведочных работ на нефть, эффективность которых во многом определяется состоянием фонда перспективных площадей и капиталоемкостью работ на этой стадии. Всего на эти цели расходуются около 19% денежных средств, отпускаемых на проведение поисково-разведочных работ на нефть и газ в СССР.

По размерам затрат и результативности работ основное значение имеют геофизические методы разведки и структурно-поисковое бурение. Геологической съемкой выявляется и подготавливается к глубокому бурению сравнительно небольшое число структур при весьма скромных денежных затратах.

Структурно-поисковые работы в настоящее время являются одним из наиболее слабых звеньев во всем поисково-разведочном процессе. Число подготавливаемых структур лишь немногим превышает количество структур, ежегодно вводимых в глубокое бурение.

Что касается общего фонда структур, подготовленных к глубокому поисковому бурению, то по мнению З. Л. Маймин и В. Д. Никифоровой (1966), проанализировавших его состояние, это количество не отражает действительного резерва перспективных структур. За вычетом площадей, уже находящихся в разведке глубоким бурением, туда входит большое число структур, крайне малых по размерам и не представляющих интереса для разведки в настоящее время, а также часть структур, расположенных в малоперспективных зонах и подлежащих исключению при пересмотре материалов. Фонд структур во многих районах является недостаточным для обеспечения возможности выбора из них наиболее перспективных для дальнейшей разведки и высокоэффективного использования объемов глубокого бурения.

Весьма низким в ряде районов является и качество подготовки структур под глубокое поисково-разведочное бурение, что приводит к непроизводительному использованию его объемов.

Таким образом, основными показателями эффективности структурно-поисковых работ следует считать:

1) количество ежегодно выявляемых и подготавливаемых к глубокому поисково-разведочному бурению структур;

2) степень перспективности подготовленных структур, отражаемая их размерами, величинами подсчитанных по ним запасов категории C_2 и подгруппы D_1 , очередностью ввода в разведку;

3) степень соответствия масштабов выявляемых и подготавливаемых структур числу площадей, ежегодно вводимых в глубокое поисково-разведочное бурение;

4) стоимость выявления и подготовки структур;

5) степень подтверждаемости выявленных поднятий при последующем их разбуривании;

6) качество подготовки структур, отражаемое последующими затратами метража поискового и разведочного бурения.

Общей оценке эффективности структурно-поисковых работ должен предшествовать детальный анализ эффективности применяемых в том или ином районе методов выявления и подготовки структур. Структурно-поисковым бурением, осуществляемым ежегодно в объемах около 3 млн. м, подготавливается порядка 30% структур. Эффективность этого вида работ за последнее время ухудшилась, и рост затрат практически не сопровождался увеличением числа подготовленных структур.

Одной из основных причин снижения эффективности структурно-поискового бурения следует считать то, что во многих районах страны, где этот метод выявления и подготовки структур был ведущим, наиболее крупные и четко выраженные по верхним горизонтам поднятия уже разбурены.

На этой стадии геологической изученности их территории и при существующих глубинах исследования выявляются преимущественно небольшие структуры, что требует заложения более плотной сетки структурно-поисковых скважин.

Имеется также немало примеров, когда крупные объемы структурно-поискового бурения проводятся без должного геологического обоснования и не дают необходимого эффекта.

Нерациональный расход метража имеет место в некоторых районах, когда при подготовке структур под глубокое бурение структурно-поисковое бурение проводится без особой надобности после геофизических методов разведки. Более рациональное использование структурно-поискового бурения, наряду с его техническим перевооружением, будет способствовать повышению эффективности этих работ. Повышение результативности может быть достигнуто и с помощью более широкого комплексирования структурно-поискового бурения с геофизическими методами разведки. В целом же возможности использования этого метода уменьшились, в связи с чем в ряде районов значительные объемы дорогостоящего глубокого бурения вынужденно затрачиваются на структурнопоисковые цели.

Необходимость повышения эффективности структурно-поискового бурения требует систематического анализа состояния этих работ, что, однако, затрудняется имеющимися недостатками в системе их планирования и учета. Так, например, в отчетной документации нет сведений о количестве пробуренных скважин и глубинах бурения, а планирование на структурно-поисковое бурение осуществляется совместно на все виды геологопоисковых, топографических и научных работ.

Ведущая роль в выявлении и подготовке структур принадлежит геофизическим методам разведки, объемы которых в денежном выражении за десятилетие 1961—1970 гг. возросли в 1,9 раза и составили около 60% от общих ассигнований на геологопоисковые работы.

В последние годы геофизическими методами разведки или с их участием было подготовлено более 70% всех структур.

Основным методом выявления и подготовки структур под глубокое поисково-разведочное бурение является сейсморазведка, на проведение которой расходуется более 80% средств, выделенных на геофизические исследования. За рассматриваемый период сейсмометрические исследования были значительно усовершенствованы, появились новые модификации и аппаратура, что способствовало повышению эффективности этих работ. Несмотря на крупные успехи в совершенствовании сейсморазведки, она остается наиболее дорогостоящей из всех остальных методов геофизических исследований. При этом во многих нефтегазоносных областях дальнейшие перспективы открытия новых месторождений связаны с районами и структурными зонами, характеризующимися более сложными геолого-геофизическими условиями выявления и подготовки структур к глубокому бурению.

Поэтому необходимая результативность в этих условиях достигается за счет усложнения методики сейсмометрических исследований, приводящего к увеличению затрат на выявление и подготовку структуры. Несмотря на достигнутые успехи, современный уровень геофизических исследований далеко не в полной мере отвечает стоящим перед ними задачам, а в целом ряде районов их применение в настоящее время является вообще малоэффективным (Полшков, 1965; Федынский и др., 1968). Например, крайне необходимо повышение точности исследований, что позволит выявлять пологие и сложно построенные платформенные структуры, с которыми связываются значительные перспективы нефтеносности в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Главными причинами, мешающими получению качественных отражений в девонских отложениях ряда районов Волго-Уральской провинции, являются особенности литологического состава отражающих горизонтов и пород верхней части разреза. Поэтому совершенствование методики и повышение разрешающей способности аппаратуры позволит расширить область применения сейсморазведки и повысить эффективность поисковых работ.

Из-за несовершенства методов борьбы с помехами от кратных отражений совершенно неизученным во многих регионах остается нижний структурный этаж осадочного чехла. Прежде всего это — подсолевые палеозойские отложения на обширной территории Прикаспийской низменности, в Днепровско-Донецкой и Припятской впадинах, подсолевые юрские отложения в Восточной Туркмении и Западном Узбекистане, а также — подмайкопские отложения в Западном Предкавказье, на Тамани и в Крыму. Промышленная нефтегазоносность этих отложений в ряде мест уже установлена и оценивается очень высоко.

На сегодня еще практически отсутствует возможность обнаружения геофизическими методами разведки ловушек нефти и газа неантиклинального типа, связанных с зонами выклинивания пластов-коллекторов и стратиграфического несогласия пород.

В проведении геофизических исследований имеется еще немало неиспользованных резервов, заключающихся в применении более совершенной аппаратуры и методических приемов, а также в более широком использовании для выявления структур других, менее капиталоемких геофизических методов: электроразведки, гравиразведки, и магнитной разведки, которые за последние годы были значительно усовершенствованы (Полшков, 1965; Федынский и др., 1968).

Усиление структурно-поисковых работ, наряду с усовершенствованием техники их проведения и решением ряда методических задач, является крайне необходимым и позволит повысить эффективность поисков новых нефтяных и газовых месторождений.

Глубокое поисковое бурение представляет собой важнейшую стадию поисковых работ, непосредственным результатом которой является открытие новых месторождений и залежей. Отдельное планирование и учет объемов глубокого бурения на поисковые цели начались с 1961 г., что позволяет соблюдать необходимую пропорциональность между поисковым и разведочным бурением. За 1961—1972 гг. на поиски нефти и газа было затрачено 31,4 млн м глубокого бурения, что составляет 50,7% от общего объема поисково-разведочного бурения (рис. 17).

Удельное значение глубокого поискового бурения в общем объеме буровых поисково-разведочных работ на нефть и газ повысилось в последние годы (1969—1972 гг.) до 53—55%, однако это произошло не за счет увеличения объемов поискового бурения, а в результате сокращения общих объемов бурения.

Подготовка запасов нефти целиком зависит от состояния поисковых работ, что предопределяет необходимость их постоянного проведения в достаточных объемах. Однако в ряде районов имеют место случаи, когда после открытия одного или нескольких месторождений на них сосредоточивался почти весь объем глубокого бурения, а поисковые работы сокращались, что приводило в дальнейшем к сужению фронта разведки и уменьшению возможностей подготовки запасов.

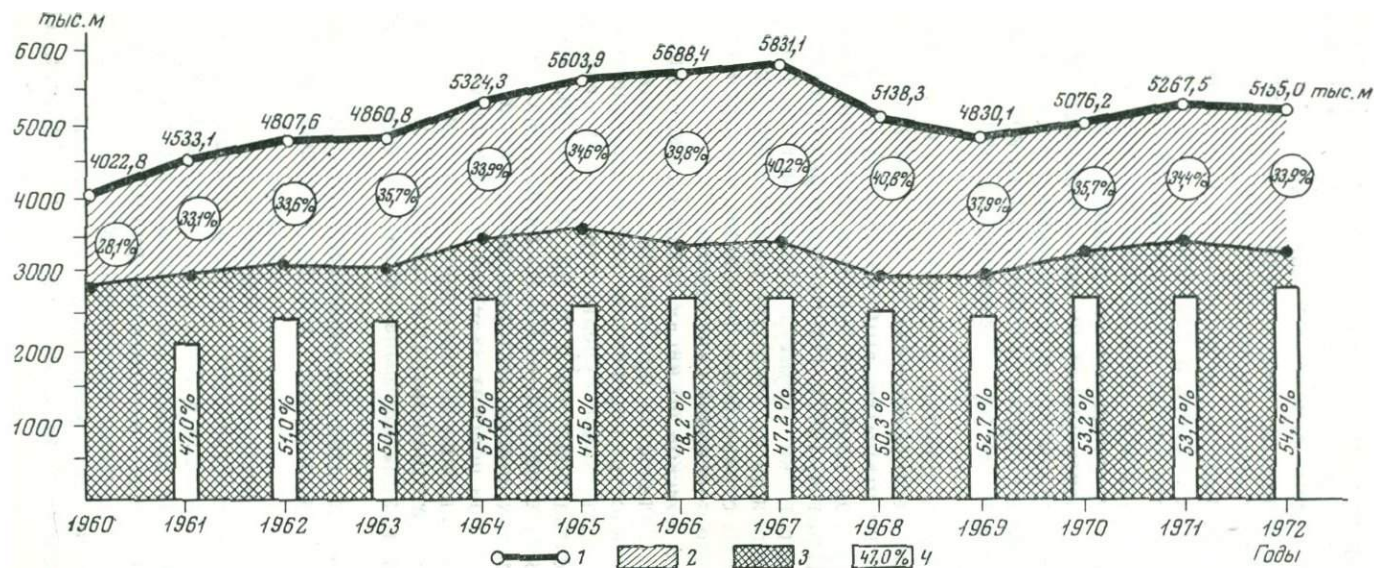


Рис. 17. Динамика объемов глубокого поисково-разведочного бурения на нефть и газ в СССР

1 — объемы глубокого поисково-разведочного бурения на нефть и газ; 2 — объемы бурения на газ; 3 — объемы бурения на нефть; 4 — объемы глубокого поискового бурения на нефть и газ. В объем поискового бурения не включен метраж параметрического и опорного бурения

Оценка эффективности глубокого поискового бурения должна производиться отдельно от разведочного бурения и включать в себя анализ следующих основных показателей.

1. Количество открытых месторождений и залежей, их размеры, выраженные запасами категорий C_2 и C_1 , характеризуют общие масштабы достигнутых результатов и перспективность выбранных направлений поисков и разведки.

2. Успешность поисков по числу площадей, оказавшихся месторождениями, отражает степень обоснованности перспектив нефтегазоносности вводившихся в глубокое поисковое бурение структур, а также достоверность их выявления. Естественно, в отдельных районах страны успешность разведки является различной. В среднем же по стране успешность поисков по числу площадей, оказавшихся месторождениями, находится в пределах 40—50%.

3. Эффективность поисков месторождений и отдельно залежей на известных месторождениях по числу скважин и метражу, затраченным на их открытие, которая зависит от качества подготовки структур под глубокое бурение (Маймин, Никифорова, 1966; Маймин, Пештич, 1967). Например, в ряде районов страны из-за плохой подготовки структур расходовалось неоправданно большое число скважин на открытие одного месторождения, тогда как в целом по стране более половины месторождений было открыто первой же поисковой скважиной.

4. Успешность поисков по числу скважин, оказавшихся удачными из общего количества пробуренных, зависящая от многих причин: обоснованности перспектив нефтегазоносности вводившихся в глубокое поисковое бурение структур, достоверности их выявления, качества подготовки и др. Например, по данным ВНИГРИ, за пятилетие 1966—1970 гг. из каждых 100 скважин, пробуренных в целях поиска месторождений, только 15 оказались продуктивными, а при поисках залежей на уже известных месторождениях из 100 скважин 20 были продуктивными.

5. Степень соответствия затрат метража глубокого поискового бурения размерам запасов выявленных месторождений и залежей.

6. Стоимость открытия месторождений, с учетом затрат на проведение геологопоисковых работ, предшествовавших открытию.

7. Длительность всего поискового периода и отдельных его этапов, которая существенным образом сказывается на стоимости подготовки запасов и темпах их подготовки.

Особого внимания должно заслуживать выяснение и анализ причин отрицательных результатов разведки как геологического, так и методического характера, ибо на площади, оказавшиеся непродуктивными, затрачиваются значительно большие средства, чем на открытие месторождений (Маймин, Никифорова, 1966).

Таковы основные показатели, характеризующие результативность глубокого поискового бурения.

Глубокое поисково-разведочное бурение на нефть требует самостоятельного рассмотрения, так как имеет важное значение для оценки состояния и эффективности подготовки запасов.

За 1961—1972 гг. на поиски и разведку нефтяных месторождений и залежей было пройдено 39,5 млн м глубокого бурения, что составляет 63,6% от общих объемов бурения (см. рис. 17). Важной особенностью рассматриваемого периода следует считать сокращение после 1965 г. объемов глубокого бурения на нефть, происшедшее при одновременном росте глубин разведочных скважин и, следовательно, сопровождавшееся еще большим уменьшением числа скважин. Так, в целом по СССР средние глубины поисково-разведочных скважин в сравнении с 1960 г. возросли в 1,4 раза и составили в 1972 г. 2632 м.

Особенно значительным был рост средних глубин скважин в нефтедобывающих районах. Например, в Азербайджанской ССР в 1960 г. средняя глубина скважин составляла 2804 м, а в 1972 г.—3629 м (рост в 1,3 раза), в Украинской ССР—2179 м и 3788 м (рост в 1,7 раза), в Чечено-Ингушской АССР—2871 м и 4385 м (рост в 1,5 раза), в Волгоградской области—2292 м и 3311 м (рост в 1,4 раза), в Саратовской области—1884 м и 2861 м (рост в 1,5 раза), в Дагестанской АССР—2281 м и 3646 м (рост в 1,6 раза).

Таким образом, более сложные, чем в предшествующий период, геологические условия поисков и разведки нефтяных месторождений в указанных и многих других нефтедобывающих районах страны требуют больших удельных затрат глубокого поисково-разведочного бурения и денежных средств на подготовку единицы запасов.

Основной задачей разведочного этапа является быстрейшая и достаточно экономичная подготовка нефтяных месторождений и залежей к вводу в разработку. Большое влияние на эффективность глубокого разведочного бурения оказывают применяемая методика и качество разведки месторождений и залежей. Поэтому одним из показателей эффективности работ в данном случае могут рассматриваться удельные затраты разведочных скважин и метража на подготовку месторождений к разработке (с учетом размеров запасов и особенностей геологического строения), длительность работ и др.

В целом же, по завершению разведочного этапа принято оценивать общую эффективность поисково-разведочных работ, проведенных на данном месторождении. Для этого, а также для оценки эффективности работ по району, области в целом за какой-либо отрезок времени должен привлекаться широкий круг показателей, уже рассмотренных нами.

Следует отметить, что анализ эффективности поисково-разведочных работ важно производить не только в целом по области, но и по отдельным геоструктурным элементам, их частям и литолого-стратиграфическим комплексам, что позволит выявить наиболее эффективные направления разведки и подготовки запасов.

Основную роль в повышении эффективности разведки и подготовки запасов нефти должно сыграть повышение научной обоснованности направлений поисково-разведочных работ. В связи с этим особые требования предъявляются к геологической науке, призванной на основе изучения закономерностей размещения региональных зон нефтегазоаккумуляции, условий их формирования и ряда других вопросов этой сложной и многогранной проблемы выработать важнейшие направления поисково-разведочных работ на нефть и газ. Выбор наиболее перспективных направлений и концентрация на них основных средств позволят обеспечить наибольшую эффективность поисков и разведки месторождений. Однако при этом необходимо учитывать и имеющуюся острую потребность в приросте запасов в старых нефтедобывающих районах, возможность использования в ближайший период всех подготовленных запасов в новых, еще не освоенных районах, а также — крупный народнохозяйственный эффект, получаемый от приближения источников сырьевых ресурсов к местам потребления. Поэтому в размещении объемов поисково-разведочных работ должна разумно сочетаться возможность осуществления всех указанных задач.

Повышению научной обоснованности проведения всего комплекса поисково-разведочных работ на нефть и газ способствовала бы разработка генерального плана таких работ, основанного на прогнозной оценке перспектив нефтегазоносности территории всей страны (Ованесов, 1968).

Непременным условием повышения эффективности поисково-разведочных работ является дальнейшее совершенствование методики их проведения, включая создание новых методов геофизических исследований и более эффективной аппаратуры. Это значительно расширит круг решаемых задач и позволит выявлять благоприятные для скопления нефти и газа ловушки в подсолевом комплексе пород, картировать малоамплитудные поднятия и генетически новые типы структур.

Одновременно необходимо увеличить объемы региональных геолого-геофизических исследований и структурно-поисковых работ, что обеспечит выявление новых перспективных направлений разведки и ликвидирует имеющуюся во многих районах страны острую нехватку структур, подготовленных к проведению глубокого бурения.

Совершенно очевидно, что основное значение в подготовке запасов нефти и газа имеет глубокое поисковое бурение, приводящее к открытию новых месторождений и залежей, тогда

как задачи оконтуривающего бурения являются более скромными. Тем не менее на поисковые цели за 1961—1970 гг. было использовано 49,8% объемов глубокого поисково-разведочного бурения. Поэтому увеличение в ближайшее время в целом по стране доли глубокого поискового бурения на нефть и газ до 65—70% от общего объема буровых работ приведет к большему числу открытий и создаст необходимый резерв площадей с установленной нефтегазоносностью, наиболее крупные и перспективные из которых будут являться первоочередными объектами дальнейшей разведки. Наряду с этим требуется добиться и более рационального использования объемов глубокого оконтуривающего бурения.

Существенным образом может повысить эффективность работ улучшение геологических и геофизических исследований в поисковых и разведочных скважинах (увеличение выноса керна из продуктивных интервалов разреза, совершенствование методики промыслово-геофизических работ и создание новой аппаратуры, улучшение состояния опробования скважин и др.).

Стоимость подготовки запасов и остальные показатели эффективности разведки во многом определяются технико-экономическими результатами глубокого бурения, которые в силу ряда обстоятельств продолжают ухудшаться. Все это требует, наряду с устранением имеющихся недостатков в производстве буровых работ, существенных изменений в технике и технологии проводки скважин.

В заключение следует подчеркнуть, что объемы поисково-разведочных работ, особенно глубокого бурения, не отвечают тем высоким требованиям, которые предъявляет к подготовке запасов нефти развивающаяся исключительно высокими темпами нефтяная промышленность.

Подготовка в крупных размерах запасов нефти при постоянно усложняющихся во многих районах геологических условиях поисков и разведки новых месторождений не может продолжительное время осуществляться при весьма ограниченных объемах глубокого бурения. Поэтому, наряду с устранением имеющихся недостатков в проведении поисково-разведочных работ насущной задачей следует считать всемерное техническое усиление этих работ и увеличение объемов их проведения.

- Директивы XXIV съезда КПСС по пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР на 1971—1975 гг.
- Абрамович М. В.* О классификации запасов залежей нефти.— Поверхность и недра, 1928, № 3—5.
- Абрамович М. В.* О точности подсчета подземных запасов нефти по объемному методу.— Изв. АзССР, 1951, № 5.
- Абрамович М. В.* Об оценке запасов перспективных и прогнозных площадей в складчатых нефтегазоносных областях.— Геология нефти и газа, 1960, № 6.
- Абрикосов И. Х., Жабрев И. П., Фейгин М. В.* К вопросу о классификации потенциальных ресурсов и прогнозных запасов нефти и газа.— Нефтегазовая геология и геофизика, 1973, № 6.
- Авров В. Я., Неручев С. Г.* и др. Краткая характеристика прогнозных запасов нефти и газа, их классификация и методика подсчета.— Геология нефти и газа, 1972, № 5.
- Андрейко В. Ф., Москвичева В. Г.* О качестве разведки нефтяных и газовых месторождений и материалов подсчета запасов.— Геология нефти и газа, 1968, № 2.
- Бакиров А. А., Бакиров Э. А., Мелик-Пашаев В. С., Музыченко Н. М., Фомкин К. М., Юдин Г. Т.* Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. М., «Высшая школа», 1968.
- Билибин В. В.* Вычисление производственных программ нефтедобычи по методу «составных кривых».— Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1927, № 5.
- Билибин В. В.* Методы подсчета подземных запасов нефти. Л.—М., ОНТИ, 1935.
- Билибин В. В.* Подсчет подземных запасов нефти. Баку, АЗОНТИ, 1937.
- Билибин В. В., Гаврилов Я. В., Мирчинк М. Ф.* Нефтепромысловая геология. М.,—Баку, ОНТИ, Азнефтеиздат, 1934.
- Бреннер М. М.* Планирование нефтедобывающей промышленности. М., Гос-топтехиздат, 1959.
- Бреннер М. М.* Экономическая оценка нефтяных и газовых ресурсов СССР.— Геология нефти и газа, 1965а, № 10.
- Бреннер М. М.* Методологические основы определения эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ.— Геология нефти и газа, 1965б, № 10.
- Бреннер М. М.* О пропорциях между уровнем развития нефтедобывающей промышленности и сырьевыми ресурсами.— Геология нефти и газа, 1966, № 12.
- Бреннер М. М.* Экономика нефтяной и газовой промышленности СССР. М., «Недра», 1968а.
- Бреннер М. М.* О пропорциях в нефтедобывающей промышленности и методология их определения.— Геология нефти и газа, 1968б, № 11.
- Брод И. О.* Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. М., «Недра», 1964.
- Брод И. О., Васильев В. Г.* и др. Нефтегазоносные бассейны земного шара. М., «Недра», 1965.
- Бронштейн И. Н., Семендяев К. А.* Справочник по математике для инженеров и учащихся ВТУЗов. М., Физматгиз, 1959.

- Буялов Н. И., Васильев В. Г. и др. Методика оценки ресурсов природного газа и нефти.— Геология нефти и газа, 1961а, № 1.
- Буялов Н. И., Васильев В. Г. и др. О классификации прогнозных запасов нефти и газа и методике их подсчета.— Геология нефти и газа, 1961б, № 11.
- Буялов Н. И., Васильев В. Г., Ерофеев Н. С. и др. Методика оценки прогнозных запасов нефти и газа. Л., Гостоптехиздат, 1962.
- Буялов Н. И., Захаров Е. В. О применении объемного метода для оценки прогнозных запасов нефти.— Геология нефти и газа, 1964, № 7.
- Васильев В. Г., Ерофеев Н. С. и др. О номенклатуре и классификации залежей и месторождений нефти и газа.— Геология нефти и газа, 1966, № 6.
- Вассоевич Н. Б. Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба).— Труды ВНИГРИ, 1958, вып. 128.
- Воробьев Б. С. Математические методы оценки перспектив нефтегазоносности и перспективного планирования добычи нефти и прироста запасов.— Нефтяная и газовая промышленность, 1969, № 4.
- Высоцкий В. В., Оленин В. Б. Некоторые особенности в распределении залежей нефти и газа, влияющие на оценку прогнозных запасов.— Геология нефти и газа, 1964, № 7.
- Гаттенбергер Ю. П., Деметьев Л. Ф., Кочетов М. Н. и др. Некоторые вопросы подготовки и планирования прироста запасов нефти и газа.— Татарская нефть, 1962, № 1.
- Голубятников Д. В. Нефтяные фонды и перспективы их развития, классификация, планирование добычи и разведки. В сб. «Геологические работы во втором пятилетии», вып. 2. М., 1932.
- Горкин С. Ф. Об оценке обеспеченности намеченных темпов роста добычи нефти и газа разведанными запасами.— Изв. ВУЗов, нефть и газ, Баку, 1966, № 5.
- Гришин Ф. А. Оценка разведанных запасов нефти и газа. М., «Недра», 1969.
- Губкин И. М. Подготовка минерально-сырьевой базы для второй пятилетки (доклад на Всесоюзном совещании Госплана СССР по размещению производительных сил на вторую пятилетку). М., Геолгиз, 1932а.
- Губкин И. М. Нефтяные ресурсы СССР.— Нефтяное хозяйство, 1932б, № 1.
- Губкин И. М. Запасы нефти СССР, вып. 1. ОНТИ, 1937.
- Губкин И. М. Мировые запасы нефти.— Труды XVII МГК, т. 1. М., 1939.
- Губкин И. М. Избранные сочинения, т. II. М., Изд-во АН СССР, 1953.
- Гутман И. С. К вопросу о закономерностях в распределении локальных поднятий по размерам их площадей в пределах крупных тектонических сооружений северо-восточной части Русской платформы.— Нефтегазовая геология и геофизика. Текущая информация, 1967, № 11.
- Диткин А. В., Прудников В. А. Интегральные преобразования и операционное исчисление. М., Физматгиз, 1961.
- Добровольский М. Б. К вопросу о нормировании извлекаемых запасов нефти категорий А, В, С₁.— Советская геология, 1962, № 3.
- Добровольский М. Б. Экономическое значение «классификации» запасов нефти. М., «Недра», 1965.
- Добровольский М. Б., Дунаев Ф. Ф., Егоров В. И. К вопросу о соизмерении запасов нефти различных категорий.— Изв. ВУЗов, серия нефть и газ, 1962, № 12.
- Добровольский М. Б., Дунаев Ф. Ф. и др. Экономическая эффективность поисков и разведки нефтяных месторождений, некоторые пути и средства ее повышения. Вопросы экономики нефти и газа.— Труды МИНХиГП, 1965, вып. 49.
- Долицкий В. А., Еременко Н. А., Фролов Е. Ф. Методика поисково-разведочных работ на нефть и газ. М., «Недра», 1964.
- Дунаев В. Ф., Добровольский Н. Б., Козлов П. Т. и др. Принципы и методика определения рациональных соотношений между промышленными запасами и развивающейся нефтедобычей. В кн. «Тематические научно-технические обзоры», серия «Нефтегазовая геология и геофизика». М., 1967.

- Ерофеев Н. С.* К вопросу о рациональной плотности сетки скважин при разработке нефтяных месторождений.— Геология нефти и газа, 1967, № 11.
- Еременко Н. А., Захаров Е. В.* О повышении научного обоснования и практического значения прогнозирования нефтегазоносности.— Геология нефти и газа, 1971, № 8.
- Жабрев И. П., Абрикосов И. Х., Алексин А. Г.* и др. Состояние и пути совершенствования методики поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений.— Геология нефти и газа, 1968, № 2.
- Желтов Ю. П.* О математической модели использования запасов полезных ископаемых.— Экономика и математические методы, 1971, 7, № 1.
- Жданов М. А.* Методы подсчета подземных запасов нефти и газа. М., Госгеолитдат, 1952.
- Жданов М. А.* Методы оценки перспективных запасов нефти и газа. М., ГОСИНТИ, 1959.
- Жданов М. А.* Основные направления в разработке научной методики оценки.— Геология нефти и газа, 1962, № 3.
- Жданов М. А.* Основные направления в разработке научной методики оценки прогнозных запасов нефти и газа.— Советская геология, 1963, № 1.
- Жданов М. А.* Определение и методика оценки прогнозных запасов нефти и газа.— Геология нефти и газа, 1972, № 5.
- Жданов М. А., Гординский Е. В.* Подсчет прогнозных запасов нефти и газа. М., «Недра», 1968.
- Жданов М. А., Лисунов В. Р., Гришин Ф. А.* Методика и практика подсчета запасов нефти и газа. М., «Недра», 1967.
- Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и газов. М., Госгеолитдат, 1955.
- Инструкция по учету запасов нефти и природных горючих газов и заполнению форм № 6-гр и 7-гр, М., изд. Министерства геологии и охраны недр СССР, 1959.
- Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и газов. М., Госгеолтехиздат, 1960.
- Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов. Инструкция о порядке внесения, содержания и оформлении материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, представляемых для утверждения в ГКЗ СССР. М., «Недра», 1972.
- Калинко М. К.* Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М., «Недра», 1964.
- Калинко М. К.* Нефтяная индустрия мира. М., «Недра», 1966, пер. с английского.
- Калинко М. К.* Нефтегазоносность акваторий мира. М., «Недра», 1969.
- Карта перспектив нефтегазоносности СССР по состоянию на 1 января 1967 г., м-б 1 : 5 000 000. М., изд. ГУГК при СМ СССР, 1969.
- Классификация запасов месторождений нефти и газов, вып. 5. М., Госгеолитдат, 1942.
- Коротков С. Т.* О методике перспективного планирования разведки в Азово-Кубанском нефтегазоносном бассейне.— Геология нефти и газа, 1959, № 9.
- Котлер В.* Определение подземных запасов нефти по кривым производительности скважин. М.—Л., изд. Совета нефт. промышл., 1926.
- Кочетов М. Н.* Определение средних величин параметров пласта в зависимости от их изменчивости и расположения скважин. В кн. «Материалы ГКЗ СССР по методике разведки, промышленной оценке и подсчету запасов месторождений полезных ископаемых», № 4. М., «Недра», 1966.
- Кочетов М. Н.* и др. Методика количественной оценки изученности коллекторских свойств пластов. Нефтепромысловая геология.— Труды ВНИИ, 1966, вып. 45.
- Кочетов М. Н.* Некоторые вопросы классификации запасов месторождений (залежей) нефти и горючих газов. В кн. «Вопросы методики оценки разведанности залежей и усовершенствования классификации запасов нефти». Тематические научно-технические обзоры, серия нефтегазовая геология и геофизика. М., 1970.

- Кудрявцев Н. А.* О классификации запасов нефти.— Советская геология, 1941, № 6.
- Кудряшова Н. М., Старик-Блудов М. С.* Объемно-генетический метод подсчета запасов нефти.— Разведка недр, 1940, № 4.
- Кузнецов А. В.* О запасах нефти в карбонатных коллекторах.— Труды ВНИИ, 1963, вып. 38. Нефтепромысловая геология и нефтеотдача пласта.
- Курдюкова Г. Б.* Усовершенствование оперативной оценки, подсчета и учета запасов нефти и газа. Методика определения подсчетных параметров для оценки запасов нефти и газа. В кн. «Тематические научно-технические обзоры», серия «Нефтегазовая геология и геофизика». М., 1970.
- Лейбсон М. Г.* По поводу статьи М. Б. Добровольского «Вопросы нормирования извлекаемых запасов нефти категорий А, В, и С₁».— Советская геология, 1962, № 9.
- Лейбсон М. Г.* О рациональной структуре запасов нефти в связи с перспективным планированием.— Геология нефти и газа, 1966, № 8.
- Лейбсон М. Г.* Вопросы методики планирования запасов нефти. В сб. «Вопросы эффективности поисково-разведочных работ и планирования подготовки запасов нефти и газа». Л., «Недра», 1967.
- Лейбсон М. Г., Махолов О. А.* О перспективном планировании запасов и добычи на неразведанных нефтяных месторождениях.— Нефтяное хозяйство, 1963, № 10.
- Львов М. С.* Об обеспеченности планируемого уровня добычи запасами природного газа.— Геология нефти и газа, 1967, № 8.
- Майдебор В. Н.* и др. Анализ разработки залежей нефти мезозойских отложений Чечено-Ингушской АССР.— Труды СевКавНИИ, 1967а, вып. 3. Разработка нефтяных месторождений с трещинными коллекторами.
- Майдебор В. Н.* и др. Состояние методов подсчета начальных и извлекаемых запасов нефти в залежах с трещинными коллекторами по данным анализа разработок грозненских месторождений.— Труды СевКавНИИ, 1967б, вып. 3. Разработка нефтяных месторождений с трещинными коллекторами.
- Маймин З. Л., Никифорова В. Д.* О подготовленности структур к глубокому бурению в СССР.— Геология нефти и газа, 1966, № 8.
- Маймин З. Л., Пештич Е. Л.* О некоторых показателях геологоразведочных работ на нефть и газ в СССР.— Геология нефти и газа, 1967, № 5.
- Мальшев И. И.* О методике оценки ресурсов природного газа и нефти.— Геология нефти и газа, 1961, № 4.
- Мелик-Пашаев В. С.* К вопросу обеспеченности запасами текущей добычи нефти. В кн. «Проблема определений рациональных соотношений между запасами и добычей нефти». Тематические научно-технические обзоры, серия «Нефтегазовая геология и геофизика». М., 1967.
- Мелик-Пашаев В. С.* Методика разведки нефтяных месторождений. М., «Недра», 1968.
- Мельников Н. В.* Минеральное топливо. М., «Недра», 1966.
- Методические указания к составлению государственного плана развития народного хозяйства СССР. М., «Экономика», 1969.
- Мирчинк М. Ф., Фейгин М. В.* О состоянии запасов нефти и газа категорий С₁.— Геология нефти и газа, 1965, № 10.
- Мирчинк М. Ф., Фейгин М. В.* Относительно обеспеченности развития добычи нефти и газа запасами.— Геология нефти и газа, 1966, № 8.
- Мирчинк М. Ф., Фейгин М. В.* Оценка современного состояния запасов нефти высших категорий.— Геология нефти и газа, 1967, № 11.
- Москвичева В. Г.* К вопросу оценки запасов нефти и газа по категории С₂.— Геология нефти и газа, 1966, № 7.
- Мустафинов А. Н.* Современное состояние работ по нефтеотдаче пласта.— Труды ВНИИ, 1963, вып. 38. Нефтепромысловая геология и нефтеотдача пласта.
- Напольский М. С.* О балансовой методике подсчета перспективных запасов нефти и газа (на примере Среднекаспийского нефтеносного бассейна). В кн. «Вопросы геологии и нефтегазоносности Кавказа и Предкавказья». М., Гостоптехиздат, 1963.

- Неручев С. Г.* О возможностях оценки прогнозных запасов нефти на генетической основе.— Геология нефти и газа, 1964, № 7.
- Нестеров И. И.* Критерии прогноза нефтегазоносности. М., «Недра», 1969.
- Ованесов Г. П.* Пути повышения эффективности геологоразведочных работ в нефтедобывающей промышленности.— Геология нефти и газа, 1968, № 12.
- Ованесов Г. П., Надежкин А. Д.* О методике подсчета прогнозных запасов нефти и газа.— Геология нефти и газа, 1962, № 4.
- Ованесов Г. П., Надежкин А. Д., Кузнецов Ю. И., Муртазин Т. Т.* Анализ перевода запасов нефти и газа категории С₂ в промышленные категории на территории Башкирии.— Геология нефти и газа, 1967, № 11.
- Подсчет запасов нефти в СССР.— Нефтяное хозяйство, 1929, № 3.
- Полишков М. К.* Развитие геофизических методов разведки нефтяных и газовых месторождений в СССР и задачи повышения их эффективности в 1966—1970 гг.— Геология нефти и газа, 1965, № 10.
- Польстер Л. А., Напольский М. С.* Принципы оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий.— Труды НИЛНефтегаз, 1964, вып. 11.
- Поминов В. Ф.* Классификация и оценка запасов нефти и газа в зарубежных странах. Обзор зарубежной литературы. М., ЦНИИТЭНефтегаз, 1964.
- Почекутова Е. А.* Мировые ресурсы нефти. М., «Недра», 1970.
- Радионова К. Ф.* К вопросу об оценке прогнозных запасов нефти объемно-генетическим методом.— Геология нефти и газа, 1964, № 12.
- Резник А. А.* О планировании подготовки запасов нефти.— Геология нефти и газа, 1962, № 12.
- Розанов Л. Н., Ованесов Г. П.* и др. Методика оценки перспективных и прогнозных запасов нефти и газа платформенных областей (на примере Башкирской АССР). М., Гостоптехиздат, 1965.
- Рыжик В. М., Фейгин М. В.* Методика определения потребности в запасах и уровня обеспеченности при перспективном планировании добычи нефти и газа.— Геология нефти и газа, 1972, № 1.
- Савостьянов Н. А., Абрикосов И. Х., Будников Н. П.* и др. Состояние и пути совершенствования комплекса методов геолого-геофизических исследований в поисковых и разведочных скважинах.— Геология нефти и газа, 1968, № 2.
- Семенович В. В.* Результаты геологопоисковых работ на нефть и газ по Министерству геологии СССР в 1971 г. и задачи на 1972 г.— Геология нефти и газа, 1972, № 4.
- Семенович В. В., Алексин А. Г., Васильев В. Г., Ерофеев Н. С., Зубов И. П., Игrevский В. И., Максимов С. П., Маренина О. М., Ованесов Г. П.* Основные итоги геологоразведочных работ на нефть и газ и пути повышения их геолого-экономической эффективности.— Геология нефти и газа, 1968, № 2.
- Справочник по тектонической терминологии. М., «Недра», 1970.
- Тищенко В. Е.* Экономика, организация и планирование геологоразведочных работ на нефть и газ. М., «Недра», 1964.
- Томашпольский Л. М.* Нефть и газ в мировом энергетическом балансе (1900—2000 гг.). М., «Недра», 1968.
- Трофимук А. А.* Некоторые вопросы подготовки запасов нефти.— Геология нефти, 1957, № 2.
- Трофимук А. А.* О подготовке и планировании прироста запасов нефти и газа.— Геология нефти и газа, 1960, № 6.
- Трофимук А. А.* Эффективность буровых работ в СССР и США по приросту запасов нефти и газа.— Труды ВНИИ, 1961, вып. 33. Вопросы методики промышленной разведки нефтяных месторождений.
- Трофимук А. А.* Некоторые вопросы подготовки запасов нефти и газа на первое десятилетие создания материально-технической базы коммунизма.— Геология нефти и газа, 1962, № 2.
- Трофимук А. А.* О рациональном соотношении запасов нефти и газа различных категорий в методике планирования их прироста.— Геология нефти и газа, 1964, № 7.

- Тхостов Б. А., Везирова А. Д., Вендельштейн Б. Ю., Добрынин В. М. Нефть в трещинных коллекторах. Л., «Недра», 1970.
- Тхостов Б. А., Львов М. С. О пределах обеспеченности планируемых уровней добычи нефти запасами промышленных категорий.— Геология нефти и газа, 1962, № 12.
- Тхостов Б. А., Львов М. С., Васильев В. Г. О принципах перспективного планирования добычи и прироста запасов нефти и газа.— Геология нефти и газа, 1964, № 8.
- Тхостов Б. А., Ованесов Г. П. Итоги геологоразведочных работ на нефть и газ по РСФСР за 1964 г.— Геология нефти и газа, 1965, № 3.
- Федынский В. В., Богданов А. А. и др. Состояние и пути совершенствования методики геофизических исследований по изучению нефтегазоносных площадей и подготовке их к разведке.— Геология нефти и газа, 1968, № 2.
- Фейгин М. В. О планировании подготовки запасов нефти.— Экономика нефтедобывающей промышленности, 1967, № 5.
- Фейгин М. В. К вопросу о рациональных соотношениях между запасами нефти различных категорий.— Экономика нефтедобывающей промышленности, 1968а, № 3.
- Фейгин М. В. Классификация запасов нефти и газа по их промышленной значимости.— Геология нефти и газа, 1968б, № 12.
- Фейгин М. В. Пути улучшения учета запасов нефти и газа.— Экономика нефтедобывающей промышленности, 1968в, № 4.
- Фейгин М. В. О количественных соотношениях между добычей и подготовкой запасов нефти и газа.— Геология нефти и газа, 1969, № 1.
- Фейгин М. В. Достоверность оценки запасов нефти категории С₂. В кн. «Методика определения подсчетных параметров для оценки запасов нефти и газа». Тематические научно-технические обзоры, серия нефтегазовая геология и геофизика. М., 1970.
- Фролов Е. Ф. Результаты предварительных исследований точности подсчета запасов нефти.— Труды ВНИИ, 1962, вып. 36. Вопросы маркшейдерии и горной геометрии в нефтегазодобывающей промышленности.
- Фролов Е. Ф., Баркалая О. Г. Методика оценки точности подсчета запасов нефти и газа. В сб. «Оценка точности определения параметров залежей нефти и газа». М., «Недра», 1965.
- Храмов Н. А. Графическое отображение запасов нефти (к методике подсчета запасов нефти).— Труды ВНИИ, 1956, вып. 9. Материалы по геологии районов Русской платформы и Северного Кавказа и методическим вопросам нефтяной геологии.
- Храмов Н. А. Применение метода вариационной статистики к оценке запасов нефтяных месторождений Татарии и Башкирии.— Труды ВНИИ, 1960, вып. 30. Нефтепромысловая геология.
- Шпильман В. И., Нестеров И. И., Мясникова Г. П. Методика оценки прогнозных и перспективных запасов и обоснование подсчетных параметров.— Труды ЗапСибНИИГНИ (Тюмень), 1972, вып. 53.
- Hubbert M. K. Energy resources. A report to the committee on natural resources. National academy of sciences. Natural research council. Pub. 1000-a. Wash., D. C., 1962.
- Yon D. C. World Petroleum Resources. VIIth World Petroleum Congress. Mexico, 1967.
- World Oil, vol. 162, N 4, 1966.
- World Oil, 15 August, 1961—1972.
- Petroleum Press Service, January 1973.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Нефтяные ресурсы и развитие нефтяной промышленности	5
Нефтяные ресурсы и рост добычи нефти в мире	5
Нефтяные ресурсы и развитие нефтяной промышленности СССР	15
Принципы классификации нефтяных ресурсов	37
Развитие взглядов на классификацию разведанных и перспективных запасов нефти	37
Развитие взглядов на классификацию прогнозных запасов нефти	45
Классификация запасов нефти по их промышленной значимости	51
Количественная оценка нефтяных ресурсов и методика их анализа	57
Обзор развития методов количественной оценки нефтяных ресурсов	57
Методика анализа нефтяных ресурсов и состояния подготовки запасов	64
Методика оценки подтверждаемости результатов подсчета запасов нефти	69
Обзор развития методики анализа	69
Методика и результаты оценки подтверждаемости запасов нефти промышленных категорий	72
Основные причины погрешностей в оценке запасов промышленных категорий и пути повышения ее достоверности	78
Методика оценки подтверждаемости запасов нефти категории С ₂	87
Методика и результаты подтверждаемости прогнозных запасов нефти	90
Методика определения рациональных соотношений между добычей нефти и запасами различных категорий	92
Определение необходимых количественных соотношений между добычей нефти и подготовленными к разработке запасами	92
Определение необходимых количественных соотношений между отбором запасов нефти и их восполнением	114
Определение необходимых количественных соотношений между запасами нефти различных категорий	120
Методика планирования подготовки запасов нефти и их учета	125
Планирование подготовки запасов	125
Учет запасов	134
Методика оценки и пути повышения эффективности разведки и подготовки запасов нефти	141
Литература	154

Опечатки и исправления

Страница	Строка	Напечатано	Должно быть
46	23 сл.	(А, В, С ₂)	(А, В, С ₁)
63	23 св.	1962	1936
92	11 св.	1938	1932
96	13 сл.	И	Н
111	18 сл.	$R_n^{\text{нов}}$	$R_n^{\text{нов}}$
111	12 сл.	$R_n^{\text{ст}}$	$R_n^{\text{ст}}$
128	9 св.	пообъективное	пообъектное

Примечание. Данные о добыче нефти зарубежных стран в 1972 г., приведенные в разделе первом (стр. 5—9), следует считать предварительными.

Фейгин М. В.

1 р. 09 к.

869