



УДК 622. 276.1/4

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

<https://doi.org/10.5281/zenodo.17386975>

Агзамов А.Х.

Жураев Э.И

Султонов Н.Н

Агзамова С.А

Асадова Х.Б

(Каршинский инженерно-экономический институт¹, Ташкентский
государственный технический университет им.И.Каримова², АО
“Узлитинефтваз”. г. Ташкент, Узбекистан³.)

АННОТАЦИЯ: Приведены особенности геологического строения объектов маловязких нефтей, представленных терригенными коллекторами, Ферганского региона Узбекистана, характеризующихся широким диапазоном изменения геолого-физических факторов и параметров реализованных систем разработки. На основе уточнения параметров характеризующих строение залежей, геологической неоднородности и коллекторских свойств продуктивных пластов, а также реализованных систем осуществлено обобщение 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 маловязких нефтей из объектов с терригенными коллекторами Ферганского региона Узбекистана.

Показано, подавляющее влияние геологических факторов на коэффициент извлечения нефти, а из технологических факторов существенно влияния только плотность сетки скважин.

Полученная геолого-статистическая модель коэффициента извлечения нефти рекомендовано использовать при обосновании геолого-технологических мероприятий по совершенствованию реализованных систем разработки объектов маловязких нефтей Ферганского региона Узбекистана, представленных терригенными коллекторами.



КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *месторождение, пласт, фактор, неоднородность, вязкость, разработка, корреляция, статистика, анализ, модель коэффициента, извлечения.*

ВВЕДЕНИЕ

В мире для повышения коэффициента извлечения геологических запасов нефти на месторождениях применяются различные геолого-технические мероприятия (ГТМ) направленные на увеличение дебитов скважин, темпов отбора нефти, снижению обводненности добываемой продукции. Эффективность проводимых 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 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. 12837-12842, 2:с. 17453-17458, 3:с. 27-30, 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. Подробнее 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, 11:с. 12384-12389 12: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*10³ м, в прибортовой-2,5-4,0*10³ 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. Пласты I, III, IV представлены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. Пласты V, VI, VII, VIII, IX-карбонатными породами (известняки и доломиты).

Коллекторами продуктивных пластов мезозоя являются, как правило, песчаники с прослоями алевролитов. Лишь некоторые горизонты верхнего и нижнего мела представлены известняками. Нефтеносность мезозойских отложений ограничена. Известные небольшие залежи нефти имеют непромышленное значение, притоки нефти из них кратковременных и нестабильны.

Нефти палеогеновых отложений в основном легкие (826-884 кг/м³), малосернистые (0,05-0,75%), парафинистые (1,4-10,1%), высокосмолистые (силикагелевых

смола 5,29-30,2). Вязкость пластовых нефтей небольшая – 1,2-6,3 мПа*с, начальная газонасыщенность от 2-5 до 100-150 м³/т.

Залежи нефти приурочены к узким асимметричным складкам, длина которых 10-15*10³м, ширина не превышает 2-3*10³м, углы падения пластов 20-30° и более (рис.1). Известные залежи нефти и газа относятся в основном к пластово-сводовому типу (рис.2). Однако в результате интенсивной тектонической деятельности по степени сложности 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-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 сетке;
- совместная эксплуатация залежей горизонтов ККС, Ia, Ib, III 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.

Поддержание пластового давления путем закачки воды начиналось с законтурного

заводнения. Для реализации законтурного заводнения под нагнетание воды обычно использовались разведочные и обводнившиеся нефтяные скважины. В ранее проведенных исследованиях по оценке эффективности законтурного заводнения отмечается, что несмотря на ряд факторов, благоприятствующих его успешному применению (малые размеры залежей, небольшое соотношение вязкостей нефти и воды), оно оказалось относительно невысокой из-за:

- плохой гидродинамической связи залежей с законтурной зоной, вследствие резкого ухудшения коллекторских свойств продуктивного пласта в области начального водонефтяного контакта. Указанный фактор затруднял освоение проектного фонда нагнетательных скважин, в результате чего последние охватывали лишь отдельные, небольшие по протяженности участки периметра площади нефтеносности, заводнение носило очаговый характер;

- значительной неоднородности продуктивных объектов, обусловленной наличием тектонических и литологических экранов, обширных зон размыва выклинивания.

Под действием этих факторов влияние закачки испытывали небольшие участки залежи, а чаще всего лишь отдельные добывающие скважины. Перераспределение



давления происходило крайне медленно и неравномерно, рост его отмечался, в основном в зонах закачки, тогда как центральные участки залежей продолжали разрабатываться на режиме истощения;

-большое различие в проницаемости коллекторов, что не позволило даже посредством увеличения давления нагнетания охватить всю залежь влиянием заводнения. При повышении давления нагнетания большая часть закачиваемой воды уходило в законтурную область или по системам сообщающихся трещин проникала в глубь залежей, преждевременно обводнения продукцию добывающих скважин. Вытеснив небольшое количество нефти из более проницаемых трещиноватых прослоев, закачиваемая вода впоследствии продвигалась по этому же пути, изолируя участки залежи с низкой проницаемостью.

В период 1960-1965 гг. с целью интенсификации процесса заводнения на многих залежах широко использовался перенос линии нагнетания от начального к текущему контуру нефтеносности и освоение различных видов внутриконтурного заводнения. В результате перехода от законтурного к различным видам внутриконтурного заводнения, в залежах стабилизировалось пластовое

давление, возросли годовые отборы нефти.

Реализация внутриконтурного заводнения позволила по многим залежам повысить эффективность использования закачиваемой воды за счет исключения утечки ее в законтурную зону, стабилизировать давление в тех зонах залежи, которые при законтурном заводнении не испытывали влияния закачки воды, охватить влиянием закачки тектонический или литологические экранированные участки залежей.

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 выработанность запасов (более 90%), значительное падение пластового давления, несмотря на реализацию мероприятий по его поддержанию и относительно низкие значения коэффициента извлечения нефти (табл. 1).

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.

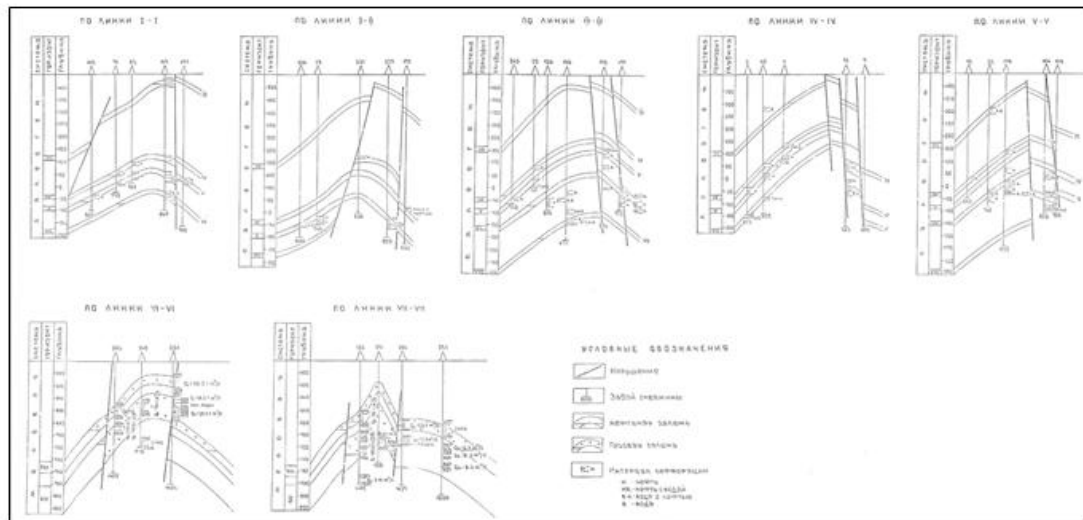


Рис.1. Геологический профиль месторождения Падвантши.

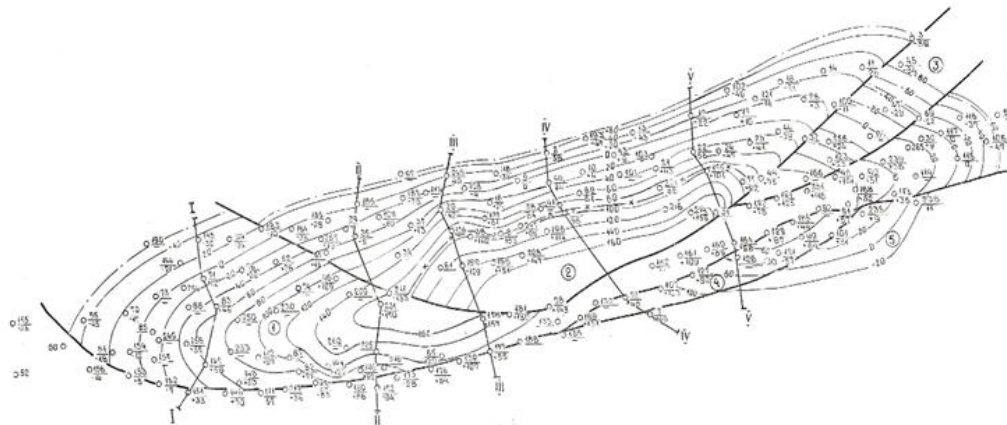


Рис.2. Структурная карта по кровле V горизонта месторождения Падвантши.



Таблица 1

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

№	Месторождение	Продуктивный горизонт	Проницаемость, мкмд	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	Коэффициент песчанистости, доли ед.	Плотность сетки скважин, г/скв.	Средний темп отбора жидкости, %	Компенсация отбора жидкости закачкой воды, доли ед.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.
1.	Северный Сох	II	0,086	4,8	0,416	8,4	1,15	0	0,215
2.	Северный Сох	IV	0,094	3,2	0,36	9,1	0,37	0,28	0,253
3.	Бостон	I	0,03	6,3	0,187	11,2	0,1	0,52	0,013
4.	Бостон	XXX	0,07	3,3	0,328	6,8	0,138	0	0,264
5.	Чагара-Гальча	IV	0,242	1,2	0,72	2,4	2,14	1,31	0,746
6.	Анлижан	III	0,14	3,5	0,288	9,3	1,33	1,92	0,288
7.	Ходжабал	I	0,17	2	0,5	4,2	1,43	3,38	0,418
8.	Анлижан	I	0,2	2,5	0,422	4	7,95	0,71	0,4
9.	Южный Аламышик	XVIII	0,193	3,8	0,433	5,2	3,13	0,6	0,323
10.	Хартум	III	0,09	2,2	0,365	9,1	0,57	0	0,256
11.	Анлижан	ККС	0,15	2	0,422	7	1,02	0,71	0,386
12.	Южный Аламышик	III	0,13	4	0,4	10,6	0,44	0,85	0,215
13.	Южный Аламышик	XIX	0,139	3,2	0,471	6,9	0,62	0,21	0,366
14.	Южный Аламышик	XXI	0,139	3,2	0,471	6,9	1,04	0,21	0,351
15.	Варык	IV	0,14	3,7	0,392	8,2	0,9	0	0,311
16.	Западный Палванташ	БРС	0,11	4	0,312	7,7	2,07	0,02	0,238
17.	Палванташ	I	0,05	6	0,071	11,6	0,87	0	0,011
18.	Бостон	ККС	0,16	2	0,587	4,2	1,25	0,52	0,445
19.	Ханкыз	II	0,12	2,7	0,423	6,7	1,5	0,24	0,326
20.	Западный Палванташ	III	0,143	1,5	0,571	6,2	3,22	0,12	0,406
21.	Палванташ	III	0,05	6	0,071	10	0,03	0	0,014
22.	Палванташ	IV	0,15	2	0,571	4,8	1,47	0	0,479
23.	Халлаасмон	XVII	0,24	1,2	0,542	2,5	0,64	0	0,709
24.	Ходжабал	III	0,14	4,8	0,2	12,1	0,42	2,72	0,179
25.	Бостон	III	0,09	3,4	0,42	5,5	0,61	1,35	0,348
26.	Южный Аламышик	I	0,12	2,5	0,45	2,7	0,21	0,55	0,381
27.	Южный Аламышик	ККС	0,13	2,3	0,372	10,5	1,37	1,3	0,292

Для установления степени влияния геологических и технологических факторов на КИН использован метод многофакторного регрессионного анализа, т.к. данный метод позволяет установить не только качественное, но и количественное влияния различных факторов на показатель процесса [13:с. 6-14, 14:с. 20-27, 15:с. 14-15 и др.].

Для оценки статистической связи используются коэффициенты корреляции. Которые вычисляются по формуле:

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

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 O_r – среднее квадратичное отклонение коэффициента корреляции



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

(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 решение системы уравнений

$$\begin{aligned} \sigma_y r_{yx_1} &= a_1 \sigma_{x_1} + a_2 r_{x_1x_2} \sigma_{x_2} + \dots + a_n r_{x_1x_n} \sigma_{x_n} \\ \sigma_y r_{yx_1} &= \\ a_1 r_{x_2} + a_2 \sigma_{x_2} + \dots + a_n r_{x_2x_n} \sigma_{x_n} \end{aligned}$$

.....
.....
.....
...

$$\sigma_y r_{yx_n} =$$

$$a_1 r_{x_nx_1} \sigma_{x_1} + a_2 r_{x_nx_2} \sigma_{x_2} + \dots + a_n \sigma_{x_n},$$

(7)

а коэффициент

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

(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 (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 приведенная в табл.2.

Таблица 2

Корреляционная матрица

Факторы и показатели	Коэффициенты корреляции							Средние значения	Дисперсия
	КИН	К	μ_n	K_n	S	$T_{ж}$	K_k		
КИН	1	0,8622	-0,7562	0,9033	-0,7539	0,2785	0,2263	0,320	0,1706
К	0,8622	1	0	0	0	0	0	0,130	0,0529
μ_n	-0,7562	0	1	0	0	0	0	3,2	1,4160
K_n	0,9033	0	0	1	0	0	0	0,398	0,1486
S	-0,7539	0	0	0	1	0		7,2	3,0520
$T_{ж}$	0,2785	0	0	0	0	1	0	1,33	1,5566
K_k	0,2263	0	0	0	0	0	1	0,649	0,8670

Как видно из табл.2 КИН имеет достаточно высокие корреляционные связи с фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов (К-0,862), неоднородностью продуктивных пластов (K_n -0,9033) и вязкостью пластовой нефти (μ_n -0,7562), а из технологических факторов только с плотностью сетки скважин (S-0,7539).

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

$$a_0=0,0715; a_1=2,7808; a_2=-0,0911; a_3=1,0371; a_4=-0,0422; a_5=0,0306; a_6=0,0446.$$

Геолого-статистическая модель КИН для объектов маловязких нефтей, представленных терригенными коллекторами, Ферганского региона Узбекистана описывается следующим многофакторным уравнением:

$$\text{КИН} = 0,0715 + 2,7808 \cdot K - 0,0911 \mu_n + 1,0371 K_n - 0,0422 \cdot S + 0,0306 \cdot T_{ж} + 0,0446 \cdot K_k \quad (8)$$



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

$$\text{КИН} = 0,0328 + 0,6062 \cdot T_n - 0,01479 \cdot S + 0,0977K_n + 0,0593 \cdot h_n + 0,5433 \cdot K - 0,2751 \cdot \mu_n,$$

(9)

$$\text{КИН} = 0,0927 + 0,0532 \cdot T_{\text{ж}} - 0,0048 \cdot S + 0,2902 \cdot K + 0,2548 \cdot K_n;$$

(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 нашли широкого практического применения, т.к. T_n зависит от проектной величины КИН и при сопоставимых геологических запасах приводила к непостоянным значениям, а в уравнении (10) нет параметра характеризующей системы заводнения.

Заключение

Численные эксперименты проведенные по созданной геолого-статистической модели КИН (8) показывает, что в зависимости от сочетания входящая 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

результатам

многофакторного

объектов Ферганского региона, представленных терригенными коллекторами с маловязкой нефтью.

Оценка доли влияния геологических и технологических факторов на величину КИН, рассчитанных для их средних значений показателей показывает, что эффективность разработки объектов представленных терригенными коллекторами с маловязкой нефтью во многом зависит от их геолого-физических условий-74,03%, при этом подавляющим является влияния геологической неоднородности продуктивных пластов-28,68% (рис.3).

Из технологических факторов весомым является влияния на КИН плотности сетки скважин-21,12%. Низкие величины влияния на КИН компенсации отбора жидкости закачкой воды и темпа отбора жидкости подтверждает результаты анализа эффективности заводнения. На объектах представленных терригенными коллекторами с маловязкой нефтью применение заводнения на поздней стадии разработки малоэффективна и основные направлением повышения КИН должно быть уплотнение плотности сетки скважин.

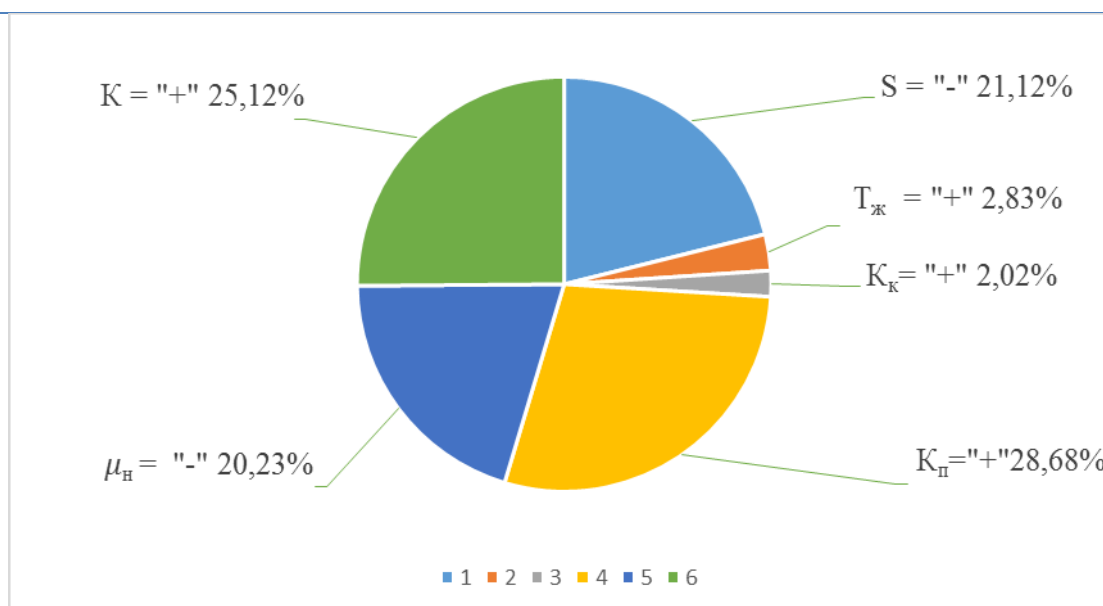


Рис.3 Доля влияния геолого-физических и технологических факторов на величину коэффициента извлечения нефти:

- 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.

ЛИТЕРАТУРА:

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., Raxmukulov 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. Agzamov A.H., Karshiyev A.H., Jurayev E.J., Sakhatov B.G. 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. 2021. №5 (705). –Pp. 17-30.

4. 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.

5. Ermatov N.Kh., Mukhammadiev Kh.M., Khamroyev 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.- India. Vol. 8, Issue 2, February 2021.-Pp. 16745-16749.

6. 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.

7. Эрматов Н.Х. Исследование геолого-физических и технологических факторов, определяющих эффективность заводнения нефтяных залежей пластового типа // Монография. –Ташкент, 2020. -158 с.

8. Maxmudov 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.

9. 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.

10. 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.

11. 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.

12. 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.

13. Optimization of concentrations of drilling reagents based on gums using mathematical modeling methods / M. Ye. Loginova, J.A.Chetvertnova, A.M. Shammazov, E.M., Movsumzade, N.S. Tivas // Petroleum Engineering, 2023.-Vol.21., №1.-P. 6-14.

14. Земцов Ю.В., Устюгов А.С. Многофакторный анализ эффективности ограничения водопритоков в различных геолого-физических условиях скважин и пластов // Нефтепромысловое дело, 2016. №5.-С. 20-27.

15. Гречин Е., овчинников В., Атрасев С., Каменский А. Применение методов математической статистик к анализу промысловых данных // Бурение и нефть. 2006. -№7-8. –С.14-15.

16. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Ибрагимов М.Х. Нефтеотдача месторождений межгорных впадин Средней Азии с осложненными геолого-физическими условиями и пути ее увеличения. –Ташкент: АН РУз, НПО «Кибернетика», 1992. -45 с.

17. Хайитов О.Г., Агзамова С.А. Прогноз конечного коэффициента нефтеизвлечения нефтяных залежей с малыми запасами на основе статистических моделей // Известия вузов. Горный журнал. Уральский государственный горный университет. - Екатеринбург, 2014. -№7. –С. 39-43.