

УДК 553.98.042(470.111)

Отмас А.А. (старший), Отмас А.А.Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ И ДИНАМИКА ИХ ИЗМЕНЕНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСАХ НА ТЕРРИТОРИИ НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

Проанализированы коэффициенты извлечения нефти на территории Ненецкого автономного округа (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция) и динамика их изменения в целом по региону и по нефтегазоносным комплексам в отдельности. Прослежена динамика открытия залежей по численности и крупности. Показана изменчивость значений коэффициентов извлечения нефти для разведанных (категорий АВС₁) и предварительно оцененных (категории С₂) запасов.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, залежь, запасы, месторождение, нефтегазоносный комплекс, Ненецкий автономный округ.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) - это отношение начальных извлекаемых запасов (НИЗ) к начальным геологическим запасам, выражаемое в долях единицы. Величина КИН зависит от геолого-физических, технологических и экономических факторов. При составлении технико-экономического обоснования КИН с целью наиболее полного извлечения нефти из недр учитываются как достигнутый уровень развития техники и технологии разработки месторождений, так и перспективы применения новых методов разработки и интенсификации добычи нефти, новой техники и новых технологий.

Следует особо обратить внимание [Требования к составу..., 2007, пункт 1.8], что КИН обосновываются по каждому эксплуатационному объекту (залежи) и месторождению в целом для запасов категорий С₁ + С₂ по разведанным и для запасов категорий А + В + С₁ + С₂ по разрабатываемым месторождениям.

При этом, для эксплуатационных объектов (залежей), границы которых выходят за пределы лицензионных участков, КИН определяются как в целом по эксплуатационным объектам (залежам), так и в границах лицензионных участков и за его пределами.

Для уникальных и очень крупных месторождений нефти при наличии в них обширных водонефтяных, подгазовых зон или отдельных участков продуктивных пластов с коллекторскими свойствами, существенно отличающимися от основной части залежи, КИН может обосновываться как для залежи в целом, так и для каждой зоны или участка.

Достижимые КИН варьируются от 0,09 до 0,75 (9-75%); средний КИН в мире составляет около 0,3-0,35. По России в целом средний КИН на 01.01.2013 г. составляет в

целом 0,340, в том числе 0,384 для запасов категории ABC_1 и 0,244 для категории C_2 . По Северо-Западному Федеральному округу средний КИН равен 0,348 (соответственно 0,364 и 0,299 для запасов категории ABC_1 и категории C_2).

Объективное обоснование КИН играет важную роль на всех стадиях освоения ресурсной базы углеводородного сырья – от геологоразведочных работ до завершения разработки месторождения, во многом определяет выбор объектов изучения, влияет на экономическую эффективность освоения запасов, инвестиционную привлекательность проектов [Руденко, Письменников, 2012].

В рамках работы по количественной оценке углеводородного сырья (УВС) территории Ненецкого автономного округа (НАО) в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции были проанализированы КИН, и динамика их изменения во времени по различным нефтегазоносным комплексам (НГК).

Напомним, что всего в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции выделено 8 НГК (рис. 1), из которых доминирующими по запасам нефти являются среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный (24% НИЗ категории C_1 и 26% извлекаемых запасов категории C_2), доманиково-турнейский карбонатный (соответственно, 27% и 14%), верхневизейско-нижнепермский карбонатный (23% и 14%). Далее в порядке убывания следуют среднедевонско-франский терригенный, триасовый терригенный и средне-верхнепермский терригенный НГК. Запасы залежей артинско-кунгурского и нижневизейского возраста имеют резко подчиненное значение на территории НАО.

Естественно, что в силу различных геологических факторов каждый из указанных НГК характеризуется своими условиями и показателями разработки, включая и нефтеотдачу пластов.

В целом по НАО средние значения КИН варьируют от 0,20 в триасовом НГК до 0,43 в средне-верхнепермском НГК (рис. 2), при этом, средний КИН по региону равен 0,328 (для суммы начальных запасов категорий $ABC_1 + C_2$). Средний КИН по ABC_1 равен 0,341, по C_2 - 0,302. Следует отметить, что различие значений КИН для запасов категорий ABC_1 и категории C_2 характерен не только в целом для региона и отдельным НГК, но часто наблюдается и на отдельных залежах (как мелких, так и крупных), что, с одной стороны, вполне объяснимо, но, с другой стороны, находится в определенном противоречии с утвержденными требованиями к технико-экономическому обоснованию КИН [Требования к составу..., 2007]. Добавим, что в Госбалансе в показателях по залежи, где по блокам категории ABC_1 и C_2 наблюдаются разные КИН, приводятся, как правило, значения КИН для категории ABC_1 .

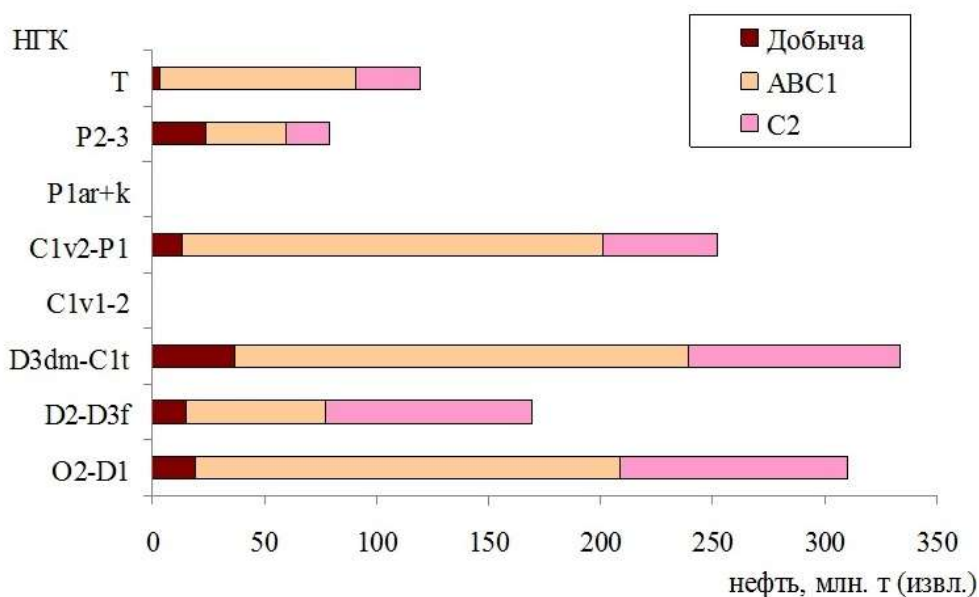


Рис. 1. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по нефтегазоносным комплексам Ненецком автономном округе

В ходе исследований авторами были проанализированы динамика открытий и показатели распределения общего числа залежей, средних запасов одной залежи, а также распределение суммарных запасов нефти на территории НАО по всем НГК и годам (периодам) открытия залежей (табл. 1). При этом сведения о запасах залежей и их КИН учитывались по данным Госбаланса на 01.01.2012 г.

Следует сразу оговориться, что поскольку в Госбалансе РФ геологически единая залежь может дробиться на распределенный и нераспределенный фонд, распределяться по разным недропользователям и др., то на самом деле число залежей должно быть, естественно, меньше. Тем не менее, на конечную цель – изучение КИН и его изменение в пределах НГК, в нашем случае это никак не влияет. Единственное, что может существенно отличаться от геологической реальности с учетом сказанного – это средние запасы одной залежи, хотя и здесь тенденции их изменения (уменьшения или увеличения) во времени, скорее всего, будут достаточно объективными.

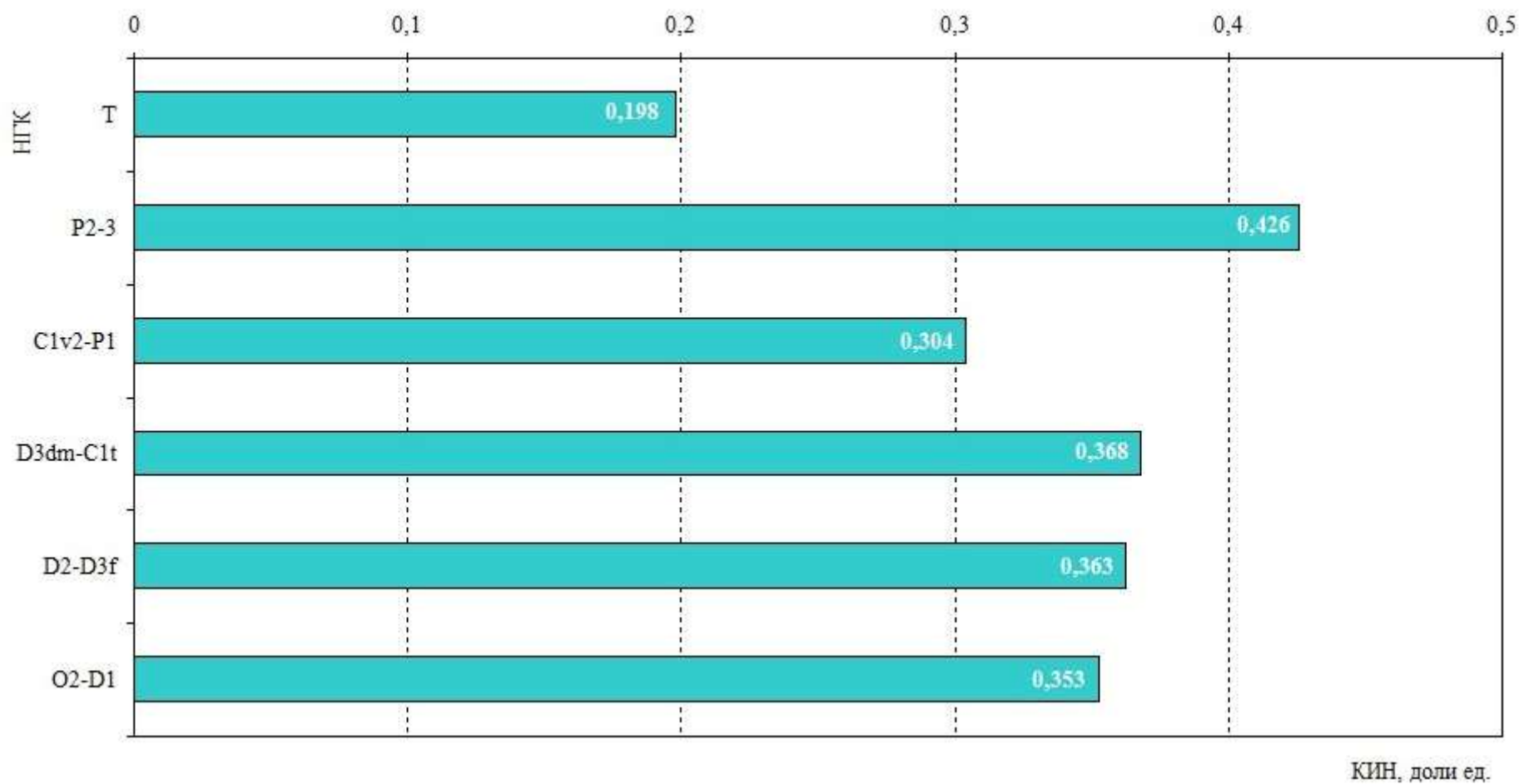


Рис. 2. Средние коэффициенты извлечения нефти в различных нефтегазоносных комплексах Ненецкого автономного округа (для запасов категории ABC₁ + C₂)

Таблица 1

Распределение запасов нефти на месторождениях Ненецкого автономного округа по годам открытия залежей

НГК	Начальные извлекаемые запасы, млн. т														
	Всего			Распределение запасов по годам открытия залежей											
				1971-1980			1981-1990			1991-2000			после 2000		
	ABC ₁ +C ₂	в том числе:		ABC ₁ +C ₂	в том числе:		ABC ₁ +C ₂	в том числе:		ABC ₁ +C ₂	в том числе:		ABC ₁ +C ₂	в том числе:	
кат. ABC ₁		кат. C ₂	кат. ABC ₁		кат. C ₂	кат. ABC ₁		кат. C ₂	кат. ABC ₁		кат. C ₂	кат. ABC ₁		кат. C ₂	
T	113,248	89,073	24,175	51,168	41,122	10,046	62,08	47,951	14,129	0	-	-	0	-	-
P ₂₋₃	79,116	59,393	19,723	37,478	36,167	1,311	31,272	20,529	10,743	2,126	2,126	-	8,24	0,571	7,669
C _{1v2} -P ₁	263,74	207,548	56,192	104,16	88,96	15,2	105,924	93,269	12,655	18,872	17,104	1,768	34,784	8,215	26,569
D _{3dm} -C _{1t}	333,517	241,19	92,327	52,081	51,496	0,585	165,729	132,206	33,523	74,672	40,93	33,742	41,035	16,558	24,477
D ₂ -D _{3f}	173,068	77,238	95,83	37,6	30,669	6,931	70,108	13,596	56,512	38,268	20,616	17,652	27,092	12,357	14,735
O ₂ -D ₁	309,728	209,174	100,554	24,183	14,522	9,661	253,599	180,767	72,832	22,061	11,339	10,722	9,885	2,546	7,339
В целом по НАО*	1276,209	885,03	391,179	307,402	263,668	43,734	688,712	488,318	200,394	155,999	92,115	63,884	124,096	40,929	83,167

* здесь и далее - без учета комплексов с незначительными запасами - C_{1v1-2} и P_{1ar+k}.

Триасовый (Т) терригенный НГК

С комплексом связано 60 открытых залежей нефти, приуроченные к 16 месторождениям УВС. Наиболее крупные - Наульское, Варандейское и Торавейское с суммарными НИЗ нефти категорий $C_1 + C_2$ более 10 млн. т каждое по данному НГК. Первые залежи нефти в этом комплексе открыты в 1977 г. на Варандейском месторождении.

КИН на залежах данного комплекса варьируют от 0,07 до 0,453. Средний КИН (по $ABC_1 + C_2$) равен 0,198. Различные КИН для начальных запасов категории C_1 и запасов категории C_2 (в основном, по Харьягинскому и Песчаноозерскому месторождениям) имеют 22% от числа всех залежей комплекса или 38% от числа залежей в данном НГК с запасами по категории C_2 .

В период с 1970-1980 гг. открыто 10 залежей с НИЗ нефти 41,1 млн. т по категории ABC_1 и 10 млн. т по категории C_2 . В задачу настоящих исследований не входило отслеживание во времени (от подсчета к подсчету) изменения запасов и категорийности залежей. Авторы оперируют балансами на 01.01.2012 г., разделяя сами залежи и их современные запасы по времени открытия. Средние извлекаемые запасы одной залежи (блока) категории ABC_1 составляют 4,1 млн. т. Из открытых залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т по категории C_1) приурочены к Наульскому и Торавейскому месторождениям. В сумме НИЗ категорий $C_1 + C_2$ указанных крупных залежей составляют 73% по данному НГК в этот период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти триасового комплекса составляет 45%.

С 1981 по 1990 гг. открыто 50 залежей нефти с современными НИЗ 48 млн. т по категории ABC_1 и 14,1 млн. т по категории C_2 . Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC_1 составляют 1,14 млн. т. Из открытых залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т по залежи) приурочены к продуктивным пластам Наульского, Торавейского и Таркского месторождений. В сумме НИЗ категорий $C_1 + C_2$ указанных крупных залежей составляют 34% по данному НГК в указанный период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти триасового комплекса составляет 55%.

С 1991 г. залежи нефти в триасовом комплексе не открывались.

Средне-верхнепермский (Р₂₋₃) терригенный НГК

С комплексом связано 30 открытых залежей нефти, приуроченных к 13 месторождениям УВС. Наиболее крупное из них - Харьягинское с суммарными НИЗ категорий $C_1 + C_2$ более 10 млн. т по данному НГК. Первые открытия нефтяных залежей в этом комплексе сделаны в 1976 г. на Южно-Шапкинском и в 1977 г. на Харьягинском месторождениях.

КИН на залежах данного комплекса по Госбалансу РФ на 01.01.2012 г. варьируют от 0,200 до 0,597. Средний КИН (с учетом запасов C_2) равен 0,426. Различные КИН для начальных запасов категории C_1 и запасов категории C_2) имеют (все – по Харьягинскому месторождению 40% от числа всех залежей комплекса или 68% от числа залежей с запасами категории C_2 в данном НГК.

В период с 1970-1980 гг. открыто 7 залежей нефти с НИЗ 36,2 млн. т по категории ABC_1 и 1,3 млн. т по категории C_2 . Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC_1 составляют 5,1 млн. т. Из открытых в этот период залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т по каждой залежи) приурочены к Харьягинскому месторождению (пласты III северного и южного куполов). В сумме НИЗ категорий $C_1 + C_2$ указанных крупных залежей составляют 71% по данному НГК в этот период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти средне-верхнепермского комплекса составляет 48%.

С 1981 по 1990 гг. открыто 18 залежей нефти с НИЗ 20,5 млн. т по категории ABC_1 и 10,7 млн. т по категории C_2 . Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC_1 составляют 1,14 млн. т. Из открытых залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т по каждой залежи) приурочены к южному куполу Харьягинского месторождения (пласты V и X уфимского яруса верхней перми). В сумме НИЗ категорий $C_1 + C_2$ указанных крупных залежей составляют 36% по данному НГК в указанный период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти средне-верхнепермского комплекса составляет 39%.

С 1991 по 2000 гг. открыта одна залежь нефти с НИЗ 2,1 млн. т по категории ABC_1 . Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти комплекса составляет менее 3%.

С 2001 г. настоящее время открыто 4 залежей нефти с НИЗ 0,6 млн. т по категории ABC_1 и 7,3 млн. т по категории C_2 . Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC_1 составляют 0,15 млн. т. Крупные залежи (более 5 млн. т) отсутствуют. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти средне-верхнепермского комплекса составляет около 10%.

Средневизейско-нижнепермский ($C_{1v2-3-P_1}$) карбонатный НГК

С комплексом связано 58 открытых залежей нефти, приуроченных к 27 месторождениям УВС. Наиболее крупные из них - Южно-Хыльчюуское, Ярейюуское, Южно-Шапкинское, Торавейское, Харьягинское, Наульское, Северо-Мукеркамьльское, Ненецкое и Лаявожское с суммарными НИЗ категорий $C_1 + C_2$ более 10 млн. т каждое по данному НГК. Первые залежи нефти в этом комплексе открыты в 1970 г. на Южно-Шапкинском месторождении.

КИН на залежах данного комплекса по Госбалансу РФ на 01.01.2012 г. варьируют от 0,05 до 0,492. Средний КИН (с учетом запасов C_2) равен 0,304. Различные КИН для начальных запасов категории C_1 и запасов категории C_2 имеют 9% от числа всех залежей данного комплекса или 21% от числа залежей комплекса с запасами C_2 .

В период с 1970-1980 гг. открыто 24 залежи нефти с НИЗ 89,0 млн. т по категории ABC_1 и 15,2 млн. т по категории C_2 . Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC_1 составляют 3,7 млн. т. Из открытых в этот период залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т по каждой залежи) приурочены к Торавейскому, Южно-Торавейскому, Лабаганскому, Наульскому, Лаявожскому, Ванейвискому, и Северо-Харьягинскому месторождениям. В сумме НИЗ категорий $C_1 + C_2$ указанных крупных залежей составляют 74% по данному НГК в этот период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти средневизейско-нижнепермского комплекса составляет 40%.

С 1981 по 1990 гг. открыто 18 залежей нефти с НИЗ 93,3 млн. т по категории ABC_1 и 12,7 млн. т по категории C_2 . Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC_1 составляют 5,2 млн. т. Из открытых залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т по каждой залежи) приурочены к Южно-Хыльчующскому, Харьягинскому, Мусюршорскому месторождениям. В сумме НИЗ категорий $C_1 + C_2$ указанных крупных залежей составляют 82% по данному НГК в указанный период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти средневизейско-нижнепермского комплекса составляет 40%.

С 1991 по 2000 гг. открыто 4 залежи нефти с НИЗ 17,1 млн. т по категории ABC_1 и 1,8 млн. т по категории C_2 . Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC_1 составляют 4,3 млн. т. Из открытых залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т) приурочены к Ярейюскому месторождению (пласт II артинского яруса нижней перми). В сумме НИЗ категорий $C_1 + C_2$ указанной крупной залежи составляют 56% по данному НГК в указанный период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти средневизейско-нижнепермского комплекса составляет около 7%.

С 2001 г. по настоящее время открыто 12 залежей нефти с НИЗ 8,2 млн. т по категории ABC_1 и 26,6 млн. т по категории C_2 . Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC_1 составляют 0,7 млн. т. Из открытых залежей к наиболее крупным (с НИЗ более 5 млн. т по категории $C_1 + C_2$) следует отнести Северо-Мукеркамьскую залежь возраста C_1s . В сумме НИЗ категорий $C_1 + C_2$ этой залежи составляют 30% запасов НГК в указанный период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти средневизейско-нижнепермского комплекса составляет около 13%.

Доманиково-турнейский (D_{3dm}-C_{1t}) карбонатный НГК

С комплексом связано 110 открытых залежей нефти, приуроченных к 47 месторождениям УВС. Наиболее крупные из них - Харьягинское, Ардалинское, Висовое, Западно-Хоседаюское, им. Р.Требса, Северо-Хоседаюское, Тобой-Мядсейское, Тэдинское с суммарными НИЗ категорий C₁ + C₂ более 10 млн. т каждое по данному НГК. Первые открытия в этом комплексе были сделаны в 1977 г. на Пашшорском месторождении.

КИН на залежах данного комплекса по Госбалансу РФ на 01.01.2012 г. варьируют от 0,093 до 0,580, средний КИН (с учетом запасов C₂) равен 0,368. Различные КИН для начальных запасов категории C₁ и запасов категории C₂ имеют 4% от числа залежей в данном НГК.

В период с 1970-1980 гг. открыто 7 залежей нефти с НИЗ 51,5 млн. т по категории ABC₁ и 0,6 млн. т по категории C₂. Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC₁ составляют 7,4 млн. т. Из открытых в этот период залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т по каждой залежи) приурочены к Харьягинскому месторождению (пачка III, ухтинская свита). В сумме НИЗ категорий C₁ + C₂ этой залежи (44,3 млн. т) составляют 85% запасов данного НГК в этот период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти доманиково-турнейского комплекса составляет 16%.

С 1981 по 1990 гг. открыта 51 залежь нефти с НИЗ 132,2 млн. т по категории ABC₁ и 33,5 млн. т по категории C₂. Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC₁ составляют 2,5 млн. т. Из открытых залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т по каждой залежи) приурочены к Северо-Хоседаюскому, Западно-Хоседаюскому, Сюрхаратинскому, Тобой-Мядсейскому, Висовому, Западно-Леккейягинскому, Ардалинскому месторождениям. В сумме НИЗ категорий C₁ + C₂ указанных крупных залежей составляют 51% по данному НГК в указанный период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти доманиково-турнейского комплекса составляет 50%.

С 1991 по 2000 гг. открыто 27 залежей нефти с НИЗ 40,9 млн. т по категории ABC₁ и 33,7 млн. т по категории C₂. Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC₁ составляют 1,5 млн. т. Из открытых залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т) приурочены к Тэдинскому, Северо-Ошкотынскому и им. Р.Требса месторождениям. В сумме НИЗ категорий C₁ + C₂ указанной крупной залежи составляют 28% по данному НГК в указанный период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти доманиково-турнейского комплекса составляет около 22%.

С 2001 г. по настоящее время открыто 25 залежей нефти с НИЗ 16,6 млн. т по категории ABC₁ и 24,5 млн. т по категории C₂. Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории

ABC₁ составляют 0,7 млн. т. Из открытых залежей к наиболее крупным (с НИЗ более 5 млн. т по категории C₁ + C₂) следует отнести залежь Тобой-Мядсейского месторождения (Перевозный участок, Варандей-Адзвинская зона, скв. 7). В сумме НИЗ категорий C₁ + C₂ этой залежи составляют 15% запасов НГК в указанный период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти доманиково-турнейского комплекса составляет около 12%.

Среднедевонско-франский (D₂-D_{3f}) терригенный НГК

С комплексом связано 48 открытых залежей нефти, приуроченных к 14 месторождениям УВС. Наиболее крупные из них - Харьягинское, Инзырейское, Тобой-Мядсейское, Восточно-Сарутаюское, им. Ю.Россихина с суммарными НИЗ категорий C₁ + C₂ более 10 млн. т каждое по данному НГК. Первые залежи нефти в этом комплексе открыты в 1970 г. на Харьягинском месторождении.

КИН залежей данного комплекса по Госбалансу РФ на 01.01.2012 г. варьируют от 0,153 до 0,508. Средний КИН (с учетом запасов C₂) равен 0,363. Различные КИН в категориях C₁ и C₂ имеют 5% от числа залежей данного комплекса.

В период с 1970-1980 гг. открыто 9 залежей нефти с НИЗ 30,7 млн. т по категории ABC₁ и 6,9 млн. т по категории C₂. Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC₁ составляют 3,4 млн. т. Из открытых в этот период залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т по каждой залежи) приурочены к пластам среднего девона Харьягинского месторождения. В сумме НИЗ категорий C₁ + C₂ этой залежи (32,3 млн. т) составляют 86% запасов данного НГК в этот период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти среднедевонско-франского комплекса составляет 22%.

С 1981 по 1990 гг. были открыты залежи нефти с НИЗ 13,6 млн. т по категории ABC₁ и 56,5 млн. т по категории C₂. Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC₁ составляют 1,5 млн. т. Из открытых залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т по каждой залежи) приурочены к Инзырейскому и Седьягинскому месторождениям. В сумме НИЗ категорий C₁ + C₂ указанных крупных залежей составляют 46% по данному НГК в указанный период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти среднедевонско-франского комплекса составляет 40%.

С 1991 по 2000 гг. открыто 10 залежей нефти с НИЗ 20,6 млн. т по категории ABC₁ и 17,7 млн. т по категории C₂. Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC₁ составляют 2,0 млн. т. Из открытых залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т) приурочены к Тобой-Мядсейскому и Инзырейскому месторождениям. В сумме НИЗ категорий C₁ + C₂ этих крупных залежей составляют 65% по данному НГК в указанный

период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти D₂-D_{3f} комплекса составляет около 22%.

С 2001 г. по настоящее время открыто 27 залежей нефти с НИЗ 12,4 млн. т по категории ABC₁ и 14,7 млн. т по категории C₂. Средние извлекаемые запасы 1 залежи по категории ABC₁ составляют 0,6 млн. т. Крупных залежей с НИЗ более 5 млн. т по категории C₁ + C₂ в этот период открыто не было. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти среднедевонско-франского комплекса составляет около 16%.

Среднеордовикско-нижнедевонский (O₂-D₁) карбонатный НГК

С комплексом связано 47 открытых залежей нефти, приуроченных к 22 месторождениям УВС. Наиболее крупные из них - им. Р.Требса, им. А.Титова, Тобой-Мядсейское, Хасырейское, Северо-Сарембойское, Западно-Леккейгинское, Колвинское, Осовейское, Хосолтинское, Черпаюское с суммарными НИЗ категорий C₁ + C₂ более 10 млн. т каждое по данному НГК. Первые залежи нефти в этом комплексе открыты в 1980 г. на Наульском, Сарембойском, Северо-Сарембойском месторождениях.

КИН залежей данного комплекса по Госбалансу РФ на 01.01.2012 г. варьируют от 0,16 до 0,75. Средний КИН (с учетом запасов C₂) равен 0,353. Различные КИН в категориях C₁ и C₂ (соответственно, и в сумме категорий C₁ + C₂) имеют 23% от числа залежей в данном НГК.

Всего в период 1970-1980 гг. открыто 3 залежи нефти с НИЗ 14,5 млн. т по категории ABC₁ и 9,7 млн. т по категории C₂. Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC₁ составляют 4,8 млн. т. Из открытых в этот период залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т по залежи) приурочены к Северо-Сарембойскому месторождению (пласт лоховского яруса нижнего девона). В сумме НИЗ категорий C₁ + C₂ этой залежи (18,5 млн. т) составляют 76% запасов данного НГК в этот период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти доманиково-турнейского комплекса составляет 8%.

С 1981 по 1990 гг. открыто 32 залежи нефти с НИЗ 180,8 млн. т по категории ABC₁ и 72,8 млн. т по категории C₂. Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории ABC₁ составляют 5,6 млн. т. Из открытых залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т по каждой залежи) приурочены к месторождениям им. Р.Требса, им. А. Титова, Хасырейскому, Западно-Леккейгинскому, Нядейюскому и Черпаюскому. В сумме НИЗ категорий C₁ + C₂ указанных крупных залежей составляют 60% по данному НГК в указанный период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти среднеордовикско-нижнедевонского комплекса составляет 82%.

С 1991 по 2000 гг. открыто 4 залежи нефти с НИЗ 11,3 млн. т по категории АВС₁ и 10,7 млн. т по категории С₂. Средние извлекаемые запасы 1 залежи по категории АВС₁ составляют 2,8 млн. т. Из открытых залежей наиболее значимые НИЗ (более 5 млн. т) приурочены к одной из залежей Тобой-Мядсейского месторождения. В сумме НИЗ категорий С₁ + С₂ указанной крупной залежи составляют 21% по данному НГК в указанный период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти среднеордовикско-нижнедевонского комплекса составляет около 7%.

С 2001 г. по настоящее время открыто 8 залежей нефти с НИЗ 2,5 млн. т по категории АВС₁ и 7,3 млн. т по категории С₂. Средние извлекаемые запасы одной залежи по категории АВС₁ составляют 0,3 млн. т. Из открытых залежей к наиболее крупным (с НИЗ более 5 млн. т по категории С₁ + С₂) следует отнести залежь Тобой-Мядсейского месторождения (Перевозный участок, Варандей-Адзвинская зона, пласт лоховского яруса нижнего девона, интервал 3804-4203 м). В сумме НИЗ категорий С₁ + С₂ этой залежи составляют 77% запасов НГК в указанный период открытий. Доля запасов данного периода открытий к суммарным запасам нефти среднеордовикско-нижнедевонского комплекса составляет около 3%.

На рис. 3-6 отражена динамика открытия залежей и связанных с ними запасов, а также изменение среднего КИН в НАО с 1970 г. по настоящее время.

Таким образом, наиболее крупные открытия в регионе произошли в первые два десятилетия его освоения. С 1971 по 1990 гг. было открыто две трети от числа всех выявленных к настоящему времени залежей с суммарными НИЗ нефти 996 млн. т, в том числе 752 млн. т по категории С₁ и 244 млн. т по категории С₂. За последующие два десятилетия было открыто лишь треть всех залежей с суммарными запасами 280 млн. т, включая 133 млн. т по категории С₁ и 147 млн. т по категории С₂.

Доля крупных открытий (залежей с извлекаемыми запасами более 5 млн. т) также в целом сокращается от первых этапов освоения региона к последующим. Это же сказывается и на средней величине запасов одной открываемой залежи.

В целом по НАО КИН для наиболее обоснованных запасов категории АВС₁ варьирует от 0,20 в триасовом НГК до 0,43 в средне-верхнепермском НГК; средний КИН равен 0,328, в том числе 0,341 для НИЗ категорий АВС₁ и 0,302 - для категории С₂.

Наблюдается общая тенденция возрастания среднего КИН во времени – от 0,281 до 0,407 (по сумме категорий АВС₁ + С₂) (рис. 7), при одновременном уменьшении средних запасов нефти одной залежи (рис. 8) с 5,1 млн. т до 1,8 млн. т.

Основные приросты запасов после 2000 г. приходятся на доманиково-турнейский (более 40 млн. т по категории АВС₁ + С₂), визейско-нижнепермский (около 35 млн. т),

среднедевонско-франский (~ 27 млн. т), ордовикско-нижнедевонский (~ 10 млн. т) и средне-верхнепермский (8 млн. т) комплексы.

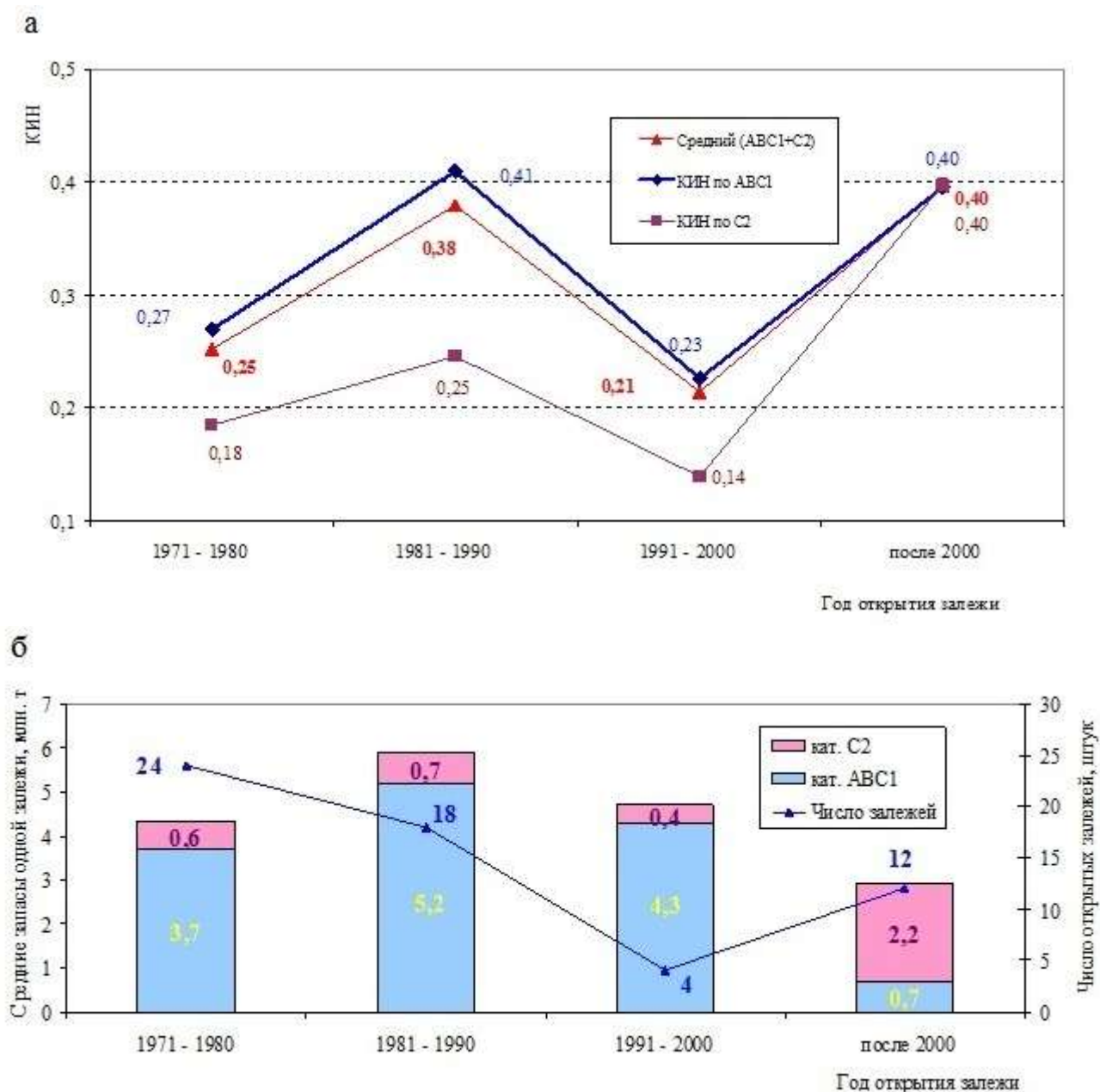
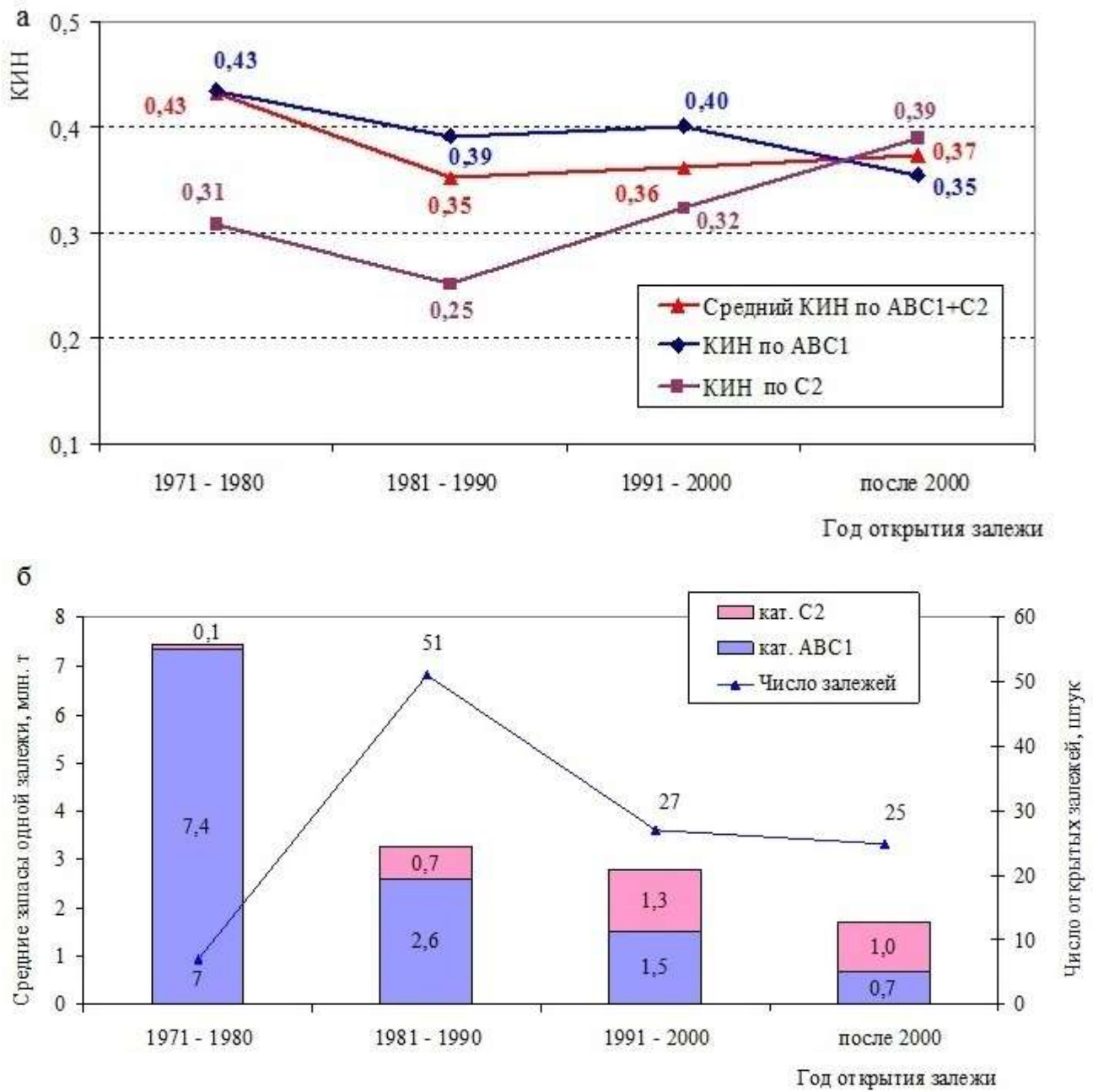


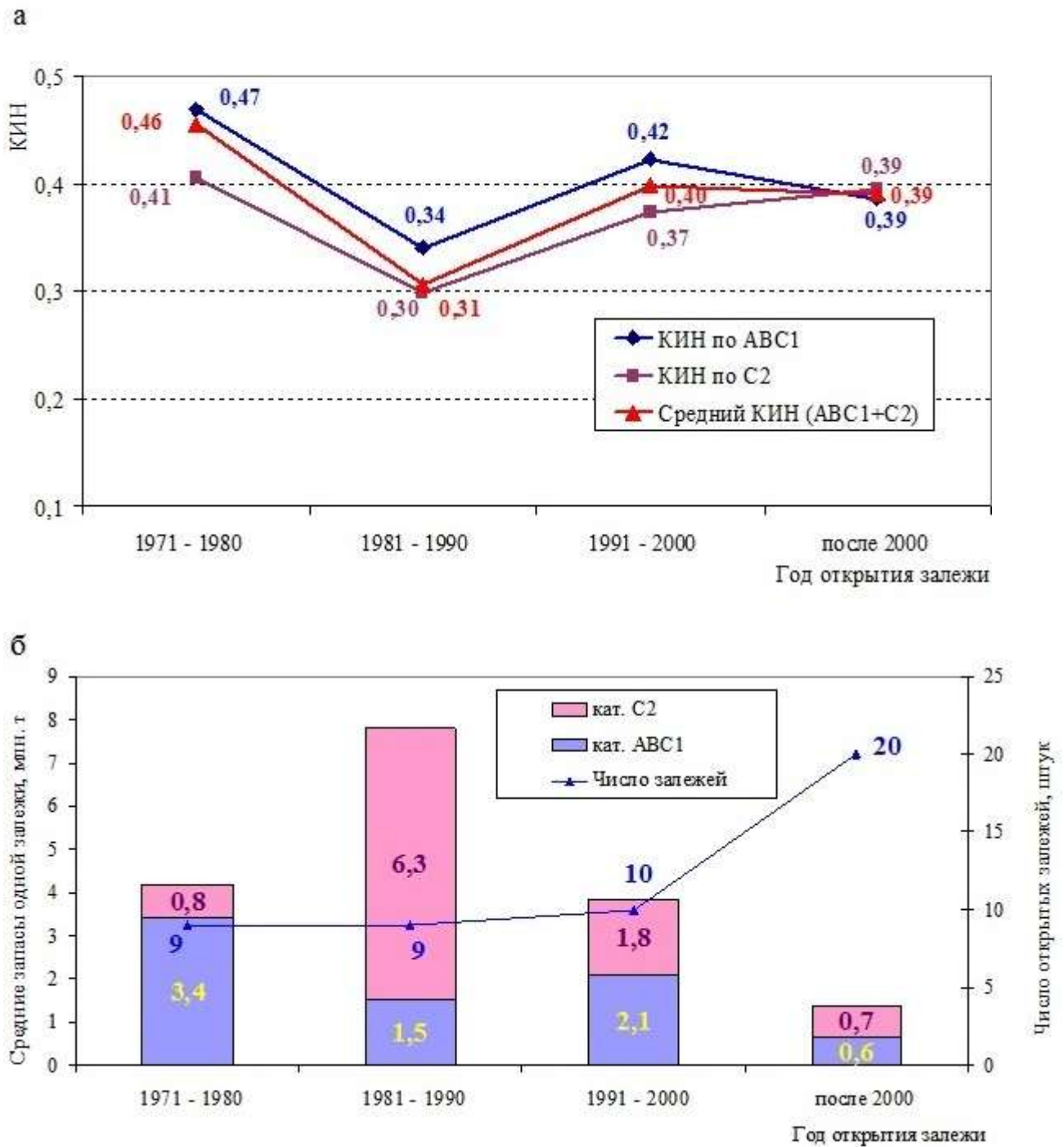
Рис. 3. Средневизейско-нижнепермский карбонатный нефтегазоносный комплекс Ненецкого автономного округа

а – изменение КИН для залежей различных периодов открытий; *б* – динамика открытий залежей.



**Рис. 4. Доманиково-турнейский карбонатный нефтегазоносный комплекс
Ненецкого автономного округа**

а – изменение КИН для залежей различных периодов открытий; б – динамика открытий залежей.



**Рис. 5. Среднедевонско-франский терригенный нефтегазоносный комплекс
Ненецкого автономного округа**

а – изменение КИН для залежей различных периодов открытий (за счет Инзырейского месторождения КИН = 0,3); *б* – динамика открытий залежей.

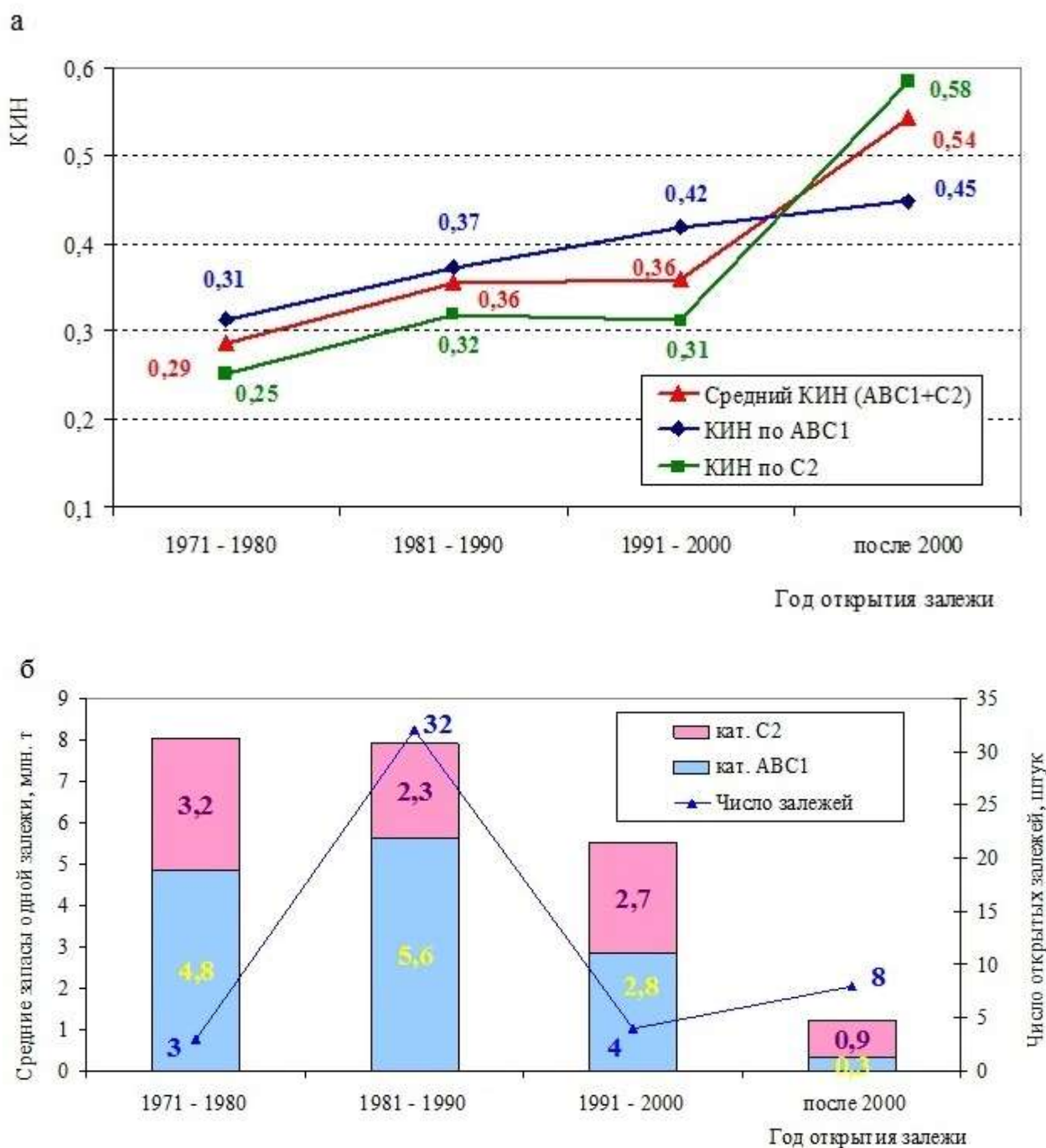


Рис. 6. Среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный нефтегазоносный комплекс Ненецкого автономного округа

а – изменение КИН для залежей различных периодов открытий (КИН по Перевозной залежи после списания запасов стал 0,58); *б* – динамика открытий залежей.

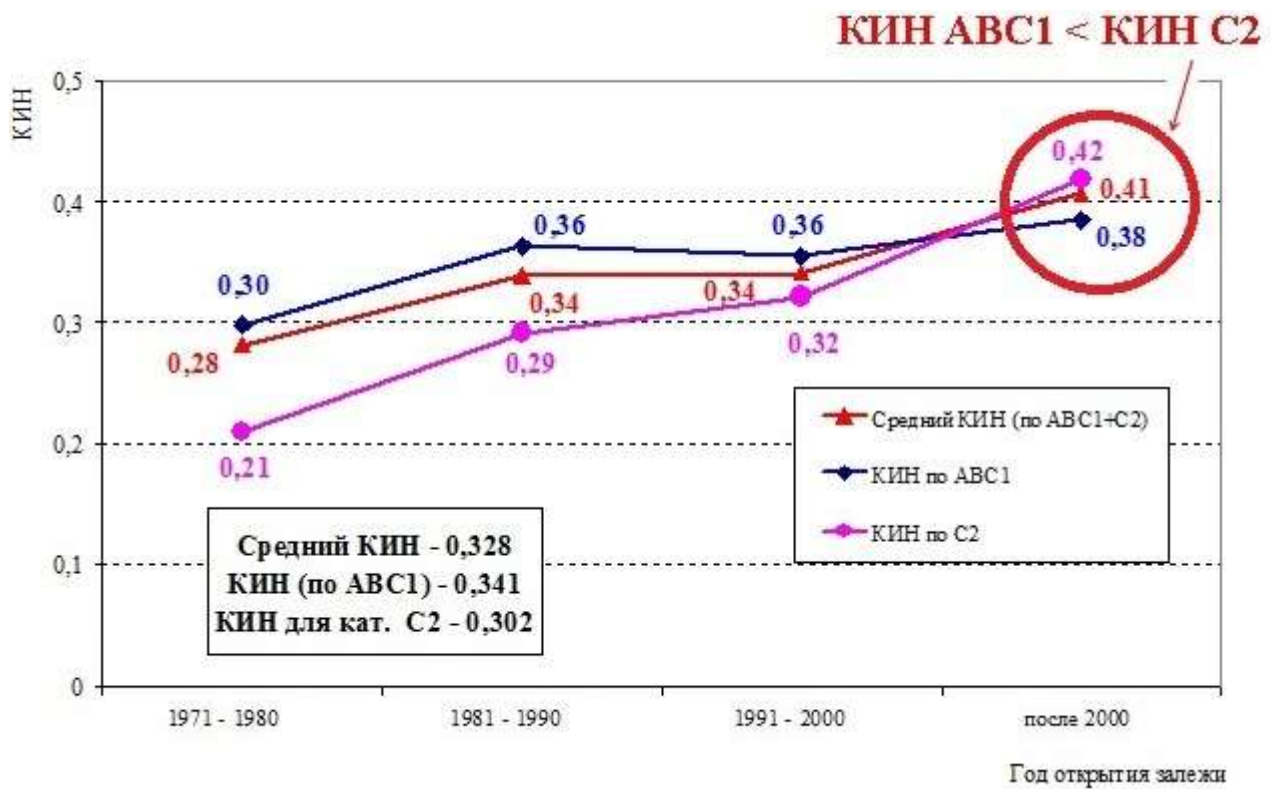


Рис. 7. Изменение коэффициента извлечения нефти на залежах различных периодов открытий в Ненецком автономном округе

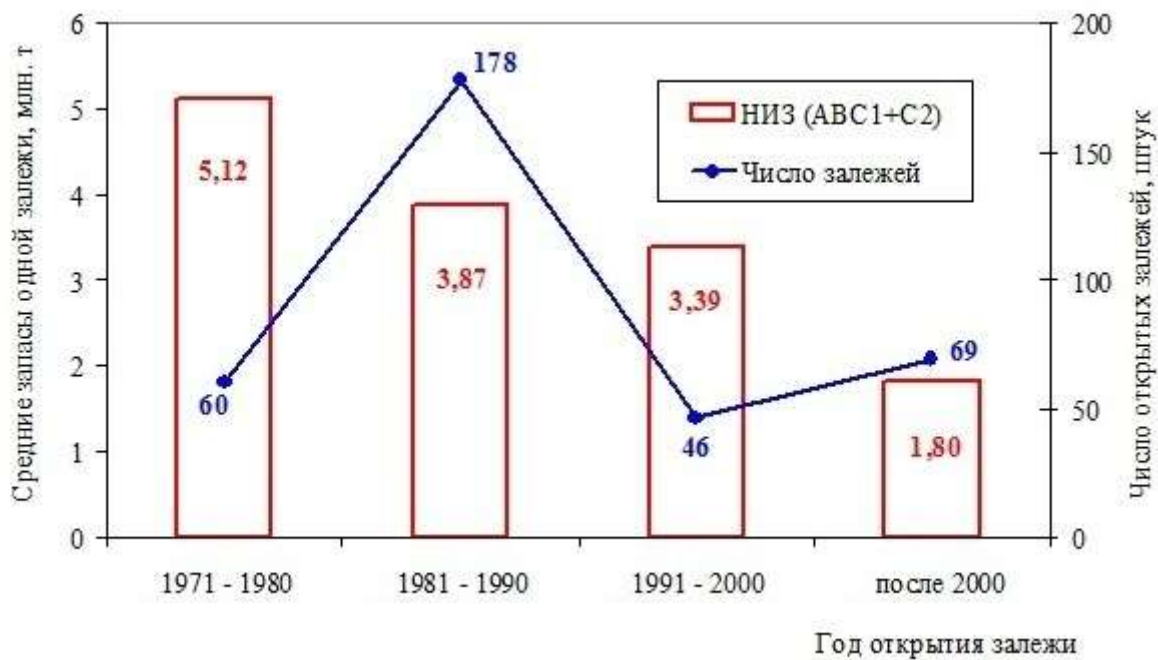


Рис. 8. Динамика изменения средних запасов одной залежи и общего числа открытий нефтяных залежей Ненецкого автономного округа

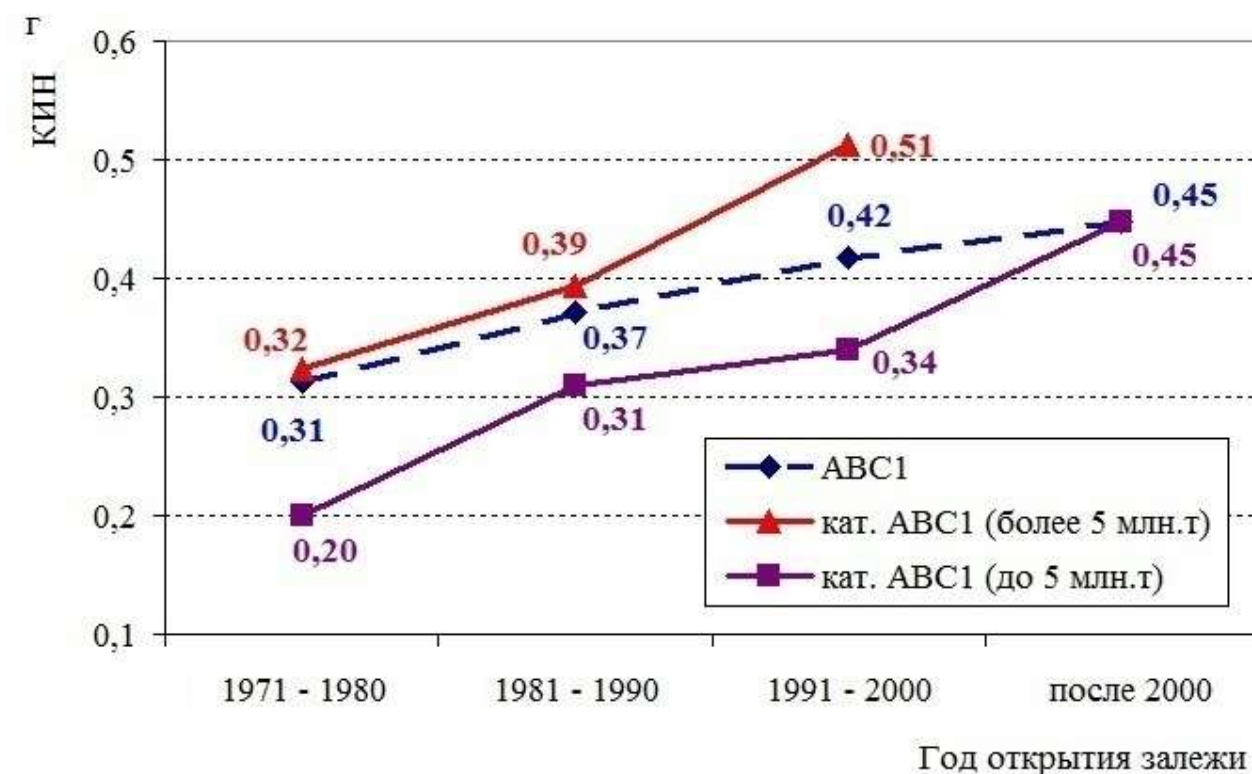
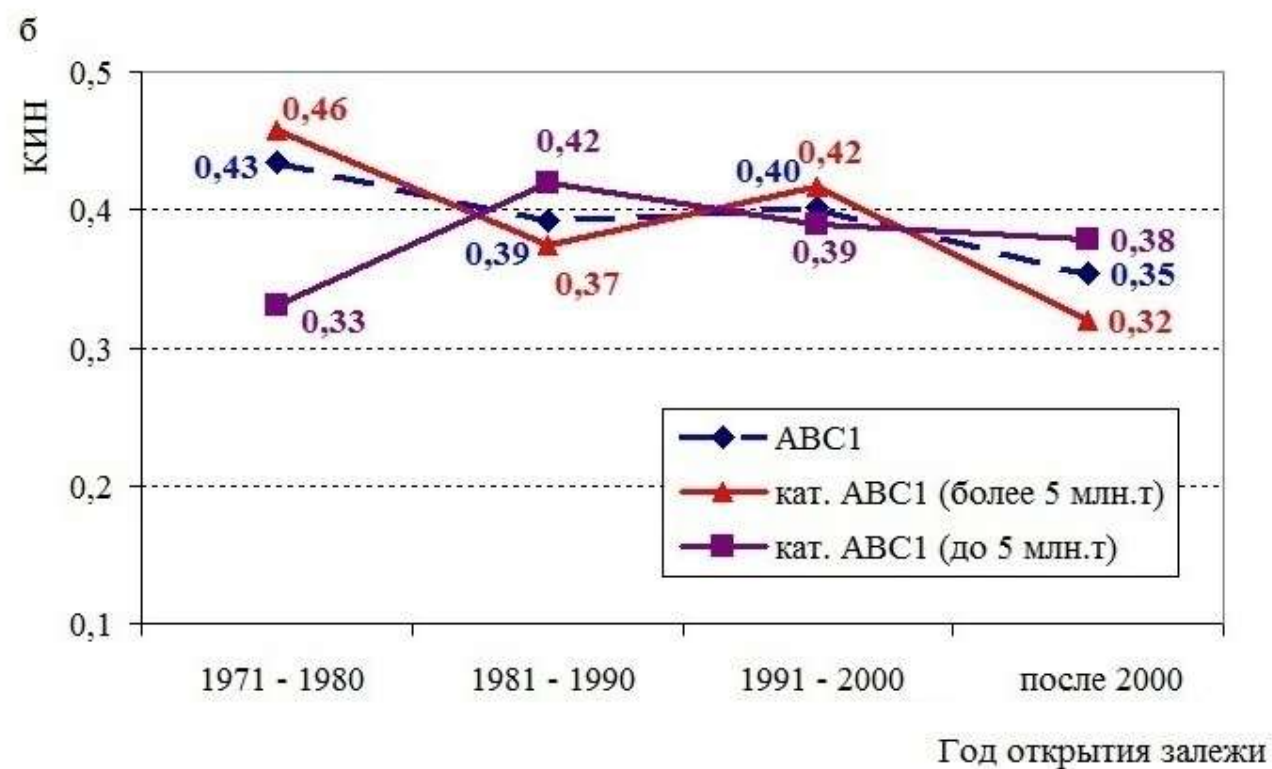
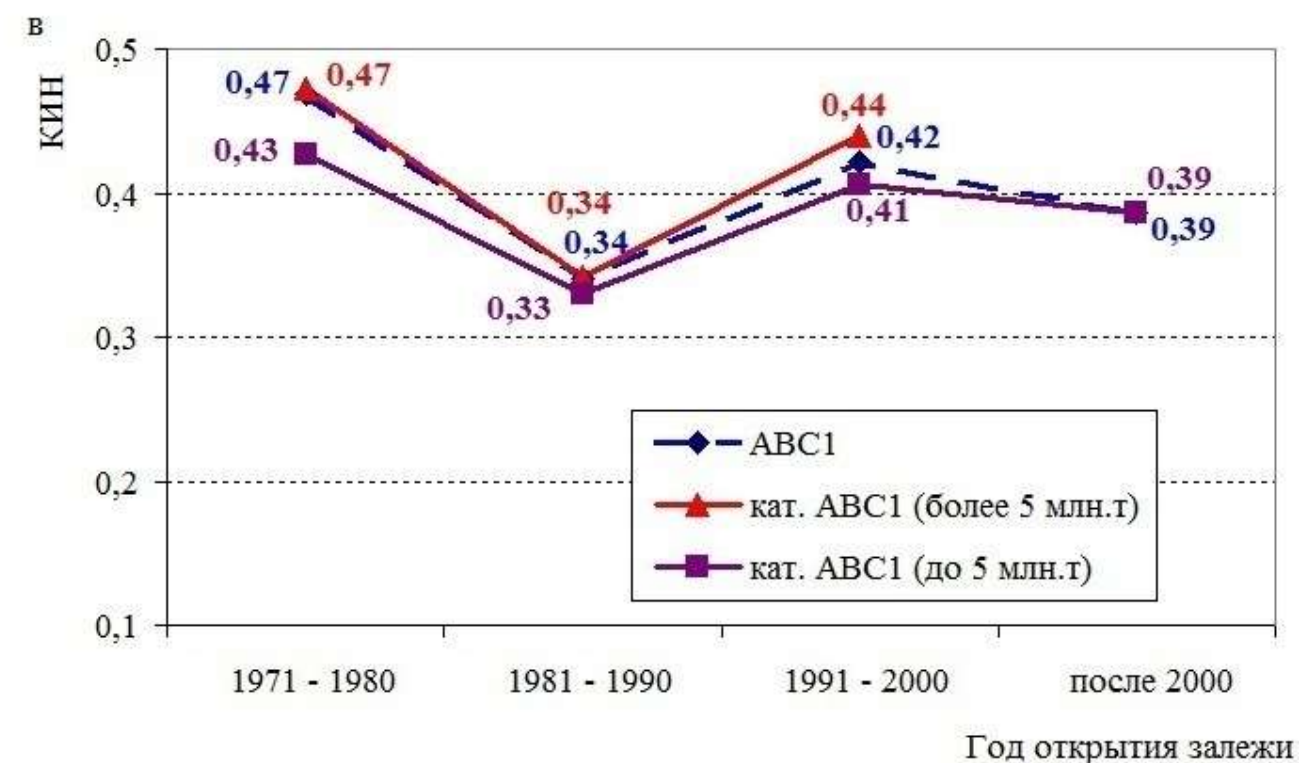
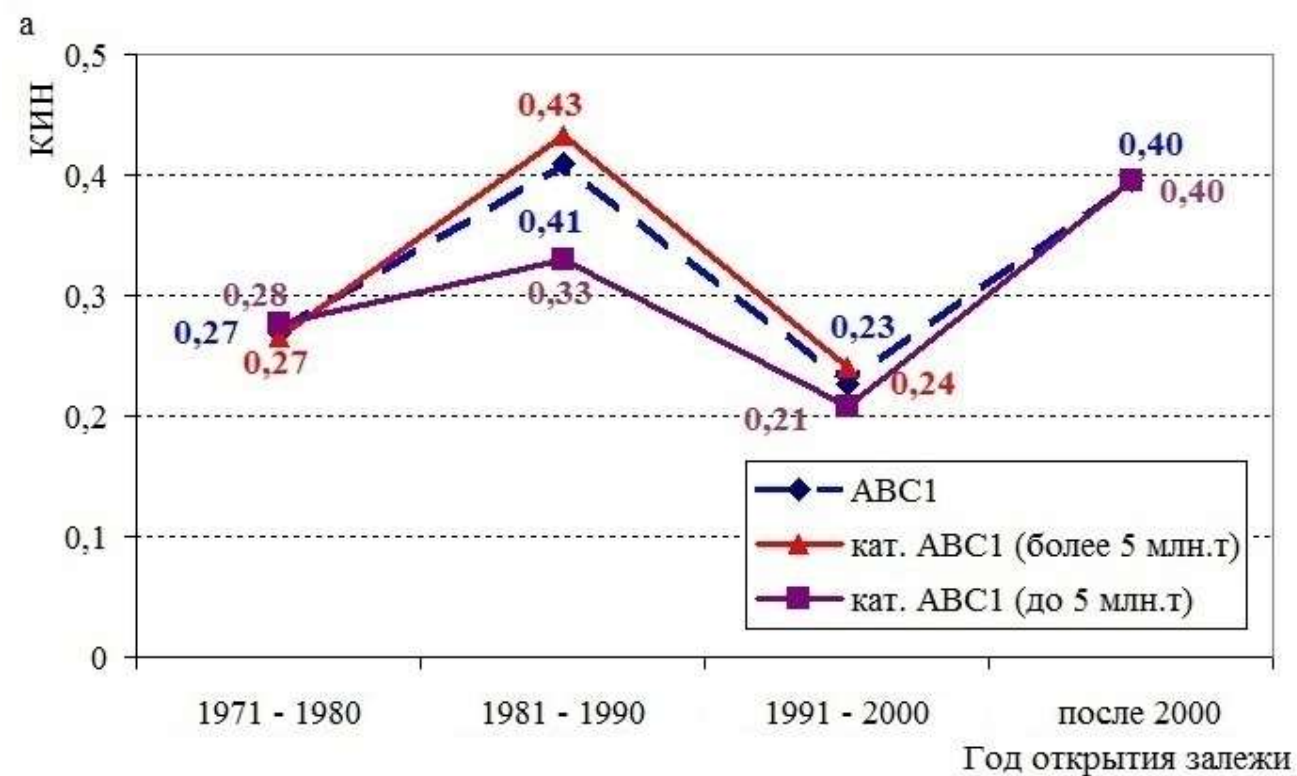


Рис. 9. Изменение средних значений КИН в зависимости от величины залежи в Ненецком автономном округе

a – изменение КИН Cv2-P1 НГК для залежей различных периодов открытий; *б* - изменение КИН D2-D3f НГК для залежей различных периодов открытий; *в* - изменение КИН D3dm-C1f НГК для залежей различных периодов открытий; *г* - изменение КИН O2-D1 НГК для залежей различных периодов открытий.

По всем основным НГК НАО (средневизейско-нижнепермский, доманиково-турнейский, среднедевонско-франский и среднеордовикско-нижнедевонский НГК) средние запасы (кат. $ABC_1 + C_2$) открываемых залежей в последние три десятилетия неуклонно сокращаются. При этом тренды изменения КИН по различным НГК неравномерны – от возрастных (по среднеордовикско-нижнедевонскому НГК с 0,286 до 0,542 и по средневизейско-нижнепермскому НГК с 0,252 до 0,397) до их снижения (по доманиково-турнейскому НГК с 0,433 до 0,374 и среднедевонско-франскому НГК с 0,456 до 0,391).

По всем проанализированным НГК (рис. 9) в 75% случаях средний КИН меньше, чем тот же КИН на крупных с запасами более 5 млн. т залежах (которые обычно открываются первыми) этого же НГК, и больше, чем на мелких залежах (с запасами до 5 млн. т). Это одинаково относится к блокам категорий C_1 и C_2 .

При различии на одних и тех же залежах КИН категорий ABC_1 и КИН категории C_2 , значения КИН по категории C_2 в 90% случаев бывают меньше, чем в категориях ABC_1 .

Превышение на одной и той же залежи КИН категории C_2 относительно КИН категории C_1 может свидетельствовать о недостаточной обоснованности принятых значений КИН для категории C_2 . Логично, что поисковое бурение нацелено, в первую очередь, на сводовую часть структуры, характеризующуюся улучшенными параметрами разработки (как минимум, большими значениями эффективных нефтенасыщенных толщин, большими дебитами и др.). Соответственно, по периферии залежи в блоках категории C_2 толщины будут меньше, обводненность больше и т. д., таким образом, КИН вряд ли повысится.

Полученные результаты и закономерности изменения КИН по различным НГК рекомендуется учитывать при подсчете запасов и количественной оценке ресурсов нефти в НАО. Так, например, выполняя количественную оценку начальных суммарных ресурсов УВС, при выборе эталонных участков не следует использовать в качестве эталонов аномально крупные по запасам залежи с улучшенными подсчетными параметрами и КИН, поскольку в перспективе в регионе ожидается открытие преимущественно средних и мелких по запасам залежей. Другой пример: на Госбалансе РФ в распределенном фонде после списания запасов на Тобой-Мядсейском месторождении за ООО "Нарьянмарнефтегаз" числится нижнедевонская залежь (инт. 3804-4203, Перевозный участок Варандей-Адзвинской зоны) с КИН 0,75 по НИЗ ABC_1 и 0,692 для запасов категории C_2 . При этом средние значения КИН по этому комплексу (табл. 2) не превышают 0,35. Очевидно, что при переоценке запасов была допущена техническая ошибка.

Таблица 2

Коэффициенты извлечения нефти в Ненецком автономном округе и их изменения в различные периоды

НГК	КИН														
	Средний КИН в категории*			Год открытия залежи											
				1971-1980			1981-1990			1991-2000			после 2000		
	ABC ₁ + C ₂	в т.ч. по категориям:		ABC ₁ + C ₂	в т.ч. по категориям:		ABC ₁ + C ₂	в т.ч. по категориям:		ABC ₁ + C ₂	в т.ч. по категориям:		ABC ₁ + C ₂	в т.ч. по категориям:	
ABC ₁		C ₂	ABC ₁		C ₂	ABC ₁		C ₂	ABC ₁		C ₂	ABC ₁		C ₂	
T	0,198	0,198	0,198	0,163	0,165	0,158	0,239	0,239	0,240	-	-	-	-	-	-
P ₂₋₃	0,426	0,443	0,380	0,473	0,486	0,267	0,388	0,390	0,385	0,371	0,371	-	0,407	0,455	0,404
C _{1V2} - P ₁	0,304	0,317	0,263	0,252	0,269	0,184	0,379	0,409	0,246	0,214	0,226	0,140	0,397	0,396	0,398
D _{3dm} - C _{1t}	0,368	0,399	0,306	0,433	0,435	0,308	0,352	0,392	0,252	0,362	0,401	0,324	0,374	0,355	0,389
D ₂ - D _{3f}	0,363	0,415	0,329	0,456	0,469	0,405	0,306	0,340	0,299	0,398	0,422	0,373	0,391	0,386	0,395
O ₂ -D ₁	0,353	0,370	0,321	0,286	0,313	0,253	0,355	0,372	0,320	0,359	0,417	0,312	0,542	0,448	0,585
В целом по НАО **	0,328	0,341	0,302	0,281	0,298	0,210	0,339	0,363	0,291	0,341	0,355	0,322	0,407	0,385	0,419

* здесь и далее: КИН ср. = (доб. + ABC₁ извл. + C₂ извл.) / доб. + ABC₁ геол. + C₂ геол.; КИН по ABC₁ = доб. + ABC₁ извл. / доб. + ABC₁ геол.; КИН по C₂ = C₂ извл. / C₂ геол.

** здесь и далее - без учета комплексов с незначительными и запасами - C_{1V1-2} и P_{1ar+k}.

Литература

Руденко М.Н., Письменников Д.Н. Техничко-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти (ТЭО КИН) как основа оценки инвестиционной привлекательности нефтяной отрасли // Российское предпринимательство. - 2012. - № 7 (205). - С. 91-96.

Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по техничко-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти. Министерство природных ресурсов Российской Федерации. – М. – 2007. - 58 с.

Otmas A.A. (Senior), Otmas A.A.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

THE OIL RECOVERY FACTORS AND THE DYNAMICS OF THEIR CHANGES IN VARIOUS PETROLEUM COMPLEXES IN NENETS AUTONOMOUS DISTRICT

The oil recovery factors in the Nenets Autonomous District (Timan-Pechora petroleum province) and the dynamics of their changes as a whole on the region and for petroleum complexes separately are analyzed. The dynamics of opening deposits by number and size is tracked. Variability of values of oil recovery factors for proven (category ABC₁) and inferred resources (category C₂) is shown.

Keywords: oil recovery factor, deposit, resources, field, petroleum complex, Nenets Autonomous District.

References

Rudenko M.N., Pis'mennikov D.N. *Tehniko-jekonomicheskoe obosnovanie kojefficienta izvlechenija nefi (TJeO KIN) kak osnova ocenki investicionnoj privlekatel'nosti nefljanoj otrasli* [Feasibility study on the oil recovery factor - the basis of assessment of investment attractiveness of the petroleum industry] Rossijskoe predprinimatel'stvo, 2012, no. 7 (205), p. 91-96.

Trebovanija k sostavu i pravilam oformlenija predstavljaemyh na gosudarstvennuju jekspertizu materialov po tehniko-jekonomicheskomu obosnovaniju kojefficientov izvlechenija nefi [Requirements to structure and rules of registration of materials represented for the state examination according to the feasibility study on the oil recovery factor]. Ministerstvo prirodnyh resursov Rossijskoj Federacii. – M., 2007, 58 p.

© Отмас А.А. (старший), Отмас А.А., 2014