

УДК 553.98

## ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В РЕГИОНЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

Жумашов Ж.Н.

ОАО «Кыргызнефтегаз», г.Кочкор-Ата, Кыргызстан

*В статье рассматриваются особенности гидрогеологических условий размещения углеводородного сырья в регионе Центральной Азии*

*Hydrogeological features of hydrocarbon raw product distribution in Central Asia.*

Нефть и газ формируются в приповерхностной части земной коры в результате воздействия необходимых для образования углеводородов термо-баро-геохимических условий созданных палео-, мезо- и кайнозойскими циклами тектогенеза, в пределах развития благоприятных ловушек сопряженных с гидрогеологическими особенностями развития геосинклинальных областей и рифтогенных прогибов [1-4].

Исследование роли палеогидрогеологических условий подземных вод в формировании и сохранении скоплений углеводородов для региона Центральной Азии является весьма актуальным. Из вышеприведенного следует, что районированию перспектив нефтегазоносных территорий бассейнов, провинций, областей, районов должно обязательно предшествовать гидрогеологическое районирование.

С позиций гидрогеохимии, образование углеводородов связана с поступлением в зоны нефте-газообразования водорода, воды, углекислого газа, сероводорода и сопряженных с ними соединений, которые в присутствии восстановителей в виде карбидов металлов в пределах проникновения глубинных разломов формируют первичные углеводородные флюиды.

Углеводороды на Земле обнаружены в породах от докембрийского до плейстоценового возраста. В составе нефти содержатся: С 83-87%; Н 12-15%; О 0,05-0,4 редко до 0,7%; S 0,001-6 редко свыше 8%; N 0,02-2% [1-2].

Компонентами нефти являются также газы, растворенные в ней от 30 до 300 м<sup>3</sup> (на 1 т нефти), вода и минеральные соли. Максимальные концентрации металлов в нефти не превышают сотых долей процента: V-0,02%; Ni-0,01%; Cu, Co, Mo, Ст менее 0,0001%.

В отношении Центральной Азии и Кыргызстана, в альпийской горной системе выделяются два нефтегазоносных пояса. В поясе межгорных впадин расположены месторождения нефти и газа Южного Каспия и Ферганы.

Территории нефтяного накопления расположены во внутренних зонах предгорных прогибов и на погруженных участках межгорных впадин геосинклинальных областей, а также в приподнятых блоках фундамента на платформенных склонах вблизи границ примыкающих к геосинклиналиям, а также во внутриплатформенных депрессиях.

Районы накопления залежей газа, в отличие от нефтяных, как правило приурочены к внешним зонам предгорных прогибов, к приподнятым участкам внутригорных впадини опущенным блокам платформенных склонов и внутриплатформенных депрессий.

Бассейны артезианского типа (далее БАТ) формируют нефть и углеводородный газ при условии кратковременного погружения заполняющих их осадочных образований в сферу действия повышенных температур более 80—100° С, при которых происходит наиболее полное превращение органического вещества в углеводороды.

Наиболее благоприятными условиями для накопления месторождений нефти являются глубины до 7600 м. и температуры их развития до 170 град. Цельсия.

В Кыргызстане разрабатываются 7 нефтяных месторождений, 5 из которых расположены в Джалал-Абадском районе и 2 в Баткенском районе. В районах добычи углеводородного сырья имеют место геориски природного, техногенного и экологического характера [3-4].

Всего пробурено на нефть и газ в Кыргызской Республике не менее 40 скважин: Алайской впадине 1 скв. (гл., 4478 м.), в Восточно-Чуйской впадине 21 скв., (получены повышенные газопоказания), в Иссык-Кульской впадине 12 скв. (в скважинах отмечались пленки нефти), в Нарынской впадине 6 скв. (гл. 3500-4571 м., обнаружены признаки нефтегазоносности), Атбашинской впадине 1 скв. (гл. 4046 м.). При выделении (БАТ), и оценке нефте- и газоносности для вышеприведенных межгорных впадин требуется безусловно более глубокое бурение [3-4].

В отличие от выделения “артезианских бассейнов” для гидрогеологических целей, в нефтегазовой гидрогеологии в качестве единицы гидрогеологического районирования выделяется «бассейн артезианского типа (далее БАТ)», в которой характерно сочетание двух источников движения подземных вод.

В качестве первого источника движения подземных вод рассматривается гидростатический напор, создаваемый в области питания водоносных горизонтов за счет инфильтрации поверхностных и метеорных вод.

Особенностью выделения второго источника движения подземных вод, является уплотнение осадков при росте геостатического

давления, сопровождаемое оттоком элизионных вод из наиболее погруженных участков бассейна.

Поэтому в БАТ возможно сочетание инфильтрационного и элизионного режимов. Примерами таких БАТ, являются Каракумский бассейн, где элизионный режим характерен для водоносных комплексов Мургабской впадины, Ферганский, Восточно-Предкавказской.

При гидрогеологическом районировании для нефтегазовых целей в связи с вышеуказанной особенностью выделяются следующие гидрогеологические структуры.

1. Гидрогеологический бассейн (бассейн подземных вод) с гомогенной водонапорной системой: а) инфильтрационной, б) элизионной. К данному типу относятся гидрогеологические бассейны, для которых характерна либо инфильтрационная, либо элизионная водонапорная система.

2. Гидрогеологический бассейн с гетерогенным комплексом водонапорных систем (инфильтрационной, элизионной). Ко второму типу относятся гидрогеологические бассейны при составлении карт перспектив нефтегазоносности.

При гидрогеологическом районировании на нефтегазоносных территориях выделяются следующие нефтегазоносные артезианские бассейны: 1). равнинного типа, 2). предгорно-равнинного типа и 3). межгорного типа.

Также особенностью поиска нефти и газа является то, что подобные исследования позволяют вскрывать глубокие водоносные горизонты, и тем самым изучать более детально артезианские бассейны, которые как выше приведено требуют их типизации

БАТ представляют наибольший интерес для поисков нефти и газа, т.к. артезианские воды обладают напором, областью питания и разгрузки, однако не всякий артезианский бассейн может быть нефтегазоносным.

Тем не менее, в формулировке понятия артезианского бассейна имеются различные подходы. Например Ф. П. Саваренский (1935) под артезианским бассейном понимает «синклинальное мульдобразное залегание слоев, содержащих водоносный пласт». О.К. Ланге (1958) под артезианским бассейном подразумевает геологическую структуру (синеклиза, синклиналь и др.), которая обеспечивает наличие напора в слагающих бассейн водоносных пластах. В артезианском бассейне О.К. Ланге выделяет область питания поверхностными водами, погружение поглощенных вод под водоупорную кровлю и выход напорных вод на поверхность.

Аналогичное определение артезианскому бассейну дает А. М. Овчинников (1955) описывая, что кроме его формы, главным является движение пластовых вод от мест инфильтрации поверхностных вод до районов их разгрузки, области создания напора расположены в гипсометрически повышенных участках выхода водоносного пористого пласта на дневную поверхность. Вышеуказанные артезианские

бассейны заполнены как правило рыхлыми, слабо уплотненными осадочными породами, имеют сравнительно небольшую глубину (до 1 км, реже до 2 км) до фундамента. Водоносные горизонты промыты инфильтрационными водами содержат пресную или солоноватую воду.

БАТ в отличие от вышеуказанных бассейнов расположены в крупных синеклизах, межгорных впадинах, синклинальных прогибах платформ. Имеют глубины погружения фундамента, которые превышают 1,5—2 км, до 5—6 км, а иногда 10 км и более [4].

В верхних частях бассейна и по его периферии водоносные горизонты представлены мало уплотненными породами, а факторы создания напора расположены на гипсометрически приподнятых участках по его окраинам.

В глубоко погруженных частях БАТ водоносные горизонты характеризуются уплотненными породами меньшей пористостью и элизионной водонапорной системой. Поскольку инфильтрационные воды с поверхности не проникают в глубоко погруженные части БАТ, здесь длительное геологическое время сохраняются восстановительные геохимические условия, что весьма благоприятно для сохранения органического вещества, формирующего нефти и углеводородный газ.

Подолва БАТ преимущественно представлены плотными, в значительной степени метаморфизованными и смятыми осадочными образованиями и магматогенными породами, содержащими ограниченные запасы воды в зонах тектонических нарушений.

Наиболее крупные БАТ приурочены к платформам, а наиболее глубокие к предгорным и межгорным эпиплатформенным орогеническим областям и внутригеосинклинальным впадинам. БАТ отличаются по возрасту пород фундамента и заполняющих их осадочных образований и по времени образования структуры.

Бассейны горноскладчатого типа (далее БГТ) представляют собой поднятые над бассейном артезианского типа сложно построенные комплексы осадочных пород, смятых в крутые разорванные складки разного типа, содержащих как пластовые, так и трещинно-карстовые запасы подземных вод. Необходимым условием для выделения БГТ является его «изоляция» от примыкающего к нему бассейна артезианского типа крупными разломами, ограничивающими проникновение пластовых вод БГТ в пласты БАТ.

В пределах БГТ в отдельных изолированных сбросами складках сохранены минерализованные воды и углеводородные флюиды, а в целом горноскладчатый бассейн характеризуется сильной промытостью и неблагоприятными условиями формирования и сохранения нефтяных и газовых залежей.

Бассейны глыбового типа представляют собой выведенные на поверхность массивы

горных пород в разной степени метаморфизованных осадочных и вулканогенных, палеозойского или докембрийского возраста, представленных дизъюнктивными нарушениями, которые создают неблагоприятные гидрогеологические условия для образования и сохранения нефти и газа.

Два БАТ если разделяются горным хребтом, сложением теми же породами, что и заполняющие бассейн, граница проводится по водоразделу. Если центральная часть горного хребта сложена древними породами фундамента и представляет глыбовый бассейн, граница протягивается по выходам на поверхность пород БАТ.

Очень часто граница между бассейнами артезианского и глыбового типов и особенно между артезианского и горноскладчатого типов проходит по линии крупных тектонических нарушений, сместивших водоносные комплексы. Плоскость смещения является экраном, препятствующим перетоку вод из одного бассейна в другой.

Все бассейны делятся на равнинные с внутренним созданием напора, предгорно-равнинные с внешним созданием напора и, межгорные.

В настоящее время значительное число выявленных промышленных залежей нефти и газа найдены в бассейнах с глубиной до фундамента более 3000 м.

Ферганский БАТ является межгорным и границы его проводятся по подошве окружающих хребтов, где местами выходят на поверхность породы мезозойского возраста, а тектонические нарушения способствуют изоляции бассейна.

Чу-Сарысуйский БАТ расположен в пределах одноименной синеклизы. С юга и юго-запада он ограничен высокогорными хребтами Северного Тянь-Шаня, а с севера и северо-востока Казахским мелкосопочником и Чу-Илийскими горами. В отличие от большинства бассейнов Средней Азии в строении Чу-Сарысуйского БАТ участвуют породы среднего палеозоя.

В ряде бассейнов, расположенных в северо-восточной половине Средней Азии, фундамент образован более древними породами, чем в южной части Средней Азии и в отложениях триаса, перми, а местами даже карбона и девона, которые являются породами чехла встречаются включения битумов и проявления углеводородных газов. Наиболее широко они представлены в обнажениях Чу-Сарысуйского БАТ, в скважинах Чу-Сарысуйского и Илийского бассейнов и в Ферганском БАТ.

Однако палеозойские отложения перечисленных впадин в различной степени метаморфизованы, а пробуренные разведочные скважины не вскрыли залежей нефти и углеводородного газа, кроме центральной части Чу-Сарысуйского бассейна.

Для накопления промышленных залежей нефти и углеводородного газа требуются достаточно большое количество генерирующихся углеводородов, благоприятная геохимическая и гидрогеологическая обстановки, длительное существование восстановительной среды и затруднительные условия водообмена пластовых вод с дневной поверхностью.

Нефтегазоматеринскими свитами в Иссык-Кульской, Алакульской и восточной части Илийской впадин, являются юрские континентальные отложения, богатые органическим веществом, особенно углистого типа. Нефтематеринские толщи могут сохраниться в палеозойских образованиях Иссык-Кульской впадины и восточной части Илийской впадины и широко развиты в Чу-Сарысуйской впадине.

Одним из основных факторов, влияющих на процессы генерации нефти и газа, является воздействие температурного поля на рассеянное органическое вещество нефтематеринских свит. По характеру распределения температур на поверхности складчатого фундамента крупных бассейнов и впадин можно условно выделить в их пределах низкотемпературные (до 100° С), среднетемпературные (100 - 150° С) и высокотемпературные (150-200° С и более) поля [1, 2, 4].

Низкотемпературными условиями характеризуются Кызылкумская, Чу-Сарысуйская, Иссык-Кульская, Илийская и другие впадины. На преобладающей территории рассматриваемых впадин в основании осадочного мезозойско-кайнозойского чехла распространены температуры 25-100° С. Только в отдельных, наиболее погруженных участках, температура, возможно, превышает 100° С. Такие температуры, вероятно могут наблюдаться в Приташкентском прогибе, в южной части Иссык-Кульской и восточной половине Илийской впадин. Высокими температурами поверхности фундамента характеризуется также Ферганский бассейн. Температуры, превышающие 150-200° С распространены почти на всей его территории [1-2].

Закономерным является приуроченность нефтяных и газовых месторождений к бассейнам, имеющим очаги высоких температур в погруженных участках осадочных пород. К этим же зонам распространения высоких температур в пределах гидрогеологических бассейнов приурочены наиболее минерализованные воды хлоркальциевого типа. Наиболее погруженные участки бассейнов, заполненные мощными толщами осадочных пород мезозойско-кайнозойского возраста, находятся в условиях высоких температур, стимулирующих наиболее полное превращение органического вещества в нефть и углеводородный газ.

Ферганский бассейн характеризуется по всем водоносным горизонтам юры и мела благоприятной гидрогеологической обстановкой сохранения залежей. Инфильтрационные воды

проникли в пласты на незначительное расстояние от зон внедрения, и на основной территории сохраняется элизионный этап развития бассейна. В благоприятных условиях находится Куршабская зона бассейна

При исследовании и оценке гидродинамических характеристик бассейна, таким образом, необходимо исследовать источники пластовой энергии, создаваемыми как за счет процессов инфильтрации поверхностных вод, так и элизионных процессов, обусловленных гравитационным и тектоническим уплотнением пород.

#### *Выводы:*

1. Предлагаю для повышения эффективности проведения нефтегазопроисловых работ осуществлять палеогидрогеологические исследования с определением органического веществ в воде и породах и анализом углеводородных, инертных газов.

3. Перспективные зоны нефтегазонакопления в мезозойско-кайнозойских отложениях Ферганы приурочены к периферийным частям впадины характеризующейся высокими температурами.

4. Основным источником образования газовых залежей в исследуемой территории являются высоко- и нередко предельно-насыщенные углеводородными газами воды нижних, преимущественно юрских, горизонтов осадочного чехла.

5. Общая площадь гидрогеологических БАТ на исследуемой территории, превосходит площадь глыбовых и горноскладчатых бассейнов, что указывает на перспективность поиска и разведки нефти и газов недрх Центральной Азии.

#### **Литература:**

1. Доленко Г.Н. Закономерности формирования и размещения нефтегазоносных провинций в свете минеральной теории происхождения нефти. Журнал Всесоюзного химического общества им. Д.И. Менделеева. Том 31, №5, 1986, с. 578-581.

2. Хаимов Р.Н., Педдер Ю.Г., Ходжаев Р.А. и др. Геологоразведочные работы на нефть и газ в Киргизской ССР в одиннадцатой пятилетке. Геол.нефти и газа. №2, 1981.

3. Усупаев Ш.Э. Прикладные основы теории прогноза георисков и обращения с опасными изменениями природной среды. В книге: Мониторинг, прогнозирование опасных процессов и явлений на территории Кыргызской Республики (издание седьмое с изменениями и дополнениями), Б.: МЧС КР, 2010, - с.670-674.

4. Жумашов Ж.Н. Геориски в нефтегазовых районах Кыргызстана. Сборник материалов Международной Конференции «Дистанционные и наземные исследования Земли в Центральной Азии». Бишкек, Кыргызстан, Сентябрь 8-9, Изд-во «Коллаж» 2014. с. 149-151.