

О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АССАКЕАУДАНСКОГО ПРОГИБА УСТЮРТСКОГО РЕГИОНА

Хайитов Одилжон Гафурович

Профессор, доктор геолого-минералогических наук, академик Туронской академии наук, зав. Кафедрой “Горное дело” Ташкентского государственного технического университета, г.Ташкент. Республики Узбекистан

В данной статье рассматриваются особенности формирования залежей углеводородов и стратиграфические особенности нефтегазоносности Ассакеауданского прогиба. Составлена по данным бурения структурная карта и карта мощностей, а также проанализирована корреляционные схемы для уточнения закономерности строения изученной территории. Вскрытие продуктивных горизонтов по результатам исследований представляет наибольшие трудности. почти на всех месторождениях Ассакеауданского прогиба вскрытие и бурение в продуктивных пластах производились со значительным превышением забойного давления над пластовым. Возможность возникновения поглощения и его интенсивность зависят не только от величины превышения забойного давления над пластовым, но и от коллекторских свойств пород, от того, чем заполнен коллектор.

Ключевые слова: залежи, углеводород, геологическое строение, юрские отложения, нефтегазоносность, месторождения, ловушка, структурный тип прогиб, складка, литологических выклиния, стратиграфическая несогласия.

На 01.01.2023г. в Устюртском регионе открыто 27 газоконденсатных и газовых месторождений 14 из них расположены в Северо-Устюртской синеклизе, две – в Южном Устюрте. Залежи углеводородов выявлены в широком стратиграфическом диапазоне – от нижнего карбона до верхней юры включительно [рис. 1].



Схема нефтегазоносности Устьуртского нефтегазоносного региона

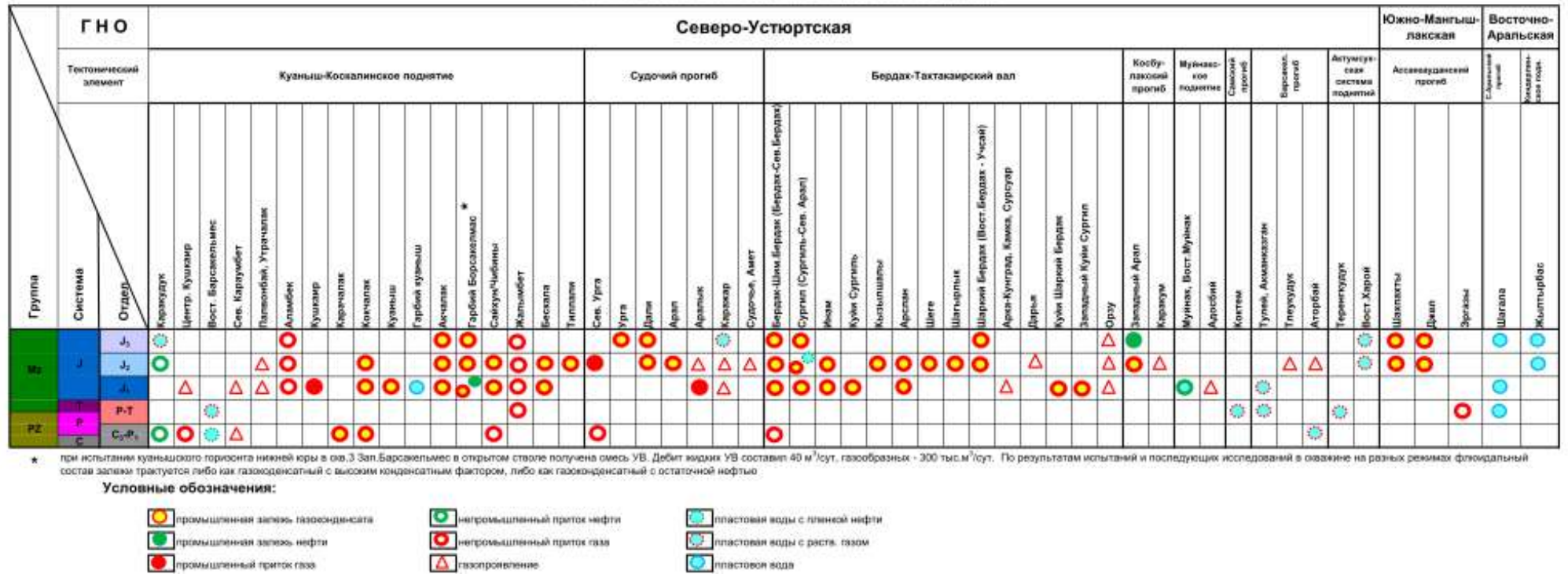


Рис.1.Схема нефтегазоносности Устьуртского региона (по данным М.Г.Юлдашева)



Доказанная региональная промышленная продуктивность юрских и верхнепалеозойских образований Устюртского региона свидетельствует о возможности открытия месторождений в пределах Ассакеауданского прогиба.

Общая площадь Устюртского нефтегазоносного района составляет 113 тыс. км², в целом расчетные суммарные запасы углеводородов D_1+D_2 по юрским и палеозойским месторождениям составляют 2220,5 млн т условного топлива, оцененные ресурсы природного газа. 1,94 трлн куб. м, конденсата – 179,6 млн т, нефти – 101,2 млн т

Территория Устюртского региона граничит с тремя нефтегазоносными областями: Северо-Устюртской, Южно-Мангышлакской и Восточно-Аральской, которые имеют особенности геологического строения: вертикальный разрез состоит из докембрийского кристаллического фундамента, промежуточного палеозойского яруса и осадочного чехла.

В пределы изучаемой территории площадью 2972,0 км² входят земли Ассакеауданского прогиба и Батпакского вала [рис. 2].

Изучаемая территория по нефтегазогеологическому районированию подразделяется на Ассакеауданский, Батпакский и Северо-Ассакеауданский газонефтеносные районы (ГНР).

Батпакский ГНР приподнят относительно Ассакеауданского и Северо-Ассакеауданского и характеризуется сокращенными мощностями юрских отложений. Юра представлена всеми отделами, но мощность нижней юры небольшая – 70–157 м (Коссор, Вост. Ассакеаудан), тогда как в Ассакеауданском ГНР на площади Киндыксай мощность нижней юры составляет 237 м.

Оценка прогнозных ресурсов углеводородов произведена по всем отделам юры и доюрского комплекса пород, а подсчет – с использованием рекомендаций «Методического руководства по количественной оценке ресурсов нефти, газа и конденсата». Для оценки прогнозных ресурсов УВ в доюрских отложениях применен объемно-статистический метод, по юрским – методы осредненной структуры и геологической аналогии (удельных плотностей).

Так как на изучаемой территории нет выявленных месторождений, в качестве эталона по средне- и верхнеюрским отложениям послужили данные по Шахпахтинскому ГНР с месторождением Шахпахты. Для подсчета ресурсов нефти, газа по нижней юре в южной части Ассакеауданского прогиба использованы плотности запасов на эталонном участке Куаныш-Коскалинского ГНР Северного Устюрта.

Прогнозные ресурсы УВ по доюрскому комплексу подсчитанные объемно-статистическим методом показаны в табл. 1 и составляют: газ свободный – 36,3/30,8 млрд м³, нефть – 9,0/2,3 млн т и конденсат – 7,3/4,7 млн т. Расчет прогнозных ресурсов УВ в юрских отложениях произведен двумя методами.

Первый – метод удельных плотностей [3; с.168], с применением которого прогнозные ресурсы УВ составляют 105,9/89,7 млн т у.т., в том числе по нижнеюрскому – 4,5/3,4 млн т у.т., среднеюрскому – 18,7/15,7 млн т у.т. и верхнеюрскому – 82,7/70,6 млн т у.т. Второй метод на осредненной структуре с использованием которой прогнозные ресурсы УВ подсчитаны в объеме 99,4/83,8 млн т у.т., по нижнеюрскому комплексу – 3,0/2,2 млн т у.т., среднеюрскому – 16,3/13,7 млн т у.т. и верхнеюрскому 80,1/67,9 млн т у.т.

Прогнозные ресурсы газа подсчитаны по всем отделам юры, нефти – по нижнеюрскому и доюрскому комплексам.



Плотность распределения прогнозных ресурсов УВ по изучаемой территории в целом характеризуется величиной 54,2 тыс.ту.т./км², в том числе по районам: Северо-Ассакеауданскому – 46,3 тыс.ту.т./км², Батпакскому – 47,3 тыс.ту.т./км² и Ассакеауданскому – 88,6 тыс.ту.т./км².

Распределение прогнозных ресурсов УВ по плотности на территории блока показано на карте перспектив нефтегазоносности.

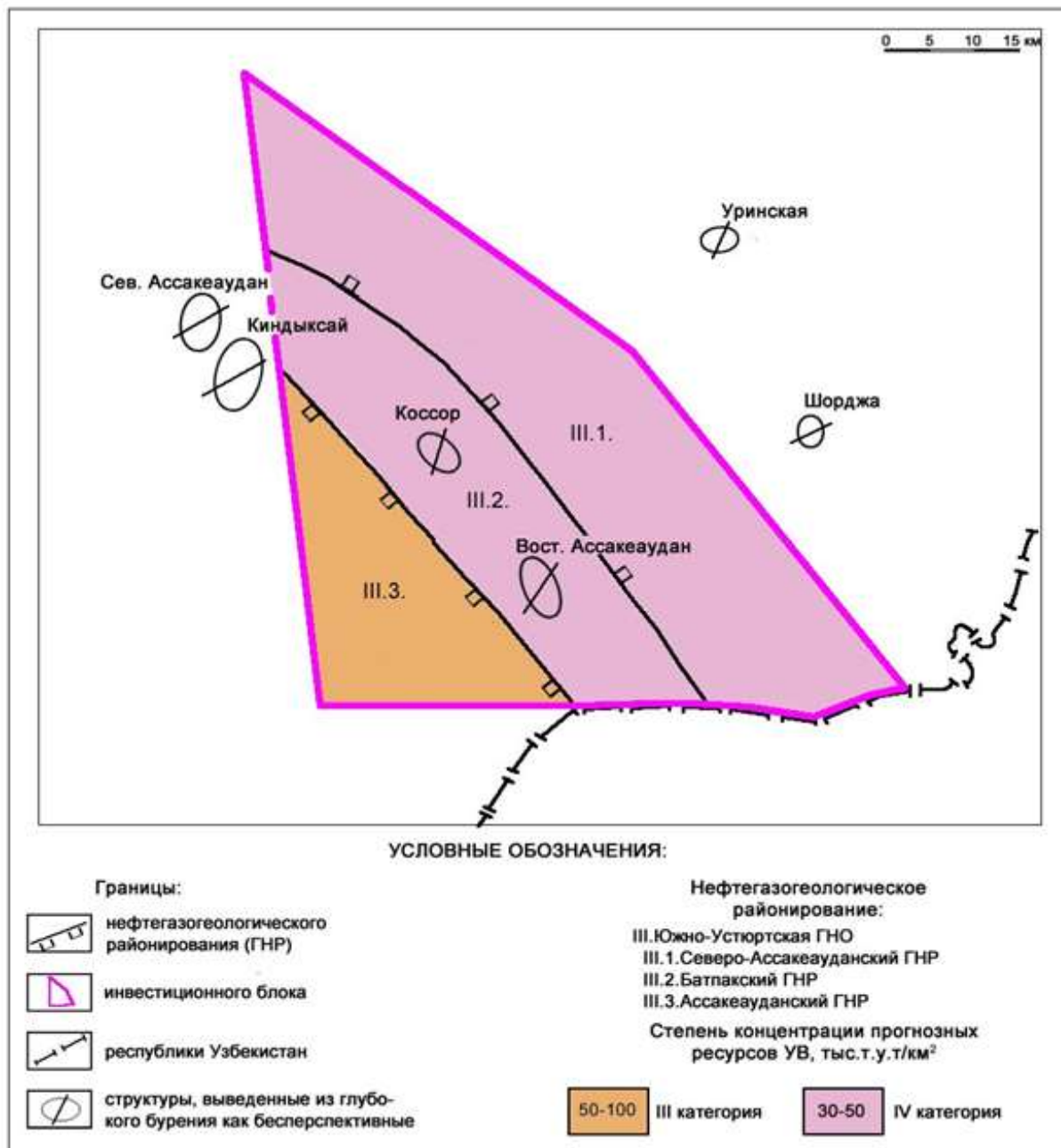


Рис. 2. Карта перспективности Ассакеауданского прогиба (по данным А.Х. Нугманова, 2009г.)

Характеристика нефтегазоносности месторождений.

Газовое месторождение Шахпахты. В административном отношении месторождение



Шахпахты расположено на территории Кунградского района Республики Каракалпакстан в 220 км к юго-западу от г. Кунград. Ближайшая магистральная грунтовая дорога проходит в 150 км к северу от месторождения.

В тектоническом отношении структура Шахпахты расположена в центральной части одноименной тектонической ступени, осложняющей северный борт Ассакеауданского прогиба.

Структура выявлена в 1958 г. геологической съемкой [масштаб 1:200000], а подготовлена в 1963 г. структурным бурением по палеогеновым и меловым отложениям.

В 1963 г. началось бурение параметрической скважины № 1. В 1965 г. при испытании поисковой скважины № 2 получены промышленные притоки газа из верхнеюрских отложений. Поисковая скважина № 2 явилась первооткрывательницей месторождения Шахпахты.

Всего на месторождении пробурено 15 глубоких скважин, в том числе 2 параметрических, 3 поисковых и 10 разведочных; объем глубокого бурения составил 36366 м. По продуктивным горизонтам колонковой проходкой пройдено 1084,0 пог. м, при этом отобрано 494,0 пог. м керна. Из 346 отобранных образцов 174 характеризует породу-коллектор. Вскрытый разрез на месторождении Шахпахты представлен породами пермо-триасового, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов.

В 1968 г. осуществлен подсчет запасов газа по месторождению Шахпахты (Браилов В.В., Шульженко Л.А., Сафонов С.И. и др.) с их утверждением в геокосмическом зондировании земля (ГКЗ).

Модель месторождения Шахпахты по кровле I горизонта верхнеюрских отложений (изогибса -1550 м) представляет собой брахиантиклинальную складку с узкой и вытянутой северо-западной периклиналью и широкой юго-восточной. Свод структуры осложнен двумя куполами. Первый расположен в районе скв. №2, а второй – в районе скв. № 5 и 14. С глубиной второй купол локализуется в районе скв. № 14, а скв. № 5 тяготеет к первому куполу. Размеры структуры – 16,5 x 10,0 км, высота – 88 м (рис. 3).

Промышленная газоносность связана с терригенными отложениями среднеюрского (IV, VI, VII, VIII, VIIIa, IX горизонты) и верхнеюрского (Ia, I, II, III, IIIa горизонты) возрастов (рис. 2.10; 2.11). Однако при подсчете запасов газы залежи Ia, VI, VII, IX горизонтов не оценивались, так как, по мнению авторов, они были представлены маломощными невыдержанными песчаными пластами или линзами, не имеющими надежных газопоров?????

Дебиты газа – от 74,48 тыс. м³/сут через 12,7 мм штуцер (скважина № 5) до 478,87 тыс. м³/сут через 19,05 мм штуцер (скважина № 2). Типы залежей – пластовые сводовые. Размеры залежей от – 7 x 4 км до 15,5 x 8 км; этажи газоносности – от 21 до 88 м. Средние газонасыщенные мощности изменяются от 2 до 9,4 м. Месторождение по величине запасов относится к крупным, сложного строения.





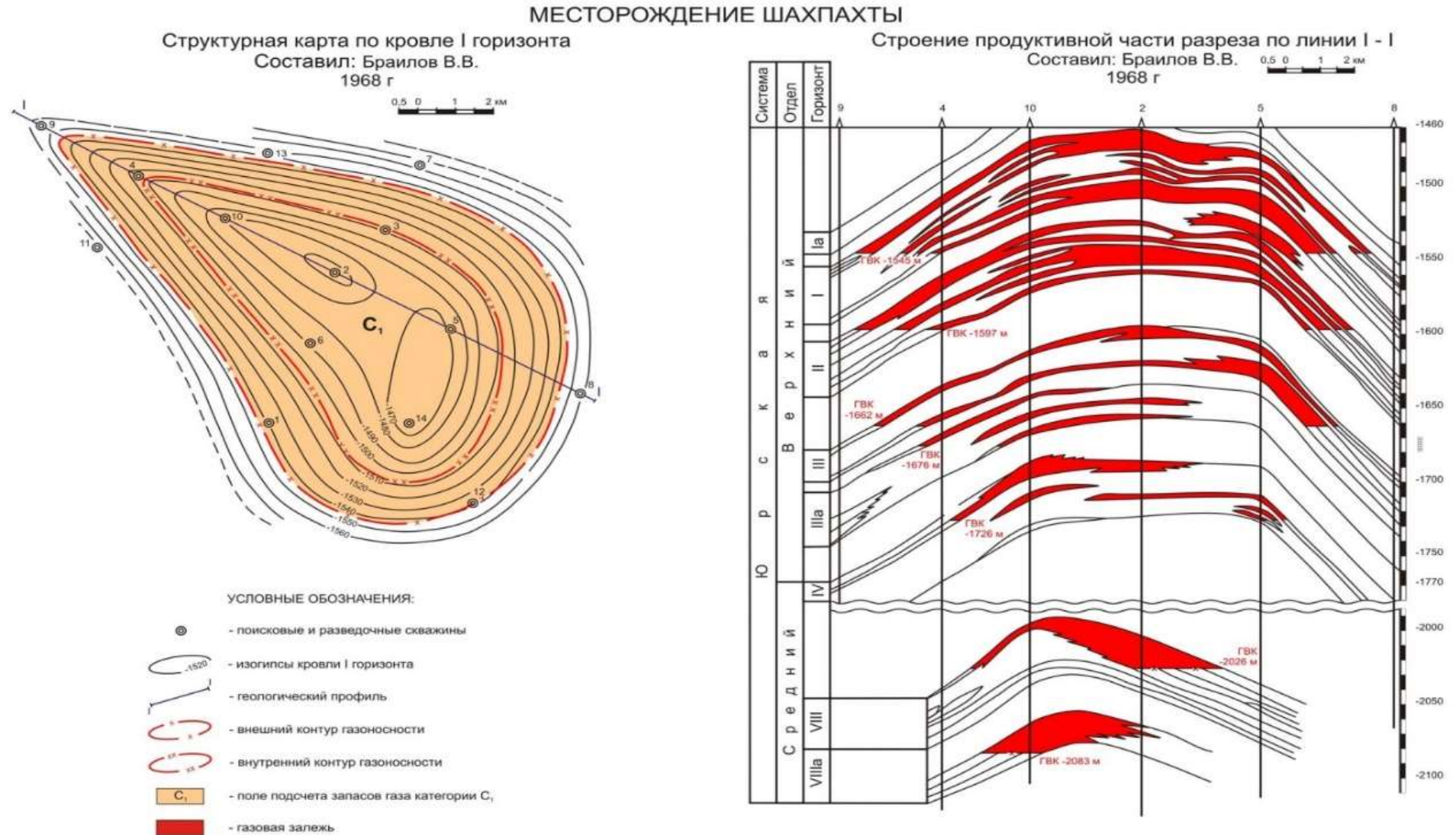


Рис.3. Структурная карта и геологический профиль месторождения Шахпахты



Газоконденсатное месторождение Джел. В административном отношении месторождение Джел находится в пределах Республики Каракалпакстан. Ближайшим населенным пунктом является железнодорожная станция Кыргыз, находящаяся в 165 км к северо-востоку от него. В орографическом отношении район работ представляет собой типично пустынную территорию. Абсолютные отметки местности колеблются в пределах от 110 до 190 м над уровнем моря.

Структура Джел выявлена по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в 2007–2008 г. Частично она совпадает с ранее (1965–1980) изучавшимся объектом Западный Шахпахты, а в 2008 г. подготовлена и передана под глубокое поисковое бурение. В 2008 г. началось бурение поисковой скважины № 1, при опробовании которой в 2009 г. получены промышленные притоки газа из юрских отложений. В разряд месторождений структура введена в 2009 г.. Всего на месторождении Джел (с учетом площади Западный Шахпахты) пробурено 10 скважин, из них 4 (№ 1, 2 Джел и № 1, 6 Западный Шахпахты) – поисковые, общим метражом 1 1352 м, и 6 скважин (№ 3, 4 Джел и № 2, 3, 4, 5 Западный Шахпахты) – разведочные, общим метражом 15194 м. Из 10 пробуренных скважин 5 (№ 1, 2, 3, 4 Джел и № 2 Западный Шахпахты) – оказались в контуре газоносности. Из десяти скважин 6 (№ 1, 2, 3, 4, 5, 6 Западный Шахпахты) – ликвидированы, 4 (№ 1, 2, 3, 4 Джел) – законсервированы.

Отбор керн производился по всем десяти скважинам площадей Западный Шахпахты и Джел. Всего в 10 скважинах с отбором керн пройдено 1568,1 м, при этом отобрано 1086 м керн, что составило 69,2 % от проходки.

Вскрытый разрез на месторождении Джел представлен породами пермо-триасового, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов.

В тектоническом отношении месторождение Джел расположено в пределах западной части Шахпахтинской ступени Южного Устюрта.

По кровле коллектора продуктивного X-1 горизонта структура Джел представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, осложненную двумя (северным и центральным) куполами. Размеры структуры по изогипсе - 2300 м составляют: длина – 12,1 км, ширина – 3,6, высота – более 70 м (рис. 4). Юго-западное крыло структуры более крутое, чем северо-восточное. Центральный купол осложнен серией разрывных нарушений. По кровле VIII горизонта выделяется 3 купола – северный, центральный, и юго-восточный.

На месторождении Джел промышленная газоносность была установлена в отложениях: нижнеюрского возраста – XIII-1 и XI горизонты; среднеюрского – X-1, IX, VIIIa, VIII, VI, Va, V, IVa, IV-4, IIIa, I-2 горизонты; верхнеюрского – Ia горизонт.

Дебиты газа составили от 5,75 тыс.м³/сут на 2 мм штуцере (скв. № 3, XIII горизонт) до 417,2 тыс.м³/сут на 16,3 мм штуцере (скв. № 1, X горизонт). Газоводяной контакт изменяется в пределах от -1500,3 м (Ia горизонт, центральный купол) до -2476,7 м (XIII-1 горизонт). Размеры газовых залежей изменяются в пределах: от длины 1,9 км, ширины 1,0 км, высота 2 м (Ia горизонт, центральный купол) до длины 4,1 км, ширины 2,4 км, высоты 30,5 м (I-2 горизонт, центральный купол).

Типы залежей: пластово-массивный – в пределах северного купола – XI, X, IX, VIII, V горизонты, в пределах центрального купола – XI, X горизонты; пластовый – в пределах северного купола – XIII-1, VIIIa, VI, Va, IV-4 горизонты, в пределах центрального купола – Ia, I-2 горизонты; пластовый, литологически экранированный – в пределах юго-восточного купола VIII горизонта; пластовый, тектонически ограниченный – в пределах центрального купола IVa горизонта; пластовосводный – в пределах северного купола IIIa горизонта. Пластовое давление меняется от 154,7 атм (Ia горизонт, центральный купол) до 245,5 атм (XIII-1 горизонт, северный купол).



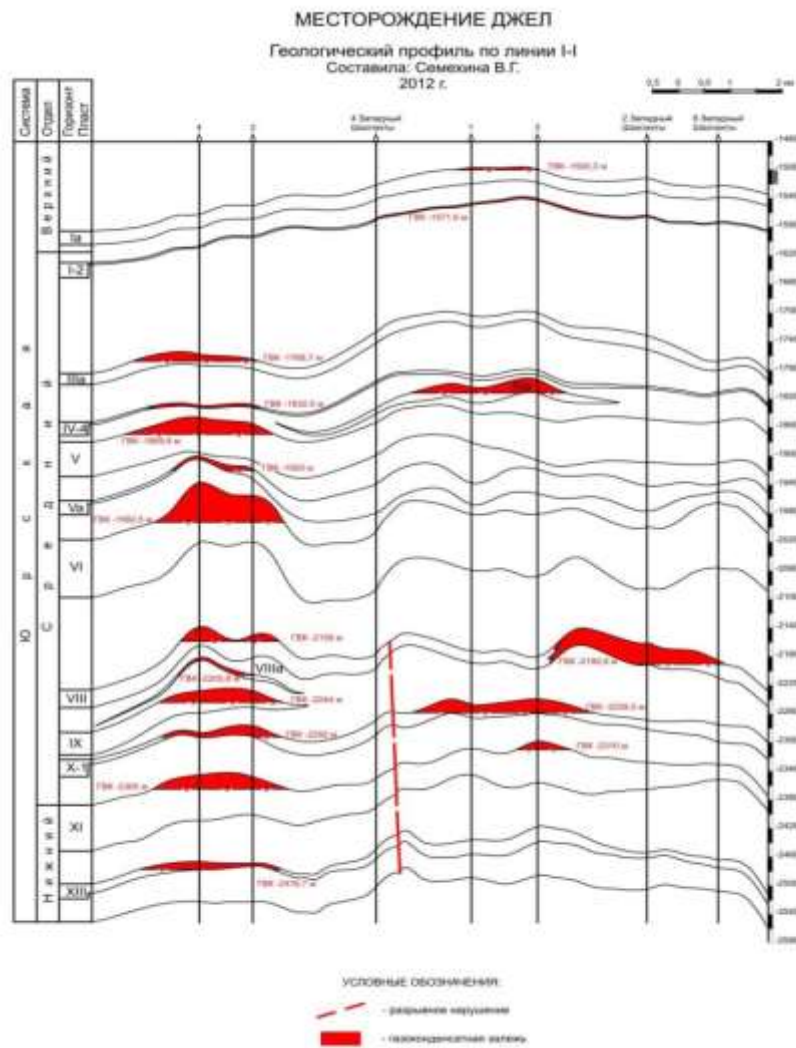


Рис.4. Геологический профиль по линии 1-1 месторожденияДжел(Составила В.Г. Семенова 2012г.)

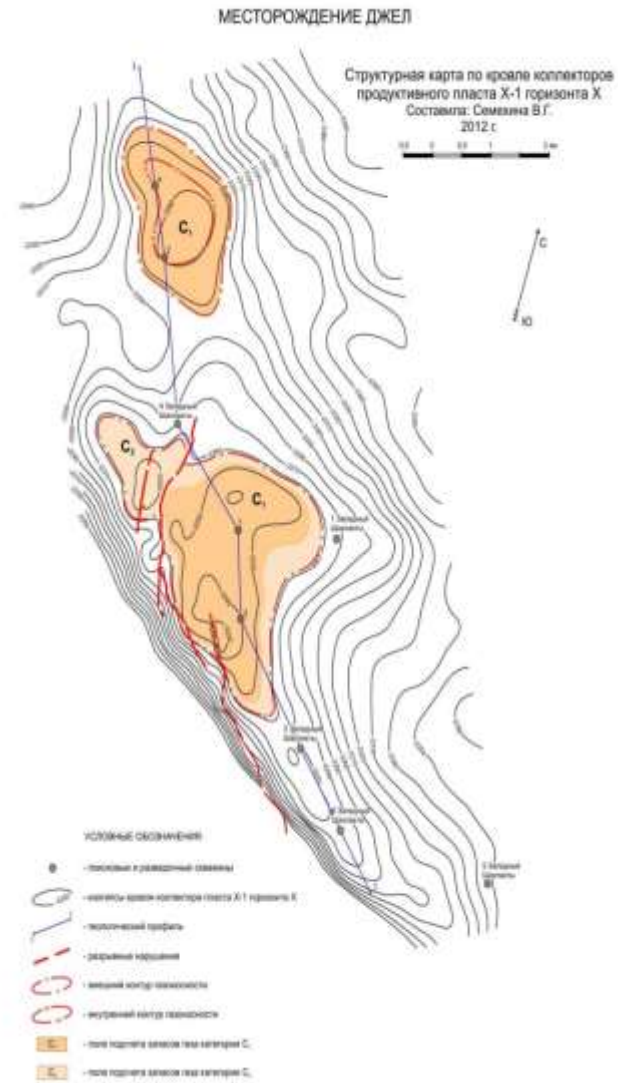


Рис.5. Структурная карта месторождения Джел



Эффективные газонасыщенные толщины меняются от 0,9 м (Ia горизонт, центральный купол) до 11,7 м (XI горизонт, северный купол). Коэффициенты открытой пористости составляют от 0,12 (Ia горизонт, центральный купол) до 0,20 (V горизонт, северный купол), коэффициенты газонасыщенности – от 0,48 (IIIa горизонт, северный купол) до 0,69 (VIII горизонт, северный и юго-восточный купола).

Газы верхнеюрских отложений (Ia горизонт) сухие, низкоуглекислые, низкосернистые, низкоазотные. Молярная доля компонентов в газе составляет (%): метана – 90,29; этана – 2,45; пропана – 0,69; бутана – 0,56; пентана и высшие – 0,17; углекислого газа – 1,21; азота+редкие – 4,63. Плотность газа (по воздуху) равна 0,741 г/см³.

Газы среднеюрских отложений (I-2, IIIa, IV-4, V, Va, VI, VIII, VIIIa, IX, X-1 горизонты) сухие, низкоуглекислые, низкосернистые, низкоазотные. Молярная доля компонентов в газе составляет (%): метана – 90,69–92,84; этана – 1,94–3,06; пропана – 0,39–1,45; бутана – 0,07–1,59; пентана и высшие – 0,06–0,37; углекислого газа – 0,34–2,21; азота+редкие – 2,34–4,78. Плотность газа (по воздуху) равна 0,723–0,744 г/см³.

Газы нижнеюрских отложений (XI, XIII-1 горизонты) сухие, низкоуглекислые, низкосернистые, низкоазотные. Молярная доля компонентов в газе составляет (%): метана – 91,59–92,43; этана – 2,08–2,30; пропана – 0,45–0,54; бутана – 0,18–1,26; пентана и высшие – 0,11–0,215; углекислого газа – 0,52–1,61; азота+редкие – 2,75–3,98. Плотность газа (по воздуху) равна 0,729–0,737 г/см³.

Конденсаты среднеюрских отложений (1-2, IIIa, IV-4, V, Va, VI, VIII, VIIIa, IX, X-1 горизонты) среднетяжёлые, сернистые. Потенциальное содержание конденсатов в пластовом газе составляет 3,51–28,07 г/м³, а коэффициент его извлечения равен 0,9. Молярная доля компонентов в конденсате составляет (%): серы 0,035–0,22; парафина – 0,19–4,98; смол силикагелевых – 0,04–3,38. Плотность конденсата равна 0,734–0,790 г/см³.

Конденсаты нижнеюрских отложений (XI, XIII-1 горизонты) среднетяжёлые, сернистые. Молярная доля компонентов в конденсате составляет (%): серы – 0,15–0,42; парафина – 1,14–2,94; смол силикагелевых – 0,09–1,42. Плотность равна – 0,770–0,786 г/см³.

По состоянию на 01.01.2018 г. месторождение Джел находится в разряде разведываемых.

Вывод.

По степени установленной нефтегазоносности нижнеюрских отложений лидируют Шахпахты и Джел, валы с открытыми месторождениями, затем территории Эргазы и Восточный Ассакеаудан, где отмечены прямые и косвенные признаки газонасыщенности и необходимость дальнейшего проведения ГРП.

Промышленная продуктивность нижнеюрских отложений доказана в центральной части Ассакеауданского прогиба (на Шахпахты и ДЖел), максимальные дебиты газа получены из интервалов глубин -1500,3–2476,7 м.

Проанализирована нефтегазоносность изученной территории, установлено что в основном, все углеводородные залежи выявлены в верхних и средних отложениях юрского возраста. Уточнены месторождения, находящиеся в процессе разработки, структуры в стадии глубокого бурения. Выявлены объекты и предложены рекомендации по дальнейшему проведению геологоразведочных мероприятий.

ЛИТЕРАТУРА:



1. Khaitov O. G., Bekmanov N.U. Geological and geophysical study of the Assakeauden trough // Novateur publications international journal of innovations in engineering research and technology [ijert] ISSN: 2394–3696 website: ijert.org volume 8, ISSUE 12, dec. –2021. –С.17–21.
1. Церковский Ю.А. Уточнение геологической модели, изучение перспектив нефтегазоносности и оценка углеводородного потенциала акватории аральского моря и прилегающей территории на основе анализа и обобщения архивных геолого–геофизических данных, геохимических исследований и бассейнового моделирования. –М.: 2020. ОА “Росгео”. –199с.
2. Хайитов, О. Г., Каршиев, А. Х., & Хамраев, Б. Ш. (2018). Анализ эффективности бурения горизонтальных скважин на месторождении " южный кемачи". *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*, (8), 71-76.
3. Агзамов, А. А., & Хайитов, О. Г. (2016). Оценка степени влияния деформации коллектора на коэффициент продуктивности скважин месторождения Северный Уртабулак. *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*, (9), 185-193.
4. Хайитов, О. Г., & Агзамова, Х. А. (2011). Техничко-экономическая и экологическая эффективность утилизации попутного нефтяного газа. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*, (1), 38-43.
5. Акрамов, Б. Ш., Хайитов, О. Г., & Табылганов, М. К. (2010). Методы уточнения начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти по данным разработки на поздней стадии. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*, (2), 20-24.
6. Хайитов, О. Г., & Агзамова, С. А. (2014). Прогноз конечного коэффициента нефтеизвлечения нефтяных залежей с малыми запасами на основе статистических моделей. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*, (7), 39-42.
7. Акрамов, Б., Хайитов, О., Нуритдинов, Ж., Давлатбоев, Ж., & Умирзоков, А. (2021). Интенсификация добычи нефти из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Збірник наукових праць SCIENTIA*.
8. Khayitov, O. G. (2019). On formation of abnormally high and abnormally low reservoir pressures. In *VI International Scientific And Practical Conference. «Global science and innovations* (pp. 82-86).
9. Khayitov, O., Ravshanov, Z., Ergasheva, Z., & Pardaev, S. (2023). Calculation and development of a model of the blasting area in mining enterprises. *International Bulletin of Engineering and Technology*, 3(5), 5-12.
10. Саидова, Л. Ш., Хайитов, О. Г., Карамов, А. Н., & Холматов, О. М. (2022). АНАЛИЗ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ПОДЪЕМУ ГОРНОЙ МАССЫ ИЗ ГЛУБОКИХ КАРЬЕРОВ И ВЫБОР ГОРНОТРАНСПОРТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ. *Евразийский журнал академических исследований*, 2(11), 811-816.
11. Хайитов, О. Г. (2018). О необходимости обоснования паспортизации руд при изменяющихся горно-геологических условиях золоторудных месторождений. *Кончилик хабарномаси. Кончилик хабарномаси. Навои*, (3), 49-51.
12. Ахмедов, Х., Хайитов, О. Г., Бекпулатов, Ж. М., Каландаров, К. С., & Йулдашов, А. Ф. (2018). Изучение вещественного состава и разработка технологии переработки золотосодержащей пробы руды одного из месторождений республики Узбекистан. *ЕР ОСТИ БОЙЛИКЛАРИДАН ОҚИЛОНА ВА БЕХАТАР ФОЙДАЛАНИШНИНГ ЗАМОНАВИЙ МУАММОЛАРИ ВА РИВОЖЛАНИШ ИСТИҚБОЛЛАРИ. Халқаро илмий-техник анжуман Тошкент, ТошДТУ, 2018.-385 бет., 255.*
13. Петросов, Ю. Э., Хайитов, О. Г., & Петросова, Л. И. (2018). Интенсивное дробление руд на карьерах. *Рецензент: ЕА Лисица главный врач филиала Федерального бюджетного*



- учреждения здраво-охранения «Центр гигиены и эпидемиологии в Хабаровском крае, в городе Комсомольске-на-Амуре, Комсомольском районе» Редакционная коллегия, 115.
14. Gafurovich, O. N., & Shodikulovna, R. M. (2022). Clinical And Morphological Parallels Between Helicobacter-Associated Gastroduodenal Disease and Fatty Liver Disease (FLD)(Literature Review). *Eurasian Medical Research Periodical*, 8, 106-109.
 15. Eduardovich, P. Y., Gofurovich, K. O., & Kuvvatovich, K. U. (2021). Substantiation of parameters low-waste technology of extraction of blocks. *ACADEMICIA: AN INTERNATIONAL MULTIDISCIPLINARY RESEARCH JOURNAL*, 11(1), 835-842.
 16. Khayitov, O. G., Nabieva, N. K., & Makhmudov Sh, N. (2013). Estimation of the degree of influence of the grid density of wells on the oil recovery coefficient of sub-gas oil deposits. *Ural. Proceedings of universities. Mining journal*, (6), 46-50.
 17. Акрамов, Б., Хайитов, О., Нуритдинов, Ж., Жанабаев, Д., & Джураев, С. (2021). Прогнозирование показателей разработки при водонапорном режиме. *Збірник наукових праць SCIENTIA*.
 18. Хайитов, О. Г., Джураев, С. Д., Холматов, О. М. У., & Эдилов, Н. М. (2020). Обоснование влияния на эффективности буровзрывных работ. *Глобус*, (5 (51)), 21-25.
 19. Akramov, B. S., & Khaitov, O. G. (2015). Oil displacement by water in an electric field. *Europäische Fachhochschule*, (11), 38-39.
 20. Акрамов, Б. Ш., Хайитов, О. Г., Нуритдинов, Ж. Ф. У., Гафуров, Ш. О. У., & Джолдасов, Р. Б. У. (2020). Вопросы прогнозирования показателей разработки на месторождении Чимион. *Глобус*, (5 (51)), 17-18.
 21. Хайитов, О. Г., & Тожимирзаев, Б. Б. (2018). Влияние сейсмического воздействия на деформации приконтурного массива карьера кальмакир. *Рецензент: ЕА Лисица главный врач филиала Федерального бюджетного учреждения здраво-охранения «Центр гигиены и эпидемиологии в Хабаровском крае, в городе Комсомольске-на-Амуре, Комсомольском районе» Редакционная коллегия*, 262.
 22. Акрамов, Б. Ш., Хайитов, О. Г., & Нуриддинов, Ж. (2015). Вытеснение нефти водой под действием электрического поля. *Europäische Fachhochschule*, 11, 38-39.
 23. Хайитов, О. Г., Искандаров, Ж. Р., Давлатбоев, Ж. Т. У., & Умирзоков, А. А. (2021). ДУНЁНИНГ УГЛЕВОДОРОД КОНЛАРИДА АНОМАЛ ЮҚОРИ ҚАТЛАМ БОСИМИНИНГ ПАЙДО БЎЛИШ САБАБЛАРИНИ ЎРГАНИШ НАТИЖАЛАРИНИ УМУМЛАШТИРИШ. *Scientific progress*, 1(6), 1135-1142.
 24. Хайитов, О., Акрамов, Б., Гафуров, Ш., & Нуритдинов, Ж. (2020). Пути повышения эффективности разработки газовых и газоконденсатных месторождений на основе уточнения начальных и остаточных запасов различными методами. *Збірник наукових праць ЛОГОС*, 81-85.
 25. Акрамов, Б. Ш., Хаитов, О. Г., & Табылганов, М. А. (2010). Методы уточнения начальных и остаточных запасов нефти по данным разработки на поздней стадии. *Журнал «Горный журнал*, 2.
 26. Акрамов, Б., Хайитов, О., Давлатбоев, Ж., Умирзоков, А., & Усмонов, К. (2021). Современные методы повышения нефтеотдачи пластов. *Збірник наукових праць SCIENTIA*.
 27. Хайитов, О. Г., & Абдуназаров, С. (2018). Обоснование возможности оптимальных параметров и технологических схем применения циклично-поточной технологии на карьерах открытой добычи. *Рецензент: ЕА Лисица главный врач филиала Федерального бюджетного учреждения здраво-охранения «Центр гигиены и эпидемиологии в Хабаровском крае, в городе Комсомольске-на-Амуре, Комсомольском районе» Редакционная коллегия*, 118.



28. Shafievich, A. B., Gafurovich, K. O., & Charcoal, N. J. F. (2017). Oil displacement by water in an electric field. *Austrian Journal of Technical and Natural Sciences*, (3-4), 20-22.
29. Акрамов, Б. Ш., & Хайитов, О. Г. (2007). Нефт ва газни тозалаш асбоб ускуналари. *Издательство «НУР», Ташкент, Узбекистан.*
30. Богданов, А. Н., & Хмыров, П. В. (2022). История развития и современное состояние сырьевой базы углеводородов Устьюртского региона. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 17(1), 4-4.
31. Маслов, В. В. (2018). Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности верхнепалеозойского комплекса Восточного Устьюрта. *Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе*, (2), 24.

