SOCAR Proceedings

Oil and Gas Fields Exploration, Geology and Geophysics

journal home page: <http://proceedings.socar.az>

УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И СКОПЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОЛИГОЦЕН-МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОГО АБШЕРОНА

Р.М.Гусейнов

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Conditions for the Formation and Accumulation of Hydrocarbons in Oligocene-Miocene Sediments of Western Absheron

R.M.Huseynov

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan;

Abstract

Oligocene-Miocene deposits, after the main oil-gas suit of Azerbaijan – the Productive Suit, are one of the most studied objects. This complex is classified as mature rocks and, according to the stratigraphic scale, is associated with Maykop, Chokrak, and diatom deposits. Therefore, studies of the conversion of organic substances to hydrocarbons under favourable sedimentation and thermobaric conditions are of great importance. In addition, the determination of hydrocarbon generation zones, the presence of appropriate paleotectonic and paleostructural conditions for their further migration and accumulation in traps are also important tasks requiring clarification. For this purpose, maps of the Maykop and Mid- and Upper Miocene sediments were constructed, models reflecting their paleostructural position by the end of the century of the productive stratum, and predicted paleotemperatures are indicated on the diagrams. As a result, it was found that the reducing-alkaline environment existing during sedimentation in the Maykop and Chokrak period was favourable for the conversion of organic substances into hydrocarbon.

Keywords:

Western Absheron;
Oligocene-miocene sediments;
Source rock;
Organic matter;
Oil window;
Vitrinite;
Geochemical condition;
Source of generation;
Migration;
Traps;
Paleostructure.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение и исторический обзор

Исследования геохимии олигоцен-миоценовых отложений Азербайджана и условий преобразования органических веществ в углеводороды в указанном осадочном комплексе были проведены в 1956-1985 гг. Ш.Ф.Мехтиевым, с 1975-го года А.А.Ализаде, Ад.А.Алиевым, Г.-М.А.Алиевым и др. исследователями [1-6]. В настоящее время исследования в этом направлении продолжают И.С.Гулиевым, А.А.Фейзуллаевым, М.Ф.Тагиевым и др. [7-13].

Согласно Ш.Ф.Мехтиеву, средние показатели органических веществ в олигоцен-миоценовых отложениях территорий, охватывающих восточную часть Азербайджана, составляют 3.29, 4.32, 1.49 % в диатоме, чокраке и майкопе соответственно. А это указывает на наличие нефтеобра-

зующих материнских пород в олигоцен-миоценовых отложениях [3].

В соответствии с исследованиями Д.В.Жабрева и Ш.Ф.Мехтиева (1959), количество органических веществ в майкопских отложениях Абшеронского полуострова и соседних территорий меняется в пределах 0.12-1.97%. По их мнению, осадконакопление в майкопском и чокракском периодах происходило в сильной восстановительной и щелочной среде [1].

В 1988 году в своих исследованиях Ю.И.Корчагина и др. указывают на генерацию глинистыми породами майкопа углеводородов в форме флюида и газа. Среднее значение органических веществ составляло 0.9% и согласно пиролитическому анализу отдача пород углеводородов меняется в диапазоне 0.65-2.9 кг/т, а количество углеводородов в жидком и газообразном состоянии соответственно достигает 580-1180 г/м³ [4].

E-mail: rovshan.huseynov@socar.az

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20210300525>

Новый этап в изучении свойств нефтеобразующих материнских пород в осадочной толще на территории Азербайджана связан с применением методов пиролизного анализа «Rock-Eval» и «OilShowAnalyser». С применением указанных методов были изучены породы от юрского до четвертичного периодов и были определены количественные и качественные характеристики, возраст и другие свойства нефтеобразующих пород. Так, с точки зрения геохимии, состав органических веществ был смешанным, объединив в себе органические вещества морского и растительного происхождения. В различных зонах количество органических веществ осадочного комплекса меняется в большем диапазоне со средним значением 0.48-2.47%. В отличие от предыдущих исследований, было установлено, что органические вещества с относительно большей концентрацией (0.69-1.86%) характерны для майкопских отложений [8-10, 12].

Материалы и методы исследований

Объектом исследования являются олигоцен-миоценовые отложения, распространенные в западной части Абшеронского полуострова и представленные, в основном, песчано-глинистой литофацией. Были использованы результаты комплексного анализа образцов пород взятых с поверхностных обнажений и поднятых из поисково-разведочных скважин, а также особенности изменений литофациальных особенностей и мощностей на основе каротажных диаграмм.

Известно, что химические реакции, происходящие при изменении керогена в составе отложений и в процессе преобразования осажженных органических веществ в углеводороды, зависят от давления и температуры. Давление измеряется или рассчитывается по геологическому разрезу. Но, при погребении нефтематеринских пород основным условием определяющим скорость и масштаб процессов образования углеводородов, являются палеотемпературные и временные факторы. Процесс созревания органических веществ зависит непосредственно от возрастания температуры. Потенциальные материнские породы, неподверженные влиянию температурных условий характеризуются как незрелые, а породы производящие газ или нефть – как зрелые. Породы уже прошедшие первые два этапа указанного термального преобразования и обладающие свойством образования только сухого газа в процессе дальнейшего катагенетического изменения, считаются породами вступившими в стадию пост-зрелости (чрезмерной зрелости) [11].

Преобразование органических веществ в углеводороды является длительным геологическим процессом и во время этого процесса глубина, на которой происходит нефтеобразование это верхняя граница «нефтяного окна». Наблюдается оно при 60 °С, а нижняя граница при 125 °С, т.е. в зависимости от температурного градиента нефтяное окно располагается на глубине 2-5 км.

Рис.1. Обзорная карта исследуемой территории

Оценка отражающей способности витринита в породах играет большую роль в определении количественного значения степени зрелости органического вещества. Значения витринита (R_o) 0.5-0.6% принимаются как верхняя граница нефтяного окна, а 1.4-1.5% – его нижняя граница [15, 16].

Известно, что генерация углеводородов в бассейне осадконакопления и их миграция, с последующим образованием месторождения в благоприятных условиях, тесно связана с историей геологического развития бассейна. Поэтому, изучение тектонических процессов, имевших место в течение этого времени, выяснение литофаций отложений, количества и качества органического вещества накопленного в них, геохимических условий, установившихся в пределах бассейна, являются одними из важных задач.

В связи с этим, нами проведен анализ закономерностей изменения мощностей олигоцен-миоценовых отложений по площадям на территории Западного Абшерона (рис.1) и предпринята попытка воспроизведения истории геологического развития бассейна, основываясь на составленные палеоструктурные карты и палеопродольный. В результате, были определены предполагаемые очаги генерации углеводородов, направления их миграции и ловушки, в которых они скапливались.

Результаты и их обсуждение

На основе проведенных исследований, отражающая способность витринита в миоценовых отложениях Западного Абшерона по образцам из интервала 3189-3195 м скважины №352 месторождения «Карадаг», и интервала 2420-2475 м скважины №263 на месторождении «Кергез-Гызылтепе» составляет 0.44% и 0.36% соответственно. Эти значения соответствуют верхней границе нефтегазообразования в миоценовых отложениях. В этом этапе миоценовые отложения еще не вошли в нефтяное окно. Но на месторождениях «Карадаг» и «Кергез-Гызылтепе» из этих скважин была извлечена нефть. Предположительно, приток нефти, полученный в этих скважинах, был получен из ловушек в разрезе среднего и верхнего миоцена, образованных в результате миграции

из майкопских отложений.

С целью выяснения условий, необходимых для образования углеводородов в майкопских и миоценовых осадочных комплексах, были построены палеоструктурные модели поверхностей майкопских и миоценовых отложений, установившихся к концу века продуктивной толщи (рис.2. а, б). Из этих карт видно, что в Бакинской, Гюздекской и Чувалдагской мульдах и примыкающей к ним Южно-Каспийской впадине поверхность майкопских отложений, к концу века продуктивной толщи, была погружена на глубины 3400-5000 м, а поверхность миоцена – на глубины 3000-3200 м. В направлении Каспийского моря поверхности майкопских и миоценовых отложений были погружены еще на большие глубины.

Вследствие различной скорости осадконакопления, в тех или иных частях бассейна, образование углеводородов охватывает также различные временные интервалы.

В связи с этим, в зависимости от глубинно-температурного режима в отдельных зонах генерации, в образовании нефти и газа возникает вертикальная зональность. Для выяснения вертикальной зональности, возникшей при образовании углеводородов и ее эволюции, следует определить, в каких геологических периодах протекали отдельные этапы катагенеза. С этой целью был составлен палеогеографический профиль вдоль линии проходящей по Чувалдагской и Гюздекской мульдам, погруженным на наибольшие глубины в Западном Абшероне, и дальше по северо-западному борту Бакинской мульды с указанием на ней палеотемператур. На основа-

нии палеоструктурных моделей, палеогеографического профиля, геохимических исследований и температурных величин, в определенной степени была воссоздана история геологического развития рассматриваемой территории (рис.3).

Как видно из модели палеогеографического профиля, в Гюздекской мульде майкопские отложения входят в нефтяное окно в конце миоцена и в настоящее время генерация углеводородов в майкопских отложениях продолжается. Вхождение же отложений среднего и верхнего миоцена в нефтяное окно приходится на середину раннего плиоцена и предполагается продолжение преобразования органических веществ в углеводороды и в настоящее время (рис.3).

И хотя Чувалдагская мульда не нашла полностью свое отражение в палеогеографической модели, составленные карты отражающие мощности отложений майкопа, среднего- и верхнего миоцена, палеоструктурное положение поверхности майкопских отложений к концу века продуктивной толщи и исследования палеотектонических условий осадконакопления позволяют утверждать, что олигоцен-миоценовые отложения вошли в нефтяное окно в позднем миоцене и данный процесс продолжается и в настоящее время (рис.3).

Как видно из модели палеогеографического профиля, на северо-западном борту Бакинской мульды олигоцен-миоценовые отложения вошли в нефтяное окно в конце миоцена.

Также, была смоделирована отражающая способность витринита по геологическому профилю, проложенному от южного крыла структуры Карадаг, пересекающего месторождение «Шах-дениз» и

Рис.3. Прогнозные схемы палеотемператур осадочной толщи Западного Абшерона

далее по направлению к юго-востоку, и была показана зональность генерации углеводородов в соответствии с общим термальным трендом [7].

Судя по построенной модели, отложения средне- и верхнего миоцена вошли в интервалы нефтегенерации – основной и последний этап нефтеобразования. На суше майкопские отложения, попадающие в полосы последней фазы нефти и маслянистого газа, по направлению к Южному Каспию погружаются на глубины соответствующие, в основном, образованию маслянистого и сухого газа, а на площади Шах-дениз опять вернулись на глубину нефтегенерации в условиях относительно низких температур.

В эпохи олигоцен-миоцена и раннего плиоцена в Южно-Каспийской впадине условия осадконакопления, начиная с окисленной обстановки, сопровождались наличием среды сильного воздействия. А это, в свою очередь, обеспечило сохранение органических компонентов в осадочном материале. Эти данные подтверждают улучшение свойств органических веществ по направлению к морю в разрезе олигоцен-миоценового комплекса по региону. В указанном стратиграфическом интервале наиболее благоприятные нефтегазообразующие материнские породы связаны с диатомовыми, чокракскими и майкопскими отложениями.

Основным влияющим фактором при образовании, миграции и аккумуляции углеводородов являются структурно-тектонические условия. Исследование этих условий позволяет определить направления региональной миграции углеводородов, а также зон наличия благоприятных ловушек для скопления и сохранения нефти и газа.

Вследствие обнажения олигоцен-миоценовых отложений на участках Агбурун, Ильхыдаг, Юнусдаг, Пирекешкюль, Боздаг, Дамламаджа, Шабандаг, расположенных на западе Абшеронского полуострова и участках Джорат, Новханы, Фатмаи, Сарай, Кечалдаг на севере полуострова, эти участки не могут считаться благоприятными с точки зрения образования нефтегазовых месторождений сводового типа. Но, принимая во внимание конседиментационное развитие антиклинальных складок и осложнение их тектоническими разломами, не исключается образование литостратиграфических и тектонически экранированных ловушек на крыльях и дальних периклиналях указанных антиклиналей.

Распределение мощностей майкопских и средне- и верхнемиоценовых отложений (рис.4. а, б) по площади исследования показывает, что центральная часть территории Западного Абшерона располагалась на северном борту Гобустанско-Абшеронского периклиналичного прогиба.

В майкопском веке, центральная часть этого прогиба подвергалась к прогибанию на 1400-2000 м, а на северном и северо-восточном склонах оно не превышало 700-800 м. Такое распределение мощностей показывает, что до конца майкопа региональная миграция флюидов в структурах Западного Абшерона происходила в юго-юго-западном и северо-северо-западном направлениях.

К концу майкопского века в результате активизации тектонических движений на некоторых площадях Западного Абшерона появляются перерывы между майкопским и тарханским отложениями. Такие перерывы происходили и во время осадконакопления между отложениями

ями тархан-чокракских и чокрак-караганских горизонтов. В результате тектонических движений вызвавших эти перерывы, участки суши Юго-Восточного Кавказа расширялись вплоть до западной части Абшерона, и поэтому наблюдается увеличение мощностей в направлении с северо-запада на юго-восток. А это, в свою очередь, стало причиной изменения направления региональной миграции [17, 18].

Проследивание мощностей отложений сармата и меотиса указывает на возникновение Кечалдаг-Бинагадинского поднятия в центре Абшеронского полуострова, которое на юго-западе охватывая участок Зигильпири-Сулутепе, связывается с Шабандагским и Шубанинским поднятиями. Эти поднятия разграничивают северную и западную склоны Бакинской мульды.

Возрастание мощностей в направлении к Гюздекской и Бакинской мульды указывают на то, что Бинагадинская, Сулутепинская, Шабандагская и Шубанинская антиклинали являлись антиклинальными структурами уже сформировавшимися к концу миоцена (рис.5. а, б). Эти структуры в раннем плиоцене имели амплитуду более 200-250 м. Амплитуды Джоратской, Сарайской, Новханинской и Фатмаинской антиклиналей, расположенные в северной части Западного Абшерона, в сарматском и меотическом веках достигали 200-300 м, которые подтверждены данными поисково-разведочных скважин [17, 18].

В сводных частях антиклиналей с ускоренным развитием складкообразования конседиментаци-

онного характера, в результате денудации отложения понта небольшой мощности до раннего плиоцена полностью размываются (рис.6).

В антиклинальных поднятиях, в которых не участвуют отложения понта, вместо структурных ловушек образуются ловушки стратиграфического типа. На южном крыле Карадагской антиклинали наблюдаемое угловое в $35-40^\circ$ и азимутальное несогласие между продуктивной толщей и отложениями миоцена, отсутствие нижней части продуктивной толщи в разрезе указывает на более интенсивные движения складкообразования в юго-западном направлении. Понтийские отложения, сложенные в основном глинами и с мощностью, меняющейся на изучаемом участке в пределах 0-200 м, играют роль изолирующего покрова для олигоцен-миоценовых отложений [17, 18].

Обнажение на поверхности олигоцен-миоценовых отложений в сводовых частях Джоратского, Сарайского, Новханинского и Фатмаинского антиклиналей, показывает, что эти структуры были подвержены размыванию до отложения продуктивной толщи. Начало разреза продуктивной толщи с кирмакинской свиты указывает на достаточный перерыв в процессе осадконакопления на исследуемой территории. Во время этого перерыва, в сводовых частях структур наибольшему размыву были подвержены глинистые отложения понта. На основе распределения мощностей понтийских отложений можно заключить, что в начале трансгрессии моря про-

дуктивной толщии мощность понтийских отложений, сохранившихся после размыва структурных ловушек Западного и Центрального Абшерона, была не более 50-60 м (рис.6).

В сводовых частях Шабандагской, Шубанинской и Караэйбатской структур, расположенных на западе полуострова, эта цифра снижается до 20-30 м. Это снижение должно объясняться не продолжительностью процесса размыва до века продуктивной толщии, а более интенсивным конседиментационным развитием Шабандагской и Шубанинской структур [18].

Амплитуды антиклинальных структур Западного Абшерона резко возрастают в результате складкообразовательных движений до акчагыльского века и в течении четвертичного периода. Более интенсивные тектонические процессы, происходящие в антропогене, являются причиной диапироподобного строения большинства антиклиналей. Палеогеновые отложения, составляющие ядро структур такого типа, обнажаясь на земной поверхности, подвергаются процессу размыва. К таким структурам относятся Джоратское, Фатмаинское, Новханинское, Сарайское, Бинагадинское, Зигильпиринское, Шабандагское, Дамламаджинское и Шорбулагское поднятия, в сводовых частях которых на поверхность выходят отложения коунской и майкопской свит [18].

В указанных поднятиях структурно-тектонические условия, благоприятные в свое время для накопления нефти и газа, подвергались резким изменениям в процессе размыва в четвертичный

период. В этих структурах, условия необходимые для сохранения углеводородов могли быть только на крыльях и в периклинальных частях структур. Считается возможным существование здесь тектонических и литологически экранированных ловушек. В качестве примера можно привести месторождения с промышленными запасами нефти и газа в диатомовых отложениях на площадях Бинагади, Масазыр и Сулутепе.

Так как сводовые части антиклиналей, расположенные в северной и северо-западной частях Западного Абшерона подвержены размыванию, считается целесообразным проведение поисковых работ с целью обнаружения литостратиграфических и тектонически-экранированных залежей на крыльях этих поднятий.

Бакинская, Гюздекская и Чуваддагская мушды и примыкающая к ним Южно-Каспийская впадина считаются зонами нефтегазообразования. Ввиду того, что антиклинальные поднятия в центральной и юго-западной частях Западного Абшерона расположены вблизи очагов генерации и в направлениях миграции флюидов, они считаются основными ловушками для накопления углеводородов (рис.7).

С целью освоения углеводородных запасов, заключенных в олигоцен-миоценовых отложениях, при выборе местоположения и глубины проектируемых скважин необходимо принимать во внимание вышеуказанные факторы.

Выводы

1. В связи с тем, что в северной части Западного Абшерона олигоцен-миоценовые отложения не вошли в нефтяное окно и были подвержены интенсивному процессу поднятия в четвертичный период, они не рассматриваются как значимые с точки зрения нефтеносности. Здесь в олигоцен-миоценовых отложениях в основном происходил процесс газообразования. Поэтому Фатмаинское, Джоратское, Новханинское, Сарайское и др. антиклинали рассматриваются как перспективные с точки зрения газоносности.

2. Палеоструктурные модели, построенные для отложений поверхности майкопа и миоцена Западного Абшерона к концу века продуктивной толщи, и анализ палеотектонического развития указывает на то, что олигоцен-миоценовые отложения в центральных частях Бакинской, Гюздекской и Чуваддагской мушды, в конце миоценовой эпохи вошли в нефтяное окно, а средне- и верхнемиоценовые отложения – в раннем плиоцене. Этот процесс продолжается и в настоящее время.

3. Антиклинальные зоны, окружающие Чуваддагскую, Гюздекскую и Бакинскую мушды, являющиеся очагами генерации углеводородов, считаются участками благоприятными для скопления нефти и газа. Это подтверждается притоками нефти промышленного значения, полученными из миоценовых отложений на площадях Карадаг, Масазыр, Сулутепе и Шубаны.

Литература

1. Жабров, Д. В., Мехтиев, Ш. Ф. (1959). К битуминологии третичного комплекса Юго-Востока Азербайджана. Москва: АН СССР.
2. Мехтиев, Ш. Ф. (1956). Вопросы происхождения нефти и формирования нефтяных залежей Азербайджана. Баку: АН Азерб. ССР.
3. Мехтиев, Ш. Ф., Дигурова, Т. М., Потапова, В. И. (1958). Органические компоненты осадочных пород Азербайджана. Баку: АН Азерб. ССР.
4. Мехтиев, Ш. Ф. (1969). Проблемы генезиса нефти и формирования нефтегазовых залежей. Баку: АН Азерб. ССР.
5. Мехтиев, Ш. Ф. (1985). Процессы формирования и преобразования состава нефти и газа природе. Баку: Элм.
6. Али-Заде, А. А., Ахмедов, Г. А., Алиев, Г.-М. А. и др. (1975). Оценка нефтепроизводящих свойств мезокайнозойских отложений Азербайджана. Баку: Элм.

7. Тагиев, М. Ф. (2009). Органическое вещество в палеоген-неогеновых отложениях ЮКВ: сравнительная геохимическая характеристика на основе пиролиза пород с естественных обнажений, грязевых вулканов и скважин. *Геолог Азербайджана*, 13, 98-30.
8. Фейзуллаев, А. А., Тагиев, М. Ф., Исмаилова, Г. Г. (2000). Углеводородный потенциал майкопских отложений Шамахи-Гобустанского района. *Геолог Азербайджана*, 5, 110-119.
9. Фейзуллаев, А. А., Тагиев, М. Ф. (2008). Формирование залежей нефти и газа в продуктивной толще Южно-Каспийского бассейна: новые подходы и результаты. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 3, 7-18.
10. Feyzullayev, A. A., Guliyev, I. S., Tagiyev, M. F. (2001). Source potential of the Mesozoic-Cenozoic rock sin the South Caspian Basin and their role in forming the oil accumulations in the Lower Pliocene reservoirs. *Petroleum Geoscience*, 7(4), 409-417.
11. Miles, J. A. (1991). Illustrated glossary of petroleum geochemistry. *Oxford: Clarendon Press*.
12. Lerche, I., Alizadeh, Ak. A., Guliyev, I. S., et al. (1997). South Caspian basin: stratigraphy, geochemistry and risk analysis. *Baku: Nafta-Press*.
13. Aliyev, Ad. A., Abbasov, O. R., Ibadzade, A. J., Mammadova, A. N. (2018). Genesis and organic geochemical characteristics of oil shale in Eastern Azerbaijan. *SOCAR Proceedings*, 3, 4-15.
14. Корчагина, Е. П., Гулиев, И. С., Зейналова, К. С. (1988). Нефтегазоматеринский потенциал глубокопогруженных мезозойско-кайнозойских отложений Южно-Каспийской впадины. Проблемы нефтегазоносности Кавказа. *Москва: Наука*.
15. Вассоевич, Н. Б. (1986). Геохимия органического вещества и происхождения нефти. *Москва: Наука*.
16. Баженова, О. К., Бурлин, Ю. К., Соколов, Б. А., Хаин, В. Е. (2012). Геология и геохимия нефти и газа. *Москва: Издательство Московского Университета*.
17. Salmanov, Ə. M., Məhərrəmov, B. İ., Hüseynov, R. M. (2011). Qərbi Abşeronun oliqosen-miosen çöküntülərinin paleogeoloji tədqiqinə əsasən neft-qazlılıq perspektivliyinin qiymətləndirilməsi. *Azərbaycan Neft Təsərrüfatı*, 3, 3-11.
18. Salmanov, Ə. M., Məhərrəmov, B. İ., Hüseynov, R. M., Ağazadə, B. Q. (2016). Struktur-tektonik təhlil əsasında Qərbi Abşeronun oliqosen-miosen çöküntülərinin neft-qazlılıq perspektivliklərinin qiymətləndirilməsi. *Azərbaycanda geofizika yenilikləri*, 1-2, 23-27.

References

1. Zhabrev, D. V., Mekhtiev, Sh. F. (1959). K bituminologii tretichnogo kompleksa YUgo-Vostoka Azerbajdzhana. *Moskva: AN SSSR*.
2. Mekhtiev, Sh. F. (1956). Voprosy proiskhozhdeniya nefti i formirovaniya neftnyanh zalezhej Azerbajdzhana. *Baku: AN Azerb. SSR*.
3. Mekhtiev, Sh. F., Digurova, T. M., Potapova, V. I. (1958). Organicheskie komponenty osadochnyh porod Azerbajdzhana. *Baku: AN Azerb. SSR*.
4. Mekhtiev, Sh. F. (1969). Problemy genezisa nefti i formirovaniya neftegazovyh zalezhej. *Baku: AN Azerb. SSR*.
5. Mekhtiev, Sh. F. (1985). Processy formirovaniya i preobrazovaniya sostava nefti i gaza prirode. *Baku: Elm*.
6. Ali-Zade, A. A., Ahmedov, G. A., Aliev, G.-M. A. i dr. (1975). Ocenka nefteproizvodyashchih svojstv mezokajnozojskih otlozhenij Azerbajdzhana. *Baku: Elm*.
7. Tagiyev, M. F. (2009). Organicheskoe veshchestvo v paleogen-neogenovyh otlozheniyah YUKV: sravnitel'naya geohimicheskaya harakteristika na osnove piroliza porod s estestvennyh obnazhenij, gryazevyh vulkanov i skvazhin. *Geolog Azerbajdzhana*, 13, 98-30.
8. Feyzullaev, A. A., Tagiyev, M. F., Ismajlova, G. G. (2000). Uglevodorodnyj potencial majkopskih otlozhenij Spamahy-Gobustanskogo rajona. *Geolog Azerbajdzhana*, 5, 110-119.
9. Feyzullayev, A. A., Tagiyev, M. F. (2008). Formation of oil-gas deposits in Productive series of the South-Caspian basin: new approaches and results. *Azerbaijan Oil Industry*, 3, 7-18.
10. Feyzullayev, A. A., Guliyev, I. S., Tagiyev, M. F. (2001). Source potential of the Mesozoic-Cenozoic rock sin the South Caspian Basin and their role in forming the oil accumulations in the Lower Pliocene reservoirs. *Petroleum Geoscience*, 7(4), 409-417.
11. Miles, J. A. (1991). Illustrated glossary of petroleum geochemistry. *Oxford: Clarendon Press*.
12. Lerche, I., Alizadeh, Ak. A., Guliyev, I. S., et al. (1997). South Caspian basin: stratigraphy, geochemistry and risk analysis. *Baku: Nafta-Press*.
13. Aliyev, Ad. A., Abbasov, O. R., Ibadzade, A. J., Mammadova, A. N. (2018). Genesis and organic geochemical characteristics of oil shale in Eastern Azerbaijan. *SOCAR Proceedings*, 3, 4-15.
14. Korchagina, E. P., Guliev, I. S., Zejnalova, K. S. (1988). Neftegazomaterinskij potencial glubokopogruzhennyh mezozojско-kajnozojskih otlozhenij Yuzhno-Kaspijskoj vpadiny. Problemy neftegazonosnosti Kavkaza. *Moskva: Nauka*.
15. Vassoevich, N. B. (1986). Geochemistry of organic matter and origin of oil. *Moscow: Nauka*.
16. Bazhenova, O. K., Burlin, Yu. K., Sokolov, B. A., Khain, V. E. (2012). Geology and geochemistry of oil and gas. *Moscow: Moscow University Press*.
17. Salmanov, A. M., Magerramov, B. I., Guseynov, R. M. (2011). Estimation of oil and gas prospects of Western Absheron Oligocene-Miocene sediments based on paleogeology analysis. *Azerbaijan Oil Industry*, 3, 3-11
18. Salmanov, A. M., Maharramov, B. I., Huseynov, R. M., Agazade, B. Q. (2016). Struktur-tektonik tehlil esasinda Qerbi Absheronun oliqosen-miosen chokuntulerinin neft-qazliliq perspektivliklerinin qiymetlendirilmesi. *Azərbaycanda geofizika yenilikləri*, 1-2, 23-27.

Условия образования и скопления углеводородов в олигоцен-миоценовых отложениях Западного Абшерона

Р.М.Гусейнов

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

Оligocen-миоценовые отложения, вслед за основной нефтегазоносной свитой Азербайджана – продуктивной толщей, относимой к нижнему плиоцену, являются одними из наиболее изучаемых объектов. Этот комплекс отнесен в разряд нефтеобразующих пород и согласно стратиграфической шкале связывается с майкопскими, чокракскими и диатомовыми отложениями. Поэтому исследования превращения органических веществ в углеводороды в благоприятных условиях осадконакопления и термобарической среде имеют большое значение.

Кроме того, определение зон генераций углеводородов, наличие соответствующих палеотектонических и палеоструктурных условий для их дальнейшей миграции и скопления в ловушках также являются важными задачами, требующими своего разъяснения.

С этой целью были построены карты мощностей майкопских и средне- и верхнемиоценовых отложений, модели отражающие их палеоструктурное положение к концу века продуктивной толщи, а на схемах указаны прогнозные палеотемпературы. В результате было выяснено, что восстановительно-щелочная среда, существующая во время осадконакопления в майкопском и чокракском веках, являлась благоприятной для превращения органических веществ в углеводороды.

Ключевые слова: Западный Абшерон; олигоцен-миоценовые отложения; нефтематеринская порода; органическое вещество; нефтяное окно; витринит; геохимическое условие; очаг генерации; миграция; ловушки; палеоструктура.

Qərbi Abşeronun Oligosen-miosen çöküntülərində karbohidrogenlərin əmələgəlmə və toplanma şəraiti

R.M.Hüseynov

«Neftqazəlmətdəqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Oligosen-miosen çöküntüləri Azərbaycanda məhsuldar qatdan sonra ən çox araşdırılan obyektlərdən biridir. Bu çöküntü kompleksi neft əmələgətirən ana süxurlara aid edilib və stratigrafik kəsilişə maykop, çokrak və diatom çöküntüləri uyğun gəlir. Ona görə də onların əlverişli çöküntütoplanma, təzyiq və temperatur mühitində karbohidrogenlərə çevrilmə şəraitlərinin araşdırılması böyük əhəmiyyət kəsb edir.

Karbohidrogenlərin generasiya zonalarının müəyyən edilməsi, oradan miqrasiya edərək tələlərdə toplanması üçün əlverişli paleotektonik və paleostruktur şəraitlərin mövcudluğunun da müəyyən edilməsi vacibdir.

Bu məqsədlə maykop və orta-üst miosen çöküntülərinin qalınlıqlar xəritələri, bu çöküntülərin səthinin məhsuldar qat əsrin sonuna paleostruktur vəziyyətini əks etdirən xəritələri və paleotemperatur proqnoz modelləri qurulmuşdur. Nəticədə müəyyən edilmişdir ki, maykop və çokrak əsrlərində çöküntütoplanma zamanı mövcud olan kəskin bərpaedici və qələvi mühit üzvi maddələrin karbohidrogen generasiya etməsi üçün əlverişli olmuşdur.

Açar sözlər: Qərbi Abşeron; oligosen-miosen çöküntüləri; neftana süxurlar; üzvi maddə; neft pəncərəsi; vitrinit; geokimyəvi şərait; generasiya ocağı; miqrasiya; tələ; paleostruktur.