




RS Global
Journals

Scholarly Publisher
RS Global Sp. z O.O.
ISNI: 0000 0004 8495 2390

Dolna 17, Warsaw, Poland 00-773
Tel: +48 226 0 227 03
Email: editorial_office@rsglobal.pl

JOURNAL	International Academy Journal Web of Scholar
p-ISSN	2518-167X
e-ISSN	2518-1688
PUBLISHER	RS Global Sp. z O.O., Poland
ARTICLE TITLE	ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ И ПОРОД ПОКРЫШЕК НА ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ АБШЕРОНСКОГО АРХИПЕЛАГА
AUTHOR(S)	Мухтарова Хураман Зиядхан гызы, Насибова Гюльтар Джумшуд гызы, Рустам Джафарзаде Фазиль оглы
ARTICLE INFO	Mukhtarova Kh. Z., Nasibova G. J., Rustam J. F. (2021) Impact of Tectonic Factors and Tire Rocks on the Oil and Gas Potential of the Southern Part of the Absheron Archipelago. International Academy Journal Web of Scholar. 1(51). doi: 10.31435/rsglobal_wos/30012021/7396
DOI	https://doi.org/10.31435/rsglobal_wos/30012021/7396
RECEIVED	12 November 2020
ACCEPTED	11 January 2021
PUBLISHED	16 January 2021
LICENSE	 This work is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License .

© The author(s) 2021. This publication is an open access article.

ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ И ПОРОД ПОКРЫШЕК НА ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ АБШЕРОНСКОГО АРХИПЕЛАГА

Мухтарова Хураман Зиядхан гызы, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры «Геология нефти и газа», Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, Баку, Азербайджан

Насибова Гюльтар Джумшуд гызы, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры «Геология нефти и газа» Азербайджанский Государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Рустам Джафарзаде Фазиль оглы, магистр кафедры «Геология нефти и газа», Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, Баку, Азербайджан

DOI: https://doi.org/10.31435/rsglobal_wos/30012021/7396

ARTICLE INFO

Received: 12 November 2020

Accepted: 11 January 2021

Published: 16 January 2021

KEYWORDS

suite, structure, rock, stratum, clay, cap, uplift, horizon, strata, geophysics, prospects.

ABSTRACT

To assess the prospects for prospecting for regional oil and gas accumulations, it is importance to study the main factors that control the development of the processes of oil and gas formation and accumulation in the earth's crust and the criteria for predicting the oil and gas content of the subsoil arising from this study. A comprehensive study of geophysical, geological, tectonic, lithofacies, petrophysical and a number of other factors of oil and gas content and their changes in space over time make it possible to develop the foundations of the main criteria for predicting the distribution of oil and gas territories and the development of hydrocarbon deposits. In order to assess the prospects for prospecting for oil and gas accumulations in the lower section of the PT of the western side of the South Caspian Basin (SCV), based on the available material and taking into account a large number of published works, we considered tectonic criteria and preservation conditions for the formed hydrocarbon accumulations in the South Absheron archipelago., in the example of the Gum-Deniz and Bahar deposits.

Citation: Mukhtarova Kh. Z., Nasibova G. J., Rustam J. F. (2021) Impact of Tectonic Factors and Tire Rocks on the Oil and Gas Potential of the Southern Part of the Absheron Archipelago. *International Academy Journal Web of Scholar*. 1(51). doi: 10.31435/rsglobal_wos/30012021/7396

Copyright: © 2021 Mukhtarova Kh. Z., Nasibova G. J., Rustam J. F. This is an open-access article distributed under the terms of the **Creative Commons Attribution License (CC BY)**. The use, distribution or reproduction in other forums is permitted, provided the original author(s) or licensor are credited and that the original publication in this journal is cited, in accordance with accepted academic practice. No use, distribution or reproduction is permitted which does not comply with these terms.

Введение. Как известно, среди всех факторов, контролирующих развитие формирования нефтегазоносных территорий, основная роль принадлежит структурному и палеоструктурным факторам. ЮКВ является крупной структурой субширотного направления, полностью сформировавшаяся в нижнем плиоцене. Тектоническими границами ЮКВ являются: на северо-западе погружение юго-восточной части мегантиклинория Б. Кавказа, на северо-востоке Апшероно-Прибалханская зона поднятий, на западе Талыш-Вандамский гравитационный максимум, на востоке Аладаг-Мессерианская ступень и на юге - складчатые сооружения Эльбурса.

Во впадине выделяется внешнее прибортовое обрамление и внутренняя область. К прибортовому обрамлению относятся Апшеронская, Кобыстано-Шемахинская, Нижнекуруинская нефтегазоносные области, расположенные в Азербайджане, Апшеронский или Апшероно-Прибалханский порог, соединяющий Апшеронскую область с Прибалханской, и Западно-Туркменская нефтегазоносная провинция. [1, 2, 4, 5, 6, 7, 12, 13]

К внутренней области относятся прилегающие к суше шельфовым участкам и глубоководная часть Каспия, испытывающая наибольшее прогибание. В пределах прибортового обрамления распространены крупные геоструктурные элементы, благоприятные для формирования развитых в Восточной части Закавказской нефтегазоносной провинции нефтегазоносных областей. К ним относятся Куруинская межгорная впадина, а также структурные элементы складчатости юго-восточного погружения мегантиклинория Большого Кавказа. Внутренняя область Южно-Каспийской впадины представляет собой депрессию максимального пригибания и по своей тектонике резко отличается от прибортовых областей.

Следует отметить, что на исследуемой территории, т.е. на южной части Абшеронского архипелага также развиты многочисленные антиклинальные пояса. Структуры, развитые на этих поясах связаны с зонами нефтегазоаккумуляции, а с локальными поднятиями антиклинальных поясов - местоскопления нефти и газа. Структуры, с которыми связаны местоскопления, развивались конседиментационно, и их заложение происходило до миграции углеводородов из генерирующей области. Возникшие локальные структуры не теряли в последующем развитии свою замкнутость. Наши исследования основаны на проведенных в широком объеме геологических съемках, геофизических исследованиях, картировочном, структурнопоисковом и глубоком бурении. Следует отметить, изучаемые нами площади Гум-дениз и Бахар сформировавшиеся в южной части Абшеронского архипелага, относятся к антиклинальному поясу Фатмаи-Зых-Бахар, входящий одноименную нефтегазоносную область (рис. 1) [1, 4, 5, 11, 13].

Для эффективного ведения поисково-разведочных работ, большое значение приобретает выяснение истории геологического развития отдельных локальных структур во времени и пространстве. Именно в этом плане широко используемый палеоструктурный анализ может оказать существенную помощь в обнаружении и древних поднятий, которые могут представлять перспективные участки для ведения разведочных работ, и литофациальные навыки по разрезу исследуемой территории, изучить более древние отложения, уточнить развитие тектонических нарушений.



Рис. 1. Обзорная карта Абшеронского архипелага. Местоположение структур Гум-дениз и Бахар [3].

Анализ мощностей при построении соответствующих карт дает возможность уточнять формирование и разрушение залежей нефти и газа, т. к. именно этим методом можно выявить и объяснить закономерность распределения скопления углеводородов в различных горизонтах отдельных месторождений. Нами палеотектонический анализ проведен по структурам Гум-дениз и Бахар [3].

Для прослеживания истории развития структур Гум-дениз и Бахар, нами в качестве опорных поверхностей были выбраны и по полученным графическим результатам анализированы следующие: - подкирмакинская (ПК) и кирмакинская (КС) свиты; - надкирмакинская глинистая (НКГ) и надкирмакинская песчаная (НКП) свиты; - свита перерыва, X, IX горизонты балаханской свиты; - VIII+VII+VI+V горизонты балаханской свиты и глинистый раздел между VIII горизонтом и IVв горизонтом сабунчинской свиты; - сабунчинская свита; - сураханская свита [6, 7].

Исследования показали, что на площади Бахар и прилегающих территориях в погруженном направлении калинская свита отсутствует и отложения подкирмакинской свиты непосредственно залегают на миоценовые. Как видно из палеотектонических карт, структура Гум-дениз и Бахар имеют более древнее заложение. К концу века КС на площади Бахар формируются три поднятия: северное, центральное и юго-восточное. Северное поднятие по изолиниям 400 м имея высоту 10-15 м, характеризуется длиной 1,7, и шириной 0,7 км. Поднятие расположено в районе скважин 74, 46 и 19, и простирается в меридиональном направлении (рис. 2) [8, 10, 11].

Центральное поднятие также простирается в меридиональном направлении. У этого поднятия строение асимметричное, т.к. западное крыло круче, чем восточное. Высота его по изолинии 400 м составляет 45 м, а размеры - 1,5x0,8 км.

Юго-восточное поднятие находится в районе скважин 12 и 50. Ее северная периклиналь направлена к северо-западу. Размерами 1,8x0,6 км по изолинии 400 м, складка имеет высоту 60-70 м.

По той же поверхности находит свое выражение и погребенное поднятие Гум-дениз. Это поднятие расположено в районе скважин 30, 22, 26, 54 и имеет меридиональную ориентировку. Структура Гум-дениз очерчивается изогипсами 380 м, 400 м и 420 м. Размеры замкнутой сводовой части структуры составляют 4x1,8 км, а высота 30 м. Структура Гум-дениз осложнена грязевым вулканом, в результате чего здесь развелись продольные и поперечные тектонические нарушения различных направлений. Длина складки 17 км, ширина 6,5 км. На юге от Гум-дениз геофизическими исследованиями была обнаружена погребенная структура Джануби Гум-дениз. Предполагается, что поднятие является отражением древнего структурного плана низов продуктивной толщи (ПТ) и подстилающих ее отложений [11, 13].

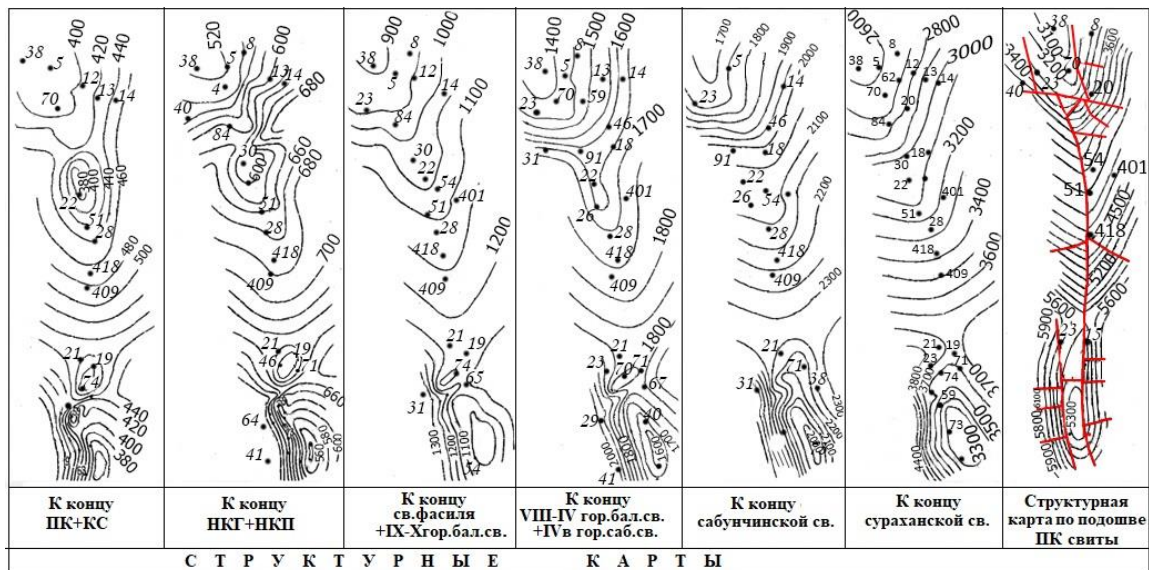


Рис. 2. Палеоструктурные и структур площади Гум-дениз и Бахар по подошве ПК свиты [8]

Поднятия Гум-дениз (рис. 2, а, б) и Бахар (рис. 3, а, б) осложнены продольными и поперечными нарушениями. Как видно из структурной поверхности, к концу ПК и к началу НКГ веков, основа площади Бахар была начиналась формироваться. На это указывают и отложения свиты. Поднятие вырисовывалась в виде наличия складок: центральное поднятие развивалась в виде структурного носа, а северное сохраняет свою конфигурацию [3, 8, 10].

На этой карте отчетливо вырисовывается и почти не изменившаяся Юго-Восточное поднятие. Поднятие Гум-дениз сохранило свою прежнюю конфигурацию. Сгущение изопакит между отдельными скважинами свидетельствует о значительной активизации движений по тектоническим нарушениям. Антиклинальная складка по подошве ПК свиты к концу времени формирования свиты перерыва, X, IX горизонтов балаханской свиты подвергалась значительному изменению. На площади Бахар юго-восточное поднятие объединяясь с центральным расширяет свои границы. Размеры складки по изолинии 1100 м составляют 5х2,5 км, а высота достигает 100 м.

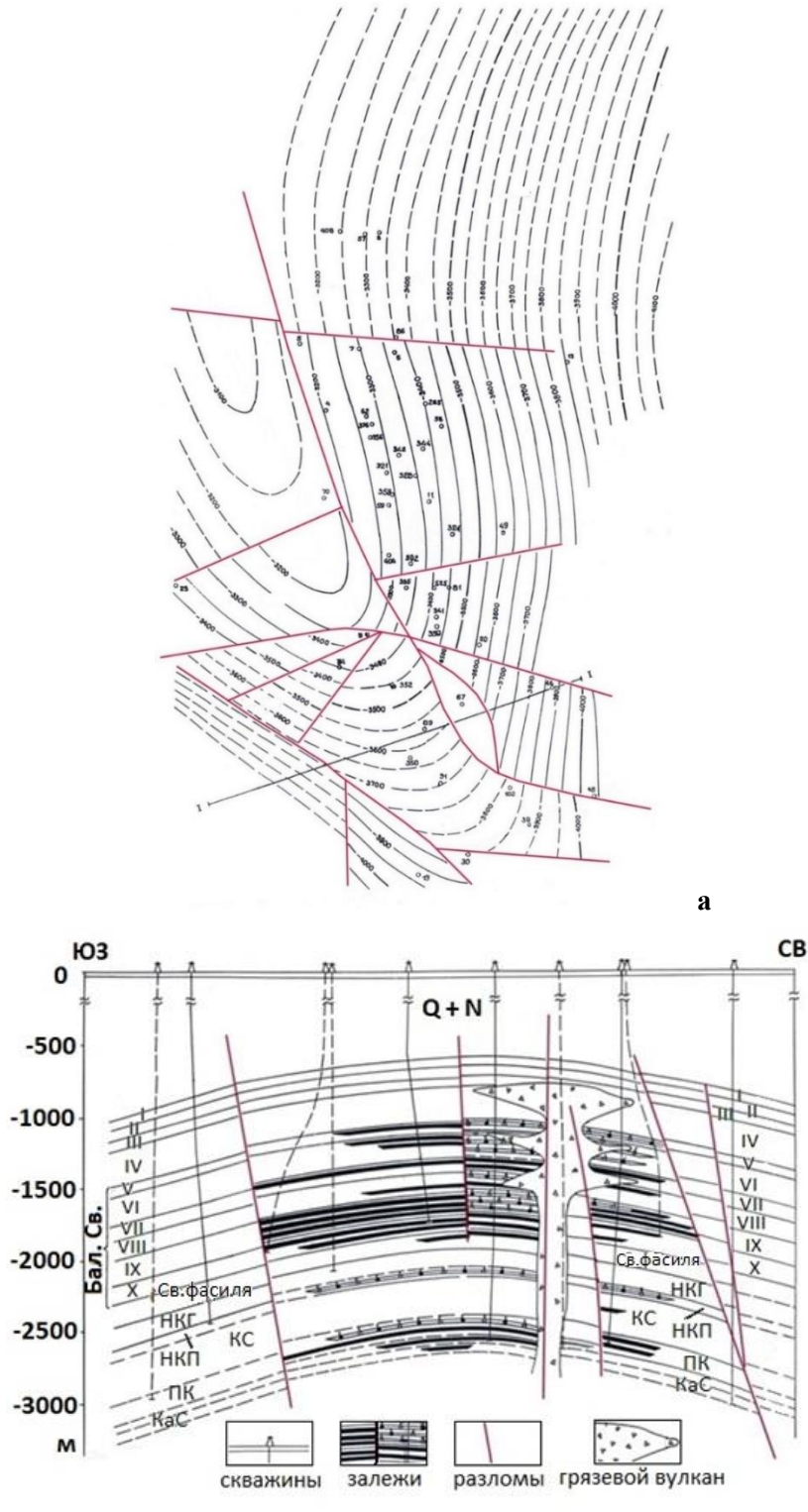


Рис. 2. Месторождения Гум-дениз [3].
а - Структурная карта 2-го горизонта Кас; б - геологическая профиль по линии I-I

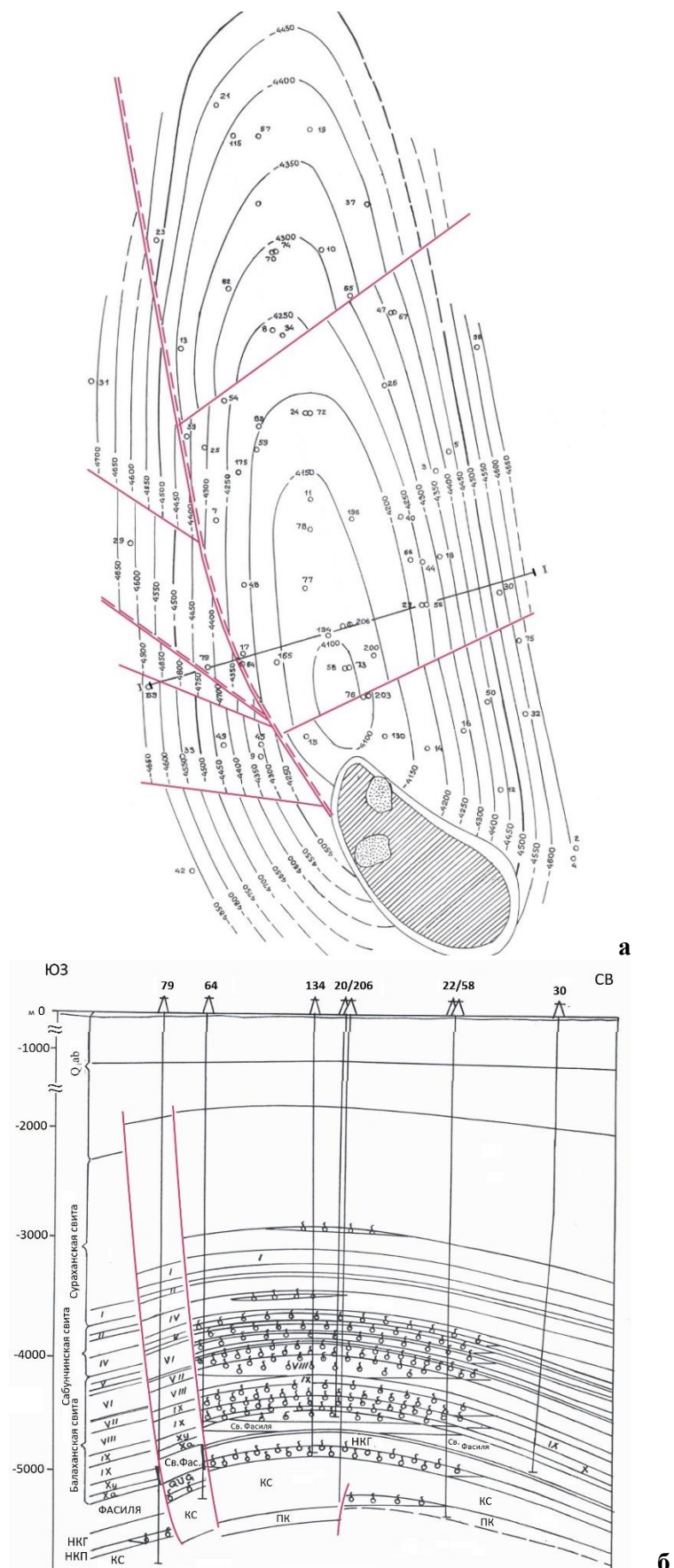


Рис. 3. Месторождения Бахар [3].
 а - Структурная карта 2-го горизонта КаС; б - геологическая профиль по линии I-I

Следует отметить, что северное поднятие также подверглось изменению. Свод структуры постепенно перемещается к юго-западу, к району скважин 13, 62 и 74. Высота складки 20 м, а размеры по изолинии 1100 м составляют 1,7х0,6 км.

Погребенное поднятие Гум-дениз приобретает форму структурного носа к концу времени накопления VIII горизонта балаханской свиты. Как видно, по изолиниям, северо-восточное крыло этой структуры более пологое, чем юго-западное. Следует отметить, что к концу отложений IV_в горизонта сабунчинского века структура Гум-дениз и Бахар почти не подверглись существенным изменениям. Но детальное исследование показало, что именно в это время структура Гум-дениз, причленяется к Карачухурскому поднятию, оставаясь его южной периклиналию.

К концу сабунчинского века по складке Бахар вырисовывается только юго-восточное поднятие, а на месте северного прослеживается структурный нос. Как видно на карте, структура Бахар начиная с этого века постепенно приобретает свое современное очертание.

К концу формирования сураханской свиты поднятие Гум-дениз не претерпело никакого изменения. Структурный нос в районе скважин 22, 54, 26, 78 и 51 остается неизменным. К началу накопления осадков кровли ПТ свод поднятия Бахар перемещается к ЮЗ, и оно приобретает форму близкой к современной. К этому времени подошва ПК свиты залегала на глубине 3650-4050 м. структура Бахар имеет асимметричную форму, т.е. юго-западное крыло складки залегает более круче, чем северо-восточное. Поднятие Гум-дениз в это время остается практически без изменений с той разницей, что происходит сгущение изолинии между скважинами 91 и 18, 7 и 12. Это свидетельствует об интенсивном развитии тектонического нарушения. В современном плане поднятие Бахар по подошве ПК свиты представляет собой антиклиналь, вытянутую с северо-запада на юго-восток. Следует отметить, что грязевой вулкан, находящийся на южном периклинали осложняет структуру многочисленными разрывными нарушениями разных масштабов, амплитуд и направлений. Ось направлена на юго-восток в сторону структуры Шах-дениз [10]. Подошва ПК свиты залегает на глубинах 5300-6100 м. Длина поднятия 9,5 км, ширина 4,5 км. Структура осложнена серией разрывных нарушений, из которых двое протягиваются почти параллельно оси складки и осложняют ее сводовую часть. Площадь Гум-дениз в структурном отношении представляет собой юго-восточную периклинали Карачухур-Зыхской антиклинали. Таким образом, проведенный палеоструктурный анализ показывает, что поднятия Гум-дениз и Бахар являются элементами раннего заложения, развитие их в век ПТ происходило в условиях устойчивого прогибания дна бассейна и интенсивного накопления осадков.

Следует отметить, что построение карт мощностей этих структур, для определенных отрезков времени, дает возможность получить и более детальную информацию об их развитии, и распространения фаций, мощностей осадков, которые непосредственно имеют большое значение для изучения тектонического режима. Как известно, тектоническое движения непосредственно влияет и на формирование месторождений углеводородов и на их сохранность, т.к. зависимо от глубины бассейна накапливаются осадки, имеющие и коллекторские свойства и свойства покрова, которые создают ловушки для сохранности углеводородов.

Исследования территории сформировавшихся структур Гум-дениз и Бахар показали о более интенсивном пригибании дна бассейна в веке ПТ, т.е. южная часть западного борта ЮКВ погружалась более интенсивно по сравнению с ее северной частью. Исследования дают возможность утверждать, что в направлении от береговых линий бассейнов свит нижнего отдела ПТ в сторону погружения дна наблюдается увеличение мощностей, различным темпом для отдельных свит. В поднятиях наблюдается увеличение мощностей от сводовых частей к крыльям, а это свидетельствует об их конседиментационном развитии. В пределах поднятия Бахар, из разреза выпадает КаС, что свидетельствует об интенсивном росте поднятия и размыве во время этих отложений.

Изучая палеоструктурное развитие зоны можно описать и палеогеографические особенности территории. С точки зрения палеогеографических условий зоны, следует отметить, что положение границ распространения свит нижнего отдела ПТ на изучаемой территории находится в тесной связи с геологическим строением поднятий, возникших в результате складкообразовательных движений конца миоценового и понтического времени. Резкая извилистость линий выклинивания свит нижнего отдела ПТ, отсутствие КаС на площади Бахар

дает возможность прийти к выводам о том, что палеорельеф зоны был весьма сложным. Следует отметить, что в бассейнах калинского и подкирмакинского времени существовали древние острова и отмели. Некоторые из них возникли в допонтическое, другие в послепонтическое время. Во время отложения ПТ происходило накопление осадков различных типов, в зависимости от изменения роли во времени источников сноса терригенного материала [1, 9].

Имея ввиду вышесказанное следует отметить, что для формирования и сохранности сформировавшихся скоплений нефти и газа важнейшую роль играют наличие покровышек. Несмотря на это, изучению слабопроницаемых пород в течение длительного времени не уделялось должного внимания. В последние годы опубликовано некоторое количество работ, посвященных роли покровышек в распределении залежей нефти и газа по разрезу и площади локальных и региональных скоплений этих полезных ископаемых [5]. В нижнем отделе ПТ, с которым связано большое количество залежей нефти и газа, выделяются глинистые пачки, имеющие различную мощность и выполняющие роль покровышек.

Нами на основании проведенных в последние годы поисково-разведочных работ, рассматривается роль покровышек в формировании и сохранности залежей нефти и газа в нижнем отделе ПТ местоскопления Бахар [8]. В этом местоскоплении наряду с V, VI, VII, VIII, IX, X горизонтами балаханской свиты и свитой фасиля верхнего отдела, промышленная нефтегазоносность связана также с НКП и ПК свитами нижнего отдела ПТ. Непроницаемой покровышкой для залежи нефти и газа НКП свиты является образование НКГ свиты, а для ПК свиты – КС. Эти покровышки в пределах одних нефтегазоносных областей являются субрегиональными, в других зональными. По соотношению с этажами нефтегазоносности покровышки, залегающие над свитами нижнего отдела, относятся к межэтажным. Для характеристики покровышки составлены карты равных мощностей (изопахит) НКГ и КС свит [8] (рис. 4, а, б).

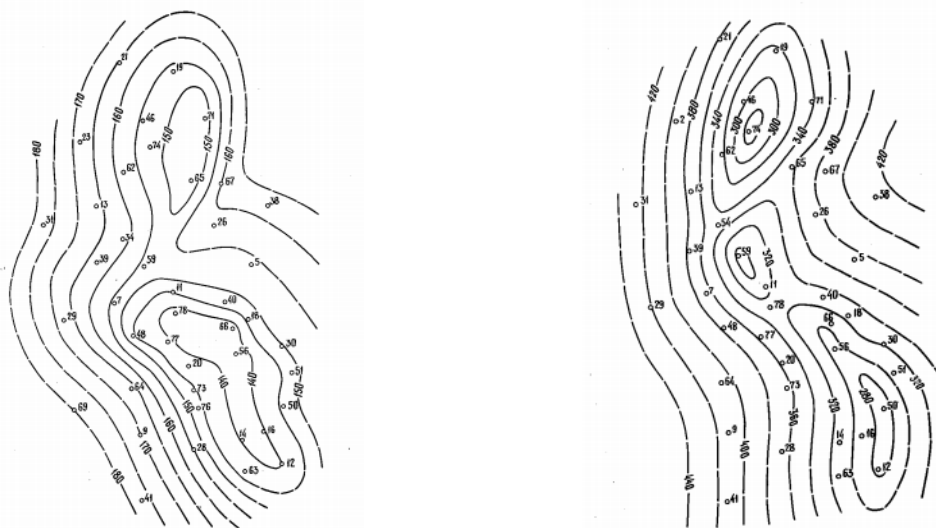


Рис. 4. Карта изопахит надкирмакинской (а), подкирмакинской (б) глинистой свиты межэтажной покровышки

Анализ карты мощностей межэтажной покровышки, залегающей над НКП свитой показывает, что мощность покровышки изменяется от 140 до 180 м. В пределах структуры наблюдаются два участка минимальных мощностей, один из которых охватывает северную часть северо-восточного крыла (район скважин 65, 71 и 74 – 150 м), второй – более крупный приурочен к южной части структуры (район скважин 66, 78, 56, 14, 16 и 12 – 140 м). Характерной особенностью этой покровышки является увеличение ее мощности на крыльях (160-180 м) и уменьшение в присводовых частях складки (140-150 м). В региональном плане мощность покровышки увеличивается в южном направлении в сторону Бакинского архипелага, где достигает до 320 м. Можно считать, что такое изменение мощности обусловлено тектоническими условиями осадконакопления. По литологическому составу глины-покровышки являются неоднородными, расслоенными, но несмотря на это они сохраняют свою удерживающую способность. Рассмотренные покровышки сохраняют свою экранирующую способность до глубины близкой к 6000 м.

Выводы.

1. Рассмотренные структуры характеризуются разным временем заложения и изменением интенсивности их развития в различные отрезки геологического времени.
2. В пределах структуры Гум-дениз наблюдаются участки минимальных мощностей нижних опорных поверхностей, свидетельствующие о наличии погребенного поднятия в подстилающих продуктивную толщу отложениях.
3. Структуры осложнены региональными, продольными и большим количеством поперечных нарушений.
4. Большинство продольных и некоторые поперечные нарушения являются конседиментационными, и их возникновение происходило в разное время.
5. Продольные конседиментационные разрывы раннего заложения явились экраном на пути движения углеводородов из областей их генерации в свиты нижнего отдела ПТ.
6. Постседиментационные разрывы способствовали разрушению ранее образовавшихся залежей нефти и газа в большинстве случаев на одном из крыльев структур.
7. Глины-покрышки по литологическому составу являются неоднородными, расслоенными, и сохраняют свою экранную способность до глубины более 6000 м.

ЛИТЕРАТУРА

1. Акперов Н.А. Палеотектонические условия отложения низов продуктивной толщи в юго-восточной части Фатьмаи-Зыхской антиклинальной зоны. - Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1981, № 7, с. 6-10.
2. Алиев А.И., Алиев Э.А. Нефтегазоносность больших глубин. Баку: Оскар, 2011, 418 с.
3. Атлас нефтегазоносных и перспективных структур Азербайджана / Под редакцией Т.А.Исмаил-заде (Всесоюзный НИГИ. - Ленинград. - 1987. - 132 с.
4. Бабаев Д.Х., Гаджиев А.Н Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности бассейна Каспийского моря. Баку: "Nafta-Press", 2006, 305 с.
5. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С. и др. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. М., Высшая школа, 1976, 414 с.
6. Геология Азербайджана [в 12 томах]. под ред. Ак.А.Али-заде. т.7 (Нефть и газ), Баку: Nafta-Press, 2008, 372 с.
7. Гулиев И.С., Федоров Д.Л., Кулаков С.И. Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку: Nafta-Press, - 2009, - 408 с.
8. Гусейнов Г.М., Сирадкев А.А., Мехтиев Н.Ю. и др. Роль слабопроницаемых толщ-покрышек в формировании и сохранности залежей нефти и газа в отложениях нижнего отдела продуктивной толщи местоскопления Бахар. Изв. ВУЗов, Нефть и газ, 1983, № II, с.13-15;
9. Каграманов К.Н., Мухтарова Х.З. Факторы, влияющие на формирование резервуаров крупных размеров и условия сохранения залежей нефти и газа на больших глубинах Южно-Каспийской впадины. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, М.,2016, № 3, стр. 25-33.
10. Кондрушкин Ю.М., Сираджев А.А. О характере структурных преобразований в пределах месторождения Бахар. Изв. АН АзССР, 1978, Сер. наук о земле, № 1, с. 49-52.
11. Мухтарова, Х.З., Насибова, Г.Д. Перспективные нефтегазоносные структуры Абшеронского архипелага ЮКВ и основные направления их дальнейших исследований // International Scientific and Practical Conference "Worldscience", - Abu-Dhabi: - 21-28 august, - 2016. - p. 32-39.
12. Mukhtarova Kh.Z., G.J.Nasibova, M.G.Ahmadov The role of South-Eastern Gobustan and Absheron depressions clays with rheologically active properties in formation of structures and mud volcanism // American Collocation Researcher Association, 1430 K Street, NW Sulte 1200, Washington Educational Researcher, №9 December 2016, pages 673-678;
13. Юсубов Н.П., Ганбаров Ю.Г., Ахундов И.Д. Геофизические исследование в Азербайджане. Баку: Шарп-Гарб, 1996, 400 с.