

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ ОСНОВ ВЫЯВЛЕНИЯ  
ПРИЧИН ОТКЛОНЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ  
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Махмудов Назирила Насимхонович  
доктор технических наук, профессор Ташкентского  
государственного технического университета им.И.Каримова

Ахмедова Наргиза Алимджановна  
доцент Ташкентского государственного  
технического университета им.И.Каримова

Агзамова Севара Авазовна  
доктор философии по техническим наукам, доцент Ташкентского  
государственного технического университета им.И.Каримова

Калешева Гульмира Ермухамбетовна  
независимый соискатель Ташкентского государственного  
технического университета им.И.Каримова

Муродов Абдуллазиз Илхом угли  
независимый соискатель Ташкентского государственного  
технического университета им.И.Каримова

**Аннотация**

Предложено контроль за реализацией проектных документов на разработку месторождений углеводородов осуществлять по следующей группе факторов: показатели зависящие от геологических условий; годовые показатели характеризующих состояние разработки месторождения; показатели характеризующие эффективность технологий по увеличению коэффициента извлечения нефти; показатели характеризующие работу скважин и степени освоением запасов.

Показано, что на нефтегазовое месторождений Шеркент отклонение проектных и фактических показателей разработки в основном связаны с пластовым давлением, обводненностью и фондом скважин.

Обосновано, что большие отклонения проектных и фактических показателей привели к низкой эффективности разработки месторождения.

**Ключевые слова:** месторождения, проект, факт, отклонения, показатель, фактор, разработка, коэффициент, запас, эффективность.

## Introduction

### Аннотация

Углеводород конларини ишлатиш лойиха хужжатларини назорат қилишни қуйидаги омиллар гуруҳи бўйича амалга ошириш таклиф этилган: геологик шароитларга боғлиқ курсатгичлар, конни ишлатиш ҳолатини хусусиятловчи йиллик кўрсатгичлар; нефт чиқариб олиш коэффициентини ошириш технологиялари самарадорлигини хусусиятловчи кўрсатгичлар, тадқиқот ишларини хусусийловчи кўрсатгичлар, қудуқларни ишлатиш ва захираларни ўзлаштириш даражасини хусусиятловчи кўрсатгичлар.

Шеркент нефтгаз қонида лойихавий ва амалий ишлатиш кўрсатгичларини фарқланиши асосан катлам босими, сувланганлик ва қудуқлар фонди билан боғлиқ. Лойихавий ва амалий курсатгичларни катта фарқ қилиши конни кичик самарадорлик билан ишлатилишига олиб келгани асосланган. калит сўзлар: кон, лойиха, амалий, фарқларниш, курсатгич, омил, ишлатиш, коэффициент, захира, самарадорлик.

### Abstract

It is proposed to control the implementation of project documents for the development of hydrocarbon fields by the following group of factors: indicators depending on geological conditions; annual indicators characterizing the state of development of the field; indicators characterizing the effectiveness of technologies for increasing the oil recovery factor; indicators characterizing the operation of wells and the degree of reserves development.

It is shown that at the Sherkent oil and gas field, the deviation of design and actual development indicators is mainly related to reservoir pressure, water cut, and the number of wells.

It is substantiated that large deviations of design and actual indicators led to low efficiency of deposit development.

**Keywords:** Deposits, project, fact, deviations, indicator, factor, development, coefficient, reserve, efficiency.

### Введение

В Узбекистане разработка месторождений углеводородов осуществляется на основе «Закона Республики Узбекистан о недрах», «Правил разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» и «Правил разработки газовых и газоконденсатных месторождений в Республике Узбекистан» [2; с.1-2, 44; с 88, 43; с 272. 48,74,73].

Соблюдение указаний этих документов является обязательным, независимо от формы собственности и ведомственной подчиненности, для всех предприятий и организаций, осуществляющих работы по разработке месторождений углеводородов.

Разработка месторождений углеводородов осуществляется на основе проектных документов. Исходя из состояния изученности и стадии разработки месторождений предусматривается составление следующих проектных документов:

- проекты пробной эксплуатации для нефтяных и газонефтяных месторождений и проекты опытно-промышленной разработки для газовых и газоконденсатных месторождений;
- технологические схемы разработки;
- проекты разработки;
- проекты доработки;
- коррективы к проектам разработки и доработки.

Перечень вопросов, рассматриваемых в этих проектах приведены в регламентах по составлению проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений и газовых и газоконденсатных месторождений [7; с. 28-34; 6; с. 18-27; 5; с. 7].

Составление проектных документов на разработку месторождений углеводородов является комплексной научно-исследовательской работой, требующей творческого подхода, учета передового отечественного и зарубежного опыта, современных достижений науки и практики разработки, методов моделирования, технологии и техники строительства и эксплуатации скважин, обустройства промыслов, экономико-географических факторов, требований охраны недр и окружающей среды.

Перед всеми проектными документами ставятся определенные задачи, и они должны быть направлены:

- на равномерное разбуривание месторождения;
- на рациональное и эффективное использование запасов углеводородов и сопутствующих компонентов;
- на недопущение выборочной эксплуатации наиболее продуктивных участков месторождения, приводящей к потере запасов углеводородов;
- осуществление доразведки месторождения.

Авторский контроль за реализацией проектных документов, осуществляемый в настоящее время, в основном направлен на соответствие фактических годовых уровней добычи нефти и других основных показателей разработки проектным значениям. До сих пор отсутствует методика оценки влияния отклонений от проектного документа на эффективность выработки запасов углеводородов.

### **Методика**

Естественно, обеспечить полное (100%) совпадение проектных и фактических показателей разработки практически невозможно. Поэтому в ряде стран приняты регламентирующие документы, устанавливающие величины допустимых отклонений проектных и фактических показателей разработки. Например, в Российской Федерации величина этих отклонений для месторождений с геологическими запасами нефти до 1 млн.т. составляет-15%, а от 1 до 50 млн.т. -12%. При этом точность расчетов по компьютерной трёхмерной гидродинамической модели, согласно регламенту, оговаривается в пределах 15-20% [8; с. 43-45, 9; с. 66-83].

В связи с этим при проведении работ по авторскому надзору за реализацией проектных документов контроль показателей целесообразно осуществлять по следующим группам:

- показатели, зависящие от геологических факторов (приводящие к объективным причинам отклонений);
- годовые показатели, характеризующие состояние разработки месторождения;
- показатели, характеризующие эффективность применения современных технологий по увеличению коэффициента извлечения нефти и интенсификации добычи нефти;
- показатели, характеризующие сроки проведения и объемы исследовательских работ;
- показатели, характеризующие работу скважин;
- показатели, характеризующие степень освоения запасов.

### Материалы

Исследования проведены на примере месторождения Шеркент расположенного в Бухара-Хивинском регионе Республики Узбекистан.

В проекте пробной эксплуатации месторождения Шеркент, составленной в 2012 г. ОАО "O'ZLITINEFTGAZ" было рассмотрено четыре варианта разработки, отличающиеся фондом скважин, темпами отбора углеводородов, конечными коэффициентами извлечения запасов углеводородов и других показателей (табл.1) [1;с.34-45]. Для определения степени влияния предложенных групп факторов на отклонение проектных и фактических показателей разработки месторождения Шеркент составлены таблицы 2 и 3. В таблице 2 приведены результаты сопоставления годовых, а в таблице 3 накопленных показателей разработки месторождения.

На основании сопоставления технико-экономических показателей прогнозных вариантов разработки для реализации был принят базовый вариант.

### Результаты

Геологические факторы. В балансе запасов Республике Узбекистан по месторождению Шеркент числятся следующие величины запасов углеводородов. Геологические и извлекаемые запасы нефти категории  $C_1$ - 2880,7 тыс т и 619,3 тыс т, категории  $C_2$  -1079,8 тыс.т и 232,2 тыс т, всего по категории  $C_1 + C_2$ -3960,5 тыс т и 851,5 тыс т. Запасы нефти категории  $C_2$  составляют 27,2% от общих запасов, что свидетельствует о не полной геологической изученности месторождения.

**Таблица 1 Техничко-экономические показатели прогнозных вариантов  
разработки месторождения Шеркент**

Наименование показателя	Варианты разработки			
	базовый	1	2	3
Срок реализации проекта, лет	20	20	20	20
Объем добычи продукции:				
нефти, тыс.т	95,3	981,8	725,9	549,3
природного газа, млн.м <sup>3</sup>	683,0	683,0	683,0	683,0
конденсата, тыс.т	148,1	135,0	139,2	141,6
Объем реализации продукции:				-
нефти, тыс.т	91,4	941,7	696,2	526,8
природного газа, млн.м <sup>3</sup>	662,5	662,5	662,5	662,5
конденсата, тыс.т	145,1	132,3	136,4	138,7
Цена реализации продукции:		-	-	-
нефти, долл. США/т	90,8	90,8	90,8	90,8
природного газа, долл. США/тыс.м <sup>3</sup>	13,1	13,1	13,1	13,1
конденсата, долл. США/т	90,8	90,8	90,8	90,8
Чистая выручка от реализации продукции, млн. долл. США:	25,1	88,3	70,2	57,6
нефти	6,9	71,1	52,7	39,9
природного газа	7,2	7,2	7,2	7,2
конденсата	11,0	10,0	10,3	10,5
Капитальные вложения, млн. долл. США:	-	223,5	135,1	83,2
бурение скважин	-	193,5	117,0	72,0
обустройство скважин (шлейфы и их обвязка)	-	19,4	11,7	7,2
непредвиденные затраты (5% от общих капвложений)	-	10,6	6,4	4,0
Эксплуатационные расходы (без амортизации и налогов), млн. долл.США	7,0	47,4	34,8	26,5
Расходы периода (без налогов и отчислений), млн. долл.США	5,5	46,4	30,2	21,1
Налог на прибыль, млн. долл. США	0,7	0,0	0,0	0,0
Чистая прибыль, млн. долл.США	6,0	-279,7	-164,0	-99,1
Чистый денежный поток, млн.долл.США	6,0	-320,2	-188,8	-113,0
Всего поступлений, млн.долл. США	6,0	-96,7	-53,6	-29,8
чистая прибыль	6,0	-279,7	-164,0	-99,1
амортизация	-	182,9	110,4	69,3
Дисконтированный поток наличности, млн. долл. США:				
при 12%	4,3	-182,5	-106,9	-65,6
при 15%	4,1	-164,2	-96,0	-59,2
Дисконтированный индекс доходности при 12% дисконта, млн. долл.США	4,3	-0,2	-0,2	-0,1
Доход Государства (налоги и платежи), млн.долл США	11,5	108,9	72,9	51,2
Срок окупаемости проекта:				
без учета дисконта	-	не окупается	не окупается	не окупается
при 12% дисконта	-	не окупается	не окупается	не окупается
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	высоко рентабелен	не рентабелен	не рентабелен	не рентабелен

**Таблица 2 Сопоставление проектных и фактических годовых показателей разработки месторождения Шеркент**

Годы разработки	Годовая добыча, тыс.т						Фонд скважин, ед.			Обводненность, %			Пластовое давление, кг/см <sup>2</sup>		
	Нефти			Жидкости			проект-ный	факти-ческий	разница	проект-ный	факти-ческий	разница	проект-ный	факти-ческий	разница
	проект-ный	факти-ческий	разница	проект-ный	факти-ческий	разница									
2013	32,4	58,2	+25,8	73,5	75,3	+1,8	5	5	-	56	22,8	-33,2	429	455	+26
2014	19,9	31,0	+11,1	70,5	62,6	-7,9	5	3	-2	72	50,4	-21,6	405	445	+40
2015	13,6	44,0	+30,4	67,7	109,8	+42,1	5	3	-2	80	59,9	-20,1	382	435	+53
2016	9,3	5,8	-3,5	65,1	27,8	-37,3	5	3	-2	86	79,2	-6,8	362	425	+63
2017	6,5	0,8	-5,7	62,6	20,7	-41,9	5	3	-2	90	96,2	+6,2	343	415	+72
2018	4,6	0,9	-3,7	60,3	11,9	-48,4	5	3	-2	92	92,4	+0,4	325	405	+80
2019	3,1	0,7	-2,7	50,8	17,0	-33,8	4	2	-2	94	95,7	+1,7	309	395	+86
2020	2,2	0,9	-1,3	48,8	6,6	-42,2	4	2	-2	95	85,6	-9,4	294	380	+86
2021	1,6	3,0	+1,4	47	8,0	-39,0	4	3	-1	97	61,8	-35,2	280	375	+95
2022	1,1	2,8	+1,7	45,2	15,1	-30,1	4	4	-	98	81,6	-16,4	267	370	+103
2023	0,8	2,5	+1,7	43,6	12,0	-31,6	4	3	-1	98	78,9	-19,1	256	368	+112
2024	0,2	2,2	+2,0	12,6	13,0	+0,4	1	4	+3	99	83,2	-15,8	246	365	+119

«+»- превышение фактических показателей;

«-»- превышение проектных показателей

**Таблица 3 Сопоставление проектных и фактических накопленных показателей разработки месторождения Шеркент**

Годы разработки	Накопленная добыча, тыс.т						Коэффициент извлечения нефти, %			Степень выработанности извлекаемых запасов, %		
	нефти			жидкости			нефти			жидкости		
	проект-ный	факти-ческий	разница	проект-ный	факти-ческий	разница	проект-ный	факти-ческий	разница	проект-ный	факти-ческий	разница
2013	86,9	135,8	+48,9	176,2	165,1	-11,1	2,19	3,43	+1,24	10,2	15,95	+5,75
2014	106,8	166,8	+60,0	246,7	227,7	-19,0	2,70	4,21	+1,51	12,54	19,59	+7,05
2015	120,4	210,8	+90,4	314,4	337,5	+23,1	3,04	5,32	+2,28	14,14	24,75	+10,61
2016	129,8	216,7	+86,9	379,4	365,2	-14,2	3,28	5,347	+2,19	15,24	25,45	+10,21
2017	136,3	217,4	+81,1	442,0	386,0	-56,0	3,44	5,49	+2,05	16,01	25,53	+9,52
2018	140,9	218,3	+77,4	502,0	397,8	-104,5	3,56	5,51	+1,95	16,55	25,64	+9,09
2019	144,0	219,1	+75,1	553,1	414,8	-138,3	3,63	5,53	+1,90	16,91	25,77	+8,82
2020	146,2	220,0	+73,8	601,9	421,5	-180,4	3,69	5,55	+1,86	17,17	25,84	+8,67
2021	147,7	223,0	+75,3	648,8	429,4	-219,4	3,73	5,63	+1,90	17,34	26,18	+8,84
2022	148,9	225,9	+77,0	694,0	444,5	-249,5	3,76	5,70	+1,94	17,49	26,63	+9,04
2023	149,6	228,4	+78,8	737,6	456,5	-281,1	3,78	5,77	+1,99	17,57	26,82	+9,25
2024	149,8	230,6	+80,0	750,2	469,4	-280,8	3,78	5,82	+2,04	17,59	27,08	+9,49

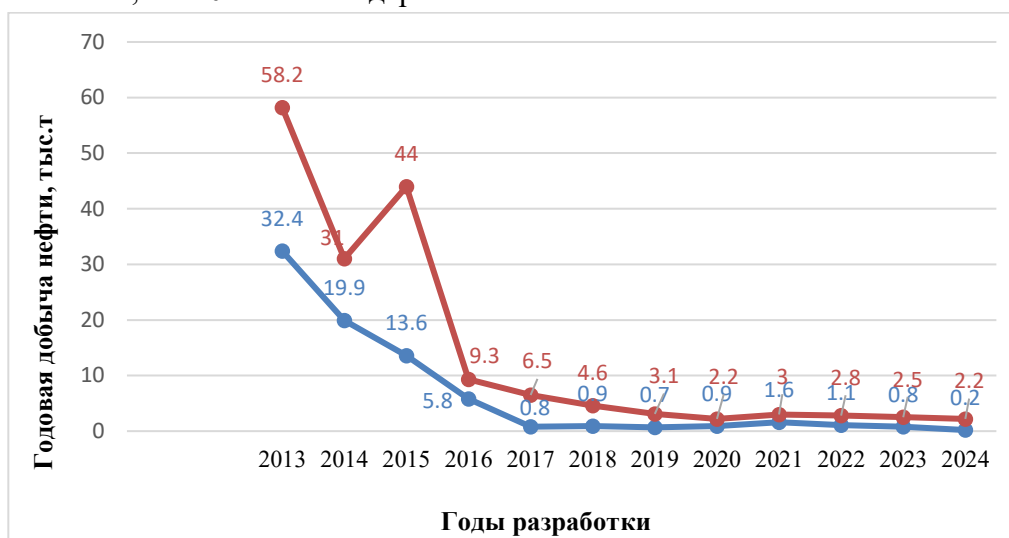
«+»- превышение фактических показателей;

«-»- превышение проектных показателей.

Естественно, этот фактор может существенно повлиять на степень соответствия проектных и фактических показателей разработки месторождения.

**Годовые показатели по отбору нефти и жидкости.** На рис. 1 и 2 приведена динамика годовой добычи нефти и жидкости по месторождению. Из рис.1 видно, что динамика добычи нефти имеет большое расхождение в 2013-2015 гг., разница проектной и фактической добычи нефти в этих годах составляет от 25,8 до 30,4 тыс.т. Максимальное превышение фактической добычи нефти над проектной достигнуто в 2015 г., составляя 69%. В последующие годы отклонение фактической добычи нефти от проектной составляет от 2 до 4 тыс.т. При этом в 2016-2020 гг. фактическая добыча нефти меньше, а в период 2021-2024 гг. больше проектной.

Динамика расхождения проектной и фактической добычи жидкости в период разработки 2015-2023 гг. имеет большое значение, достигая до 48,4 тыс.т (77,3%) в 2017 г. (рис.2). При этом относительно хорошее совпадение проектной и фактической добычи жидкости в 2013-2014 гг. достигнуто за счет увеличения дебита при меньшем фонде скважин, а в 2014 г. благодаря



**Рис.1. Динамика добычи нефти по месторождению:**



**Рис.2. Динамика добычи жидкости по месторождению:**

превышению фактического фонда скважин (4 ед.) над проектной (1 ед.).

На рис. 3 приведена динамика проектного и фактического фонда скважин. Только в 2013 г. и 2022 г. отмечается их совпадение, соответственно 5 и 4 скважины, а в 2024 г. превышение фактического фонда скважин (1 ед.). В остальных годах разработки фактический фонд скважин, в среднем на 2 ед., меньше проектной. Естественно, это расхождение существенно повлияло на динамику добычи нефти и жидкости.

На рис. 4 приведена динамика проектной и фактической обводненности добываемой жидкости.

Из него видно, что в период разработки месторождения в 2017-2019 гг. наблюдается удовлетворительное совпадение проектной и фактической средней обводненности продукции скважин, а в периоды разработки 2013-2016 гг. и 2020-2024 гг. фактическая обводненность добываемой жидкости меньше проектной. Снижение средней обводненности добываемой жидкости достигнуто за счет ремонтно-изоляционных работ и дострела в скважине №8, что является положительным результатом.

На рис. 5 приведена динамика проектного и фактического пластового давления. На протяжении всего периода разработки в 2013-2024 гг. фактическое пластовое давление меньше проектного. В проекте пробной эксплуатации [1; с. 51-56] на основе расчетов пластового давления методом материального баланса было заложено более интенсивное его снижение. По проекту пластовое давление должно было снизиться с 429 кгс/см<sup>2</sup> (2013 г.) до 246 кгс/см<sup>2</sup> (2027 г.), т.е. на 183 кгс/см<sup>2</sup> (42,6%). Фактическое пластовое давление за этот период снизилось с 455 кгс/см<sup>2</sup> до 365 кгс/см<sup>2</sup>, т.е. на 90 кгс/см<sup>2</sup> (19,8%). Необходимо отметить, что начальное пластовое давление и температура по месторождению, согласно результатам глубинного замера в скважине №1, при глубине спуска манометра 3548 м, составляли соответственно 475,5 кгс/см<sup>2</sup> и 116°С.

Коэффициент аномальности пластового давления составляет 1,2.

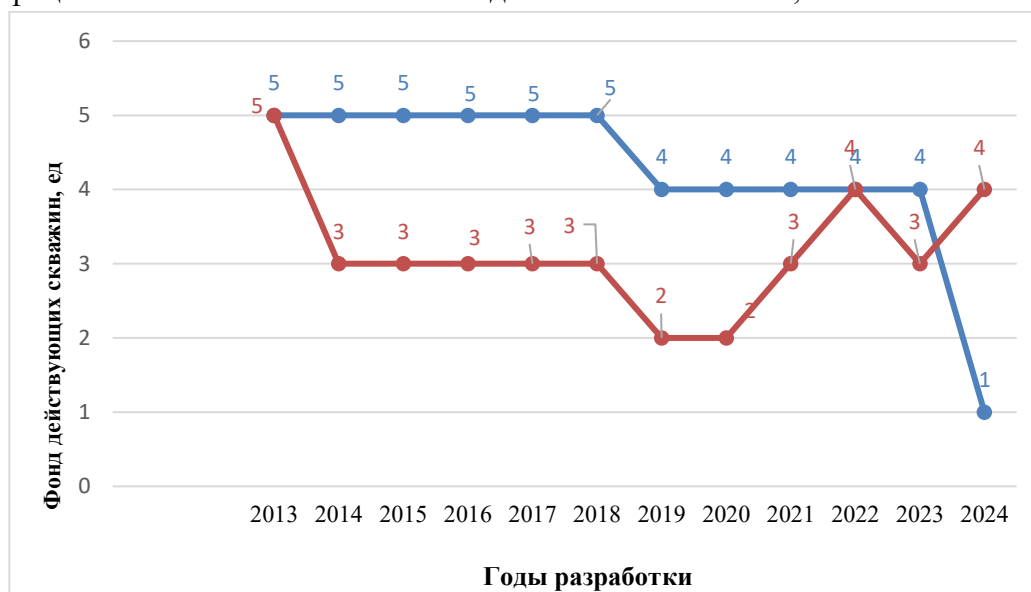


Рис.3. Динамика фонда действующих скважин:

—●— проектный; —●— фактический

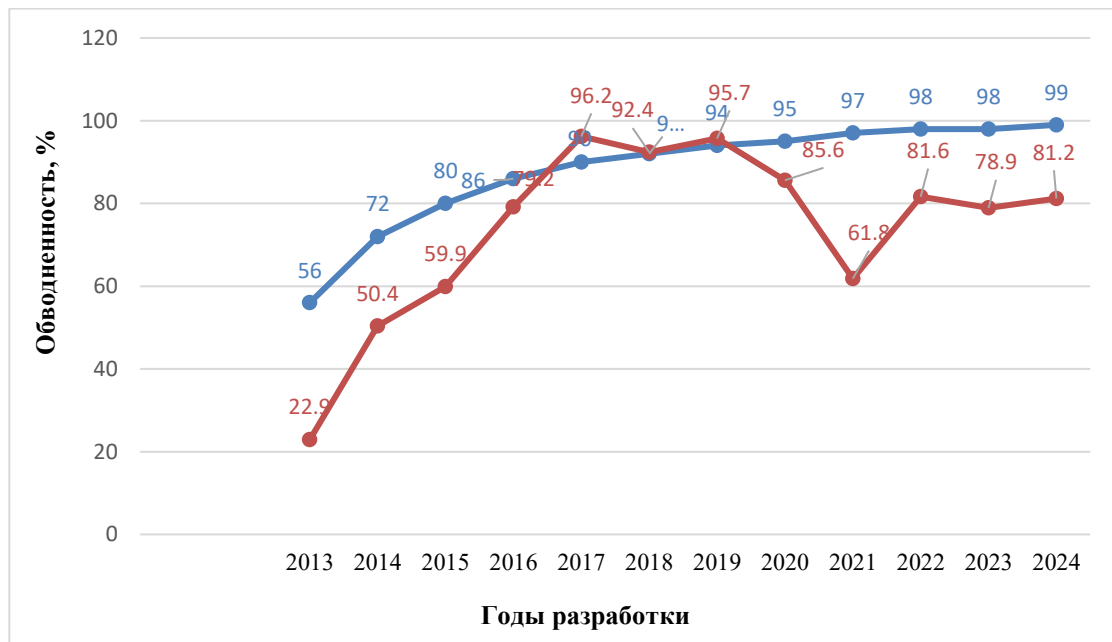


Рис.4. Динамика средней обводненности продукции скважин:

—●— проектный; —●— фактический

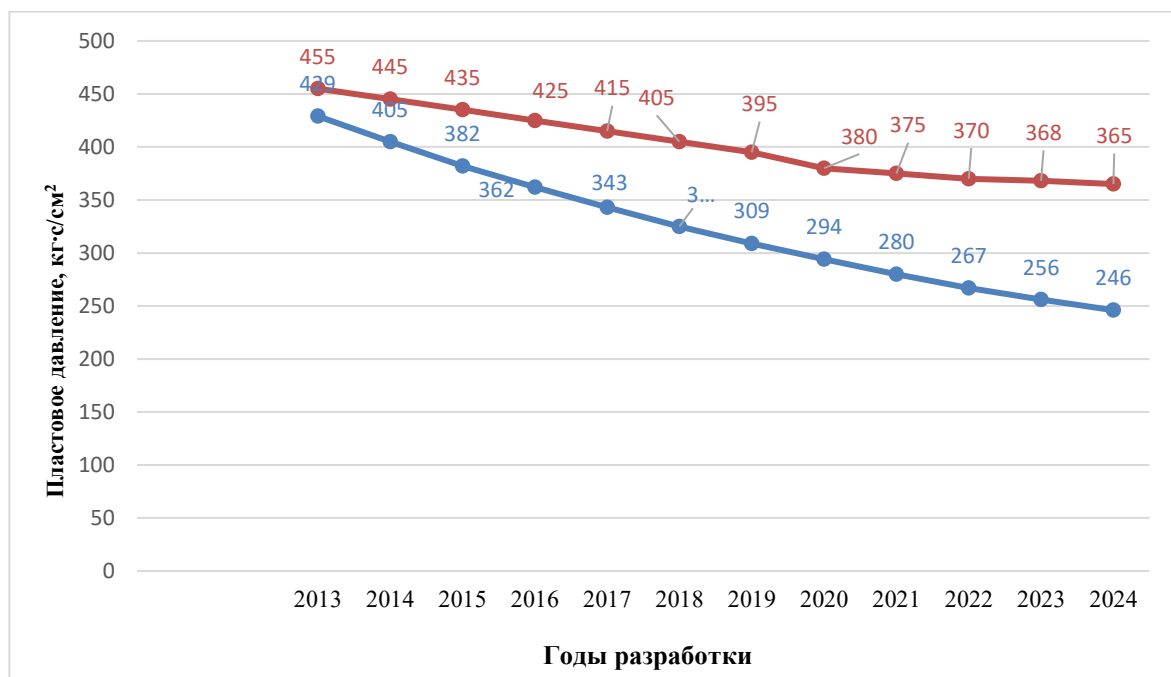


Рис.5. Динамика пластового давления:

—●— проектный; —●— фактический

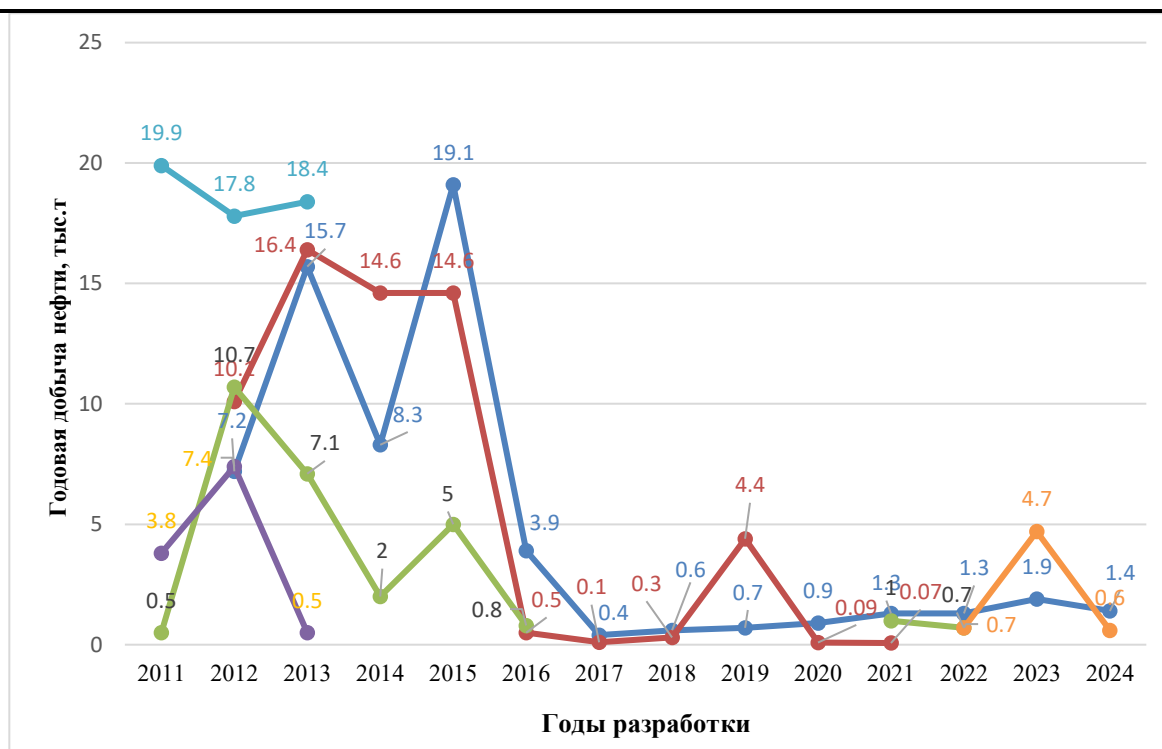


Рис.6. Динамика добычи нефти действующих скважин:

—●— проектный; —●— фактический

**Показатели интенсификации добычи нефти.** В целях интенсификации добычи нефти в скважинах были проведены следующие виды работ:

- перенос интервала перфорации в 2013 г. в скважине №1, достигнуто увеличение дебита нефти с 46 до 62 т/сут;
- дополнительная перфорация в 2013 г. в скважине №2, достигнуто увеличение с 63 до 75 т/сут;
- дополнительная перфорация в 2013 г. в скважине №3, достигнуто увеличение дебита с 31 до 56 т/сут;
- обработка призабойной зоны скважин с ПАВ (скв. 1М, 2011 г.) и СКО (скв. №14, 2022 г., скв. №8, 2014 г.).

Работы по интенсификации значительно повлияли на добычу нефти и обеспечили ее увеличение от проектной.

**Объемы исследовательских работ.** На месторождении проводятся работы по определению дебитов нефти и жидкости, обводненности продукции скважин и газового фактора. В небольшом объеме проводились работы по определению профиля притока жидкости. Однако систематические гидродинамические исследования не проводились, что привело к затруднениям в обосновании геолого-технических мероприятий по повышению эффективности и контролю за разработкой месторождения.

**Параметры работы скважин.** В процессе разработки месторождения в 2011-2024 гг. добыча нефти осуществлена из 7 скважин (№№1, 1М, 4М, 2, 3, 8, 14). Скважины, расположенные в сводовой части западного (№3) восточного куполов (№№1, 1М, 2), вступили в эксплуатацию с относительно высокими начальными дебитами (рис. 6).

Скважина №1 введена в эксплуатацию в феврале 2011 г. фонтанным способом. Скважина вступила в эксплуатацию со среднесуточным дебитом по нефти-58т/сут, газу-105 тыс.м<sup>3</sup>/сут, конденсату-5 т/сут и обводненностью 43-45%. В скважине в январе 2013 г. был осуществлен перенос интервала перфорации, после чего дебит увеличился с 46 до 62 т/сут. В последующем

произошло резкое снижение дебита по нефти и обводненности продукции. Работы по интенсификации добычи нефти результатов не дали.

В настоящее время находится в фонде нагнетательных скважин. В скважине интервал перфорации составляет 3539-3590 м, т.е. 51м. Получение из скважины нефти, газа и воды вероятно связано с охватом перфорацией нефте-, газо- и водонасыщенных толщин.

Скважина №2 введена в эксплуатацию в апреле 2012 г. фонтанным способом. Скважина вступила в эксплуатацию со среднесуточным дебитом по нефти -25,4 т/сут, газу-60 тыс.м<sup>3</sup>, конденсату-2 т/сут и обводненностью 0,2%. В результате дополнительной перфорации нового продуктивного интервала в 2013 г. дебит по нефти увеличился до 75 т/сут. В 2016 г. отмечается резкое снижение дебита по нефти и рост обводненности продукции скважины. Интервалом перфорации 3600-3620 м были охвачены газо- и нефтенасыщенные толщины пласта. С 2022 г. находится в фонде контрольных скважин. Скважина №3 введена в эксплуатацию в мае 2012 г. фонтанным способом. Скважина введена в эксплуатацию со среднесуточным дебитом по нефти-25 т/сут. В январе 2013 г. в скважине проведена дополнительная перфорация новых интервалов, что позволило увеличить дебит скважины с 31 до 56 т/сут. В 2016 г. происходит резкое снижение дебита нефти и рост обводненности продукции скважин. Скважина №3 эксплуатируется по настоящее время. В скважине перфорирован нефтенасыщенный интервал 3600-3620 м.

Скважина №4М введена в эксплуатацию в мае 2011 г. фонтанным способом. Скважина вступила в эксплуатацию со среднесуточным дебитом по нефти 15 т/сут. В 2013 г. в скважине произошло резкое снижение динамического уровня жидкости. Интервал перфорации составляет 3515-3577 м. Скважина №4М находится в бездействующем фонде.

Скважина №1М введена в эксплуатацию в ноябре 2011 г. фонтанным способом. Скважина вступила в эксплуатацию со среднесуточным дебитом по нефти 10 т/сут. В скважине перфорация произведена в интервале 3511-3575 м. В результате снижения дебита и роста обводненности добываемой продукции с 2017 г. находится в фонде бездействующих скважин.

Скважина №8 введена в эксплуатацию в апреле 2014 г. механизированным способом. Скважина вступила в эксплуатацию со среднесуточным дебитом по нефти 30 т/сут и

обводненностью 53,4%. После 4-х лет эксплуатации 2014-2017 гг. скважина переведена в бездействующий фонд по причине обводнения.

Скважина №14 введена в эксплуатацию в июле 2022 г. механизированным способом. Скважина вступила в эксплуатацию механизированным способом со среднесуточным дебитом по нефти 6,5 т/сут и обводненностью 74%.

Скважина по состоянию на 01.01.2025 г. находится в эксплуатации.

Анализ показателей работы скважин показывает, что:

в них были перфорированы большие интервалы продуктивного пласта. В результате с начала эксплуатации скважины эксплуатировались в условиях прорыва газа из газовой шапки и подошвенных вод, вследствие чего после относительно небольшого срока эксплуатации (3-5лет) они были переведены в фонд бездействующих и контрольных скважин;

- в начале эксплуатации они работали с большой депрессией на пласт и дебитами, значительно превосходящими проектные показатели;

- скважины, пробуренные в 2014 г. (№8) и 2022 г. (№14) оказались в зоне дренирования ранее пробуренных скважин, о чем свидетельствуют относительно низкие начальные дебиты по нефти и высокая обводненность добываемой продукции.

Выше отмеченные характеристики работы скважин привели к значительному расхождению проектных и фактических показателей разработки месторождения.

**Степень освоения запасов.** Многими исследователями в качестве основных параметров, характеризующих степень освоения запасов углеводородов, используются темпы отбора нефти, газа и конденсата [10; с. 41-42, 11; 10:с. 162, 12; с. 3-9, 13; с. 112-115, 14; с. 13-16, 15; с. 4-9]; коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата [16; с. 1-33, 17; с. 54-60, 18; с. 15-16, 19; с. 16745-16749, 20; с. 12785-12787]; коэффициенты использования извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата [21; с. 22-23, 22; с. 55-59, 23; с. 17-19, 24; с. 17-30, 25; с. 17453-17458, 26; с. 31-34].

При исследовании темпа отбора нефти (газа, конденсата) используются следующие показатели:

- темп отбора (добычи) нефти (газа)-процентное отношение годовой добычи нефти (газа) из эксплуатационного объекта к его начальным извлекаемым запасам;

- темп отбора жидкости-процентное отношение годового отбора жидкости из эксплуатационного объекта к его начальным извлекаемым запасам.

При исследовании коэффициента извлечения нефти (газа, конденсата) используются следующие показатели:

- конечный коэффициент извлечения нефти (газа, конденсата) -величина, показывающая, какая часть от начальных балансовых запасов нефти (газа, конденсата) извлечена или может быть извлечена при разработке залежи до предела экономической рентабельности;

- текущий коэффициент извлечения нефти (газа, конденсата)- отношение накопленный добычи нефти (газа, конденсата) из пласта (залежи, объекта разработки) на определенную дату к его начальным балансовым запасам;

- утвержденный (проектный, расчетный) коэффициент извлечения нефти (газа, конденсата) – конечный коэффициент извлечения нефти (газа, конденсата), обоснованный технико-экономическими расчетами, утвержденный в установленном порядке и принимаемый при учете запасов нефти (газа, конденсата), планировании развития нефтегазовой

промышленности, проектировании разработки нефтяных, газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных залежей.

Под коэффициентом использования извлекаемых запасов (степени использования запасов, коэффициента выработанности запасов) нефти (газа, конденсата) понимается отношение накопленной добычи нефти (газа, конденсата) из пласта (залежи, объекта разработки) на определенную дату к начальным извлекаемым запасам нефти (газа, конденсата), т.е. доля запасов нефти (газа, конденсата), отобранная из объекта на определенную дату.

На рис.7 и 8 приведена динамика темпа отбора жидкости и нефти. Из них видно, что в период разработки месторождения в 2012-2025 гг. поддерживались высокие темпы отбора нефти и жидкости, с последующим катастрофическим их снижением, хотя в прогнозной динамике темпа отбора жидкости предполагалось постепенное их снижение.

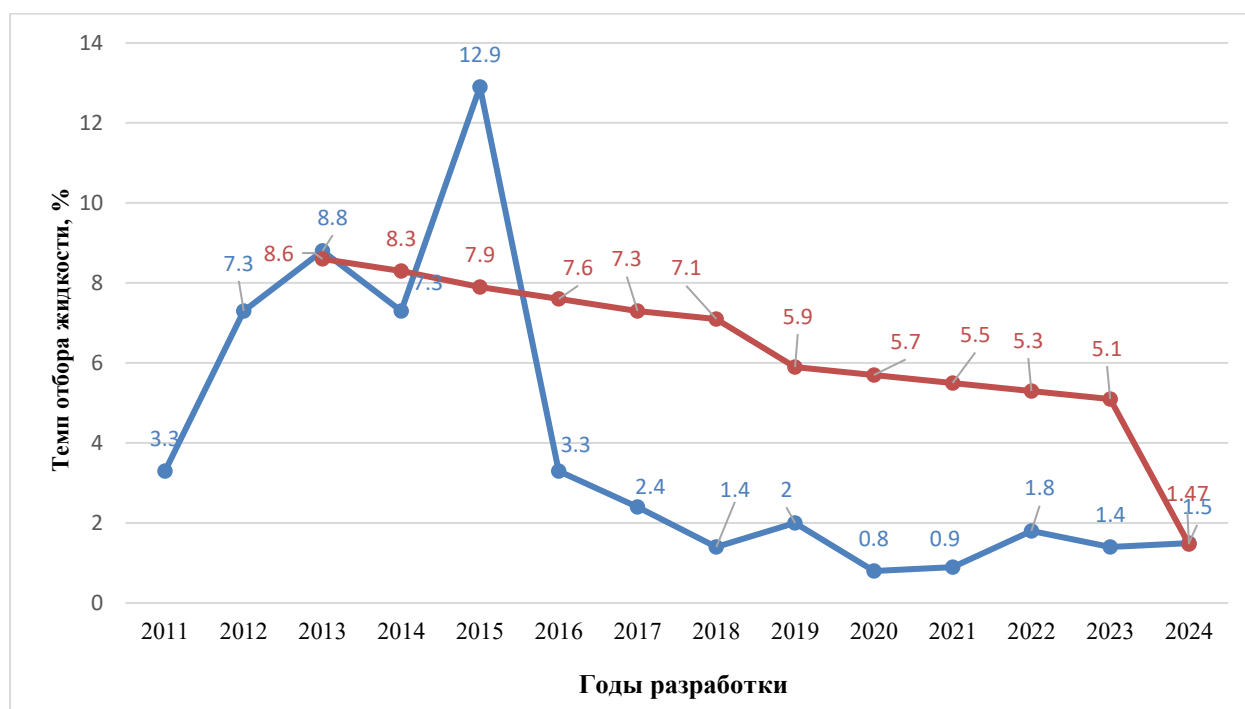


Рис.7. Динамика темпа отбора жидкости:

—●— проектный; —●— фактический

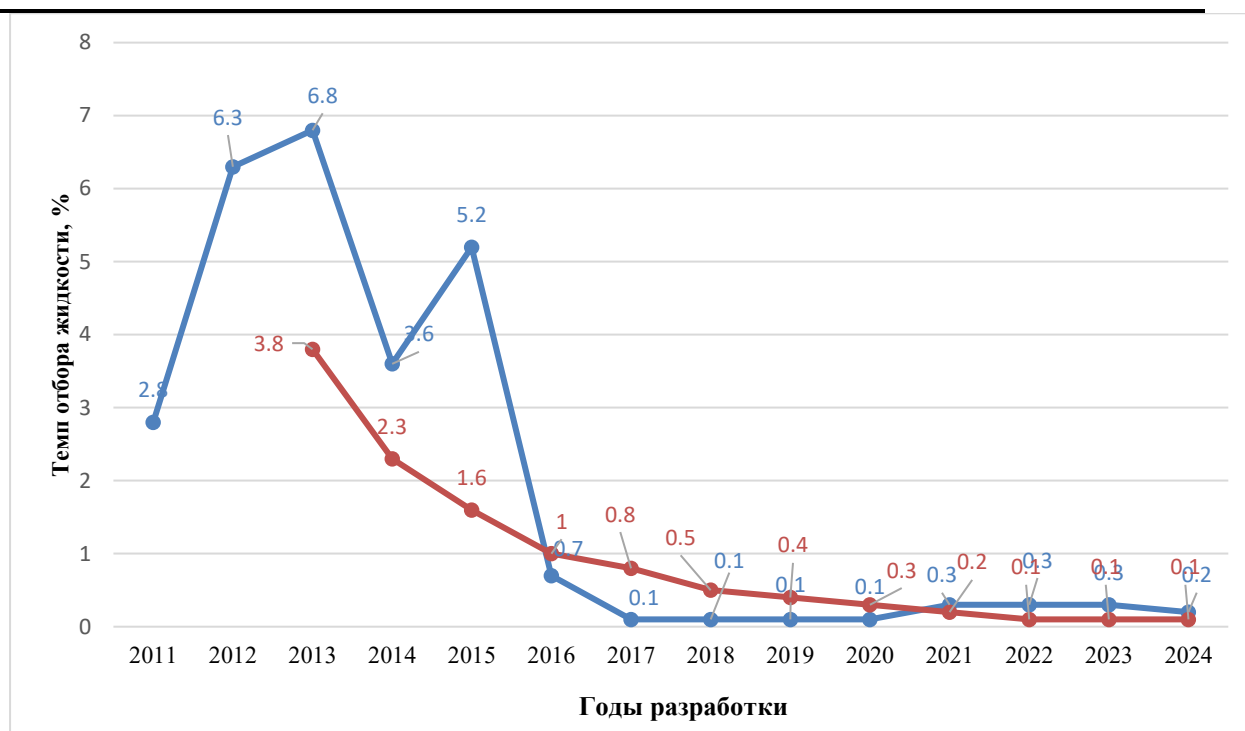


Рис.8. Динамика темпа отбора нефти:

—●— проектный; —●— фактический

По состоянию на 01.01.2024 г. текущий коэффициент извлечения запасов категории  $C_1+C_2$  составляет 5,82% (при проектной-3,78%). Если исходить только из запасов категории  $C_1$  текущий коэффициент извлечения нефти составляет 8,0% (при проектной-5,2%), при утвержденном коэффициенте извлечении нефти 21,5% для обеих категорий запасов  $C_1$  и  $C_2$ .

Коэффициент выработанности извлекаемых запасов нефти категории  $C_1$  составляет - 37,23% (при проектном-24,19%), по категории  $C_1+C_2$  – 27,08% (при проектном-17,59%).

### Заключение

На основе проведенного анализа причин расхождения проектных и фактических показателей разработки месторождения Шеркент можно сделать вывод, что большие их отклонения от годовых показателей (пластовые давления -32,6%, обводненности-15,9%, фонда скважин-75%) привели и к существенному различию в достигнутых коэффициентах извлечения и выработанности запасов нефти. Учитывая достигнутые коэффициенты извлечения (5,82%) и выработанности запасов нефти (27,08%), можно заключить, что разработка месторождения характеризуется низкой эффективностью.

### Литература

1. Проект пробной эксплуатации месторождения Ширкент / Г.А.Шахназаров, П.А.Хашимов и др. –Ташкент: ОАО “O‘ZLITINEFTGAZ”, 2012. -80 с.
2. Закон Республики Узбекистан о недрах (новая редакция) –Ташкент: Собрание законодательства Республики Узбекистан. 2003. №1-2.

3. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений в Республики Узбекистан. Ташкент: ОАО «NEFTGAZME'YOR». 2008. -272 с.
4. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. –Ташкент: НХК «Узбекнефтегаз». 2003. -88 с.
5. Регламент на составление проектного документа по поведению укрепленных технико-экономических расчётов для опытно-промышленной эксплуатации месторождений нефти и газа. –Ташкент: НХК «Узбекнефтегаз». 2010. -7 с.
6. Регламент составления проектных документов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений. -Москва: ВНИИГАЗ. 1999. -87 с.
7. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. -Москва: ВНИИ. 1996.-202 с.
8. Жданов С.А. Сутормин С.Е. Организация контроля выполнения проектных документов по разработке нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – Москва:2007. -№1. -С.43-45.
9. Молдабаева Г.Ж., Агзамов А.Х., Аббасова С.А., Сулейменова Р.Т., Мухаммадиев Х.М. Факторы влияющие на коэффициент извлечения газа на газоконденсатных месторождениях с аномально высоким пластовым давлением // Нефть и газ. - Казахстан, 2022. -№3(129). -С.66-83.
10. Агзамов А.Х., Махмудов Н.Н., Мустафаев А.С., Ахмедова Н.А. Разработка эффективных технологий эксплуатации скважин нефтегазоконденсатных месторождений. Монография. Ташкент: “Lesson Press”, 2024. -148 с.
11. Агзамов А.Х., Мухаммадиев Х.М. Анализ факторов влияющих на результаты вскрытия и освоения скважин в подгазовых нефтяных залежах // Фундаментальные прикладные проблемы науки. Материалы XIII Международного симпозиума. – Москва, 2018. -С. 162.
12. Эрматов Н.Х., Каршиев А.Х. Анализ текущего состояния разработки XIII горизонта месторождения Шуртепе // Инновацион технологиялар журналы. – Карши, 2014. 1. -С.3-9.
13. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л.Сургучев, В.И.Колганов, А.В.Гавура и др. –Москва: Недра, 1987. -230 с.
14. Лысенко В.Д. Возрождение месторождения (проблема осуществления эффективной разработки Талинского месторождения) // Нефтепромысловое дело. –Москва, 2005. -№7. -С.13-16.
15. Лысенко В.Д. Проблемы эффективности разработки нефтяных месторождений // нефтепромысловое дело. –Москва, 2007. №1.-С.4-9.
16. Халисматов И.Х., Махмудов Н.Н., Закиров Р.Т., Шомуродов Ш.Э., Исанова Р.Р. Геологические факторы, влияющие на коэффициент конечной газоотдачи продуктивных горизонтов месторождения Восточный Бердах- Учсай // Нефтегазовая геология. Теория и практика. -2022. -Т.17.-№2. -С. 1-33.
17. Халисматов И.Х., Махмудов Н.Н., Закиров Р.Т., Шомуродов Ш.Э., Исанова Р.Р., Курбонов Э.Ш., Шукруллаева С.У. Оценка конечной газоотдачи продуктивных

- пластов юрских коллекторов по месторождениям Судочьего прогиба // Газовая промышленность. -Россия: Москва. -2021. -№8. -С. 54-60.
18. Агзамов А.Х., Ирматов Э.К., Соколов В.И. К вопросу о более полном извлечения запасов нефти месторождения Северный Уртабулак // Узбекский журнал нефти и газа. -Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент, 2001. -№1. -С.15-16.
  19. Ermatov N.Kh., Muhammadiev Kh.M., Khamroev B.Sh. Zhuraeva Y.Sh. Influence of Geological Factors on the Formation of the Value of Oil Recovery in Different Geological and Physical Conditions // International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology. -Indiya. Vol. 8 Issue 2, February 2021. -Pp. 16745-16749.
  20. Agzamov A.Kh., Ermatov N.Kh., Turdiyev Sh.Sh. Jurayev E.I. Assessment of the Degree of Influence of Geological and Technological Factors on the Flooding of the Production of Wells of Massive Gas Sub-Gas Deposits // International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology. Vol. Issue 2, February 2020. -Pp. 12785-12787.
  21. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Закиров А.А. Оценка перспектив дальней шего освоения газоконденсатной части месторождения Умид // Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент, 2005. №1. -С.22-23.
  22. Назаров А.У., Махмудов Ф.М., Абдумаликов С.А. К вопросу рациональной разработки месторождения Южный Кемачи // Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент, 2012. -№3. -С.55-59.
  23. Махмудов Н.Н., Мухавмадиев Х.М., Бобомуродов У.З. Анализ выработанности запасов нефти месторождения Крук // Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент, 2018. -№4. -С.17-19.
  24. Agzamov A.Kh., Karshiyev A.Kh., Jurayev E.I., Saxatov B.G. On The Impact Of Water Flooding On The Coefficients Of Washing And Oil Recovery From Productive Formations Of The Fergana Oil And Gas Region, Represented By Carbonate Reservoirs // The American Journal of Engineering and Technology, May 2021. -Pp: 17-30.
  25. Ermatov N.Kh., Turdiyev Sh.Sh. Raxmonkulov M.T., Jo'rayev E.I. Sakhatov B.G. An Overview of Results of Field Studies of the Effect of Lowering the Bottom hole Pressure below the Saturation Pressure of Oil with Gas on the Productivity of Wells // International journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology Vol. 8, Issue 5, May 2021. -Pp. 17453-17458.
  26. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. -Москва: Недра, 1990. -427 с.