

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР

Ю.Р. КАГРАМАНОВ

**ВОДОНАПОРНАЯ СИСТЕМА МЕЗОЗОЙСКИХ  
ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ  
ТУРКМЕНИИ В СВЯЗИ С УСЛОВИЯМИ  
РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ  
НЕФТИ И ГАЗА  
(АВТОРЕФЕРАТ)**

МОСКВА 1968

Министерство геологии СССР  
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
ГИДРОГЕОЛОГИИ И ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ (ВСЕГИНГЕО)

На правах рукописи

Ю.Р.Каграманов

ВОДОНАПОРНАЯ СИСТЕМА МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ  
ЦЕНТРАЛЬНОЙ ТУРКМЕНИИ В СВЯЗИ С УСЛОВИЯМИ  
РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

№ 125. Гидрогеология

Автореферат диссертации,  
представленной на соискание ученой  
степени кандидата геолого-мине-  
ралогических наук

Научный руководитель  
доктор технических наук  
В.Н.Корценштейн

Москва 1968



6501

Работа выполнена во Всесоюзном научно-исследовательском институте гидрогеологии и инженерной геологии.

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук В.Н.КОРЦЕНШТЕЙН.

Официальные оппоненты: заслуженный деятель науки РСФСР, доктор технических наук, профессор Н.А.ПЛОТНИКОВ;  
кандидат геолого-минералогических наук Л.М.ЗОРЬКИН.

Ведущее предприятие - Ордена Ленина производственное Объединение "Туркменнефть".

Автореферат разослан " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 1969 г.

Защита диссертации состоится "27" мая 1969 г.  
на заседании Ученого совета ВСЕГИНГЕО по адресу:  
Москва, Ж-17, Б.Ордынка, д. 32.

Ваши отзывы (в 2-х экземплярах, заверенных печатью) просим направлять Москва, Ж-17, Б.Ордынка, д.32).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ВСЕГИНГЕО.

Ученый секретарь

Дальнейшее интенсивное развитие нефтегазодобывающей промышленности в нашей стране требует быстрейшего освоения открытых нефтяных и газовых месторождений, так и новых высокоперспективных районов, к числу которых относится территория Центральной Туркмении.

За последние годы в Центральной Туркмении открыта Зеагли-Дарвазинская группа газовых месторождений, с числом залежей около 130, и нефтегазовое месторождение Модар. Дальнейшее развитие поисковых работ на нефть и газ требует более детального изучения этого высокоперспективного района.

Настоящая работа выполнена с целью изучения гидрогеологических условий нефтегазоносности этой обширной территории, что наряду с другими исследованиями будет способствовать выбору наиболее перспективных направлений разведки на нефть и газ, решению вопросов рациональной разработки, а также комплексному использованию всех полезных ископаемых региона, включая подземные воды.

Основным материалом диссертации являются результаты исследований, проведенных автором за период работы в Центрально-Каракумской нефтеразведочной экспедиции Геологического Управления и Охраны недр при СМ СССР (1960-1962) и Туркменском филиале ВНИИ (1962-1968).

В работе использовались также фондовые материалы Туркменского филиала ВНИИ, объединения "Туркменнефть", Управления геологии при СМ СССР и опубликованные работы других исследователей.

Диссертационная работа помимо введения и заключения содержит одиннадцать глав, сопровождается 28-ю таблицами и иллюстрирована 55-ю графическими приложениями.

В первой главе приводятся сведения о географическом положении района, его рельефе, климате и пр.

Во второй главе рассмотрены основные черты геологического строения Центральной Туркмении.

Первый раздел главы посвящен истории геологического изучения.

Результаты геологических исследований освещены в научных трудах и отчетах Л.Е.Аграновского, И.Н.Алифана, Г.И.Амурского, М.Аннамередова, Г.А.Аржевского, А.А.Бакирова, А.А.Борисова, Р.И.Быкова, А.Г.Блискавки, О.В.Барташевич, В.Г.Васильева, Г.А.Габриэлянца, Ю.Н.Година, М.Г.Гуревича, А.В.Данова, Г.Х.Дикенштейна, В.В.Денисевича, П.П.Иванчука, Ю.Р.Каграманова, П.И.Калугина, В.В.Колодия, Н.А.Крылова, И.М.Кубасова, Н.П.Луппова, А.К.Мальцевой, В.Д.Наливкина, Г.И.Морозова, О.Оразова, В.И.Рубана, В.В.Семеновича, Ю.В.Самсонова, Л.Г.Соколовского, И.С.Старобинца, З.М.Табасаранского, М.М.Фартукова, С.П.Халлиева, Я.А.Хаджакулиева, З.Б.Хуснутдинова, А.Яржданова, В.П.Ясенкова и других.

Во втором и третьем разделах главы приводится литолого-стратиграфическая характеристика разреза и тектоника исследуемой территории. Геологический разрез региона слагают отложения от палеозойского возраста до четвертичного. Основным тектоническим элементом территории является Центрально-Каракумский свод, в наиболее приподнятой части которого выделяется Зеагли-Дарвазинское поднятие. В пределах последнего установлена основная промышленная газоносность этой территории. С запада свод ограничен Верхнеузбойским, с севера - Дарьялык-Дауданским прогибами, и с востока - Заунгузской впадиной, на юге он переходит в склон Каракумской платформы, который осложнен крупным региональным широтным Донгузсырт-Ербентским разломом.

Четвертый раздел посвящен истории геологического развития Центрально-Каракумского свода, позволяющей установить время формирования Зеагли-Дарвазинского поднятия в целом, его локальных складок и возможное время образования газовых залежей.

В третьей главе дается краткий обзор гидрогеологических исследований, проведенных в Центральной Туркмении.

Первое обобщение материалов по подземным водам мезозойских отложений Каракумской платформы было сделано Ю.В.Добровым и В.В.Колодием в 1960 г.

По мере развертывания буровых работ появились работы Л.Г.Борзасековой, Г.А.Борщевского, С.Б.Вагина, Г.А.Габриэлянца, М.С.Гуревич, И.Я.Давыдова, П.П.Иванчука, В.Ф.Казакова, А.А.Карцева, В.В.Колодия, В.Н.Корценштейна, Л.Л.Ланге, В.И.Седлецкого, В.В.Семеновича, Л.Г.Соколовского, Я.А.Ходжакулиева, В.П.Шугрина, Э.Н.Юргелянец и др., освещающие вопросы гидрогеологии Каракумской платформы.

К настоящему времени во взглядах на гидрогеологию мезозойских отложений платформенной части Туркмении можно выделить два основных направления.

Ряд исследователей (А.А.Карцев, Г.А.Борщевский, П.П.Иванчук, С.Б.Вагин, О.Я.Калугина, Я.А.Ходжакулиев и др.) рассматривают Каракумский артезианский бассейн в классическом представлении, исходя из наличия связи потока подземных вод с современными областями аккумуляции атмосферных осадков и его разгрузки на определенных площадях.

В.В.Семенович, Л.Г.Соколовский, И.Я.Давыдов, Л.Л.Ланге и др. считают, что современные области инфильтрации атмосферных осадков не оказывают влияния на движение пластовых вод и ставят под сомнение существование активной современной разгрузки вод глубоких горизонтов мезозоя.

В четвертой главе дается характеристика водоносных комплексов и водоупоров в мезозойских отложениях Центральной Туркмении.

В разрезе мезозойской толщи автором выделены пять водоносных комплексов, приуроченных к юрским, неокомским, аптским, альбским и сеноман-туронским отложениям.

Юрский водоносный комплекс в центральной части Центрально-Каракумского свода залегает на фундаменте платформы, а на северном погружении Зеагли-Дарвазинского поднятия и южном склоне эпигерцинской Каракумской платформы - на пермо-триасовых отложениях, наличие которых предполагается по данным геофизических исследований. Комплекс сложен карбонатно-терригенными породами. На южном склоне преобладающее значение имеют карбонатные разности. В се-

верном направлении увеличивается роль песчано-алевролитовых пород. Водоупором служат глинисто-карбонатные породы келловейского возраста. Мощность комплекса на южном склоне платформы достигает 2000 м, сокращаясь в северном направлении.

Неокомский водоносный комплекс сложен в нижней части песчано-алевролитовыми породами, в верхней - глинисто-карбонатными отложениями барремского яруса, являющимися региональным водоупором. Мощность комплекса увеличивается к югу от 100 м (Акча-Кая) до 460 м (Казы), мощность барремского водоупора изменяется в обратном направлении, и на севере водоупор исчезает. Здесь неокомская толща сливается с нижеаптской.

Аптский водоносный комплекс сложен породами нижеаптского подъяруса (представленного песчаниками и алевролитами с прослоями глин и известняков) и глинистой толщей верхнеаптского подъяруса. Водоупорной кровлей служат глины верхнего апта и нижнего альба. В северном направлении наблюдается относительное увеличение песчаности аптского водоносного комплекса. Мощность комплекса увеличивается с севера на юг от 260 м (Акча-Кая) до 450 м (Казы).

Альбский водоносный комплекс в нижней части представлен преимущественно глинами, в средней - в основном, песчаниками и песками с глинистыми пропластками, в верхней - почти целиком глинами. Последние служат водоупором. Мощность комплекса увеличивается в южном направлении от 100 м (Акча-Кая) до 250 м (Модар).

Сеноман-туронский водоносный комплекс делится на две части. Нижняя представлена песчано-алевролитовыми породами сеноманского яруса, верхняя - преимущественно глинистыми породами турона, служащими водоупором. Мощность комплекса изменяется от 350 до 500 м.

Общим региональным водоупором для всей водонапорной системы мезозойских отложений Центральной Туркмении служит карбонатно-глинистая толща сенон-палеогенового возраста. Рассмотренное расчленение разреза платформенного чехла близко к схеме выделения нефтегазоносных комплексов, предложенной ранее З.Б.Хуснутдиновым.

Пористость песчаных коллекторов выделенных комплексов варьирует от 13 до 24%, в общем снижаясь сверху вниз по разрезу. Проницаемость коллекторов различна. Для юрских и неокомских

отложений она изменяется в пределах 0,014–0,075 дарси; для аптских и альбских составляет соответственно 0,400–0,450 и 0,7–0,8 дарси, а для сеноман–туронских достигает более 1,2 дарси.

Пятая глава диссертации посвящена вопросам динамики подземных вод водонапорной системы мезозойских отложений Центральной Туркмении.

Накопленный к настоящему времени новый значительный материал по гидродинамическим исследованиям глубоких скважин Зеагли–Дарвазинского поднятия и примыкающих к нему площадей (Акча–Кая, Эгри–Такыр, Хатардаш, Модар, Ербент, Казы, Сансыз и др.) позволяет выявить некоторые весьма существенные гидродинамические особенности водонапорной системы мезозойских отложений Центральных Каракумов.

Анализ гидродинамической обстановки приведен на схематических картах гидроизопьез, составленных автором для водоносных комплексов мезозойской толщи. Была использована методика приведения напоров к единой плоскости сравнения, предложенная А.И.Силиным–Бекчурным, с внесением поправок на температуру подземных вод и их сжимаемость. Плоскость сравнения выбрана для всех водоносных комплексов на отметке минус 1100 м, т.к. на больших глубинах увеличение удельного веса вод в пластовых условиях почти не отмечается.

Абсолютные отметки приведенных напоров подземных вод юрского комплекса в пределах Центрально–Каракумского свода уменьшаются с севера на юг. Максимальный приведенный напор зафиксирован на Акча–Кая (173 м), минимальный – на площади Сакарчага (135 м). Ориентировочно определена современная скорость движения подземных вод в направлении Акча–Кая – Эгри–Такыр. Рассчитанная скорость не превышает 0,05 м/год.

В неокомском комплексе выделяются два направления движения подземных вод: с северо–востока на юго–запад (северо–восточный поток) и с юго–востока на северо–запад (юго–восточный поток).

Влияние северо–восточного потока сказывается до Ербентского разлома. Напор его изменяется от 140 м на Акча–Кая до 128 м на Эгри–Такыре, уменьшаясь к югу до 119 м на Куруке. Скорость филь-

рации подземных вод 0,15-0,08 м/год.

Напор юго-восточного потока уменьшается от 140 м на площади Казы до 105 м на Сансызе. Юго-восточный поток не достигает центральной части Каракумского свода. Возможно, это происходит как под действием северо-восточного потока, так и вследствие Экранирующего влияния крупного Ербентского разлома.

В аптском водоносном комплексе наблюдается движение пластовых вод с юго-востока и с северо-востока. Напор северо-восточного потока изменяется от 176 м в районе Ак-Куи, до 158 м на Эгри-Такыре и до 132 м на Куруке. Напор юго-восточного потока снижается от 137 м в районе Казы до 100 м на площади Сансыз. Скорость потока, направленного с северо-востока, меняется на различных участках от 0,28 до 0,75 м/год. Ориентировочная скорость юго-восточного потока на участке Казы - Сансыз достигает 0,44 м/год.

Весьма интересно наличие пьезоминимума по аптскому водоносному комплексу в районе Ербентского вреза. Поскольку Донгузсырт-Ербентский разлом на ряде участков привел в соприкосновение юрские и нижнемеловые коллекторы, создаются благоприятные условия для перетока пластовых флюидов из юрских отложений в нижнемеловые.

В альбском водоносном комплексе также намечаются юго-восточный и северо-восточный потоки. Их результирующая направлена на запад. Рассчитанная скорость потока на участке Ак-Куи - Салар составляет 0,6 м/год.

Особое положение занимает Заглинская зона разрывных нарушений. В альбском и сеноман-туронском горизонтах этой зоны отмечаются пьезоминимумы. Их природа, вероятно, обусловлена специфическими гидродинамическими условиями как в прошлом, так и в настоящее время. В предакчагыльское время эти нарушения, очевидно, были путями разгрузки пластовых вод, о чем свидетельствует вторичная цементация нижнемеловых коллекторов и значительное накопление серы, образовавшейся в отложениях Заунгузской свиты среднего плиоцена за счет прорыва углеводородных газов и вод из более древних отложений (Гуревич, 1961). В дальнейшем проводящие каналы оказались "залеченными". Поступление пластовых вод как со стороны, так и из нижележащих горизонтов прекратилось. Отчлененная от водонапорной систе-

мы Зеаглинская зона разрывных нарушений сохранилась как реликт былой гидродинамической обстановки, в которой не происходит восстановления давления, вследствие больших гидродинамических сопротивлений. Такого рода участки могут рассматриваться в гидродинамической системе как "реликтовые пьезоминимумы". Вывод об отсутствии современной разгрузки пластовых вод в этой зоне сделан ранее рядом других исследователей (Колодий, 1966; Колодий, Каграманов, 1964; Габриэлянц, Соколовский, 1962).

В сеноман-туронском водоносном комплексе отмечается уменьшение напоров с юга на север от 148 до 87 м и с востока на запад от 168 до 139 м. Зеаглинская зона разрывных нарушений характеризуется аномально низкими напорами. На площадях Такыр, Дарваза, Чалджульба отмечается пьезомаксимум. Для сеноман-туронского комплекса результирующая двух потоков направлена на северо-запад.

Существование пьезомаксимума на площадях Такыр, Дарваза, Чалджульба указывает на возможность вертикальных межпластовых перетоков.

Анализ геолого-промыслового материала показывает, что распределение напоров подземных вод не связано с высоко приподнятыми "областями питания", расположенными в пределах горных обрамлений. Такой связи препятствует региональный разлом, отчленяющий ороген Копет-Дага от южного склона платформы, вдоль которого юрские и нижнемеловые отложения оказались "запечатанными". Связь с областью питания, расположенной в пределах юго-западных отрогов Гиссарского и Зеравшанского хребтов еще более невероятна, учитывая большую удаленность рассматриваемого региона и наличие многочисленных разрывных нарушений, играющих роль экрана. Автор склонен считать, что движение вод глубоко залегающих горизонтов происходит, главным образом, за счет отжимания поровых вод из глинистых толщ, уплотнение которых, как показывают современные расходы, находится в стадии завершения. Областью питания юго-восточного потока, по всей вероятности, служит южный склон Каракумской платформы. Питание северо-восточного потока может происходить за счет отжимаемых вод в пределах глубокой Заунгузской впадины.

Рассмотренный материал позволяет сделать следующие выводы:

1) по всем горизонтам водонапорной системы мезозойских отложений Центральной Туркмении намечается движение пластовых вод с юго-востока на северо-запад и с северо-востока на юго-запад;

2) влияние юго-восточного потока на гидродинамические условия Центрально-Каракумского свода с увеличением стратиграфической глубины уменьшается;

3) в водонапорной системе мезозойских отложений Центральной Туркмении наблюдается гидродинамическая зональность, характеризующаяся уменьшением подвижности вод от сеноман-туронского до юрского водоносных комплексов;

4) современная гидродинамическая обстановка в Центрально-Каракумском своде свидетельствует об отсутствии здесь значительной разгрузки подземных вод глубоких горизонтов;

5) Заглинская зона разрывных нарушений, отчлененная от водонапорной системы, сохранилась как реликт былой гидродинамической обстановки, в которой восстановления давления не происходит, вследствие больших гидродинамических сопротивлений. Такие участки могут рассматриваться как "реликтовые пьезоминимумы";

6) характер газонасыщения меловых коллекторов в значительной степени определяется гидродинамической обстановкой. Уменьшение влияния юго-восточного потока со стратиграфической глубиной на гидродинамическую обстановку Центрально-Каракумского свода обусловило отсутствие залежей газа в нижнемеловых отложениях в северной части Загли-Дарвазинского поднятия. Межпластовые перетоки способствуют формированию залежей газа в верхних горизонтах. На площадях Такыр и Чалджульба продуктивность горизонта "В" сеноманского яруса связана с перетоками из нижнемеловых отложений. Этот вывод, сделанный ранее Хуснутдиновым (1967) на основании анализа геологического материала, получает теперь гидродинамическое подтверждение.

Донгузсырт-Ербентский разлом, экранирующий юго-восточный поток, является естественной границей, к югу от которой можно ожидать увеличения продуктивности юрских коллекторов.

В шестой главе дается гидрохимическая характеристика мезозойских отложений, иллюстрируемая гидрохимическими графиками, картами и профилями.

В юрском водоносном комплексе повсеместно распространены хлоркальциевые, метаморфизованные рассолы, минерализация которых увеличивается вниз по разрезу (до 200 г/л и более). Натрий-хлорный коэффициент изменяется от 0,85 до 0,61, хлор-бромный коэффициент колеблется от 250 до 160. Содержание сульфат-иона в водах юрского комплекса изменяется от 1 до 37 мг.экв/л. Максимальные значения отмечены на Эгри-Такырской и Зеагли-Дарвазинской площадях. Содержание йода незначительно (5-14 мг/л).

Подземные воды неокомских горизонтов, как и юрских, представляют собой крепкие рассолы с минерализацией до 186 г/л. Натрий-хлорный коэффициент составляет 0,60-0,85. Хлор-бромный коэффициент колеблется в интервале 160-275. Количество сульфат-иона в водах незначительно (5-50 мг.экв/л). Содержание йода колеблется от 2 до 22 мг/л, брома - от 180 до 620 мг/л.

Подземные воды алтского комплекса относятся к рассолам, минерализация которых чаще всего варьирует в пределах 64-179 г/л, иногда достигает 200 г/л. Максимум минерализации отмечен на Приших-Дарвазинском участке Шиих-Дарвазинского месторождения. Резкое увеличение минерализации на этом участке подтверждает возможность перетока вод из нижних горизонтов в вышележащие. Этим можно объяснить отсутствие залежей газа в У-а и У пластах на Пришихской площади и в У1, У-а, У, ЦУ-в и ГУ-б пластах Дарвазинской площади.

Коэффициент метаморфизации  $\frac{\sum Na}{\sum Cl}$  равен 0,66-0,98. Хлор-бромный коэффициент колеблется в пределах 155-550. Сульфат-иона в алтских водоносных горизонтах содержится от 0 до 70 мг.экв/л и более. Количество йода изменяется в широких пределах (1-57 мг/л). Наиболее характерная концентрация йода для этих вод 2-15 мг/л. Содержание брома изменяется от 50 до 700 мг/л. Максимальная концентрация брома приурочена к Шиих-Дарвазинскому месторождению и

## Казинской площади.

Подземные воды альбского водоносного комплекса представляют собой рассолы, общая минерализация которых изменяется в пределах 47-143 г/л. На площадях Топджульба, Такыр, Дарваза наблюдается аномально высокая минерализация вод. Аномально высокая минерализация вод II-го горизонта альбского яруса на Топджульбинской площади очевидно, связана с перетоками из аптских отложений, на что указывает газонасыщенность II-а пласта. Неслучайна высокая минерализация вод в более северных ловушках (Такыр, Дарваза, Чалджульба), где основная продуктивность приурочена к более молодым горизонтам (А, Б - туронские пласты; В - сеноманский пласт; Г, I, II и II-а - верхнеальбские пласты). Натрий-хлорный коэффициент вод альбского водоносного комплекса определяется величинами 0,69-0,92; хлор-бромный коэффициент варьирует в пределах 178-309. Концентрация сульфат-иона в водах альбского комплекса не превышает 30 мг. экв/л, йода - не более 6 мг/л. Содержание брома колеблется от 20 до 400 мг/л.

Подземные воды сеноманского и туронского ярусов слабо минерализованы (3-53 г/л). Среди туронских отложений выделяется группа бессульфатных хлоркальциевых вод с минерализацией 14-18 г/л, с коэффициентом  $\frac{z Na}{z Cl}$ , равным 1,01-1,25. Натрий-хлорный коэффициент для вод сеноманского яруса находится в пределах 0,75-0,92; хлор-бромный коэффициент колеблется от 176 до 343. В сеноманском ярусе встречаются также воды сульфатно-натриевого типа. Относительно высокая минерализация вод, отмеченная в районе Такыр-Чалджульба, расположенного южнее крупного широтного сброса, вероятно, связана с перетоками альбских вод в сеноман-туронские горизонты. Концентрация йода в водах сеноман-туронских горизонтов незначительна (1-6 мг/л). Содержание брома изменяется от 20 до 240 мг/л.

Распределение минерализации рассмотренных комплексов является прямым следствием динамики вод. Для всех горизонтов отмечается увеличение минерализации в направлении движения пластовых вод.

Особо выделяется Заглинская зона разрывных нарушений, где минерализация вод мезозойских горизонтов значительно отличается от минерализации вод смежной территории.

Рассматривая в целом гидрохимическую обстановку водонапорной системы мезозойских отложений Центральной Туркмении, можно установить следующие закономерности:

1. Минерализация вод увеличивается с погружением горизонтов до глубин 1000-1200 м. При более глубоком залегании водоносных пластов минерализация обычно не повышается.

2. Изменение минерализации и метаморфизации сопровождается сменой по разрезу типов вод от маломинерализованных сульфатно-натриевых до рассолов хлоркальциевого типа. Сульфатно-натриевые воды распространены только в разрезе сеномана.

3. Для всех водоносных комплексов на территории Центральной Туркмении характерно увеличение минерализации в двух направлениях: с северо-востока на юго-запад и с юго-востока на северо-запад, что подтверждает выявленную гидродинамическую обстановку.

4. Аномально высокая минерализация на газоносных площадях обусловлена вертикальными межпластовыми перетоками.

В седьмой главе описываются результаты изучения газонасыщенности пластовых вод мезозойских отложений Центральной Туркмении.

Знание характера насыщения газами подземных вод придает целенаправленность всем остальным параметрам водонапорной системы (гидродинамическим, гидрохимическим и геотермическим) в решении теоретических задач по вопросам формирования, разведки и разработки нефтяных и газовых залежей.

При изучении газов, растворенных в пластовых водах мезозойских отложений, автор исходил из теоретических предпосылок академика В.И.Вернадского, В.Н.Корценштейна, А.А.Козлова, А.Ю.Намиота и др. исследователей. Давление насыщения растворенных газов определялось расчетным путем по методике, разработанной В.Н.Корценштейном.

В результате исследования водоносных горизонтов установлено, что растворенный газ меловых и юрских отложений Центральной Туркмении состоит, преимущественно, из метана, концентрация которого достигает 85-98%. Иногда отмечаются ощутимые концентрации более тяжелых углеводородов, как правило, вплоть до бутана. Наиболее обогащены тяжелыми углеводородами растворенные газы Акча-Каинской и Сансызской площадей. Из неуглеводородной части газовой смеси, растворенной в пластовых водах, весьма характерно распределение концентраций азота. На периферии некоторых газовых залежей Зеагли-Дарвазинского месторождения концентрация азота увеличивается до 15-20%, а в зоне Сернозаводских нарушений достигает 97,5%. В значительной мере обогащены азотом растворенные газы Акча-Каинской и Сансызской площадей. По-видимому, в названных районах азот имеет в основном биогенный и, возможно, глубинный генезис, так как его содержание ( $40-260 \text{ см}^3/\text{л}$ ) намного превышает то количество азота ( $14-15 \text{ см}^3/\text{л}$ ), которое может попасть из атмосферы даже в пресные воды.

Общая упругость растворенных газов изменяется от 20 до 120 ата. Только на самом контуре газоносности в аптских и неокомских отложениях значения общей упругости и пластовых давлений становятся весьма близкими. При удалении от залежей происходит неуклонное снижение упругости растворенных газов и фоновые значения упругости не превышают 20 ата. Коэффициент насыщения изменяется от 0,2 до 0,8, возрастая при приближении к залежам.

Распределение парциальных упругостей составляющих газовой смеси в свободной и растворенной фазе свидетельствует об отсутствии фазового равновесия в системе "вода-залежь" на территории Центрально-Каракумского свода. Существующие газовые залежи Зеагли-Дарвазинского месторождения не могли сформироваться в условиях современной геологической обстановки за счет растворенных в пластовых водах углеводородных газов. Они являются либо реликтовыми, возникшими при иной геохимической обстановке, либо сформировались за счет миграции углеводородов из смежных районов. Такую миграцию можно предположить с юга, со стороны южного склона Каракумской платформы. Распределение газоносности по площади и разрезу место-

рождений убедительно свидетельствует о последовательном заполнении ловушек с юга на север (Хуснутдинов, 1967). Крутое воздымание горизонтов мезозоя с юга на север могло способствовать тому, что при движении пластовых вод вверх по восстанию упругость растворенных газов на некотором удалении от Центрально-Каракумского свода сравнялась с быстро снижающимся пластовым давлением; возникли условия для выделения газа в свободную фазу. Образовавшиеся газовые струи устремлялись вверх во восстанию пластов, последовательно заполняя встречающиеся на их пути ловушки. В дальнейшем газонасыщенность пластовых вод могла уменьшиться либо вследствие проникновения в пластовую систему инфильтрационных вод, либо из-за уменьшения масштабов генерации углеводородных газов. Геохимическая обстановка приобрела черты современного состояния. Некоторое повышение упругости растворенных газов на южном склоне Центрально-Каракумского свода может рассматриваться как показатель иной геохимической обстановки в прошлом. Газовые залежи Загли-Дарвазинского месторождения, сформировавшиеся в чуждой геохимической обстановке, подвергаются разрушению.

Все вышеизложенное позволяет сделать следующие выводы:

1. Пластовые воды мезозойских отложений Центральной Туркмении в значительной степени недонасыщены растворенным газом. Геохимическая обстановка, существующая здесь, имеет много общего с геохимической обстановкой мезозойских отложений Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области, детально изученной В.Н.Корценштейном.
2. Наблюдается закономерное увеличение коэффициентов газонасыщения со стратиграфической глубиной залегания водоносных горизонтов.
3. Сопоставление состава газа подземных вод и залежей свидетельствуют об усилении процесса нарушения фазового равновесия от юрского водоносного комплекса к сеноман-туронским горизонтам.
4. Упругость растворенных газов в региональном плане определенно снижается от Центрально-Каракумского свода в направлении Акча-Кая, а по данным "Союзбургас" и далее, к площадям Койкырлан, Караганчик. Это позволяет подтвердить вывод Г.А.Габриэлянца о снижении перспектив газонасыщенности нижнемеловых отложений на север-

ном склоне свода. К югу от свода упругость несколько возрастает, что может свидетельствовать о большой перспективности территории южного склона свода, моноклиналичного склона платформы вплоть до Предкопетдагского прогиба.

В восьмой главе рассмотрены геотермические условия недр Центральной Туркмении.

Данному вопросу посвящены работы Ю.Р.Каграманова (1962, 1963, 1964, 1965), В.В.Колодия (1963, 1964), И.Соколова, Л.Г.Соколовского, В.Ф.Борзасекова (1964). Результаты исследований позволяют отметить некоторые закономерности.

Среднее значение геотермического градиента для исследуемой территории составляет  $3,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ .

На схематической карте геоизотерм на глубине 1000м, построенной на основании термозамеров в скважинах по профилю Арчман - Казы - Модар - Зеагли - Акча-Кая, отмечается положительная термоаномалия, расположенная на Центрально-Каракумском своде. При сравнении геотермических градиентов по вышеуказанному профилю наблюдается соответствие распределения величин геотермических градиентов с глубиной залегания фундамента платформы - повышенные градиенты соответствуют меньшим глубинам залегания фундамента. Очевидно, движение подземных вод, вследствие ничтожных скоростей фильтрации, не оказывает сколько-нибудь заметного влияния на тепловой режим исследуемой территории.

Отмечаются участки с аномально-высокими и низкими значениями температур. Максимальные температуры ( $59-60^{\circ}$ ) зафиксированы на западных и южных структурах Зеагли-Дарвазинского поднятия, к которым приурочены газовые залежи. Очевидно, газовые залежи, играющие роль огромной "шубы", затрудняют рассеивание тепла снизу вверх и создают тепловые поля с высокими значениями температур. Подобное явление было отмечено на Газлинском газовом месторождении (Корценштейн, 1964).

Минимальные значения температур ( $54-56^{\circ}\text{C}$ ) установлены в Зеаглинской зоне разрывных нарушений. По-видимому, аномально-низкие температуры вызваны, как показывает геологические, гидродинамичес-

кие и гидрохимические исследования, изолированностью этой зоны от водонапорной системы мезозойских отложений Центральных Каракумов.

В девятой главе оценена возможность использования подземных вод мезозойских горизонтов Центральной Туркмении.

Согласно классификации промышленных вод, разработанной Н.А. Плотниковым (1955, 1958), методическим указаниям по региональной оценке и картированию прогнозных эксплуатационных запасов подземных промышленных вод (Бондаренко, 1967) и требованиям к ним, утвержденным Госхимкомитетом СССР (1960) было установлено:

1) по концентрации полезного компонента промышленных подземных вод практический интерес представляют бромные воды аптских, неокомских и юрских горизонтов, но эксплуатационные показатели скважин исключают возможность использования их в качестве промышленного сырья;

2) воды альбских, сеноманских и туронских горизонтов не могут рассматриваться как промышленные;

3) воды мезозойских горизонтов не могут быть использованы как термальные.

В десятой главе рассмотрены вопросы формирования залежей нефти и газа и перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений Центральной Туркмении.

На основании геологических и геохимических исследований, проведенных на территории Центрально-Каракумского свода, показана возможность формирования залежей на Зеягли-Дарвазинском поднятии по следующей схеме:

а) латеральная миграция углеводородов по юрским и самым нижним меловым горизонтам в направлении с юга и юго-восточного склона Центрально-Каракумского свода к его центральной части;

б) вертикальная и латеральная миграции в пределах меловых отложений на Зеягли-Дарвазинском поднятии.

Описываемая территория неоднократно оценивалась с точки зрения перспектив нефтегазоносности (Годин, Денисевич, 1960; Габриэлянц, 1964; Старобинец, 1965 и др.).



За основу оценки принимался литолого-тектонический фактор, дополняемый анализом истории геологического развития. Гидрогеологический материал для оценки перспектив нефтегазоносности стал привлекаться лишь в последние годы (Колодий, 1965; Каграманов, 1967; Соколовский, 1965).

При решении этой задачи в настоящей работе впервые использованы данные о газонасыщенности подземных вод.

Применение теории оценки перспектив нефтегазоносности по данным газонасыщенности подземных вод в условиях сдвинутого фазового равновесия, разработанной В.Н.Корценштейном, помогает определить характер взаимосвязи залежей и пластовых вод, окружающих их.

В обстановке недонасыщения пластовых вод растворенным газом направленное нарастание упругости газов может указывать на приближение к газовой или сильно газонасыщенной нефтяной залежи. Это положение подтвердилось на Модарской площади, перспективность которой по данным газонасыщенности вод нижнего меда была указана ранее (Каграманов, 1967). Здесь в 1967 г. скважиной 304 были открыты залежи нефти и газа.

Анализ общей гидрохимической обстановки исследуемого региона позволяет считать наиболее перспективными территории южного склона Центрально-Каракумского свода и моноклиального склона платформы вплоть до Предкопетдагского прогиба. Об этом свидетельствуют не только общегеологические сведения о районе, но и установленные закономерности в распределении газовых залежей на Центрально-Каракумском поднятии, а также общее увеличение упругости растворенных газов в мезозойской толще к югу от свода.

По комплексу этих данных можно выделить 2 перспективных нефтегазоносных района:

1) Модар-Ортакакский, охватывающий территорию, расположенную к северу от зоны Донгузсырт-Ербентского глубинного разлома до южного склона Зеагли-Дарвазинского поднятия.

2) Бахардок-Казинский, охватывающий территорию шириной 40-60 км вдоль Донгузсырт-Ербентского разлома от меридиана, проходящего через Ортакакскую структуру, до Сансызской площади.

В Модар-Ортакакском нефтегазоносном районе промышленные залежи связываются с ловушками в отложениях юры и нижнего мела. Наибольшие скопления углеводородов следует ожидать в юго-западном и юго-восточном участках района. Это обусловлено наличием здесь наиболее крупных структур. В настоящее время доказана нефтегазоносность нижнемеловых отложений открытием залежей нефти и газа на Модарской площади.

В Бахардок-Казинском районе основные залежи нефти и газа следует ожидать вдоль Донгузсырт-Ербентского разлома. Предполагаемые залежи углеводородов могут быть связаны, главным образом, с отложениями неокома и юры. Не исключено обнаружение промышленных скоплений газа или нефти и в более молодых стратиграфических подразделениях в зоне Ербентского вреза вследствие возможного перетока пластовых флюидов из глубоко залегающих горизонтов. Это обусловлено обнаруженным здесь пьезоминимумом в нижнемеловых отложениях. Промышленные скопления углеводородов ожидаются и в ловушках антиклинального типа в юрских и нижнемеловых отложениях, а также в ловушках литолого-стратиграфического типа у выступов и валообразных поднятий фундамента в юрском комплексе в районе урочища Казы и Сансыза.

В одиннадцатой главе рассмотрены особенности разработки газовых залежей Зеагли-Дарвазинской группы месторождений в связи с гидродинамическими условиями мезозойских водоносных комплексов.

Выше было показано, что водонапорная система Центральной Туркмении представлена пятью водоносными комплексами: юрским, неокомским, аптским, альбским и сеноман-туронским. Промышленная газоносность установлена во всех вышеуказанных комплексах.

Основное внимание уделено особенностям разработки залежей аптских отложений, к которым приурочены основные запасы газа.

По результатам наблюдений за падением давлений в пластах IV горизонта (IV, IVa) во время длительного фонтанирования скважины IOI (пл. Ших) произведены расчеты темпов внедрения пластовых вод в начальный период разработки залежей газа и оценен коэффициент

возмещения.

Сравнение величин отобранного газа с объемом внедрившейся воды показывает, что коэффициент возмещения в начальный период разработки залежи не превышает 0,12.

Расчеты распространения воронки депрессии показывают, что в пределах Зеагли-Дарвазинской группы месторождений уже в самой начальной стадии разработки газовые залежи, приуроченные к одноименному горизонту или пласту, будут взаимодействовать.

Следует отметить, что в процессе разработки Зеагли-Дарвазинской группы месторождений падение давления в эксплуатируемых объектах практически не вызывает сколько-нибудь заметного изменения коэффициента упругого расширения воды за счет появления в законтурной части свободной газовой фазы, т.к. региональное фоновое значение коэффициента насыщения как по аптскому, так и по альбскому водоносному комплексам не превышает 0,2.

В связи с многопластовостью Зеагли-Дарвазинской группы месторождений автором настоящей работы был поставлен опыт с целью изучения условий их возможной совместной разработки. Определено, что дебиты скважин (скв.64 и 99, пл.Такыр), эксплуатирующих одновременно два пласта, незначительно отличающиеся друг от друга по своим промышленным параметрам, суммируются, при этом пласты не оказывают существенного влияния друг на друга.

В результате проведенных опытов было установлено:

1. В начальной стадии разработки газовых месторождений будет проявляться главным образом газовый режим. При снижении давления на 3-6% от начального активность законтурных вод заметно повысится.

2. Газовые залежи в процессе разработки будут взаимодействовать.

3. Учитывая особенности геологического строения Зеагли-Дарвазинского поднятия, при составлении проекта разработки газовых залежей следует выделить четыре самостоятельные зоны: Чалджульбинскую (Чалджульба, Восточная Чалджульба), Шиих-Дарвазинскую (Дарваза, Шиих, Пришиих, Такыр), Топджульбинскую (Топджульба, Атабай) и Чиммерлинскую (Т<sub>0</sub>порджульба, Чиммерли).

4. В каждой из названных зон залежи, приуроченные к одноименным пластам, необходимо разрабатывать одновременно.

5. С целью повышения рентабельности скважины необходимо предусмотреть одновременную эксплуатацию нескольких пластов.

В результате анализа и обобщения многочисленных материалов по гидрохимии, гидродинамике, геотермии водонапорной системы мезозойских отложений Центральной Туркмении можно сделать следующие основные выводы:

1. Современная гидродинамическая обстановка Центральной Туркмении обусловлена существованием двух потоков подземных вод: юго-восточного и северо-восточного. Северо-восточный поток направлен из Заунгузской впадины. Питание юго-восточного потока осуществляется за счет уплотнения глинистых пород на южном склоне Каракумской платформы.

2. Гидрогеологическое районирование исследуемой территории тесно связано с тектоническим строением региона. Донгузсырт-Ербентский разлом резко ограничивает влияние юго-восточного потока на гидродинамическую обстановку Центрально-Каракумского свода. Гидродинамические условия на территории, расположенной севернее этого разлома, контролируются, главным образом, северо-восточным потоком.

3. Современная гидродинамическая обстановка на Центрально-Каракумском своде свидетельствует об отсутствии здесь значительной разгрузки подземных вод глубоких горизонтов.

4. Заглинская зона разрывных нарушений, отчлененная от водонапорной системы, сохранилась как реликт былой гидродинамической обстановки, в которой восстановления давления не происходит, вследствие больших гидродинамических сопротивлений. Такие участки могут рассматриваться в гидродинамической системе как "реликтовые пьезоминимумы".

5. Минерализация вод увеличивается с погружением горизонтов до глубин 1000-1200 м. При более глубоком залегании водоносных пластов минерализация обычно не повышается. Изменение минерализации и метаморфизации сопровождается сменой по разрезу типов вод от маломинерализованных сульфатно-натриевых до рассолов хлоркаль-

циевого типа. Сульфатно-натриевые воды распространены только в разрезе сеномана.

Аномальная минерализация на газоносных площадях обусловлена вертикальными межпластовыми перетоками. Изменение минерализации и метаморфизации подземных вод по территории Центральной Туркмении четко отражает гидродинамическую обстановку водонапорной системы мезозойских отложений. Для всех водоносных комплексов характерно увеличение минерализации вод в направлении движения потоков, а именно: с северо-востока на юго-запад и с юго-востока на северо-запад.

6. На температурный режим указанного региона прежде всего влияет фундамент платформы; повышенные температуры соответствуют неглубокому залеганию фундамента. Максимальные значения геотермических градиентов приурочены к газоносным интервалам разреза, что указывает на теплоизолирующее влияние газов залежей. Движение подземных вод, вследствие малой их динамичности, не оказывает заметного влияния на геотермические условия мезозойской толщи Центральной Туркмении.

7. Пластовые воды мезозойских отложений Центральной Туркмении в значительной степени недонасыщены растворенным газом. По всем горизонтам в составе растворенных газов отмечается увеличение концентраций метана и тяжелых углеводородов в направлении с севера на юг. В законтурных водах происходит резкое увеличение содержания азота.

8. Характер газонасыщения меловых коллекторов в значительной степени определяется гидродинамической обстановкой. Уменьшение влияния юго-восточного потока со стратиграфической глубиной на гидродинамическую обстановку водонапорной системы Центрально-Каракумского свода определило отсутствие залежей газа в нижнемеловых отложениях в северной части Зеагли-Дарвазинского поднятия.

9. В водонапорной системе мезозойских отложений Центральной Туркмении на современном этапе ее развития отсутствуют потенциальные возможности для формирования залежей газа за счет ресурсов пластовой системы, хотя и отмечается общее закономерное уменьшение дефицита насыщения со стратиграфической глубиной залегания

водоносных горизонтов.

10. В обстановке недонасыщенных пластовых вод нарастание упругости газов к своду разведываемой структуры следует расценивать как прямое указание на ее перспективность.

11. Для всех комплексов водонапорной системы характерно увеличение упругости растворенных газов к югу от Центрально-Каракумского свода, что может свидетельствовать о высоких перспективах территории южного склона свода, моноклиналиного южного склона платформы вплоть до Предкопетдагского прогиба.

12. Как характер современного распределения газовых залежей по Зеагли-Дарвазинскому поднятию, так и геохимические исследования газов и конденсата показывают, что миграция углеводородов в процессе образования этих залежей происходила главным образом с юго-востока.

13. В исследуемом регионе выделяются два перспективных нефтегазоносных района:

1) Модар-Ортакакский, охватывающий территорию, расположенную к северу от зоны Донгузсырт-Ербентского глубинного разлома до южного склона Зеагли-Дарвазинского поднятия;

2) Бахардок-Казинский, охватывающий территорию шириной 40-60 км вдоль Донгузсырт-Ербентского разлома от меридиана, проходящего через Ортокакскую структуру, до Сансызской площади.

14. Учитывая особенности геологического строения Зеагли-Дарвазинского поднятия и гидродинамические условия при составлении проекта разработки газовых залежей, следует выделить четыре самостоятельные зоны: Чалджульбинскую, Шиих-Дарвазинскую, Топджульбинскую и Чиммерлинскую, в которых газовые залежи, приуроченные к одноименным пластам, необходимо разрабатывать одновременно.

15. Подземные воды мезозойских горизонтов не отвечают кондиционным требованиям, предъявляемым к промышленным водам, содержащим бром, йод и не могут быть использованы как термальные.

РАБОТЫ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

О п у б л и к о в а н н ы е

1. Характеристика газоносных пластов Зеагли-Дарвазинского месторождения. "Газовая промышленность", 1964, № 3 (совместно с Б.А.Шнейдером).

2. Геотермические исследования на Зеагли-Дарвазинском газовом месторождении. Изв.АН ТССР, серия ф.-т. и геол. наук, 1964, № 3 (совместно с В.В.Колодием).

3. Новые данные о геотермии Зеагли-Дарвазинского поднятия. Тр. ТФ ВНИИ, вып.УП, 1965.

4. О роли растворенных газов в оценке перспектив газоносности Центральных Каоакумов. "Геология и геофизика", 1968, № 5 (совместно с Г.А.Габриэлянцем, Ю.А.Спеваком).

В п е ч а т и

5. О совместной эксплуатации нескольких пластов в одной скважине на Зеагли-Дарвазинском месторождении. Тр. ТФ ВНИИ, выпуск XI.

1059