

ХАРАКТЕРИСТИКА ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ ПО ГРУППЕ ОБЪЕКТОВ ТТНК СЕВЕРО-ЗАПАДА БАШКОРТОСТАНА И ПРОБЛЕМЫ ИХ ДОРАЗРАБОТКИ

Токарев М.А., Ситдикова Д.Ф., Надыров А.Р.
Уфимский государственный нефтяной технический университет

Пласты терригенной толщи нижнего карбона рассматриваемых объектов обладают неоднородным строением, а также неоднородностью физико-химических свойств пластовых флюидов.

При анализе разработки одним из необходимых условий является иерархическая классификация объектов с выделением характерных уровней. В результате проведенного различными исследователями обобщения предложены несколько вариантов классификации по приуроченности геологических объектов к различным структурным уровням (таблица 1).

Таблица 1. Уровни структурной организации нефтяных объектов

Уровни структурной организации			Геологические тела	Название структуры
по Ю.А.Косыгину	по Л.Ф.Дементьеву	по М.А.Токареву		
3	5	4	Система гидродинамически несвязанных пластов, каждый из которых представляет системы гидродинамически связанных пропластков	Метаструктура
		3	Система гидродинамически связанных пропластков (пласт, эксплуатационный объект)	
2	3-4	2	Пропластки, сложенные породами одного литологического состава	Макроструктура
1	1-2	1	Элементарный объем породы (образец)	Микроструктура

Как отмечает Г.М.Золоева преимущество классификации М.А.Токарева в большей конкретизации объектов, отвечающих задачам нефтегазопромысловой геологии [1]. Большинство анализируемых в работе объектов относятся к четвёртому структурному уровню, что определяет сложность их разработки. При обобщении результатов исследования геологических объектов и объектов разработки, в частности рассмотрение остаточных запасов приходящихся на скважину на поздней стадии разработки проведено по группе объектов терригенной толщи нижнего карбона севера и северо-запада Башкортостана.

Пределы изменчивости характеристик анализируемых объектов разработки сведены в таблице 2.

Таблица 2. Геолого-физические и физико-химические параметры пластовых систем

Значение	H, м	$S_{нефт.}$, тыс. м ²	m, доли ед.	k_n , доли ед.	$K_{пр.}$, мкм ²	b, доли ед.	ρ_n , г/см ³	μ_n , мПа·с	S, %	АСПО, %	T, °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Минимальное	1200	270	0,18	0,8	0,06	0,916	0,868	8,76	2,4	15,2	22
Максимальное	1557	126402	0,25	0,92	1	0,977	0,923	36,2	4	28,7	31

Динамика остаточных запасов нефти по анализируемым объектам терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) севера и северо-запада Республики Башкортостан приведена на рисунках 1,2.

Как видно из графиков, на первом этапе идет резкое падение остаточных запасов нефти по всем объектам, что связано с высокими темпами отбора нефти из скважин. Дальше наблюдается некоторая стабилизация, а после уплотнения сетки скважин – рост и последующая стабилизация остаточных запасов, приходящихся на одну работающую скважину.

Для прогноза величины остаточных запасов на различное значение безразмерного времени проведён регрессионный анализ по группе объектов. Регрессионный анализ выполнен в рамках модели, в которой переменные X и Y (возможно векторозначные) связаны зависимостью $Y(X)=f(X)+\varepsilon$, где ε – случайная переменная. Это уравнение называется уравнением регрессии, а функция $f(X)$ – функцией регрессии. Относительно случайной величины ε обычно делается предположение, что она имеет нормальное распределение с нулевым математическим ожиданием, другими словами если наблюдения y_i представимы в виде $y_i=f(x_i) + \varepsilon_i$, то случайные величины ε_i должны быть независимы и иметь одинаковые нормальные распределения с нулевыми математическими ожиданиями и одинаковыми дисперсиями [2].

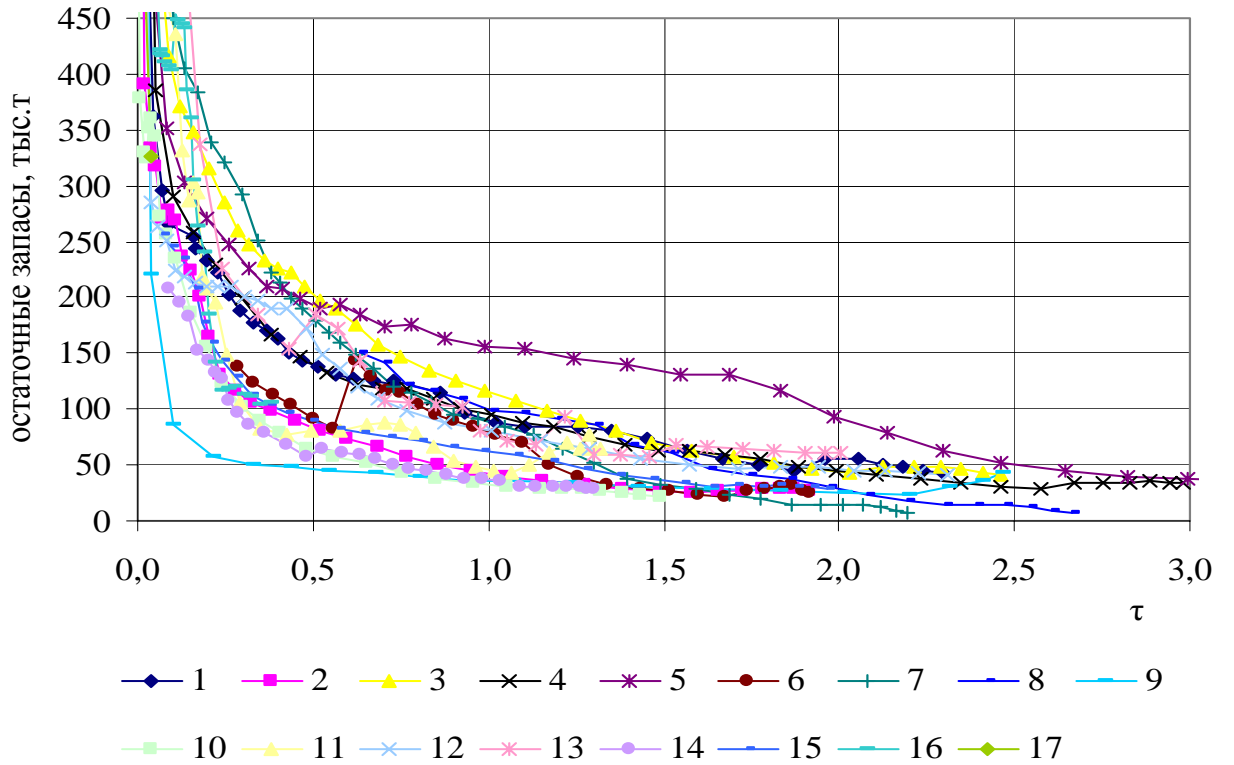


Рисунок 1. Динамика остаточных балансовых запасов по группе объектов терригенной толщи нижнего карбона

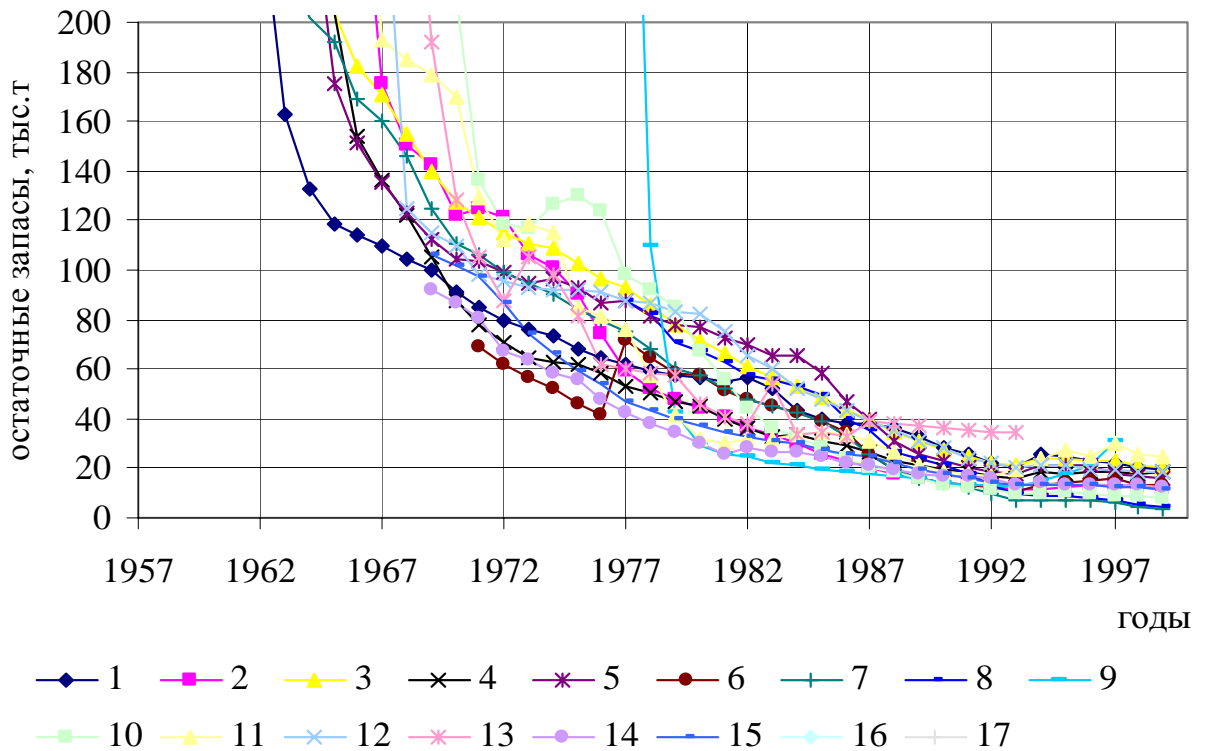


Рисунок 2. Динамика остаточных извлекаемых запасов по группе объектов терригенной толщи нижнего карбона

В таблице 3 приведены параметры, используемые для регрессионного анализа. Основным прогнозируемым параметром являются остаточные запасы, приходящиеся на 1 скважину при максимальных темпах отбора. Остальными параметрами, включёнными в выборку для регрессионного анализа являются: вязкость нефти (μ_n), коэффициент неоднородности ($K_{неод.}$), содержание асфальтенов и смол (А+С), гидропроводность (kh/μ) и площадь водонефтяной зоны ($Q_{внз}$).

Таблица 3. Параметры, используемые для регрессионного анализа

№ объекта	ост.запасы прих. на 1 скв. при макс.темпах отбора	Вяз-кость нефти, μ_n	Кoeffи-циент неоднородности $K_{неод.}$	А+С, асфальтены и смолы	Гидропро-водность kh/μ	$Q_{внз}$
	X1	X2	X3	X4	X5	X6
1	189,5	22	1,2	62	37,2	44,8
3	118,8	22	2	62	23,3	42,3
4	270,2	15	1	62	37,4	28
8	46,5	22	11	25	10,4	35
11	18,4	25	17,7	17	6,52	25
12	164,3	17,5	16,8	42	11,65	25
13	109,5	19	23	16	10	32
14	106,6	15,3	0,5	19	39,5	25
15	91,2	15,3	10	15	11	25

С помощью программы Statistica 6.0 рассчитываем остаточные запасы, приходящиеся на одну работающую скважину при различных значениях безразмерного времени τ ($\tau=Q_{ж}/Q_{б}$):

$q_{ост} \tau=1...n= a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + a_3x_3 + \dots + a_nx_n$ [3], подставляя вместо зависимых переменных значения остаточных запасов приходящихся на одну работающую скважину при различных τ таблице 4, получаем модель для прогнозирования значений остаточных запасов.

Таблица 4. Остаточные запасы, приходящиеся на одну работающую скважину

№ объекта	ост.запасы прих. на 1 скв. при макс.темпах отбора	ост.запасы прих. на 1 скв. при $\tau=0,5$	ост.запасы прих. на 1 скв. при $\tau=1$	ост.запасы прих. на 1 скв. при $\tau=1,5$	ост.запасы прих. на 1 скв. при $\tau=2$
1	189,5	107	62	38	27
3	118,8	61	40	30	25
4	270,2	133	88	50	53
8	46,5	40	20	15	15*
11	18,4	17	5	5*	5*
12	164,3	30	16	16*	16*
13	109,5	65	33	20	18
14	106,6	105	46	38	36
15	91,2	27	20	20*	20*

Коэффициенты при параметрах, полученные методом регрессионного анализа с помощью программы Statistica 6.0 приведены в таблице 5.

Таблица 5. Коэффициенты и статистические характеристики регрессионного анализа для прогноза остаточных запасов при различных значениях τ

Коэффициенты при параметрах		Коэффициент корреляции R=0,96			
		$\tau=0,5$	$\tau=1$	$\tau=1,5$	$\tau=2$
Свободный член	a_0	-78,2752	-50,6106	12,40234	27,03463
$q_{\text{ост.}}$ при макс. темпах отбора	a_1	0,4306	0,4750	0,09773	0,12542
Мн	a_2	2,6849	3,0248	-0,41845	-0,28542
Кнеод.	a_3	-0,0109	-1,6483	-0,44514	-0,73142
A+C	a_4	-1,2393	-1,0682	-0,17949	-0,20597
kh/m	a_5	2,3872	0,1360	0,43082	0,17366
$Q_{\text{внз}}$	a_6	1,0485	0,6585	0,34656	-0,08670

Остаточные запасы, приходящиеся на одну скважину при различных τ , фактических и рассчитанных с применением метода регрессионного анализа приведены в таблице 6.

Таблица 6. Остаточные запасы приходящиеся на 1 скв. при различных τ , тыс.т

№ объекта	$q_{\text{ост.}}$ при $\tau=0,5$		$q_{\text{ост.}}$ при $\tau=1$		$q_{\text{ост.}}$ при $\tau=1,5$		$q_{\text{ост.}}$ при $\tau=2$	
	расчёт	факт	расчёт	факт	расчёт	факт	расчёт	факт
1	121,3	107	72,3	62	41,6	38	33,5	27
3	55,1	61	33,9	40	27,5	30	21,8	25
4	120,1	133	78,8	88	46,8	50	47,2	53
8	31,2	40	17,7	20	15,0	15	12,2	15*
11	17,3	17	3,8	5	4,3	5*	4,7	5*
12	41,2	30	25,9	16	19,8	16*	21,6	16*
13	57,2	65	26,3	33	17,4	20	14,2	18
14	105,7	105	47,0	46	38,5	38	36,5	36
15	35,8	27	24,4	20	21,2	20*	23,4	20*

* - предполагаемое значение $q_{\text{ост.}}$

Как видно из рисунка 2, средние значения расчётных и фактических значений остаточных запасов по двум группам объектов (по степени неоднородности), имеют высокую степень корреляции, это свидетельствует об адекватности описания данного процесса при помощи полученной регрессионной модели.

Анализируемые объекты разделены на две группы по степени неоднородности и. По первой группе неоднородность изменяется от 0,5 до 2, среднее значение вязкости по группе составляет 18,75 мПа·с. По второй группе неоднородность изменяется от 10 до 23, среднее значение вязкости составляет 19,76 мПа·с. Динамика остаточных расчётных и фактических балансовых запасов по группам в зависимости от безразмерного времени приведена на рисунке 3.

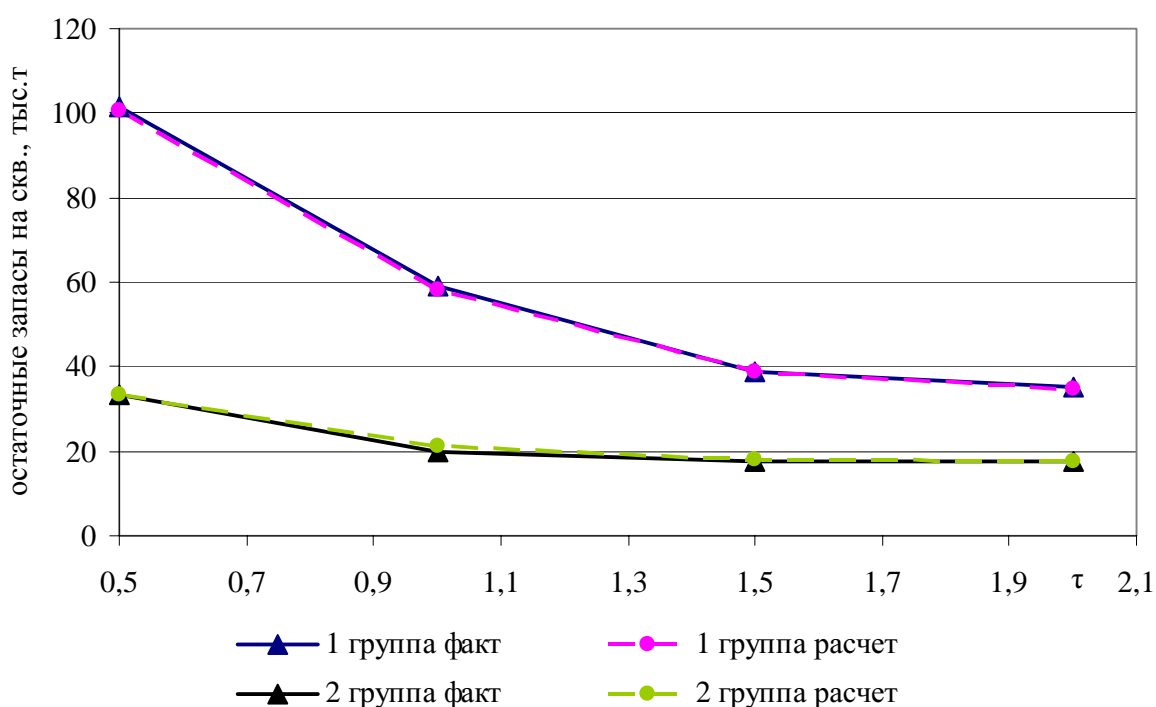


Рисунок 3. Динамика остаточных балансовых запасов

Проведённая оценка величины остаточных запасов по анализируемым объектам даёт интегральную характеристику этих запасов и их динамика во времени ясно показывает, что при существующих темпах отбора извлечь их имеющимся фондом скважин практически невозможно. При значительном выбытии скважин по техническим и технологическим причинам проблема доразработки этих объектов становится ещё более неразрешимой. На данном этапе необходимо провести комплекс мер, позволяющих интенсифицировать процесс извлечения остаточных запасов.

Для того чтобы возможно было провести интенсификацию процесса разработки, необходимо провести комплекс исследований по оценке положения и концентрации остаточных запасов или их дифференциацию.

Ввиду того, что проводить новые дорогостоящие исследования практически нереально, можно рекомендовать следующий алгоритм работ:

1. Провести временной анализ карт изобар с оценкой направления фильтрационных потоков, положения нейтральных линий тока, зон постоянно низких градиентов давлений совместно с имеющимися картами изопахит, литолого-фациальными картами и промышленным материалом по добывающим и нагнетательным скважинам. Данный анализ позволит выявить зоны с возможной высокой концентрацией остаточных запасов.
2. Использование программ «Взаимодействие» по анализу динамических рядов добывающих и нагнетательных скважин также может более надёжно оценить положение застойных зон и остаточных запасов.
3. На некоторых объектах разработки продуктивные пласты перекрыты стеклопластиковыми хвостовиками СПХ, позволяющими проводить временные исследования с помощью индукционного каротажа ИК для определения насыщенности пластов.

Анализ всех имеющихся материалов по исследованию скважин с СПХ совместно с промышленным материалом и данными методов радиометрии, позволит решить серьёзную методическую задачу о положении зон с остаточными запасами и факторами, влияющими на их положение.

Определив дифференцированное положение остаточных запасов и имея ввиду, что это задача вероятностная, можно рекомендовать методы воздействия на призабойную зону пласта с целью интенсификации выработки. В настоящее время в регионе применяются десятки методов воздействия на пласт, однако многие из них по механизму воздействия на пласт идентичны, а следовательно должны применяться наиболее доступные. Рассматривая методы интенсификации для объектов на стадии разработки, по-видимому следует отказаться от применения гидроразрыва пласта, как достаточно дорогого метода с неопределёнными результатами по эффективности воздействия.

По объектам с низкой проницаемостью и заглинизированными коллекторами следует рекомендовать системное воздействие на добывающие и нагнетательные скважины с целью разглинизации пласта в призабойной зоне. Достаточно эффективно для данного региона виброволновое воздействие на продуктивные пласты.

Так как все объекты приурочены к четвёртой структурной группе (таблица 1), то значительные запасы приурочены к тонким гидродинамически изолированным пластам. При интенсификации выработки запасов в этих пластах следует рекомендовать разукрупнение объекта разработки с изоляцией обводнившихся пластов и регулирования

работы добывающих и нагнетательных скважин в технически возможных пределах.

Для многих объектов в настоящее время можно рекомендовать прекращение добычи и закачки для создания возможности гравитационного и капиллярного процесса регенерации залежи. При этом через несколько лет добычные возможности скважин на этом участке значительно увеличатся [4]. Примером могут служить старые объекты на территории УДН «Ишимбайнефть».

Выводы

В работе приведены результаты оценки остаточных балансовых и извлекаемых запасов на одну скважину по группе объектов с трудноизвлекаемыми запасами. Показано что на поздней стадии в течение длительного времени величина остаточных запасов практически не изменяется или растет, что объясняет необходимость интенсификации их выработки. Рассмотрены рекомендации по оценке положения остаточных запасов по объектам и методам интенсификации их извлечения.

Литература

1. Золоева Г.М. Оценка неоднородности и прогноз нефтеизвлечения на ГИС.-М.: Недра, 1995.-212с.
2. Дементьев Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. М.: Недра, 1966. – 206с.
3. Иберла К.Факторный анализ. – М.: Статистика, 1980.-398с.
4. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учеб.пособие.- Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2002. – 596с.