

**НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНА
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ**

На правах рукописи

РУСТАМОВА ХУМАР РАИД ГЫЗЫ

**ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ И ТЕРМОБАРИЧЕСКАЯ
ЗОНАЛЬНОСТЬ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ОТЛОЖЕНИЙ
АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ЧАСТИ КУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ
В СВЯЗИ С ОЦЕНКОЙ ПЕРСПЕКТИВ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ**

2521.01 – Геология, поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации, представленной на соискание учёной степени
доктора философии по наукам о Земле

БАКУ – 2014

Работа выполнена в Институте Геологии Национальной Академии Наук Азербайджана

Научный руководитель: член-корреспондент НАНА,
доктор геолого-минералогических
наук, профессор **А.А.Фейзуллаев**

Официальные оппоненты: доктор геолого-минералогических
наук **А.Ш.Мухтаров**

доктор геолого-минералогических
наук **У.Ш.Мехтиев**

Ведущая организация: Азербайджанская Государственная
Нефтяная Академия, кафедра
«Поиски и разведка месторождений
нефти и газа»

Защита состоится « 30 » июня 2014 г. в 14⁰⁰ часов на заседании
Диссертационного совета D.01.081 при Институте Геологии Национальной Академии Наук Азербайджана

Адрес: Az-1143, г. Баку, пр. Г.Джавида, 119

Факс: (99412) 537 22 85

E-mail: gia@azdata.net

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Института
Геологии НАН Азербайджана

Автореферат разослан " ____ " мая 2014 г.

Учёный секретарь
Диссертационного совета D.01.081,
доктор философии
по техническим наукам

Д.Р.Мирзоева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Куринская впадина, будучи одним из перспективных геологических объектов Азербайджана, всегда была и остается в центре внимания геологов-исследователей. В сравнении с Южно-Каспийской впадиной, являющейся основной ресурсной базой республики, Куринская впадина отличается своей неоднородностью, как в отношении истории своего развития, так и особенностей геологического строения и нефтегазоносности. В связи с этим оценка перспектив нефтегазоносности этого региона характеризуется определенной сложностью и требует применения новых подходов и методов, базирующихся, либо на разработанных универсальных критериях, либо на критериях объективных для конкретных геологических условий (например, отдельно для Средне- и Нижнекуринской впадин). Повышению эффективности поисковых работ может способствовать также комплексный подход к изучению исследуемого объекта.

В связи с вышеотмеченным, тема данной диссертации, посвященная комплексному изучению гидрогеохимической и термобарической зональности глубокозалегающих отложений азербайджанской части Куринской впадины с целью оценки перспектив их нефтегазоносности, является актуальной.

Цель работы. Выявить гидрогеохимическую и термобарическую зональность, выяснить влияние физико-химических процессов на ее формирование и на основе этого оценить перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих отложений.

Основные задачи исследования:

- изучить гидрогеохимическую обстановку глубокозалегающих комплексов;
- выявить гидрогеохимическую зональность меловых, эоценовых и нижнеплиоценовых комплексов и условия ее формирования;
- выявить гидрогеохимические и органо-гидрогеохимические показатели нефтегазоносности глубокозалегающих комплексов;
- изучить термобарические условия, термобарический порог и их значения в вертикальной зональности подземных вод;
- оценить перспективы нефтегазоносности больших глубин.

Научная новизна работы:

1. Выявлена гидрогеохимическая зональность в изменении минерализации и компонентного состава вод в глубокозалегающих комплексах и роль различных факторов в ее формировании.

2. Впервые составлена карта изменения глубин изотермы 100°C для

азербайджанской части Куринской впадины, отражающая изменение по площади верхнего порога генерации нефти.

3. Установлено резкое изменение примерно с глубины 4км термобарических и гидрохимических параметров, что связывается с верхним порогом нефтегенерации.

4. Установлено существенное увеличение газового фактора вниз по разрезу ПТ на месторождениях Кюровдаг-Нефтчалинской зоны, который почти в 2,5 раза выше в XIX-XX горизонтах ($205\text{м}^3/\text{м}^3$) в сравнении с верхними II-III горизонтами. Это, вероятнее всего, является следствием увеличения подстилающих в этом направлении интенсивности потока УВ из нефтегенерирующих отложений миоцена.

5. По контрастности тепловых и гидрохимических аномалий определены места зон скрытой разгрузки флюидов, часто пространственно согласующихся с очагами нефтегазогенерации.

6. Воды, поступающие по глубинным разломам являются дегидратационными и (или) конденсатогенными, характеризующиеся низкой минерализацией и ГКН или СН типом.

7. На основании комплекса гидрогеохимических и термобарических критериев оценены перспективы выявления скоплений УВ в глубокозалегающих комплексах отложений.

Основные защищаемые положения:

1. Нефтегазоводонасыщение глубокозалегающих комплексов при доминирующей роли восходящих флюидодинамических потоков с больших глубин в тектонически нарушенных зонах на фоне ограниченного латерального движения.

2. Прогноз нефтегазоносности больших глубин на основе термобарических условий и гидрогеохимических показателей.

Фактический материал. В основу диссертационной работы положены результаты исследований автора, обобщения и систематизации литературных и фондовых геолого-гидрогеохимических данных, замеров пластовых давлений и температур. Кроме того, использованы фондовые материалы лабораторий Института Геологии НАНА и НИПИ нефтегаз ГНКАР.

Практическая ценность работы. На основе составленной карты изменения по площади глубины начала генерации нефти дана глубинная и стратиграфическая оценка перспектив нефтегазоносности азербайджанской части Куринской впадины. Выявленная тенденция увеличения газового фактора нефти вниз по разрезу ПТ месторождений Кюровдаг-Нефтчалинской зоны подтверждает перспективы нефтегазоносности подстилающих миоценовых отложений. По комплексу гидрогеохимических,

термобарических показателей с учетом физико-химических и геофизических факторов рекомендованы первоочередные участки и площади для проведения поисково-разведочных работ.

Реализация результатов. Основные теоретические и практические выводы, разработанные в диссертационной работе, были рекомендованы производственным организациям «Азнефть».

Апробация работы и публикации. Основные положения диссертационной работы доложены на Международной конференции "Integrated Approach for Unlocking Hydrocarbon Resources"(2012, Baku), 5-ой Международной научной конференции молодых ученых и студентов «Фундаментальная и прикладная геологическая наука: достижения, перспективы, проблемы и пути их решения» (2013, Baku) и изложены в 5 статьях и 2 тезисах, опубликованных в республиканских и зарубежных журналах и материалах конференций.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, выводов. Общий объем работы 144 страниц, включая 6 таблиц, 32 рисунка и список использованной литературы из 117 наименований.

Автор выражает искреннюю благодарность научному руководителю член-кор. НАНА, д.г-м.н., проф. А.А.Фейзуллаеву за постоянное внимание и большую помощь при выполнении работы.

Автор выражает также искреннюю признательность и благодарность всем сотрудникам лаборатории «Геологии и геохимии нефтяных и газовых месторождений» Института Геологии НАНА, оказавшим помощь и поддержку в процессе выполнения диссертационной работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

ГЛАВА I. ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Современные представления о геологическом строении азербайджанской части Куринской впадины основаны на исследованиях А.М.Агабекова, А.В.Мамедова (1960), А.А.Али-заде, С.Г.Салаева, А.И.Алиева, А.К.Алиева (1960), А.Н.Гусейнова, К.М.Керимова, Ф.А.Ширинова, В.Е.Хаина, А.Ш.Шихалибейли, А.Н.Шарданова (1952), А.Ш.Шихлинского и др.

На территории впадины принимают участие отложения от мезозойского до современных.

Отложения юрской системы обнажаются на бортах впадины и

вскрыты сверхглубокой скважиной СГ-1. Здесь они представлены верхнеюрскими отложениями в карбонатной фации и среднеюрскими эффузивами с глубины 3529м до забоя (8324м). Нижнемеловые отложения в пределах впадины представлены в основном вулканогенно-осадочными образованиями. Верхнемеловой комплекс в нижней части разреза представлен преимущественно вулканогенными образованиями, а верхний – карбонатными.

Палеоцен-нижнеэоценовые отложения представлены в основном глинами с маломощными пластами песчаников и мергелей. Среднеэоценовые отложения выражены в песчано-мергельной фации, чередующимися с пластами глин, мергелей, известняков и туфогенных пород. Верхнеэоценовые и майкопские отложения практически идентичны по литологическому составу и выражены глинистыми отложениями с тонкими пропластками песчаника и алеврита.

Миоценовые отложения в верхней части разреза представлены в основном глинами, в средней (конк-караган и чокрак) – выражены в глубоководной фации. В чокракском горизонте встречены прослои песчаников. Нижняя часть миоцена представлена в основном глинами.

Нижний плиоцен (продуктивная толща) хорошо изучен в Нижнекуринской впадине и представлен в песчано-глинистой литофации.

Акчагыльский и абшеронские отложения в разных частях впадины представлены 3 подъярусами в различных фациях. Четвертичные отложения залегают на плиоцене с угловым несогласием. В разрезе выделяют ряд горизонтов, ярусов, свит.

В современном плане Куринская впадина представляет область интенсивного прогибания, с мощностью осадочных образований до 15-18км.

В тектоническом отношении облик впадины определялся глубиной залегания фундамента, системой продольных и поперечных разломов, обусловивших её продольную и поперечную зональность.

Нефтегазоносность осадочного разреза в верхнем структурном этаже контролируется глубинными разломами, промышленные залежи нефти и газа в верхнем этаже обычно приурочены к участкам их пересечения. В нижних горизонтах ПТ (XIII-XXII) и в ПК свите Нижнекуринской впадины нефтегазоносность структур установлена в пределах отдельных их тектонических блоков. В Евлах-Агджабединском прогибе промышленные притоки нефти получены из эоценовых, верхнемеловых отложений (глубины более 4 км) на месторождении Мурадханлы. Нефтегазовые притоки нефти получены в отдельных скважинах на площадях Зардаб, Гюрзундаг, Амирарх, Бозгобу и др.

ГЛАВА II. ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА В ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ВОДОНАПОРНЫХ КОМПЛЕКСАХ КУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ

Гидрогеохимическую обстановку в азербайджанской части Куринской впадины изучали А.Р.Ахундов, Е.А.Барс, А.А.Карцев (1963), Ф.А.Матанов, Ш.Ф.Мехтиев, У.Ш.Мехтиев, Ф.М.Гаджиев (1986), К.А.Исмаилов, Ш.А.Панахи, М.З.Рачинский, Р.И.Рустамов (1977), Г.М.Сухарев (1963) и др.

Нижнемеловой водонапорный комплекс в Среднекуринской впадине, из-за значительных глубин нахождения изучен лишь на отдельных его участках. В Гараджаллы-Джарлинской зоне воды представлены повсеместно хлоркальциевым типом (ХК) с минерализацией 107,4-174,4 мг-экв в карбонатных и туфогенных отложениях, а в эффузивах – 181-197 мг-экв. Более чётко это различие фиксируется по коэффициенту $r_{Ca/rMg}$ и $r_{Na/rCl}$. В эффузивной толще достигает 64,2, а $r_{Na/rCl}$ – 0,57.

Воды туфогенной пачки юго-западного борта Евлах-Агджабединского прогиба (пл. Дуздаг) резко отличаются по составу и минерализации (45,3 мг-экв) и относятся к ХК типу. Температура пласта достигает 135⁰С. Различие вод по минерализации, компонентному составу и температуре может свидетельствовать о поступлении вод в коллекторы из различных источников.

Верхнемеловой водонапорный комплекс представлен в основном водами ХК и ГКН типов. Минерализация вод ХК изменяется от 46 до 106 мг-экв с низким содержанием сульфатов. Наиболее минерализованные воды встречены в эффузивах месторождения Мурадханлы. С глубиной отмечается тенденция увеличения минерализации этих вод. В осадочных отложениях интенсивность этого явления различна. Рост минерализации вод с глубиной происходит резкими скачками, особенно в районах, где распространены глины каолинит-монтмориллонит-гидрослюдистого состава. В эффузивах интенсивность изменения минерализации вод с глубиной зависит в основном от их состава, трещиноватости, видов заполнения трещин (гидрослюда, железо, пирит и т.д.). Слабоминерализованные воды ГКН и СН типа (20,6-43,7 мг-экв) встречены в интервалах 4450-5010 м на площадях Ширинкум, Зардаб, Мурадханлы. Воды такого типа получены и в приконтурных частях залежи, вблизи продольного разрыва. В этих водах содержание иона Са и Mg незначительно. Содержание сульфатов в ГКН составляет 0,8 мг-экв, а в водах СН достигает 1,4 мг-экв.

Таким образом, присутствие вод ГКН и СН типа с низкой минерализацией на фоне более минерализованных вод ХК типа, по-видимому,

является результатом внедрения их по зонам глубинных разломов.

Среднеэоценовый комплекс по составу и минерализации вод разделен на 3 участка. Первый участок охватывает северо-западную часть междуречья и протягивается вдоль Удабнинского разлома до наиболее погруженной пл. Б.Палантекян. Минерализация вод изменяется от 22,6 до 53,7 мг-экв. На этой площади установлена аномалия по минерализации и составу вод.

Второй участок приурочен к северо-западной части структуры Мурадханлы до Зардаба и далее простирается до погруженной части площади Амирарх. На юго-западе Евлах-Агджабединского прогиба он охватывает площади Советляр и Аггель. На этом участке минерализация вод в основном не высокая (25-35 мг-экв), с пёстрым ионно-солевым составом. Воды в основном ГКН и СН, реже ХК типа. На третьем участке, приуроченном к южной и юго-восточной части Евлах-Агджабединского прогиба, минерализация вод возрастает от 50 до 105 мг-экв и представлена повсеместно ХК типом. Содержание иона Са достигает 30 мг-экв, а ион Mg не превышает 2 мг-экв. Преобладание в наиболее погруженных частях Среднекуринской впадины слабоминерализованных вод связано с поступлением по глубинным разломам дегидратационных или конденсатогенных вод с последующим их смешиванием с водами отложений комплекса.

На участках, слабо нарушенных разломами, воды более минерализованы.

Нижнеплиоценовый комплекс имеет широкое развитие на территории Куринской впадины, но особенно в пределах Нижнекуринской впадины. Нижние горизонты (XIII-XXII) и подстилающие ПТ отложения, с которыми связаны перспективы поисков изучены слабо. В разрезе этих горизонтов и подстилающих ПТ встречены все типы вод, но с преобладанием ГКН и СН. Минерализация вод в нижних горизонтах на отдельных поднятиях изменяется скачкообразно. С глубиной минерализация вод снижается при резком увеличении сульфатов до 17,5 мг-экв. В Каламадын-Бяндованской зоне минерализация вод ниже, чем в Падар-Нефтчалинской. На характер изменения состава вод по площади и разрезу определенное влияние оказывают степень тектонической нарушенности, глубина проникновения разломов, наличие грязевых вулканов, физико-химические процессы и ряд других факторов.

Таким образом, гидрохимическая инверсия в основном связана с вертикальным внедрением маломинерализованных глубинных вод по зонам разломов и эруптивным каналам грязевых вулканов и смешиванием их в последующем с пластовыми водами ХК типа. Фиксируются также следы латерального перемещения вод от зон разломов к структурам.

Формирование гидрогеохимической зональности водонапорных комплексов Куринской впадины является единым, в то же время каждый регион отличается особенностями геологического строения и гидрогеологического режима. Все это отражается на изменении состава вод и характеристики каждой гидрогеологической зоны Куринской впадины.

В меловых и эоценовых отложениях впадины встречены воды в основном ХК и ГКН типа. В глубоководных зонах в этих комплексах встречаются воды СН состава (за исключением нижнемеловых). На глубинах более 4,5 км в зоне весьма затруднённого водообмена гидрогеохимическая зональность проявляется не резко и выражается в снижении минерализации вод и сульфатности от эоцена к верхнему мелу.

Отмечается резкое снижение rCa/rMg в низах верхнего мела и увеличение минерализации вод в нижнем меле. Резкое увеличение минерализации вод в эффузивах нижнего мела является результатом геохимических процессов, протекание которых определяется физико-химическими факторами, такими как отношения реагирующих масс породы и воды, содержанием в породе извлекаемого хлора и органических веществ, воздействия температуры, давления и т.д. Эти процессы обуславливают разнообразие типов гидрогеохимических разрезов.

На основании анализа составленных типичных кривых изменения минерализации вод с глубиной для различных зон установлены его причины, связь с типом разреза, присутствием грязевых вулканов, температурой, давлением и т.д. На основе этих факторов была спрогнозирована минерализация вод на больших глубинах, не вскрытых скважинами, и выявлена аномалия с весьма низкой минерализацией. Присутствие опреснённой воды на большой глубине, возможно, связано с развитием конденсатогенных процессов или поступлением дегидратационных вод. Опреснённая конденсационная вода и слабый приток жидкости с лёгкой нефтью позволяет полагать о наличии оторочки нефти на структуре Б.Палантекан.

Со стратиграфической глубиной не отмечается чёткого изменения состава вод, однако частота встречаемости вод ГКН и СН типов к нижним горизонтам растёт. В подстилающих ПТ миоценовых отложениях наряду с водами ГКН типа присутствуют воды ХК. В нижних горизонтах изменение состава и минерализации вод пока не позволяет установить чёткой зональности по площади. Это связано с тем, что скважины, опробовавшие нижние горизонты по площади сгруппированы в одной части структур или же расположены спорадически.

В целом, в Куринской впадине основная гидрогеохимическая зональность в осадочном разрезе мел-эоцен-нижнего плиоцена формируется в результате преимущественного влияния вертикальной миграции под-

земных вод из глубоких зон мезозоя в вышележащие плиоцен-четвертичные отложения.

ГЛАВА III. ТЕРМОБАРИЧЕСКАЯ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ В ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСАХ

Барическая зональность. Нижнемеловой комплекс вскрыт небольшим числом скважин и изучен всего на 3 площадях. Результаты испытания объектов на площадях Джарлы и Сор-сор показало наличие водоносных коллекторов с высокими емкостно-фильтрационными свойствами.

Верхнемеловой вулканогенно-осадочный комплекс в Среднекуринской впадине пользуется широким распространением. Перекрывается он нижним эоцен-палеоценовым водоупором.

Гидродинамические условия верхнемелового и эоценового водонапорного комплексов близки как по величине $K_{ан}$, так и по приведённым напорам. Приведённый напор рассчитан по формуле:

$$H=Z+10P - C,$$

где H – напор, в м. вод. ст., приведенный к уровню моря; P – пластовое давление, МПа; Z – абсолютная отметка точки замера давления, м; C – поправка за счет плотности пластовой воды.

Максимальная величина напора и $K_{ан}(P_{пл}/P_{у.г.})$ по обоим комплексам установлена на площади Амирарх. Вторая зона максимальных напоров установлена на площади Зардаб и на далёком юго-западном крыле месторождения Мурадханлы. Невысокие напоры вод по обоим комплексам установлены в междуречье Куры и Габырры. Величины напоров и $K_{ан}$ в осадочном комплексе ниже, чем в вулканогенном. Между указанными водонапорными комплексами установлена гидродинамическая связь. Среднеэоценовый комплекс перекрывается верхним эоцен-майкопским водоупором.

Гидродинамические условия глубокозалегающих горизонтов ПТ Нижнекуринской впадины характеризуются более высокими значениями напоров вод, особенно на площадях Хыдырлы и Хыллы. Для нижних горизонтов на остальных площадях прогиба напоры относительно не высокие. В нижних горизонтах $K_{ан}$ изменяется также скачкообразно от 1,49 до 1,86.

При такой зональности по зонам глубокопроникающих разломов, по выводным каналам грязевых вулканов, зонам трещиноватости и т.д., происходит миграция водонефтяных растворов в вышележащие отложения, особенно во время активизации тектонических движений.

Геотермическая зональность впадины определяется теплопроводящими свойствами пород, строением отдельных её частей, глубиной залегания фундамента, разломной тектоникой и т.д. Температура в различных участках возрастает с глубиной с различной интенсивностью. Увеличение температуры происходит скачками и в основном зависит от литолого-петрофизического состава комплексов. Для карбонатной части разреза верхнего мела геотермический градиент в среднем составляет $1,98^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, а для вулканогенной – $2,63^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

Крупные зоны поднятий выделяются высокими градиентами и температурами. Наиболее высокие температуры, градиенты и средние величины теплового потока ($33,5\text{-}50,2\text{ МВт}/\text{м}^2$) зафиксированы в Гянджинском районе (Алиев С.А., 1988). Низкие температуры и величины теплового потока ($16,7\text{-}29,3\text{ МВт}/\text{м}^2$) установлены в Нижнекуруинской впадине. Тепловое поле нижнеплиоценовых отложений контролируется также глубинными разломами и наличием грязевых вулканов. Их влияние проявляется в виде локальных геотермических аномалий.

Для Нижнекуруинской впадины максимальное гипсометрическое положение верхней границы перехода жёстких вод в щелочные установлено на отметке 5500 м, где температура достигает 98°C . В миоцено-олигоцене интервале, на границе жёстких и щелочных вод температура может составить $96\text{-}115^{\circ}\text{C}$, что является оптимальным для начала образования нефти и дегитратационных процессов.

Термобарический порог и его значение в вертикальной химической зональности подземных вод установлен на примере Нижнекуруинской впадины, как относительно хорошо изученной по солевому составу и термобарическим показателям. Было выявлено снижение иона Ca и Sr с глубиной, а отношения $r\text{Ca}/r\text{Mg}$, $r\text{Na}/r\text{Cl}$ и pH – увеличиваются. Термобарический порог проявляется с глубины 3,9-4,1 км при температуре 82°C и $P_{\text{пл}} - 65\text{-}70\text{ МПа}$. Нижний порог из-за отсутствия фактических данных установить не удалось. На отметке 4100 м наблюдается резкое снижение содержания ионов Ca и Sr. Скачок в изменении ионов Ca и Sr, отношения $r\text{Ca}/r\text{Mg}$ на глубине свыше 4км может быть вызван термобарическими условиями. Надо полагать T и P на глубине около 5,5 км являются для условий Нижнекуруинской впадины началом выноса ингредиентов из глинистых пород при участии жидкой фазы.

Источник опреснения вод по гидрохимическим данным выяснить сложно. Однако по составу стабильных изотопов можно достаточно точно определить природу водного растворителя. На геохимических барьерах образуются аномалии, которые важны при оценке перспектив нефтегазоносности.

Выделяют латеральные и вертикальные барьеры. На примере вертикального барьера было установлено повышение температуры, давления и снижение минерализации вод на глубине 5500 м. Давление на этой глубине прогнозируется 81 МПа, температура – 98⁰С, а геотермический градиент – 1,7⁰С/100 м. Высокие значения температуры и давления связаны с наличием ниже этой глубины глинистых пластов с аномально высокими поровыми давлениями, которые разгружаются в пределах ПТ с глубины 5500 м и изменяют геохимическую обстановку. Верхняя граница химического барьера установлена на глубине 4 км, где отмечены увеличения давления, температуры и минерализации вод. Эти условия обычно характерны для "закрытой" водонапорной системы. Исходя из этого существующие геологические, геохимические, физико-химические и другие условия определяют начало генерации нефти, масштабы этого процесса.

Физико-химическая зональность. Для системы "вода-порода" физико-химическая зональность определяется 4-мя типами химических реакций (Б.Н.Рыженко, С.Р.Крайнов, 1999).

В водной фазе отдельные участки физико-химической системы находятся в состоянии локального равновесия. Такое выделение участков основано на различных скоростях реакций в системах "вода-порода".

Характерной особенностью этой системы является ее зависимость от химического состава, которая не является произвольной, а подчиняется составу толщ вулканогенных или осадочных пород.

В закрытой системе с повышенным содержанием Са и Сl в воде, увеличение масс "породы-воды" приводит к формированию высокоминерализованных хлоридных вод Na – Са – Сl и Са – Na – Сl типа (зона застойного водообмена).

Температура и давление влияет на состав водной фазы, формирующейся в системе "порода-вода". При росте температуры и давления снижается сульфатность и формируются высокоминерализованные воды Сl – Са – Na типа.

Таким образом, "открытость" системы, наблюдаемая при температуре до 25⁰С и давлении 0,001 Кбар повышает бикарбонатность и сульфатность водной фазы. Увеличение Т и Р системы способствует росту хлоридности (Т более 70⁰С), формированию и отделению газовой фазы CO₂ и H₂S.

ГЛАВА IV. ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ И ОРГАНО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРИ ПРОГНОЗЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ КОМПЛЕКСОВ

Напряжённость геотермического поля в глубокозалегающих отложениях снижается ступенчато со стороны междуречья Куры и Габырры

до Нижнекуринской впадины.

Температура на срезе 5000 м составляет в среднем 131⁰С в междуречье, 126⁰С - в Евлах-Агджабединском прогибе и 97⁰С - в Нижнекуринской впадине. Отмечается увеличение разности температур с погружением гипсометрических уровней. При этом темп нарастания температур различен. На участках, близрасположенных к глубинным разломам или в приразломных структурах характер изменения температур с глубиной более сложный.

АВПД может быть как прямым показателем нефтегазоносности, так и косвенным. Наличие АВПД можно считать прямым показателем нефтегазоносности в областях проявления активных тектонических движений. Это приводит к дополнительной деформации и сжатию резервуаров, что влечёт к формированию и переформированию залежей УВ. Часто АВПД в сильно нарушенных участках играют отрицательную роль.

Доказана возможность использования органо-геохимических показателей для прогноза нефтегазоносности локальных структур. Для прогноза нефтегазоносности на примере эоценовых и меловых отложений Среднекуринской впадины использована генетическая связь ОВ и микрокомпонентов вод.

Наиболее высокая достоверность относительно фона установлена для бензола, толуола, отношения $\Phi_{лет}/C_{хл}$ и $\Phi_{лет}$, которые составляют 65% и более. Более низкой достоверностью отличаются $O_{йод}^{хл}$, $O_{перм}^{хл}$ и $C_{орг}^{хл}$, величины которых не превышают 50%.

Для прогноза нефтегазоносности использованы относительные величины: $\Phi_{лет}/C_{хл}$, $O_{йод}^{хл}/O_{перм}^{хл}$, $N_{уст}^{хл}/N_{общ}^{хл}$.

Наибольшее накопление водорастворенного органического вещества (ВРОВ) имеет место в водах с высоким содержанием йода. Корреляционная связь между йодом и $O_{йод}$ имеет прямолинейную зависимость. Коэффициент корреляции равен 0,783. Результаты исследований позволили выявить параллельное возрастание в сторону наиболее погруженных частей прогибов, как органических веществ (нафтеновые кислоты, фенолы, $N_{орг}$, $C_{орг}$), так и некоторых микрокомпонентов (I, NH_3).

Для установления нефтегазоносности больших глубин важное значение имеет выявление тектонически активных зон, влияющих на распределение коллекторских свойств и состояние флюидов в породах. В вулканогенных породах важным является неравномерность деформации пород. В результате деформации происходит разрыв сплошности пород и образование трещинных коллекторов. Нарушение системы "порода-флюид" сказывается на составе вод.

Для выявления изменений химического состава вод в тектонически

активных зонах использовали гидрoхимический показатель тектонической активности (K_{Ta}), представляющий собой отношение суммы составляющих вулканогенно-карбонатной системы к иону Cl^- :

$$K_{Ta} = rCa^{2+} + rMg^{2+} + rHCO_3^- / rCl^- \cdot 100\%$$

Этот показатель рассмотрен на примере верхнемеловых отложений Мурадханлы и Зардаб. K_{Ta} изменяются в широких пределах от 24 до 88% в Мурадханлах и 17,2-54,4% - в Зардабе.

Показатель K_{Ta} позволил уточнить положение разломной зоны и установить возможность поступления водонефтяных растворов из глубоко-козалегающих отложений.

ГЛАВА V. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ КОМПЛЕКСОВ ОТЛОЖЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ЧАСТИ КУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ

Обобщение геолого-геофизических и гидрогеохимических показателей по глубоким горизонтам позволило утверждать, что характер нефтегазоносности определяется вертикальной зональностью нефтегазообразования.

Прогнозирование нефтегазоносности больших глубин на основе вертикальной зональности нефтегазообразования проведено путем сопоставления генерационной зональности Среднекуринской и Нижнекуринской впадин. В интервале 4,5-7 км установлены соответственно средняя (MK_{2-3}) и начальная стадия (MK_1) мезокатагенеза. В Куринской впадине выявлена зональность постдиагенетических изменений осадочных пород и ОВ на срезе – 5000 м. Выделены зоны MK_1 и MK_{2-3} .

Температура начала генерации нефти была принята для Куринской впадины в 100°C и составлена карта глубины залегания изотермы 100°C (Рис.1). Глубина нахождения изотермы колеблется от 3 до 6 км, что связано со скоростью прогибания и осадконакопления, мощности и возраста осадочного комплекса, температурного градиента.

Зоны наибольших глубин погружения изотермы 100°C сосредоточены в восточной части Куринской впадины, которая характеризуется относительно высокими скоростями осадконакопления и большой мощностью плиоцен-четвертичного комплекса. Здесь нефтеносны плиоценовые отложения. Перспективы нефтеносности больших глубин (более 6км) будут связаны с олигоцен-миоценовыми отложениями.

В Гянджинском районе, где нефтеносны в основном майкопские отложения перспективы больших глубин (более 4,5 км) могут быть свя-

заны с отложениями эоцена и верхнего мела. В междуречье Куры и Габьрры, где установлена нефтеносность эоцена, перспективы, могут быть связаны с глубокопогруженными (более 4 км) эоценовыми и мезозойскими отложениями.

С мезозойскими отложениями могут быть связаны перспективы нефтеносности площадей центральной части Куринской впадины (Зардаб, Гышлаг, Пираза и др.).

Прогнозирование нефтегазоносности больших глубин по термобарическим и гидрогеохимическим показателям. В Куринской впадине важное место отводится региональному и зональному прогнозированию.

Термогидродинамическая зональность среднего эоцена характеризуется интенсивным проявлением АВПД и высокими температурами (более 90°). Разгрузка элизионных вод в Евлах-Агджабединском прогибе происходит в основном снизу вверх по глубинным разломам и ослабленным местам водоупоров. Термогидродинамическая зональность мела аналогична палеогеновому. Отличительной особенностью верхнемеловых эффузивов является скачкообразное изменение $K_{ан}$ с глубиной. Установлена связь между расположением разломов и $K_{ан}$. Термогидродинамическая зональность глубоких горизонтов ПТ Нижнекуруинской впадины отличается повсеместным проявлением АВПД, особенно в интервалах, контактирующих с подстилающими отложениями миоцена.

Информативность термогидрохимических показателей зависит от объема и достоверности фактического материала.

На состав нефтей в условиях термодинамического режима сказывается катагенетические преобразования различной степени интенсивности. При меньшей степени катагенетических преобразований пласты сохраняют лучшие коллекторские свойства (Кюрсянтя, Мишовдаг и др.).

Для характеристики геохимической среды, степени метаморфизации вод и типа залежей УВ, используют различные коэффициенты. Например, на месторождении Мурадханлы, при расстоянии от контура продуктивности до 800м коэффициенты rNa/rCl и $rSO_4/rHCO_3+rCO_3$ – уменьшаются, а rSO_4/rCl – увеличивается.

Для вод перспективных площадей значение rNa/rCl и отношение $rSO_4/rHCO_3+rCO_3$ меньше 1,0.

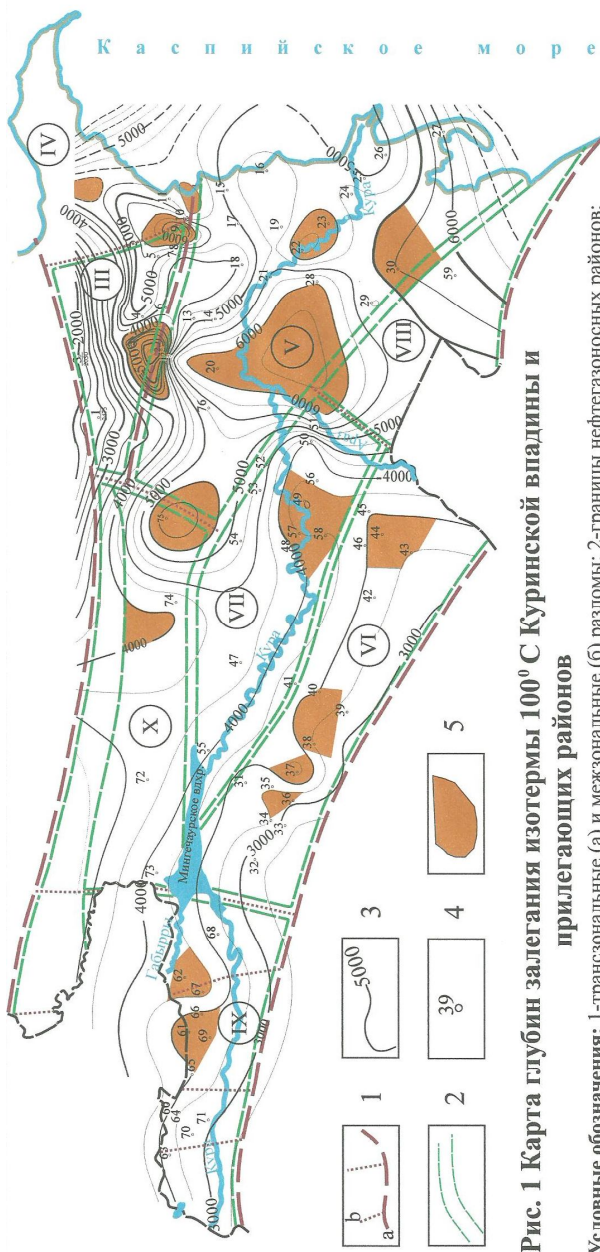


Рис. 1 Карта глубин залегания изотермы 100° С Куринской впадины и прилегающих районов

Условные обозначения: 1-трансзональные (а) и межзональные (б) разломы; 2-границы нефтегазоносных районов; 3-глубина залегания изотермы; 4-структуры и месторождения, где проводились замеры температур; 5-геотермические аномалии. Нефтегазоносные районы: III-Шамахи-Гобустанский НПР; IV-Абшеронский НПР; V-Нижнекуриинский НПР; 12-Каламалды; 13-Б.Харамы; 14-Кичик Харамы; 15-Пирсаат; 16-Бяндован; 17-Галмаз; 18-Мишовдаг; 19-Кюрелня; 20-Падар; 21-Коровдаг; 22-Г арабаллы; 23-Бабазанан; 24-Дуровдаг; 25-Хылы; 26-Нефтчала; 27-Г ызылагач; 28-Сарханбейли. VII-Г инджинский НПР; 31-Дуздаг; 32-Дальмамедли; 33-Г азанбулаг; 34-Борулду; 35-Г едакбоз; 36-А чдере; 37-Нафтаган; 38-Терте; 39-Г оллоджа; 40-Ширванлы; 41-Барде; 42-Агджабеди; 43-Бейлаган; 44-Советляр; 45-Ширингум; 46-Агтель. VII-Мурадханлинский НПР; 47-Амирарх; 48-Зарлаб; 49-Мурадханлы; 50-Мильская; 51-Саатлы; 52-Джарлы; 53-Сорсор; 54-Г араджаллы; 55-Г араджа; 56-Джафарлы; 57-Шыхбаги; 58-Возтобу. VIII-Ленкоранский НПР; 59-Новоголовка. IX-НПР между речья Куры и Г абарры; 60-Армудлы; 61-Ахтана; 62-Б.Илантекан; 63-Дамиртепе-Улабно; 64-Сажда; 65-Молладаг; 66-Г орудан; 67-Зап.Г орудан; 68-Тардалляр; 69-Кейрюк-Кейлан; 70-Мамедтепе; 71-Г ыраттепе; 71-Г ыраттепе; 71-Г ыраттепе; 72-Камитая Аджибула; 73-Аджинур; 75-Г арамарьям.

Оценка перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих комплексов отложений и выбор перспективных направлений поисков. В нефтегазоносных бассейнах общим показателем, характеризующим геохимическую среду, степень метаморфизации вод и возможную связь с ними различных залежей УВ, является коэффициент метаморфизации ($r_{Na/rCl}$). При низкой степени метаморфизации от 0,85 до 1,0 в зависимости от количества и состава захороненного ОВ, а также гидродинамических условий встречаются газовые и нефтяные залежи. Наряду с комплексом гидрогеохимических критериев прогноза нефтегазоносности был использован также термометрический метод. Были составлены карты – срезы для различных глубин, где выделены положительные тепловые аномалии (Рис.2).

На площади Тарсдалляр тепловые аномалии имеют различную контрастность по площади и разрезу. Наибольшая контрастность характерна для глубин 3000, 4000 и 5000 м, т.е. для эоценовых и меловых отложений. В пределах этих интервалов необходимо провести геофизические исследования методом «прямых» поисков с целью установления глубины нахождения перспективных нефтегазоносных объектов. В близрасположенной структуре Кейрюк – Кейлан тепловая аномалия установлена с глубины 4000 м, т.е. с верхнего мела. В этом интервале с 4 до 6 км следует провести аналогичные геофизические исследования.

В нижних горизонтах ПТ максимумы нефтенасыщенности будут связаны с зонами и участками присутствия щелочных вод ГКН и СН типа на фоне ХК. Эти высокоперспективные зоны располагаются вдоль продольных разломов или узлов пересечения их с другими разрывами. Удельная разбитость структуры $\text{км}^2/\text{км}$ равна 30-40, коэффициент аномальности 1,20-1,40; геотермический градиент (Γ) – составляет 1,70-1,90.

Высокоперспективные участки приурочены к структурам, где залежи нефти и газа выявлены в верхних горизонтах ПТ.

В палеоген-миоценовом комплексе встречаются пласты с высокими значениями $K_{\text{ан}}$. Региональные и локальные разломы в Среднекуринской впадине могут выполнять роль гидродинамического барьера. В тектонически активных зонах разломы контролируют внедрение флюидов из различных очагов генерации УВ. В разломных зонах нередко получали высокие дебиты нефти, газа и воды. Нефти в основном с плотностью 0,830-0,850 $\text{г}/\text{см}^3$, а в растворенных газах обычно преобладают гомологи метана.

В междуречье Куры и Габырры высокоперспективные участки примыкают к продольным разломам, протягивающимся от площади Тарсдалляр до Гюрзундага.

По меловому комплексу в Евлах-Агджабединском прогибе перспективный участок охватывает структуры, прилегающие к Предмалокавказскому разлому.

Основные выводы

1. Гидрогеохимическая и гидродинамическая зональность формируется в результате восходящих флюидодинамических потоков при тектонической активизации, приводя к межформационным перетокам флюидов и смешению их в различных соотношениях на фоне ограниченного латерального движения.

2. В глубоких частях впадины зоны нефте- и газонакопления, в том числе отдельных месторождений часто соответствуют локальным участкам разгрузки глубинных подземных вод, которые отражаются в виде различного рода аномалий.

3. Установлено присутствие на определенных глубинах термобарических и геохимических барьеров. Основными факторами, вызвавшими скачок в изменении содержания Ca, Mg, Sr и других микроэлементов с глубины 3,9 – 4,1 км в Нижнекуринской впадине являются температура и давление, которые способствовали протеканию катионообменных процессов в системе вода-порода.

4. Составлена карта изменения глубины изотермы 100⁰С для азербайджанской части Куринской впадины, отражающая изменение по площади верхнего порога генерации нефти.

5. Установлено существенное увеличение $\Gamma_{\text{ф}}$ вниз по разрезу ПТ на месторождениях Кюровдаг-Нефтчалинской зоны, который почти в 2,5 раза выше в XIX-XX горизонтах (205 м³/м³), в сравнении с верхними горизонтами, что связано с приближением к подстилающим ПТ нефтегенерирующим отложениям миоцена.

6. Составлены геотермические карты на различных срезах, позволившие выделить наиболее контрастные тепловые аномалии, приуроченные к отдельным интервалам глубин. Предлагается провести геофизические исследования методом «прямых» поисков с целью выявления перспективных объектов в указанных интервалах.

7. На основе комплексного анализа для выявления залежей УВ на больших глубинах рекомендуются площади: в Междуречье -

Тарсдалляр, Гюрзундаг, Кейрюк-Кейлан (верхний мел), в Евлах-Агджабединском прогибе – Зардаб (верхний мел) и Мурадханлы (карбонатный верхний мел), в Нижнекуринской впадине-Кюровадаг, Гарабаглы (миоцен-олигоцен).

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Аббасова С.В., Рустамова Х.Р. Использование генетической связи органических веществ и микрокомпонентов подземных вод для оценки нефтегазоносности эоценовых и верхнемеловых отложений Среднекуринской впадины // *Azərbaycan Neft Təsərrüfatı*, 2011, №4, с.7-11.
2. Фейзуллаев А.А., Рустамова Х.Р., Рустамов Р.И. Гидрогеохимическая зональность в глубокопогруженных эоценовых и меловых отложениях Среднекуринской впадины и её природа // *AMEA Xəbərլər.Yer elmləri*, 2012, №2, с.8-12.
3. Рустамова Х.Р. Использование гидрохимических показателей тектонической активности при прогнозе нефтегазоносности глубокозалегающих отложений // *Azərbaycanda geofizika yenilikləri*, 2012, №1-2, с.35-37.
4. Hacıyev A.M., Rustamova Kh.R. Application of a hydrochemical indicators of assessment of tectonic activity in the deeply buried hydrocarbon bearing structures / International Conference "Integrated Approach for Unlocking Hydrocarbon Resources", 3-5 October 2012, Baku, 2012, p.133
5. Рустамов Р.И., Рустамова Х.Р., Ахундов Ш.Х. Перспективы поисков нефти и газа на больших глубинах в Куринской межгорной впадине // Научно-технический вестник "Каротажник", 2013, №7 (229), г.Тверь, с.58-64.
6. Рустамова Х.Р., Ахундов Ш.Х. Использование геотермических показателей при поисках залежей нефти и газа на больших глубинах / «Fundamental və tətbiqi geologiya elmi: nailiyyətlər, perspektivlər, problemlər və onların həlli yolları» gənc alim və tələbələrin 5-ci Beynəlxalq konfransı, 14-15 noyabr 2013, Bakı, с.289-291
7. Рустамова Х.Р. О возможности применения термометрического метода при определении перспектив нефтегазоносности больших глубин // *Azərbaycan Neft Təsərrüfatı*, 2014, №1, с.62-65.

RÜSTƏMOVA XUMAR RAID QIZI

NEFTQAZLILIQ PERSPEKTİVLİYİNİN QIYMƏTLƏNDİRİLMƏSİ İLƏ ƏLAQƏDAR KÜR ÇÖKƏKLIYİNİN AZƏRBAYCAN HİSSƏSİNİN DƏRİNDƏ YATAN ÇÖKÜNTÜLƏRİNİN HİDROKİMYƏVİ VƏ TERMOBARİK ZONALLIĞI

XÜLASƏ

Böyük dərinliklərdə axtarış işlərinin səmərəliliyi geoloji-geofiziki və hidrokimyəvi tədqiqatların elmi əsaslandırılmasından çox asılıdır.

Bu məqsədlə hidrokimyəvi zonallığın əmələ gəlmə şəraiti, vulkanogen çökmə süxurlarda suların formalaşmasında fiziki-kimyəvi proseslərin rolu aydınlaşdırılmışdır. Nəticədə dərinədə yatan çöküntü komplekslərində KH-nin formalaşması sxemi təklif olunur. Ayrı-ayrı sahələr üzrə tektonik aktivliyinin göstəriciləri hesablanmışdır. KH-nin dərinlik qırılmalarının kəşifdiyi yerlərdə toplanması müəyyənləşdirilmişdir.

Kür çökəkliyi üçün neftin başlanğıc generasiyası 100°C qəbul olunmuşdur və 100°C izotermin dərinliyinin dəyişməsinə əks etdirən xəritə tərtib edilmişdir. İzotermin dərinliyinin 3-dən 6 km-ə qədər dəyişməsi əyilmənin və çöküntü toplanmanın sürəti, çökmə kompleksinin qalınlığı və yaşı, temperatur qradiyenti ilə əlaqədardır.

Aşağı Kür çökəkliyinin dərinlikdə yatan horizontlarında termobarik səddin yerləşdiyi dərinlik və onun katagenez zonaları ilə əlaqəsi hidrokimyəvi və fiziki-kimyəvi göstəricilərlə birlikdə müasir geofiziki texnologiyalarla dərinliklərdə yatan Tabaşir, Eosen və Alt Pliosen çöküntülərində neft-qaz yataqlarına aparılan axtarış işlərinin istiqaməti müəyyənləşdirilib. Yevlax-Ağcabədi çökəkliyində Tabaşir çöküntüləri üzrə perspektivli sahələr Kiçik Qafqazönü dərinlik qırılması ilə təmasda olan zonalarla əlaqədardır.

Kür və Qabırır neftqazlı vilayətində yüksək perspektivli sahələr Tərsdöllər sahəsindən Kiçik Palantökən sahəsinə qədər uzanan qırılma zonası boyu yerləşirlər.

Eosen çöküntüləri üzrə perspektivli sahələr Muradxanlı - Əmirarx zonası ilə əlaqədardır.

Aşağı Kür çökəkliyində yüksək perspektivli sahələrə isə Kürövdağ, Qarabağlı qalxımlarında Məhsuldar qatın aşağı horizontları və onların altında yatan çöküntülər aiddir.

KHUMAR RAID GYZY RUSTAMOVA

HYDROCHEMICAL AND THERMOBARIC ZONATION OF THE DEEP OCCURRING STRATA OF THE KURA DEPRESSION AZERBAIJANI PART DUE TO OIL-GAS CONTENT'S ASSESSMENT

SUMMARY

The efficiency of the exploration of the large depth depends on the scientific relevance of hydrochemical and thermobaric studies. With this goal we have studied the hydrochemical and thermobaric setting of the area under study. The role of the tectonic and physical-chemical processes in the water formation in the volcanogenic- sedimentary deposits was revealed.

The map of the 100⁰C isotherm was created. This map reflects the occurrence depth of the oil window's upper boundary. On the heat anomalies contrast revealed on the separate stratigraphic levels the places of fluids' latent discharge were determined. Based on the example of oil-gas deposits located within Low Kura depression the growth of gas factor as approaching to the underlying oil-gas generating Miocene deposits was established.

On the complex of hydrochemical and thermobaric parameters and with the accounting of physical-chemical and geophysical factors the exploration trends in the deep occurring Cretaceous, Eocene deposits and lower horizons of the Productive Series were determined.

On the Cretaceous complex of the Evlakh-Agjabedi trough the perspective area covers the structures adjacent to fault zones. Within the Kura and Gabirri interfluvium the perspective area is confined to the zone extended from the Tarsdallar field to the Gyurzundag field.

On the Eocene complex the perspective area covers Muradkhanli – Amirarkh zone.

In the Low Kura depression the perspective areas on the Miocene and Productive Series's low horizons are confined to the Kurovdag and Garabagli fields.

**AZƏRBAYCAN MİLLİ ELMLƏR AKADEMİYASI
GEOLOGİYA İNSTİTUTU**

Əlyazması hüququnda

XUMAR RAİD QIZI RÜSTƏMOVA

**NEFTQAZLILIQ PERSPEKTİVLİYİNİN
QİYMƏTLƏNDİRİLMƏSİ İLƏ ƏLAQƏDAR KÜR
ÇÖKƏKLİYİNİN AZƏRBAYCAN HİSSƏSİNİN DƏRİNDƏ
YATAN ÇÖKÜNTÜLƏRİNİN HİDROKİMYƏVİ VƏ
TERMOBARİK ZONALLIĞI**

2521.01 – Neft və qaz yataqlarının geologiyası,
axtarışı və kəşfiyyatı

Yer elmləri üzrə fəlsəfə doktoru elmi dərəcəsi
almaq üçün təqdim edilmiş dissertasiyanın

A V T O R E F E R A T I

BAKİ – 2014