

УДК: 622.276.1/4

doi 10.70769/3030-3214.SRT.2.4.2024.42

**ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ВЕЛИЧИНУ КОЭФФИЦИЕНТА
ИЗВЛЕЧЕНИЯ МАЛОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ИЗ ОБЪЕКТОВ С
КАРБОНАТНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ**



**Азамов Аваз
Хамидуллаевич**

Профессор, Кариинский
инженерно-экономический
институт, Кариш, Узбекистан
E-mail: atabekagzamov@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-9948-5137



**Султонов Нодир
Нормуродович**

Старший преподаватель,
Кариинский инженерно-
экономический институт,
Кариш, Узбекистан
E-mail: nodir.sultonov.90@mail.ru
ORCID ID: 0009-0005-1838-7439



**Жураев Элдор
Исроилович**

Старший преподаватель,
Кариинский инженерно-
экономический институт,
Кариш, Узбекистан
ORCID ID: 0009-0007-5695-7134



**Асадова Хулкар
Боймановна**

Доцент, АО "Узлитинфетгаз",
Кариш, Узбекистан
E-mail: hulkar70@mail.ru
ORCID ID: 0009-0002-4568-5106

Аннотация. Приведены особенности геологического строения объектов маловязких нефтей, представленных карбонатными коллекторами, Ферганского региона Узбекистана, характеризующихся широким диапазоном изменения геолого-физических факторов и параметров реализованных систем разработки. На основе уточнения параметров характеризующих строения залежей, геологической неоднородности и коллекторских свойств продуктивных пластов, а также результатов разработки объектов находящихся в поздней стадии эксплуатации.

С применением метода многофакторного корреляционного и регрессионного анализа создано геолого-статистическая модель, позволяющее установит качественное и количественное влияние геологических и технологических факторов на коэффициент извлечения нефти из объектов Ферганского региона Узбекистана, представленных карбонатными породами.

Показано, подавляющее влияние геологических факторов на коэффициент извлечения нефти, а из технологических только существенное влияние плотности сетки скважин.

Полученная геолого-статистическая модель коэффициента извлечения нефти рекомендовано использовать при обосновании геолого-технических мероприятий по совершенствованию реализованных систем разработки объектов.

Ключевые слова: месторождение, пласт, фактор, неоднородность, вязкость, разработка, корреляция, статистика, анализ, модель, коэффициент, извлечения.

KARBONAT KOLLEKTORLI OBYEKTlardan KAM QOVUSHQOQLI NEFTLARNI QAZIB OLISH KOEFFITSIYENTI KATTALIGIGA, GEOLOGIK VA TEXNOLOGIK FAKTORLARNI TA'SIR QILISH DARAJASINI BAHOLASH

**Agzamov Avaz
Hamidullayevich**

Professor, Qarshi Muhandislik-
iqtisodiyot instituti, Qarshi,
O'zbekiston

**Sultonov Nodir
Normurodovich**

Katta o'qituvchi, Qarshi
Muhandislik-iqtisodiyot instituti,
Qarshi, O'zbekiston

Juraev Eldor Isroilovich

Katta o'qituvchi, Qarshi
Muhandislik-iqtisodiyot instituti,
Qarshi, O'zbekiston

**Asadova Xulkar
Boymanovna**

Dotsent, "O'zlitineftgaz" AJ,
Qarshi, O'zbekiston

Annotatsiya. Maqolada, ishlatishni so'nggi davrida ishlayotgan konlardan tadqiqotlar asosida olingan natijalar va parametrlar asosida, geologik tuzilishi jihatidan murakkab, mahsuldor qatlam, xar xil va turlicha tuzilishga ega, O'zbekistonning Farg'ona viloyatidagi karbonat kollektorlarida joylashgan, kam qovushqoq neftli uyumlarning geologik tuzilishi xususiyatlari keltirilgan.

Ko'p faktorli korrelyatsion va regression tahlil usulidan foydalanib, O'zbekistonning Farg'ona viloyatidagi karbonat kollektorli ob'ektlaridan, neft qazib olish ko'effitsientiga, geologik va texnologik omillarning sifat va miqdoriy ta'sirini aniqlash imkonini beruvchi geologik-statistik model yaratilgan.

Geologik faktorlar asosan neft qazib olish ko'effitsientiga, texnologik faktorlar esa qazib oluvchi quduqlar to'ri zichligiga o'z ta'sirini ko'rsatishi aniqlangan.

Ishlab chiqilgan neft qazib olishning geologik-statistik modelidan, ishlatilayotgan konlarni ishlash loyihalarini takomillashtirishda va geologik-texnologik tadbirlarni asoslashda qo'llash tavsiya etiladi.

Kalit so'zlar: kon, qatlam, faktor, turli jinsli, qovushqoqlik, ishga tushirish, korrelyatsiya, statistika, analiz, model, ko'effitsient, neftberaoluvchanlik.

ASSESSMENT OF THE DEGREE OF INFLUENCE OF GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL FACTORS ON THE VALUE OF THE RECOVERY COEFFICIENT OF LOW-VISCOSITY OILS FROM OBJECTS WITH CARBONATE RESERVOIRS

**Agzamov Avaz
Hamidullayevich**

Professor, Karshi Engineering-
Economics Institute,
Karshi, Uzbekistan

**Sultonov Nodir
Normurodovich**

Senior Lecturer, Karshi
Engineering-Economics Institute,
Karshi, Uzbekistan

Juraev Eldor Isroilovich

Senior Lecturer, Karshi
Engineering-Economics Institute,
Karshi, Uzbekistan

**Asadova Xulkar
Boymanovna**

Associate Professor, "Uzlitineftgaz"
JSC, Karshi, Uzbekistan

Abstract. The article presents the features of the geological structure of low-viscosity oil objects represented by carbonate reservoirs in the Fergana region of Uzbekistan, characterized by a wide range of changes in geological and physical factors and parameters of the implemented development systems.

Based on the clarification of the parameters characterizing the structure of deposits, geo-

logical heterogeneity and reservoir properties of productive formations, as well as the results of developing objects in the late stage of operation.

Using the method of multifactor correlation and regression analysis, a geological and statistical model was created that allows establishing the qualitative and quantitative influence of geological and technological factors on the oil recovery factor from objects in the Fergana region of Uzbekistan represented by carbonate rocks.

It is shown that geological factors have an overwhelming influence on the oil recovery factor, and from technological factors, only the well grid density has a significant effect. The resulting geological and statistical model of the oil recovery factor is recommended for use in justifying geological and technical measures to improve the implemented development systems of objects.

Keywords: *field, reservoir, factor, heterogeneity, viscosity, development, correlation, statistics, analysis, model, coefficient, extraction.*

Введение. В настоящее время в целях повышения коэффициента извлечения геологических запасов нефти на месторождениях применяются различные геолого-технические мероприятия направленные на увеличения дебитов скважин, темпов отбора нефти, снижению обводненности добываемой продукции. Эффективность проводимых геолого - технических мероприятий (ГТМ) в условиях широкого изменения геологического строения залежей, неоднородности продуктивных пластов, свойств пластовых флюидов и реализованных в них систем разработки различна. В этих условиях изучение и оценка степени влияния геологических и технологических факторов на коэффициент извлечения нефти (КИН) является одной из путей с обоснованного применения ГТМ и повышения их эффективности.

В мире особое внимание уделяется совершенствованию реализованных на длительно разрабатываемых месторождениях систем разработки, т.к. в настоящее время в среднем в продуктивных пластах остаются неизвлеченными более 60% начальных геологических запасов.

Особенно востребованными являются результаты исследований по обобщению опыта разработки длительно разрабатываемых месторождений. Результаты этих исследований позволяют установить причины высокой (низкой) эффективности разработки залежей и обосновать ГТМ по повышению КИН [1:с. 12834-12842, 2:с. 17453-17458, 3:с. 27-36, 4:с. 1-7, 5:с. 16745-16749 и др.].

Материалы. Геологическое строение месторождений Ферганского региона (ФР) Узбекистана, и особенности их разработки рассмотрены во многих работах. Более подробное описание параметров геолого-физических условий и реализованных систем разработки приведены в работах [6:с. 112-120; 7:с. 51-65; 8:с. 18-22; 9:с. 37-39, 10:с. 41-47, 10:с. 12384-12389 11:с. 12734-12743 и др.].

Однако мы сочли необходимым привести краткую характеристику геолого-физических условий и реализованных систем разработки месторождений ФР заключающейся в следующем.

В строении ФР участвуют неогеновые, палеогеновые, мезозойские (мел, юра) и палеозойские отложения.

Общая толщина осадочного покрова в центральных частях впадины составляет более $10,0-12,0 \cdot 10^3$ м, в прибортовой - $2,5-4,0 \cdot 10^3$ и более.

Характерная особенность распределения залежей углеводородов - значительное нарастание газоносности вниз по разрезу. Если отложения неогена и палеогена в основном нефтеносны, а скопления свободного газа связаны с газовыми шапками и единичными газовыми залежами, то в меловых и юрских отложениях развиты преимущественно газовые и газоконденсатные залежи.

В разрезе палеогена выделяется до восьми продуктивных пластов, из которых пласты V, VI, VII, VIII, IX представлены карбонатными породами (известняки и доломиты) [9:с. 41-47, 10:с. 100-107, 11:с.].

Нефти палеогеновых отложений в основном легкие ($826-884 \text{ кг/м}^3$), мало-сернистые (0,05-0,75%), парафинистые (1,4-10,1%), высокосмолистые (силикагелевых смол 5,29-30,2). Вязкость пластовых нефтей небольшая - $1,2-6,6 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, начальная газонасыщенность от 2-5 до $100-150 \text{ м}^3/\text{т}$.

Залежи нефти приурочены к узким асимметричным складкам, длина которых $(10-15) \cdot 10^3$ м, ширина не превышает $(2-3) \cdot 10^3$ м, углы падения пластов $20-30^\circ$ и более. Известные залежи нефти и газа относятся в основном к пластово-сводовому типу. Однако в результате интенсивной тектонической деятельности по степени осложненности их нарушениями среди них наблюдаются и тектонически экранированные залежи (Палванташское, Андижанское, Ходжаабадское и др. месторождения). Литологические экранированные залежи в регионе распространены

ограниченно.

Продуктивные отложения рассматриваемых объектов неоднородны, им присущи слоистая, зональная неоднородность и неравномерная трещиноватость.

Почти все месторождения многопластовые. Наибольшее число залежей открыто в разрезе Северо-Сохского, Южно-Аламышикского, Андижанского и Палванташского месторождений. Залежи нефти характеризуются незначительной высотой, малой разницей между начальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом.

При разработке исследуемых залежей нефти независимо от типа коллекторов, в связи с их небольшой глубиной сопоставимыми размерами (запасами нефти), были реализованы практически одинаковые системы разработки.

Выделяются следующие особенности реализованных систем:

- разбуривание залежей относительно плотной сеткой скважин, размещенных по треугольной схеме;
- совместная эксплуатация залежей горизонтов V+VI, VII и VIII некоторых месторождений;
- эксплуатация залежей в начальный период на естественном режиме с последующим использованием различных систем заводнения (залежи с относительно небольшими запасами разрабатываются без поддержания пластового давления).

Из-за близких значений начального пластового давления нефтяных залежей и давления насыщения нефти газом, а также позднего применения заводнения, малой активности контурных вод, которые чаще всего существенного влияния на процесс разработки не оказывали,

подавляющая часть нефтяных залежей дренировалась в начальной стадии разработки в режиме растворенного газа [7:с. 41-47, 8:с. 100-107, 9:с.].

В настоящее время все рассматриваемые объекты находятся на четвертой стадии разработки, для которой характерны низкие темпы отбора нефти – менее 2,0% от начальных извлекаемых запасов, высокая обводненность добываемой продукции и значительное падения пластового давления, несмотря на реализацию мероприятий по его поддержанию и относительно низкие значения коэффициента извлечения нефти [10:с. 41-47, 11:с. 100-107.].

Достигнутые величины КИН в связи с нахождением объектов в завершающей стадии разработки (в части из них разработка уже приостановлена из-за полного обводнения добываемой продукции скважин) близки к своим конечным значениям. Поэтому достигнутые величины КИН нами рассматриваются как результат эффективности реализованной системы разработки, в частности эффективности метода заводнения.

Методы. В исследованиях по установлению управляющих КИН факторов широко используют методы построения статистических моделей, газифицирующихся на принципе “черного ящика” – модели, когда известны только входные и выходные переменные, а процесс их взаимодействия описывается простыми статистическими зависимостями. Основное допущение при статистическом моделировании заключается в том, что выходные переменные являются случайными величинами, подчиняющимися закону нормального распределения, вероятностный характер которых обус-

ловлен случайными неконтролируемыми факторами [7:с. 6-14, 8:с. 20-27, 9:с. 14-15 и др.].

В настоящее время для получения статистической модели широко используется метод многофакторного регрессионного анализа, который позволяет установить не только качественное, но и количественное влияние различных факторов на коэффициент извлечения нефти.

Для оценки статистической связи используют коэффициенты корреляции, которые вычисляют по формуле:

$$r_{xy} = \frac{1}{(N-1)G_x G_y} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}), \quad (1)$$

где r_{xy} – коэффициент корреляции между показателями процесса и одним из факторов;

$\bar{x}$ и $\bar{y}$ – математические ожидания;

G_x и G_y – дисперсии, вычисляемые по формулам:

$$G_x^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2, \quad (2)$$

$$G_y^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2. \quad (3)$$

Достоверность коэффициента корреляции оценивался критерием надежности

$$O_r = \frac{|r_{xy}|}{\sqrt{N}}, \quad (4)$$

где среднее квадратичное отклонение коэффициента корреляции

$$G_r = \frac{1-r_{xy}^2}{\sqrt{N}}. \quad (5)$$

При критерии $G_r > 2,6$ с вероятностью 0,95 можно утверждать возможность существования линейной корреляционной связи между анализируемыми параметрами. Коэффициенты корреляции позволяют оценить меру линейной статистической связи между показателями и факторами, а также между самими факторами. Результаты корреляционного анализа являются исходным материалом

для построения эмпирических формул, называемых в статистике уравнениями регрессии или математическими моделями.

Линейное уравнение регрессии имеет вид:

$$y = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + a_3x_3 + \dots + a_nx_n, \quad (6)$$

где $a_0, a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$ -коэффициенты уравнения регрессии, определяемые из решения системы уравнений

$$\begin{aligned} \sigma_y r_{yx_1} &= a_1 \sigma_{x_1} \\ &+ a_2 r_{x_1x_2} \sigma_{x_2} + \dots + a_n r_{x_1x_n} \sigma_{x_n} \\ \sigma_y r_{yx_1} &= a_1 r_{x_2} + \\ a_2 \sigma_{x_2} + \dots + a_n r_{x_2x_n} \sigma_{x_n} \\ \sigma_y r_{yx_n} &= a_1 r_{x_nx_1} \sigma_{x_1} + \\ a_2 r_{x_nx_2} \sigma_{x_2} + \dots + a_n \sigma_{x_n}, \end{aligned} \quad (7)$$

а коэффициент

$$a_0 = \bar{y} - \sum_{i=1}^n a_i \bar{x}_i, \quad (8)$$

С использованием метода многофакторного регрессионного анализа решаются следующие задачи:

Таблица 1.

Геолого-промысловые факторы использованные для получения геолого-статистической модели КИН объектов представленных карбонатными коллекторами с маловязкой нефтью.

№	Месторождение	Продуктивный горизонт	Проницаемость, мкм2	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	Коэффициент песчаности, доли ед.	Плотность сетки скважин, га/скв	Средний Темп отбора жидкост и, %	Компенсация отбора жидкости закачкой воды, доли ед.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.
1	Ходжаабд	VII	0,16	2,05	0,48	3,2	2,88	1,153	0,375
2	Западный Палванташ	V+VI	0,061	2,7	0,35	4,7	1,65	2,161	0,277
3	Андижан	VIII	0,05	3,2	0,4	4,3	4,68	0,82	0,274
4	Андижан	V	0,352	1,2	0,64	2,1	3,81	0,743	0,623
5	Южный Аламышик	V+VI	0,293	2,35	0,53	3,9	0,96	3,011	0,418
6	Южный Аламышик	VIII	0,393	1,4	0,69	2	1,24	3,011	0,69
7	Хартум	VIII	0,061	4,2	0,42	7,8	1,41	0	0,176
8	Палванташ	VII	0,35	1,3	0,62	1,1	2,27	0,9	0,662
9	Палванташ	VIII	0,38	1,2	1	1,3	5,72	0,9	0,687
10	Андижан	VIII	0,35	1,2	1	1,7	4,18	0,82	0,62
11	Восточный аввал	V+VI	0,13	3	0,35	5	0,9	0	0,289
12	Хартум	VI	0,15	2,7	0,32	4,4	0,98	0	0,391
13	Восточный Хартум	VI	0,03	4,7	0,32	5,7	2,48	0	0,177
14	Тергачи	V	0,017	6,6	0,25	18	0,19	0	0,08
15	Наманган	V	0,03	4,2	0,4	14	1,06	0	0,209
16	Ходжаабд	V	0,05	4,8	0,4	4,8	0,79	0,575	0,2
17	Северный сох	VIII	0,16	4,66	0,53	3,7	2,93	1,159	0,422
18	Аввал	V+VI	0,05	5,5	0,44	4,2	1,31	0	0,234
19	Западный Палванташ	VIII+IX	0,16	2,6	0,68	3,5	3,07	0,966	0,475
20	Палванташ	V+VI	0,16	2	0,64	2	1,99	1,026	0,476
21	Ходжаабд	VII	0,135	2	0,57	2,1	2,11	1,564	0,476

Таблица 2.

Корреляционная матрица

Факторы и показатели	Коэффициенты корреляции							Средние значения	Дисперсия
	КИН	К	μ_n	K_n	S	$T_{ж}$	K_c		
КИН	1	0,7445	-0,8693	0,8437	-0,7199	0,5337	0,2373	0,392	0,1871
К	0,7445	1	0	0	0	0	0	0,167	0,1304
μ_n	-0,8693	0	1	0	0	0	0	3,0	1,5784
K_n	0,8437	0	0	1	0	0	0	0,52	0,2037
S	-0,7199	0	0	0	1	0	0	4,7	4,1324
$T_{ж}$	0,5337	0	0	0	0	1	0	2,22	1,4425
K_c	0,2373	0	0	0	0	0	1	0,895	0,9194

- выявление факторов характеризующих геологические условия и параметры пласта, оказывающие основные влияние на КИН;

- оценка степени влияния выявленных факторов, как дифференцированно-каждого в отдельности, так и интегрально - в совокупности;

- определение оптимальных и граничных значений факторов;

- обоснование геолого-технических мероприятий по увеличению КИН с учетом геолого-физических условий залежей и текущего состояния разработки объектов.

При этом качестве объектов исследования должны быть выбраны нефтяные залежи, которые характеризуются следующими условиями (табл.1):

- находится в поздней стадии разработки;

- отличаются широким диапазоном изменения геолого-физических показателей;

- имеет некоторые отличия в элементах технологии, несмотря на единый подход и общие принципы разработки;

- имеет представительный геолого-промысловый материал;

- приурочены к различным стратиграфическим подразделениям.

Результаты. По результатам расчетов исходных геолого-промысловых данных (табл.1), по выше приведенному алгоритму, составлена корреляционная матрица в приведенная в табл. 2.

Как видно из табл.2. КИН имеет достаточно высокие корреляционные связи с фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов ($K_{\text{п}}=0,7445$), неоднородностью продуктивных пластов ($K_{\text{п}}=0,8437$) и вязкостью пластовой нефти

($\mu_{\text{н}} = 0,8693$), а из технологических факторов только с плотностью сетки скважин ($S=0,7199$).

По данным табл.2. составлена система уравнений (6) и (7), из которых определены коэффициенты статистической модели:

$$a_0=0,0759; \quad a_1=1,0683; \quad a_2=-0,1031; \\ a_3=0,7752; \quad a_4=-0,0326; \quad a_5=0,0693; \\ a_6=0,0483.$$

Геолого-статистическая модель КИН для объектов ФР Узбекистана, представленных карбонатными коллекторами, описывается следующим многофакторным уравнением:

$$\text{КИН} = 0,0759 + 1,0683 \cdot K - 0,1031 \mu_{\text{н}} + 1,7752 \cdot K_{\text{п}} - 0,0326 \cdot S + 0,0693 \cdot T_{\text{ж}} + 0,0483 \cdot K_{\text{к}} \quad (8)$$

Необходимо отметить, что ранее в работах [16:с. 17-18, 17:с. 39-43] по результатам многофакторного корреляционного анализа были получены следующие уравнения:

$$\text{КИН} = 0,2001 + 0,6062 \cdot T_{\text{н}} - 0,1749 \cdot S + 0,0977 K_{\text{п}} + 0,0593 \cdot h_{\text{н}} + 0,5433 \cdot K - 0,2751 \cdot \mu_{\text{н}}, \quad (9)$$

$$\text{КИН} = 0,1748 + 0,0694 \cdot T_{\text{ж}} - 0,0137 \cdot S + 0,2902 \cdot K - 0,015 \cdot \mu_{\text{н}} + 0,2548 \cdot K_{\text{п}}; \quad (10)$$

где $T_{\text{н}}$ – темп отбора нефти в процентах от начальных извлекаемых запасов;

$h_{\text{н}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта.

Геолого-статистические модели (9) и (10) не получили широкого применения, т.к. $T_{\text{н}}$ зависит от проектной величины КИН и при сопоставимых геологических запасах приводит к неустойчивым значениям, а в уравнении (10) нет параметра характеризующей системы заводнения.

Закключение. Численные эксперименты проведенной по созданной геолого-статистической модели КИН (8) показывает, что в зависимости от сочетания входящих в него факторов, имитирующее различные геолого-физические условия и системы разработки величина КИН изменяется в больших пределах от 0,1 до 0,8, что подтверждается фактическими данными длительно эксплуатируемых объектов ФР, представленных карбонатными коллекторами.

Оценка доли влияния геологических и технологических факторов на величину КИН, рассчитанных для их средних значений показателей показывает, что эффективность разработки объектов представленных карбонатными коллекторами во многом зависит от геолого-физических условий-71,76%, при этом подавляющим является влияния геологической неоднородности продуктивных пластов-32,48% (рис.1).

Из технологических факторов наиболее весомым является влияние на КИН плотности сетки скважин-12,35%. Низкие величины влияния на КИН компенсации отбора жидкости закачкой воды и темпа отбора жидкости подтверждает результаты анализа эффективности за-

воднения. На объектах анализа применение заводнения на поздней стадии разработки оказалось малоэффективной и поэтому основным направлением повышения КИН должны быть мероприятия по уплотнению плотности сетки скважин.

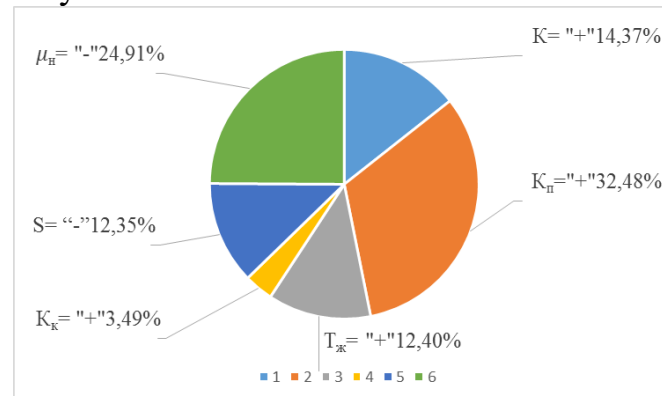


Рис.3. Доля влияния геолого-физических и технологических факторов на величину коэффициента извлечения нефти:

- K – средняя проницаемость;
- μ_n – вязкость пластовой нефти;
- K_p – коэффициент песчанистости;
- S – плотность сетки скважин;
- $T_{ж}$ – средний темп отбора жидкости;
- K_k – компенсация отбора жидкости закачкой воды;
- «+» – факторы, увеличивающие КИН;
- «-» – факторы, снижающие КИН.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Agzamov A.Kh., Ermatov N.Kh., Bobomurodov U.Z., Sakhatov B.G. Determination of the Density Limit of the Grid Density of Wells in the Late Stage of Development of Oil Deposits // International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology –Vol. 7, Issue 2, February 2020. –Pp.12837-12842.
2. Ermatov N.Kh., Turdiev Sh.Sh., Raxmokulov M.T., Jo'rayev E.I. Sakhatov B.G. An Overview of the 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.

3. Abduhoshim Karshiev, Otabek Razzakov, Bahodir Sakhatov and Nodir Sultanov. Effectiveness of compaction of the initial well grid in the late stage of oil and gas field development E3S Web of conferences 434, 01040 (2023) <http://doi.org/10.1051/e3sconf/202343401040> ICECAE 2023.C.1-7.
4. Ermatov N.Kh., Mukhammadiev Kh.M., Khamroyev B.Sh., Zhuraeva Y.Sh. Influent 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.- India. Vol. 8, Issue 2, February 2021.-Pp. 16745-16749.
5. Agzamov A. Kh., Karshiyev A.Kh., Sakhatov B.G., Jurayev E.I. About the degree of flooding influence on the coefficients of oil washing and extraction from the productive layers in the Fergana oil and gas region, represented by carbonate reservoirs // Technical science and innovation.-Tashkent, 2021. -№4 (10). –Pp. 112-128.
6. Эрматов Н.Х. Исследование геолого-физических и технологических факторов, определяющих эффективность заводнения нефтяных залежей пластового типа // Монография. –Ташкент, 2020. -158 с.
7. Mahmudov N.N., Ermatov N.Kh., Agzamov A.Kh., Turdiyev Sh.Sh. Peculiarities of Water Supply of Gas Wells in Massive Type Oil Reservoirs // Energy and Environment Research. –Canada. -2019/ -№1. –Pp.18-22.
8. Махмудов Н.Н., Агзамов А.Х., Агзамов А.А., Эрматов Н.Х. результаты оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов глубокозалегающих продуктивных горизонтов Ферганской впадины // Нефтепромышленное дело. Москва. 2019.-№3. С. 37-39.
9. Агзамов А.Х., Эрматов Н.Х., Агзамов А.А., Мухаммадиев Х.М. О степени влияния кратности промывки пласта на коэффициент извлечения нефти залежей Ферганской нефтегазоносной области, представленных карбонатными породами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. –М.: ВНИИОЭНГ, 2020. -№1. –С.41-47.
10. Agzamov A.Kh., Ermatov N.Kh., Agzamov A.A., Normatov B.R. Distribution and State of Operation of Reserves of oil Deposits of Productive Sediments of the Fergana Oil and Gas-Bearing Region // International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology. –India. -2020./ Vol.7, Issue 1, -Pp. 12384-12389.
11. Agzamov A.Kh., Ermatov N.Kh., Normatov B.R. Ashirov V.R., Rahmonqulov M.T. On the Degree of Influence of the Formation Washing Ratio On The Oil Recovery Coefficient Of The Deposits Of The Fergana Oil and Gas Region Represented By Terrigenous Rocks // International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology/-India. -2020.-Vol. 7, Issue 2, -Pp. 12734-12743.