



УДК 622.276.1/4

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПОДГАЗОВЫХ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

<https://doi.org/10.5281/zenodo.20360000>

Агзамов А.Х.1, Жураев Э.И.1, Раззаков О.У.2, Агзамова С.А.2

(Каршинский государственный технический университет1,

Ташкентский государственный технический университет им. И.Каримова2)

Аннотация: Приведены особенности геологического строения подгазовых нефтяных залежей нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений Бухаро-Хивинского региона Узбекистана, характеризующиеся широким диапазоном изменения геолого-физических факторов и параметров реализованных систем разработки.

На основе уточненных параметров, характеризующих строение подгазовых нефтяных залежей, вязкости пластовой нефти, геологической неоднородности и коллекторских свойств продуктивных горизонтов, а также реализованных систем осуществлено обобщение результатов разработки объектов, находящихся в поздней стадии эксплуатации.

С применением метода многофакторного корреляционного и регрессионного анализа создана геолого-статистическая модель, позволяющая установить качественное и количественное влияние геологических и технологических факторов на коэффициент извлечения нефти.

Показано, что из геологических факторов на коэффициент извлечения нефти наибольшее влияние оказывает неоднородность продуктивных горизонтов, а из технологических методов - поддержание пластового давления. Полученную геолого-статистическую модель коэффициента извлечения нефти рекомендуется использовать для обоснования геолого-технологических мероприятий по совершенствованию реализованных систем разработки подгазовых нефтяных залежей Бухаро -Хивинского региона Узбекистана.

Ключевые слова. Месторождение, горизонт, фактор, неоднородность, свойства, разработка, скважина, заводнение, корреляция, анализ, статистика, модель коэффициент, извлечение.



ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время основным направлением обоснования эффективных систем и управления контролем за разработкой месторождений углеводородов является использование постоянно действующих геолого-технологических моделей. Для решения различных вопросов разработки месторождений углеводородов широко применяются программные продукты «DV-600», «Сигма Прокс», «Трипс», «Tempest», «Eclipse», «Landmark», «MORE», «VIP» и др. [1:с. 12785-12787, 2:с. 32-36, 3:с. 1145-1154, 4:с. 18-22, 5:с. 9-15 и др.]

Обязательным элементом созданных геолого-технологических моделей является процедура их адаптации. Эта процедура состоит в согласовании результатов расчетов технологических показателей предшествующего периода разработки с фактической динамикой разбуривания объектов, добычи нефти, закачки воды, пластовых и забойных давлений, обводненности продукции скважин, газовых факторов. Правильное решение задачи адаптации модели по данным истории разработки повышает точность прогнозных показателей, в противном случае она не может гарантировать результат

высокой надежности. Использование данного подхода адаптации возможно при наличии определенной истории разработки объекта моделирования. [6:с. 12-16, 7:с. 9-14, 8:с. 1-6, 9:с. 66-83, 10:с. 57-76, 11:с. 35-39, 12:с. 80-90 и др.].

Правильное решение задачи адаптации геолого-технологической модели особенно актуально, когда объект исследования не имеет историю разработки, т.е. на новых месторождениях. В данном случае для адаптации может быть использована геолого-статистическая модель коэффициента извлечения нефти, созданная путем обобщения длительно разрабатываемых месторождений данного региона. В качестве технологического показателя адаптации используется величина коэффициента извлечения нефти (КИН) при известных геологических и технологических факторах.

В связи с большой теоретической актуальностью создания геолого-статистической модели КИН рассмотрим решение этой задачи на примере подгазовых нефтяных залежей Бухаро-Хивинского региона (БХР) Узбекистана.

Материалы

Подгазовые нефтяные залежи становятся все более распространенным и объектами



разработки в БХР. По состоянию на 01.01.2023 г. доля подобных залежей в общем фонде месторождений

углеводородов составляет более 34% (рис.1).

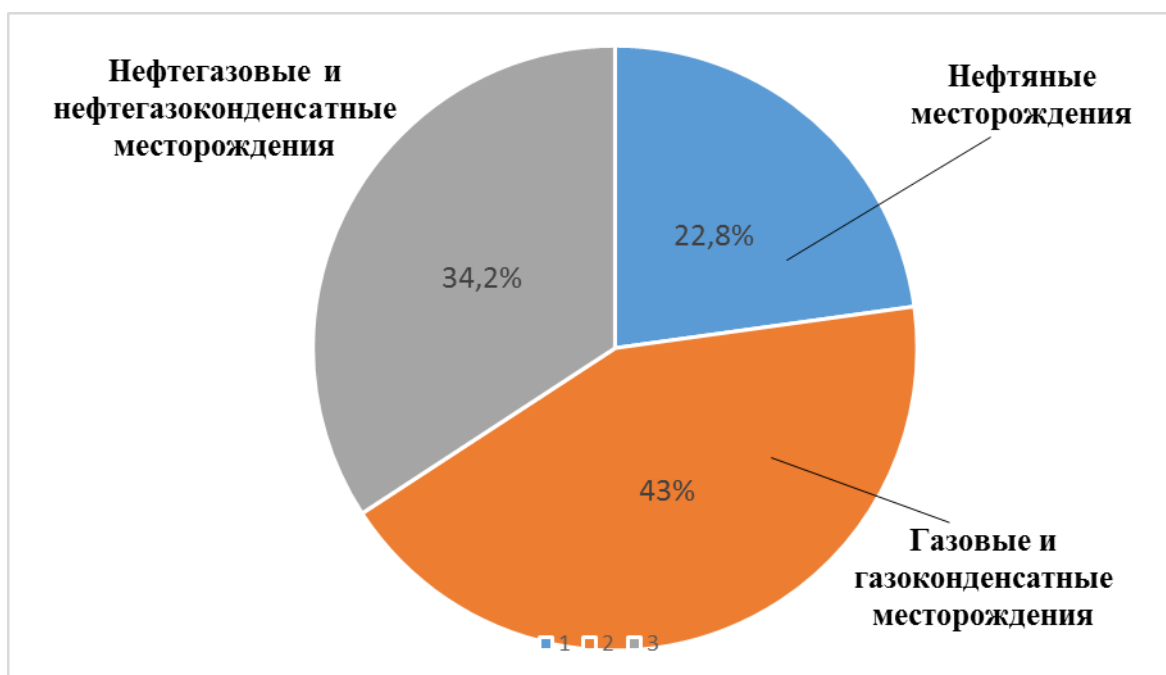


Рис.1. Распределение залежей нефти БХР по типам

В БХР регионально продуктивной является карбонатная формация верхнеюрских отложений. На объектах исследования толщина карбонатных отложений изменяются от 310 до 485 м. В них выделяются снизу вверх три основных горизонта XV-ПР (подрифовый), XV-Р (рифовый) и XV-НР (надрифовый). Основные залежи нефти и газа приурочены к горизонтам XV-Р и XV-НР (табл.1).

Залежи нефти и газа на исследуемых месторождениях относятся к массивному типу.

Характеристика геолого-физических условий и особенности разработки месторождений БХР приведены по материалам

приведенных в работах [13:с. 18-25, 14:с. 80-90, 15:с. 188-192, 16:с. 12-21 и др.].

XV-НР горизонт по литологическому составу практически не отличаются от осадков горизонта XV-Р. Граница между горизонтами XV-Р и XV-НР, в основном четко прослеживается по изменению физических свойств слагающих пород, обуславливающих существенно различные промыслово-геофизические характеристики рифовых и надрифовых карбонатов.

XV-НР горизонт представлен, в основном, водорослевыми известняками, которые вместе с онколитовыми составляют примерно



50%. Значительная роль принадлежит и кораллово-водорослевым известнякам-до 33%, в виде единичных прослоев присутствуют известняки коралловые, кораллово-водорослевые и органогенно-обломочные. Известняки серые, светло-серые, биоморфные и крупнозернистые, крепкие с прослоями слабосцементированных разностей. Плотные разности часто трещиноватые, трещины заполнены кальцитом, часто пропитаны битумом. Слабая доломитизация от 3-5% до 10% отмечается по всему разрезу. В непроницаемых разностях интенсивность ее достигает иногда 25%.

Прослои высокопористых известняков распределены крайне неравномерно, достигая 35-43% на месторождениях Южный Кемачи, Крук, Умид, менее 30% Кокдумалак.

Минимальный объем коллекторов отмечается на месторождениях Северный Памук и Арнияз. По строению порового пространства коллектора горизонта XV-HP относятся в основном к поровому типу.

XV-P горизонт представлен довольно монолитной мощной толщей пористых известняков рифогенного генезиса. Известняки - серые, светло-серые, бежевые, темно-серые, песчаниковидные, различной крепости, массивные, часто рыхлые. Преобладающее развитие в разрезе

XV-P горизонта имеют водорослевые (до 29%), органогенно-обломочные (до 23%) и кораллово-водорослевые (до 18%) известняки.

В подчиненном количестве встречаются комковато-водорослевые (до 15%), коралловые (до 75%) и некоторые другие разновидности известняков. Единичные прослои образуют онколитовые, комковатые и детритусовые известняки. Из вторичных процессов широко развиты выщелачивание и кальцитизация.

Характерной особенностью пород XV-P горизонта является высокая пористость и кавернозность. Доля коллекторов в разрезе горизонта очень высокая и составляет от 81 до 93%. Известняки горизонта XV-P также характеризуются редкой чистотой, глинистые примеси практически отсутствуют. По строению порового пространства, коллекторы относятся к порово-кавернозному типу.

Продуктивные горизонты существенно различаются по параметрам фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и их неоднородности.

XV-PP горизонт представлен известняками серыми, темно-серыми, плотными, глинистыми. Основная часть разреза сложена микрозернистыми известняками с единичными прослоями водорослевых и комковато-водорослевых разновидностей. Породы коллекторы встречаются в виде единичных линз и



пропластков небольшой толщины, выклинивающихся на небольшом расстоянии и не коррелирующимися скважинами. В зарифовых скважинах известняки представлены плотными комковатыми разностями с повышенной глинистостью.

Газонасыщенные и нефтенасыщенные части, приуроченные к XV-P горизонту, имеют более однородную структуру, чем горизонт XV-NP. Кроме того, из сравнения показателей неоднородности газонасыщенной и нефтенасыщенной частей залежей

свидетельствует что нефтенасыщенные зоны имеют более однородную структуру.

Данный факт связан с тем, что газонасыщенные зоны в основном приурочены к XV-NP горизонту, а нефтенасыщенные к XV-P горизонту.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов с достаточно высокими характеристиками (табл.1). Среднее значение пористости изменяется от 11,9 до 19%, проницаемости от 0,061 до 0,380 мкм², газонасыщенности от 76,5 до 89%.

Таблица 1
Геолого-промысловые факторы, использованные для получения геолого-статистической модели КИН подгазовых нефтяных залежей БХР

№	Месторождение	Продуктивный горизонт	Проницаемость, мкм ²	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Коэффициент песчанности, доли ед.	Плотность сетки скважин, га/скв.	Средний темп отбора жидкости, %	Компенсация отбора жидкости закачкой воды, %	Объем нефтяной части относительно общего объема залежи, доли ед.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.
1	Южный Кемечи	XV-NP+ XV-P	0,124	1,7	0,376	8	1,18	0	0,114	5,39
2	Крук	XV-NP+ XV-P+ XV-ПР	0,198	1,08	0,6	4,1	3,89	139,2	0,783	38,34
3	Северный Уртабулак	XV-NP+ XV-P	0,128	1,17	0,931	3,3	3,11	152,4	1	44,45
4	Улан	XV-NP+ XV-P	0,1	1,2	0,356	10	1,32	0	0,23	5,21
5	Кокдрмалак	XV-NP+ XV-P+ XV-ПР	0,38	0,66	0,846	8,7	2,56	262,7	0,372	54,11
6	Арчил	XV-NP+ XV-P	0,19	1,32	0,36	28,3	1,06	0	0,184	4,78
7	Западный Крук	XV-NP+ XV-P	0,092	6,9	0,252	16,6	2,02	0	0,31	11
8	Северный Поюк	XV-NP+ XV-P	0,19	20,31	0,714	36	0,51	0	0,125	1,11
9	Оккул	X+ XVa	0,061	1,62	0,198	27,3	0,58	0	0,239	29,3

Основными характеристиками геологического строения объектов исследования, имеющие важное значение на процесс извлечения нефти являются:

- массивный тип залежей;

- сосредоточение запасов нефти, газа и конденсата в основном на двух резко отличающихся по фильтрационно-емкостным свойствам и неоднородности продуктивным горизонтам XV-P и XV-NP;



- XV-HP горизонт состоит из чередования плотных и пористых разностей с низким значением коэффициента песчаности и высоким значениям коэффициента расчлененности;

- XV-P горизонт имеет практически монолитное строение, коэффициент песчаности достигает 0,85-0,92 при расчлененности всего 1-2;

- все залежи нефти являются водоплавающими и по всей площади контактирует с подошвенными водами;

- незначительная толщина нефтенасыщенной части залежи у большинства объектов.

В связи с этим разработка подгазовых нефтяных залежей при наличии подошвенной воды осуществляется с соблюдением следующих технологических принципов:

- по очередности и темпам выработки нефтяной части залежи, как правило, разработка нефтяной части опережала выработку газовой части;

- при выработке нефтяной части достигнуто преимущественное вытеснение нефти водой, а не газом;

- применение мероприятий, способствующих интенсификации добычи нефти.

По сути, разработка нефтегазовой залежи по этим принципам означала сохранение первичного пространственного положения

нефтяного слоя-стабильное положение газонефтяного контакта (ГНК) до окончания разработки нефтяного слоя.

Объекты исследования вводились в разработку в период с 1974 года по 1993 год. Скважины размещались на площади нефтеносности по равномерной треугольной сетке с плотностью от 3,3 га/скв. до 27,3 га/скв. Месторождения Северный Уртабулак и Крук разрабатываются с применением заводнения, при этом с целью продления периода безводной добычи нефти вода закачивается под начальный водонефтяной контакт. На месторождении Кокдумалак осуществляется как закачка воды под водонефтяной контакт, так и закачка газа в газовую шапку (сайклинг-процесс). Текущие темпы отбора нефти от начальных извлекаемых запасов нефти на месторождениях Умид, Кокдумалак, Арнияз, Северный Памук составляют всего от 0,028-0,35%, а на месторождениях Южный Кемачи, Крук, Северный Уртабулак, Западный Крук относительно более высокие от 0,83 до 1,58%.

На месторождениях Южный Кемачи, Крук, Северный Уртабулак и Западный Крук поддерживается высокой темп отбора жидкости (в % от начальных геологических запасов) от 0,38 до 0,85%, а на остальных месторождениях в пределах от 0,05 до 0,21%. Естественно, на всех месторождениях обводненность добываемой продукции очень высокая



от 77,5 до 91,8%. Вследствие высокой обводненности продукции скважин большая их часть ликвидирована или находятся в фонде ожидающих ликвидации.

На анализируемых месторождениях в зависимости от геолого-физических условий и реализованных систем разработки достигнуты различные их величины. Наибольшие величины КИН достигнуты на месторождениях Крук, Кокдумалак и Северный Уртабулак 38,34; 54,11 и 44,45% соответственно. Данные месторождения имеют относительно значительные нефтенасыщенные толщины и разрабатывались с применением методов поддержания пластового давления при плотных сетках размещения скважин 4,1; 8,7 и 3,3 га/скв.

Методы

В исследованиях по установлению управляющих КИН факторов широко используют методы построения статистических моделей, газирующихся на принципе «черного ящика» - модели, когда известны только входные и выходные переменные, а процесс их взаимодействия описывается простыми статистическими зависимостями. Основное допущение при статическом моделировании заключается в том, что выходные переменные являются случайными

величинами, подчиняющимися закону нормального распределения, вероятностный характер которых обусловлен случайными неконтролируемыми факторами [17:с. 18-29, 18:с. 32-41, 19:с. 75-82, 20:с. 112-121 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 [21:с. 6-14, 22:с. 20-27, 23:с. 14-15 и др.].

Для оценки статистической связи используются коэффициенты корреляции, которые вычисляются 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 квадратическое 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 $a_0, a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$ – коэффициент уравнения регрессии.

С использованием метода многофакторного регрессионного анализа решаются следующие задачи:

- выявление факторов, характеризующих геологические условия и физико-химические 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 в качестве объектов исследования должны быть выбраны нефтяные залежи, которые характеризуются следующими условиями (табл.1):

- находиться в поздней стадии разработки;

- отличаться широким диапазоном изменения геолого-физических показателей;

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

- иметь представительный геолого-промысловый материал;

- приурочены к различным стратиграфическим подразделениям.

С учётом результатов построения геолого-статистических моделей КИН по различным нефтегазоносным регионам мира в качестве входных факторов взяты следующие факторы.

1. Средняя проницаемость коллекторов продуктивных горизонтов



(К), определённых по результатам исследования кернов и характеризующих способность пород пропускать через себя жидкости и газы при наличии перепада давления.

2. Вязкость пластовой нефти (M_n) характеризующий степень ее подвижности в пластовых условиях и значительно влияющее на продуктивность скважин.

3. Коэффициент песчанности (K_n), характеризующий геологическую неоднородность продуктивных горизонтов и определенная как отношение средней эффективной мощности продуктивных горизонтов к его средней общей мощности. Необходимо отметить, что коэффициент песчанности имеет тесную корреляционную связь с коэффициентом расчлененности являющийся одним из показателей вертикальной неоднородности и показывающий среднее число прослоев-коллекторов в границах нефтяной залежи.

4. Относительный объем нефтяной залежи, определенный как отношение объема нефтяной части к общему объему нефтяной и газовой части

$\bar{v} = v_n(\lambda v_n + v_r)$. Данный фактор характеризует сложность геологического строения объекта и непосредственно влияет на очередность отбора нефти и газа, выбор системы разработки месторождения.

5. Плотность сетки скважин (S) фактор характеризующий коэффициент охвата продуктивного горизонта и рассчитанный как отношение начальной площади нефтеносности к общему числу пробуренных добывающих и нагнетательных скважин.

6. Средний темп отбора жидкости (T_j), фактор характеризующий интенсивность разработки нефтяной залежи. Величина данного фактора определена как отношение выраженная в процентах накопленного отбора жидкости к сроку разработки залежи и начальным геологическим запасом нефти.

7. Накопленная компенсация отбора закачкой (K_k) определена как отношение (выраженное в процентах) накопленного объема закачанной воды и отобранной жидкости, характеризующее суммарное восполнение пластовой энергии по эксплуатационному объекту.

8. Выходной параметр-коэффициент извлечения нефти (КИН) рассчитан как отношение (выраженная в долях единицы) суммарного количества нефти добытого из залежи за время ее разработки, к начальным геологическим запасам.

Выходной параметр характеризует эффективность реализованной на месторождении системы разработки



Результаты

По результатам расчетов составлена корреляционная матрица, приведенная в табл. 2.

Таблица 2

Корреляционная матрица

Факторы показатель	Коэффициента корреляции								Средие значения	Средне квадратическое отклонение
	КИН	К	М _н	К _п	S	Т _ж	К _к	\bar{V}		
КИН	1	0,2952	-0,5486	0,4468	-0,6179	0,5947	0,6804	0,4035	0,2706	0,2298
К	0,2952	1	0	0	0	0	0	0	0,163	0,3043
М _н	-0,5486	0	1	0	0	0	0	0	4,0	0,2330
К _п	0,4468	0	0	1	0	0	0	0	0,515	0,2668
S	-0,6179	0	0	0	1	0	0	0	15,8	0,6181
Т _ж	0,5947	0	0	0	0	1	0	0	0,37	0,2154
К _к	0,6804	0	0	0	0	0	1	0	61,6	0,5370
\bar{V}	0,4035	0	0	0	0	0	0	1	0,373	0,2981

По данным табл.2 составлена система уравнений, из которой определены коэффициенты.

$a_0 = -0,1588$; $a_1 = 0,7163$; $a_2 = -0,0196$; $a_3 = 0,3860$; $a_4 = -0,0119$; $a_5 = 0,5004$; $a_6 = 0,0016$; $a_7 = 0,2993$.

Геолого-статистическая модель КИН для подгазовых нефтяных залежей БХР описывается следующим многофакторным уравнением:

$$\text{КИН} = -0,1588 + 0,7163 \cdot K - 0,0196M_n + 0,3860 \cdot K_p \pm 0,0119 \cdot S + 0,5004T_{ж} + 0,0016K_k + 0,2993 \cdot \bar{V} \quad (7)$$

Необходимо отметить, что ранее в работе [24:с. 75-85] предложена геолого-статистическая модель КИН для аналогичных объектов БХР. Предложено использовать уравнение следующего вида:

$$\text{КИН} = 0,0071 h_n + 0,0616 \bar{V} - 0,0037 S + 0,0070V \quad (8)$$

где h_n – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта; V – средняя обводненность продукции скважин.

Использование уравнения (8) не рекомендуется по следующим причинам:

- в модели не участвуют параметры, характеризующие методы поддержания пластового давления; т.е. данную модель КИН можно использовать только при разработке подгазовых нефтяных залежей на режимах истощения;

- снижение величины средней обводненности продукции скважин за счет применения технологий



водоизоляционных работ, консервации и ликвидации высокообводненных скважин приводит к адекватным фактическим данным величины КИН.

Заключение

Численные эксперименты проведенные по созданной геолого-статистической модели показывают, что в зависимости от сочетания входящих в него факторов, имитирующее различные геолого-физические условия и системы разработки подгазовых залежей, величина КИН изменяется в достаточно больших пределах от 0,05-до 0,7, что подтверждается фактическими данными длительно эксплуатируемых объектов БХР.

Оценка доли влияния геологических и технологических факторов на величину КИН, рассчитанных для их средних показателей показывает, что эффективность разработки подгазовых нефтяных залежей во многом зависит от их геолого-физических условий (57,44%), при этом подавляющим являются влияния геологической неоднородности (влияние коэффициента песчаности-23,31%).

Значительно влияние на КИН и технологических факторов (42,56%), среди которых наиболее существенным являются показатель компенсации отбора жидкости

закачкой воды-19,89% (рис.1). Результаты показывают, что при применении методов поддержания пластового давления одну и ту же величину КИН можно достигнуть в два раза меньшей плотностью сетки скважин, доля влияния которой оценивается равной-9,5%.

Полученные результаты не противоречат существующей теории разработки месторождений углеводородов, в частности подгазовых нефтяных залежей, и подтверждаются фактическими геолого-промысловыми материалами.

Полученную геолого-статистическую модель КИН рекомендуется использовать при решении следующих задач разработки подгазовых нефтяных залежей БХР и объектов других нефтегазоносных регионов с аналогичными геолого-физическими условиями:

- при обосновании технологических показателей систем разработки при проектировании;
- при обосновании геолого-технологических мероприятий по увеличению интенсивности отбора и КИН;
- как базовый вариант для оценки эффективности новых технологий обоснованных на основе гидродинамических моделей.

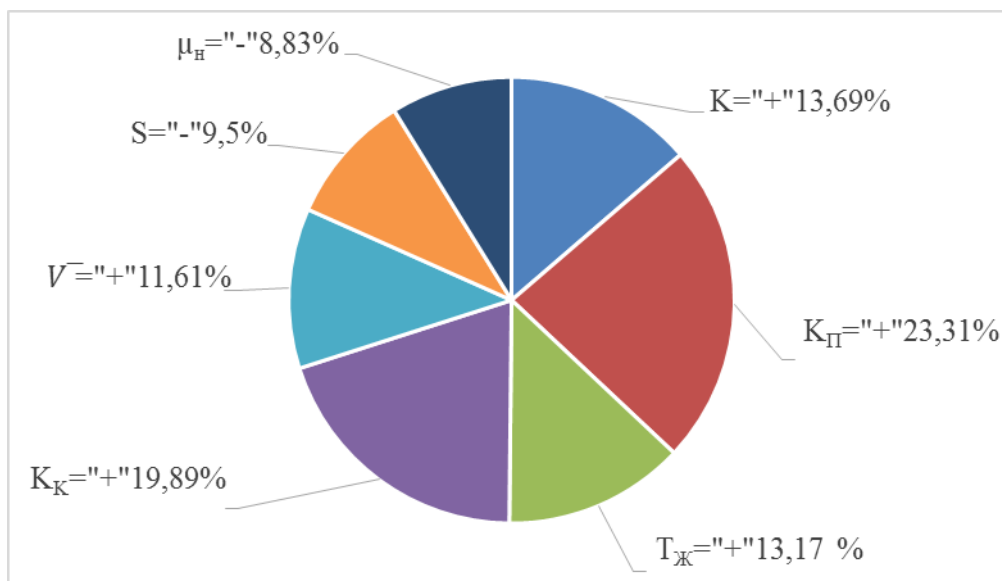


Рис.2. Доля влияния геолого-физических и технологических факторов на величину коэффициента извлечения нефти:

K - средняя проницаемость пласта;

μ_n - вязкость пластовой нефти;

K_{II} - коэффициент песчаности;

S - плотность сетки скважин;

$T_{ж}$ - средняя темп отбора жидкости;

K_K - компенсация отбора жидкости закачкой воды;

V - относительный объем нефтяной части;

“+” - факторы увеличивающие КИН;

“-” - факторы снижающие КИН.

ЛИТЕРАТУРА:

1. 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 massive gas sub-gas deposits” // International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology Vol. 7, Issue 2, -India -2020 February. 12785-12787 pp.

2. Особенности современного подхода к подсчету геологических запасов месторождений нефти и газа на основе трехмерных моделей / С.И.Билибин, Т.Ф.Дьяконова, Е.В.Гаврилова и др. // Нефтяное хозяйство. -Москва, 2006. -№10. – С. 32-36.



3. Richardson J.G., Blackwell R.J. Use of Siml. Mathematical Models for Predicting reservoir Behavior // J. Petrol / Technol. -1971. - Vol. 23, №9. - P. 1145-1154.

4. Makhmudov N.N., Agzamov A.Kh., Ermatov N.Kh., Turdiyev Sh.Sh. "Peculiarities of water Supplu of Gas Wells in Massive Type Oil Reservoirs" Canadian center of science and education. Energy and Environment Research. –Canada. –Vol.9, - No.1 –June 2019. –Page 18-22.

5. Батурин А.Ю. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. –М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. -116 с.

6. Аббасова С.А. Результаты сопоставления фактических и проектных показателей разработки газоконденсатного месторождения Бешкент // «O‘ZBEKISTON NEFT VA GAZ» Илмий-техника журнали. –Ташкент: 2023. -№2. - С. 12-16.

7. Аббасова С.А. Метод адаптация гидродинамической модели газоконденсатных месторождений в условиях отсутствия информации по добыче газа // «O‘ZBEKISTON NEFT VA GAZ» Илмий-техника журнали. –Ташкент: 2023. - №. –С. 9-14.

8. Agzamov A., Abbasova S., Karshiyev A., Razzakov O., Sonaev S. Analysis of the oil recovery factor for various development systems of the Southern Kemachi oil and gas condensate field // Technology advancement of maintaining reservoir pressure in oil carbonate fields // E3S Web of Confereces, 01019 (2024)//ICECAE 2024.

9. Молдабаева Г.Ж., Агзамов А.Х., Аббасова С.А., Сулеманова Р.Т., Мухаммадиев Х.М. Факторы влияющие на коэффициент извлечения газа на газоконденсатных месторождениях с аномально высоким пластовым давлением. // нефть и газ. –Алматы: -2022. -№3. –С. 66-83.

10. Агзамов А.Х., Эфендиев Г.М., Молдабаева Г.Ж., Аббасова С.А., Мухаммадиев Х.М. Результаты численных экспериментов по установлению степени влияния депрессий на коэффициенты извлечения газа и конденсата. //Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. –Тюмень: -2022. -№4. –С. 57-76.

11. Аббасова С.А., Хайитов О.Г., Мухаммадиев Х.М., Агзамова С.А. Анализ причин низкой эффективности разработку газоконденсатного месторождения Северный Нишан // Горный вестник Узбекистана. –Ташкент: 2023. -№2. –С. 35-39.

12. Agzamov A.A., Abbasova S.A., Nasymkhanov L.N., Agzamova S.A. Analysis of the oil recovery factor for various development systems of the Southern Kemachi oil and gas condensate field // Technical science and innovation. –Tashkent: 2023. -№2. –p. 80-90.

13. Агзамов А.А., Закиров А.А., Аббасова С.А., Мухаммадиев Х.М. Зависимость динамики продуктивности газодобывающих скважин от



деформационных свойств коллекторов. –Карши, «ART-MATBAA-DESIGN», 2024. - 132 с.

14. Agzamov A.A., Abbasova S.A., Nasymkhanov L.N., Agzamova S.A. Analysis of the oil recovery factor for various development systems of the Southern Kemachi oil and gas condensate field // Technical science and innovation. –Tashkent: 2023. -№2. –р. 80-90.

15. Агзамов А.Х., Ибрагимов Х.Р., Аббасова С.А. Повышение эффективности геологоразведочных работ на территории Култак-Камашинского инвестиционного блока углеводородного сырья на базе инновационных технологий. // Журнал “Research and Education”. –Ташкент: 2022. -№1(9). –С. 188-192. (ImF 4.628) <http://sjifactor.com/passport.php?id=22258>

16. Агзамов А.Х., Эрматов Н.Х., Агзамов А.А., Мухаммадиев Х.М. Решение вопросов оптимизации работы нефтяных и газовых скважин при их исследовании и эксплуатации // Монография. –Ташкент: Изд-во «Lesson press», 2021. -138 с.

17. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1977. -229 с.

18. Крамбейн У., Кауфман М., мах-кеммон Р. Модели геологических процессов. –М.: Мир, 1973. -150 с.

19. Макарова Н.В., Троицек В.Я. Статистика в Excel. –М.: Финансы и статистика, 2002. -266 с.

20. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. –М.: Высшая школа, 2005. -480 с.

21. 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.Tivns // Petroleum Engineering. 2023. –Vol. 21., №1. –Р. 6-14.

22. 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.

23. Гречин Е., Овчинников В., Атрасев с., Каменский А. Применение методов математической статистики к анализу промысловых данных // Бурения и нефть, 2006, -№7-8. –С. 14-15.

24. Турдиев Ш.Ш. Причины и механизмы образования продукции скважин в нефтяных залежах массивного типа. –Ташкент: Ворис-нашриёт, 2022. -117 с.