

УДК 622.276

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-60-73

Научная статья

EDN: JOQJEE

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВЕННОГО И КОЛИЧЕСТВЕННОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО КРИТЕРИЯ ДЛЯ СТИМУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

А.В. ДЕНИСОВ¹,
Э.А. ШАХВЕРДИЕВ¹,
Т.Т. МАЖРЕНОВА^{1,2}

¹РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, МОСКВА,
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

²РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА», МОСКВА,
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

На официальном и экспертном уровнях неоспорим факт сокращения в общем объеме нефтедобычи в России традиционных запасов углеводородов, имеющих низкую себестоимость добычи, и роста доли трудноизвлекаемых запасов нефти (ТриЗ). В 2023 г. в Минэнерго оценили долю ТриЗ в запасах углеводородного сырья в 60% с большой вероятностью ее увеличения до 70% к 2030 г. Наряду с ухудшением условий их залегания, геолого-физических характеристик и свойств нефти, важной характеристикой добычи углеводородов ТриЗ является существенное увеличение капитальных и операционных затрат и, как следствие, увеличение себестоимости их добычи. По этой причине попытки установления качественных и количественных критериев стимулирования ТриЗ нефти не сходят с научно-технологической повестки дня. В данной статье рассматривается возможность использования себестоимости добычи 1 тонны нефти без налога на добычу полезных ископаемых в качестве показателя для характеристики различных категорий ТриЗ, контроля критической рентабельности разработки любого эксплуатационного объекта, в том числе ТриЗ, а также для обоснования условий получения налоговых льгот.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти (ТриЗ), рентабельность, себестоимость

Original article

DETERMINATION OF QUALITATIVE AND QUANTITATIVE ECONOMIC CRITERIA FOR STIMULATING THE DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER OIL RESERVES

A.V. DENISOV¹, E.A. SHAKHVERDIEV¹,
T.T. MAZHRENOVA^{1,2}

¹ RUSSIAN STATE GEOLOGICAL PROSPECTING
UNIVERSITY NAMED AFTER SERGO
ORDZHONIKIDZE, MOSCOW,
RUSSIAN FEDERATION

² RUSSIAN STATE UNIVERSITY OF OIL AND
GAS NAMED AFTER I.M. GUBKIN, MOSCOW,
RUSSIAN FEDERATION

At the official and expert levels, the fact of a reduction in the total volume of oil production in Russia of traditional hydrocarbon reserves with low production costs and an increase in the share of hard-to-recover oil reserves (HOR) is indisputable. In 2023, the Ministry of Energy estimated the share of HOR in hydrocarbon reserves at 60% with a high probability of increasing to 70% by 2030. Along with the deterioration of their occurrence conditions, geological and physical characteristics and oil properties, an important characteristic of the production of HOR hydrocarbons is a significant increase in capital and operating costs and, as a consequence, an increase in the cost of their production. For this reason, attempts to establish qualitative and quantitative criteria for stimulating the development of HOR oil do not leave the scientific and technological agenda. This article examines the possibility of using the cost of producing 1 ton of oil without mineral extraction tax as an indicator for characterizing various categories of hard-to-recover reserves, monitoring the critical profitability of developing any operational facility, including hard-to-recover reserves, and also for substantiating the conditions for obtaining tax benefits.

KEY WORDS: hard-to-recover oil reserves (HOR), profitability, cost

ВВЕДЕНИЕ

На официальном и экспертном уровнях неоспорим факт сокращения в общем объеме нефтедобычи в России традиционных запасов углеводородов, имею-

ших низкую себестоимость добычи, и роста доли трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) [1–41]. В 2023 г. в Минэнерго оценили долю ТРИЗ в запасах углеводородного сырья в 60% с большой вероятностью ее увеличения до 70% к 2030 г. Безусловно, наряду с ухудшением условий их залегания, геолого-физических характеристик и свойств нефти, важной характеристикой добычи углеводородов ТРИЗ является существенное увеличение капитальных и операционных затрат и, как следствие, увеличение себестоимости их добычи. По этой причине попытки установления качественных и количественных критериев стимулирования ТРИЗ нефти не сходят с научно-технологической повестки дня.

Исчерпывающее определение ТРИЗ нефти приведено в работе Шахвердиева А.Х. и др. [22]: «Нерентабельными трудноизвлекаемыми запасами признаются жидкие и газообразные углеводородные запасы залежей, с крайне низкими геологическими, физическими, технологическими параметрами и неблагоприятными территориально-климатическими условиями залегания, экономическая эффективность добычи которых, определяется в установленном законом порядке в зависимости от волатильности и конъюнктуры энергетического и валютного рынков». Как видно из предложенного определения, ключевой задачей успешной разработки этих запасов является трансформация их из категории «нерентабельные» в категорию «рентабельные». Разработка трудноизвлекаемых запасов нефти практически всегда связана с дополнительными капитальными и эксплуатационными затратами на специализированное оборудование, материалы, инновационные технологии и методы мониторинга и контроля, все это включается в себестоимости добычи нефти и в дальнейшем для унификации рекомендуется использовать качественный показатель – себестоимость добычи 1 т нефти без НДС.

Оценки себестоимости добычи нефти в России по данным различных источников изменяются в широких пределах, так например, по оценкам консалтинговой компании Rystad Energy – 20–50 долларов США за баррель, по данным МИНЭНЕРГО – 15–40–45 долларов США за баррель, по данным Роснефти – 2,5 долларов США за баррель, по дан-

ным Газпромнефти – 15 долларов США за баррель. Согласно данным Росстата [17], динамика изменения себестоимости добычи 1 т нефти представлена в табл. 1, если пересчитать значение за 1 кв. 2024 г. по курсу 1 доллар=90 руб. получим 47 долларов США за баррель.

Дополнительно для оценки себестоимости добычи нефти без НДС можно ориентироваться на нормативы определения расходов для расчета налога на дополнительный доход (НДД) от добычи углеводородного сырья, представленного в налоговом кодексе: предельные расходы на добычу углеводородного сырья составляли в 2024 г.: $7140 \times 1,284 = 9168$ руб/т и 10168 руб/т добычи сверхвязкой нефти.

Существенные различия в оценках себестоимости добычи нефти в России свидетельствуют об отсутствии унифицированного подхода к использованию этого показателя из-за различия отечественных и зарубежных методик, оценки и учета или неучета в себестоимости налогов на добычу нефти и зачастую зависит от предпочтений заинтересованных сторон [2, 4, 5, 6, 8, 12, 15, 16, 26]. Кроме этого, себестоимость – динамическая величина, которая изменяется с течением времени и склонна увеличиваться при разработке объектов ТРИЗ.

Согласно действующей в нефтегазовой отрасли методике [11] по планированию, учету и калькуляции себестоимости добычи нефти и газа, при формировании себестоимости добычи углеводородов учитываются следующие виды расходов:

- 1) электроэнергия по извлечению жидкости (исходя из удельных затрат и объемов добычи жидкости);
- 2) искусственное воздействие на пласт (условно-переменные затраты – исходя из удельных затрат и объемов закачиваемой воды или (и) объемов закачиваемого газа, условно-постоянные затраты – исходя из удельных затрат и среднедействующего фонда нагнетательных скважин);
- 3) сбор и внутрипромысловый транспорт (исходя из удельных затрат и объемов добычи жидкости);
- 4) технологическая подготовка нефти (исходя из удельных затрат и объемов добычи нефти);
- 5) содержание и эксплуатация оборудования (на основании удельных затрат и среднедействующего

ТАБЛИЦА 1.

Себестоимость добычи 1 т нефти в Российской Федерации (руб.)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022)	2023	2024
I квартал	9812,2	7843,2	10862,6	12813,2	14747,7	13162,5	17915,6	33123,5	17939,3	30908,9
II квартал	10123,8	9613,1	10335,3	14772,4	15646,5	9245,1	20379,0	25176,7	21470,5	
III квартал	9665,1	9101,8	10993,8	15970,6	14360,8	12656,6	21367,3	21477,7	31326,5	
IV квартал	8784,6	9976,8	12545,8	14733,5	14907,5	13311,1	23108,4	18630,1	31629,1	

- фонда добывающих скважин);
- 6) капитальный ремонт скважин (на основании удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих скважин);
- 7) расходы на оплату труда промышленно-производственного персонала ППП (исходя из заработной платы 1 работающего и численности ППП);
- 8) отчисления на социальное страхование ППП, которые состоят из страхового взноса в государственные внебюджетные фонды и страхового тарифа на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- 9) общепроизводственные затраты (на основании удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих скважин);
- 10) расходы на оплату труда АУП (исходя из удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих и нагнетательных скважин) с учетом отчислений на социальное страхование персонала АУП;
- 11) прочие расходы в общепроизводственных затратах (на основании удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих скважин);
- 12) затраты на проведение ГТМ, направленных на прирост добычи нефти (исходя из удельных затрат на проведение одной скважино-операции и количества скважин, подвергающихся воздействию);
- 13) затраты на проведение МУН (исходя из удельных затрат на проведение одной скважинной операции и количества скважин, подвергающихся воздействию);
- 14) затраты на транспорт УВС (исходя из удельных затрат и объемов реализации нефти на внешнем рынке);
- 15) налоги, пошлины и прочие платежи (налог на добычу полезных ископаемых, налог на имущество, прочие налоги);
- 16) амортизация основных фондов (исходя из балансовой стоимости основных фондов и действующих норм амортизации в нефтяной отрасли).

К сведению, методика по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти ипутного газа составляется в соответствии с "Положением о составе затрат по производству и реализации продукции (работ, услуг), включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг), и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли", утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 5 августа 1992 года № 552, «Инструкции по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа», утвержденной приказом Министерства нефтяной промышленности от 6 ноября 1973 г. № 553, «Особенностей статей затрат, включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг) пред-

А.В. ДЕНИСОВ,
Э.А. ШАХВЕРДИЕВ, Т.Т. МАЖРЕНОВА
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВЕННОГО
И КОЛИЧЕСТВЕННОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО
КРИТЕРИЯ ДЛЯ СТИМУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

приятий нефтедобывающей, газодобывающей отраслей и магистрального трубопроводного транспорта», утвержденных Минтопэнерго от 08.03.94. Как видим, документы датированы 1973, 1992, 1994 годами и давно не обновлялись.

Представленные в табл. 1 показатели себестоимости являются усредненными для всех разрабатываемых объектов на территории России, в том числе более 50% льготированных (по годовой добыче нефти), при этом доля налога на добычу полезных ископаемых в себестоимости добычи нефти может составлять более 50%, как на примере эксплуатационного объекта, представленного на рис. 1. Кроме того, необходимо учитывать, что с 2019 г. произошло снижение НДС в пользу нового налога на дополнительный доход (НДД), который взимается аналогично налогу на прибыль и не входит в себестоимость добычи нефти.

В действующих «Правилах разработки месторождений углеводородного сырья» утвержденных приказом Минприроды России от 14.06.2016 №356 и «Правилах подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» установленных приказом Минприроды России от 20.09.2019 №639, не содержатся требования по расчету себестоимости добычи нефти. В период планового хозяйствования себестоимость добычи 1 т нефти входила в число основных показателей эффективности вариантов проекта разработки, характеризующих производственные затраты на единицу добываемой продукции [10]. Таким образом, себестоимость добычи 1 т нефти без НДС может являться качественным универсальным показателем, характеризующим эффективность разработки любого эксплуатационного объекта, в том числе ТРИЗ нефти.

Использование его с другими стоимостными показателями (ценой 1 т. нефти Нетбэк и НДС на 1 т нефти) позволит контролировать условие критичных границ «рентабельности» $ЦНН - НДС - СДН > 0$, где:

ЦНН – цена нефти нетбэк; НДС – налог на добычу полезных ископаемых; СДН – себестоимость добычи нефти.

Этот приемлемый подход рекомендуется использовать для обоснования права получателя льготы по НДС и переходу на режим НДД с последующим уменьшением НДС.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТОВ ТРИЗ

Затраты на добычу нефти возрастают вместе с комплексной сложностью геологического объекта, которая зависит от свойств пластовых флюидов, удаленностью от инфраструктуры, зависят от тяжелых климатических условий, геолого-физических характеристик породы-коллектора, от стадии разработки

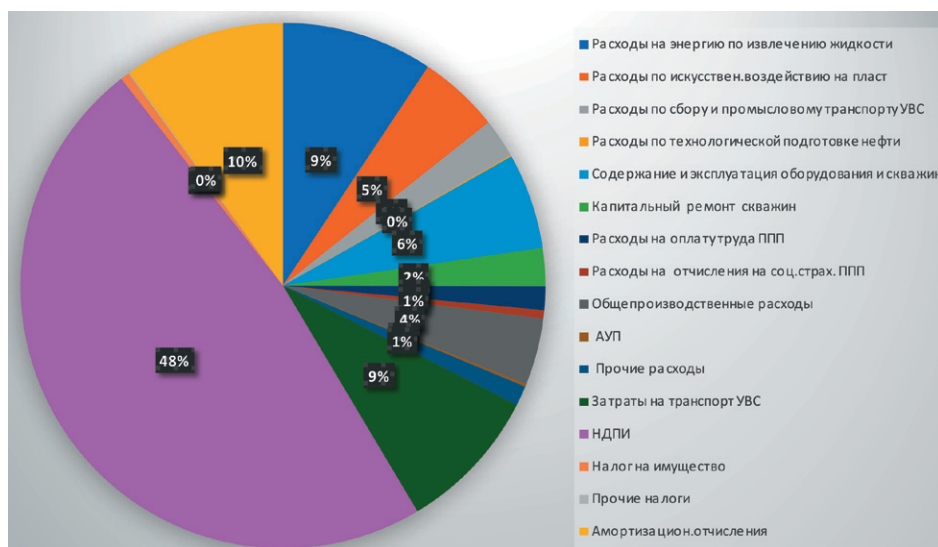


Рис. 1.

Распределение затрат входящих в себестоимость добычи 1 т нефти (15184 руб.) для объекта разработки Западной Сибири по данным 2018 г.

и прочих показателей и условий [19, 23, 24, 28, 39] (табл. 2).

Категория структурных осложняющих факторов связана с особенностями геологического строения, которую можно подразделить на две подкатегории: макроструктурные и микроструктурные факторы (рис. 2).

Макроструктурные факторы связаны с изменчивостью свойств и особенностями строения на макроуровне – в рамках исследуемого геологического тела. Это может быть продуктивный горизонт, залежь или другая геометрически ограниченная структура, сформированная определенным процессом или циклом процессов. При этом влияние извне на макроструктурные факторы ограничено. Микроструктурные факторы связаны с характеристиками микроуровня: геометрией порового пространства, гранулометрическим составом, составом и свойствами породы-скелета и цементирующего вещества, текстурой, а также различными геохимическими и физическими преобразованиями порового пространства породы-коллектора. Все эти параметры формируют облик пустотного пространства коллектора, в котором происходит процесс фильтрации. Чем больше микронеоднородность, тем больше неопределенных переменных появляется на мезоуровне, усложняя понимание процесса фильтрации и взаимодействия элементов системы между собой на макроуровне. Крайне важна трансформация информации и знаний об объекте разработки с микроуровня на мезоуровень и далее на макроуровень. Также стоит отметить, что ряд осложняющих факторов проявляет себя еще на этапе разбуривания объектов. Например, интервалы многолетнемерзлых пород или газовых гидратов требуют жесткого соблюдения температурного режима,

ТАБЛИЦА 2.

Категории осложняющих факторов

№	Осложняющие факторы при разработке	Категория
1	низкая проницаемость коллекторов	структурные
2	тектонические разломы	
3	недонасыщенные коллектора	
4	подгазовые залежи	
5	повышенная трещинноватость	
6	высокая неоднородность коллектора	
7	засоленные коллектора	
8	глубокие горизонты	
9	МНП и газогидраты	
10	АВПД	
11	АНПД	
12	недозрелые коллектора	физико-химические свойства флюидов
13	высокая вязкость нефти	
14	битуминозные породы	
15	высокое содержание CO ₂	
16	высокое содержание серы	
17	высокое содержание парафина	
18	высокое газосодержание нефти	
19	инфраструктурная ограниченность	географические
20	экстремальные климатические условия	
21	малая и высокая степень выработанности	временные

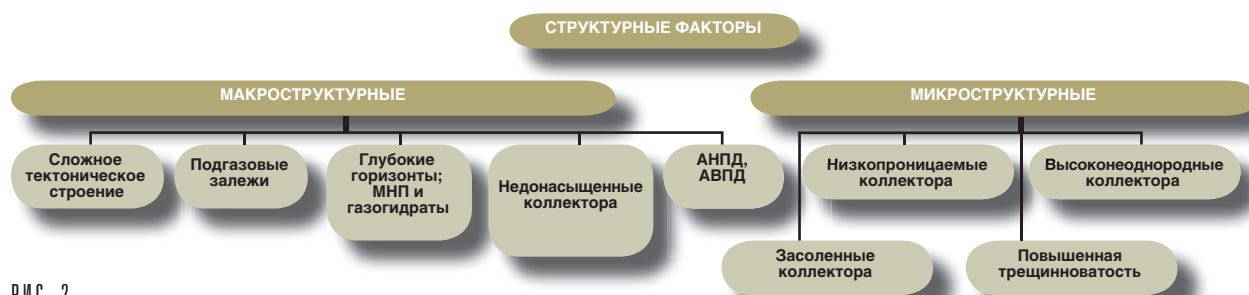


РИС. 2.

Иерархия структурного осложнения факторов

а бурение на больших глубинах связано с ощутимыми затратами и рисками.

Вторая категория – физико-химические осложняющие факторы, связанные со свойством и составом пластовых флюидов, обусловленных также естественным генезисом (табл. 2).

Воздействие на флюиды вполне возможно за счет применения различных затратных технологий [1, 3, 7–9, 13, 14, 21, 30–37.], подразумевающих изменение реологических свойств углеводородов. Разработка месторождений вязкой и сверхвысоковязкой нефти возможна только с использованием тепловых методов добычи нефти, которые требуют высоких начальных капитальных затрат и постоянных повышенных эксплуатационных затрат, что обуславливает высокую себестоимость их добычи. Также стоит отметить, что эффективность ряда методов будет тесно связана со свойствами и строением породы-коллектора и часто будет иметь ограничения по воздействию в рамках зоны дренирования скважины.

Третья категория связана непосредственно с географическим положением объекта разработки. Часть ресурсов и запасов углеводородного сырья сосредоточена в отдаленных, малонаселенных регионах со сложной климатической обстановкой. Особенно актуальны географические осложняющие факторы для северных регионов и примыкающих к ним шельфов арктических морей. Освоение ресурсного потенциала Арктики сопряжено с огромными капитальными и эксплуатационными затратами. Целый комплекс гидрометеорологических и климатических параметров препятствует индустриальной экспансии и, как следствие, развитию инфраструктуры.

Четвертая категория осложняющих факторов характерна на начальном этапе разработки, во время которого осуществляются значительные капитальные затраты на бурение скважин и промысловое обустройство, а также на поздней стадии разработки при высокой выработанности извлекаемых запасов, высокой обводненности и падении добычи углеводородов. Соответственно высокая себестоимость добычи нефти будет на начальной и поздней стадиях разработки.

В табл. 3 представлена характеристика основных

льготируемых категории ТРИЗ нефти согласно форме № 5-НДПИ [22].

Баженовские, абалакские, хадуьские и доманиковские отложения имеют очень неоднородное и крайне сложное геологическое строение, состав и тип углеводородов, определение их геологических и извлекаемых запасов имеет высокую степень неопределенности. Эффективная добыча нефти на данных объектах связана с бурением и эксплуатацией скважин с горизонтальным окончанием и проведением стимуляции пласта многоступенчатым гидроразрывом, при этом высокий стартовый дебит нефти (рис. 3) снижается через 1 год на 68%, через 2 года – на 82%, через 5 лет – на 92%, и соответственно целевым показателем эффективной работы скважины также будет являться значение накопленной добычи нефти от 50 тыс. т и выше.

В настоящее время работа с данными объектами осуществляется в рамках технологических полигонов с освобождением от уплаты НДПИ, и уже сейчас понятно, что их разработка потребует значительных капитальных затрат на бурение большого количества высокотехнологичных скважин и проведение операций многоступенчатого гидроразрыва пласта (МГРП), а также постоянных повышенных затрат на проведение большого количества геологоразведочных и исследовательских работ. Методы увеличения КИН и воздействия на нефтематеринскую породу в настоящее время находятся вне зоны рентабельности.

Согласно данным немногочисленных опубликованных результатов работ, в рамках технологических полигонов работа идет в направлении снижения затрат на бурение и освоение скважин, импортозамещения отечественными технологиями, материалами и оборудованием. Промышленная разработка этой категории ТРИЗ ожидается в перспективе 30–50 лет.

Добыча нефти низкопроницаемых коллекторов и продуктивных отложений тюменской свиты Западной Сибири имеет льготы по НДПИ по степени сложности K_A и степени выработанности K_{AB} , является примером эффективной работы налоговых льгот, что видно по данным добычи нефти в 2016–2020 г.

Участки недр с величиной запасов менее 5 млн т имеют льготу по НДПИ с помощью понижающего

ТАБЛИЦА 3.
Характеристика основных льготлируемых категорий ТриЗ нефти

Основные льготлируемые категории ТриЗ нефти	Добыча нефти (без СРП и добычи на новых морских месторождениях), млн т					Оценка извлекаемых запасов	Льготы	Комментарии
	2016	2017	2018	2019	2020			
Баженовская свита	2	1	1	2	2	5-60 млрд т (предварительная оценка извлекаемых ресурсов)	НДПИ=0 до степени выработанности запасов ≤ 0,13 (при этом достоверной оценки запасов нет)	В настоящее время работа в рамках технологических полигонов (НИР), снижение себестоимости до рентабельного уровня. Промышленная разработка в перспективе 30-50 лет.
						0,3 млрд т извлекаемые запасы		
						0,02 млрд т извлекаемые запасы		
						3-6 млрд т извлекаемые запасы		
Доманиковские отложения								
Вязкость от 10 000 мПа·с	2	3	4	5	6	1,3 млрд т	Использование режима НДД	Рентабельная добыча только с использованием тепловых МУН, постоянные высокие эксплуатационные затраты
Вязкость от 200 до 10 000 мПа·с	5	5	6	6	8	2 млрд т	Использование режима НДД	
Низкая проницаемость	8	12	18	20	21	4,5 млрд т	Льгота по НДПИ (Кд=0.2-0.4) и Кдв	Пример эффективной работы льгот по НДПИ
Тюменская свита	26	26	28	28	27	0,8 млрд т	Льгота по НДПИ (Кд=0.8) и Кдв	Пример эффективной работы льгот по НДПИ
Величина запасов < 5 млн т	10	10	11	11	11	1 млрд т	Льгота по НДПИ Кз	Пример эффективной работы льгот по НДПИ
Льгота по региону добычи	36	37	37	28	24	6,3 млрд т	Льгота по НДПИ (Ккан=0)	Пример эффективной работы льгот по НДПИ. Необходимость высоких инвестиционных затрат
Льгота по степени выработанности запасов	106	112	140	159	151	2,9 млрд т	Использование режима НДД	Наиболее востребованная категория, при снижении налогов возможно увеличение рентабельных извлекаемых запасов и доходов бюджета
Не льготная нефть	305	288	250	202	151			
ВСЕГО	500	494	495	461	401			

коэффициента K_3 , однако его действие ограничено степенью выработанности запасов величиной 5% или 250000 т накопленной нефти, таким образом этим количеством необходимо будет закрыть начальные капитальные затраты на бурение, обустройство и выйти на рентабельный уровень себестоимости добычи нефти после действия льготы.

Разработка месторождений вязких и сверхвязких нефтей льготируется использованием режима НДД и пониженной ставкой НДПИ. Рентабельная добыча таких нефтей возможна только с использованием специальных технологий (непрерывная закачка пара, SAGD), поэтому здесь требуются высокие капитальные вложения и постоянные повышенные эксплуатационные затраты.

Категория удаленных от инфраструктуры месторождений имеет льготу по НДПИ на основании

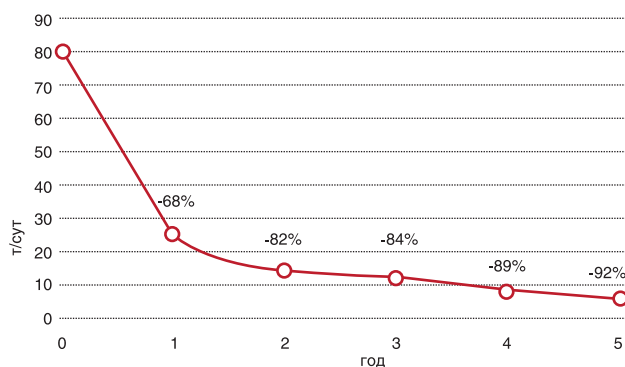


РИС. 3.

Характерная динамика добычи нефти по скважинам, разрабатывающим верхнеюрские отложения

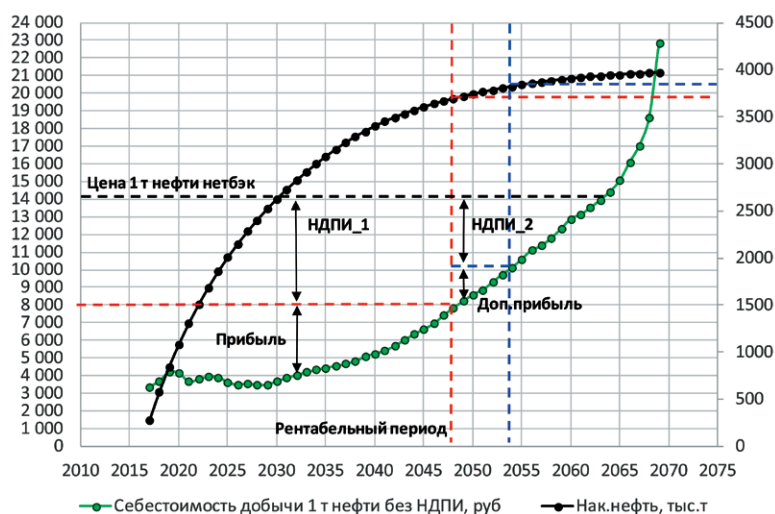


РИС. 4.

Динамика накопленной добычи нефти и себестоимости добычи 1 т нефти объекта разработки

А.В. ДЕНИСОВ,
Э.А. ШАХВЕРДИЕВ, Т.Т. МАЖРЕНОВА
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВЕННОГО
И КОЛИЧЕСТВЕННОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО
КРИТЕРИЯ ДЛЯ СТИМУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

$K_{\text{кан}} = 0$, но на определенное время и до достижения степени выработанности запасов 5% или определенной накопленной добыче нефти. Таким образом, за это время необходимо будет окупить начальные капитальные затраты на бурение, обустройство, строительство инфраструктуры, трубопроводов и выйти на рентабельный уровень себестоимости добычи нефти после окончания действия льготы.

Льгота по степени выработанности запасов является наиболее востребованной категорией, добыча нефти по которой перекрывает все остальные категории вместе взятые, к тому же эта льгота позволяет продлить рентабельный период работы, получить дополнительный доход бюджета и увеличить КИН за этот период. Например, для объекта, представленного на рис. 6 рентабельный период и разработка должны закончиться в 2048 г, но снижение после 2048 г. с НДПИ_1=6000 руб/т до НДПИ_2=4000 руб/т позволит продлить рентабельный период разработки, получить дополнительную добычу нефти 131 тыс.т, получить дополнительный доход бюджета 523 млн руб. и дополнительный доход предприятия, с которого также рассчитывается налог НДД. Данная схема налогообложения используется с 2019 г. для перевода льготируемых по степени выработки объектов на режим уплаты налога на дополнительный доход с пониженной ставкой НДПИ.

Повышение коэффициента извлечения нефти как на традиционных, так и на эксплуатационных объектах ТРИЗ напрямую связано с реализацией технологий и проектов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. Зачастую технологии, показавшие высокую эффективность в лабораторных экспериментах и опытно-промышленных испытаниях, не применяют-

ся в промышленных масштабах из-за отрицательных экономических показателей. Использование временного уменьшения ставки НДС позволит перевести проект в рентабельную категорию, при этом в итоге доходы бюджета и предприятия вырастут, увеличится конечный коэффициент извлечения нефти.

В качестве примера рассматривается динамика изменения собственности добычи нефти. На основе данных действующего проектного документа разработки месторождения Западной Сибири были рассчитаны показатели себестоимости добычи нефти

без НДС для объектов разработки, среди которых имеются объекты с высокой степенью выработки более 80% извлекаемых запасов, объекты тюменской и баженовской свит. Как видно из рис. 5–8 себестоимость добычи 1 т. нефти без НДС увеличивается со временем по годам разработки, что подтверждает целесообразность предоставления льгот по НДС на поздней стадии разработки при высокой степени выработанности извлекаемых запасов. Это позволит увеличить рентабельный период работы, добыть дополнительную нефть, увеличить конечный КИН, по-

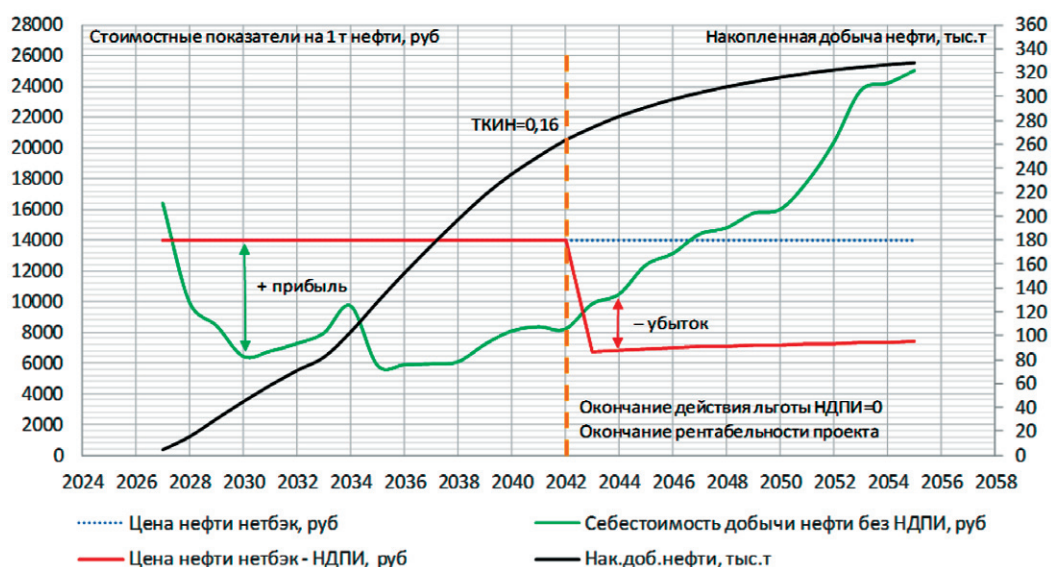


РИС. 5.

Динамика накопленной добычи нефти и стоимостных показателей на 1 т нефти для объекта разработки баженовской свиты

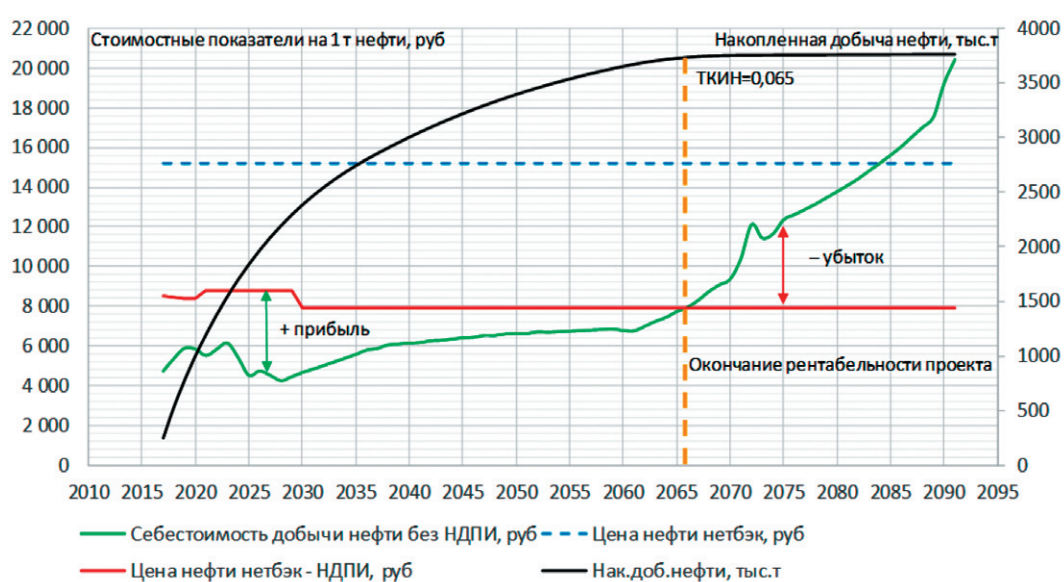


РИС. 6.

Динамика накопленной добычи нефти и стоимостных показателей на 1 т нефти для объекта разработки тюменской свиты

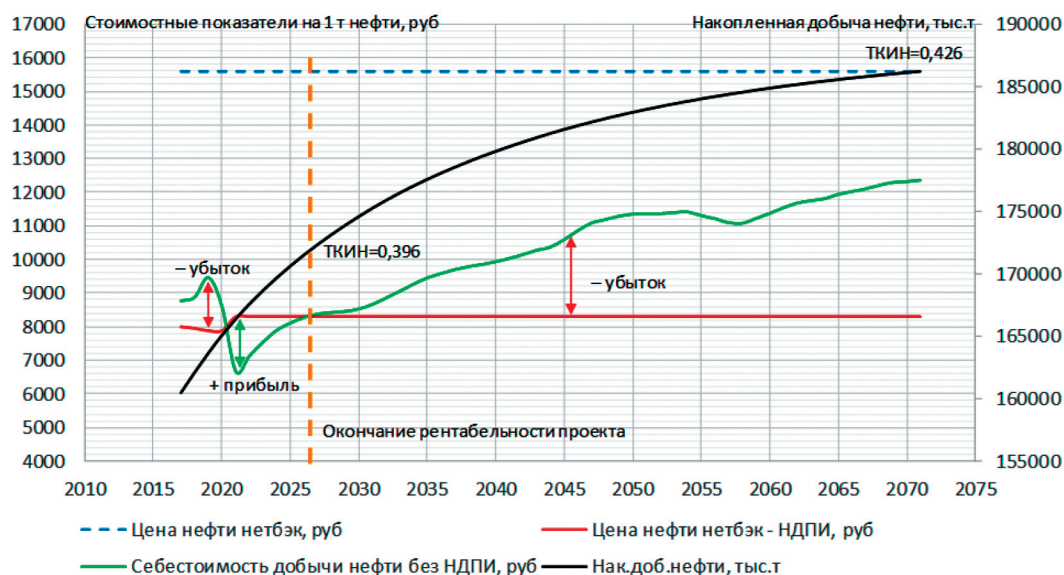


РИС. 7.

Динамика накопленной добычи нефти и стоимостных показателей на 1 т нефти для объекта разработки с степенью выработанности более 80% (вариант без льгот)

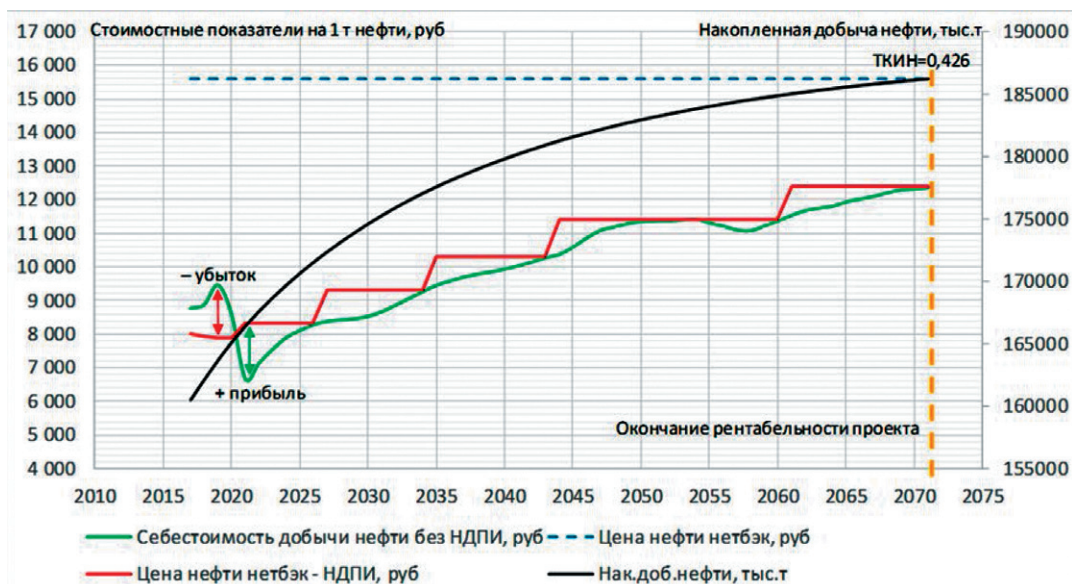


РИС. 8.

Динамика накопленной добычи нефти и стоимостных показателей на 1 т нефти для объекта разработки с степенью выработанности более 80% (вариант с постепенным снижением НДС).

лучить дополнительный доход государства и недропользователя (ЧДГ и ЧДД).

Добыча нефти ТриЗ эксплуатационных объектов баженовской свиты льготируется нулевой ставкой НДС в течении первых 15 лет с начала разработки, это время должно характеризоваться высокой себестоимостью добычи нефти из-за необходимости проведения НИР, НИОКР, промышленных испытаний с целью выбора эффективных технологий добычи

нефти, которые обеспечат снижение себестоимости добычи нефти на период после окончания действия льготы и обеспечат дальнейшую рентабельность. Как видно из графика рис. 5 для рассмотренного примера этого не произошло, в период предоставления льготы получена прибыль, себестоимость добычи нефти не превышает значений, характерных для объектов, не относящихся к ТриЗ, а в момент окончания действия льготы проект сразу же перешел в категорию нерента-

бельных. Соответственно льгота была использована нецелевым образом.

Добыча нефти ТриЗ эксплуатационных объектов тюменской свиты льготируется понижением ставки НДС через коэффициент $K_A = 0,8$ в течение первых 15 лет с начала разработки. Как видно из рис. 6, льгота ~2000 руб/т позволила снизить себестоимость добычи нефти на ~4000 руб/т и получить дополнительную прибыль ~6000 руб/т, после ее окончания себестоимость начала расти, прибыль предприятия снижаться до границы рентабельности проекта в 2066 г. В данном примере вызывает вопрос очень низкий рентабельный КИН=0,065, необходимо продолжить поиск вариантов и технологий для его увеличения.

На рис. 7 представлена динамика накопленной добычи нефти и стоимостных показателей на 1 т нефти для крупного объекта разработки со степенью выработанности более 80%. Без льготы рентабельный период разработки закончится в 2027 г., ТКИН составит 0,396. Принимая во внимание масштаб объекта разработки, достаточно плавное увеличение себестоимости и выполнение условия СЕБЕСТОИМОСТЬ ДОБЫЧИ НЕФТИ < ЦЕНА НА НЕФТЬ НЕТБЭК, целесообразно представление налоговой льготы. Например, вариант постепенного снижения НДС с шагом 1000 руб., как показано на рис. 8 позволит увеличить рентабельный период работы на 44 года до 2071 г., добыть дополнительную нефть – 13836,9 тыс. т, увеличить конечный КИН до 0,426, получить дополнительный доход государства 70,8 млрд руб.

ВЫВОДЫ

1. Методика по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа от 29.12.1995 г. нуждается в обновлении и доработках в части ТриЗ, с добавлением затрат на НИР, НИОКР, патентные разработки, дополнительные программы исследований.
2. Себестоимость добычи 1 тонны нефти без НДС является унифицированным качественным показателем для контроля критической рентабельности разработки любого эксплуатационного объекта, в том числе ТриЗ, и может использоваться для обоснования условий получения налоговых льгот.
3. Целесообразно создание базы данных с факти-

ческими данными себестоимости добычи тонны нефти (по месяцам, кварталам, годам) по эксплуатационным объектам разработки для возможности экспертной оценки, сравнения проектов по льготлируемым категориям и контроля рентабельности (табл. 4).

4. Временное снижение ставки налогов НДС и НДС представляется эффективным инструментом трансформации нерентабельных проектов в рентабельные, что в итоге стимулирует внедрение инновационных технологий ПНП и ИДН, разработку ТриЗ и позволит получить дополнительный доход бюджета и увеличить рентабельный КИН залежей.
5. Рекомендуется внести поправки в Налоговый кодекс в части налогообложения нефтедобычи, исключить целый комплекс географических, геологических, физических, нефтепромысловых критериев и заменить их на финансово-экономические критерии: себестоимость, рентабельность.

ЛИТЕРАТУРА

1. БРЕЗИЦКИЙ С.В., ДЖАФАРОВ И.С., ПАНАХОВ Г.М., ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Патент на изобретение RU 2142557 С1. Способ разработки нефтяной залежи. Заявка № 99113100/03 от 29.06.1999, опубликовано 10.12.1999.
2. ВИЛЕНСКИЙ П.А., ЛИВШИЦ В.Н., СМОЛЯК С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. М.: Дело, 2015. 1300 с.
3. ГОРБУНОВ А.Т., МОСКВИН В.Д., БРУСЛОВ А.Ю., СТАРКОВСКИЙ А.В., РОГОВА Т.С. и др. Патент на изобретение RU 2023143 С1. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины. Заявка № 5034187/03 от 25.03.1992, опубликовано 15.11.1994.
4. ГУМЕРСКИЙ Х.Х., МАМЕДОВ Ю.Г., ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Российская нефтяная промышленность на пороге нового века: оценки прошлого, настоящего, будущего // Нефтяное хозяйство. 2000. № 7. С. 22–26.
5. ДАВЫДОВ А. В. О методах увеличения нефтеотдачи и не только о них // Науки о земле. 2019. № 12. С. 124–133.
6. ДАВЫДОВ А.В. Анализ и прогноз разработки не-

ТАБЛИЦА 4.

Пример содержания базы данных

Эксплуатационный объект	Льготируемая категория	Показатель на 1 т нефти	2018	2019	...	2022	2023
Пласт АС7 месторождения Х	ВН (вязкая нефть)	Цена нефти нетбэк	14500	14600		16000	16100
Пласт АС7 месторождения Х	ВН (вязкая нефть)	НДС	15500	15600		17000	17100
Пласт АС7 месторождения Х	ВН (вязкая нефть)	Себестоимость добычи	35500	31600		35000	37100

- фтяных залежей. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. 316 с.
7. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи. М. 2019.
 8. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Инновации в разработке месторождений нефти и газа // Вестник Российской академии наук. 2012. Т. 82. № 5. С. 425.
 9. Князева Н.А., Береговой А.Н., Хисаметдинов М.Р., Калинин В.Н., Дроздов А.Н., Горелкина Е.И. Подготовка к внедрению водогазового воздействия на опытно-участке ПАО "Татнефть" // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2022. № S2. С. 19–27.
 10. Крылов А.П., Глоговский М.М., Мирчинк М.Ф., Николаевский Н.М., Чарный И.А. Научные основы разработки нефтяных месторождений. М. Л.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1948.
 11. Методика по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа. 1995.
 12. Минфин РФ считает, что в нефтегазовом секторе уже практически достигнут потолок роста налоговой нагрузки. 29.06.2023 г. Источник: <https://neftegaz.ru/news/gosreg/785161-minfin-rf-schitaet-chto-v-neftegazovom-sektore-uzhe-prakticheski-dostignut-potolok-rosta-nalogovoy-n/>
 13. Михайлов Н.Н. Петрофизическое обеспечение новых технологий доизвлечения остаточной нефти из техногенно измененных залежей // Каротажник. 2011. № 7(205). С. 126–137. EDN LCWFVR.
 14. Михайлов Н.Н., Мелехин С.В. Коэффициент вытеснения нефти водой при переменных значениях капиллярного числа // Нефтяное хозяйство. 2021 № 4. С. 62–66. DOI 10.24887/0028-2448-2021-4-62-66. EDN NXNUSC.
 15. Налоги в нефтедобыче: реформа 2020. VYGON Consulting. Ноябрь, 2020.
 16. Розман М.С., Смоляк С.А., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Закиров С.Н. О технико-экономическом обосновании добычи ТРИЗ: как не наступить на старые грабли // Neftegaz.RU. 2020. №2 (98)
 17. Себестоимость добычи нефти в Российской Федерации. РОССТАТ. https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/seb_dob_neft_1kv-2024.xlsx
 18. Сулейманов Б.А. Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2022. 288 с.
 19. Тюляева Ю.С., Хайрутдинов А.М., Горелкина Е.И. Классификация георесурсов в парадигме их комплексного освоения // Горная промышленность. 2024. № 6. С. 140–143.
 20. Шахвердиев А.Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42–44.
 21. Шахвердиев А.Х. Патент на изобретение RU 2149256 С1. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999, опубликовано 20.05.2000.
 22. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Проблемы трансформации углеводородного сырья в нерентабельную категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство, 2022. №4. С. 38–43, DOI:10.24887/0028-2448-2022-4-38-43.
 23. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78–87.
 24. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Поздышев А.С., Ильязов Р.Р. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34–39.
 25. Шахвердиев А.Х., Барьюдин В.Л., Малышек Г.В., Свищев Ю.М., Анисимов В.Ф. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52–55.
 26. Шахвердиев А.Х., Денисов А.В., Мыльников Д.А., Павлов М.А., Шахвердиев Э.А. Стохастическая модель оценки оптимальной системы разработки месторождений в условиях экономического риска // Нефтяное хозяйство. 2011. № 1. С. 39–43.
 27. Шахвердиев А.Х., Максимов М.М., Рыбичкая А.П. Моделирование залежей нефти с позиции системной оптимизации процессов // Нефтяное хозяйство. 2000. № 12. С. 19–23.
 28. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. Влияние технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 5. С. 76–80.
 29. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54–58.
 30. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э., Шарифуллин Ф.А. Патент на изобретение RU 2095548 С1. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997, опубликовано 10.11.1997.
 31. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М. Патент на изобретение RU 2244110 С1. Способ разработки нефтяной залежи. Заявка № 2003110568/03 от 13.06.2002, опубликовано 10.01.2005.
 32. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Абба-

А.В. ДЕНИСОВ,
Э.А. ШАХВЕРДИЕВ, Т.Т. МАЖРЕНОВА
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВЕННОГО
И КОЛИЧЕСТВЕННОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО
КРИТЕРИЯ ДЛЯ СТИМУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

- сов Э.М., JIANG R., BAKHTIYAROV S. Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO₂ // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 90–95.
33. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., HUIMIN ZENG, YIGANG LIU, SHUNYAO LUO. Инновационная технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода // Нефтяное хозяйство. 2010. № 6. С. 44–47.
 34. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., ГАЛЕЕВ Ф.Х., САНАМОВА С.Р. Патент на изобретение RU 2119580 C1. Способ разработки нефтяной залежи. Заявка № 97109101/03 от 16.06.1997, опубликовано 27.09.1998.
 35. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., ЧУКЧЕЕВ О.А., ГАЛЕЕВ Ф.Х. Патент на изобретение RU 2122111 C1. Способ гидроразрыва пласта. Заявка № 97109098/03 от 16.06.1997, опубликовано 20.11.1998.
 36. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., КУРБАНОВ Р.А., МАТВЕЕВ К.А. Патент на изобретение RU 2123586. Способ разработки нефтяной залежи. Заявка № 97109102/03 от 16.06.1997, опубликовано 20.12.1998.
 37. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., ЧУКЧЕЕВ О.А., ГАЛЕЕВ Ф.Х. Патент на изобретение RU 2125154 C1. Способ разработки нефтяной залежи / Заявка № 97109104/03 от 16.06.1997, опубликовано 20.01.1999.
 38. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., РЫБИЦКАЯ Л.П. CO₂ Оценка технологической эффективности при воздействии на залежи углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 65–68.
 39. ШПУРОВ И.В., ТУДВАЧЕВ А.В. Обоснование граничного значения проницаемости коллекторов при их дифференциации на классы с высоким и низким фильтрационным потенциалом // Нефтяное хозяйство. 2015. №9. С.2–6.
 40. BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., SHAKHVERDIYEV A.KH. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements // Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006. 2006 ASME Joint U.S.- European Fluids Engineering Division Summer Meeting, FEDSM2006. Miami, FL, 2006. –C. 1487-1492.
 41. SULEYMANOV B.A., SULEYMANOV A.A. Application of the principles of dynamic analysis in the development of oil and gas fields // Azerbaijan Oil Industry, (2002). №11. P. 6–12.
- REFERENCE
1. BREZITSKY S.V., DZHAFAROV I.S., PANAKHOV G.M., SHAKHVERDIEV A.KH. Patent for invention RU 2142557 C1. Method of developing an oil deposit. Application N 99113100/03 dated 06.29.1999, published 12.10.1999. (In Russian).
 2. VILENSKY P.L., LIVSHITS V.N., SMOLYAK S.A. Evaluation of the effectiveness of investment projects. Moscow: Delo. 2015:1300. (In Russian).
 3. GORBUNOV A.T., MOSKVIN V.D., BRUSLOV A.YU., STARKOVSKY A.V., ROGOVA T.S. ET. AL. Patent for invention RU 2023143 C1. Method for treating the bottomhole zone of a production well. Application N 5034187/03 dated March 25, 1992, published November 15, 1994. (In Russian).
 4. GUMERSKY H.H., MAMEDOV YU.G., SHAKHVERDIEV A.H. Russian oil industry on the threshold of a new century: assessments of the past, present, future. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2000;7:22–26. (In Russian).
 5. DAVYDOV A.V. On methods of increasing oil recovery and not only about them. *Nauki o zemle*. 2019;12:124–133. (In Russian).
 6. DAVYDOV A.V. Analysis and forecast of oil deposit development. Moscow: JSC VNIOENG, 2008:316. (In Russian).
 7. DROZDOV A.N., DROZDOV N.A. Water-gas stimulation technology for enhancing oil recovery. Moscow. 2019. (In Russian).
 8. ZAKIROV S.N., ZAKIROV E.S., INDRUPSKIY I.M. Innovations in oil and gas field development. *Vestnik Rossiyskoy akademii nauk*. 2012;82;(5):425. (In Russian).
 9. KNYAZEVA N.A., BEREGOVY A.N., KHISAMETDINOV M.R., KALINNIKOV V.N., DROZDOV A.N., GORELKINA E.I. Preparation for implementation of water-gas stimulation at the experimental site of PJSC Tatneft. Scientific works of NIPI Neftegaz SOCAR. 2022;S2:19–27. (In Russian).
 10. KRYLOV A.P., GLOGOVSKY M.M., MIRCHINK M.F., NIKOLAEVSKY N.M., CHARNY I.A. Scientific foundations of oil field development. Moscow, Leningrad: Gosudarstvennoye nauchno-tehnicheskoye izdatel'stvo neftyanoy i gorno-toplivnoy literatury, 1948. (In Russian).
 11. Methodology for planning, accounting and calculating the cost of oil and gas production. 1995. (In Russian).
 12. The Ministry of Finance of the Russian Federation believes that the ceiling for tax burden growth in the oil and gas sector has almost been reached. 06.29.2023 Source: <https://neftgaz.ru/news/gosreg/785161-minfin-rf-schitaet-chto-v-neftegazovom-sektore-uzhe-prakticheski-dostignut-potolok-rosta-nalogovoy-n/> (In Russian).
 13. MIKHAILOV N.N. Petrophysical support for new technologies for additional extraction of residual oil from technogenically altered deposits. *Karotazhnik*. 2011;7;(205):126–137. EDN LCWFVR. (In Russian).

14. MIKHAILOV N.N., MELEHIN S.V. Oil displacement coefficient by water with variable values of the capillary number. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2021;4:62–66. DOI 10.24887/0028-2448-2021-4-62-66. EDN NXNUSC. (In Russian).
15. Taxes in oil production: reform 2020. VYGON Consulting, November, 2020. (In Russian).
16. ROZMAN M.S., SMOLYAK S.A., ZAKIROV E.S., INDRUPSKIY I.M., ZAKIROV S.N. On the feasibility study of hard-to-recover reserves production: how not to step on the same rake. *Neftegaz.RU*. 2020;2;(98). (In Russian).
17. Cost of oil production in the Russian Federation. ROSSTAT. https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/seb_dob_neft_1kv_2024.xlsx (In Russian).
18. SULEIMANOV B.A. Theory and practice of enhanced oil recovery. Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy. 2022:288. (In Russian).
19. TYULYAEVA YU.S., KHAIRUTDINOV A.M., GORELKINA E.I. Classification of georesources in the paradigm of their integrated development. *Gornaya promyshlennost'*. 2024;6:140–143. (In Russian).
20. SHAKHVERDIEV A.KH. Optimization of the reservoir pressure maintenance system during reservoir flooding. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2001;3:42–44. (In Russian).
21. SHAKHVERDIEV A.KH. Patent for invention RU 2149256 C1. Method for determining the technological efficiency of methods for enhancing oil recovery. Application N 99126412/03 dated 22.12.1999, published 20.05.2000. (In Russian).
22. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DAVYDOV A.V. Problems of transforming hydrocarbon raw materials into an unprofitable category of hard-to-recover ones. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2022;4:38–43, DOI: 10.24887/0028-2448-2022-4-38-43. (In Russian).
23. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DAVYDOV A.V. Hard-to-recover reserves of undersaturated oil reservoirs. *Geologiya i nedropol'zovaniye*. 2022;5;(9): 78–87. (In Russian).
24. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., POZDYSHEV A.S., ILYAZOV R.R. On the inclusion of highly watered reserves of undersaturated oil reservoirs in the category of hard-to-recover reserves. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2023;4:34–39. (In Russian).
25. SHAKHVERDIEV A.KH., BARYUDIN V.L., MALYSHEK G.V., SVISHCHEV YU.M., ANISIMOV V.F. A systems approach to regulating hydrodynamic impact on a deposit (for discussion). *Neftyanoye khozyaystvo*. 1990;10:52–55. (In Russian).
26. SHAKHVERDIEV A.KH., DENISOV A.V., MYLNIKOV D.A., PAVLOV M.A., SHAKHVERDIEV E.A. Stochastic model for assessing the optimal field development system under economic risk. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2011;1:39–43. (In Russian).
27. SHAKHVERDIEV A.KH., MAKSIMOV M.M., RYBITSKAYA L.P. Modeling oil deposits from the standpoint of systemic process optimization. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2000;12:19–23. (In Russian).
28. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E. Influence of technological features of hard-to-recover hydrocarbon reserves production on the oil recovery factor. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2007;5:76–80. (In Russian).
29. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E. Optimization of well grid density and its impact on oil recovery factor. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2007;12:54–58. (In Russian).
30. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E., SHARIFULLIN F.A. Patent for invention RU 2095548 C1. Method for determining technological efficiency of methods for enhancing oil recovery. Application N 97104539/03 dated 28.03.1997, published 10.11.1997. (In Russian).
31. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M. Patent for invention RU 2244110 C1. Method for developing oil deposits. Application N 2003110568/03 dated 13.06.2002, published 10.01.2005. (In Russian).
32. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., JIANG R., BAKHTIYAROV S. Highly efficient technology for enhancing oil recovery and intensifying oil production based on in-situ CO₂ generation. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014;5:90–95. (In Russian).
33. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., HUIMIN ZENG, YIGANG LIU, SHUNYAO LUO. Innovative technology for extracting residual hydrocarbon reserves using in-situ carbon dioxide generation. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2010;6:44–47. (In Russian).
34. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEYMANOV B.A., ABBASOV E.M., GALEEV F.KH., SANAMOVA S.R. Patent for invention RU 2119580 C1. Method for developing an oil deposit. Application N 97109101/03 dated June 16, 1997, published September 27, 1998. (In Russian).
35. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEYMANOV B.A., ABBASOV E.M., CHUKCHEEV O.A., GALEEV F.KH. Patent for invention RU 2122111 C1. Hydraulic fracturing method. Application N 97109098/03 dated 06.16.1997, published 11.20.1998. (In Russian).
36. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEYMANOV B.A., ABBASOV E.M., KURBANOV R.A., MATVEEV K.L. Patent for invention RU 2123586. Method for developing an oil deposit. Application N 97109102/03 dated 06.16.1997, published 12.20.1998. (In Russian).
37. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEYMANOV B.A., ABBASOV E.M., CHUKCHEEV O.A., GALEEV F.KH. Patent for invention RU 2125154 C1. Method of oil deposit development. Application N 97109104/03 dated 16.06.1997, published 20.01.1999. (In Russian).
38. SHAKHVERDIEV A.KH., RYBITSKAYA L.P. CO₂ As-

- essment of technological efficiency when influencing hydrocarbon deposits. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2003;4:65–68. (In Russian).
39. SHPUROV I.V., TUDVACHEV A.V. Justification of the boundary value of reservoir permeability when differentiating them into classes with high and low filtration potential. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2015;9:2–6. (In Russian).
40. BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., ABASOV E.M., SHAKHVERDIYEV A.KH. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements. Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006. 2006 ASME Joint U.S. European Fluids Engineering Division Summer Meeting, FEDSM2006. Miami, FL, 2006:1487–1492.
41. SULEYMANOV B.A., SULEYMANOV A.A. Application of the principles of dynamic analysis in the development of oil and gas fields. *Azerbaijan Oil Industry*. 2002;11:6–12.

Денисов Алексей Владимирович,
преподаватель кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

Шахвердиев Эльдар Азизагаевич,
к.э.н., с.н.с. Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

Мажренова Томила Темировна,
ассистент кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе, магистр первого года обучения базовой кафедры исследования нефтегазовых пластовых систем РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

✉ 117997, г.Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, st. Miklouho-Maklaya, 23,
e-mail: mazhrenovatt@mgri.ru