

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/10_2022

УДК 553.98:551.24:551.762(575.146/.152)

Хожиев Б.И.Государственный комитет Республики Узбекистан по геологии и минеральным ресурсам, Ташкент, Республика Узбекистан, bixojiyev@mail.ru

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ЗАПАСОВ ГАЗА И ГРАДИЕНТОВ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА (УЗБЕКИСТАН)

Статья посвящена изучению распределения плотности запасов газа и изменения градиентов пластового давления по месторождениям тектонических элементов региона. Исследования основаны на фактических данных, полученных по месторождениям западной части Бухаро-Хивинского региона. Приводятся сведения об особенностях литолого-стратиграфического строения, геотектоническом положении, продуктивных горизонтах и нефтегазоносности изучаемой территории. Одним из ключевых моментов данного исследования является то, что при подборе состава и плотности бурового раствора необходимо учитывать показатель градиента пластового давления. Вычислена плотность запасов месторождений и проанализировано изменение градиентов пластового давления продуктивных горизонтов в контуре отдельных тектонических элементов и отдельно по месторождениям. По результатам проведенных исследований даны конкретные рекомендации на локализацию и проведение геологоразведочных работ в пределах определенных участков тектонических элементов западной части Бухаро-Хивинского региона.

Ключевые слова: *месторождение, тектонические элементы региона, градиент пластового давления, плотность запасов газа, Бухаро-Хивинский регион, Узбекистан.*

В настоящее время основной задачей нефтегазовой отрасли Республики Узбекистана является прирост запасов углеводородов и пересмотр действующего фонда месторождений для обеспечения нефтегазодобывающей промышленности. Экономическая рентабельность геологоразведочных работ зависит от многих геологических и технических факторов. Например, одним из самых важных критериев на начальном этапе проведения геологоразведочных работ является определение плотности запасов по действующим месторождениям, и, следовательно, оценка ожидаемых запасов месторождений. Следующим, не менее важным фактором в процессе геологоразведочных работ является прогнозирование ожидаемого пластового градиента, с целью качественного вскрытия продуктивных отложений.

На сегодняшний день в Республике Узбекистан основная зона добычи углеводородов и концентрации геологоразведочных работ - западная часть Бухаро-Хивинского региона.

В исследуемом районе перспективы нефтегазоносности связаны с мезозойскими отложениями. Мезозойская эратема с угловым стратиграфическим несогласием залегает на дислоцированной поверхности палеозойской эратемы. В пределах исследуемой территории

отложения триасовой системы отсутствуют, и мезозойские отложения представлены породами меловой и юрской систем.

На *Чарджоуской тектонической ступени* отложения юрской системы по литологическим признакам и парагенезису подразделяются на три толщи, соответствующие формациям. Снизу вверх по разрезу выделяются терригенная, карбонатная и соляно-ангидритовая формации. Меловые отложения представлены нижним и верхним отделами и залегают со стратиграфическим несогласием на верхнеюрских отложениях. Общая мощность меловых отложений исследуемого района составляет от 1400 до 1800 м. Отложения нижнемелового возраста по литологическим особенностям и палеонтологическим определениям подразделяются на: неокомский надъярус, аптский и альбский ярусы. Они представлены континентальными и лагунно-морскими образованиями. Верхнемеловые отложения подразделяются на сеноманский, туронский ярусы и сенонский надъярус (Ю.М. Садыков, Д.Б. Султанова, ИГИРНИГМ, 2016 г.).

На *Бухарской тектонической ступени* юрская система с размывом залегает на породах палеозойского возраста. По условиям образования и литологическому составу выделяются две толщи: терригенная и карбонатная. На Газлинском поднятии и Тузкойском прогибе отложения терригенной формации отсутствуют, сокращенная мощность верхнеюрских отложений залегает на палеозойских образованиях. На территории Янгиказганского поднятия, Дошкалинского прогиба и Мешеклинского поднятия выделяется среднеюрская терригенная формация. Отложения нижнемелового возраста по литологическим особенностям и палеонтологическим определениям подразделяются на неокомский надъярус, аптский и альбский ярусы; верхнемеловые отложения - на сеноманский, туронский ярусы и нерасчлененный сенонский надъярус (Б.И. Хожиев, ИГИРНИГМ, 2019 г.).

В тектоническом отношении исследуемый район расположен в пределах западной части Бухаро-Хивинского региона, на северо-восточном борту Амударьинской синеклизы Туранской платформы [Абидов, 1994].

Исследуемая территория ограничена с севера Предкызылкумской флексурно-разрывной зоной, с юга – Амударьинской флексурно-разрывной зоной, с запада – Хорезмским оазисом, с востока – Ромитанским прогибом и Денгизкульским поднятием (Ж.Р. Мамиров, ИГИРНИГМ, 2021 г.).

Площадь исследуемой территории составляет 19680 км² и охватывает часть Бухарской тектонической ступени (Газлинское поднятие, Тузкойский прогиб, Янгиказганское поднятие, Дашкалинский прогиб и Мешеклинское поднятие) и часть Чарджоуской тектонической ступени (Кандымское поднятие, Кульбешкак-Питнякское поднятие, Каракульский прогиб,

Учкыр-Кимерекский вал, Биргутлинский прогиб) и западную часть Учбаш-Каршинской флексурно-разрывной зоны (рис. 1).

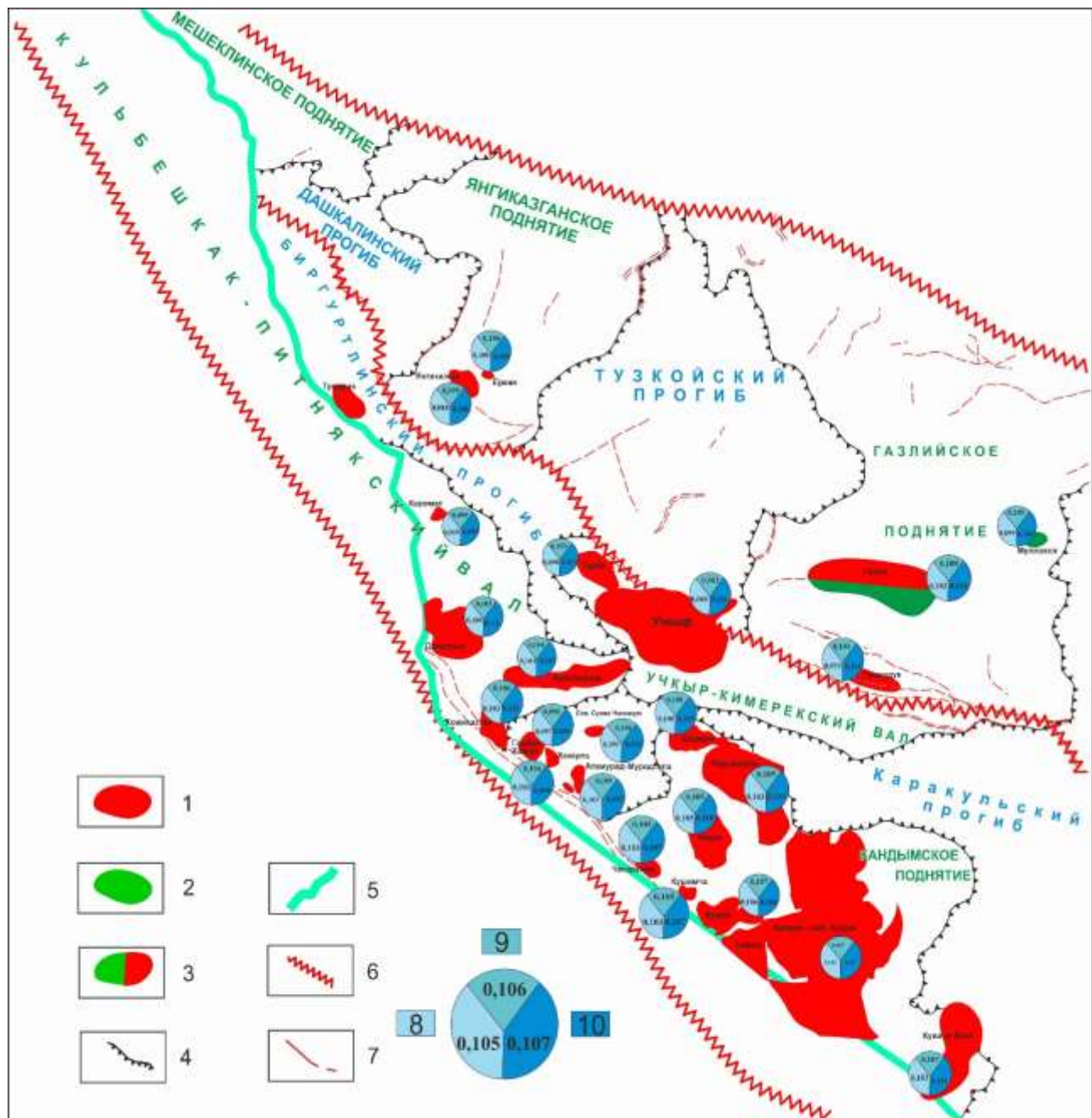


Рис. 1. Схема распределения градиента пластового давления в отложениях и тектонических элементах западной части Бухаро-Хивинского региона

1 - газовые залежи, 2 - нефтяные залежи, 3 - нефтегазовые залежи, 4 - границы тектонических элементов, 5 - государственная граница Республики Узбекистан, 6 - региональные разломы, 7 - локальные разломы, 8 - минимальное значение градиента пластового давления, 9 - среднее значение градиента пластового давления, 10 - максимальное значение градиента пластового давления.

В нефтегазоносном отношении западная часть Бухаро-Хивинского региона является частью Амударьинского нефтегазового бассейна, в котором выделяются три продуктивных

комплекса: среднеюрская терригенная формация, средне-верхнеюрская карбонатная формация и нижнемеловая терригенная формация.

В западной части Бухарской ступени продуктивность связана с юрскими (XV, XVa – горизонты) и меловыми (IX, X, XI, XII, XIII, XIV – горизонты) отложениями, где открыты следующие месторождения: Газли, Янгиказган, Ёркин, Муллахол, Тошкудук.

В пределах слабоизученных сейсмическими работами и поисково-разведочным бурением Мешеклинского поднятия и Дашкалинского прогиба месторождений углеводородов не открыто. В Тузкойской прогибе бурение проводилось более чем на 10 площадях, в результате промышленный приток углеводородов из мезозойских отложений не получен. Основные месторождения западной части Бухарской тектонической ступени находятся на Янгиказганском (Янгиказган, Ёркин, Гарби) и Газлинском (Газли, Муллахол, Тошкудук) поднятиях.

В результате проведенных геологоразведочных работ в западной части Чарджоуской ступени открыт ряд месторождений: Даяхатын, Кульбешкак, Учкыр, Ходжиказган-Учбурган, Северная Сузьма, Хаккуль, Атамурад, Аккум-Парсанкуль, Западный Ходжи, Ходжи, Чегаракум, Четкум, Тумарис и др. Основные продуктивные комплексы приурочены к среднеюрским (XVII, XVIII, XIX – горизонты), верхнеюрским (XV-1, XV-2, XV-3 горизонты) и нижнемеловым отложениям (XIV – горизонт) [Хожиев, 2017].

Повышению успешности целенаправленных геологоразведочных работ способствует оценка плотности запасов существующих месторождений района исследований и на этой основе выявление участков с высокими перспективами. На исследуемой территории открытые месторождения, в основном, являются газоконденсатными, в связи с чем проанализирована плотность запасов газа данных месторождений (табл. 1).

На территории *Кандымского поднятия* плотность запасов газа оценена по газоконденсатным месторождениям Аккум-Парсанкуль, Чегаракум, Кумли, Кандим-Западный Ходжи, Кувачи-Алат, Кушимча, Шоркум, Тайлак. Согласно анализу, минимальная плотность наблюдается на месторождении Шоркум (113 млн. м³/км²), максимальная – на месторождении Кумли (578 млн. м³/км²), а по тектоническому элементу составляет от 100 до 600 млн. м³/км².

В *Каракульском прогибе* степень буровой и сейсмической изученности относительно слабая, но в результате геологоразведочных работ открыт ряд газоконденсатных месторождений, таких как Гарбий Хаккуль, Хаккуль, Северная Сюзьма-Чаккакум, Атамурод-Муродтепа. Проведенный анализ показывает, что значения минимальной плотности наблюдались на месторождении Гарбий Хаккуль (466 млн. м³/км²), максимальные – на

месторождении Кумли (972 млн. м³/км²). Самая большая плотность запасов газа сконцентрирована на Каракульском прогибе и составляет от 450 до 1000 млн. м³/км².

Таблица 1

Изменение плотности запасов газа в месторождениях западной части Бухаро-Хивинского региона в разрезе тектонических элементов и месторождений

Наименование месторождений	Плотность запасов газа, млн. м ³ /км ²	Средняя плотность запасов газа, млн. м ³ /км ²
Кандымское поднятие		
Аккум-Парсанкуль	280	100-600
Чегаракум	342	
Кумли	578	
Кандим-Западный Ходжи	477	
Кувачи-Алат	497	
Кушимча	286	
Шоркум	113	
Тайлак	375	
Каракульский прогиб		
Гарбий Хаккуль	466	450-1000
Северная Сюзьма-Чаккакум	972	
Атамурод-Муродтепа	467	
Хаккуль	601	
Кульбешкак-Питнякский вал		
Даяхатын	459	250-500
Кульбешкак	423	
Ходжиказган-Учбурган	254	
Каромат	265	
Газлийское поднятие		
Газли	1569	150-1600
Ташкудук	158	
Янгиказганское поднятие		
Ёркин	204	200-600
Янгиказган	562	
Учкыр-Кимерекский вал		
Гарби	201	150-250
Учкыр	166	
Биргутлинский прогиб		
Тумарис	292	от 290

На территории *Кульбешкак-Питнякского вала* степень буровой и сейсмической изученности средняя. В результате геологоразведочных работ доказана продуктивность отложений юрской системы, открыт ряд газоконденсатных месторождений, таких как Даяхатын, Кульбешкак, Ходжиказган-Учбурган и Каромат. По результатам оценки минимальная плотность запасов наблюдается на месторождении Ходжиказган-Учбурган (254 млн. м³/км²), максимальная – на месторождении Даяхатын (459 млн. м³/км²), в целом изменяется в пределах от 250 до 500 млн. м³/км².

Биргутлинский прогиб относится к слабоизученным территориям, поисково-разведочное бурение проведено на структурах Изокудук, Каравой и Тумарис. В результате

геологоразведочных работ открыто одно месторождение Тумарис, и подтверждена перспективность юрских карбонатных отложений. Плотность запасов газа по месторождению Тумарис составляет 290 млн. м³/км².

На *Учкыр-Кимерекском вале* находятся всего два месторождения – Учкыр и Гарби. Эти месторождения доказывают, что на этом тектоническом элементе перспективность связана с мезозойским отложениями. Плотность запасов газа месторождений варьирует от 150 до 250 млн. м³/км², и это самый низкий показатель в западной части Бухаро-Хивинского региона.

Крупнейшее месторождение в западной части Бухаро-Хивинского региона расположено на *Газлийском поднятии*. По результатам проведенного значительного объема буровых и геофизических работ на данной территории, открыты три месторождения – нефтегазоконденсатное месторождение Газли, газовое Ташкудук и нефтяное Муллахол. Минимальная плотность запасов наблюдается на месторождении Ташкудук (158 млн. м³/км²), максимальная – на месторождении Газли (1569 млн. м³/км²), по месторождениям варьирует от 150 до 1600 млн. м³/км².

В результате геологоразведочных работ на территории Янгиказганского поднятия открыты всего два месторождения – Янгиказаган и Ёркин. Плотность запасов газа по месторождениям составляет от 200 до 600 млн. м³/км².

Степень насыщения месторождений тектонических элементов запасами углеводородов в изучаемом районе частично связана с градиентом пластового давления.

Пластовое давление - важнейший параметр, характеризующий энергию нефтегазоносных и водоносных пластов. В формировании пластового давления участвуют гидростатическое давление, избыточное давление залежей нефти или газа, давление, возникающее в результате изменения объема резервуара, а также за счёт расширения флюидов и изменения их массы.

Градиент давления используется также при решении различных задач технологии бурения, он равен отношению давления к глубине залегания пластов и определяется следующей формулой:

$$gradP_{пл} = \frac{P_{пл} - \text{пластовое давление}}{H - \text{кровля продуктивного пласта}}$$

В исследуемом районе с целью качественного вскрытия продуктивных пластов и сохранения естественной проницаемости, необходимо учитывать технологию бурения по соотношению величины давления, создаваемого в стволе скважины, к давлению во вскрываемых пластах – бурение на депрессии и репрессии. Бурение скважин на депрессии - это технология бурения с отрицательным дифференциальным давлением в системе скважина-пласт, когда пластовое давление превышает давление столба жидкости в скважине. Бурение

на репрессии представляет собой традиционный метод, при котором внутреннее давление в коллекторе превышает пластовое гидростатическое.

При испытании пластов дебит флюида будет зависеть от значения репрессии на пласт при бурении и коллекторских свойств пласта. В процессе бурения на репрессии необходимо минимизировать возможное загрязнение пласта.

Для качественного вскрытия продуктивных пластов на депрессии, значение градиента давления бурового раствора не должно перевешивать 10% от значения пластового градиента давления, в противном случае начнется поглощение бурового раствора и загрязнение пласта.

На исследуемой территории градиент пластового давления продуктивного горизонта варьирует в пределах 0,088-0,133 ата/м, соответственно значение плотности бурового раствора рекомендуется принять в пределах 0,097-0,146 ата/м.

На рис. 1 показано изменение градиентов пластового давления в разрезе тектонических элементов и месторождений на основе фактических данных по месторождениям, расположенным в западной части Бухаро-Хивинского региона.

В пределах *Кандымского поднятия* продуктивность связана с вернеюрской карбонатной формацией (XV-1, XV-2, XV-3 горизонты), среднеюрской терригенной формацией (XVII, XVIII – горизонты) и нижнемеловыми отложениями (XIV – горизонт). На этом поднятии минимальный градиент пластового давления продуктивного горизонта наблюдался на месторождения Кандим-Ходжи и составил 0,102 ата/м, максимальное значение также отмечено на месторождения Кандим – 0,117 ата/м. Среднее значение градиента пластового давления по тектоническому элементу составило 0,106 ата/м.

В *Каракульском прогибе* продуктивность связана с верхнеюрской карбонатной формацией (XV-1, XV-2, XV-3 горизонты), среднеюрской терригенной формацией (XVII, XVIII, XIX – горизонты). Значения минимального градиента пластового давления продуктивных отложений наблюдались на месторождении Гарбий Хаккуль (0,097 ата/м), максимальные – на месторождении Северная Сюзьма-Чаккакум (0,110 ата/м), средний градиент пластового давления в Каракульском прогибе составляет 0,103 ата/м.

На территории *Кульбешкак-Питнякского вала* продуктивность связана с вернеюрской карбонатной формацией (XV-1, XV-2, XV-3 горизонты) и среднеюрской терригенной формацией (XVII, XVIII, XIX – горизонты). Минимальный градиент пластового давления наблюдался на месторождении Гарбий Хаккуль (0,097 ата/м), максимальный - на месторождении Северная Сюзьма-Чаккакум (0,110 ата/м), средний градиент пластового давления на Каракульском прогибе составляет 0,103 ата/м.

На *Учкыр-Кимерекском вале* продуктивность связана с вернеюрской карбонатной формацией (XV-1, XV-2 горизонты) и нижнемеловыми отложениями (XIV – горизонт).

Минимальные и максимальные значения градиента пластового давления продуктивных отложений наблюдались на месторождении Учкир (от 0,085 до 0,111 ата/м), а в среднем по тектоническому элементу составляют 0,103 ата/м.

Как отмечено выше, в *Биргутлинском прогибе* открыто единственное месторождение Тумарис, продуктивность которого связана с вернеюрской карбонатной формацией (XV-1, XV-2, XV-3 горизонты). На этом месторождении в процессе геологоразведочных работ пластовое давление ни одного пласта не замерено.

На *Газлийском поднятии* промышленные залежи УВ связаны с VII, VIII, IX, X, XI, XII, XIII продуктивными горизонтами меловых отложений. Минимальный градиент пластового давления продуктивных отложений наблюдался на месторождении Ташкудук (0,093 ата/м), максимальный на месторождении Газли (0,133 ата/м), средний градиент пластового давления на Газлийском поднятии составил 0,107 ата/м.

На *Янгиказганском поднятии* продуктивность связана с вернеюрской карбонатной формацией (XV горизонты) и нижнемеловыми отложениями (XII, XIII, XIV и XIVa – горизонты). Минимальные и максимальные значения градиента пластового давления продуктивных отложений наблюдались на месторождении Янгиказган (от 0,088 до 0,106 ата/м), среднее значение по тектоническому элементу составляет 0,100 ата/м.

По результатам анализа распределения плотности запасов газа и градиента пластового давления по месторождениям западной части Бухаро-Хивинского региона рекомендуется нижеследующее:

1. Необходимо сконцентрировать геологоразведочные работы в пределах Каракульского прогиба с учетом того, что плотность пластового газа на месторождениях варьирует в пределах 450-1000 млн. м³/км²;

2. Учитывая, что Биргутлинский прогиб относится к малоизученным территориям, на котором поисково-разведочное бурение проведено всего на трех структурах и открыто одно углеводородное месторождение Тумарис, коэффициент успешности составляет более 33%. Исходя из этого, необходимо усилить проведение геологоразведочных работ на Биргутлинском прогибе;

3. Районы Мешеклинского поднятия и Дашкалинского прогиба относятся к слабо изученным территориям, в их пределах поисково-разведочное бурение не проводилось, в связи с чем на данной территории не открыты месторождений углеводородов, необходимо провести целенаправленные геологоразведочные работы и детально изучить каждый стратиграфический комплекс в отдельности в отношении нефтегазоносности;

4. При выборе оптимальных параметров бурового раствора ориентироваться на значение распространения градиентов давления продуктивных пластов. Как известно, подбор

параметров бурового раствора непосредственно влияет на качество вскрытия продуктивных пластов.

Литература

Абидов А.А. Нефтегазоносность литосферных плит. - Ташкент: Фан, 1994. - 115 с.

Хожиев Б.И. Перспективы юрских терригенных отложений Кандымского поднятия на обнаружение литологических залежей нефти и газа // Узбекский журнал нефти и газа. - 2017. - №1. - С.20-24.

Khozhiyev B.I.

The State Committee of the Republic of Uzbekistan for Geology and Mineral Resources, Tashkent, Republic of Uzbekistan, bixojiyev@mail.ru

DISTRIBUTION OF DENSITY OF GAS RESERVES AND FORMATION PRESSURE GRADIENTS IN FIELDS OF THE WESTERN PART OF THE BUKHARO-KHIVA REGION (UZBEKISTAN)

This article is devoted to the study of the distribution of the density of gas reserves, taking into account reservoir pressure gradients. The studies are based on scientific and theoretical views, as well as on actual data obtained from the fields of the western part of the Bukhara-Khiva region. Information is provided on the features of the lithological and stratigraphic structure, geotectonic position, productive levels and oil and gas content of the studied area. One of the key points of this study is that when selecting the composition and density of the drilling fluid, it is necessary to take into account, first of all, the reservoir pressure gradient. The author calculated the reserves density of the fields and analyzed the change in reservoir pressure gradients of productive levels in the contour of individual tectonic elements and separately for several accumulations. Based on the results of the research, the author gives specific recommendations for the localization and conduct of geological exploration within certain areas of tectonic elements in the western part of the Bukhara-Khiva region.

Keywords: gas field, tectonic elements, reservoir pressure gradient, density of gas reserves, Bukhara-Khiva region, Uzbekistan.

References

Abidov A.A. *Neftegazonosnost' litosfernykh plit* [Oil and gas potential of lithospheric plates]. Tashkent: Fan, 1994, 115 p.

Khozhiyev B.I. *Perspektivy yurskikh terrigennykh otlozheniy Kandym'skogo podnyatiya na obnaruzhenie litologicheskikh zalezhey nefti i gaza* [Prospects for the Jurassic terrigenous strata of the Kandym uplift for the detection of lithological accumulations of oil and gas]. *Uzbekskiy zhurnal nefti i gaza*, 2017, no. 1, pp. 20-24.

© Хожиев Б.И., 2022

