

14. Родионов Н. В. Некоторые закономерности карста в карбонатных породах. Тр. лабор. гидрогеологических проблем, т. 3, 1948.
15. Розанов Л. Н. История формирования тектонических структур Башкирии. УФНИИ, Гостоптехиздат, М., 1957.
16. Ромашова М. Г. Опыт изучения макротрещиноватости горных пород (по данным Нововоскресенской структуры в Иркутской области). Тр. ВНИГНИ, вып. 121, Гостоптехиздат, Л., 1958.
17. Саваренский Ф. П. Остаточная глина из доломитовой муки верхнего карбона Самарской луки. ДАН СССР, т. 44, № 8, 1944.
18. Селивановский Б. В., Каштанов С. Г. Карст Среднего Поволжья. «Уч. зап. Казанск. ун-та», 121, № 3, 1961.
19. Соловьев Н. В. Исследования по вопросу происхождения доломитовой муки в районе строительства Куйбышевской плотины. ДАН СССР, т. 30, № 6, 1941.
20. Теодорович Г. И., Павлова Н. Н., Безбородова И. В. Новые методы исследования трещинных коллекторов нефти и газа. Тем. научн.-техн. обз. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика, ВНИИОЭНГ, М., 1970.
21. Филиппов Б. В. Типы природных резервуаров нефти и газа, «Недра», 1967.
22. Финько В. И., Коренбаум В. С., Колбин М. Ф. О древних корях выветривания Приморья. В сб.: «Кора выветривания», вып. 6, М., Изд-во АН СССР, 1963.
23. Чочиа Н. Г. Геологическое строение Колво-Вишерского края. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 91, 1955.
24. Швецов М. С. Петрография осадочных пород. Гостоптехиздат, 1958.
25. Якушова А. Ф. Карст и гидротехническое строительство. Карстоведение. Тр. Перм. карстов. конф., вып. 4, Пермь, 1948.
26. Henning Otto, Gerstner Bernd. Über das Verhalten von Dolomit in Kalkwasser. «Wiss. Z. Hochschule Archit. und Bauwesen Weimar», 1969, 16, N 1.
27. Narbutas V. The ancient karst phenomena in Devonian deposits of North Lithuania. «Collected papers XXI Session Internat. Geol. Congress». Vilnius, 1960.
28. Simon D. E., Elreell J. H., Sendlein L. V. A., Lemish G. Measurement of physical and chemical changes induced during weathering of a carbonate rock unit. «Proc. Iowa Acad. Sci., 1969. Vol. 76». De Moines, Iowa, 1970.

Г. А. Максимович, И. М. Тюрина

РОДЬ КАРСТА В ФОРМИРОВАНИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА ФЕРГАНСКОЙ МЕЖГОРНОЙ ВПАДИНЫ

Карстовые коллекторы нефти и газа развиты в различных геотектонических обстановках. Интенсивность карстовых процессов, а следовательно, и емкость, проницаемость карбонатных коллекторов зависят от тектонической нарушенности

пород, длительности инфильтрационно-инфлюационных этапов гидрогеологических циклов, литологического состава пород, гидрохимических и гидродинамических условий в пределах карстующегося массива и других факторов. Ранее нами были освещены карстовые коллекторы нефти и газа отдельных месторождений восточной окраины Русской платформы, Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена, эпигерцинской Туранской плиты и Предкавказского передового прогиба [8]. В данной работе, по литературным материалам и на основании личных исследований нефтегазоносных отложений, авторами охарактеризовано влияние карстовых процессов на формирование карбонатных коллекторов Ферганской впадины.

Впадина является крупнейшей отрицательной структурой Тянь-Шаня. На севере она ограничена Кураминским и Чаткальским хребтами, на востоке — Ферганским, на юге — Туркестанским. Длина впадины около 450, а ширина 190 км

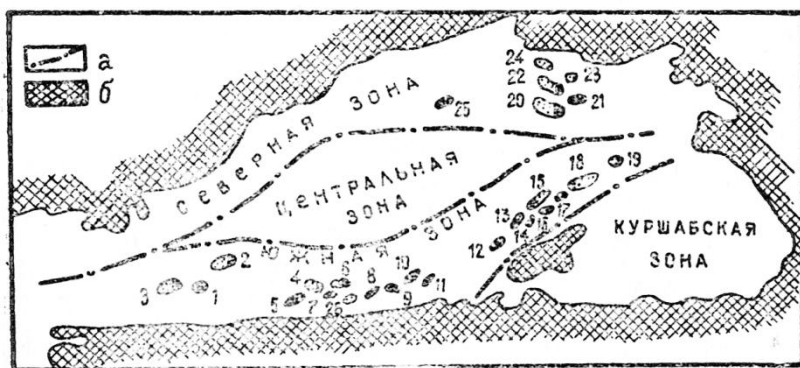


Рис. Обзорная карта месторождений нефти и газа Ферганской межгорной впадины по Г. А. Габриэлянцу [3]: а — граница основных тектонических элементов; б — палеозойское обрамление впадины. Месторождения: 1 — Сельрохо (КИМ); 2 — Рават; 3 — Каннибалам; 4 — Северный Сох; 5 — Чонгара-Гальча; 6 — Северный Риштан; 7 — Сарыкамьш; 8 — Чаур-Яркутан; 9 — Чимион; 10 — Ханкыз; 11 — Восточный Ауваля; 12 — Западный Палванташ; 13 — Палванташ; 14 — Ходжаосман; 15 — Андижан; 16 — Шарихак-Ходжибад; 17 — Бостон; 18 — Южный Аламышик; 19 — Чангырташ; 20 — Избаскент; 21 — Восточный Избаскент; 22 — Майлису IV; 23 — Майлису III; 24 — Кызылалма; 25 — Наманган; 26 — Сарыток

(рис. 1). Основными тектоническими элементами — структурами второго порядка — являются Северный и Южный борты и Центральный грабен. Борты имеют ступенчатое строение. По дизъюнктивным нарушениям они уступами погружаются

к центральной части. Впадина выполнена мощным комплексом осадочных мезокайнозойских отложений, залегающих на интенсивно дислоцированном палеозойском фундаменте, глубина которого в центре впадины достигает 8—10 км. Наибольшая вскрытая мощность осадочного чехла в пределах Ферганской впадины составляет 5 500 м [3,10,11].

Осадочный чехол сложен триасовыми, юрскими, меловыми, палеогеновыми, неогеновыми и четвертичными отложениями. Терригенные отложения преобладают в осадочном разрезе. Карбонатные породы, отмеченные, главным образом, в меловых и палеогеновых отложениях, составляют 3—4 % мощности осадочного чехла.

Нефтегазоносными являются все отложения, кроме триасовых. Для палеогеновых туркестанских, алайских и бухарских известняков и доломитов (V—VIII продуктивные горизонты) характерны нефтяные залежи, залегающие в основном на глубине до 1400 м [3]. В меловых карбонатных отложениях карбонатно-глинистой и льяканской свит (XVI—XVIII продуктивные горизонты)—преобладают газовые и газоконденсатные залежи. Основные запасы нефти Ферганской нефтегазоносной области приурочены к палеогеновым отложениям.

Для выяснения условий формирования карбонатных коллекторов нефти и газа необходимо знание палеотектонических палеогеографических, палеогеологических обстановок.

В истории тектонического развития Ферганской впадины выделяется три крупных этапа: геосинклинальный, платформенный и орогенный. Платформенное развитие Ферганы началось в триасовый период и завершилось в нижнеолигоценное время. В начале платформенного этапа господствовали континентальные условия. Начавшееся в готеривский век опускание территории привело к трансгрессии моря из района Южно-Таджикской депрессии. В северной Фергане была суша. На юге и на западе Ферганской впадины накапливались льяканские (альб) известняки. В восточных районах в отложениях этого возраста присутствуют в значительных количествах глины и алевролиты. Общая мощность отложений льяканской свиты составляет 25—212 м, карбонатов — до 80—90 м [2].

Начало поздне меловой эпохи характеризовалось повсеместными восходящими движениями. Континентальный режим продолжался в течение сеноманского века. Карбонатные отложения закарстовывались [5]. В начале туронского века в результате резкого усиления нисходящих движений море трансгрессировало с юга через Алайский пролив. Вдоль юж-

ного борта впадины накапливались органогенные и хемогенные известняки карбонатно-глинистой (устричной) свиты. В северо-восточных и северных районах отлагались грубообломочные породы. В позднегуронское время поднятие территории привело к накоплению алевроито-песчанистых пород яловачской свиты.

В сенонское время произошла новая трансгрессия моря, охватившая почти всю впадину. Отлагались мелководные карбонатные осадки и глины. В конце сенона в результате восходящих движений море регрессировало и установились лагунные условия. Последующие поднятия, проявившиеся на всей территории Средней Азии, обусловили частичный размыв сенонских и гуронских отложений.

В палеоцене нисходящие движения привели к очередной трансгрессии моря. Накапливались преимущественно сульфатные и глинисто-карбонатные отложения. Мощность бухарских известняков и доломитов (VIII продуктивный горизонт) составляет 10—35 м. Отрицательные тектонические движения сменились в конце бухарского века положительными, продолжавшимися в нижнеэоценовое время.

В конце алайского века установился нормальный морской режим. Отлагались, в основном, известковые и доломитовые осадки. Общая мощность алайских отложений VII продуктивный горизонт) равна 20—70 м, туркестанских (VI и V продуктивные горизонты) глинисто-карбонатных пород — 25—90 м. В конце туркестанского времени кратковременные поднятия сменились опусканиями. Повсеместно накапливались глинистые осадки. В нижнеолигоценовое время восходящие движения привели к регрессии моря.

В среднеолигоценовое время начался орогенный этап развития Ферганской впадины с интенсивными, резко дифференцированными тектоническими движениями. Повсеместно установились континентальные условия.

Наиболее интенсивные восходящие движения характерны для предбактрийского времени. Результатом их явился размыв кайнозойских, и, частично, верхнемеловых отложений во многих структурах [2]. Ферганская впадина является тектонически активной и в настоящее время. Об этом свидетельствуют землетрясения, периодически возникающие в исследуемом районе.

Из вышеизложенного следует, что условия осадконакопления в мезокайнозойское время на территории Ферганской впадины характеризовались значительной изменчивостью в связи с частой сменой направленности тектонических движений. Это обусловило разнообразие фаций осадков, в том чис-

ле и карбонатных, по площади и разрезу. Мощность нефтегазоносных карбонатных горизонтов в Ферганской впадине, относящейся к эпиплатформенной орогенной области, не превышает 20—50 м. В пределах Амударьинской впадины, входящей в эпигерцинскую платформенную область, она составляет 50—100 м. Эти факты также указывают на частую смену условий осадконакопления в межгорной впадине [5]. Повышенной карбонатностью отличается осадочный разрез южных районов впадины. Северная часть Ферганы в меловой и палеогеновый периоды прогибалась менее интенсивно [1].

Тектоническая подвижность территории обусловила частую смену палеогидрогеологических обстановок. В настоящее время нет единого мнения о количестве гидрогеологических циклов в меловых и палеогеновых отложениях впадины. Одни исследователи выделяют общий меловой—палеогеновый гидрогеологический цикл, другие — отдельно меловой и палеогеновый [6]. В пределах отдельных тектонических поднятий элизионные условия в рассматриваемый период безусловно неоднократно сменялись инфильтрационным водообменом. Для территории Ферганской межгорной впадины необходимо выделение, кроме региональных, локальных гидрогеологических циклов. Это позволит, в частности, оценить роль карстовых процессов в строении карбонатных коллекторов нефти и газа отдельных месторождений.

В осадочном чехле Ферганской впадины выделено 30 продуктивных нефтегазоносных горизонтов. Большая часть их представлена песчаниками с прослоями алевролитов [2]. Рассмотрим строение карбонатных коллекторов нефти и газа.

В нижнемеловых отложениях промышленно нефтегазоносны известняки ляканской свиты (XVIII продуктивный горизонт). Это плотные, трещиноватые породы с открытой пористостью, не превышающей 5—11 % и проницаемостью, равной 1 мд. Трещинная проницаемость в отдельных случаях достигает 1000 мд [5]. Промышленные залежи газа установлены на месторождениях Южно-Ферганской зоны складок — Северный Риштан, Северный Сох и Сарыкамыш. Мощность продуктивных отложений изменяется от 25 до 48 м, эффективная мощность равна 8 м. Преобладают пластовые сводовые залежи. Ляканские продуктивные известняки Южной Ферганы в конце позднемелового периода находились в континентальных или приповерхностных условиях. Высокая трещинная проницаемость пород обусловлена, вероятно, наличием закарстованных трещин.

Известняки карбонатно-глинистой свиты, относящиеся к XVII и XVI продуктивным горизонтам, плотные, трещинова-

тые. Открытая пористость их изменяется от 1 до 19 %, проницаемость колеблется от 1 до 732 *мд*. Размер эпигенетических пор достигает 0,5—1 *мм*. Ширина микротрещин в известняках изменяется от 10 до 100 *мк*, а макротрещины достигают 1—2 *см*. Мощность XVII горизонта составляет 30—40 *м* а XVI — 25—45 *м*. Отложения нефтеносны в Северном Риштане. В позднеуровское время они находились в континентальных условиях. Карстопоявления отмечены в обнажающихся меловых отложениях в районах Исфары, Соха и Чангырташа [5].

Бухарские (верхний палеоцен) карбонатные породы VIII продуктивного горизонта, мощностью 10—35 *м*, развиты в южных и восточных районах. Известняки тонкозернистые, местами перекристаллизованы и кальцитизированы. В доломитах отмечаются участки, обогащенные пелитовым материалом и окислами железа. Развиты мелкие и крупные поры. Пористость горизонта составляет 5,8—28 %, проницаемость — десятки миллидарси. Таким образом, эти отложения содержат явные признаки воздействия опресненных вод. Они нефтеносны на месторождениях Шорсу IV, Северный Сох, Палванташ, Западный Палванташ, Хартум, Ходжабад. Залежи пластовые, сводовые, тектонически нарушенные. Длина их — 2,5—5,5, ширина — 0,5—1,5 *км*. Пластовые экранированные залежи VIII горизонта установлены на месторождениях Шамалды и Майлису IV.

Алайские (средний эоцен) карбонатные коллекторы VII продуктивного пласта представлены трещиноватыми известняками. Карбонатность их составляет 90—94 %, средняя пористость — 13,4 %, проницаемость изменяется от 20 до 230 *мд*. Нефтегазоносны почти на всех известных месторождениях. На Андиганском месторождении в алайских известняках установлена основная промышленная залежь нефти. Мощность продуктивных пород 40—45 *м*, пористость 20 %, проницаемость — 30 *мд*. Залежь пластовая, сводовая, с тектоническими нарушениями. Длина ее — 4,4, ширина — 0,4 *км*, высота — 110 *м*. На месторождении Южный Аламышик залежь нефти VII продуктивного горизонта приурочена к присводовой части поднятия. Длина ее 8,5, ширина — 0,85 *км*, высота 200 *м*. Средняя пористость известняков равна 18 %, проницаемость — 70—120 *мд*. Дебиты скважин составляют 6,5—12 *м³/сут*.

Алайские известняки находились в континентальных условиях в предбактрийское время, когда территория впадины была охвачена восходящими тектоническими движениями. Наиболее интенсивно предбактрийская денудация происхо-

дила в южных районах Ферганы. Своды некоторых поднятий размыты до иижнепалеогеновых (Ходжибад, Сарыкамьш, Бостон), а иногда и до меловых отложений.

Туркестанские (верхний эоцен) карбонатные коллекторы образуют VI и V продуктивные горизонты. В западных и южных районов впадины развит VI продуктивный горизонт. Общая мощность его 20—30 м, эффективная — до 10 м. Пористость равна 12—18 %, проницаемость достигает 15 мд. Нефтеносен на месторождениях Южный Аламышик, Ходжибад и других. Начальные дебиты скважин на месторождении Западный Палванташ равны 40—50 м/сут.

Карбонатные породы V продуктивного горизонта регионально нефтегазоносны. К ним приурочены промышленные залежи нефти и газа на всех месторождениях юга Ферганы. Известняки плотные, трещиноватые, доломитизированные. Мощность горизонта изменяется от 3,5 до 15—18 м [2]. Пористость колеблется от 6 до 30 %, проницаемость 50—600 мд. Поры в карбонатных породах часто полностью или частично заполнены гидроокислами железа и вторичным кальцитом [4]. Коллекторские свойства пласта выше в присводовых частях структур. Начальные дебиты скважин на месторождении Андиджан достигают 120, Избаскент — 150 м/сут.

Присутствие в порах и трещинах меловых и, особенно, палеогеновых карбонатных коллекторов вторичного кальцита, гидроокислов железа, глинистого материала указывает на карстовые процессы во время перерывов осадконакопления и в условиях мелких опресненных водоемов.

На протяжении мезокайнозойского времени на территории впадины происходила частая смена знака тектонических движений. Инфильтрационно-инфлюационные этапы были непродолжительны, что ограничило масштабы карстообразования. Этому способствовала и специфическая гидрогеологическая обстановка на территории впадины. В настоящее время здесь установлено противоположно направленное движение подземных вод. Инфильтрующиеся подземные воды стекают к центру впадины. Седиментационные воды из центральных наиболее погруженных участков под давлением вышележающих пород отжимаются к периферийным зонам [9]. Очевидно, и в прошлые инфильтрационно-инфлюационные этапы гидрогеологических циклов седиментационные воды внедрялись в зону активного водообмена, что, безусловно, отразилось на интенсивности карстовых процессов.

По классификации Г. А. Максимовича и В. Н. Быкова [7], карбонатные меловые и палеогеновые коллекторы нефти и газа Ферганской межгорной впадины следует отнести к порово-трещинным и коллекторам закарстованных трещин.

Институт карстоведения и спелеологии

ЛИТЕРАТУРА

1. Акрамходжаев А. М., Каримов А. М. и др. Нефтегазообразование и нефтегазонакопление в Ферганской впадине. Изд. «ФАН». Ташкент, 1966.
2. Акрамходжаев А. М., Сайдалиева М. С. Ферганский нефтегазоносный бассейн. «Недра», М., 1971.
3. Габриэлянц Г. А. Ферганская нефтегазоносная область. Геология нефтяных и газовых месторождений. «Недра», М., 1972.
4. Ибрагимов З. С. Физические параметры нефтегазоносных горизонтов мела и палеогена Ферганы. Изд. АН Узб. ССР, Ташкент, 1960.
5. Ибрагимов З. С. Условия формирования и закономерности распространения пород — коллекторов нефти и газа мезозоя Узбекистана. Изд. «ФАН», Ташкент, 1971.
6. Кудряков В. А., Авазов Т. Н., Халдаров С., Билялов М. Палеогидрогеологический анализ нефтегазоносных областей Узбекистана. Вопросы органической химии и гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов Узбекистана, вып. 4. Ташкент, 1972.
7. Максимович Г. А., Быков В. Н. Классификация карбонатных коллекторов. Геология и разработка нефтяных месторождений. Тр. Пермск. фил. Гипростокнефть, вып. 4, Пермь, 1969.
8. Максимович Г. А., Тюринна И. М. Опыт изучения карстовых коллекторов нефти и газа различных геотектонических обстановок. Карстовые коллекторы нефти и газа. Пермь, 1973.
9. Султанходжаев А. Н. О гидродинамических условиях глубоких водоносных горизонтов Ферганского артезианского бассейна. Узбекский геологический журнал, № 2, 1966.
10. Таль-Вирский Б. Б., Зуннунов Ф. Х. Тектоническое районирование Ферганской межгорной впадины по геофизическим данным. Геотектоника, № 1, 1972.
11. Тектоника и некоторые вопросы нефтегазоносности мезо- и кайнозойских отложений Узбекистана. Изд. АН Узб. ССР, Ташкент, 1962.

В. Н. Быков, Л. Ю. Данилова, М. А. Эсмонтович

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ НА ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЯХ КАК ПОКАЗАТЕЛЬ ПРОЯВЛЕНИЯ КАРСТА

Изменение пористости коллекторов в карбонатных толщах в пределах локальных поднятий и тектонических элементов платформенного типа выявлено для многих нефтегазоносных провинций. Основные тенденции в распределении этой характеристики следующие:

1/ емкость коллекторов увеличивается в сводовых частях конседиментационных поднятий [7, 10, 11].

2/ максимальная пористость коллекторов свойственна тектоническим зонам с устойчивым воздыманием в период формирования коллекторов [3];