

<https://doi.org/10.51301/ejsu.2024.i5.08>

# Evaluation of the Influence of Geological and Technological Factors on the Recovery Factor of Low-Viscosity Oils from Carbonate Reservoirs

A.Kh. Agzamov<sup>1</sup>, N.N. Sultonov<sup>1\*</sup>, E.I. Juraev<sup>1</sup>, S.A. Agzamova<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Karshi engineering and economic institute, Karshi, Uzbekistan

<sup>2</sup>Tashkent State Technical University named after Islam Karimov, Tashkent, Uzbekistan

\*Corresponding author: [nodir.sultonov.90@gmail.com](mailto:nodir.sultonov.90@gmail.com)

**Abstract.** The geological structure of low-viscosity oil reservoirs, represented by carbonate collectors in the Ferghana region of Uzbekistan, is characterized by a wide range of variations in geological and physical factors as well as in the parameters of implemented development systems. Based on the refinement of parameters characterizing reservoir structure, geological heterogeneity, and the reservoir properties of productive layers, as well as the results of developing fields in the late stage of exploitation, a geological-statistical model has been developed using the method of multifactorial correlation and regression analysis. This model allows for the qualitative and quantitative assessment of the influence of geological and technological factors on the oil recovery factor for carbonate reservoirs in the Ferghana region. The study demonstrates the dominant influence of geological factors on the oil recovery factor, while among technological factors, only the well spacing density shows significant impact. The developed geological-statistical model for the oil recovery factor is recommended for use in justifying geological and technical measures to optimize the development systems of these fields.

**Keywords:** deposit, layer, factor, heterogeneity, viscosity, development, correlation, statistics, analysis, model, coefficient, recovery.

## 1. 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 неизлеченными 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 [1-5].

## 2. Материалы и методы

Геологическое строение месторождений Ферганского региона (ФР) Узбекистана, и особенности их разработки рассмотрены во многих работах. Подробнее описание параметров геолого-физических условий и реализованных систем разработки приведены в работах [6-12].

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 приобортовой  $2.5-4.0 \cdot 10^3$  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). Нефти палеогеновых отложений в основном легкие ( $826-884$  кг/м<sup>3</sup>), малосернистые (0.05-0.75%), парафинистые (1.4-10.1%), высокосмолистые (силикаге-

левых смол 5.29-30.2). Вязкость пластовых нефтей небольшая – 1.2-6.6 мПа·с, начальная газонасыщенность от 2-5 до 100-150 м<sup>3</sup>/т.

Залежи нефти приурочены к узким асимметричным складкам, длина которых (10-15)·10<sup>3</sup> м, ширина не превышает (2-3)·10<sup>3</sup> м, углы падения пластов 20-30° и более. Известные залежи нефти и газа относятся в основном к пластово-сводовому типу. Однако в результате интенсивной тектонической деятельности по степени сложности их нарушениями среди них наблюдаются и тектонически экранированные залежи (Палванташское, Андижанское, Ходжабадское 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-Аламышского, 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.

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 падение пластового давления, несмотря на реализацию мероприятий по его поддержанию и относительно низкие значения коэффициента извлечения нефти.

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 и своим конечным значениям. Поэтому достигнутые величины КИН нами рассматриваются как результат эффективности реализованной системы разработки, в частности эффективности метода заводнения.

В исследованиях по установлению управляющих КИН факторов широко используют методы построения статистических моделей, базирующихся 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 обусловлен случайными неконтролируемыми факторами [13-15].

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 показателем 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 оценивается критерием надежности

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

где  $\sqrt{N}$  - среднеквадратичное 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:

$$y = a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2 + a_3 x_3 + \dots + a_n x_n \quad (6)$$

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

$$\sigma_{y r_{y x_1}} = a_1 \sigma_{x_1} + a_2 r_{x_1 x_2} \sigma_{x_2} + \dots + a_n r_{x_1 x_n} \sigma_{x_n}$$

$$\sigma_{y r_{y x_2}} = a_1 r_{x_2} + a_2 \sigma_{x_2} + \dots + a_n r_{x_2 x_n} \sigma_{x_n}$$

$$\sigma_{y r_{y x_n}} = a_1 r_{x_n x_1} \sigma_{x_1} + a_2 r_{x_n x_2} \sigma_{x_2} + \dots + a_n \sigma_{x_n} \quad (7)$$

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:

- выявление факторов, характеризующих геологические условия и параметры пласта, оказывающие основное 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 (таблица 1):

- находится в поздней стадии разработки;
- отличается 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.

**Таблица 1. Геолого- промысловые факторы, использованные для получения геолого-статистической модели КИН объектов, представленных карбонатными коллекторами с маловязкой нефтью**

№	Месторождение	Продуктивный горизонт	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	Коэффициент песчанности, доли ед.	Плотность сетки скважин, га/скв	Средний Темп отбора жидкости, %	Компенсация отбора жидкости закачкой воды, доли ед.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.
1	Ходжабад	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	Ходжабад	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	Ходжабад	VII	0.135	2	0.57	2.1	2.11	1.564	0.476

### 3. Результаты и обсуждение

По результатам расчетов исходных геолого-промысловых данных (таблица 1), по вышеприведенному алгоритму, составлена корреляционная матрица в приведенная в таблице 2. Как видно из таблицы 2 КИН имеет достаточно высокие корреляционные связи с

фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов (К-0.7445), неоднородностью продуктивных пластов (К<sub>п</sub>-0.8437) и вязкостью пластовой нефти (μ<sub>н</sub>-0.8693), а из технологических факторов только с плотностью сетки скважин (S-0.7199).

**Таблица 2. Корреляционная матрица**

Факторы и показатели	Коэффициенты корреляции							Средние значения	Дисперсия
	КИН	К	μ <sub>н</sub>	К <sub>п</sub>	S	T <sub>ж</sub>	K <sub>к</sub>		
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 <sub>н</sub>	-0.8693	0	1	0	0	0	0	3.0	1.5784
K <sub>п</sub>	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 <sub>ж</sub>	0.5337	0	0	0	0	1	0	2.22	1.4425
K <sub>к</sub>	0.2373	0	0	0	0	0	1	0.895	0.9194

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

$$a_0=0.0759; a_1=1.0683; a_2=-0.1031; a_3=0.7752; a_4=-0.0326; a_5=0.0693; a_6=0.0483.$$

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

$$\text{КИН}=0.0759+1.0683 \cdot K-0.1031 \mu_n+1.7752 \cdot K_n-0.0326 \cdot S+0.0693 \cdot T_{ж}+0.0483 \cdot K_k$$

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

$$\text{КИН}=0.2001+0.6062 \cdot T_n-0.1749 \cdot S+0.0977 K_n+0.0593 \cdot h_n+0.5433 \cdot K-0.2751 \mu_n \quad (9)$$

$$\text{КИН}=0.1748+0.0694 \cdot T_{ж}-0.0137 \cdot S+0.2902 \cdot K-0.015 \cdot \mu_n+0.2548 \cdot K_n \quad (10)$$

где  $T_n$  – темп отбора нефти в процентах от начальных извлекаемых запасов;

$h_n$  – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта.

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

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.

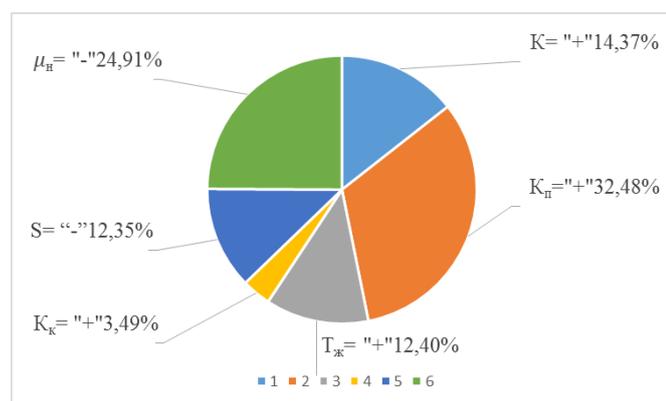


Рисунок 1. Доля влияния геолого-физических и технологических факторов на величину коэффициента извлечения нефти: -K – средняя проницаемость;  $\mu_n$  – вязкость пластовой нефти;  $K_n$  – коэффициент песчаности; -S – плотность сетки скважин;  $T_{ж}$  – средний темп отбора жидкости;  $K_k$  – компенсация отбора жидкости закачкой воды; «+» – факторы, увеличивающие КИН; «-» – факторы, снижающие КИН

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% (рисунок 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 заводнения. 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.

## References / Литература

- Agzamov, A.Kh., Ermatov, N.Kh., Bobomurodov, U.Z. & Sakhatov, B.G. (2020). 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*, 7(2), 12837-12842
- Ermatorov, N.Kh., Turdiyev, Sh.Sh., Raxmokulov, M.T., Jo'rayev, E.I. & Sakhatov, B.G. (2021). 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*, 8(5), 17453-17458
- Agzamov, A.H., Karshiyev, A.H., Jurayev, E.J. & Sakhatov, B.G. (2021). On the Impact of Water Flooding on The Coefficients of Washing and Oil Recovery Fromproductive Formation Of The Fergana Oil and Gas region, Represented By Carbonate Reservoirs. *The American Journal of Engineering and Technology*, 5(705), 17-30
- Karshiev, A., Razzakov, O., Sakhatov, B. & Sultanov, N. (2023). Effectiveness of compaction of the initial well grid in the late stage of oil and gas field development. *E3S Web of conferences* 434, 01040. <http://doi.org/10.1051/e3sconf/202343401040>
- Ermatorov, N.Kh., Mukhammadiev, Kh.M., Khamroyev, B.Sh. & Zhuraeva, Y.Sh. (2021). Influenc 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*, 8(2), 16745-16749
- Agzamov, A. Kh., Karshiyev, A.Kh., Sakhatov, B.G. & Jurayev, E.I. (2021). 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, representod by carbonate reservoirs. *Technical science and innovation*, 4(10), 112-128
- Ermatorov, N.Kh. (2020). Issledovanie geologo-fizicheskikh i tehnologicheskikh faktorov, opredeljayushhih jeffektivnost' zavodnenija neftjanyh zalezhej plastovogo tipa. *Tashkent*
- Maxmudov, N.N., Ermatorov, N.Kh., Agzamov, A.Kh. & Turdiyev, Sh.Sh. (2019). Peculiarities of Water Supply of Gas Wells in Massive Type Oil Reservoirs. *Energy and Environment Research*, (1), 18-22. <https://doi.org/10.5539/eer.v9n1p18>
- Mahmudov, N.N., Agzamov, A.H., Agzamov, A.A. & Ermatorov, N.H. (2019). Rezultaty ocenki fil'tracionno-emkostnyh svojstv kollektorov glubokozalezajushhih produktivnyh gorizontov Ferganskoj vpadiyny. *Neftepromylovoe delo*, (3), 37-39
- Agzamov, A.H., Ermatorov, N.H., Agzamov, A.A. & Muhamadiev, H.M. (2020). O stepeni vlijaniya kratnosti promyvki plasta na kojefficient izvlechenija nefti zalezhej Ferganskoj

- neftegazonosnoj oblasti, predstavlenykh karbonatnymi porodami. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. M.: VNIIOJeNG
- [11] Agzamov, A.Kh., Ermatov, N.Kh., Agzamov, A.A. & Normatov, B.R. (2020). 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*, 7(1), 12384-12389
- [12] Agzamov, A.Kh., Ermatov, N.Kh., Normatov, B.R. Ashirov, V.R. & Rahmonqulov, M.T. (2020). 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*, 7(2), 12734-12743
- [13] Loginova, M.Ye., Chetvertnova, J.A., Shammazov, A.M., Movsumzade, E.M. & Tivas, N.S. (2023). Optimization of concentrations of drilling reagents based on gums using mathematical modeling methods. *Petroleum Engineering*, 21(1), 6-14. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-1-6-14>
- [14] Zemcov, Ju.V., Ustjugov, A.S. (2016). Mnogofaktornyj analiz jeffektivnosti ogranichenija vodopritokov v razlichnyh geologo-fizicheskix uslovijah skvazhin i plastov. *Neftepromyslovoe delo*, (5), 20-27
- [15] Grechin, E., Ovchinnikov, V., Atrasev, S. & Kamenskij, A. (2006). Primenenie metodov matematicheskoy statistiki k analizu promyslovykh dannyh. *Burenie i nef't*, (7-8), 14-15
- [16] Irmatov, Je.K., Agzamov, A.H. & Ibragimov, M.H. (1992). Nefteodacha mestorozhdenij mezhgornyx vpadin Srednej Azii s oslozhnennymi geologo-fizicheskimi uslovijami i puti ee uvelichenija. *Tashkent: AN Ruz, NPO «Kibernetika»*
- [17] Hajitov, O.G., Agzamova, S.A. (2014). Prognoz konechnogo koeficienta nefteizvlechenija neftyanyh zalezhej s malymi zapasami na osnove statisticheskix modelej. *Izvestija vuzov. Gornyj zhurnal*, (7), 39-43

## Карбонатты коллекторлардағы төмен тұтқырлы мұнайды алу коэффициентіне геологиялық және технологиялық факторлардың әсерін бағалау

А.Х. Агзамов<sup>1</sup>, Н.Н. Султонов<sup>1\*</sup>, Э.И. Жураев<sup>1</sup>, С.А. Агзамова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Қаршы инженерлік-экономикалық институты, Қаршы, Өзбекістан

<sup>2</sup>Ислам Каримов атындағы Ташкент мемлекеттік техникалық университеті, Ташкент, Өзбекістан

\*Корреспонденция үшін автор: [nodir.sultonov.90@gmail.com](mailto:nodir.sultonov.90@gmail.com)

**Андатпа.** Өзбекстанның Ферғана аймағында карбонатты коллекторлармен ұсынылған төмен тұтқырлы мұнай кен орындарының геологиялық құрылымы геологиялық-физикалық факторлардың және жүзеге асырылған игеру жүйелерінің параметрлерінің кең ауқымымен сипатталады. Қабаттардың құрылымын, геологиялық әртектілігін және өнімді қабаттардың коллекторлық қасиеттерін сипаттайтын параметрлерді нақтылау, сондай-ақ игеру нәтижелерін (кешенді пайдалану кезеңіндегі) талдау негізінде көпфакторлы корреляциялық және регрессиялық талдау әдісін қолдана отырып, геологиялық-статистикалық модель жасалды. Бұл модель геологиялық және технологиялық факторлардың карбонатты жыныстардан тұратын Ферғана аймағының мұнай алу коэффициентіне сапалық және сандық әсерін анықтауға мүмкіндік береді. Зерттеу нәтижелері мұнай алу коэффициентіне геологиялық факторлардың басым әсерін көрсетсе, технологиялық факторлардың ішінде ұңғымалардың орналасу тығыздығы ғана елеулі әсерге ие екенін анықтады. Алынған мұнай алу коэффициентінің геологиялық-статистикалық моделін кен орындарын игеру жүйелерін жетілдіруге арналған геологиялық-техникалық шараларды негіздеу үшін қолдану ұсынылады.

**Негізгі сөздер:** кен орны, қабат, фактор, біртектіліксіздік, тұтқырлық, игеру, корреляция, статистика, талдау, модель, коэффициент, алу.

## Оценка степени влияния геологических и технологических факторов на величину коэффициента извлечения маловязких нефтей из объектов с карбонатными коллекторами

А.Х. Агзамов<sup>1</sup>, Н.Н. Султонов<sup>1\*</sup>, Э.И. Жураев<sup>1</sup>, С.А. Агзамова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Қаршинский инженерно – экономический институт, Қарши, Узбекистан

<sup>2</sup>Ташкентский государственный технический университет им. И.Каримова, Ташкент, Узбекистан

\*Автор для корреспонденции: [nodir.sultonov.90@gmail.com](mailto:nodir.sultonov.90@gmail.com)

**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 устано-

вит 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.

Received: 13 June 2024

Accepted: 15 October 2024

Available online: 31 October 2024