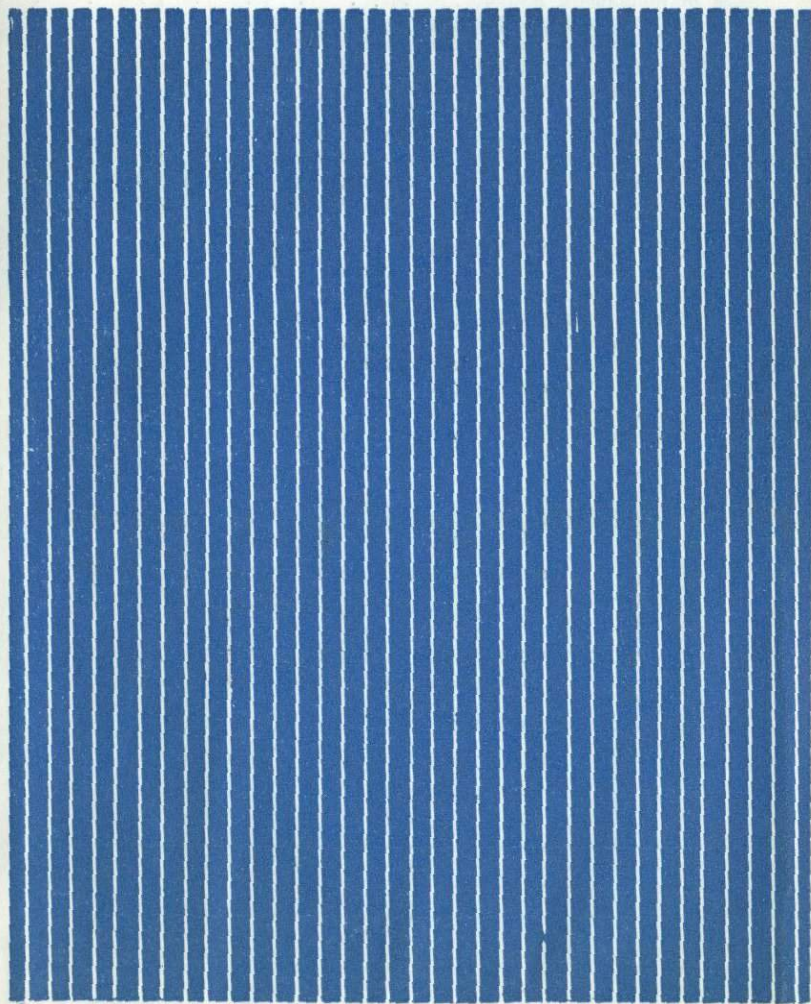


Л. М. ЗОРЬКИН, Е. В. СТАДНИК, В. Г. КОЗЛОВ

**ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ  
ПОКАЗАТЕЛИ  
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ  
ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ**



## ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие	3
Глава I. Геологическое строение района	5
§ 1. Литолого-стратиграфический очерк	5
§ 2. Тектоника	12
Глава II. Водоносные комплексы	16
§ 1. Нижний (докунгурский подсолевой) гидрогеологический этаж	17
§ 2. Средний (верхнепермско-мезозойский) гидрогеологический этаж	20
§ 3. Верхний (покровный) гидрогеологический этаж	22
Глава III. Гидродинамическая характеристика разреза	23
§ 1. Общие сведения	23
§ 2. Методика обработки фактических данных по статическим уровням подземных вод	24
§ 3. Характеристика статических уровней водоносных комплексов в региональном плане	25
§ 4. Сопоставление статических уровней по разрезу	29
Глава IV. Химический состав подземных вод	31
§ 1. Нижний (докунгурский подсолевой) гидрогеологический этаж	32
§ 2. Средний (верхнепермско-мезозойский) гидрогеологический этаж	34
§ 3. Верхний (покровный) гидрогеологический этаж	37
§ 4. Вертикальная гидрохимическая зональность	39
Глава V. Геотермические условия водонапорной системы	43
§ 1. Геотермическая зональность осадочного разреза впадины	43
§ 2. Закономерности распределения температур на глубинных срезах	55
Глава VI. Газоносность подземных вод	59
§ 1. Нижний (докунгурский подсолевой) гидрогеологический этаж	60
§ 2. Средний (верхнепермско-мезозойский) гидрогеологический этаж	64
§ 3. Верхний (покровный) гидрогеологический этаж	71
§ 4. Изменение газоносности контурных вод залежей	74
Глава VII. Перспективы нефтегазоносности Прикаспийской впадины по гидрогеологическим данным	82
Заключение	94
Список литературы	110

ич Кб

Сл.  
Ф.  
Тл.06317  
1. 7,65  
кол.ете  
ш.

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
ЯДЕРНОЙ ГЕОФИЗИКИ И ГЕОХИМИИ

Л. М. ЗОРЬКИН, Е. В. СТАДНИК, В. Г. КОЗЛОВ

550.98

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ  
ПОКАЗАТЕЛИ  
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ  
ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ



Москва,  
«НЕДРА»  
1975



6281

**Зорькин Л. М., Стадник Е. В., Козлов В. Г.**  
Гидрогеохимические показатели нефтегазоносности Прикаспийской впадины. М., «Недра», 1975. 112 с. (Всесоюз. науч.-исслед. ин-т ядерн. геофиз. и геохим.)

В книге впервые для всей территории Прикаспийской впадины рассмотрены гидрогеологические условия недр. Особое внимание обращено на изучение газоносности подземных вод. В пределах мезозойского этажа по особенностям гидрогеологических условий выделены две гидрогеохимические провинции, отличающиеся перспективами нефтегазоносности.

На основе комплексного анализа материалов проведена дифференцированная оценка перспектив нефтегазоносности Прикаспийской впадины.

Книга рассчитана на широкий круг геологов и гидрогеологов, интересующихся вопросами формирования, поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. Она может оказаться полезной для аспирантов и студентов соответствующих специальностей.

Табл. 14 и 1 прилож., ил. 21, список лит. — 43 назв.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

В Директивах XXIV съезда КПСС по пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР особо подчеркивается необходимость усиления геологоразведочных работ в Европейской части страны, где открытие нефтяных и газовых месторождений может дать большой экономический эффект. К числу весьма высокоперспективных районов в пределах Европейской части СССР, по мнению большинства геологов, относится Прикаспийская впадина и ее ближайшие обрамления. Прогнозы специалистов в последние годы были подтверждены открытием уникального Оренбургского газового месторождения.

Многочисленные поверхностные газопроявления Северного Прикаспия с давних пор привлекали внимание геологов. Самые первые сведения об отдельных чертах геологического строения впадины были опубликованы в литературе еще во второй половине XVIII в. П. С. Палласом (1769 г.), П. И. Рачковым (1770 г.), И. И. Лепехиным (1771 г.), С. Г. Гмелиным (1785 г.). С тех пор геологическому строению Прикаспийской впадины посвящено большое количество работ. Однако исключительная сложность геологического строения и неблагоприятные природные условия затрудняли изучение впадины. Широкий размах геологические исследования приобрели в послевоенные годы, особенно после Гурьевской научно-технической конференции 1959 г., когда был принят план комплексного изучения недр Северного Прикаспия.

Если геологическое строение Прикаспийской впадины достаточно детально исследовалось, то гидрогеологические особенности в целом этого уникального по своему строению нефтегазоносного бассейна освещены крайне недостаточно. Единство флюидальной системы нефть — газ — подземные воды заставляет с особым вниманием относиться к вопросам нефтегазовой гидрогеологии. На современном этапе развития учения о нефтегазоносных бассейнах наши выводы о процессах формирования месторождений нефти и газа и рекомендации по перспективам нефтегазоносности не могут считаться достаточно обоснованными, если при этом не учтены гидрогеологические данные и не выполнен анализ гидрогеологических условий нефтегазоносного бассейна.

В пластовых водах водонапорных комплексов нефтегазоносных бассейнов растворены гигантские объемы углеводородных газов, которых вполне достаточно для формирования всех известных промышленных запасов. Очевидно, формирование залежей горючих газов протекает преимущественно путем мобилизации растворенных газов. Поэтому сведения о газонасности пластовых вод позволяют судить об условиях формирования залежей углеводородов, а также оценить потенциальные возможности недр и выбрать наиболее перспективные направления поисково-разведочных работ.

Авторами в 1960 г. были начаты работы по региональному изучению гидрогеологии Прикаспийской впадины и ее ближайших обрамлений. В отличие от предшествующих исследований работы носили комплексный характер: изучался солевой состав пластовых вод, гидродинамические и геотермические условия недр, особое внимание было обращено на изучение газонасности подземных вод. Изучение газовой фазы подземных вод уже на первых этапах исследований позволило высказать ряд важных положений о перспективах нефтегазоносности юго-восточной окраины Русской платформы. Так, в 1962 г. впервые была установлена предельная газонасыщенность пластовых вод палеозойских отложений прибортовых районов Прикаспийской впадины, что выдвигало эти районы в число первоочередных объектов для постановки поисково-разведочных работ. Во внутренних районах впадины предельная газонасыщенность метановым газом была установлена для пластовых вод неогеновых отложений. Открытые газовые месторождения в неогене (Аукетайчагыльское, Саралжинское, Песчаное) расположены в краевой зоне распространения метановых газов. К югу от широты Арал-Сор — Новая — Казанка на территории Рын-песков существует реальная возможность открытия крупных по запасам газовых месторождений в отложениях неогена. По газонасности пластовых вод в мезозойском нефтегазоносном этаже впадины отчетливо выделяются две геохимические провинции, характеризующиеся различными перспективами и качественным составом углеводородов.

В полевых исследованиях, в обработке и систематизации полученных данных, кроме авторов настоящей работы, принимали участие гидрогеологи Г. А. Юрин и А. Ф. Овчинников. Анализы растворенных газов подземных вод выполнены газоаналитической лабораторией ВНИИГаз под руководством А. К. Карпова и М. В. Огняновой, анализы подземных вод — в лаборатории гидрогеологии ВНИИГаз (руководитель лаборатории В. Н. Корценштейн, аналитик Б. М. Зеликина). Грифические приложения выполнены инженером-картографом М. И. Курышевой. Всем указанным лицам и организациям, содействовавшим выполнению гидрогеологических исследований на территории Прикаспийской впадины, авторы приносят искреннюю благодарность.

## Глава I

### ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА

Геологическое строение Прикаспийской впадины и отдельных ее районов освещено в работах П. Я. Аврова, Г. Е.-А. Айзенштадта, З. И. Булекбаева, Н. И. Буюлова, Ю. М. Васильева, В. С. Днепровца, Р. Г. Гарецкого, И. Б. Дальяна, Т. Н. Джумагалиева, Г. Ж. Жолтаева, В. С. Журавлева, А. К. Замаренова, Е. Н. Ивановой, И. И. Кожевникова, С. Н. Колтыпина, Ю. А. Косыгина, К. А. Ли, В. С. Мильничука, И. А. Пинчука, Е. И. Соколовой, М. М. Чарыгина, С. Е. Чекабаева, А. Е. Шлезингера, Я. С. Эвентова, А. Л. Яншина и многих других исследователей.

#### § 1. Литолого-стратиграфический очерк

В геологическом строении Прикаспийской впадины принимают участие породы фундамента и осадочного чехла. Осадочный чехол слагается породами начиная от среднего палеозоя по верхний плиоцен включительно. Для них характерно нарастание мощностей от окраин впадины к ее центральным частям.

#### *Кристаллический фундамент*

Фундамент слагают архейские и протерозойские метаморфические породы, вскрытые в районах обрамления — в Волгоградско-Саратовском Поволжье, Актюбинском Приуралье и Западном Примугоджарье. Породы фундамента представлены гнейсами, кварцитами, сланцами, гранитами, сиенитами и диабазами. Верхняя, разрушенная часть фундамента (кора выветривания) имеет мощность около 20 м.

#### *Девонская система*

Девонские отложения также вскрыты в обрамлениях впадины — в районах Волгоградско-Саратовского Поволжья, юга Оренбургской области и восточных окраин впадины.

Отложения девонской системы представлены всеми отделами. Нижний девон, вскрытый в Пугачевской опорной скважине, представлен преимущественно терригенными породами. Вскрытая мощность этой толщи, получившей название пугачевской пестроцветной, достигает 492 м.

В разрезе среднего девона выделены отложения эйфельского и живетского ярусов. Нижняя часть эйфельского яруса сложена песчаниками и алевролитами, верхняя — известняками и доломитами. В живетском ярусе различаются воробьевские и старооскольские слои, представленные переслаивающимися аргиллитами, алевролитами, песчаниками и известняками. Мощность среднего девона превышает 200 м.

В Пугачевской скважине разрез верхнего девона представлен франским и фаменским ярусами. Эта толща мощностью до 153 м сложена глинистыми и доломитизированными известняками, доломитами с включениями гипса и ангидрита.

Девонские отложения юго-восточного обрамления впадины (Чушкакуль, Кокпекты, Жанасу) представлены толщей основных эффузивов и обломочных пород, прорванных интрузиями ультраосновной магмы. Мощность отложений более 1188 м.

### *Каменноугольная система*

Отложения каменноугольной системы вскрыты многими скважинами в бортовых районах впадины и весьма редко обнажаются на поверхности.

Разрез карбона представлен всеми отделами. На северном и западном обрамлении впадины развиты в основном известняки и доломиты, мощностью до 1000 м и более. Осадки восточной, юго-восточной и южной окраин впадины характеризуются геосинклинальными фациями. Нижний отдел представлен преимущественно терригенными породами (гравелиты, конгломераты, песчаные образования и глины) мощностью до 1700 м. Средний и верхний отделы сложены в основном известняковой толщей мощностью порядка 1000—1500 м и в меньшей степени ангидритами, глинами и песчаниками.

### *Пермская система*

Отложения пермской системы широко развиты на территории впадины, слагая солянокупольные структуры и межкупольные пространства. В ряде мест они выходят на дневную поверхность.

### *Нижний отдел*

Ассельский ярус в Волгоградско-Саратовском Поволжье залегает на размытой поверхности верхнего карбона и представлен карбонатными породами. Мощность их достигает 110 м.

Разрез Актюбинского Приуралья характеризуется преимущественно песчано-глинистым составом и значительными колебаниями мощностей — от 317 до 820 м. В Южно-Эмбенском районе ассельские известняковые породы мощностью более 500 м установлены на площади Сары-Кум.

**Сакмарский и артинский ярусы** западного и северного образований Прикаспия сложены карбонатными породами — известняками, доломитами, ангидритами. Мощность их изменяется в пределах 280—370 м. Для районов Южной Эмбы характерен карбонатно-терригенный разрез (Сары-Кум, Тугаракчан) с преобладанием карбонатных пород. Вскрытая мощность достигает 565 м. В Актюбинском Приуралье развиты преимущественно терригенные породы с прослоями карбонатов; общая мощность более 2000 м. Во внутренних районах Прикаспийской впадины сакмарско-артинские отложения скважинами не вскрыты.

**Кунгурский ярус**, представленный мощной соленосной толщей, широко развит на территории Прикаспийской впадины. На ряде куполов соленосные отложения залегают близко к дневной поверхности (район оз. Баскунчак и др.). По мнению некоторых исследователей (В. Л. Соколов, 1966 и др.), соленосные породы в межкупольных зонах отсутствуют, будучи выжаты в прилегающие купола. В таких зонах вышележащий комплекс осадков контактирует с палеозоем.

В центральных районах солянокупольной области состав соленосной толщи преимущественно натриево-калиевый. Мощность осадков по геофизическим данным варьирует от 2000 м в межкупольных мульдах до 9000 м на соляных куполах типа Индер. В окранных частях солеродного бассейна разрез обогащается сульфатными и терригенными породами, а мощность сокращается в 2—3 раза.

## Верхний отдел

В разрезе верхней перми установлены породы казанского и татарского ярусов. Уфимский ярус выделяется условно, некоторые исследователи относят к нему сульфатно-терригенные отложения на ряде участков обрамления впадины.

**Казанский ярус** западной и южной частей Прикаспийской впадины представлен карбонатной серией мощностью до нескольких десятков метров, а для разреза северного обрамления характерно чередование гидрокимических и песчаных осадков мощностью более 400 м. Преимущественно терригенные образования развиты в центральной части впадины, на восточной окраине и в Южно-Эмбенском районе. Мощность яруса здесь изменяется от 200 до 400 м.

**Татарский ярус** представлен главным образом терригенными породами — глинами, песками, песчаниками, аргиллитами и алевролитами. Мощность отложений изменяется от первых со-

тен метров на обрамлениях впадины до 1000—1500 м и более на восточной окраине и в центральных районах.

### *Триасовая система*

Триасовые отложения широко распространены в Северном Прикаспии. Они слагают солянокупольные структуры и межкупольные пространства; в ряде мест породы триаса выходят на дневную поверхность. В триасовой системе выделяют нижний и верхний отделы, среднему триасу соответствует перерыв в осадконакоплении.

#### Нижний отдел

Нижнетриасовые отложения подразделяются на ветлужскую и баскунчакскую серии.

**Ветлужская серия** отложений междуречья Урала и Волги, Южно-Эмбенского района и западного обрамления впадины представлена в основном глинистыми образованиями, мощность которых соответственно составляет 60, 120 и 300 м. В районе оз. Баскунчак, горы Богдо и на востоке Прикаспия ветлужскому ярусу соответствуют песчано-глинистые отложения мощностью 150—310 м.

Наибольшая мощность (1775 м) ветлужских глинисто-алевролитовых пород пройдена в центральной части Прикаспийской впадины Аралсорской сверхглубокой скважиной.

**Баскунчакская серия** пород почти всюду состоит из песчаных и глинистых образований. В междуречье Урала и Волги, на западной и восточной окраинах впадины в разрезе отмечаются также известковистые фации. Мощность отложений изменяется от первых сотен метров на бортовых участках региона до 1110 м во внутренних его районах.

#### Верхний отдел

Верхний триас подразделяется на кейперский ярус, имеющий преобладающее развитие, и рэтский ярус, условно выделяемый в районах Южной Эмбы, Эльтона и других.

Верхнетриасовые отложения внутренних областей впадины представлены преимущественно глинистыми и песчаными образованиями мощностью порядка 500—600 м. Разрезы Северной Эмбы, северной и западной окраин впадины характеризуются в основном глинистым составом. Мощности осадков соответственно составляют 200, 130 и 70 м. На Южной Эмбе более широко развиты песчаные породы.

Юрский комплекс пород широко распространен на территории Прикаспийской впадины и за ее пределами и представлен всеми тремя отделами.

### Нижний отдел

Нижнеюрские отложения установлены в Южно-Эмбенском районе и севернее, в восточной половине впадины. На юге между речья Волги и Урала, в Астраханской области и Саратовском Поволжье, нижнеюрские отложения выделяются условно.

Разрезы юго-западной части Южно-Эмбенского района и рек Волги и Урала характеризуются песчаным составом пород с прослоями алевролитов и глин. Мощность отложений несколько десятков метров. Осадки нижней юры Саратовского и Астраханского Поволжья и восточной части впадины обогащаются глинистыми породами.

### Средний отдел

**Ааленский ярус** в районах Аралсора, Новоузенска и к востоку от р. Урал сложен глинами с прослоями алевролитов и песчаников мощностью от 20 до 200 м. На остальной территории ааленский ярус выделяется условно.

Байосский ярус в западной половине впадины характеризуется переслаиванием песчаных и глинистых осадков, в восточной половине — преимущественно песчаной толщей континентального генезиса. Мощность отложений изменяется от 20 м в бортовых районах до 200 м в междуречье Урала и Волги (Новоузенск, Мастексай).

**Батский ярус** характеризуется более глинистым составом пород. Опесчанивание разреза отмечается на западном и северном обрамлении впадины и в меньшей мере в ее восточной части, где разрез сложен глинами, алевролитами и песчаниками. Мощность яруса изменяется от 30 до 230 м.

### Верхний отдел

**Келловейский ярус** на большей части впадины сложен довольно однообразной толщей глин, местами с прослоями песчаных пород. Мощность келловея изменяется от 5 до 120 м.

**Оксфордский ярус** сложен преимущественно глинистыми породами с прослоями карбонатов. К окраинам бассейна осадки приобретают более грубый состав. К востоку от Порт-Артура оксфорд представлен известковистым песчаником. Мощность оксфордских отложений исчисляется первой сотней метров.

**Киммериджский ярус** выделяется не везде. Представлен он преимущественно глинами и алевролитами, в меньшей степени карбонатными породами. Общая мощность осадков изменяется от 5 до 90 м.

**Волжский ярус**, широко развитый во впадине, представлен глинами с прослоями горючих сланцев, известняков, песчаников и доломитов. Верхняя часть яруса на северо-западе Урало-Волжского междуречья сложена песчаниками, в южной и юго-восточной частях междуречья сменяющимися соответственно карбонатными и глинистыми алевролитами. Мощность яруса изменяется от первых десятков до 300 м.

### *Меловая система*

#### Нижний отдел

**Валанжинский ярус**, не имеющий большого площадного распространения, слагает песчано-глинистые породы, при некотором увеличении роли первых в сторону окраинных частей впадины, за исключением Южно-Эмбенского района, где в разрезе обнаруживается известковистый материал. Мощность валанжина достигает 100—120 м.

**Готеривский ярус** представлен в основном глинистыми и песчано-глинистыми образованиями мощностью в несколько метров на обрамлении впадины и до 100 м в междуречье Волги и Урала.

**Барремский ярус** внутренних районов имеет глинисто-песчаный разрез, который сменяется в юго-восточной и юго-западной частях на песчано-глинистый, а на западной и восточной окраинах в **основном на песчаный**. Мощность баррема изменяется от 30 до 100 м и более.

**Аптский ярус** на всей территории впадины сложен преимущественно глинами, в различной степени опесчаненными на ее окраинах. Мощность отложений колеблется в пределах 200 м.

Альбский ярус подразделяется на нижнюю, преимущественно глинистую, и верхнюю, в основном песчаную, толщи пород. Суммарная мощность отложений достигает 300 м и более в глубоких мульдах, сокращаясь на куполах.

#### Верхний отдел

Верхнемеловые отложения довольно широко распространены в пределах впадины и делятся на нижнюю (в объеме сеномана) и верхнюю части, представленные соответственно терригенными и карбонатными породами.

**Сеноманский ярус** центральных районов Урало-Волжского междуречья слагают в основном глинистые, а бортовые участ-

ки впадины песчаные образования. Мощность отложений изменяется от нуля до 100 м.

**Турон** — сантон — кампан и датский ярусы на большей части Прикаспийской впадины представлены в основном карбонатными породами. К бортам впадины среди карбонатных пород увеличивается доля терригенных образований. Наибольшие суммарные мощности карбонатной толщи мела отмечаются в межкупольных зонах, уменьшаясь на куполах и периферийных участках впадины.

**Маастрихтский ярус** характеризуется глинисто-мергелистым составом осадков. В Аралсоре и Астраханском Заволжье разрез становится более карбонатным. Мощность маастрихта колеблется в пределах 100 м, составляя в Аралсорской сверхглубокой скважине 228 м.

### *Палеогеновая система*

Палеогеновые отложения Прикаспийской впадины представлены довольно мощной глинисто-мергелистой толщей, среди которой выделяются четыре литолого-фациальных комплекса (М. М. Чарыгин и др., 1964):

- а) преимущественно песчаный, ограниченно распространенный в районе Актюбинска и юго-юго-западнее Саратова;
- б) глинисто-опоково-песчаный, условно выделенный на северо-западной окраине впадины;
- в) преимущественно глинистый междуречья Урала и Волги и юго-востока;
- г) мергельно-глинистый Волгоградско-Астраханского Поволжья, южной части Прикаспия и Эмбенской нефтеносной области.

Общая мощность неогеновых отложений изменяется от нескольких метров до 1000 м и более в глубоких мульдах (Тукбайская и др.).

### *Неогеновая система*

Неогеновые отложения, имеющие повсеместное развитие, представлены миоценом и главным образом верхним плиоценом (акчагыльский и апшеронский ярусы). Выходы последних на дневную поверхность отмечаются по бортам впадины и во внутренних ее районах на сводах активных соляных куполов (Баскунчак, Индер и др.).

Миоценовые морские образования известны лишь на Тукбайской площади и в некоторых пунктах юго-восточной части Прикаспия.

Для пород верхнего плиоцена характерны плащеобразное залегание, незначительная дислоцированность и пестрый литологический состав (глины, пески, алевролиты, мергели, известняки, галька).

Исходя из литологического состава и коллекторских свойств, породы верхнего плиоцена разделяются на две толщи:

1) мергельно-глинистую, пользующуюся широким горизонтальным и вертикальным развитием и относящуюся к акчагыльскому и нижней части апшеронского яруса;

2) песчано-алевролитовую, относящуюся к апшерону и имеющую повсеместное распространение.

Мощность отложений верхнего плиоцена колеблется от нескольких десятков метров и полного отсутствия на ряде соляных куполов и бортовых участках впадины до 700—800 м в межкупольных зонах центральных районов Прикаспия в районе Рын-песков.

## § 2. Тектоника

Прикаспийская впадина является крупнейшей тектонической депрессией, расположенной на юго-востоке Русской платформы. Площадь ее составляет около 500 тыс. км<sup>2</sup>, а мощность выполняющих осадочных образований только от кунгурского яруса до плиоцена включительно, превышает 10 км. С запада и севера впадину ограничивают Волгоградский, Жадовский и Илекский уступы, на востоке — складчатые сооружения Южного Урала и Мугоджар. На юге она окаймляется Южно-Эмбенским поднятием и валом Карпинского.

Вопросами тектонического строения Прикаспийской впадины занимались многие исследователи: П. Я. Авров, Г. Е.-А. Айзенштадт, Н. У. Имашев, Н. А. Калинин, Ю. А. Косыгин, А. А. Яншин, З. Е. Булекбаев, Т. Н. Джумагалиев, Г. Ж. Жолтаев, И. И. Кожевников, Я. С. Эвентов, Ю. М. Васильев, В. Н. Неволин, В. Л. Соколов и др.

Известен ряд тектонических схем для отдельных районов, комплексов или всего Прикаспия в целом. Однако ни одна из них не может претендовать на полноту и достоверность отображения регионального тектонического строения рассматриваемого региона. Это объясняется слабой изученностью Прикаспийской впадины и особенно ее глубинных недр.

Многие исследователи разделяют осадочную толщу, выполняющую впадину, на три тектонических этажа: подсолевой, надсолевой и покровный.

**Подсолевой тектонический этаж** выделяется в объеме подсолевого палеозоя. Сведений о характере и глубине залегания его поверхности во внутренних районах недостаточно. Известно лишь, что в периферической части бассейна кровля подсолевого палеозоя располагается на глубинах 2—4 км, погружаясь к центральным участкам до глубины 5—10 км (рис. 1). Как видно из схемы, глубины поверхности подсолевого палеозоя как бы концентрически нарастают от окраин впадины к центру.

Прикаспийская впадина серией нарушений северо-западного

простирается разделяется на западную (к западу от р. Урал) и восточную (восточнее р. Урал) половины.

Периферийную часть впадины окаймляют крупные тектонические элементы, такие как Приволжская моноклинал на севе-

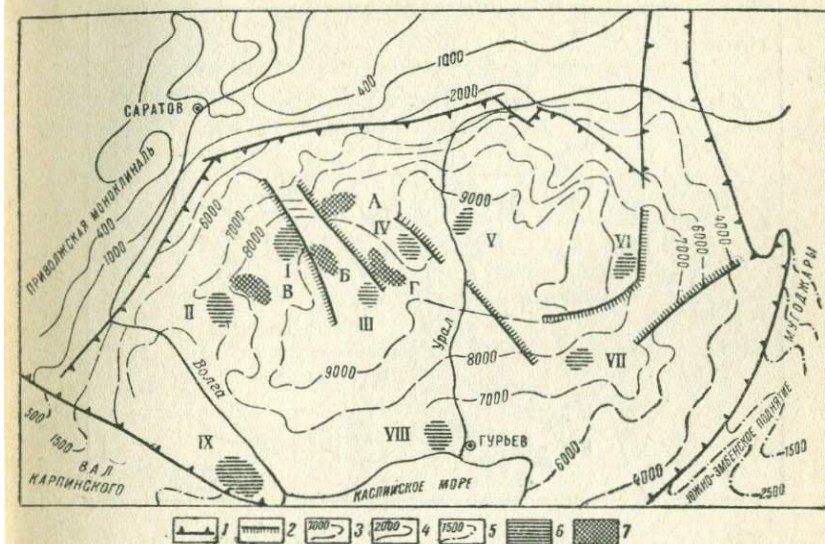


Рис. 1. Тектоническая схема поверхности подсолевого палеозоя Прикаспийской впадины. По В. Л. Соколову и др., 1970.

1 — система бортовых уступов Прикаспийской впадины и разломов герцинских складчатых сооружений; 2 — флексуры и уступы палеозойского комплекса отложений; 3 — изгибы подсолевого палеозоя внутренних частей впадины; 4 — изгибы кровли зереяского горизонта для поднятой части платформы; 5 — изгибы размытой поверхности верхнепалеозойского фундамента; 6 — поднятия: I — Аралсорское, II — Шунгайское, III — Джангалинское, IV — Кунгурское, V — Крым-Кудукское, VI — Уилское, VII — Сагизское, VIII — Новобогатинское, IX — Астраханское; 7 — прогибы: а — Новоузенский, б — Фурмановский, в — Хакинский, г — Узеньский

ро-западе, вал Карпинского на юго-западе и Южно-Эмбенское поднятие на юго-востоке и другие.

Во внутренних районах Прикаспия в верхнепалеозойском комплексе намечается ряд обширных сводовых поднятий — Аралсорское, Шунгайское, Астраханское, Новобогатинское — и сопряженных с ними прогибов — Новоузенский, Фурмановский, Хакинский и Узеньский.

**Надсолевой тектонический этаж** выделяется в объеме верхней перми — палеогена и отделен от нижележащего этажа толщей соленосных отложений кунгура. Этот этаж значительно лучше характеризуется в тектоническом отношении, чем описанный выше.

Современная региональная структура комплекса отложений этого этажа отражена на схеме (рис. 2). В юго-восточной части региона располагаются небольшие и узкие структурные формы

со значительными амплитудами поднятий или погружений, имеющие чаще унаследованный характер структурного плана верхнепалеозойского этажа. Структуры северо-востока приобретают вытянутую форму согласно складчатому сооружению Урала.

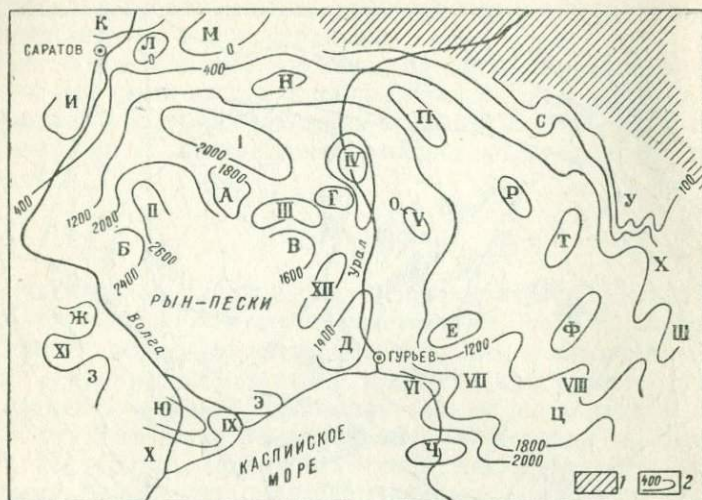


Рис. 2. Схема структурного плана надсолевого этажа. По Ю. М. Васильеву, 1969.

1 — области отсутствия меловых отложений; 2 — изогипсы подошвы неоконских отложений.

Прогибы: I — Новоузенский, II — Хакинский, III — Узеньский, IV — Челкарский, V — Байтуганский, VI — Гурьевский, VII — Нижнеэмбенский, VIII — Приэмбенский, IX — Нижневолжский, X — Южно-Астраханский, XI — Сарпинский, XII — Тукбайский.

Поднятия: А — Аралсорское, Б — Шунгайское, В — Джангалинское, Г — Кушумское, Д — Новобогатинское, Е — Сагизское, Ж — Присарпинское, З — Сайгачье. Вали и валлообразные поднятия: И — Доно-Медведицкий, К — Саратовский, Л — Степновское, М — Пугачевское, Н — Озинковское, О — Крым-Кудукское, П — Утвинское, Р — Уилское, С — Хобдинское, Т — Шубар-Кудукское, У — Кандагачский, Ф — Жаркамский, Х — Северо-Эмбенский, Ц — Южно-Эмбенский, Ч — Прорвинское, Ш — Чушкакульское, Э — Ганюшкинское, Ю — Астраханское.

Структуры западного и северного обрамления Прикаспийской впадины имеют преимущественно изометрическую форму.

Во внутренних районах впадины в надсолевом этаже выделяется ряд обширных отрицательных структур со специфическими очертаниями. К числу первых относятся Хакинский и Новоузенский прогибы северо-западного простирания, Челкарский и Узеньский — субширотного и широтного простирания. В центральной части Прикаспия выявлены Аралсорское сводовое поднятие изометрической формы и Джангалинское в пределах Рын-песчаного массива. Целый ряд поднятий отмечен в пределах правобережий Урала и Волги (рис. 2).

Мощность отложений надсолевого этажа на поднятиях в 1,5—2 раза меньше, чем в смежных прогибах.

Верхнепермско-палеогеновый комплекс образований в значительной степени осложнен соляной тектоникой (соляные штоки, купола, гряды и др.), которая больше всего проявляется в восточной части Прикаспия. Однако соляная тектоника не затушевывает основных черт тектонического строения рассматриваемого этажа — контролирующими структурами остаются крупные прогибы и поднятия.

Покровный неоген-четвертичный этаж, имеющий повсеместное распространение, плащеобразно с резким несогласием перекрывает различные по возрасту породы. В разрезе этого этажа вы-

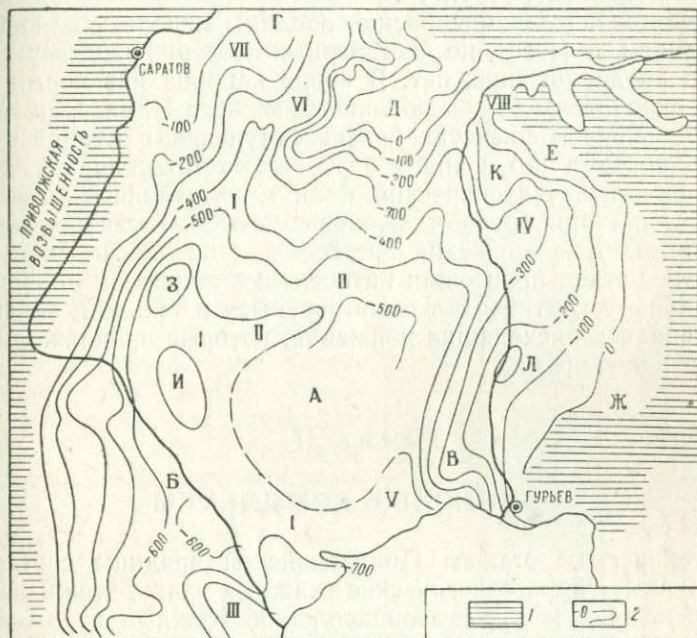


Рис. 3. Схема структурного плана покровного этажа.  
По Ю. М. Васильеву, 1969.

1 — области отсутствия верхнеплиоценовых отложений; 2 — изогипсы по подошве плиоценовых отложений.

Прогибы: I — Приволжский, II — Узеньский, III — Южно-Астраханский, IV — Байтуганский, V — Северо-Каспийский; Эрозионные прогибы: VI — Узени-Камеликский, VII — Узени-Иргизский, VIII — Уральский. Поднятия: А — Рын-песчаное, Б — Астраханское, В — Новобогатинское. Эрозионные поднятия: Г — Пугачевское, Д — Синегорское, Е — Утвинское, Ж — Сагизско-Эмбенское. Поднятия, связанные с соляными массивами: З — Эльтонское, И — Баскунчакское, К — Челкарское, Л — Индерское.

деляется ряд крупных структурных элементов эрозионного или эрозионно-тектонического происхождения (рис. 3). Первые больше распространены в северной части. Они нередко совпадают с зонами увеличенных мощностей, которые, в свою очередь, свя-

заны с древними долинами больших и малых рек. Вторые располагаются в западной половине Прикаспийской впадины (Астраханское Поволжье, северная часть Прикаспийской впадины, северная часть Каспия, междуречье Урала и Волги). Наиболее крупными тектоническими элементами неоген-четвертичного комплекса образований являются Узень-Камеликский и Приволжский прогибы, Рын-песчаное поднятие и другие. Для образований неоген-четвертичного комплекса характерны слабая дислоцированность и развитие довольно крупных соляных массивов, таких как Баскунчакское и Эльтонское, а также широкое развитие локальных структур.

Формирование Прикаспийской впадины началось, по-видимому, в раннем палеозое, но достоверных сведений, подтверждающих это предположение, нет. В конце карбона и в перми произошло окончательное обособление Северного Прикаспия в связи с образованием флексурообразных ступеней, разломов и системы надвиговых нарушений в бортовых частях впадины.

Современный тектонический план и очертания Прикаспийская впадина приобрела в верхнепермско-палеогеновое время, когда нисходящие движения преобладали над восходящими. В конце этого этапа произошли интенсивные поднятия, приведшие к длительному континентальному перерыву и только в акчагыле вновь начались нисходящие движения, которые продолжались и в четвертичное время.

## Глава II

### ВОДОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Тектоническим этапам Прикаспийской впадины соответствуют крупные гидрогеологические этажи, а также этажи нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. Каждый из выделяемых этажей содержит большое количество водоносных комплексов и горизонтов. Гидрогеологические этажи подсолевого палеозоя, верхнепермско-мезозойский и покровный разделяются регионально выдержанными водоупорными породами — сульфатно-галогенной толщей нижней перми и глинами палеогена (рис. 4).

Выделенные гидрогеологические этажи существенно отличаются по степени перспектив нефтегазоносности, солевому и газовому составу вод, температурному режиму и характеру гидрогеологической закрытости недр.

В пределах этажей выделяются водоносные (нефтегазоносные) комплексы и горизонты. В основу выделения водоносных комплексов положено представление об их сравнительной гидродинамической изоляции. В каждом из них различаются водовмещающая толща — коллектор и слабопроницаемые — водоупоры. При определении объема комплекса мы руководствовались



Саратовском Поволжье и на юге Оренбургской области. Отложения комплекса повсеместно залегают на докембрийском фундаменте. Комплекс включает верхнюю трещиноватую часть фундамента, рифейские, казанлинские, эйфельские, живетские и нижнефранские породы и перекрывается кыновскими глинами. Рифейская и казанлинская серии заполняют древние впадины и углубления в рельефе поверхности фундамента.

Породы комплекса представлены в основном песчано-глинистыми и в меньшей степени карбонатными разностями. Водо-вмещающими отложениями являются песчаники, алевролиты и реже известняки. Коллекторские свойства пород терригенного девона довольно высокие. Наиболее хорошими фильтрационными свойствами характеризуются отложения живетского яруса и пашийского горизонта (табл. 1). Удовлетворительные коллектор-

Таблица 1

Коллекторские свойства пород живетского яруса девона юго-востока Русской платформы

Показатели	Пласты				
	Д <sub>3</sub> -I—Д <sub>3</sub> -II	Д <sub>2</sub> -IVa	Д <sub>2</sub> -IVб	Д <sub>2</sub> -V	Д <sub>2</sub> -VI
Пористость, % . . .	10—20	8—15	5—25	10—25	20
Проницаемость, мД	350—2000	800—2550	160—2550	300—1780	450

ские свойства отмечаются также для пород, залегающих на больших глубинах.

Изменение пористости и проницаемости отложений терригенного девона в зависимости от глубины их залегания изучал П. А. Карпов (1965). Согласно этим исследованиям средняя пористость терригенных коллекторов на глубине 100 м равна 24—35%. На глубине 2500 м она уменьшается для аргиллитов до 5%, для песчаников до 10—18%. В диапазоне глубин 3000—3200 м средняя пористость песчаников снижается до 13—15%. Проницаемость на глубине 100—500 м измеряется многими сотнями и тысячами миллидарси, а на глубине в 3000—3200 м — десятками и первыми сотнями миллидарси.

Общая мощность комплекса варьирует от 150 до 2220 м, в общем случае возрастающая в сторону погруженных частей Прикаспийской впадины. Верхним региональным водоупором являются глины кыновского горизонта, залегающие в кровле комплекса. Мощность водоупора превышает 150 м.

**Водоносный комплекс карбонатных отложений верхнего девона и нижнего карбона** хорошо изучен в Волгоградско-Саратовском обрамлении Прикаспийской впадины и на юге Оренбургской области. Комплекс включает отложения от кровли кыновского горизонта до кровли турнейского яруса и представлен преимущественно карбонатными породами. В пределах Нижнего

Поволжья степень глинистости и количество терригенного материала увеличиваются в юго-западном направлении от площадей Саратовских дислокаций к Арчединско-Донскому блоку, где верхнедевонская толща представлена преимущественно терригенными образованиями. Водовмещающими отложениями являются пористые трещиноватые и кавернозные известняки и доломиты, реже песчаники. Пористость известняков обычно колеблется в пределах 5—10%, в доломитизированных известняках возрастает до 15% и более. Проницаемость, как правило, низкая — менее 100 мД. В песчаных коллекторах пористость возрастает до 20% и более при проницаемости 500—800 мД.

Мощность комплекса достигает 1850 м. Водоупором служат маломощные заглинизированные известняки верхней части турнейского яруса и частично глины нижней части визейского яруса.

**Водоносный комплекс терригенных отложений нижнего карбона** залегает на размытой поверхности турнейских пород и перекрывается отложениями окского подъяруса. Комплекс имеет непостоянный стратиграфический состав. На юге и в центральной части Нижнего Поволжья он представлен бобриковским и тульским горизонтами, в северных районах Саратовской области бобриковские отложения из разреза выпадают. В пределах Среднего Поволжья в основании комплекса прослеживается толща малиновского надгоризонта. Характерной особенностью терригенных отложений нижнего карбона является весьма прихотливое их строение (песчаные образования не всегда имеют пластовое залегание, часто выклиниваются, образуют линзы, рукава и т. д.). Водовмещающими породами служат пески, песчаники, алевролиты и реже известняки. Коллекторы обладают высокой пористостью, достигающей в песках и песчаниках 20—30%, в алевролитах — 10—25%. Проницаемость изменяется от единиц и десятков до 1000—5000 мД и более.

Мощность комплекса изменяется от нуля до 200 м, возрастая в сторону бортового уступа Прикаспийской впадины. В верхней части терригенных отложений (верхи тульского и низы алексинского горизонтов) часто появляются глины и глинистые известняки, которые служат верхним водоупором для комплекса.

**Водоносный комплекс карбонатных отложений нижнего и среднего карбона** подстилается породами тульского горизонта и перекрывается терригенными отложениями верхнебашкирского подъяруса. Сложен известняками с подчиненными прослоями доломитов и незначительными терригенными включениями. Водовмещающими породами являются пористые трещиноватые и кавернозные известняки и доломиты. Пористость известняков колеблется обычно в пределах 2—10%, возрастая до 15—20% и более в коллекторах, представленных трещиноватыми органогенно-обломочными породами. Проницаемость, как правило, низкая — десятки и сотни миллидарси, резко возрастающая в органогенно-обломочных известняках до 1000 мД и более. Суммар-

ная мощность комплекса достигает 465—480 м. Верхним водопором служат глинистые слои нижней части верхнебашкирского подъяруса.

**Водоносный комплекс терригенных отложений среднего карбона** включает породы верейского горизонта и верхней части башкирского яруса. Представлен комплекс в основном песчаниками, глинами, алевролитами и подчиненными прослоями известняков. Водовмещающими породами служат песчаники, алевролиты и реже известняки, коллекторские свойства которых в региональном плане подвержены значительным изменениям. Пористость колеблется от единиц до 20% и более, проницаемость — от 1—100 до 1000—7300 мД. Общая мощность комплекса достигает 285—300 м, возрастая в сторону погруженных частей Прикаспийской впадины. В верхней части комплекса обычно залегают глины, которые являются верхним водоупором.

**Водоносный комплекс нижней перми, верхнего и среднего карбона** перекрывается в зоне предъярского среза мезозойскими терригенными породами, а непосредственно в Прикаспийской впадине — гидрохимической толщей нижней перми и представлен отложениями каширского, подольского и мячковского горизонтов среднего карбона, верхнекаменноугольными породами и подкунгурскими осадками нижней перми. Водовмещающими отложениями являются пористые трещиноватые и кавернозные известняки и реже песчаники. Пористость изменяется от единиц до 20%, реже, более. Проницаемость обычно не превышает десятков миллидарси.

Суммарная мощность комплекса достигает 1200 м, увеличиваясь к бортовым частям Прикаспийской впадины. Водоупорным перекрытием комплекса служит мощная гидрохимическая толща кунгура, а в зонах ее отсутствия — глинистые отложения мезо-кайнозоя.

## § 2. Средний (верхнепермско-мезозойский) гидрогеологический этаж

В пределах этажа выделяется несколько водоносных комплексов. Нижним водоупором гидрогеологического этажа служит кунгурская водоупорная толща, представленная каменной солью с маломощными терригенными прослоями и пластами ангидрита, гипса и калийных солей. Предполагается, что исходная мощность соленосных отложений достигала 2500—3500 м, но она сильно варьирует на небольших расстояниях вследствие проявления соляной тектоники. В целом ряде случаев соль из межкупольных зон, по мнению ряда геологов, полностью выжата в районы соседних соляных куполов.

**Водоносный комплекс пермо-триасовых преимущественно терригенных отложений** включает водоносные горизонты уфимского, казанского и татарского ярусов верхней перми и прони-

цаемые породы триаса. Комплекс имеет весьма сложное строение, и, возможно, при накоплении дополнительных данных может возникнуть потребность в более дробной гидрогеологической стратификации. Пермо-триасовый комплекс сложен мощной толщей пестроцветных и красноцветных пород, представленных в основном песчаниками и глинами с прослоями известняков и мергелей. Водовмещающими отложениями являются преимущественно песчаники и реже трещиноватые известняки и мергели. Пористость песчаников колеблется в пределах 5—25%, обычно составляя 10—20%. Наиболее распространены коллекторы с проницаемостью 10—50 мД.

Общая мощность пермо-триасового комплекса, судя по данным сверхглубокой Аралсорской скважины, превышает 3000 м. Водоупорным перекрытием комплекса являются глинистые отложения верхнего триаса, мощность которых превышает 500 м.

**Водоносный комплекс терригенных ниже-среднеюрских отложений** включает породы нижнего отдела юры, байосского и батского ярусов среднеюрского отдела. Комплекс представлен преимущественно терригенными образованиями. Нижняя юра обычно сложена грубообломочными песчано-галечниковыми (Южно-Эбменский район) или рыхлыми слабо сцементированными песками с прослоями песчаников, алевролитов и глин (междуречье Волги и Урала). В разрезе байосского яруса в пределах почти всей впадины преобладают песчаные отложения, а в разрезе бата — глинистые.

Водовмещающими породами комплекса являются пески и песчаники. Юрские песчаные отложения водоносного комплекса относятся к наиболее пористым и проницаемым толщам мезозоя Прикаспийской впадины (А. Е.-А. Айзенштадт и др. 1967). Именно эти части разреза отличаются наибольшей водообильностью. Пористость песчаных коллекторов изменяется от 10 до 30%, проницаемость — от 600 до 2500 мД.

Общая мощность ниже-среднеюрского водоносного комплекса варьирует от 50—100 до 400—500 м с тенденцией возрастания к центральным районам впадины. Глины батского яруса, залегающие в кровле средней юры совместно с вышележащими верхнеюрскими преимущественно глинистыми отложениями, представляют собой водоупорную толщу, разделяющую ниже-среднеюрский и нижнемеловой водоносные комплексы.

**Относительно водоносный комплекс верхнеюрских отложений** включает породы келловейского, оксфордского, киммериджского и волжского ярусов. Комплекс представлен преимущественно глинами с прослоями песчаников, известняков и мергелей. Водоносные горизонты приурочены к песчаным пластам в верхних частях разреза комплекса. Мощность верхнеюрской относительно водоупорной толще в ряде случаев достигает 400 м.

**Водоносный комплекс нижнемеловых терригенных отложений** включает водоносные горизонты валанжинского, барремского,

аптского и альбского ярусов. Породы комплекса представлены глинами и песчаниками с подчиненными прослоями песков, алевролитов, алевроитов, известняков и мергелей. Водовмещающими отложениями являются песчаники, пески, алевроиты и реже известняки. Коллекторские свойства проницаемых пластов довольно высокие. Пористость песков, песчаников, алевроитов и песчаных глин достигает 30—40% и более, а проницаемость часто превышает 1000 мД. Общая мощность нижнемелового комплекса достигает 500—750 м. Верхним водоупором служат глины апта и низов льба, мощность которых превышает 100 м. К верхнему водоупору, изолирующему водоносные комплексы низнего мела, относятся также отложения относительно водоносного комплекса верхнего мела и палеогенового водоупора.

**Относительно водоносный комплекс верхнемеловых отложений** включает породы сеноманского, туронского, кампанского, маастрихтского и датского ярусов. Толща нижнего мела состоит из двух серий осадков: внизу преимущественно терригенной и вверху — карбонатной. Наиболее распространены мел, мергель, мергелистая глина и известняк. Водоносные горизонты известны в песчаных прослоях нижней части разреза в пределах сеноманского яруса, а также в трещиноватых карбонатных породах верхней части разреза. Верхнемеловая карбонатно-глинистая толща вместе с заключенными в ней водоносными горизонтами представляет собой относительно водоупорную толщу. Коллекторские свойства проницаемых пачек изучены в Южно-Эмбенском нефтеносном районе (А.Е.-А. Айзенштадт и др., 1967). Средние величины пористости песков, песчаников и алевроитов колеблются в пределах 18—35,6%, а карбонатных пород 20—30%.

Общая мощность верхнемеловой относительно водоупорной толщи изменяется в диапазоне 50—700 м.

**Палеогеновый, преимущественно водоупорный, комплекс** представлен всеми тремя ярусами. Комплекс сложен в основном глинами с редкими прослоями песчаников, алевролитов и мергелей. Маломощные водоносные горизонты известны в песчаных пластах. Палеогеновая толща является региональным водоупорным перекрытием, разделяющим водоносные комплексы верхнепермско-мезозойского и покровного гидрогеологических этажей. Мощность палеогенового водоупора в наиболее погруженных частях Прикаспийской впадины и в глубоких межкупольных зонах (Тукбайская и др.) в ряде случаев превышает 2500 м.

### § 3. Верхний (покровный) гидрогеологический этаж

В разрезе этажа выделяется один комплекс — неогеновый, плащеобразно залегающий на сложно дислоцированных процессах соляной тектоники более древних породах от палеогена до перми включительно.

Водоносный комплекс неогеновых терригенных отложений широко распространен в междуречье Урал—Волга и представлен почти исключительно осадками верхнего плиоцена, в разрезе которых выделены отложения акчагыльского и апшеронского ярусов. Миоценовые породы встречены лишь в наиболее глубоких межкупольных зонах.

Отложения комплекса представлены различными терригенными образованиями — от тонкодисперсных глин до хорошо отсортированных среднезернистых песков. Чередование глинистых и песчаных прослоев неравномерно по площади и разрезу. Отмечается более четкая дифференциация проницаемых и непроницаемых пород в зонах повышенных мощностей.

Водовмещающими отложениями комплекса являются пески, песчаники, алевроиты. Коллекторские свойства проницаемых пластов довольно высоки: пористость часто превышает 20—30%, а проницаемость более 1000—2000 мД. Мощность комплекса в наиболее погруженных частях Прикаспийской впадины превышает 1000—1500 м.

### Глава III

## ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА

Гидродинамические условия пластовой системы Прикаспийской впадины изучены крайне слабо. Это объясняется не только отсутствием достаточного количества надежных данных по напорам подземных вод. Сложное тектоническое строение впадины с большим количеством соляных куполов, в пределах которых имеются тектонические нарушения, осложняющие движение подземных вод и являющиеся в большинстве случаев областями разгрузки, наличие в разрезе перерывов в осадконакоплении, сопровождающихся крупными угловыми несогласиями в залегании различных водоносных комплексов и горизонтов — все это обуславливает специфическую обстановку движения подземных вод в недрах Прикаспийской впадины.

### § 1. Общие сведения

Прикаспийская впадина представляет собой наиболее погруженную часть обширного Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна и рассматривается по надкунгурским водоносным комплексам как наложенный нефтегазоносный бассейн (А. А. Карцев, 1963). В соответствии с этим для подсолевых и надсолевых водоносных комплексов границы бассейна не совпадают. Для подсолевых отложений границы бассейна определяются Северными Увалами, Токмовским, Воронежским сводами, погребенным складчатым Донбассом, Каспийским морем и Уралом. Абсолютные отметки выходов на поверхность палеозойских отло-

жений в областях современной инфильтрации достигают +200÷250 м на Воронежском и Токмовском сводах, возрастая до +300÷400 м и более в районах Северных Увалов и западных отрогов Урала и Мугоджар. В прибортовых частях Прикаспийской впадины поверхность палеозойских отложений снижается до отметок —2000—3000 м и ниже.

По надкунгурским отложениям границы бассейна определяются выходами верхнепермских и мезозойских пород в окраинных частях впадины на Приволжской возвышенности, Общем Сырте, юго-западных отрогах Урала и Мугоджар, где расположены основные области питания бассейна. Абсолютные отметки выходов на поверхность пород водоносных комплексов здесь достигают +200÷350 м и более. На юге граница бассейна проходит по осевой зоне кряжа Карпинского и Южно-Эмбенского поднятия. В этих же районах отмечаются перетоки подземных вод мезозойских комплексов из Северо-Каспийского и Северо-Устьуртского бассейнов в Прикаспийскую впадину (Ю. А. Спелвак, 1963; Е. В. Стадник, 1969).

Верхнепалеозойские и мезозойские отложения, выходящие на поверхность в окраинных частях впадины, к центральным частям бассейна погружаются на значительную глубину. В этом же направлении увеличиваются мощности всех водоносных горизонтов и комплексов с одновременным возрастанием полноты стратиграфического разреза. Залегание подошвы надсолевого гидрогеологического комплекса в наиболее погруженных частях Прикаспийской впадины (В. Л. Соколов, 1968 и др.) характеризуется чрезвычайно глубоким погружением (до 10 км и более). Таким образом, разница гипсометрической высоты залегания водоносных комплексов Прикаспийского бассейна в областях инфильтрации вод (окраинные зоны впадины) и возможных зонах их разгрузки (центральные наиболее погруженные районы) достигает нескольких километров.

## § 2. Методика обработки фактических данных по статическим уровням подземных вод

При гидродинамических расчетах наиболее принята методика А. И. Силина-Бекчурина (1958). Важным моментом в получении достоверных результатов расчетных напоров является обоснованный выбор плоскости сравнения, для чего в первую очередь необходимо установить характер изменения плотности воды с глубиной. Как показал анализ фактических материалов по водам надсолевых отложений Прикаспийской впадины, в изменении плотности подземных вод с глубиной четкой закономерности не наблюдается. Это вызвано особенностями солянокупольной тектоники, когда соленосные осадки резко изменяют величину плотности вод на различных глубинных уровнях. В этих условиях для выяснения характера движения подземных

вод проводилось сравнение статических уровней по скважинам с одинаковой плотностью вод по методике В. Н. Корценштейна (1960, 1963). Величина плотности воды при этом выбирается как наиболее характерная для данного водоносного комплекса. Поправки к величине статического уровня определяются по формуле:

$$\Delta H_1 = H_2 \left( \frac{\gamma_2}{\gamma_1} - 1 \right),$$

где  $H_1$  — поправка к статическому уровню в м;  $H_2$  — высота столба воды плотностью  $\gamma_2$  в скважине с большей минерализацией (по сравнению со средней наиболее характерной плотностью ( $\gamma_1 < \gamma_2$ )). В случае, когда  $\gamma_1 < \gamma_2$ , знак поправки положительный. Если же плотность воды в скважине меньше наиболее характерной, поправка имеет отрицательный знак.

### § 3. Характеристика статических уровней водоносных комплексов в региональном плане

#### *Нижний (докунгурский подсолевой) гидрогеологический этаж*

Динамика подземных вод подсолевого этажа хорошо изучена в районах, обрамляющих Прикаспийскую впадину. Как показали многочисленные исследования (И. К. Зерчанинов, А. С. Зингер, Е. В. Стадник, В. Б. Торгованова и др.), воды докунгурских отложений в современном плане движутся в сторону Прикаспийской впадины. Основными областями питания являются Воронежский и Токмовский своды, Северные Увалы и западные склоны Урало-Мугоджарской складчатой области. Инфильтрация вод в областях питания происходит либо через породы надсолевого палеозоя, обнажающиеся на поверхности, либо через маломощный чехол четвертичных образований, несогласно перекрывающих отложения палеозоя. Дополнительными областями питания подземных вод подсолевых отложений являются некоторые складки восточных антиклинальных линий в Актюбинском Приуралье, в ядрах которых обнажаются породы подсолевого палеозоя, а также Сакмарско-Кокпектинская зона в западном Примугоджарье.

Разгрузка подземных вод подсолевого палеозоя осуществляется в бортовых частях Прикаспийской впадины и в тектонически ослабленных районах (зоны глубинных разломов, линейных дислокаций, соляные купола, долины крупных рек и др.) путем межпластовых перетоков. Зоны разгрузки обычно отмечаются участками повышенных напоров, которые сопровождаются гидрохимическими и температурными аномалиями в вышележащих отложениях надсолевого этажа. На существование

таких зон и участков указывали многие исследователи (В. А. Кротова, В. Б. Торгованова, Ж. С. Сыдыков и др.).

Скрытая разгрузка подземных вод подсолевого палеозоя в вышележащие отложения облегчается тем, что соленосные отложения кунгура, являющиеся региональным водоупором, в ряде случаев отсутствуют. Предполагается (Н. В. Неволин, В. Л. Соколов и др.), что в недрах подавляющей части межкупольных мульд соль выжата нацело и надсолевые отложения приходят в непосредственный контакт с подсолевыми породами или разделены непластичными осадками соленосной толщи. Такие сквозные мульды представляют собой гидрогеологические окна, через которые под воздействием огромного геостатического давления, существующего в недрах нижнего этажа впадины, флюиды подсолевых комплексов отжимаются в коллекторы вышележащих отложений. Выявление таких участков, как возможных зон нефтегазонакопления, представляет большой практический интерес.

Скорость движения подземных вод отложений подсолевого этажа, рассчитанная для районов северо-западного обрамления Прикаспийской впадины, обычно не превышает нескольких см/год (табл. 2).

Таблица 2  
Усредненные величины скорости движения  
подземных вод палеозойских отложений  
северо-западного обрамления Прикаспийской впадины  
(по Е. В. Стаднику, 1967)

Водоносный комплекс	Скорость движения подземных вод, см/год
Девонский терригенный . . . . .	2,7
Верхнедевонско-нижнекаменноуголь- ный карбонатный . . . . .	6,1
Нижнекаменноугольный терригенный	16,6
Каменноугольный карбонатный . . .	9,7
Среднекаменноугольный терригенный	51,1
Надверейский карбонатный . . . . .	88,7

В пределах самой впадины, где пластовая система палеозойских отложений представляет собой зону весьма затрудненного водообмена, скорости движения подземных вод, очевидно, чрезвычайно низки. Не исключена возможность, что движение подземных вод подсолевого палеозоя здесь подчинено в основном отжатию флюидов из глинистых пород в более проницаемые коллекторы.

Для водоносных горизонтов и комплексов верхнепермско-мезозойского этажа в региональном плане наблюдается снижение пьезометрических уровней подземных вод от окраинных частей Прикаспийской впадины к центральным, наиболее погруженным ее районам. Основными областями инфильтрации вод отложений рассматриваемого этажа являются Актюбинское Приуралье, западные склоны Мугоджар, Приволжская возвышенность и районы Общего Сырта, где водовмещающие породы выходят на поверхность на отметках  $+200 \div 350$  м и более. Дополнительные области питания расположены в пределах водораздельных пространств рек Урала, Темира, Эмбы, а также в сводовых частях отдельных куполов.

Динамика подземных вод верхнепалеозойско-мезозойских отложений лучше изучена в восточных районах Прикаспийской впадины. Схемы гидроизопьез триасовых, юрских и меловых отложений, построенные В. Б. Торговановой, В. П. Якуцени, Ж. С. Сыдыковым и другими указывают на общее латеральное движение подземных вод в отложениях этих комплексов в западном направлении. По условиям циркуляции подземных вод восточную половину Прикаспийской впадины условно можно разделить на две зоны: восточную с более или менее спокойным залеганием водоносных горизонтов и западную, совпадающую с областью развития соляной тектоники. Интенсивность соляной тектоники увеличивается с востока на запад, в этом же направлении последовательно прорываются солью отложения верхней перми, нижнего триаса, юры, нижнего и верхнего мела. Различный характер залегания водоносных комплексов создает и определенные особенности для миграции и разгрузки подземных вод водоносных горизонтов отложений надсолевого этажа. В солянокупольной области подземным водам при движении приходится преодолевать зоны соляных антиклиналей, сложенных переслаивающимися толщами неоднородной проницаемости. Такие участки представляют собой своего рода барьеры, которые затрудняют движение подземных вод и вызывают отклонение регионального потока в зависимости от простирания пластов с наибольшей пропускной способностью.

Основной региональной областью разгрузки вод отложений верхнепермско-мезозойского этажа являются внутренние районы и, видимо, территория акватория Прикаспия, куда направлен общий сток. Во внутренних районах разгрузка пластовых вод осуществляется по зонам тектонических нарушений, трещинам, плоскостям континентальных размывов, в долинах целого ряда рек (Темира, Урала, Эмбы и др.) на участках, где они дренируют купола и т. д.

В качестве примера рассмотрим гидродинамические условия юрского водоносного комплекса, регионально распространенного

в пределах всей Прикаспийской впадины (рис. 5). Абсолютные отметки приведенных (к плотности 1,06 г/см<sup>3</sup>) статических уровней комплекса последовательно снижаются с запада, севера и востока в сторону наиболее погруженных частей впадины и Каспийского моря. Отметки приведенных уровней соответствен-

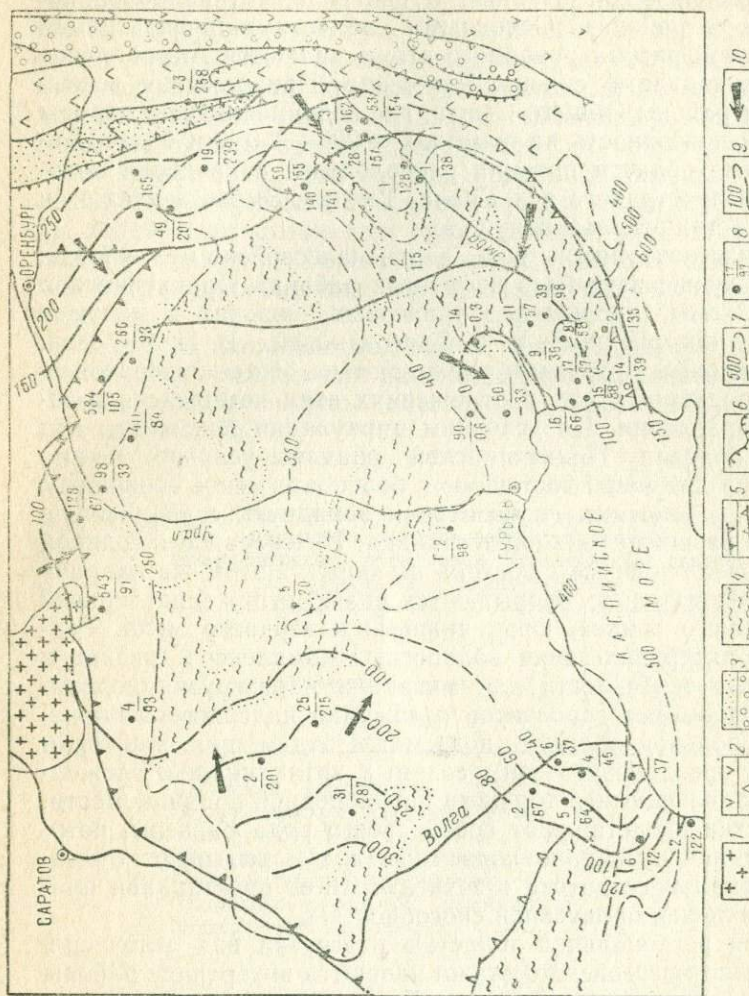


Рис. 5. Схема гидроизолей среднеюрского водоносного комплекса Прикаспийской

впадины. Составил В. Г. Козлов, Е. В. Стадник, 1969.  
 1 — массивы; 2 — антиклинарии; 3 — инклизионы; 4 — выступы; 5 — система бортовых уступов, Прикаспийской впадины и разломов герцинских складчатых сооружений; 6 — обнажение складчатого Урала на поверхности; 7 — мощность среднеюрских отложений; 8 — пункты замера статических уровней; числитель — номер скважины, знаменатель — абсолютная отметка статического уровня в м; 9 — изолиния пьезометрических уровней в м; 10 — направление потока подземных вод.

но изменяются от +330 м до нуля и ниже. В восточной части Прикаспийской впадины максимальные уровни (до +267 ÷ ÷330 м) отмечены в водах крайних северо-восточных участков (Новороссийский, Высокий). К западу и юго-западу от этой зоны наблюдается снижение приведенных уровней до +150 ÷ 160 м (Джаксымай, Кумсай, Кок-Жиде), минимальных значений они

достигают в районах, приближенных к центральным частям Прикаспийской впадины (Кона, Алимбай и др.). Скорость подземного потока вод юрского комплекса, рассчитанная для восточных площадей исследуемого района, достигает 2 м/год, снижаясь к западу до 1 м/год. По характеру водообмена выделяются две области: западная с более замедленным движением вод и восточная, где интенсивность движения вод несколько возрастает. Очевидно, подобные же региональные закономерности в распределении приведенных напоров будут прослеживаться и в пределах других водоносных комплексов верхнепермско-мезозойского гидрогеологического этажа.

#### *Верхний (покровный) гидрогеологический этаж*

Наиболее полно изучены водоносные горизонты неогенового (плиоценового) водоносного комплекса. Движение подземных вод плиоценовых отложений, как это показано на схеме изменения статических уровней (в пересчете на пресную воду), в региональном плане направлено с запада, севера и востока в сторону наиболее погруженных частей Прикаспийской впадины и акватория Каспийского моря. Отметки напоров соответственно изменяются от  $+50 \div 104$  до  $-10$  м и ниже. Области питания плиоценового бассейна расположены в пределах Приволжской моноклинали, в районах Общего Сырта и Южной Эмбы, где отложения комплекса выходят на поверхность. Скорости движения пластовых вод, рассчитанные для различных участков, варьируют в пределах 1—3 м/год (Е. В. Стадник, В. Г. Козлов, 1969). Наибольшие их величины приурочены к окраинным частям бассейна. Основной областью стока являются Каспийское море и наиболее погруженные части Прикаспийской впадины. Не исключено, что разгрузка вод осуществляется также в долинах рек Волги и Урала, к которым величины приведенных напоров последовательно снижаются (рис. 6). Есть основания также полагать, что подземные воды покровного этажа разгружаются по тектоническим нарушениям и через фациальные окна путем межпластовых перетоков.

#### **§ 4. Сопоставление статических уровней по разрезу**

В вертикальном разрезе надсолевых отложений Прикаспийской впадины величина абсолютных отметок статических уровней подземных вод возрастает со стратиграфической глубиной (табл. 3). Резкие скачки в изменении напоров чаще наблюдаются при переходе от одного гидрогеологического комплекса к другому. Так, в разрезе опорной Шунгайской скв. 31 статические уровни подземных вод нижнемелового комплекса устанавливаются на отметках от  $+268$  до  $+307$  м, среднеюрского — от  $+402$  до  $+430$  м и триасового — от  $+440$  до  $+542$  м. Подобный характер в распределении напоров отмечается в вертикальном разрезе других скважин и площадей. Эти данные указывают на

хорошую изолированность водоносных комплексов и на возможность межпластовых перетоков снизу вверх. Характерно, что в пределах отдельных соляных куполов или массивов величина

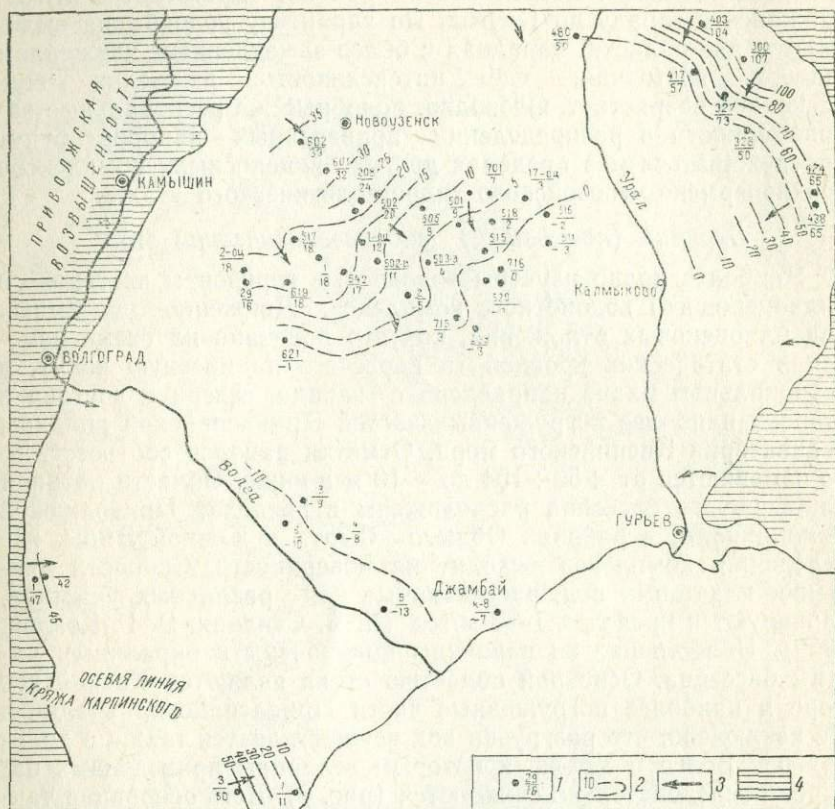


Рис. 6. Схема гидроизопьез плиоценового водоносного комплекса Прикаспийской впадины.

Составил В. Г. Козлов, 1969.

1 — пункты замера статических уровней; числитель — номер скважины, знаменатель — абсолютная отметка статического уровня в м; 2 — изолинии пьезометрических уровней в м; 3 — направление потока подземных вод; 4 — области отсутствия плиоценовых отложений.

приведенных напоров подземных вод одноименных водоносных комплексов на далеких погруженных или крутых крыльях, как правило, выше, нежели в прикупольных или сводовых частях структуры. Это хорошо видно на примере соляного купола Болганмола (табл. 3). Так, абсолютная отметка подземных вод баскунчакских отложений нижнего триаса в прикупольной зоне (скв. 1—5) составляет +102 м, возрастая до +319 м на далеком погружении структуры (скв. Г-8).

Изменение приведенных напоров подземных вод  
со стратиграфической глубиной

№№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Абсолютная отметка статического уровня в песчанике на пресную воду, м
Западный Баксай					
Г-2	240—252	K <sub>2</sub>	1,077	26,1	+35,5
Г-2	507—518	K <sub>1</sub>	1,172	59,9	+107,0
Г-2	816—820	J <sub>2</sub>	1,184	94,3	+145,6
Г-3	375—388	K <sub>1</sub>	1,100	41,5	+54,3
Г-3	407—432	K <sub>1</sub>	1,209	45,8	+58,0
Г-3	485—489	K <sub>1</sub>	1,140	55,0	+83,0
Г-3	610—612	K <sub>1</sub>	1,263	70,4	+113,0
Болганмола					
Г-2	1620—1646	T <sub>1</sub> bsk	1,210	183	+197
Г-3	1848—1872	P <sub>1</sub> kg	1,195	214	+180
Г-5	829—842	T <sub>1</sub> bsk	1,155	93,7	+102
Г-5	648—655	J <sub>2</sub>	1,148	71,5	+64
Г-8	2171—2178	T <sub>1</sub> bsk	1,191	249,4	+319
526	107—115	N <sub>2</sub> ap	1,013	10,8	-3
Зареченская					
П-26	1154—1180	K <sub>1</sub> alb	1,150	130	+15
П-26	1283—1293	K <sub>1</sub> nc	1,150	143,2	+162
П-26	1545—1570	J <sub>2</sub>	1,158	173,9	+200
Шунгайская					
31	1847—1854	K <sub>1</sub> alb	1,189	210,5	+268
31	2086—2095	K <sub>1</sub> nc	1,186	238,4	+307
31	2540—2550	J <sub>2</sub> bj	1,189	293,4	+402
31	2612—2632	J <sub>2</sub> bj	1,189	303,8	+430
31	2682—2688	T <sub>3</sub>	1,198	311,1	+440
31	3043—3050	T <sub>1</sub> bsk	1,208	355,6	+523
31	3145—3156	T <sub>1</sub> bsk	1,202	357,9	+542

Анализ данных по напорам подземных вод надсолевых отложений Прикаспийской впадины показывает, что превышение пластовых давлений над величинами нормальных гидростатических давлений обычно достигает не более 10—20% с тенденцией нарастания от верхних водоносных комплексов к нижним.

## Глава IV

## ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Особенности химического состава подземных вод определяют главным образом обстановку сохранения и разрушения за-

лежей нефти и газа. Анализ химизма подземных вод Прикаспийской впадины и ее обрамлений неоднократно освещался в работах различных авторов, поэтому ниже рассматриваются лишь основные закономерности.

### § 1. Нижний (докунгурский подсолевой) гидрогеологический этаж

В отложениях подсолевого палеозоя западного и северного обрамления Прикаспийской впадины развиты воды практически бессульфатные хлоркальциевого типа<sup>1</sup> с минерализацией превышающей 8000—10000 мг-экв/л или 200—250 г/л (рис. 7). В направлении к бортовым частям Прикаспийской впадины наблюдается увеличение общей минерализации. В этом же направлении уменьшаются величины отношения  $rNa/rCl$  (до 0,6—0,4) при одновременном увеличении  $rCa/rMg$  (до 2—4 и более) и  $(rCl-rNa)/rMg$  (до 8—10 и более), растут содержания брома (до 1000—2000 мг/л и более), йода (до 20 мг/л и более) и других микрокомпонентов (Е. В. Стадник, 1967 и др.). Соленосные отложения накладывают определенный отпечаток на состав подземных вод, что выражается в резком возрастании минерализации за счет хлоридов натрия.

На крайних восточных площадях Прикаспийской впадины (Александровская, Белогорская), где отложения подсолевого палеозоя выходят на поверхность или перекрываются различными по возрасту породами незначительной мощности, воды имеют минерализацию, как правило, от единиц до 40—100 мг-экв/л (3—5 г/л) и принадлежат к гидрокарбонатно-натриевому типу. Исключение составляют воды нижнекаменноугольных отложений на Изембетской площади, где минерализация пластовых вод достигает 5760 мг-экв/л (140 г/л), а тип вод хлоркальциевый.

К западу и юго-западу от Александровско-Петропавловской тектонической линии в Актюбинском Приуралье и к западу от Изембетской и Кокпектинской структур в западном Примугоджарье минерализация вод подсолевых отложений последовательно возрастает. Так, на Жилянской площади она достигает 536—768 мг-экв/л (15—22 г/л), на Биштамакской 3135 мг-экв/л (90 г/л). На участке Жана-Жол, где опробованы отложения верхнего карбона, вскрыты воды с минерализацией 2860 мг-экв/л (85 г/л). Общая сумма солей подземных вод возрастает главным образом за счет увеличения содержания хлоридов натрия. Следует указать на высокое содержание сульфатов, достигающее часто 5—10 мг-экв/л и более, что, видимо, объясняется влиянием на воды гипсоносных пород.

\* Здесь и далее тип вод дается по классификации В. А. Сулина.

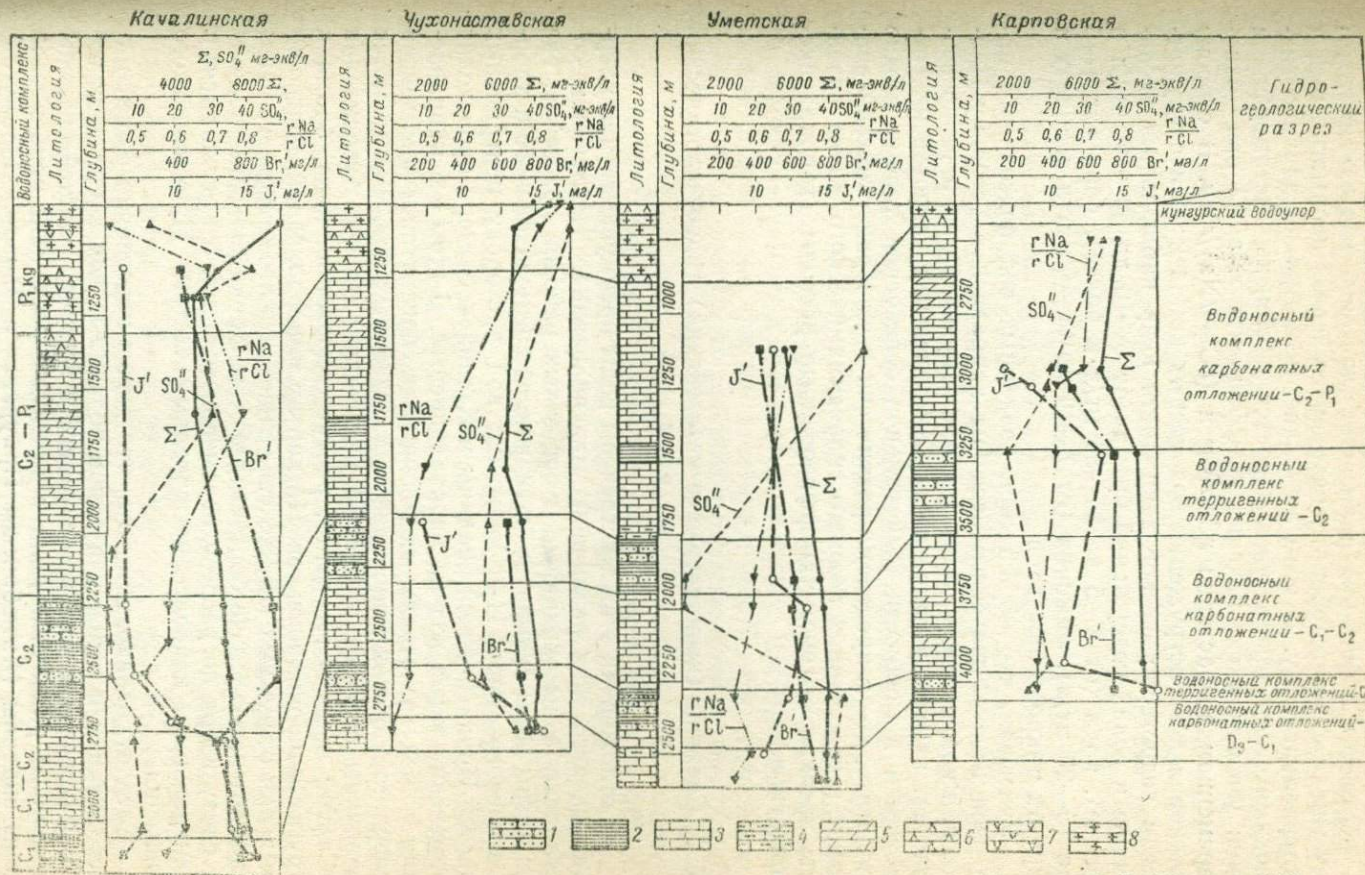


Рис. 7. Сопоставление гидрохимических разрезов Приволжской моноклинали. Составил Е. В. Стадник, 1966.  
 1 — песчаник; 2 — глина; 3 — известняк; 4 — известняк глинистый; 5 — доломит; 6 — ангидрит; 7 — гипс; 8 — каменная соль.

С ростом общей минерализации пластовых вод изменяется и их тип от гидрокарбонатнонатриевого через хлормagneиный к хлоркальциевому. В этом же плане, несмотря на влияние гидрoхимической толщи, увеличивается и степень метаморфизма вод: уменьшаются значения коэффициента  $rNa/rCl$  при одновременном возрастании  $rCa/rMg$  и  $(rCl-rNa)/rMg$ . В сторону регионального погружения водоносных комплексов и с улучшением гидрогеологической закрытости недр наблюдается увеличение в водах содержания брома (от 5—10 до 80—100 мг/л и более), йода (от 2—5 до 25—36 мг/л и более), бора (от 4—5 до 15—20 мг/л), аммония (от 7—10 до 66—90 мг/л и более) и других микрокомпонентов.

Учитывая, что общий сток подземных вод подсолевого палеозоя Волго-Уральского бассейна направлен в сторону Прикаспийской впадины, а во впадине закрытость недр резко возрастает за счет увеличения глубин залегания палеозойских отложений и мощности региональной соленосной толщи, можно полагать, что в пределах практически всей Прикаспийской впадины в отложениях нижнего гидродинамического этажа развиты крепкие высокометаморфизованные рассолы хлоркальциевого типа.

## § 2. Средний (верхнепермско-мезозойский) гидрогеологический этаж

В отложениях этажа встречены воды преимущественно хлоркальциевого типа различной минерализации. Исключение составляют зоны окраинных и восточных районов бассейна, где известны воды сульфатно- и гидрокарбонатнонатриевого и хлормagneиного типов. При движении вод в сторону центральных частей Прикаспийской впадины и Каспийского моря происходит изменение типов вод на хлоркальциевый. В этом же направлении в пределах отдельных водоносных горизонтов и комплексов возрастает общая минерализация подземных вод, уменьшаются величины отношения  $rNa/rCl$  при параллельном увеличении  $rCa/rMg$  и  $(rCl-rNa)/rMg$ , растут содержания йода, брома и других микрокомпонентов. На картах минерализаций, построенных для отдельных комплексов, видно, что изоминеры в общем следуют параллельно бортовым частям Прикаспийской впадины и снизу вверх по разрезу перемещаются, как бы сужаются, к центральным, наиболее погруженным частям Прикаспийского бассейна.

Следует, однако, отметить, что темпы нарастания общей минерализации и изменения типов подземных вод в пределах водоносных комплексов для западной и восточной частей впадины несколько различны. Если в пределах восточной прибортовой зоны впадины (Актюбинское Приуралье и Западное Примургод-

жарье) воды надсолевых отложений обычно отличаются низкими минерализациями и смешанным составом, то в районах западного и северного бортов встречены исключительно хлоркальциевые воды высокой минерализации. Эти факты свидетельствуют об относительно большей проницаемости надсолевого комплекса отложений восточных районов Прикаспийской впадины инфильтрационными водами, движущимися от основных областей питания. Наиболее четко указанные закономерности проявляются на схемах гидрохимической зональности подземных вод пермотриасовых и юрских отложений (рис. 8).

В верхнепермских и триасовых отложениях в пределах почти всей Прикаспийской впадины встречены рассолы хлоркальциевого типа. Исключение составляют окраинные зоны, восточные районы Актюбинского Приуралья и Западного Примугоджарья, где распространены слабоминерализованные воды смешанного типа. От этих районов общая минерализация вод возрастает в сторону центральных областей Прикаспийской впадины от 100—200 мг-экв/л (5—10 мг/л) до 8000—10000 мг-экв/л (250—300 г/л) и более. В солевом составе подземных вод преобладают хлориды натрия. Величина коэффициента  $r_{Na/rCl}$  в зоне развития хлоркальциевых вод изменяется от 0,99 до 0,6. Высокие концентрации сульфатов (до 100 мг-экв/л и более) отмечены лишь в окраинных и восточных районах пермо-триасового бассейна. В центральных частях впадины и Южно-Эмбенском нефтеносном районе сульфаты в водах чаще всего отсутствуют. Содержание брома варьирует от нескольких десятков до 600—800 мг/л и более, а йода — от 1 до 15—20 мг/л и более.

Общая минерализация подземных вод юрского водоносного комплекса в пределах областей, приближенных к зонам инфильтрации и промыва (рис. 8), не превышает 2000 мг-экв/л (45—50 г/л). Воды в этих частях бассейна преимущественно гидрокарбонатно- и сульфатнатриевого типов. Содержание сульфатов обычно превышает 5 мг-экв/л. Концентрация брома не более 100—150 мг/л и йода не более 5 мг/л. Вместе с региональным погружением отложений комплекса общая сумма солей увеличивается до 8000—10000 мг-экв/л (250—300 г/л) и более. В центральных частях Прикаспийской впадины встречены исключительно хлоркальциевые, практически бессульфатные рассолы. Содержание брома в водах здесь превышает 300—400 мг/л и йода более 10 мг/л. На региональном фоне плавного изменения общей минерализации отмечаются отдельные аномальные участки. Так, на Новоузенской площади величина общей минерализации резко возрастает до 9622 мг-экв/л при региональном фоне, равном 8000 мг-экв/л, а на Акобской — снижается до 8624—8935 мг-экв/л при более низких фоновых концентрациях (рис. 8). Такой характер изменения минерализации обуславливается глубиной залегания отложений комплекса, зависящей от структурных условий (купол, крыло купола, междуку-

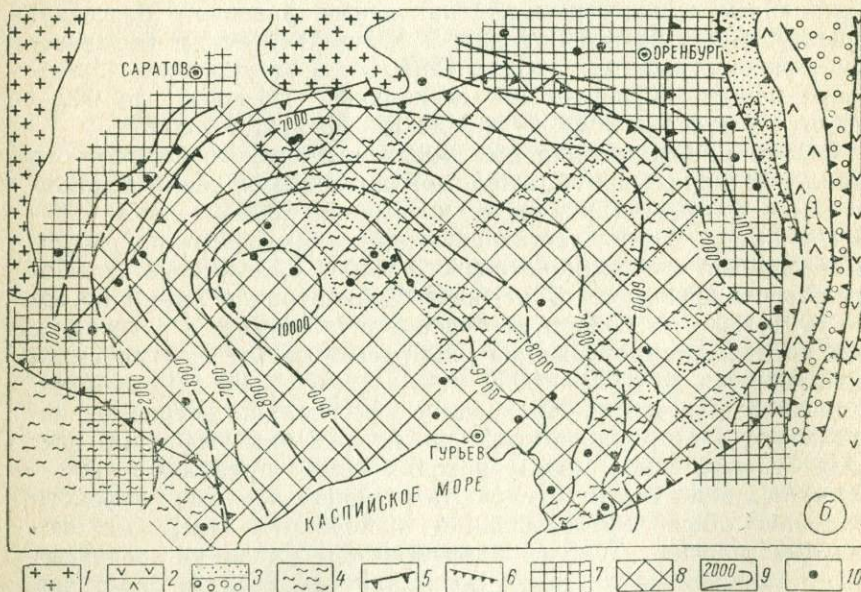
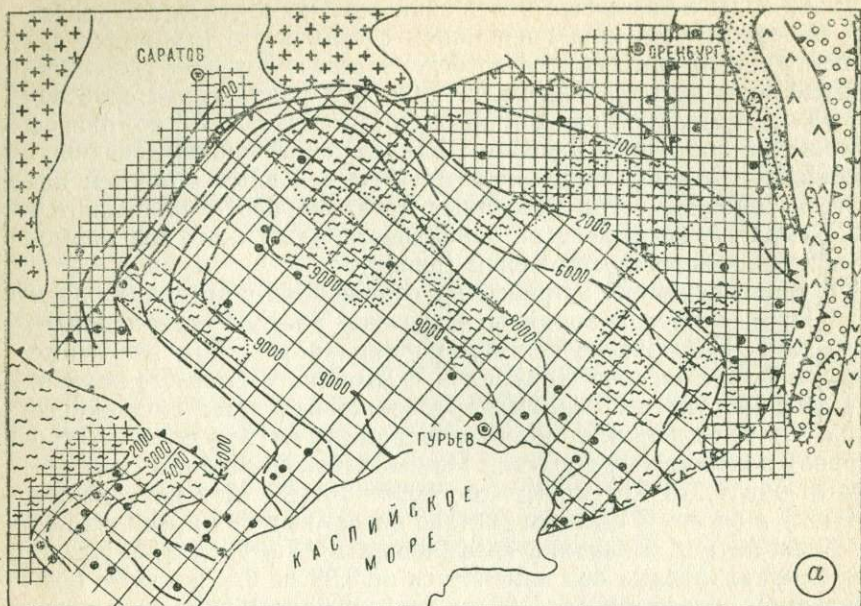


Рис. 8. Схема минерализации и гидрогеологической зональности пластовых вод нижне-среднеюрского (а) и пермо-триасового (б) комплексов отложений Прикаспийской впадины.

Составили В. Г. Козлов, Е. В. Стадник, 1967.

1 — массивы; 2 — антиклинории; 3 — синклинории; 4 — выступы; 5 — система бортовых уступов Прикаспийской впадины и разломов герцинских складчатых сооружений; 6 — обнажение складчатого Урала на поверхности; 7 — зона развития вод смешанного типа; 8 — зона развития вод хлоркальциевого типа; 9 — линии равной минерализации в мг-экв/л; 10 — пункты изучения химического состава вод.

польная зона), и возможностью поступления вод либо сверху (менее минерализованных), либо снизу (высокоминерализованных, контактирующих с солью по зонам нарушений).

Гидрохимическая зональность подземных вод меловых отложений практически повторяет зональность вод нижележащих водоносных комплексов. Слабоминерализованные воды смешанного типа встречены в крайних и восточных районах бассейна. В центральных частях впадины подземные воды меловых отложений представлены рассолами хлоркальциевого типа. Концентрация брома здесь достигает 200—300 мг/л, йода — более 10 мг/л. Содержания сульфатов в пластовых водах меловых отложений в пределах всей впадины обычно повышенные. Наибольшие их концентрации (до 5—10 мг-экв/л и более) отмечаются в водах восточных районов Прикаспийской впадины.

### § 3. Верхний (покровный) гидрогеологический этаж

Наиболее детально изучены подземные воды неогеновых (плиоценовых) водоносных горизонтов. Общая минерализация вод неогеновых отложений Прикаспийской впадины изменяется в широких пределах: от единиц и первых десятков миллиграмм-эквивалентов на литр до 4290—8732 мг-экв/л (200—250 г/л). Слабоминерализованные воды с концентрацией солей до 200—500 мг-экв/л приурочены к крайним зонам распространения неогеновых отложений (к Волгоградскому обрамлению и средней части бассейна р. Урал). К югу и центральной части междуречья Урала и Волги, т. е. в сторону регионального движения подземных вод, минерализация возрастает до 2000—4000 мг-экв/л и более. На общем фоне изменения концентрации солей в подземных водах намечаются три зоны повышенных минерализаций, вытянутые с северо-запада на юго-восток: по правобережью р. Урал к югу от Новой Казанки; по левобережью Волги от оз. Эльтон до Джамбая и к северо-востоку от края Карпинского. Первые две зоны повышенных минерализаций на юге, в междуречье Волги и Урала, возможно, сливаются. Отмеченные зоны соответствуют областям прогибов и максимального накопления осадков неогена. Кроме того, в различных частях Прикаспийской впадины на общем региональном фоне изменения концентрации солей выделяются локальные участки с аномально повышенной минерализацией, связанные с зонами развития соляных тел, где интенсивно протекают процессы выщелачивания.

От окраины впадины к ее центральным частям одновременно с возрастанием концентраций солей меняется и тип вод. На западе обрамления и на южном склоне края Карпинского распространены преимущественно сульфатно- и гидрокарбонатно-натриевые воды, которые к востоку и северу переходят в хлормагниевые, а затем в хлоркальциевые. На северо-востоке полосе

распространения слабоминерализованных вод соответствует зона гидрокарбонатнонатриевых и хлормagneйных вод (рис. 9).

В солевом составе вод, так же как и в водах более древних отложений, преобладают хлориды натрия. Воды в районах развития хлоркальциевого типа минерализации практически бессульфатные. Концентрация сульфатов увеличивается до 5—

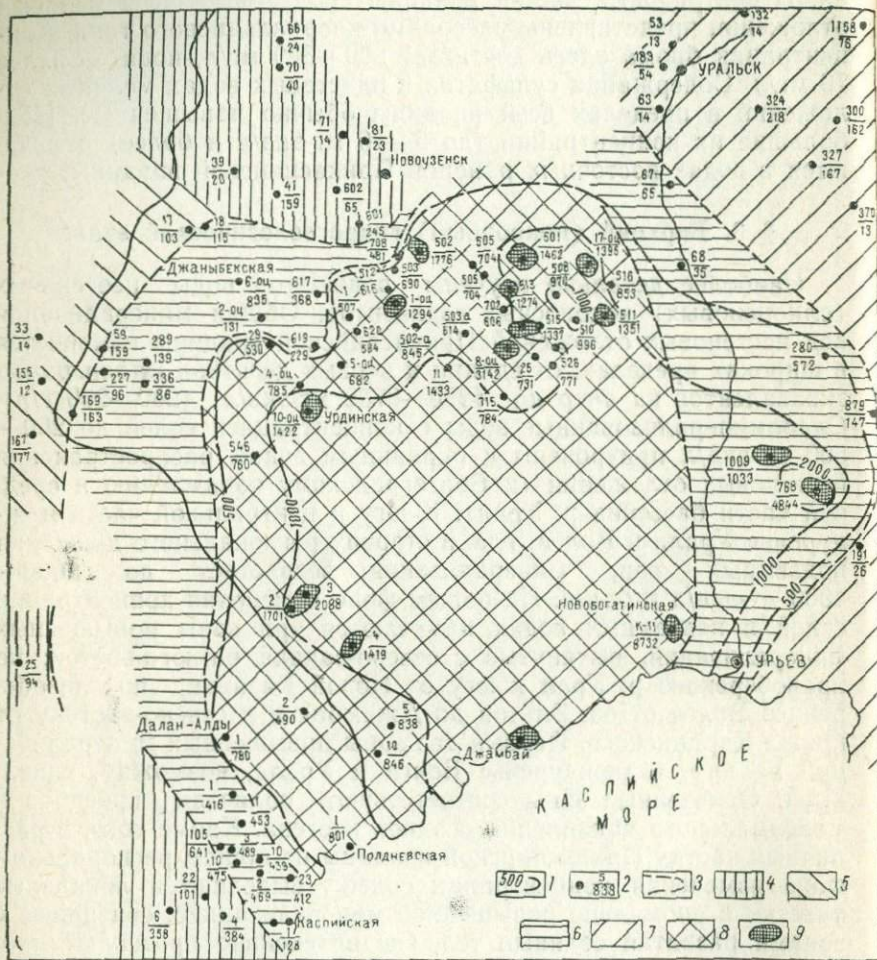


Рис. 9. Схема минерализации и гидрогеологической зональности пластовых вод неогеновых отложений Прикаспийской впадины  
Составили В. Г. Козлов, Г. А. Юрин, 1967.

1 — изолинии общей минерализации в мг-экв/л; 2 — пункты опробования пластовых вод: числитель — номер скважины, знаменатель — минерализация в мг-экв/л; 3 — граница гидрохимических зон; зоны развития пластовых вод; 4 — преимущественно гидрокарбонатнонатриевого типа, 5 — преимущественно сульфатнонатриевого типа, 6 — преимущественно хлормagneйного типа, 7 — смешанного типа, 8 — высокоминерализованных хлоркальциевого типа; 9 — участки повышенной минерализации пластовых вод — более 1000 мг-экв/л.

10 мг-экв/л и более к окраинным частям бассейна. Содержание брома в водах изменяется от единиц до 80—100 мг-экв/л, йода—от нуля до 20 мг/л и более.

Обзор гидрохимической зональности подземных вод Прикаспийской впадины позволяет выявить наиболее общие черты гидрохимии впадины.

Отложения подсолевого палеозоя практически всей территории Прикаспийской впадины, насыщенные бессульфатными высокометаморфизованными хлоркальциевыми рассолами, повсеместно залегают в условиях высокой гидрогеологической закрытости недр (обстановка застойных вод).

Площади распространения хлоркальциевых бессульфатных высокоминерализованных вод в отложениях надсолевого пермско-мезозойского гидрогеологического этажа впадины последовательно уменьшаются от пермо-триасового водоносного комплекса к верхнемеловому. В западной половине бассейна (районы междуречья Волги и Урала) в отложениях всех водоносных комплексов надсолевой толщи содержатся хлоркальциевые воды, залегающие в обстановке застойного или затрудненного водного режима. Высокая закрытость недр здесь обусловлена широким развитием палеогеновых и неогеновых водоупорных толщ, которые перекрывают водоносные комплексы нижележащих отложений. В восточной части Прикаспийского бассейна (к востоку от р. Урал) площадь развития хлоркальциевых высокоминерализованных вод заметно сокращается. Исключение составляют воды пермо-триасового комплекса, которые почти на всей территории востока впадины залегают в обстановке застойного или затрудненного водообмена. Воды пестрого состава здесь встречены в меловых отложениях. В целом же условия гидрогеологической закрытости недр в пределах отдельных водоносных комплексов восточной половины бассейна улучшаются с востока на запад, а также по мере увеличения глубины залегания водовмещающих толщ. В отложениях покровного гидрогеологического этажа обстановка застойного водообмена отмечается в центральных, наиболее погруженных районах междуречья Волги и Урала. В окраинных частях неогенового бассейна, где развиты маломинерализованные воды смешанного состава, существуют условия значительного и интенсивного водообмена, которые в направлении центральных районов сменяются обстановкой затрудненного водного режима. В этом же направлении нарастает степень гидрогеологической закрытости недр.

#### § 4. Вертикальная гидрохимическая зональность

Гидрохимическая зональность проявляется не только по простиранию водоносных комплексов. Определенные закономерности также отмечаются и в вертикальном разрезе отдельных скважин и площадей (рис. 10—12). Обычно со стратиграфичес-

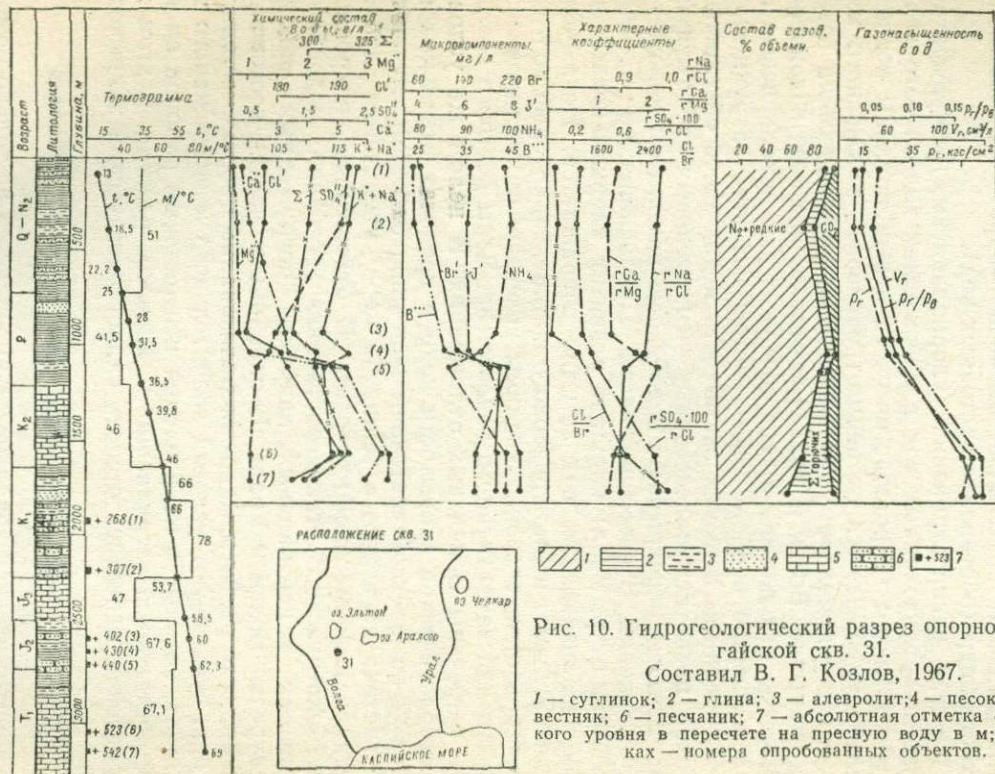


Рис. 10. Гидрогеологический разрез опорной Шунгайской скв. 31.  
Составил В. Г. Козлов, 1967.

1 — суглинок; 2 — глина; 3 — алевролит; 4 — песок; 5 — известняк; 6 — песчаник; 7 — абсолютная отметка статического уровня в пересчете на пресную воду в м; в скобках — номера опробованных объектов.

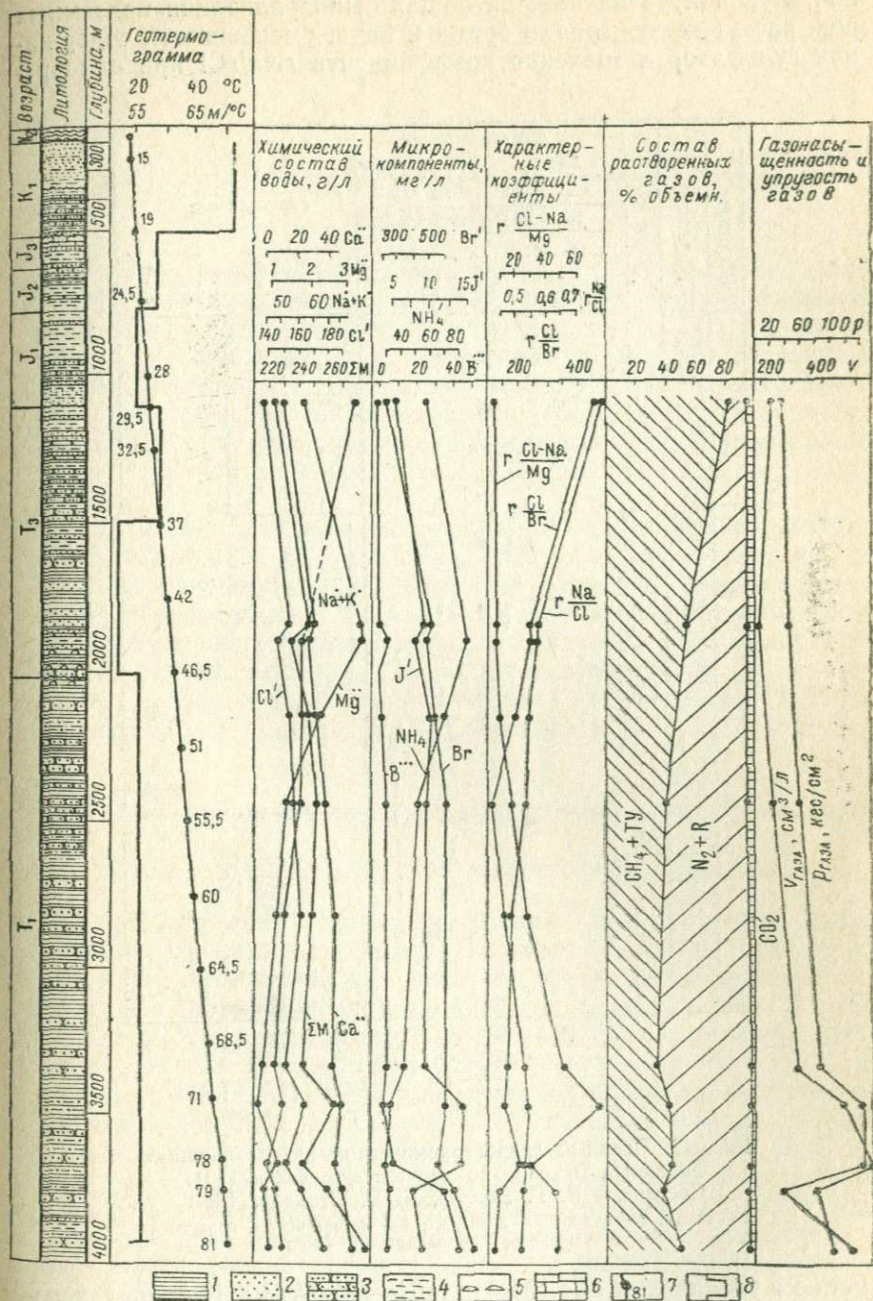


Рис. 11. Гидрогеологический разрез Хобдинский скв. Г-1.

Составил В. Г. Козлов, 1970.

1 — глина; 2 — песок; 3 — песчаник; 4 — алевролит; 5 — галька; 6 — известняк; 7 — замеренная температура в °C; 8 — среднее значение геотермической ступени в м/°C.

кой глубиной увеличивается общая минерализация подземных вод, растут концентрации брома и йода, уменьшаются содержания сульфатов и значения коэффициента  $rNa/rCl$  при одновре-

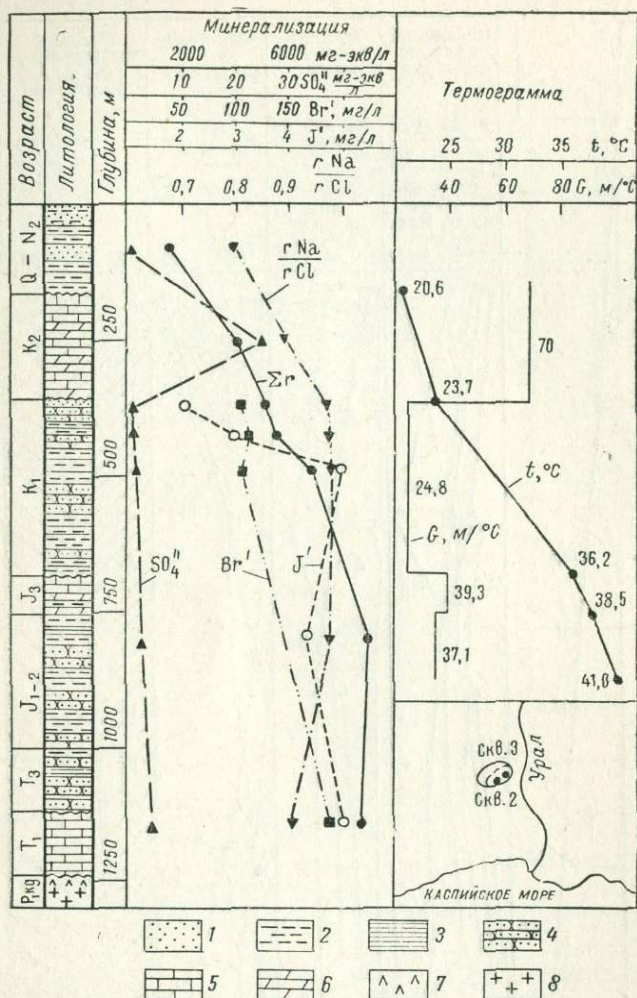


Рис. 12. Сводный гидрогеохимический разрез площади Западный Баксай (по данным скв. Г-2 и Г-3). Составили В. Г. Козлов, Е. В. Стадник, 1967.

1 — песок; 2 — глина; 3 — аргиллит; 4 — песчаник; 5 — известняк; 6 — мергель; 7 — ангидрит; 8 — соль.

менном увеличении  $rCa/rMg$  и  $(rCl-rNa)/rMg$ . В пределах соляных куполов эта зависимость нарушается. С приближением к соленосным отложениям минерализация воды резко возрастает

за счет выщелачивания солей хлоридов натрия, что довольно хорошо прослеживается по скважинам Качалинской и Чухонставской площадей (см. рис. 7).

## Глава V

### ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ВОДОНАПОРНОЙ СИСТЕМЫ

Установление теплового режима недр помогает более полно понять многие глубинные процессы. Геотермическими условиями недр контролируются процессы нефтегазообразования, миграции и формирования залежей углеводородов. Температурные данные необходимы при интерпретации гидрогеохимических и гидродинамических закономерностей. Геотермическая характеристика недр необходима также при использовании термальных вод в народном хозяйстве и при проектировании сверхглубоких скважин.

Детальное геотермическое изучение подземных вод Прикаспийской впадины и обрамления имеет короткую предысторию. Систематические замеры температур начаты в пределах территории сравнительно недавно. Некоторые особенности теплового режима отдельных частей региона в какой-то мере отражены в работах М. В. Белякова, Д. А. Джангарьянца, А. С. Зингера, Л. М. Зорькина, С. М. Кисельгоф, В. Г. Козлова, Ю. Н. Плотникова, Е. В. Стадника, Ж. С. Сыдыкова и др.

#### § 1. Геотермическая зональность осадочного разреза впадины

##### *Отложения докунгурского гидрогеологического этажа*

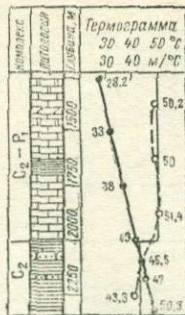
Геотермические условия отложений докунгурского этажа наиболее детально изучены в скважинах северо-западного обрамления; отложения восточной и северной прибортовых зон впадины охарактеризованы единичными замерами (рис. 13—15).

Температура подземных вод докунгурских отложений изменяется от 10—20°C на глубинах 100—200 м до 100—120°C на глубинах 4000—4500 м. Температура по кровле каждого из водоносных комплексов палеозойских отложений возрастает в сторону прибортовых частей Прикаспийской впадины (Е. В. Стадник и др., 1967). На региональном температурном фоне отмечается ряд аномалийных участков, обусловленных геолого-гидрогеологическими особенностями рассматриваемой территории.

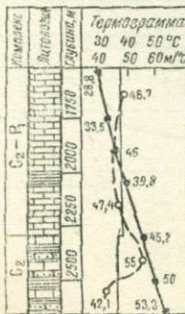
Геотермический режим существенно зависит от литологического состава слагающих разрез пород (рис. 13—15). Как правило, водоносные комплексы терригенных отложений отмечаются пониженными значениями геотермической ступени. С обога-



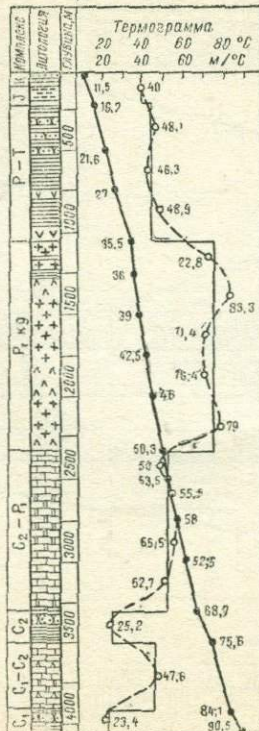
Чулымская 1



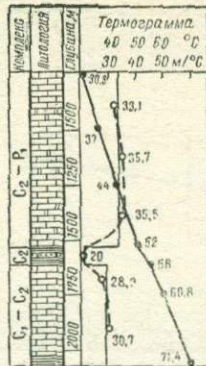
Липовская 1



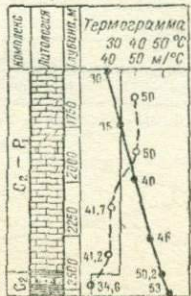
Карповская 2



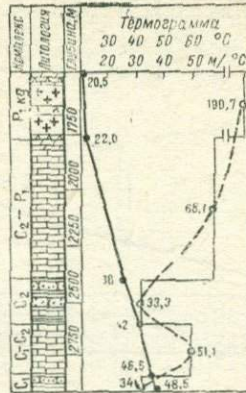
Рахмановская 12



Перелобская 14



Марьевская 13



- Legend for geological symbols:
- 1: 35 30
  - 2: 40 41.7
  - 3: [Symbol]
  - 4: [Symbol]
  - 5: [Symbol]
  - 6: [Symbol]
  - 7: [Symbol]
  - 8: [Symbol]
  - 9: [Symbol]
  - 10: [Symbol]
  - 11: [Symbol]
  - 12: [Symbol]

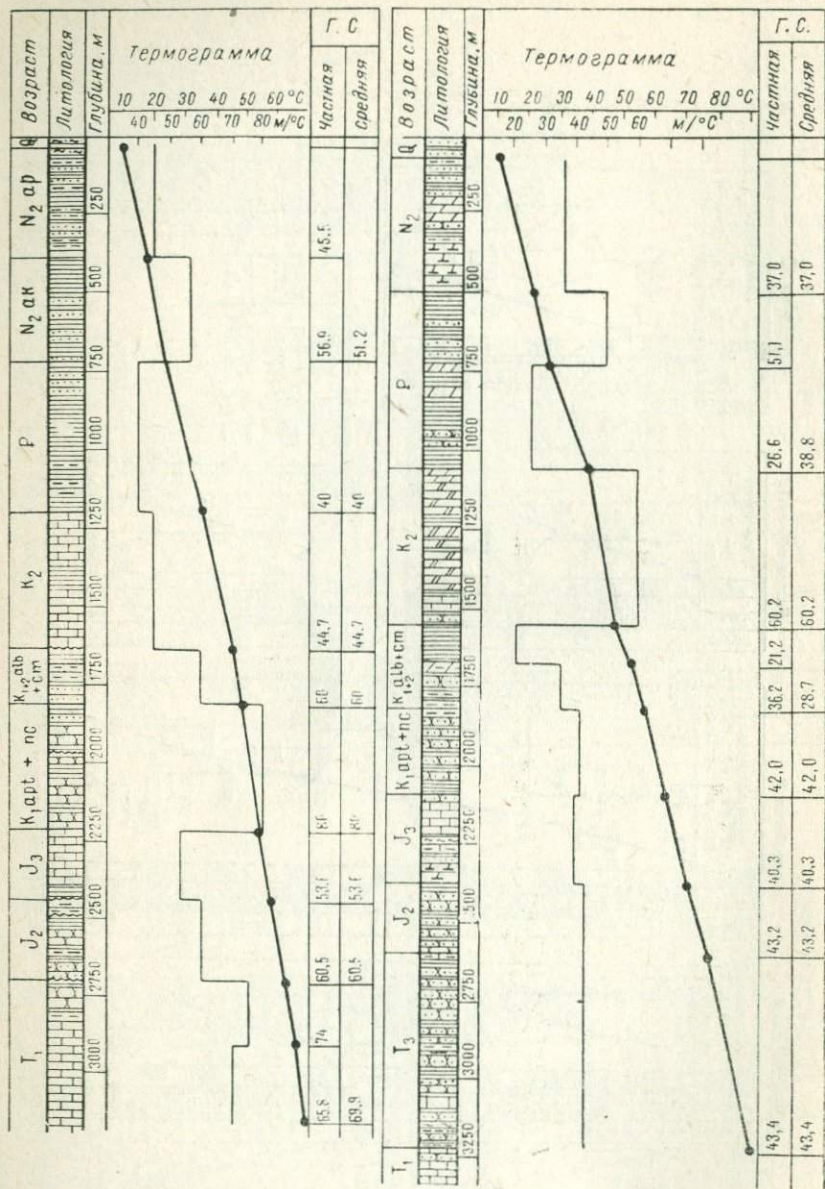


Рис. 14

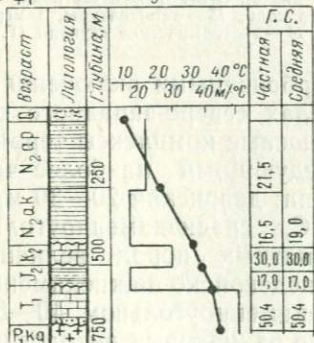
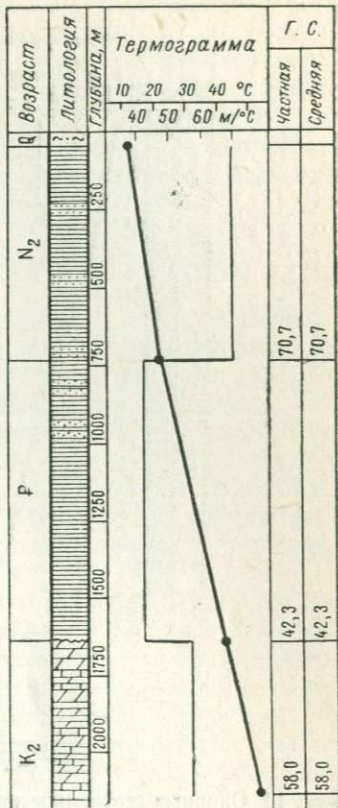
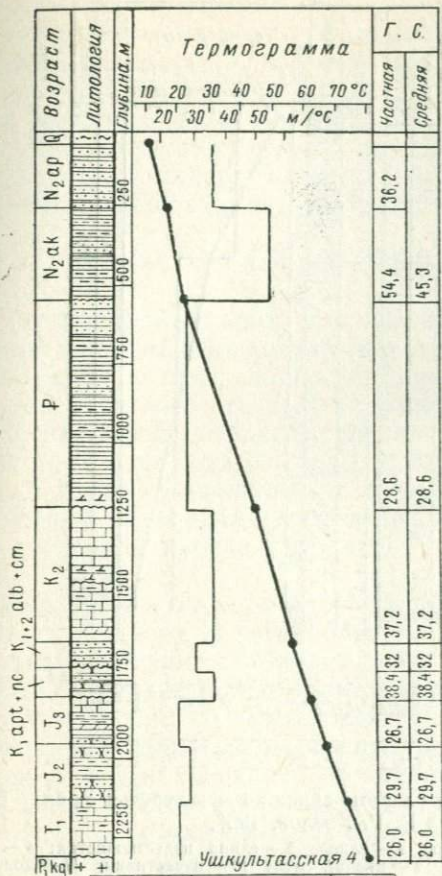


Рис. 14

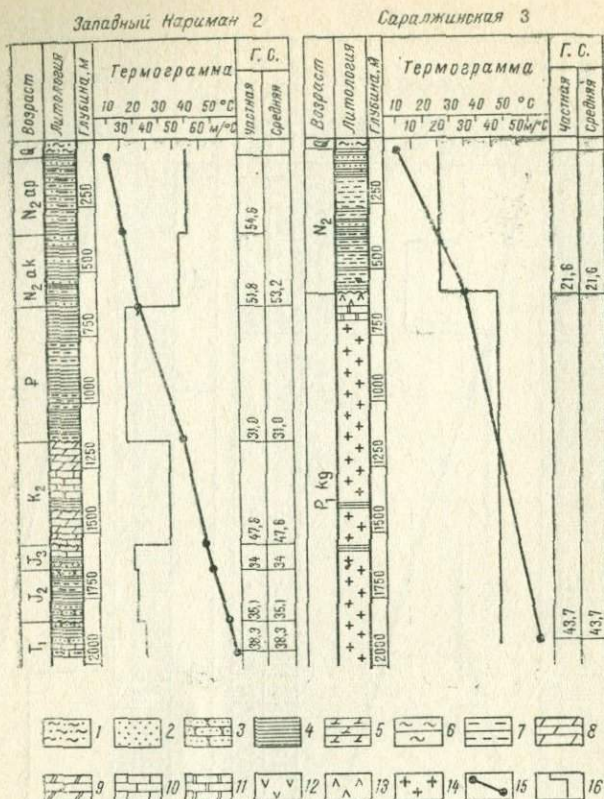


Рис. 14. Опорные геотермические разрезы скважин междуречья Урал — Волга.  
Составил В. Г. Козлов, 1967.

1 — суглинок; 2 — песок; 3 — песчаник; 4 — глина; 5 — глина известковистая; 6 — аргиллиты; 7 — алевролиты; 8 — мергели; 9 — песчаный мел; 10 — известняки; 11 — доломиты; 12 — гипсы; 13 — ангидриты; 14 — каменная соль; 15 — температуры, замеренные на границах литологических разностей, °C; 16 — геотермические ступени (Г. С.), м/°C.

шением терригенных толщ карбонатными включениями ступень обычно повышается. В пределах северо-западного обрамления Прикаспийской впадины водоносные комплексы терригенных отложений характеризуются следующими наиболее часто встречающимися величинами ступени: девонский 20—30 м/°C, нижнекаменноугольный 30—40 м/°C, среднекаменноугольный 35—45 м/°C. В комплексах карбонатных пород величина ступени обычно составляет: в верхнедевонско-нижнекаменноугольном 35—45 м/°C, в ниже-среднекаменноугольном 40—50 м/°C, в надверейском 50—60 м/°C. Для одинаковых литологических разностей величина геотермической ступени неуклонно уменьшается со стратиграфической глубиной (Е. В. Стадник, 1967).

Значения геотермических ступеней по каждому из водоносных комплексов по площади их распространения в пределах

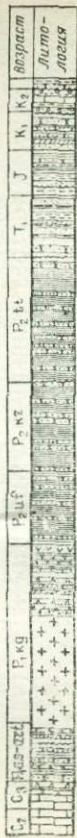
северо-западного обрамления впадины плавно уменьшаются, за некоторыми исключениями, с запад-северо-запада на восток-юго-восток в сторону Прикаспийской впадины. Наименьшие значения геотермических ступеней отмечены в прибортовых частях впадины. Подобные закономерности в изменении геотермических ступеней намечаются также в пределах восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Однако абсолютные величины геотермических ступеней при прочих равных условиях для аналогичных комплексов отложений здесь несколько выше, чем в районах северо-западного обрамления впадины.

### *Отложения кунгурской водоупорной толщи*

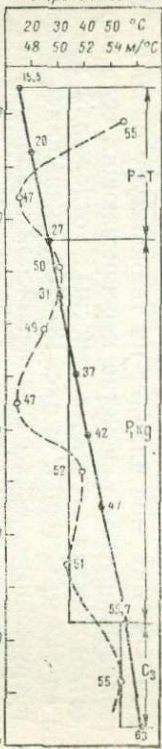
Геотермическая характеристика отложений кунгура Прикаспийской впадины ввиду отсутствия надежных температурных замеров ранее осуществлялась на основании теоретических предположений. В результате прочно укоренилось представление, что соленосные толщи, обладая низким тепловым сопротивлением, характеризуются ослабленным тепловым режимом. В последнее время авторы установили, что в ряде случаев тепловой режим соленосных отложений существенно отклоняется от ожидаемого теоретического, будучи обусловлен особенностями залегания соли.

Температура по кровле соленосного кунгура изменяется в широких пределах, в региональном плане возрастая к внутренним частям впадины. Минимальные температуры по кровле комплекса (менее  $30^{\circ}\text{C}$ ) отмечены в окраинных районах соленосного бассейна по скважинам Качалинской, Давыдовской, Ореховской, Сорочинской, Биштамакской, Мортукской, Кенки-якской и других площадей. В центральных частях Прикаспийской впадины в кровле соленосного кунгура температура варьирует от  $31^{\circ}\text{C}$  (Джаныбекская скв. 6-0ц) до  $81^{\circ}\text{C}$  и более (Арал-сорская скв. Г-2А). Такая амплитуда колебания температур обусловлена существенными различиями в глубинах залегания соляных тел. Большое влияние на температуру оказывают также теплоизолирующие свойства перекрывающих соль пород.

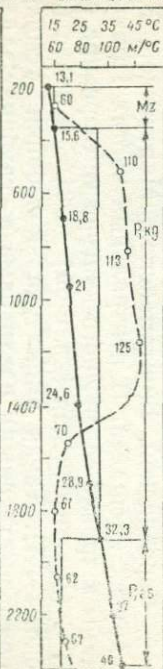
Геотермическая ступень соленосных отложений изменяется от 33 до  $312\text{ м}^{\circ}\text{C}$  (табл. 4; рис. 13—15), уменьшаясь к внутренним погруженным частям Прикаспийской впадины. Так, с севера на юг ступень уменьшается от  $132\text{—}182\text{ м}^{\circ}\text{C}$  (Сорочинск) до  $62\text{—}80\text{ м}^{\circ}\text{C}$  в прибортовой зоне впадины (Карповская площадь) и до  $33,3\text{—}48,4\text{ м}^{\circ}\text{C}$  в центральных районах (Саралжинская площадь). Максимальные величины геотермических ступеней характерны для восточных районов впадины, где кунгурские отложения либо выходят на поверхность (Жилианская и Борлинская площади), либо погружены на глубины менее 500—600 м (Биштамакская площадь и др.). Резкое охлаждение недр восточных районов впадины, вероятно, обусловлено близостью



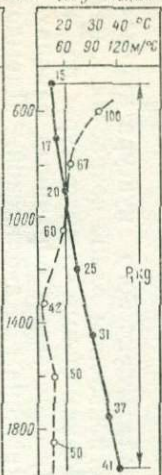
Петропавловская Г-18



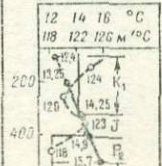
Биштамакская 13



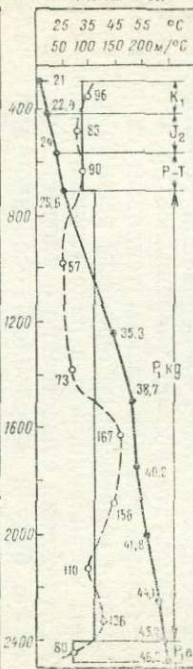
Джусицкая Г-9\*



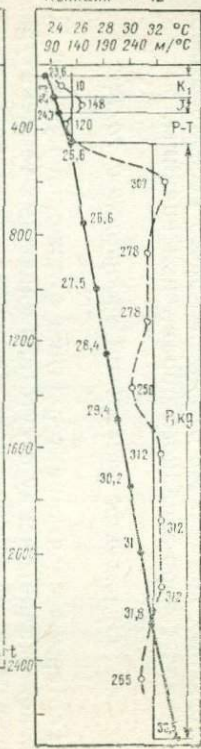
Как-Жиде Г-23



Жана-Жол Г-1



Кенкияк Г-12



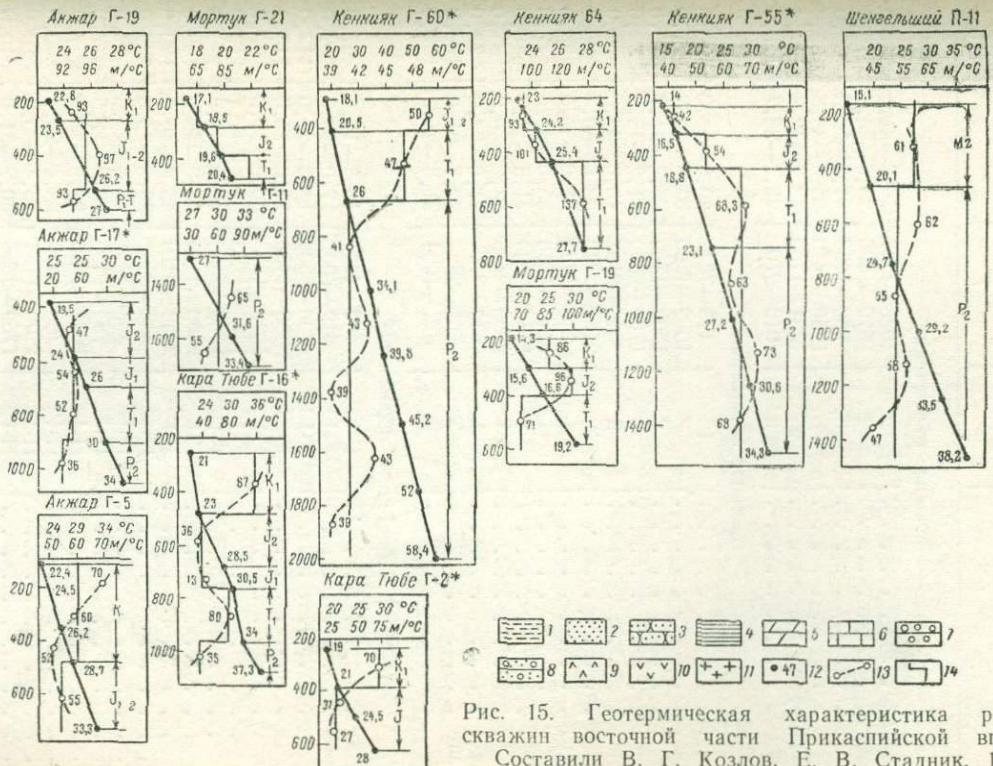


Рис. 15. Геотермическая характеристика разрезов скважин восточной части Прикаспийской впадины.  
Составили В. Г. Козлов, Е. В. Стадник, 1968.

1 — глина; 2 — песок; 3 — песчаник; 4 — аргиллит; алевролит; 5 — мергель; 6 — известняк; 7 — конгломерат; 8 — гравий и галечник; 9 — ангидрит; 10 — гипс; 11 — соль; 12 — средняя температура в °С; 13 — частное значение геотермической ступени, м°С; 14 — среднее значение геотермической ступени, м°С; звездочкой обозначены номера скважин, где геотермические исследования проведены максимальными термометрами.

**Геотермическая характеристика соленосных отложений  
кунгура Прикаспийской впадины**

Площадь	№ скв.	Интервал исследования, м	Температура на границах исследования, °С	Геотермическая ступень, м/°С
<b>Западное обрамление</b>				
Паромненская . . . . .	2	1026—1247	39,6—41,5	200,0
Качалинская . . . . .	2	970—1336	28,8—34,0	70,4
» . . . . .	3	950—1250	31,5—36,5	60,0
» . . . . .	3	1250—1440	36,5—38,8	82,6
Сарпинско-Тенгутинская . . . . .	25	1461—1700	38,7—40,3	114,4
Мариновская . . . . .	3	915—970	28,2—23,7	110,0
<b>Северное обрамление</b>				
Марьевская . . . . .	13	478—764	20,8—22,0	190,0
Карповская . . . . .	2	1068—1300	33,2—36,2	77,0
» . . . . .	2	1300—1700	36,2—41,2	80,0
» . . . . .	2	1700—2000	41,2—45,0	80,0
» . . . . .	2	2000—2187	45,0—48,0	62,0
» . . . . .	2	2187—2340	48,0—50,3	66,0
Щучкинская . . . . .	1	946—1250	31,0—35,0	76,0
» . . . . .	1	1250—1750	35,0—41,5	77,0
» . . . . .	1	1750—2000	41,5—44,6	80,0
» . . . . .	1	2000—2186	44,6—46,9	81,0
Ореховская . . . . .	1	630—870	21,0—24,0	78,0
Сорочинская . . . . .	3	682—882	20,7—21,8	182,0
» . . . . .	3	882—1054	21,8—23,3	132,0
<b>Восточное обрамление</b>				
Биштамакская . . . . .	Г-13	400—449	16,3—17,0	67,0
» . . . . .	Г-13	449—700	17,0—18,8	139,0
» . . . . .	Г-13	700—950	18,8—21,0	113,0
» . . . . .	Г-13	950—1450	21,0—23,5	113,0
-Жана-Жол . . . . .	Г-1	1000—1375	30,6—41,8	60,0
» . . . . .	Г-1	1375—1750	36,4—41,8	112,0
» . . . . .	Г-1	1750—2000	40,2—41,8	156,0
» . . . . .	Г-1	2000—2350	41,8—45,0	109,0
» . . . . .	Г-1	2350—2410	45,0—45,5	120,0
Кенкияк . . . . .	П-12	443—500	25,6—25,8	285,0
» . . . . .	П-12	500—750	25,8—26,0	312,0
» . . . . .	П-12	750—1000	26,0—27,5	277,0
» . . . . .	П-12	1000—1250	27,5—28,4	277,0
» . . . . .	П-12	1250—1500	28,4—29,4	250,0
» . . . . .	П-12	1500—1750	29,4—30,2	312,0
» . . . . .	П-12	1750—2000	30,2—31,0	310,0
<b>Центральные районы</b>				
Саралжинская . . . . .	3	587—1120	36,0—47,0	48,4
» . . . . .	3	1120—1480	47,0—55,0	45,0
» . . . . .	3	1480—1560	55,0—52,0	40,0

Площадь	№ скв.	Интервал исследования, м	Температура на границах исследования, °С	Геотермическая ступень, м/°С
Саралжинская	3	1260—1700	57,0—60,0	46,6
»	3	1700—1900	60,0—66,0	33,3
Фурманово III	1-сейсм.	550—1000	37,0—44,0	64,3
»	1-сейсм.	1000—1250	44,0—47,5	71,4
»	1-сейсм.	1250—1500	47,5—51,0	71,4
»	1-сейсм.	1500—1850	51,0—56,0	70,0
»	1-сейсм.	2000—2250	57,1—62,0	51,0
»	1-сейсм.	2250—2500	63,0—67,5	45,4

областей современной инфильтрации (Е. В. Стадник и др., 1967).

В центральных частях солянокупольной области величина геотермической ступени в 2-4 раза меньше, чем в районах образований (табл. 4). Участки повышенных температур обычно фиксируются в сводовых частях солянокупольных структур. Повышенный температурный режим внутренних районов обуславливается соляной тектоникой: многочисленные соляные купола, штоки и массивы являются своеобразными окнами разгрузки глубинного тепла. Возможно также, что повышенный геотермический режим соляных куполов обуславливается выжиманием высоконагретых солей межкупольных зон в соляные структуры.

Тепловые потоки, идущие по солям куполов, создают в перекрывающих терригенных толщах напряженный тепловой режим, что выражается в уменьшении геотермических ступеней (Е. В. Стадник и др., 1967). Линии равных температур над соляными куполами проходят на более высоких отметках, как бы повторяя кровлю соляного штока, и снижаются по мере удаления от куполов, опускаясь на значительные глубины в межкупольных мульдах (рис. 16). Разница температур на срезах над куполами и в межкупольных зонах достигает 10°С и более. Аналогичный эффект отмечается и на соляных куполах Южной Эмбы (М. В. Беляков, 1949).

*Отложения среднего (верхнепермско-мезозойского) гидрогеологического этажа*

Геотермические условия отложений верхнепермско-мезозойской толщи изучены по целому ряду скважин. Наиболее представительные замеры отражены на геотермограммах (см. рис. 10—12, 14, 15).

По данным анализа геотермограмм можно заключить, что температуры подземных вод в пределах рассматриваемого эта-

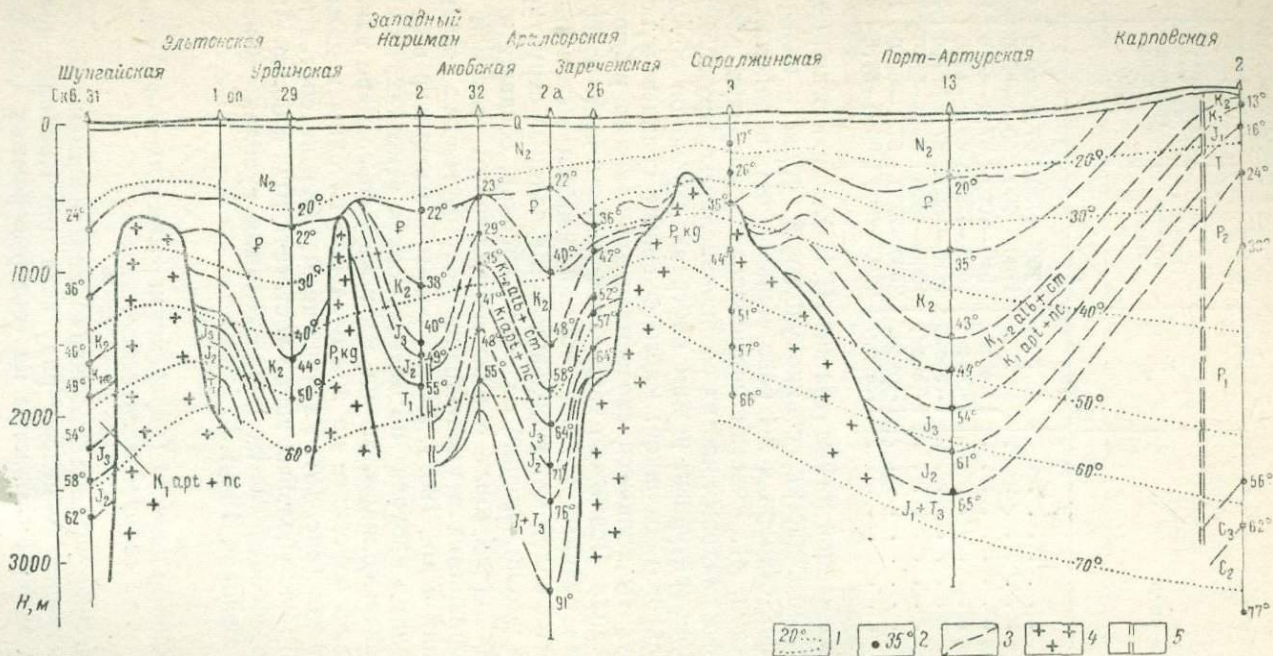


Рис. 16. Геотермический профиль по линии Шунгай-Карповка.

Составили В. Г. Козлов, Е. В. Стадник, 1965.

1 — геоизотермы через 10°C; 2 — замеренная температура в °С; 3 — границы стратиграфо-гидрогеологических комплексов; 4 — пермская соль; 5 — тектонические нарушения.

жа во всех случаях повышаются с увеличением глубины их залегания. Нарастание температур в интервалах разреза скважин определяется главным образом тепловыми свойствами пород. Водонесные толщи терригенных отложений на геотермограммах отличаются низкими геотермическими ступенями. Эта особенность термической характеристики терригенных пород, связанная с их повышенным тепловым сопротивлением по сравнению с другими породами на тех же глубинах, позволяет четко выделять их в разрезах. Максимальные значения ступени отмечаются в карбонатных отложениях верхнего мела и верхней юры.

В региональном плане для литологически однородных комплексов намечается тенденция уменьшения геотермических ступеней в сторону центральных частей Прикаспийской впадины. Наиболее высокие ступени фиксируются в разрезах восточной половины впадины — в Актюбинском Приуралье и Западном Примугоджарье. В локальном плане купол — межкупольная зона намечается определенная закономерность: величины геотермических ступеней снижаются в прикупольных зонах и резко возрастают на далеких погружениях. Это довольно четко видно на рис. 16, а также следует из данных табл. 5.

#### *Отложения верхнего (покровного) гидрогеологического этажа*

Геотермическая характеристика разреза неогеновых отложений изучена в различных частях Прикаспийской впадины (см. рис. 10, 14). Температура по подошве комплекса на изученной части территории колеблется в пределах 14—36°C и зависит от целого ряда факторов (в первую очередь от мощности комплекса, характера подстилающих пород, структурного положения скважины и др.). В региональном плане значения температур в пределах неогеновых отложений неуклонно возрастают к центральным частям Прикаспийской впадины. На общем фоне отмечаются участки с повышенными температурами, которые обычно приурочены к зонам, где неогеновые отложения залегают непосредственно на соленосных породах кунгура (Джаныбекская скв. 6-ой., Урдинская скв. 10-ой., Саралжинская скв. 3 и др.).

Значения геотермической ступени неогеновых отложений варьируют от 19 до 70 м/°С. Как правило, пониженные ступени (20—30 м/°С) приурочены к соляным куполам и зонам с неглубоким их залеганием, повышенные (50—70 м/°С) — соответствуют интенсивным зонам прогибания и межкупольным зонам (Новоузенская, Хакинская и др.).

### **§ 2. Закономерности распределения температур на глубинных срезях**

Для выяснения тепловых особенностей в региональном плане построены схематические карты распределения температур на

Характер изменения величин геотермических ступеней по скважинам, расположенным в межкупольных и купольных зонах отдельных структур

Площадь	№ скв.	Водоносные комплексы							Положение скважины на структуре
		N <sub>2</sub>	Pg	K <sub>2</sub>	K <sub>1</sub>	J <sub>2</sub>	J <sub>2-1</sub>	P-T	
<b>Центральные районы Прикаспийской впадины</b>									
Шунгайская . . . . .	31	51,2	40,0	44,7	70,0	53,6	60,5	69,9	Межкупольная
Урдинская . . . . .	29	70,7	42,3	58,0	—	—	—	—	»
Аралсорская . . . . .	2-А	37,0	38,8	60,2	35,5	40,3	43,2	43,4	»
Порт-Артурская . . . . .	13	37,2	43,5	71,0	46,6	48,9	63,0	—	»
Западный Нариман . . . . .	2	31,0	31,0	47,6	—	34	35,1	38,3	Крыло купола
Акобская . . . . .	2	36,2	28,6	37,2	36,0	26,7	29,7	26,0	»
Болганмола . . . . .	5	23,3	—	—	—	25,8	28,6	28,2	Купольная
Зареченская . . . . .	26	30,0	24,0	32,0	27,0	31	—	—	»
Ушкультасская . . . . .	4	21,5	19,0	30,0	—	—	17,0	—	»
<b>Восточная часть Прикаспийской впадины</b>									
Шенгельский . . . . .	П-11	—	—	—	63,0	—	76,0	55,0	Межкупольная
Кумсайская . . . . .	8	—	—	—	100,0	—	106,0	112,0	»
Жана-Жол . . . . .	1	—	—	—	96,0	—	82,0	100,0	»
Кок-Жиде . . . . .	23	—	—	—	122,0	—	123,0	118,0	»
Кенкияк . . . . .	55	—	—	—	42,0	—	54,0	68,0	Крыло купола
Акжарская . . . . .	5	—	—	—	60,0	—	55,0	—	»
Кенкияк . . . . .	60	—	—	—	38,2	—	50,0	44,0	Купольная
Мортук . . . . .	13	—	—	—	41,0	—	53,0	—	»

срезах —1000 м и —2000 м для всей территории юго-востока Русской платформы.

На карте среза —1000 м (рис. 17) температуры изменяются от 17—18°C (Совхозная и Туймазинская) до 46—28°C (Ушкуль-тасская и Косчагыльская площади).

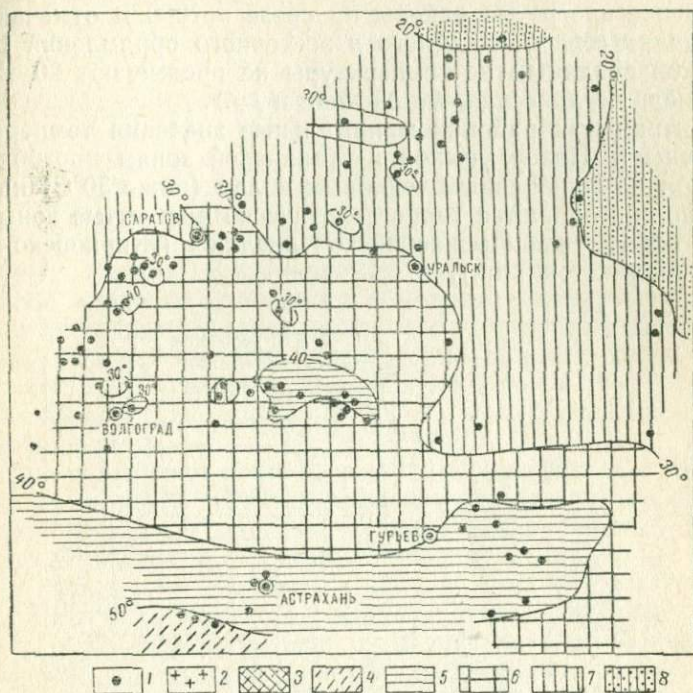


Рис. 17. Схематическая карта геонизотерм на срезе —1000 м юго-востока Русской платформы.

Составили В. Г. Козлов, Е. В. Стадник, Г. А. Юрин, 1965.

1 — пункты, в которых проведены температурные замеры; температурные зоны в °C: 2 — 70—80; 3 — 60—70; 4 — 50—60; 5 — 40—50; 6 — 30—40; 7 — 20—30; 8 — менее 20.

Наиболее прогретые зоны, фиксируемые на срезе участками повышенных температур, отмечаются в районах площадей Ушкультас и Болганмола, где соленосные отложения залегают на незначительных глубинах. Другой участок, характеризующийся температурами более 40—45°C, приурочен к поднятиям Эмбенской солянокупольной области (Кульсары, Мунайли, Каратен и др.). В обрамляющих впадину районах зоны повышенных температур обычно фиксируют участки линейных нарушений фундамента. К ним относятся площади Арчединско-Донских дислокаций с температурами выше 35°C и Коробковского блока,

где температура на срезе —1000 м превышает 40°C. Температурами до 35°C характеризуются площади Жигулевско-Самаркинских дислокаций. Аномалией повышенной напряженности теплового поля на крайнем юге района фиксируются площади осевой части кряжа Карпинского (Цубукская, Промысловская и др.).

Наименее прогретые районы на срезе —1000 м отмечаются на площадях северо-восточного и восточного обрамления Прикаспийской впадины, где температуры не превышают 20—25°C (Совхозная, Раздольская, Жилинская и др.).

В центральных районах минимальные значения температур приурочены к Новоузенской и Хакинской зонам прогибания.

Несколько пониженным тепловым полем (ниже 30°C) на общем фоне обособляются гидрогеологически раскрытые зоны западного обрамления Прикаспийской впадины (Жирновско-Бахметьевский участок и др.).

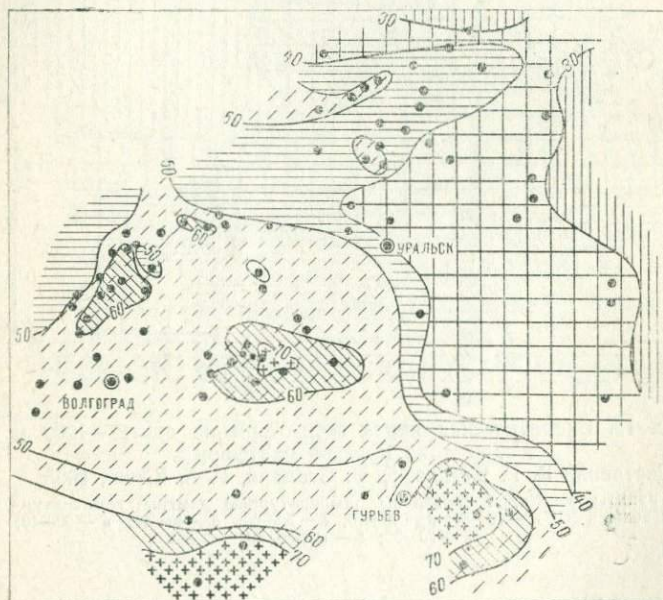


Рис. 18. Схематическая карта геозотерм на срезе —2000 м юго-востока Русской платформы. Составили В. Г. Козлов, Е. В. Стадник, Г. А. Юрин, 1965. Условные обозначения те же, что и на рис. 17.

На карте срезе —2000 м (рис. 18) в общем отмечается аналогичная картина. Температура на срезе колеблется от 31—33,8°C (Туймазы, Совхозное) до 75—80°C (Зареченская и Кос-

чагыльская площади), в региональном плане возрастая в сторону солянокупольных районов.

Таким образом, анализ фактических данных указывает на тесную связь теплового поля осадочного чехла Прикаспийской впадины и ее обрамлений с тектонической активностью района. Довольно напряженный геотермический режим отмечается для раздробленных участков солянокупольной области (Центральный Прикаспий и Эмбенский район), где большое влияние на тепловое поле оказывают повсеместно развитые соляные купола и массивы. Аномалийные участки повышенных температур фиксируются в сводовых частях соляных куполов. Тепловые потоки, идущие по солям снизу вверх, создают в перекрывающих их толщах напряженный тепловой режим. Для глубоких межкупольных зон характерны пониженные температуры, так как здесь тепловое воздействие соленосных толщ практически исключено. Низкие геотермические ступени в пределах Прикаспийской впадины отмечаются обычно на локальных участках развития соляных штоков, высокие — характерны для глубоких межкупольных участков. Эти особенности распределения теплового поля в солянокупольных областях могут быть с успехом использованы для поисков соляных тел и бессолевых межкупольных зон.

На территории северо-западного обрамления Прикаспийской впадины высокая плотность теплового поля характерна для участков, связанных с тектоническими нарушениями фундамента (Доно-Медведицкие, Степновско-Советские и другие дислокации). Ввиду того, что залежи нефти и газа часто приурочены к разломам и тектонически нарушенным зонам, выявление их имеет практический интерес. Эти районы, обычно являющиеся областями разгрузки глубинных вод, а, возможно, и углеводородов, фиксируются аномалиями повышенных температур и низких геотермических ступеней. Пониженная плотность теплового поля отмечается для гидрогеологически раскрытых участков (Жирновско-Линевский блок и др.).

Для районов восточного обрамления Прикаспийской впадины (Актюбинское Приуралье и Западное Примугоджарье), находящихся в непосредственном соседстве с высоко поднятым Уральским складчатым сооружением, характерен сравнительно ослабленный температурный режим. Близость области питания привела к резкому охлаждению недр, что выражается в снижении температур и увеличении геотермических ступеней.

## Глава VI

### ГАЗОНОСНОСТЬ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Среди различных гидрогеологических показателей нефтегазоносности недр наиболее представительными являются раство-

ренные газы подземных вод. Газовая составляющая водонапорной системы наиболее полно отражает геохимические условия отложений. Поэтому выяснение закономерностей газонасыщения подземных вод имеет существенное практическое значение.

Газы, растворенные в подземных водах подсолевого палеозоя, более полно изучены в районах, обрамляющих Прикаспийскую впадину (С. М. Кисельгоф, А. С. Зингер, Л. М. Зорькин, Ю. А. Пецюха, Е. В. Стадник и др.).

Газовая составляющая пластовой системы надкунгурских отложений Прикаспийской впадины только начинает изучаться. Имеющиеся немногочисленные данные, приводимые в работах В. Б. Торговановой, М. А. Памарнацкого, В. П. Якуцени и других, не могут считаться представительными, так как пробы газа получены термовакуумированием, что приводит к резкому увеличению в составе газа концентрации кислых компонентов. Особенно это касается слабогазонасыщенных гидрокарбонатно-сульфатонатриевых вод. Начиная с 1960 г. авторы проводят на территории впадины комплексные гидрогеологические исследования, включающие изучение газовой фазы подземных вод. Полученные данные позволяют выявить основные особенности газонасыщения водонапорной системы впадины. В какой-то мере первые результаты изучения газоносности вод надсолевых отложений Прикаспия обсуждались ранее (Л. М. Зорькин, 1964; Л. М. Зорькин и др., 1971; Е. В. Стадник, В. Г. Козлов, 1969), однако полная сводка по газоносности подземных вод Прикаспийской впадины никем не составлялась.

Фактические данные по газоносности подземных вод Прикаспийской впадины приведены в табличном приложении.

## § 1. Нижний (докунгурский подсолевой) гидрогеологический этаж

Отложения подсолевого палеозоя Прикаспийской впадины и ее ближайших обрамлений, как отмечалось ниже, образуют несколько водоносных комплексов, характеризующихся региональной нефтегазоносностью на юго-востоке Русской платформы. В последние годы по окраинным частям впадины и ее ближайшим обрамлениям получено значительное количество данных, касающихся газонасыщенности подземных вод верхних водоносных комплексов докунгурских отложений.

Состав газов подземных вод подсолевого палеозоя исключительно метановый (рис. 19). Гомологи метана содержатся в количестве от 0,4 до 10,6% с тенденцией возрастания со стратиграфической глубиной. Содержание азота варьирует от 0,1 до 11,2%; азот преимущественно биогенного генезиса (на 80—90%). Количество кислых газов составляет 1—2%, реже более. Содержание гелия 0,017—0,145%, аргона 0,017—0,24%.

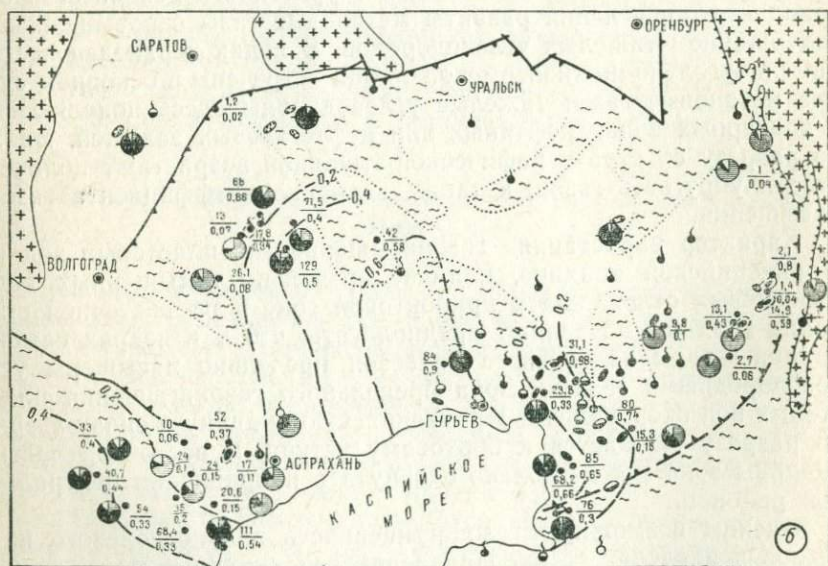
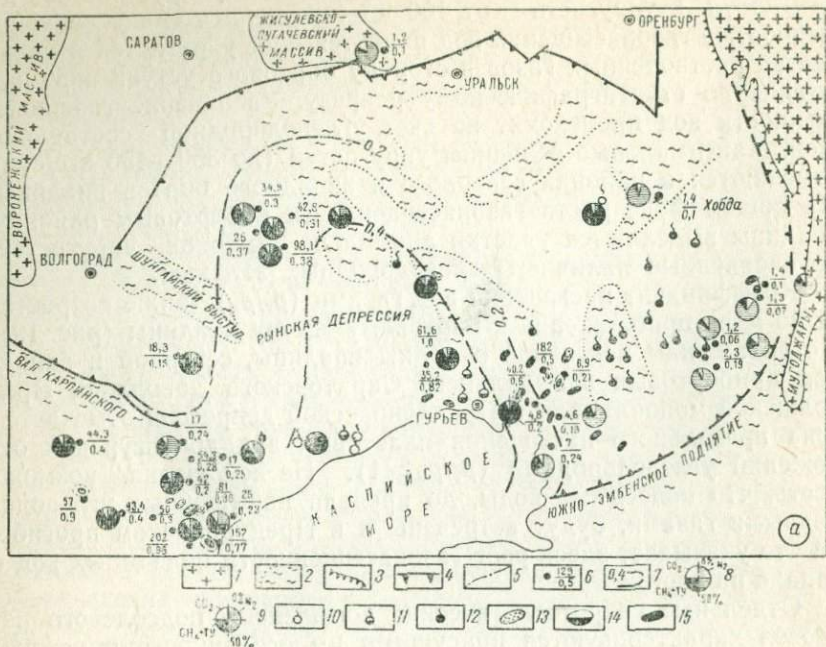
Количество растворенных газов обычно варьирует от 800 до 2940 см<sup>3</sup>/л, а упругость — от 100 до 443 кгс/см<sup>2</sup>. Общей закономерностью газонасыщения вод является рост упругостей и количества растворенных газов в сторону бортового уступа впадины и вниз по стратиграфическому разрезу. Увеличение газонасыщенности вод происходит за счет углеводородной составляющей. Максимальные величины упругостей (до 350—450 кгс/см<sup>2</sup>) отмечаются в районах северного и западного бортов впадины. На общем фоне роста газонасыщенности к бортовым районам впадины выделяются участки аномально высоких упругостей, обусловленные наличием углеводородных залежей.

Коэффициент насыщения вод газами ( $p_g/p_v$ ) также возрастает по мере приближения к бортовому уступу впадины (рис. 19). По скважинам восточной окраины впадины, северной и западной прибортовых зон дальнего Саратовского Заволжья, Приволжской моноклинали и Преддонбасской депрессии отмечается зона предельного насыщения пластовых вод докунгурских отложений углеводородами ( $p_g/p_v \geq 1$ ). Не исключена возможность, что подземные воды, до предела насыщенные углеводородными газами, будут встречены и в Предуральском прогибе, на что указывает здесь рост газонасыщенности подземных вод с запада на восток.

Отдельные гидрогеологические комплексы подсолевого палеозоя характеризуются присущими им особенностями газонасыщения. Так, в подземных водах терригенного девона северо-западного обрамления развиты метановые газы с повышенным содержанием тяжелых углеводородов. В водах верхнедевонско-каменноугольно-нижнепермской толщи встречены в основном сухие метановые газы: тяжелые углеводороды здесь появляются в контурных водах нефтяных или нефтегазовых залежей. Вниз по разрезу со стратиграфической глубиной возрастают количество и упругость газов, а также величина коэффициента газонасыщения.

Характер нарастания газонасыщенности пластовых вод к Прикаспийской впадине, наличие предельно насыщенных вод подсолевых отложений в прибортовой зоне и по восточной окраине впадины позволяют предполагать, что и в недрах самой впадины воды подсолевого палеозоя предельно насыщены углеводородными газами. Зона предельного газонасыщения пластовых вод оконтуривает Прикаспийскую впадину и снизу вверх по разрезу смещается к бортовому уступу. В восточной части впадины зона эта несколько сдвинута в направлении центральных районов.

Оценим возможную газонасыщенность вод подсолевого палеозоя в пределах самой Прикаспийской впадины. Во внешней части бортовой зоны предельная газонасыщенность вод установлена до глубины 4000 м (Карповская площадь), где количество растворенных газов составляет 1120 см<sup>3</sup>/л. Для ожидае-



Составили В. Г. Козлов, Е. В. Стадник, Г. А. Юрин, 1965.  
 1 — массивы; 2 — выступы; 3 — обнажения складчатого Урала и Мугоджар; 4 — система бортовых уступов Прикаспийской впадины и разломов герцинских складчатых

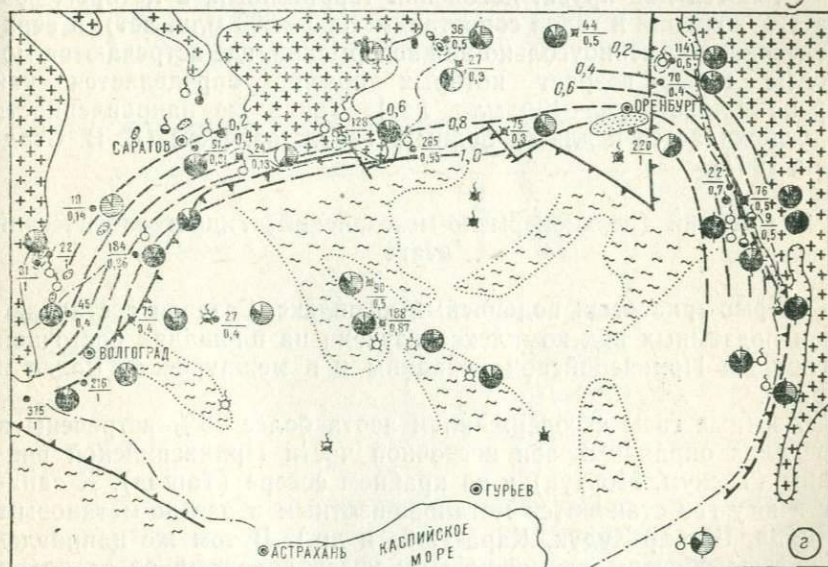
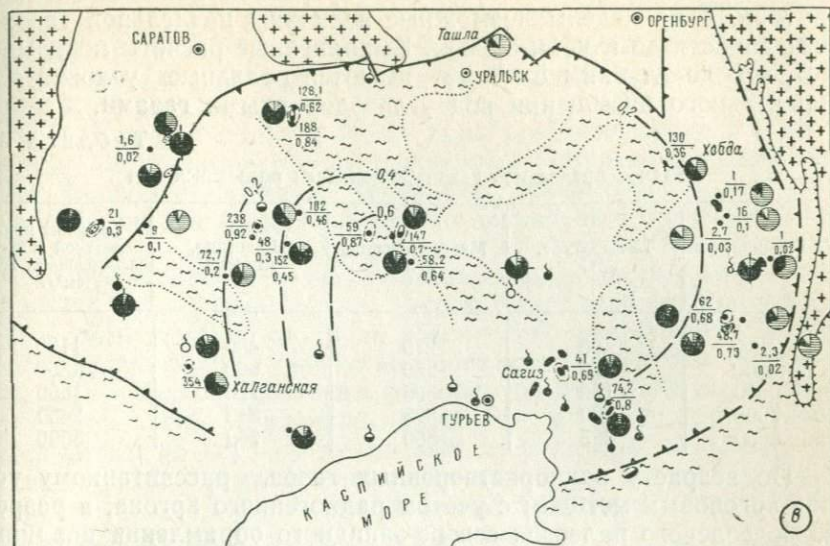


Рис. 19. Состав и упругость газов водонапорной системы Прикаспийской впадины.

Составили Е. В. Стадник, В. Г. Козлов, 1969.

сооружений; 5 — граница распространения соленосных отложений; 6 — скважины, по которым проведено изучение состава и упругости воднорастворенных газов (скважины с крестиком характеризуют воды кунгурского комплекса): числитель — упругость газов, кгс/см<sup>2</sup>; знаменатель — коэффициент насыщения вод газами; 7 — линии равных коэффициентов насыщения вод газами; 8 — состав воднорастворенных газов в % объем.; 9 — состав свободных газов в % объем.; 10 — газопроявления (крестиком отражена информация для кунгурского комплекса); 11 — нефтегазопроявления; 12 — нефтепроявления; 13 — газовые залежи; 14 — нефтегазовые залежи; 15 — нефтяные залежи.

Водоносные комплексы; а — нижнемеловой; б — юрский, в — пермо-трасовый и г — подкунгурской.

мых термодинамических условий внутренних районов впадины в табл. 6 приведены возможные величины предельной газонасыщенности до глубин 8000 м. Выполненные расчеты показывают, что до глубины 5—8 км имеются реальные условия для предельного насыщения вод углеводородными газами.

Таблица 6

Расчет предельной газонасыщенности подземных вод

Глубина, м	Температура, °С	Минерализация, г/л	Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Величина предельной газонасыщенности вод, см <sup>3</sup> /л
4000	90	270	480	1120
5000	125	280	600	1350
6000	160	305	720	1650
7000	190	325	840	2450
8000	225	350	960	3000

По возрасту воднорастворенных газов, рассчитанному гелий-аргоновым методом с учетом радиогенного аргона, в разрезе подсолевого палеозоя северо-западного обрамления впадины выделяются два яруса: девонский терригенный, в котором возраст отложений и газов сопоставим (300—600 млн. лет), и верхнедевонско-каменноугольно-нижнепермский, где встречаются молодые газы, возраст которых обычно определяется как юрско-меловой (60—160 млн. лет). Такая же направленность прослеживается и для свободных газов залежей (Е. В. Стадник, 1967).

## § 2. Средний (верхнепермско-мезозойский) гидрогеологический этаж

**Пермо-триасовый водоносный комплекс.** Газовая составляющая подземных вод комплекса изучена на площадях восточной половины Прикаспийской впадины и в междуречье Волги и Урала.

Азотные газы с содержанием азота более 75% встречены в пределах окраинных зон восточной части Прикаспийской впадины (Тускум, Мортук) и на крайнем севере (Ташла). К западу и югу газ становится метаново-азотным и азотно-метановым (Хобда, Шубар-Кудук, Кара-Тюбе и др.). В том же направлении газы обогащаются тяжелыми углеводородами от следов и сотых долей (Тускум, Мортук) до десятых и первых единиц процента (Хобда, Шубар-Кудук и др.). В приконтурных водах и на участках предполагаемых залежей (Кара-Тюбе и др.) содержание гомологов метана возрастает до 2—5% и более. Здесь же отмечаются высокие значения газового фактора и упругости при существенном снижении дефицитов насыщения вод углеводородными газами.

Газонасыщенность вод восточной половины впадины обычно не превышает 100—200 см<sup>3</sup>/л, возрастая к западу до 440 см<sup>3</sup>/л (Хобда). Упругость соответственно варьирует от 1—3 до 130 кгс/см<sup>2</sup>. Коэффициент насыщения вод газами изменяется от 0,2 до 0,36 (рис. 19).

В междуречье Волги и Урала газы азотно-метанового (Халганская, Шунгайская, Южно-Уметская) и метанового (Аралсорская, Западный Нариман, Куриловка, Зареченская и др.) состава. Концентрация метана обычно варьирует в пределах 80—90%, азота 5—10% и тяжелых углеводородов — от следов до 1—2% (Аралсорская и др.). Газонасыщенность изменяется от 50 до 756 см<sup>3</sup>/л (Аралсорская, Аукетайчагыл и др.), а упругость газов соответственно от 10 до 354 кгс/см<sup>2</sup>, коэффициент насыщения подземных вод газами колеблется от 0,02—0,03 в окраинных частях пермо-триасового бассейна до 0,45—0,64 в районах погружения. На Халганской площади, в Волго-Сарпинском междуречье, на глубине около 2500 м подземные воды пермо-триаса предельно насыщены углеводородами. Такие же воды встречены и в отдельных скважинах центральных районов Прикаспийской впадины (скв. 2 Акоба восточная и др.). По мере увеличения глубины залегания водовмещающих отложений комплекса прослеживается рост газонасыщенности вод, упругости газов и коэффициента  $p_g/p_v$  (табл. 7). Эти закономерности в

Таблица 7

Зависимость газонасыщенности пластовых вод пермо-триасового комплекса от глубины испытываемых объектов

Площадь	№ скв.	Интервал перфорации, м	Газонасыщенность, см <sup>3</sup> /л	$p_g$ , кгс/см <sup>2</sup>	$p_g/p_v$
Аукетайчагыл . . . . .	10	756—806	240	43,2	0,45
» . . . . .	10	811—832	819	58,5	0,64
Болганмола . . . . .	5	829—842	242	40,8	0,44
» . . . . .	8	2233—2250	775	245,5	0,98
Акоба восточная . . . . .	2	2313—2325	756	287,2	1,00

изменении газовой составляющей подземных вод позволяют предполагать, что в глубоких межкупольных зонах воды пермо-триаса предельно насыщены углеводородными газами.

Концентрация кислых газов в водах комплекса обычно не превышает 0,5—1%. Лишь в восточной половине впадины и на некоторых окраинных площадях западных районов отмечены повышенные их концентрации — до 5—10% (Шубар-Кудук, Южно-Уметская, Щербаковская и другие площади).

Концентрация гелия колеблется от 0,002—0,01% в районах восточной части впадины до 0,165—0,212% в водах Волго-Ураль-

ского междуречья, а содержание аргона от 0,157—0,957 до 0,001—0,078%.

**Нижне-среднеюрский водоносный комплекс.** Газы подземных вод комплекса изучены в различных районах впадины (рис. 19).

В изменении состава воднорастворенных газов в региональном плане по площади намечается определенная дифференциация. Воды с азотным составом газов вскрыты на площадях восточной половины Прикаспийской впадины (Кумсай, Кенкияк, Кара-Тюбе, Копа и др.), в западной окраинной части впадины (Ровненская и Шунгайская) и в Приастраханском Поволжье (Тинаки, Бешкуль, Далан-Алды и др.). В этих районах концентрация азота варьирует в пределах 85—95%, метана не более 2—5%. Тяжелые углеводороды, как правило, отсутствуют. Газонасыщенность чрезвычайно низкая и обычно не превышает 20—50 см<sup>3</sup>/л. Упругость газов колеблется в пределах 1—24 кгс/см<sup>2</sup>, коэффициент насыщения вод газами менее 0,2.

Газы метанового и азотно-метанового состава встречены в водах площадей междуречья Волги и Урала (Аралсорская, Ақоба, Болганмола и др.), Южно-Эмбенского нефтеносного района (Искине, Байчунас, Тоскудук, Макат и др.) и южного склона кряжа Карпинского (Каспийская, Красно-Камышанская и др.). Концентрация метана в этих районах обычно превышает 80—90%, азота не более 5—10%. Наибольшие содержания метана (более 95%) отмечены во внутренних погруженных областях Прикаспийской впадины. К этим же участкам приурочены и повышенные концентрации тяжелых углеводородов (от следов до 2—3%).

Газонасыщенность в зоне метановых и азотно-метановых вод колеблется обычно в пределах 250—500 см<sup>3</sup>/л. Упругость газов составляет 31—129 кгс/см<sup>2</sup>. Коэффициент газонасыщенности подземных вод возрастает от окраин впадины к ее центральным частям от 0,02 (Ровненская площадь) до 0,9 (Западный Баксай) и к югу от осевой части кряжа Карпинского.

Содержание кислых газов в водах комплекса, как правило, невысокое (не более 1—2%). Наибольшая их концентрация (до 5% и более) отмечается на площадях восточной половины Прикаспийской впадины и в западных окраинных ее частях.

Восточная часть Прикаспия отличается низкими концентрациями гелия, которые колеблются в пределах 0,003—0,014%. Содержание аргона при этом изменяется в диапазоне 0,076—0,164%, достигая в ряде случаев 1—2,6% (Копа, Акжар, Богословка и др.). В центральных и западных районах количество гелия варьирует от 0,174 до 0,601%, аргона — от 0,09 до 0,16%.

**Верхнеюрский водоносный комплекс.** Газовая составляющая подземных вод изучена на площадях Кара-Тюбе, Прорва, Аралсорская, Западный Нариман и Шунгайская. Состав газа изменяется от азотно-метанового и метанового в районах Волго-Уральского междуречья до метаново-азотного и азотного в вос-

точной половине Прикаспийской впадины. Концентрация метана варьирует в пределах 3,6—88,3%, азота 4,2—90,2%. Тяжелые углеводороды составляют от следов до 1,6%. Содержание кислых газов обычно низкое, не более 1—2%. Концентрация гелия в газах комплекса изменяется от 0,02 до 0,139%, аргона — от 0,032 до 0,212%.

Газонасыщенность вод колеблется в пределах 60—310 см<sup>3</sup>/л (Кара-Тюбе, Шунгайская), резко возрастает (до 675 см<sup>3</sup>/л) в приконтурных водах залежей (Прорва).

Аналогично изменяется и общая упругость — от 12 до 129 кгс/см<sup>2</sup>. Коэффициент газонасыщенности возрастает от 0,1—0,2 в окраинных зонах Прикаспийской впадины (Кара-Тюбе, Шунгайская) до 0,54 в наиболее погруженных ее районах (Аралсор, скв. 25).

**Нижнемеловой водоносный комплекс.** Газы, растворенные в подземных водах комплекса, изучены практически во всех районах Прикаспийской впадины (рис. 19). Газовая составляющая вод в региональном плане по площади испытывает заметные колебания. В восточной части впадины в Актюбинском Приуралье и Западном Примугоджарье (площади Муртук, Кок-Жиде, Акжар, Тасший, Кара-Тюбе, Хобда и др.) газы азотного состава. Концентрация азота превышает 85—90%. Содержание метана обычно не более 2—5%. Тяжелые углеводороды в пробах газа, образующих фон, отсутствуют. И лишь в приконтурных частях залежей в составе газов появляются в заметных концентрациях метан и его гомологи. В Южно-Эмбенском нефтеносном районе (Тажигали, Тереньюзюк, Косчагыл, Искине, Кошкар и др.) газы метаново-азотные с концентрацией метана не более 10—20%. Гомологи метана, как правило, отсутствуют.

Пластовые воды комплекса восточной половины впадины (к востоку от р. Урал) характеризуются низкой газонасыщенностью (не более 20—50 см<sup>3</sup>/л). Упругость растворенных газов не превышает 10—20 кгс/см<sup>2</sup>. Воды отличаются резким недонасыщением (отношение  $p_r/p_v$  меньше 0,2). В непосредственной близости от залежей упругость резко возрастает — до 40,2 кгс/см<sup>2</sup> и выше, коэффициент насыщения вод газами составляет более 0,5—0,6.

В водах северных площадей впадины, в пределах областей инфильтрации (Жадовка и др.), встречены азотные газы, содержащие менее 10—15% метана.

В междуречье Волги и Урала и районах юго-западной окраины Прикаспийской впадины газы азотно-метанового и метанового состава. Обогащение вод метаном вплоть до образования чисто метановых газов прослеживается в направлении центральных районов Волго-Уральского междуречья и акватории Каспийского моря при одновременном увеличении в составе газов концентрации тяжелых углеводородов (от следов до 1—2%).

Газонасыщенность вод изменяется от 20—50 см<sup>3</sup>/л в север-

ных окраинных районах впадины до 150—200 см<sup>3</sup>/л в юго-западной ее части (Халганская, Далан-Алдынская, Бешкульская и другие площади). В междуречье Волги и Урала газовый фактор обычно варьирует в пределах 250—300 см<sup>3</sup>/л, возрастающая до 380—420 см<sup>3</sup>/л в районах Рынской депрессии (Западный Баксай). Упругость газов изменяется от 1,2—18,3 кгс/см<sup>2</sup> (Жадовка, Халган, Далан-Алды) до 42,8—98,1 кгс/см<sup>2</sup> (Зареченская, Акоба, Аралсорская площади).

Воды западной половины Прикаспийской впадины (к западу от р. Урал) в целом также недонасыщены газами. Окраинные ее части попадают в зону с отношением  $p_{г}/p_{в}$  менее 0,2. В сторону центральных, наиболее погруженных районов междуречья значения коэффициента возрастают, достигая 0,82—1,0 на площадях, где предполагаются залежи (Западный Баксай). Увеличение коэффициента газонасыщения прослеживается также к югу от осевой части кряжа Карпинского. Здесь воднорастворенные газы имеют исключительно углеводородный состав с давлениями насыщения до 100 кгс/см<sup>2</sup> и более (Ю. А. Спевак и др., 1964).

Концентрация кислых газов на площадях междуречья Волги и Урала и кряжа Карпинского обычно не превышает 1—2%, резко возрастающая (до 10—20%) в водах Южно-Эмбенского района (Агнияз, Корсак, Тереньюзук, Карачунгул и др.).

В распределении редких газов по площади намечается определенная зональность. Минимальные содержания гелия (от 0,003 до 0,01%) отмечены в водах восточной половины Прикаспийской впадины. Здесь же наблюдаются повышенные концентрации аргона, в ряде случаев достигающие 1,5—1,7% (Мортук, Кок-Жиде, Акжар, Ушкультас, Мунайли и др.). На площадях Волго-Уральского междуречья и кряжа Карпинского концентрация гелия колеблется от 0,011 до 0,139%, аргона — от 0,001 до 0,066%.

**Верхнемеловой водоносный комплекс.** Газонасыщенность пластовых вод комплекса изучена слабо. По имеющимся данным, полученным в районах междуречья Волги и Урала (Западный Нариман) и площадей кряжа Карпинского (Сайгачья, Ики-Бурулская, Красно-Камышанская), состав газов преимущественно метановый. Концентрация азота не превышает 5—15%. Содержание кислых газов колеблется в пределах 1—2%, гелия 0,071—0,102%, аргона 0,09—0,36%. Газонасыщенность подземных вод комплекса изменяется от 380 см<sup>3</sup>/л в водах Ики-Бурулской (скв. 10) площади до 1090 см<sup>3</sup>/л в скв. 2 Западный Нариман. Газовый фактор возрастает в сторону центральных частей междуречья Волги и Урала. В этом же направлении увеличивается упругость газов от 8—10 до 30—40 кгс/см<sup>2</sup> при одновременном снижении их дефицитов.

**Палеогеновый, преимущественно водоупорный комплекс** содержит отдельные прослои проницаемых пород. Газоносность

этих прослоев изучена лишь в отдельных районах Прикаспийской впадины (табл. 8).

Т а б л и ц а 8

Газонасыщенность подземных вод палеогеновых отложений

Площадь	№с кв.	Состав газа, % объем.						Газовый фактор, см <sup>3</sup> /л	Упругость, кгс/см <sup>2</sup>	P <sub>г</sub> /P <sub>в</sub>
		CO+H <sub>2</sub> S	CH <sub>4</sub>	ТУ	N <sub>2</sub> +P	He	Ar			
Урдинская . . . . .	29	0,0	67,1	0,92	21,18	0,008	0,159	876	80,7	0,73
Халганская . . . . .	10	0,02	—	82,7	13,28	—	—	—	—	—
Ики-Бурул . . . . .	11	0,1	77,4	1,08	21,5	0,11	0,025	195	9,4	0,54
» . . . . .	13	0,8	82,9	0,0	16,3	0,146	0,141	304	13,4	0,87
Буранкуль . . . . .	2-к	1,0	87,9	0,0	11,1	0,044	0,077	—	—	—

Состав растворенных газов преимущественно метановый с незначительными примесями тяжелых гомологов метана. Содержание азота изменяется от 11 до 22%. Кислые газы содержатся в небольших количествах.

Газонасыщенность пластовых вод палеогена изменяется в пределах 195—876 см<sup>3</sup>/л с тенденцией возрастания к погруженным частям Прикаспийской впадины (Урдинская площадь). В этом же направлении увеличиваются общая упругость газов (от 9—13 до 81 кгс/см<sup>2</sup>) и коэффициент газонасыщения вод палеогена.

Рассматривая в целом состав воднорастворенных газов верхнепермско-мезозойской толщи отложений Прикаспийской впадины (рис. 19), можно выделить несколько геохимических зон. В Актюбинском Приуралье и Западном Примугоджарье восточной половины впадины выделяется зона преимущественно азотных вод. Однако в подземных водах пермо-триасовых отложений на указанной территории заметную роль начинает играть метан, вплоть до образования зоны азотно-метановых газов. Южнее, в пределах Южно-Эмбенского нефтеносного района, по всем водоносным комплексам, кроме нижнемелового, выделяется зона азотно-метановых газов. В нижнемеловых отложениях, преимущественно в зонах альб-сеноманского горизонта, здесь развиты в основном азотные газы, обогащенные двуокисью углекислоты. Вдоль юго-восточного и южного обрамлений Прикаспийской впадины, а также в пределах кряжа Карпинского воднорастворенные газы представлены преимущественно метаном. В западной половине впадины в районах междуречья Волги и Урала состав газов подземных вод также преимущественно метановый и лишь в окраинных частях впадины становится азотно-метановым.

Выделенные зоны растворенных газов можно объединить в две геохимические провинции — восточную и западную, грани-

ца между которыми условно проводится по р. Урал, вероятно, не случайно эта граница совпадает с предполагаемой рядом геологов (Н. В. Неволин, В. Л. Соколов и др.) субмеридиональной Гурьевско-Уральской палеозойской флексурой.

В восточной геологической провинции газы преимущественно азотного состава; заметные количества метана отмечаются лишь в водах пермо-триасового комплекса. В контурных водах залежей также отмечены метан и его гомологи; их появление обусловлено диффузией и вымыванием из залежей. В западном Прикаспии развиты воды метанового и реже азотно-метанового состава. Восточная и западная провинции резко различаются и по концентрациям гелия. В восточной части впадины по всем комплексам пермско-мезозойского этажа содержания гелия на два порядка меньше, чем в западной половине. Концентрации углекислоты и аргона, наоборот, в этих районах повышены. Различие зон по составу хорошо согласуется с гидрохимической характеристикой подземных вод: на западе развиты высокоминерализованные воды хлоркальциевого типа, на востоке — воды слабоминерализованные обычно сульфатно- и гидрокарбонат-натриевого типов.

Отмеченным геохимическим провинциям соответствуют и специфические зоны нефтегазонакопления: на востоке — зона преимущественного нефтенакопления, на западе — газонакопления и, возможно, газонефтенакопления. Это находит отражение и в различной газонасыщенности подземных вод. Если в междуречье Волги и Урала упругость газов достигает 200—300 кгс/см<sup>2</sup>, то на востоке она обычно не превышает 10—20 кгс/см<sup>2</sup>.

В вертикальном разрезе верхнепермско-мезозойских отложений в пределах отдельных площадей отмечается закономерное возрастание со стратиграфической глубиной газонасыщенности вод, упругости газов и коэффициента газонасыщения (табл. 9). Характерно предельное насыщение углеводородными газами вод глубоких межкупольных зон.

Возраст растворенных газов, рассчитанный по формуле В. П. Савченко (1935), изменяется от 1 млн. до 100 млн. лет и более, т. е. от четвертичного до мелового и юрского (табл. 10).

Сравнение возраста подземных вод с возрастом водовмещающих пород показывает, что первые значительно «моложе» вторых. Возраст растворенных газов увеличивается со стратиграфической глубиной и по мере удаления от областей современной инфильтрации. Однако имеется целый ряд исключений. В целом величина возраста растворенных газов восточной половины Прикаспийской впадины, как это следует из табл. 10, на порядок меньше возраста газов, растворенных в подземных водах аналогичных комплексов отложений западной половины впадины.

**Характер изменения газонасыщенности подземных вод  
по разрезу Аралсорской скв. 25**

Интервал перфорации, м	Возраст отложений	Газонасыщенность, см <sup>3</sup> /л	$p$ газа, кгс/см <sup>2</sup>	$p_T/p_B$
2105—2108	K <sub>1</sub>	277	63	0,32
2796—2821	J <sub>2</sub>	406	128	0,40
2942—2946	T <sub>1</sub>	436	152	0,45
2979—2983	T <sub>1</sub>	498	168	0,47

Таблица 10

**Усредненные величины возраста газов, растворенных в подземных водах  
Прикаспийской впадины**

Возраст вмещающих отложений	Изменение возраста, млн. лет		Среднее значение возраста, млн. лет
	от	до	

Восточная половина Прикаспийской впадины

P—T	1,0	21	10,5
J	0,5	11	5,7
K	0,2	2	1,1

Западная половина Прикаспийской впадины

P—T	5	180	92,5
J	2	100	51,0
K	2	50	26,0

### § 3. Верхний (покровный) гидрогеологический этаж

В пределах этажа наиболее детально изучены газы, растворенные в подземных водах неогеновых (плиоценовых) горизонтов (рис. 20).

Состав растворенных газов изменяется от чисто азотного в зоне малых мощностей осадков неогена до метановых в наиболее погруженных частях впадины. В окраинных районах бассейна в зоне распространения азотных газов (N<sub>2</sub> более 75%) концентрация метана не превышает 5%, тяжелые углеводороды отсутствуют. Газонасыщенность пластовых вод, как правило, очень низкая. Общая упругость газов обычно не превышает 10 кгс/см<sup>2</sup>. Исключение составляют участки, подверженные влиянию пермских соленосных толщ (например, Джаныбекская скв. 6-оц и др.), на которых вследствие уменьшения коэффициента растворимости различных газовых компонентов упругости

возрастают. К этим же участкам обычно приурочены гидрохимические и температурные аномалии.

Зоны метаново-азотных и азотно-метановых газов являются переходными, содержание углеводородов здесь колеблется от

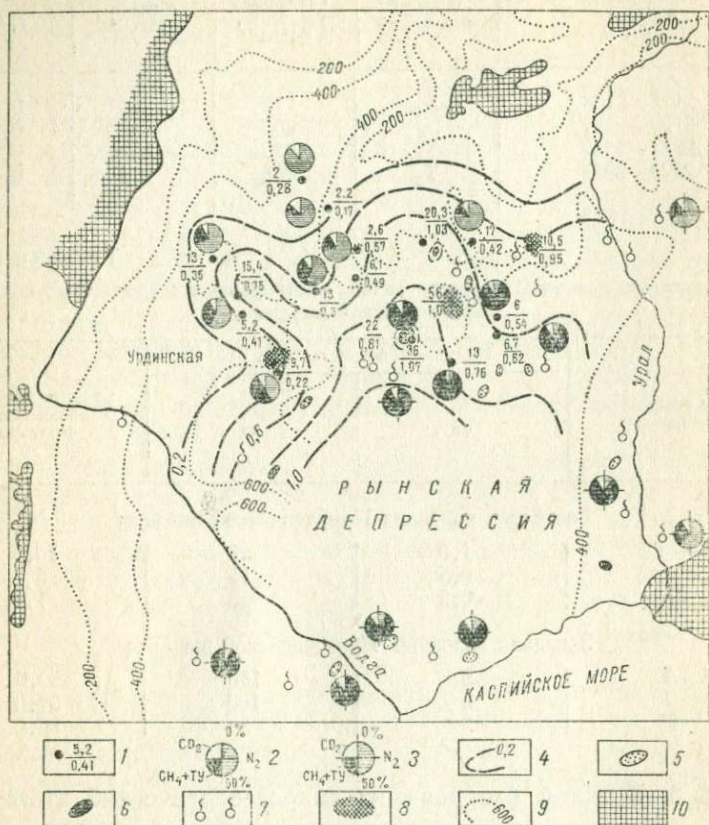


Рис. 20. Состав и упругость газов неогеновых отложений Прикаспийской впадины. Составили Е. В. Стадник, В. Г. Козлов, 1967.

1 — скважины, по которым проведено изучение состава и упругости воднорастворенных газов: числитель — упругость газов, кгс/см<sup>2</sup>; знаменатель — коэффициент насыщения вод газами; 2 — состав воднорастворенных газов в % объем.; 3 — состав свободных газов в % объем.; 4 — изолинии коэффициента насыщения  $r_g/r_v$ ; 5 — газовые залежи; 6 — нефтяные залежи; 7 — газопроявления; 8 — предполагаемые залежи; 9 — изолинии мощности плиоценовых отложений; 10 — область отсутствия плиоценовых отложений.

25 до 75%. Тяжелые гомологи метана в составе газов обычно отсутствуют. Газовый фактор колеблется от 140 до 560 см<sup>3</sup>/л. Суммарная упругость достигает 20 кгс/см<sup>2</sup>. Коэффициент насыщения вод газами варьирует от 0,2 до 0,4. На участках газовых выбросов и предполагаемых залежей (Урдинская скв. 4-ой, Пятиморская скв. 17-ой и др.) значение  $r_g/r_v$  приближается к 1.

Зона метановых газов занимает наибольшую внутреннюю часть территории Прикаспийской впадины. Условная граница этой зоны совпадает с изопахитой 400 м (рис. 20). Количество метана здесь достигает 95—100%. Тяжелые углеводороды не превышают 1%. Содержание азота колеблется в пределах 1—10%. Кислые газы определены в количестве 1—3%. Газонасыщенность вод варьирует от 213 до 970 см<sup>3</sup>/л, возрастая в сторону наиболее погруженных частей впадины (Рын-пески). Суммарная упругость изменяется от 10 до 50 кгс/см<sup>2</sup> и более. По большинству испытанных скважин упругость газов близка к гидростатическому давлению или несколько его превышает. С зоной метановых газов связано большое число газопроявлений и газовых выбросов. Здесь также открыт ряд газовых месторождений (Порт-Артур, Каргале, Ушкультас, Аукетайчагыл, Кали, Азау, Джамбай и др.).

Таким образом, анализ имеющихся данных указывает на закономерное возрастание в составе газов метана от окраин неогенового бассейна к его наиболее погруженным частям. В этом же направлении уменьшаются концентрации азота и кислых газов. Газонасыщенность пластовых вод и общая упругость растворенных газов в региональном плане также увеличиваются к центральному району междуречья Волги и Урала. Вместе с этим наблюдается и неуклонное возрастание коэффициента насыщения вод газами.

Возраст растворенных и свободных газов, рассчитанный по гелий-аргоновому методу, колеблется в пределах 20 млн. лет, что соответствует примерно возрасту вмещающих отложений. Повсеместное отсутствие тяжелых углеводородов в газах следует объяснить геохимической молодостью неогенового бассейна, в котором процессы преобразования органики находятся на начальной стадии и протекают в основном по газовому ряду (Л. М. Зорькин, Г. Н. Кричевский, 1965).

На основе приведенных данных можно утверждать, что газы плиоценовых отложений преимущественно сингенетичные. В пользу этого говорят также факты определения в газах гелия, содержание которого обычно исчисляется десятитысячными долями процента, т. е. в количестве, очень близком к концентрации его в воздухе (0,0023%). Поскольку стадия становления плиоценового бассейна еще не завершена, процессы накопления углеводородов происходят и в настоящее время. Газогенерирующими породами, по-видимому, являются отложения акчагыла, обогащенные органическим веществом. Аккумуляторами газов служат преимущественно проницаемые толщи апшерона. Ввиду сильной дизъюнктивной нарушенности слагающих впадину осадков, мы не отрицаем возможности поступления в неогеновые отложения глубинного газа. Однако в общем балансе углеводородов неогена он играет подчиненную роль.

#### § 4. Изменение газоносности контурных вод залежей

Характер изменения газоносности пластовых вод в зоне взаимодействия залежей прослежен лишь в водах залежей мезозойских отложений восточной части впадины (табл. 11). В надсолевой толще здесь существует гидрогеохимическая обстановка значительного смещения фазового равновесия между залежами и подземными водами. Такая же обстановка отмечается в надсолевых отложениях юго-западной части Прикаспийской впадины, где изучена газоносность законтурных вод Бешкульской нефтяной залежи юрских отложений (рис. 21). В этих условиях довольно четко проявляются лобовой и тыловой эффекты. Для сравнения приведены также характер газоносности в приконтурных водах прилегающей территории кряжа Карпинского, в недрах которой существует гидрогеохимическая обстановка незначительного смещения фазового равновесия между залежами и подземными водами (рис. 21).

Состав газов, растворенных в подземных водах отложений надсолевого этажа в пределах восточной и юго-восточной частей Прикаспийской впадины, приближенных к областям современной инфильтрации, как уже отмечалось выше, на фоновых участках исключительно азотный. Концентрация азота достигает 90% и более, метана не превышает 5—10%, тяжелые углеводороды составляют десятые доли процента. Максимальные концентрации метана и тяжелых углеводородов обычно фиксируются в приконтурных частях залежей. С удалением от контура продуктивности концентрация углеводородных газов уменьшается при резком возрастании азота. Особенно четко эти изменения на сравнительно коротком расстоянии от залежи прослеживаются в лобовых частях залежей.

В приконтурной лобовой части Кенкиякской среднеюрской нефтяной залежи (скв. Г-27, расстояние до контакта 100 м) содержание метана составляет 89,08%, тяжелых углеводородов 7,03%, и азота 3,66%. На расстоянии 2000 м от контура нефтеносности (скв. Г-40) концентрация метана падает до 49,71%, тяжелых — до 4,97%. Количество азота при этом возрастает до 44,2%, а на удалении 6000 м (скв. Г-1) от контура в песках Кок-Жиде достигает 93,35%. Концентрация метана при этом (скв. Г-1, отражающая фон) составляет 1,63% при полном отсутствии тяжелых углеводородов. В водах юрской нефтяной залежи Кара-Тюбе на одинаковом расстоянии от залежи (750 м) в лобовой части (скв. Г-5) состав газа азотный, а в тыловой (скв. Г-2) — метановый. Концентрация азота при этом соответственно изменяется от 7,39% в тыловой части залежи до 94,4% в лобовой. Аналогичную картину изменения газоносности вод можно проследить и на других площадях (табл. 11). Характерно, что в ряде случаев зона взаимодействия залежей с подземными водами в лобовых частях залежей практически отсутст-

вует (Бешкуль — байос, Джаксымай — пермо-триас). Обычно в лобовых частях залежей и фоновых участках тяжелые углеводороды отсутствуют или их концентрации чрезвычайно низкие. В тыловых частях содержание тяжелых углеводородов резко возрастает.

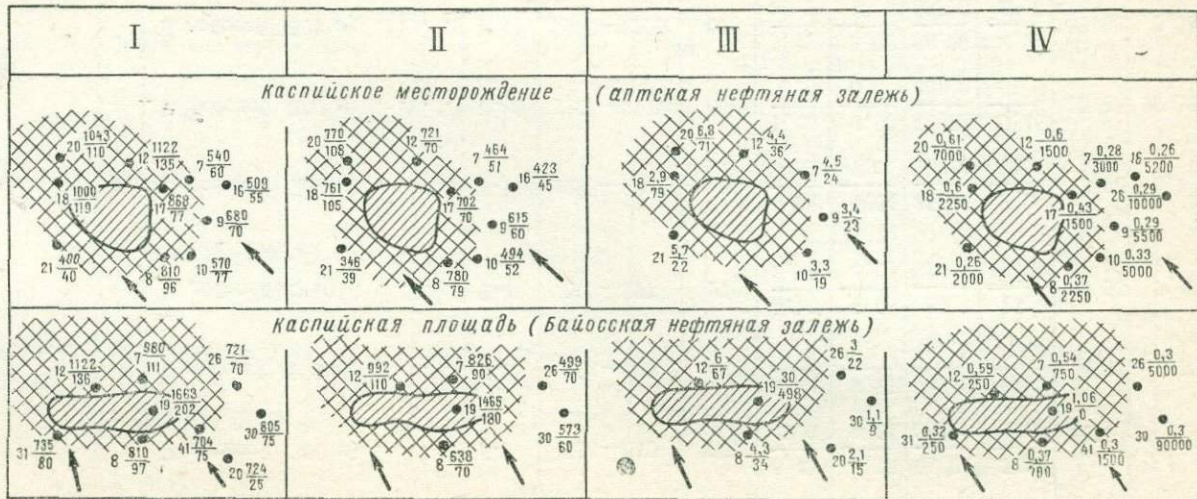
Газонасыщенность подземных вод, упругость растворенных газов и величина коэффициента  $p_r/p_v$  закономерно уменьшаются с удалением от контура нефтегазоносности. Так, по рассмотренной среднеюрской нефтяной залежи на площади Кенкияк газовый фактор в приконтурной части (скв. Г-27) составил  $775 \text{ см}^3/\text{л}$ . На удалении от контура (скв. Г-40) газонасыщенность уменьшилась до  $70 \text{ см}^3/\text{л}$  (более чем в 10 раз) и на расстоянии 6000 м снизилась до  $25 \text{ см}^3/\text{л}$ . Упругость газа по профилю указанных скважин соответственно уменьшилась от 23,4 до 2,47 и 1,43 кгс/см<sup>2</sup>, а коэффициент газонасыщения вод от 0,83 до 0,09 и 0,05. В приконтурной части Джаксымайской пермо-триасовой нефтяной залежи в лобовой части залежи газонасыщенность вод составляет  $20 \text{ см}^3/\text{л}$ , возрастая до  $200 \text{ см}^3/\text{л}$  в тыловой ее части. Упругость при этом соответственно изменяется от 1 до 25,52 кгс/см<sup>2</sup> и  $p_r/p_v$  — от 0,17 до 0,68.

Как показывает анализ имеющихся данных (табл. 11), масштабы влияния залежей на окружающие их воды в надсолевых толщах отложений восточной части Прикаспийской впадины не всегда одинаковы. Например, если газы, растворенные в водах Кенкиякской площади среднеюрской нефтяной залежи, приобретают фоновый характер по пласту на расстоянии более 3000 м, то для Акжарской нефтяной залежи барремского горизонта ореол влияния не распространяется более чем на 1000 м. При этом в лобовых частях залежей зона взаимодействия резко сужается, а в ряде случаев практически не фиксируется.

Аналогичные закономерности в изменении газоносности в локальном плане залежь — воды отмечаются в недрах юго-западной части Прикаспийской впадины. Сравнительно наиболее полно здесь изучена газоносность Бешкульской площади. Данные этих исследований представляют несомненный интерес, и на их анализе следует остановиться (рис. 21). В пределах площади в песчаных отложениях байосского яруса выявлена залежь небольших размеров тяжелой (плотность  $0,9192 \text{ г/см}^3$ ) нефти. Состав воднорастворенных газов резко меняется от азотного в водах лобовых частей (скв. 5, 7, 9, 1 БР — Беркультинская) до метанового в подошвенных водах и тыловых зонах (скв. 2, 15, 1, 6). Тяжелые углеводороды обычно повсеместно отсутствуют. Лишь в отдельных скважинах, расположенных в тыловых частях залежи, отмечаются незначительные (до 1—2 см<sup>3</sup>/л) их содержания. Общая концентрация углеводородных газов резко снижается с удалением от контура залежи и в ее лобовых частях. Так, в водах лобовой зоны содержание углеводородных газов не превышает  $0,2\text{—}2,5 \text{ см}^3/\text{л}$  (1,1—2,5%), воз-

Характеристика газовой составляющей подземных вод в недрах некоторых месторождений Прикаспийской впадины

Залежь (характер и возраст)	Положение скважины на структуре (расстояние до контура нефте- газоносности, м)	№ скв.	Интервал перфорации, м	Общая газонасыщенность вод, см <sup>3</sup> /л	Состав газа, % объем. см <sup>3</sup> /л				Парциальная упругость, кгс/см <sup>2</sup>		Общая упругость газа, кгс/см <sup>2</sup>
					CO <sub>2</sub>	TU	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> + редкие	CH <sub>4</sub> + TU	N <sub>2</sub> + редкие	
Акжар (нефтяная — K <sub>1</sub> )	В лобовой части (100 м) . . .	Г-20	325—329	146	0,10 0,1	0,0 0,0	75,6 110,0	24,3 35,9	3,05	2,18	5,23 0,22
	В лобовой (400 м) . . . . .	Г-8	288—294	31	0,91 0,3	0,0 0,0	2,04 0,6	97,05 30,1	0,02	1,76	1,78 0,08
	В тыловой (200 м) . . . . .	Г-5	367—370	208	0,10 0,2	0,02 0,0	83,42 172,8	16,46 35,0	5,40	2,36	7,76 0,30
	В тыловой (1000 м) . . . . .	Г-13	250—252	40	3,67 1,0	1,73 1,0	27,0 11,0	67,6 27,0	0,30	2,06	2,36 0,12
Кенкияк (нефтяная — J <sub>2</sub> )	В лобовой (100 м) . . . . .	Г-27	327—329	775	0,23 2,0	89,08 54,0	7,03 690,0	3,66 28,0	22,40	1,00	23,4 0,83
	В лобовой (2000 м) . . . . .	Г-40	337—339	70	0,32 0,0	4,97 4,0	49,71 35,0	45 31,0	1,02	1,45	2,47 0,09
	В лобовой (6000 м) . . . . .	Г-1	353—356	25	1,59 1,0	0,0 0,0	3,06 1,0	95,35 23,0	0,01	1,42	1,43 0,04
Кара-Тюбе (нефтяная — J <sub>2</sub> )	В лобовой (750 м) . . . . .	Г-Б	499—504	37	2,00 0,7	0,0 0,0	3,6 1,3	94,4 35,0	0,04	2,43	2,47 0,50
	В тыловой (750 м) . . . . .	Г-2	628—640	367	0,43 2,0	0,16 0,51	91,44 335,6	7,39 29,0	18,16	20,52	48,6 0,75
	В лобовой (500 м) . . . . .	Г-15	694—696	164	2,84 4,8	4,21 6,9	49,9 81,8	42,9 70,4	4,53	7,10	11,63 0,17
	В лобовой (0 м) . . . . .	Г-4	593—597	270	1,10 2,97	0,0 0,0	81,7 222,7	15,1 41,4	8,90	3,10	12,00 0,20
Прорва (нефтегазовая — J <sub>2</sub> )	В лобовой (750 м) . . . . .	Г-14	2298—2302	455	0,95 4,0	1,64 7,0	86,48 394,0	2,2 10,0	73,00	3,33	76,35 0,30
	В лобовой (200 м) . . . . .	Г-36	2268—2272	650	1,42 9,0	0,98 6,0	73,78 481,0	9,45 61,0	85,43	20,33	105,85 0,42
	В лобовой (100 м) . . . . .	Г-55	2232—2295	675	1,42 10,0	2,68 18,0	88,36 597,0	4,87 33,0	88,00	8,25	96,3 0,44
Джаксымай (нефтяная — P—T)	В лобовой (0 м) . . . . .	114	678—679	20	0,58 0,0	0,64 0,0	10,94 3,0	81,89 16,0	0,10	0,90	1,00 0,17
	В тыловой (0 м) . . . . .	201	650—670	200	0,3 0,0	23,6 47,0	73,8 148,0	2,3 5,0	24,37	1,15	25,52 0,68



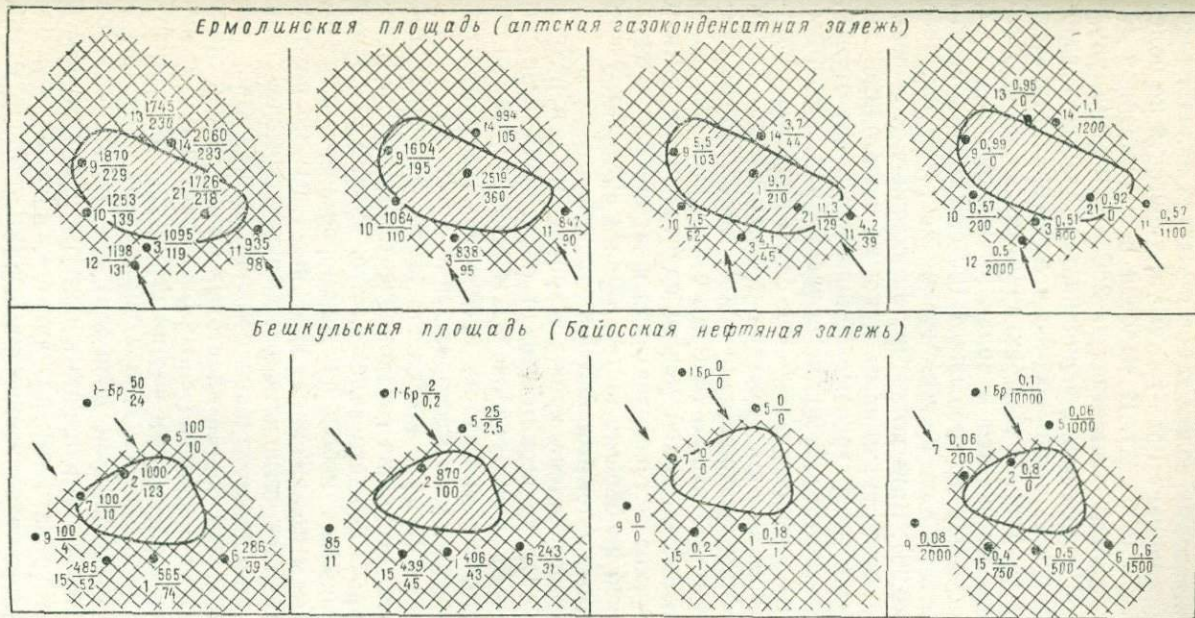


Рис. 21. Изменение газовой составляющей в водах продуктивных отложений кряжа Карпинского.

Составил Е. В. Стадник, 1969.

Показатели газоносности подземных вод: I — по общей газонасыщенности вод и упругости газов, II — по газонасыщенности и упругости суммы углеводородов, III — по тяжелым гомологам метана, IV — по коэффициенту насыщения вод газами. I — скважина; дробь для случая I — характеристика общей газонасыщенности вод и упругости газов; числитель — общая газонасыщенность в  $\text{см}^3/\text{л}$ , знаменатель — общая упругость в  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ; для II — характеристика газонасыщенности и упругости суммы углеводородных газов; числитель — газонасыщенность углеводородов в  $\text{см}^3/\text{л}$ , знаменатель — упругость углеводородных газов в  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ; для III — характеристика по тяжелым углеводородам; числитель — газонасыщенность тяжелых углеводородов в % объем., знаменатель — газонасыщенность в  $\text{см}^3/\text{л}$ ; для IV — характер фазового равновесия; числитель — коэффициент насыщения вод газами, знаменатель — примерное расстояние до контура нефтегазоносности в м; 2 — внешний максимальный контур нефтегазоносности; 3 — региональное направление движения подземных вод; 4 — предполагаемая область развития зоны взаимодействия залежей.

растая в водах подошвенных и тыловых частей до 72—85 см<sup>3</sup>/л (30—45%), т. е. более чем в 40—60 раз. Такая же резкая контрастность проявляется в изменении других газовых показателей (рис. 21). Так, в пластовых водах лобовых частей залежи газонасыщенность не превышает 100—150 см<sup>3</sup>/л, упругость не более 10—24 кгс/см<sup>2</sup> и  $p_r/p_v$  0,06—0,1. В тыловой и подошвенной зонах газонасыщенность вод возрастает до 286—1000 см<sup>3</sup>/л, упругость газов до 39—123 кгс/см<sup>2</sup>, а величина коэффициента газонасыщения до 0,4—0,8. Характерно, что в лобовой части залежи ореольное влияние залежи в водах практически не ощущается. Это четко прослеживается в водах приконтурной скв. 7, где газонасыщенность вод не превышает 100 см<sup>3</sup>/л, а упругость газов составляет всего лишь 10 кгс/см<sup>2</sup> при значительных его дефицитах ( $p_r/p_v=0,06$ ). Вниз по потоку за залежью зона взаимодействия прослежена скважинами пока на расстояние до 1,5 км. Интерполируя характер изменения газовых параметров по скважинам тыловых частей, можно полагать, что шлейф высокогазонасыщенных углеводородных вод здесь растянут в направлении движения потока на расстояние более 5 км. Таким образом, рассмотренный материал по водам Бешкульской байосской залежи свидетельствует о том, что в условиях глубокого нарушения геохимических связей между пластовыми водами и залежами зона взаимодействия отчетливо фиксируется в тыловых зонах, отмечаясь в лобовых частях лишь в пределах узкой полосы, непосредственно примыкающей к залежи.

В пределах южного склона кряжа Карпинского, в недрах которого существует гидрогеохимическая обстановка незначительного смещения фазового равновесия между залежами и подземными водами, изучены воды продуктивных горизонтов Ермолинского и Каспийского месторождений (рис. 21).

На Ермолинской площади в песчано-глинистой толще нижнего апта разведана газоконденсатная залежь. В северо-западной крыльевой части залежи, т. е. вниз по потоку подземных вод, выявлена небольших размеров нефтяная оторочка. Законтурные и подошвенные воды изучены по целому ряду скважин. Наиболее четко смещение зоны взаимодействия залежи под влиянием движения вод отмечается по воднорастворенным газам. Солевой состав пластовых вод, в том числе и концентрации сульфатов, практически не изменяется в скважинах, исследованных в различных частях структуры. Повсеместно высокие концентрации сульфатов в водах (это также относится и к залежам Каспийской площади) вне зависимости от положения скважины по отношению к контуру продуктивности здесь можно рассматривать как результат «угнетенности» биохимических процессов, обусловленный высокими температурами недр, превышающими 90°С.

Общая газонасыщенность пластовых вод в лобовой части залежи варьирует в пределах 935—1198 см<sup>3</sup>/л, возрастая до 1726—

2060 см<sup>3</sup>/л в подошвенных водах и тыловых зонах, т. е. в среднем увеличивается почти в 2 раза. Общая упругость воднорастворенных газов при этом соответственно изменяется от 98—131 до 218—283 кгс/см<sup>2</sup>, а величина газонасыщения вод — от 0,5—0,67 до 0,92—1,1. Интересно сравнить параметры, полученные по скважинам, расположенным на сопоставимых расстояниях от контура залежи, но в различных частях структуры по отношению к региональному движению вод. Так, величины газовых параметров по скв. 11 и 14, находящимся примерно на одинаковых расстояниях от залежи (1200—1400 м), первая из которых пробурена в лобовой, а вторая в тыловой зоне, довольно резко отличаются друг от друга. В лобовой скв. 11 общая газонасыщенность пластовых вод составляет 935 см<sup>3</sup>/л, а в тыловой скв. 14 увеличивается до 2060 см<sup>3</sup>/л. Упругость газов при этом возрастает от 98 до 283 кгс/см<sup>2</sup>. Аналогично поведение величины коэффициента  $p_g/p_v$  (рис. 21). Таким образом, в водах Ермолинской нижнемеловой залежи отчетливо фиксируется смещение зоны взаимодействия залежи в сторону регионального движения пластовых вод. Наиболее четко это проявляется по газонасыщенности пластовых вод, упругости газов и коэффициенту газонасыщения пластовых вод. Состав газа остается повсеместно углеводородным и практически не меняется с удалением от контура продуктивности.

На Каспийской площади выявлены нефтяные залежи в песчано-глинистых коллекторах байосских и нижеаптских отложений. Пластовые воды продуктивных горизонтов здесь изучены по целому ряду скважин (рис. 21). В отличие от газоконденсатной залежи Ермолинской площади в пластовых водах нефтяных залежей Каспийского месторождения смещение зоны взаимодействия по потоку довольно четко проявляется по тяжелым углеводородам. Так, в лобовой зоне байосской залежи (скв. 8, 10, 20, 26, 30) концентрация тяжелых углеводородов составляет 8,8—34,6 см<sup>3</sup>/л (1,1—4,3%), возрастая в подошвенных водах и тыловых частях залежи до 67—498 см<sup>3</sup>/л (6—30%). Подобная картина прослеживается также в водах нижеаптской залежи. Здесь в пробах, отобранных в лобовых скважинах 21, 10, 9, 7, содержание тяжелых углеводородов варьирует в пределах 19—24 см<sup>3</sup>/л (3,3—5,7%), а в водах тыловой зоны (скв. 18, 20) возрастает до 71—79 см<sup>3</sup>/л (6,8—7,9%), т. е. практически в 3—4 раза. В тыловой части структуры даже на значительном удалении от залежи (до 7 км по скв. 20) концентрация ТУ в пластовых водах остается высокой (до 71 см<sup>3</sup>/л). Аналогичные закономерности прослеживаются и по сумме углеводородных газов (рис. 21).

Смещение зоны взаимодействия залежей в сторону регионального потока подземных вод в пределах законтурных частей нефтяных залежей Каспийской площади также довольно хорошо фиксируется по газонасыщенности вод, упругости газов и ве-

личине коэффициента газонасыщения пластовых вод (рис. 21). Так, в водах лобовой области аптской залежи по скважинам, различно удаленным от контура нефтеносности, в том числе и по приконтурным, газонасыщенность пластовых вод не превышает 400—868 см<sup>3</sup>/л, упругость — 55—96 кгс/см<sup>2</sup> и  $\rho_{г}/\rho_{в}$  — 0,26—0,43. В тыловой части залежи газонасыщенность возрастает до 1000—1122 см<sup>3</sup>/л, упругость — до 110—135 кгс/см<sup>2</sup>,  $\rho_{г}/\rho_{в}$  — до 0,6—0,61. Влияние залежи в тыловой области здесь прослежено на расстояние до 7 км, в то время как в водах лобовых частей зона взаимодействия залежи не распространяется более чем на 1—2 км.

Подобные закономерности в изменении газонасыщенности вод, упругости газов и коэффициента  $\rho_{г}/\rho_{в}$  отмечаются также в водах байосской нефтяной залежи (рис. 21). Однако расстояние, на которое прослеживается зона взаимодействия байосской залежи в водах лобовой и тыловой частей структуры, по сравнению с аптскими залежами несколько сокращается. Сужение зоны взаимодействия вокруг байосских залежей свидетельствует о большем сдвиге фазового равновесия в подземных водах юрских отложений.

## Глава VII

### ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ ПО ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ

В последние годы наблюдается снижение прироста запасов газа в основных газодобывающих районах Европейской части СССР. Очевидно, существенный рост добычи газа в Европейской части страны на тот или иной длительный период может быть обеспечен лишь открытием новых высокоперспективных газоносных районов, новых крупных месторождений газа. В этом плане существенный интерес представляют Прикаспийская впадина и ее ближайшее обрамление. К тому же этот уникальный осадочный бассейн расположен близко к промышленным районам Европейской части страны и освоение его может принести большую экономическую выгоду.

Изложенные в предыдущих главах данные по подземным водам Прикаспийской впадины позволяют дифференцированно оценить перспективы нефтегазоносности выделенных гидрогеологических этажей и установить наиболее перспективные направления для постановки поисково-разведочных работ.

## Перспективы нефтегазоносности докунгурского подсолевого гидрогеологического этажа

Выше отмечалось, что в отложениях подсолевого палеозоя Прикаспийской впадины и его ближайшего обрамления содержатся практически бессульфатные высокометаморфизованные хлоркальциевые рассолы с минерализацией более 200—250 г/л, с повышенным содержанием йода и брома. Водоносные горизонты и комплексы подсолевого гидрогеологического этажа залегают преимущественно в зоне весьма затрудненного водообмена. И лишь на крайних восточных площадях пластовые воды палеозоя низкоминерализованные, пестрого химического состава. Все это указывает на исключительно благоприятные условия для сохранения залежей углеводородов в большинстве районов впадины.

Прямыми показателями нефтегазоносности недр являются растворенные газы пластовых вод. Состав газов пластовых вод подсолевого палеозоя исключительно метановый при достаточно высокой газонасыщенности — от 800 до 2940 см<sup>3</sup>/л. Упругость газа изменяется от 100 до 460 кгс/см<sup>2</sup>. По скважинам восточной окраины впадины, северной и западной прибортовых зон дальнего Саратовского Заволжья, Приволжской моноклинали Преддонбасской депрессии пластовые воды подсолевого палеозоя характеризуются предельным насыщением ( $p_r/p_v \geq 1$ ). Все это позволяет отнести внешние и внутренние прибортовые районы впадины к исключительно высокоперспективным в отношении нефтегазоносности районам.

Характер нарастания газонасыщенности пластовых вод к Прикаспийской впадине (см. рис. 19), наличие предельно насыщенных вод в прибортовых зонах и по восточной окраине впадины позволяют предполагать, что и в недрах самой впадины воды подкунгурских гидрогеологических комплексов предельно насыщены углеводородными газами.

При планировании геологоразведочных работ важное значение приобретает прогнозирование качественного состава залежей. Газонасыщенность пластовых вод нефтегазоносных бассейнов позволяет выполнить это прогнозирование и на его основе направленно проводить поиски залежей нефти и газа. Метановый состав растворенных газов и предельная газонасыщенность подземных вод позволяют считать, что в прибортовых районах и в недрах самой впадины развиты преимущественно газовые и газоконденсатные залежи. Этому не противоречат как геологические данные, так и региональные закономерности нефтегазоносности в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. По мнению ряда геологов, подсолевые отложения Прикаспийской впадины, по-видимому, будут представлены формациями доманикского типа и песчано-глинистыми, в значительной мере субугленосными толщами последующей компенса-

ции (В. Л. Соколов, 1966 и др.). Значительная глубина залегания палеозоя — от 2—3 км в прибортовых зонах до 8—10 км в центральных районах — и, соответственно, жесткие термодинамические условия в недрах впадины предопределяют преобразование рассеянного органического вещества пород по газовому ряду.

Потенциальные возможности подсолевых отложений Прикаспийской впадины и прибортовых районов следует оценивать весьма высоко: суммарное количество растворенных газов в пластовых водах палеозойских отложений составляет около 664 трлн. м<sup>3</sup> (табл. 12). Эти объемы вполне сопоставимы с суммарным количеством растворенных газов в пределах уникального Западно-Сибирского нефтегазозоносного бассейна. При коэффициенте залежеобразования 0,1 ожидаемые промышленные запасы в недрах впадины составят 66 трлн. м<sup>3</sup>.

В качестве первоочередного объекта разведки на газ в прибортовых районах рекомендуется зона метановых газов. Первоочередными в этой зоне являются районы, где развита региональная покрывка кунгурской соленосной толщи. В указанных районах в качестве перспективных на газ должны рассматриваться в первую очередь нижнепермские и каменноугольные отложения, залегающие под соленосной толщей. По северному, западному и восточному обрамлениям Прикаспийской впадины зона метановых газов с наличием кунгурской соленосной толщи занимает обширную площадь, в связи с чем здесь существует реальная возможность открытия крупных и крупнейших месторождений углеводородного газа. Высокая оценка зоны метановых газов подтверждается открытием уникального Оренбургского газового месторождения. Есть основание считать, что это месторождение в зоне метановых газов юго-востока Русской платформы не единственное.

Высокая газонасыщенность (с преимущественным содержанием метановых газов) пластовых вод палеозоя в прибортовой зоне впадины обусловлена миграцией углеводородсодержащих вод из недр впадины. В прибортовой зоне создавались благоприятные условия для дегазации пластовых вод: здесь происходило резкое снижение пластовых давлений и температур, в силу чего значительные объемы газа выделялись в свободную фазу и формировали залежи. Длительность и устойчивость прогибания впадины способствовали выжиманию к бортовому уступу значительных объемов флюидов и выделению из пластовых вод больших объемов газа, которые могли формировать уникальные месторождения газа. Таким образом, прибортовые площади Волгоградской, Саратовской, Оренбургской и Актюбинской областей являются высокоперспективными для поисков газа по всему разрезу палеозоя.

Бесспорно, и во внутренних районах впадины палеозойские отложения высокоперспективны на газ. Однако они здесь за-

Баланс газов, растворенных в подземных водах Прикаспийской впадины

Водоносный комплекс	Тип газа	Площадь, км <sup>2</sup>	Мощность водо-вмещающих пород, км	Объем породы, км <sup>3</sup>	Средняя пористость	Объем воды в породах, км <sup>3</sup>	Газо-насыщенность вод, км <sup>3</sup> /км <sup>3</sup>	Объем газа в воде, км <sup>3</sup>	Объем газовых компонентов, км <sup>3</sup>	
									N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
Подсолевой палеозой	Метановый . . . . .	885000	5,0	4425000	0,10	442500	1,50	663750	19912,50	597375,0
Пермоярусный	Азотный . . . . .	125000	1,0	125000	0,15	18750	0,30	5625	4781,25	562,5
	Смешанный . . . . .	280000	2,0	560000	0,25	84000	0,50	42000	18900,00	20580,0
	Метановый . . . . .	460000	3,0	1380000	0,10	138000	0,70	96600	3864,00	86940,0
Юрско-меловой	Азотный . . . . .	180000	1,0	180000	0,20	36000	0,20	7200	6120,00	864,0
	Смешанный . . . . .	350000	1,0	350000	0,20	70000	0,50	35000	18900,00	14000,0
	Метановый . . . . .	442000	2,0	884000	0,25	132600	0,60	79560	5171,40	71604,0
Палеоген-неогеновый	Азотный . . . . .	219000	0,5	109500	0,20	21900	0,10	2190	1905,30	131,0
	Смешанный . . . . .	295000	1,0	295000	0,20	59000	0,15	8850	327,45	4557,6
	Метановый . . . . .	273000	2,0	546000	0,15	81900	0,50	4095	327,60	3685,0

Водоносный комплекс	Тип газа	Объем газовых компонентов, км <sup>3</sup>			Объем газов в водах комплекса, км <sup>3</sup>	Суммарный объем газовых компонентов в водах комплекса, км <sup>3</sup>				
		ТУ	СН <sub>4</sub> +ТУ	СО <sub>2</sub>		N <sub>2</sub>	СН <sub>4</sub>	ТУ	СН <sub>4</sub> +ТУ	СО <sub>2</sub>
Подсолевой палеозой	Метановый . . . . .	33187,5	630562,00	13275,0	663750	19912,5	597375,0	33187,50	630562,50	132756,00
	Пермотриасовый									
	Азотный . . . . .	5625,0	618,75	225,0	144225	27545,2	108082,5	6146,25	114228,75	2451,00
	Смешанный . . . . .	1260,0	21840,00	1260,00						
	Метановый . . . . .	4830,0	91770,00	966,0						
Юрско-меловой	Азотный . . . . .	36,0	900,00	180,0	121760	30191,4	86468,0	1579,40	88047,40	3521,20
	Смешанный . . . . .	350,0	14350,00	1750,0						
	Метановый . . . . .	1193,7	72797,40	1591,2						
Палеоген-неогеновый	Азотный . . . . .	0,438	131,40	153,3	51990	8455,8	8373,6	65,16	8439,37	1741,01
	Смешанный . . . . .	44,250	4602,00	973,5						
	Метановый . . . . .	20,480	3706,00	614,3						
Итого . . . . .					981725	86104,9	800299,1	40978,3	841278,02	20988,12

легают на значительных глубинах и их освоение ограничено возможностями буровой техники.

### *Перспективы нефтегазоносности верхнепермско-мезозойского гидрогеологического этажа*

Гидрогеологические условия верхнепермско-мезозойского этажа также благоприятны для формирования и сохранения залежей углеводородов. В отложениях этажа пластовые воды преимущественно хлоркальциевого типа различной минерализации. Исключение составляют зоны окраинных и восточных районов бассейна, где известны воды сульфатно- и гидрокарбонатнонатриевого и хлормagneйного типов низкой минерализации. В соответствии с этим в окраинных и восточных районах бассейна водоносные горизонты и комплексы верхнепермского-мезозойского этажа залегают в зоне свободного водообмена, на **остальной территории** — в зоне застойного или затрудненного режима.

При дифференцированной оценке перспектив газоносности надсолевых палеозойско-мезозойских отложений определяющим фактором представляется выявленная зональность растворенных газов. В северной части восточной половины впадины выделяется зона азотных вод: в водах пермо-триасовых отложений увеличивается доля метана вплоть до образования зоны азотно-метановых газов. Южнее, в Южно-Эмбенском нефтеносном районе, по всем комплексам, кроме альб-сеноманского, растворенные газы азотно-метановые, а в альб-сеномане — азотные. В западной половине Южно-Эмбенского палеозойского поднятия состав растворенных газов преимущественно метановый. В междуречье Урал—Волга состав газов метановый; лишь в окраинных частях он становится азотно-метановым, реже азотным (Шунгай).

Выделенные зоны растворенных газов объединяются в две крупные геохимические провинции: на востоке — азотных, реже азотно-метановых вод, на западе — преимущественно метановых, реже азотно-метановых вод. Граница между этими провинциями условно проводится по р. Урал. Различие зон по газовому составу хорошо согласуется и с гидрохимической характеристикой подземных вод. Геохимическим провинциям соответствуют специфические зоны нефтегазонакопления: на востоке — зона преимущественно нефтенакопления, на западе — газонакопления и, возможно, газонфтенакопления; последнее фиксируется и по различной насыщенности пластовых вод: если на западе в междуречье Урал — Волга давление насыщения достигает 200—300 кгс/см<sup>2</sup>, то на востоке оно обычно не превышает 10—20 кгс/см<sup>2</sup>. В силу этого восточная половина впадины перспективна преимущественно на нефть, западная — на газ.

Рассматривая характер газонасыщения пластовых вод над-

солевых палеозойско-мезозойских отложений в междуречье Урал — Волга, можно отметить, что с увеличением стратиграфической глубины повышаются количество растворенных газов, их суммарная упругость и коэффициент насыщения. В составе газов с глубиной увеличивается содержание метана и тяжелых углеводородов. Следовательно, от верхнего мела к пермо-триасу перспективы газоносности улучшаются.

В западной половине впадины генерировалось значительное количество углеводородного газа. Несмотря на множество инфильтрационных циклов, его было достаточно для полного насыщения пластовых вод, дальнейшего выделения в свободную фазу и формирования залежей. Однако условия для сохранения газовых залежей, сформировавшихся на крыльях соляных куполов, были весьма неблагоприятными. Если на склонах соляных куполов Южной Эмбы нефть могла сохраниться, то газовые залежи легко разрушались путем эффузии и диффузии газа.

Испытанные скважины в западной половине впадины расположены преимущественно в присводовых частях соляных куполов. Последние во время денудационных циклов выводились на дневную поверхность, и в присводовых частях происходила инфильтрация атмосферных осадков, приводящая к разбавлению пластовых вод и снижению их газонасыщенности. На далеких погружениях куполов следует ожидать повышения газонасыщенности, а в межкупольных пространствах — высокогазонасыщенных пластовых вод. Имеющиеся данные (см. табл. 7) не противоречат сказанному. Так, на куполе Болганмола были исследованы скв. 5 и 8. По скв. 5 в интервале 829—842 м газонасыщенность составила  $242 \text{ см}^3/\text{л}$ , упругость —  $40,8 \text{ кгс}/\text{см}^2$ ,  $p_{\text{г}}/p_{\text{в}}$  — 0,44. В скв. 8 надсолевые отложения исследованы на глубоком погружении, в интервале 2233—2250 м. Газонасыщенность составила  $775 \text{ см}^3/\text{л}$ , упругость газа— $215,5 \text{ кгс}/\text{см}^2$ ,  $p_{\text{г}}/p_{\text{в}}$ —0,98, т. е. пластовые воды почти полностью насыщены. На куполе Акоба восточная пластовые воды триаса в интервале 2313—2325 м и оказались полностью насыщенными.

Такой характер изменения газонасыщенности позволяет ожидать открытия газовых залежей на непрорванных соляных куполах и в межкупольных структурах. Размеры залежей будут зависеть от размеров газосборных площадей и газосодержащих структур.

Другим объектом, перспективным в отношении газоносности, являются краевые структуры. Если в центральной части междуречья ввиду интенсивного диапиризма газовые залежи на крыльях структур прорванных соляных куполов могли разрушаться, то к окраинам впадины по мере затухания соляной тектоники и появления непрорванных соляных структур условия для сохранности залежей газа улучшаются. Поэтому распространенные по окраине впадины линейно вытянутые соляные антиклинали могут представить интерес для поисков залежей газа.

Третьим объектом разведки на газ могут быть те межкупольные зоны, где соль оказалась выжатой, и на карбонатных породах верхнего палеозоя залегают терригенные осадки перми и триаса. В последнем случае, кроме сингенетического газа, в формировании залежей существенную роль могут играть газы пластовых вод подсолевых палеозойских отложений (В. Л. Соколов, Г. А. Кричевский, 1966). Ожидаемые промышленные запасы газа в верхнепермско-мезозойском этаже оцениваются весьма высоко. Суммарное количество растворенных газов в пластовых водах этажа составляет около 260 трлн. м<sup>3</sup> (табл. 12). При принятом коэффициенте залежеобразования 0,1 ожидаемые промышленные запасы составят 26 трлн. м<sup>3</sup>.

### *Перспективы нефтегазоносности покровного гидрогеологического этажа*

Первоначально большинство исследователей обосновывало высокую оценку перспектив газоносности Прикаспийской впадины наличием многочисленных поверхностных газопроявлений и сходством геологического строения впадины с солянокупольной областью Голф-Коста. Так как поверхностные газопроявления, газовые выбросы и газирование скважин приурочены к неогеновым отложениям (преимущественно к плиоцену), при оценке перспектив нефтегазоносности существенное значение имеет выяснение природы плиоценового газа. Если он продуцируется самими газомещающими толщами, то неогеновый этаж будет иметь самостоятельное значение и газопроявления из него не будут указывать на газоносность нижезалегающих мезозойских толщ. В противном случае весь разрез надсолевых отложений можно рассматривать как единый нефтегазоносный этаж, и по газопроявлениям в плиоцене следует проводить поиски залежей газа в подстилающих толщах.

В настоящее время накоплено большое количество данных по глубинной геологии и гидрогеологии Прикаспийской впадины. Эти данные (особенно по газоносности подземных вод) однозначно указывают на высокие перспективы нефтегазоносности палеозойских и мезозойских отложений впадины. Забегая вперед, отметим, что и плиоценовые отложения по газонасыщенности подземных вод мы оцениваем как высокоперспективные на газ. Поэтому вопрос о природе плиоценового газа потерял свое значение для оценки потенциальных возможностей мезозоя и палеозоя впадины. Однако вопрос этот по-прежнему важен для определения мест концентрации поисково-разведочных работ (вплоть до определения мест заложения глубоких скважин).

Многие исследователи считают плиоценовый газ глубинным (В. Н. Бирюков, Ю. Я. Кузьмин, 1960; Ю. М. Васильев, О. С. Обрядчиков, 1962; Л. Ф. Волчегурский, И. Г. Маркина, 1964; М. М. Чарыгин и др., 1964 и др.). Однако имеющиеся

данные по газовой фазе пластовых вод мезозойской-кайнозойских отложений указывают на существенное различие газов плиоцена и нижележащих комплексов (табл. 13, приложение).

Если во внутренних частях бассейна содержание метана в газах плиоцена составляет 85—96%, то в нижележащих комплексах оно снижается до 64—66%, а в верхнемеловом комплексе углеводороды полностью отсутствуют. Тяжелые углеводороды в газах неогена либо отсутствуют, либо обнаружены в виде следов; в нижележащих комплексах они содержатся повсеместно, местами их концентрация достигает 10% и более.

Не меньшая разница наблюдается и в содержании азота: в неогене оно составляет 3,8—13,6%, в нижележащих комплексах 13—32,5%. Относительный возраст газа, определенный гелий-аргоновым методом, изменяется для неогена от 10 до 15 млн. лет, что соответствует плиоцену. Для нижележащих комплексов диапазон колебания коэффициента  $He/Ar$  составляет 0,8—3,56, т. е. возраст газов изменяется от верхнемелового до пермского. Воды плиоцена в зоне отсутствия влияния инфильтрационных вод предельно газонасыщены, в нижележащих комплексах коэффициент насыщения меньше 1. Газы неогеновых отложений также существенно отличаются от более глубоко залегающих газов по изотопному составу углерода (табл. 14).

Таким образом, есть полное основание говорить о самостоятельности плиоценового нефтегазоносного этажа. В виду сильной дизъюнктивной нарушенности слагающих бассейн осадков поступление глубинного газа не отрицается, однако в общем балансе углеводородов плиоцена он играет подчиненную роль.

При оценке перспектив газонасыщенности плиоценовых отложений мы исходим из анализа особенностей гидрогеологического развития нефтегазоносного бассейна плиоцена. Воды плиоценовых отложений во внутренних частях бассейна характеризуются предельной газонасыщенностью (см. рис. 20). Газометрические исследования скважин указывают на высокую газонасыщенность и глинистых толщ. В разрезе отложений плиоцена преобладают глинистые породы и, следовательно, в балансе углеводородов существенную, если не основную, роль должны играть углеводороды глинистых перекрытий. При указанных особенностях геолого-гидрогеологического строения нефтегазоносного бассейна в процессах формирования залежей важное значение приобретают интенсивность поступления углеводородов из глинистых толщ в коллекторские и условия перераспределения углеводородов в коллекторе между пластовыми водами и ловушками.

Углеводородные газы глинистых перекрытий выжимаются совместно с седиментационными водами в виде пластовых растворов. В связи с изменением давления от внутрипорового в глинах до гидростатического в коллекторе какое-то количество углеводородов выделяется в свободную фазу и концентрируется

Состав и количество растворенных газов надсолевых отложений Прикаспийской впадины  
в закрытых структурах

Гидрогеологический комплекс	Состав газа, % объем.				$\frac{\text{He}}{\text{Ar}}$	Количество газа, см <sup>3</sup> /л	Упругость газа, кгс/см <sup>2</sup>	$p_T/p_B$
	CH <sub>4</sub>	TU	H <sub>2</sub> +CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>				
Неогеновый . . . . .	85—96	Следы	0,3—0,9	13,6—6,8	0,10—0,15	50—969	До 56	0,6—1,0
Верхнемеловой . . . . .	Нет	Нет	0,3	99,2	—	109	37	0,24
Альб-сеноманский . . . . .	79,5	0,23	0,4	19,1	0,91	315	56	0,31
Неокомский . . . . .	66—96	0,0—0,4	0—0,9	3,7—32,5	0,85	206—277	33—68	0,37
Верхнеюрский . . . . .	69—77	0,5—4,7	0,0—0,6	14,2—20,5	1,50	309—537	129	0,54
Нижне-среднеюрский . . . . .	68—94	0,07—10,2	0,3—2,3	13,0—26,0	0,39—2,62	318—592	61—171	До 0,89
Пермо-триасовый . . . . .	64—92	До 6,4	0,4—5,2	4,4—28,2	1,44—3,56	153—910	43—287	0,45—0,95

Химический и изотопный состав углеводородных газов юго-западного обрамления Прикаспийской впадины  
(по данным ВНИИЯГ, 1969 г.)

Месторождение, скважина	Глубина, м	Возраст водо- емких пород	Содержание, % объем.			Метан $\delta^{13}C$ , %	Углекислота $\delta^{13}C$ , %
			CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	TV		
УРБ (свободный газ) . . . . .	79,1	Q	1,74	90,84	—	-8,94	—
УРБ (растворенный газ) . . . . .	79,1	Q	13,05	21,9	0,042	-8,45	-1,97
Олейниковское . . . . .	260—280	N <sub>2</sub> ap	36,96	30,84	—	-6,91	-1,69
» . . . . .	170—200	N <sub>2</sub> ap	40,65	31,25	—	-8,3	-1,84
Тинакское . . . . .	300—350	N <sub>2</sub> ap	Следы	92,36	—	-8,67	-1,96
Промысловское, 23 . . . . .	422—428	K <sub>2</sub>	—	—	—	-5,54	Нет данных
Олейниковское, 16 . . . . .	538—541	K <sub>2</sub>	—	93,7	1,57	-5,87	То же
Тенгутинское, 140 . . . . .	499—506	K <sub>2</sub>	—	—	—	-5,12	»
Промысловское, 31 . . . . .	761—765	K <sub>1</sub>	3,4	78,03	4,87	-4,69	»
» 65 . . . . .	742—762	K <sub>1</sub>	1,2	90,03	0,36	-4,59	»
» 10 . . . . .	750—756	K <sub>1</sub>	0,41	84,84	0,42	-5,05	»
» 27 . . . . .	756—759	K <sub>1</sub>	1,38	87,16	0,42	-5,17	»
» 26 . . . . .	754—759	K <sub>1</sub>	2,56	86,21	0,63	-5,1	»
» 33 . . . . .	761—764	K <sub>1</sub>	0	86,75	0,27	-5,04	»
» 16 . . . . .	754—770	K <sub>1</sub>	0	93,65	0,44	-4,98	»
» 19 . . . . .	755—771	K <sub>1</sub>	3,71	87,5	0,35	-4,8	»
Олейниковское, 174 . . . . .	885—897	K <sub>1</sub> al	3,57	80,48	1,78	-5,05	»
» 15 . . . . .	884—895	K <sub>1</sub> al	0,89	89,79	2,54	-5,86	»
» 6 . . . . .	953—960	K <sub>1</sub> al	—	71,92	15,67	-4,73	»
» 140 . . . . .	965—969	K <sub>1</sub> al	0,91	74,69	9,96	-4,82	»
» 112 . . . . .	970—971	K <sub>1</sub> al	—	—	—	-4,85	»
Тенгутинское, 80 . . . . .	980—984	K <sub>1</sub> al	—	—	—	-4,17	»
» 159 . . . . .	997—1000	K <sub>1</sub> al	—	—	—	-4,85	»
» 103 . . . . .	1022—1026	K <sub>1</sub> al	—	—	—	-5,15	»
Цубукское, 13 . . . . .	943—945	K <sub>1</sub> al	—	—	—	-4,83	»
Межевское, 37 . . . . .	871—873	K <sub>1</sub> al	—	—	—	-5,05	»

в залежь. Кроме того, значительные объемы газов эмигрируют из глинистых толщ в результате прорывов пузырьков и струй газа и путем диффузии. Интенсивность эмиграции углеводородных газов из глинистых пород с поровыми водами в виде струйных потоков зависит от геостатического давления и диагенеза пород, что в свою очередь определяется мощностью отложений и количеством времени, прошедшего с момента отложения осадков.

При перераспределении углеводородов между пластовыми водами и ловушками существенное значение имеют гидрогеологические условия. В случае высокой застойности пластовых вод газосборный участок ограничится площадью гипсометрического влияния структуры, в результате количество газа может оказаться недостаточным для формирования сколько-нибудь значительного промышленного скопления. При более активном гидродинамическом режиме с соблюдением условия закрытости структур и пластов углеводороды между пластовыми водами и ловушками перераспределяются более интенсивно: через ловушку транспортируются большие объемы высокогазонасыщенных пластовых вод, в результате чего происходит разгрузка избыточного газа и формирование крупных залежей.

Рассматривая с этих позиций плиоценовый нефтегазоносный бассейн, можно отметить, что в окраинных его частях, где распространены преимущественно слабоминерализованные сульфатнонатриевые, гидрокарбонатнонатриевые и хлормагниево-натриевые воды, поступающие в водонапорную систему углеводороды уничтожаются геохимически активными инфильтрационными водами. В северной половине бассейна в гидрогеологически закрытой зоне хлоркальциевых вод состав растворенных газов метановый и давления насыщения близки к гидростатическим. Здесь же широко развиты естественные газопроявления, газирование скважин и выбросы газа, однако крупных месторождений его не установлено. Такой характер газоносности северной половины междуручья Урал — Волга объясняется малыми мощностями (300—450 м) неоген-четвертичных отложений, которые обусловили как незавершенность, так и медленное течение процессов перераспределения углеводородов между глинистыми покровками и пластовыми водами. Однако газа оказалось достаточно для насыщения пластовых вод, и избыток его разгружался в структурных условиях. Но из-за слабой выраженности структур и высокой застойности недр газосборные площади для залежей ограничиваются площадями структур, что обуславливает малые запасы газа в залежах.

К югу по мере роста геостатических давлений (мощности плиоценовых отложений достигают 800—1000 м и более) перераспределение углеводородов проходит в более благоприятных условиях. Пластовые воды здесь содержат большие объемы газов, и, следовательно, здесь более вероятна возможность формирования крупных скоплений углеводородов. Вследствие зна-

чительного возрастания мощностей глинистых пачек общий объем выжимаемых из них флюидов также велик, что создает более подвижную гидродинамическую среду, тем самым увеличивая газосборную площадь отдельных ловушек. Вероятно, не случайно вдоль северной границы Рын-песков за последние годы были открыты Аукетайчагыльская, Саралжинская и Песчаная залежи газа. Формирование их следует связывать со струйной миграцией газа и выжиманием высокогазонасыщенных пластовых вод из зоны повышенных мощностей Рын-песков. Еще южнее, на территории Рын-песков, в отложениях неогена существует реальная возможность открытия крупных скоплений газа.

Высокая перспективность в целом палеоген-неогеновых отложений Прикаспийской впадины подтверждается суммарным количеством газов, растворенных в пластовых водах. Эта величина для вод палеогеновых и неогеновых отложений достигает 52 трлн. м<sup>3</sup>. Отсюда ожидаемые промышленные запасы составляют около 5 трлн. м<sup>3</sup>.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Солянокупольная область Северного Прикаспия является одним из крупнейших нефтегазоносных бассейнов мира. В связи с расположением вблизи от промышленных центров Европейской части страны ее освоение сулит большие экономические преимущества по сравнению с другими нефтегазоносными бассейнами СССР. Ранее оценка перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов Прикаспийской впадины осуществлялась преимущественно на основании общегеологических предположений и по наличию многочисленных поверхностных газопровывлений. Изучение гидрогеологических условий впадины, особенно газового состава подземных вод, делает наши прогнозы более уверенными.

По имеющимся данным, в осадочном разрезе впадины выделяются три гидрогеологических этажа: подсолевой палеозойский, надсолевой палеозой-мезозойский и покровный. Все они характеризуются исключительно высокими перспективами газоносности. Последнее подтверждается гигантским количеством растворенных газов в пластовых водах: в подсолевом палеозое 664 трлн. м<sup>3</sup>, в палеозой-мезозойском этаже 260 трлн. м<sup>3</sup> и в покровном этаже 52 трлн. м<sup>3</sup>. В соответствии с большими объемами растворенных газов ожидаются и большие промышленные запасы.

Для палеозойского подсолевого этажа первоочередными объектами разведки являются северные и западные прибортовые районы в пределах распространения зоны метановых газов и восточные районы впадины. В прибортовых районах существуют исключительно благоприятные условия для формирования уникальных газовых месторождений по всему разрезу подсо-

левого палеозоя. Длительность и устойчивость прогибания впадины способствовали выжиманию к бортовым уступам значительных объемов флюидов и выделению из пластовых вод больших объемов газа, которые могли формировать уникальные месторождения газа. Можно быть уверенным, что Оренбургское уникальное газовое месторождение не последнее в обрамлениях впадины.

Весьма высоки перспективы газоносности палеозойских отложений внутренних районов Северного Прикаспия. Однако освоение их задерживается большой глубиной их залегания и может быть осуществлено лишь при наличии соответствующей буровой техники.

Надсолевой палеозой-мезозойский гидрогеологический этаж характеризуется различными условиями нефтегазоносности на востоке и западе впадины. В восточной половине впадины, к востоку от р. Урал, выделяется зона преимущественного нефтенакопления, на западе — газонакопления и, возможно, газонефтенакопления. Газонасыщенность пластовых вод возрастает со стратиграфической глубиной и с удалением сводовых частей куполов к далеким крыльям. Это позволяет выделить в качестве перспективных объектов для обнаружения газовых залежей непрорванные соляные купола и межкупольные структуры. Другим объектом могут быть те межкупольные зоны, где соль оказалась выжатой, и на карбонатных породах верхнего палеозоя залегают терригенные осадки перми и мезозоя. Определенный интерес могут представить и краевые структуры — линейно вытянутые соляные антиклинали окраинных районов впадины.

Покровный гидрогеологический этаж может быть объектом разведки только на газ. Основные перспективы газоносности связаны с районом Рын-песков — здесь есть реальная возможность для открытия крупных скоплений газа.

Практически мы только приступаем к интенсивному освоению недр Прикаспийской впадины, которые содержат гигантские запасы углеводородов. Крайне важно освоить эти запасы с наименьшими затратами. В этом плане существенную помощь могут оказать разведчикам гидрогеологические исследования как в оценке крупных территорий и ресурсов углеводородов, так и при определении перспектив нефтегазоносности локальных структур. Поэтому тщательность и полнота гидрогеологических исследований являются необходимыми предпосылками повышения эффективности геологоразведочных работ.

Газоносность подземных вод

Площадь	№ скв.	Возраст	Интервал перфорации, м	Объем газа, см <sup>3</sup> /л	Состав газа,		
					CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Акобская	1	N <sub>2</sub> ар	200—205	110	2,64	0,00	15,00
»	1	N <sub>2</sub> ак	441—446	306	0,70	0,05	82,00
Болганмола	1	N <sub>2</sub> ар	113—120	—	40,43	—	22,55
Ганюшкино	2-оц	N <sub>2</sub> ар	112	—	1,30	—	91,20
Джаныбекская	2-оц	N <sub>2</sub> ар	210—214	279	0,30	0,30	0,00
»	6-оц	N <sub>2</sub> ар	375—370	185	2,95	0,00	4,66
Казталовская	1-оц	N <sub>2</sub> ар	273—278	407	0,62	3,72	85,34
»	1-оц	N <sub>2</sub> ак	372—367	358	0,10	2,50	82,56
Каспийская	1	N <sub>2</sub> ар	260—276	572	1,20	0,00	94,00
»	3	N <sub>2</sub> ар	247—262	—	0,50	0,00	0,00
»	8	N <sub>2</sub> ар	248—282	237	0,30	0,00	95,00
Новоказанская	8-оц	N <sub>2</sub> ак	540—543	969	0,30	0,01	95,80
Пятимарская	17-оц	N <sub>2</sub> ар	50—60	30	12,73	0,00	53,69
»	17-оц	N <sub>2</sub> ар	100—110	210	2,40	1,50	44,70
Порт-Артурская	5	N <sub>2</sub> ар	236—226	559	0,90	1,10	85,41
Саралжинская	1-р	N <sub>2</sub> ак	324—326	783	0,80	0,30	97,70
»	2-р	N <sub>2</sub> ар	140—137	65	2,60	0,00	20,66
»	11	N <sub>2</sub> ар	260—259	585	1,10	0,00	95,20
Урдинская	4-оц	N <sub>2</sub> ар	114—117	50	4,82	0,81	1,15
»	4-оц	N <sub>2</sub> ак	207—217	293	0,30	0,00	85,30
»	4-оц	N <sub>2</sub> ак	420—423	381	1,00	0,30	94,30
»	5-оц	N <sub>2</sub> ак	325—323	150	1,10	0,01	70,89
»	10-оц	N <sub>2</sub> ак	482—490	140	5,70	0,70	79,30
»	29	N <sub>2</sub> ар	250—253	90	0,29	9,10	25,43
Ушкультасская	25	N <sub>2</sub> ар	149—138	347	0,30	0,00	88,17
Гидрогеологическая	500	N <sub>2</sub> ар	74—82	18	13,04	0,00	0,00
»	501	N <sub>2</sub> ар	37—42	30	13,30	2,09	0,00
»	502	N <sub>2</sub> ар	16—24	32	39,00	7,00	0,00
»	503	N <sub>2</sub> ар	60	50	13,12	1,80	0,00
»	526	N <sub>2</sub> ар	107—115	251	5,74	0,00	94,26
»	601	N <sub>2</sub> ар	138	43	16,54	0,11	0,00
»	602	N <sub>2</sub> ар	100	37	2,40	0,20	0,00
»	715	N <sub>2</sub> ар	172—180	466	0,50	0,00	96,80
»	716	N <sub>2</sub> ар	103—117	213	2,42	0,00	97,58
Карагайская	1-В	N <sub>2</sub> ар	67	575	1,20	0,04	96,90
Эльтонская	30	N <sub>2</sub> ар	195—200	83	7,12	7,61	28,04
Маньчская	3	Pg <sub>2</sub>	350	—	1,40	0,00	82,30
Урдинская	29	Pg <sub>1</sub>	935—977	876	0,00	10,80	55,30
Ики-Бурульская	10	Pg <sub>2</sub>	280—287	—	0,40	0,00	88,38
»	11	Pg <sub>2</sub>	285—290	195	0,10	0,00	77,40
»	13	Pg <sub>2</sub>	240—243	304	0,80	0,00	82,90
Буранкуль	2-к	Pg	205—210	—	1,00	0,00	87,90
Халганская	10	Pg	518—522	—	1,02	0,00	—
Профильная	10	K <sub>2</sub>	1753—1755	—	1,83	0,04	85,45
Красно-Камышанская	25	K <sub>2</sub>	1837—1839	—	3,93	0,23	85,26
Верхняя Артезианская	2	K <sub>2</sub>	2214—2218	—	3,60	0,00	86,23
Шарын-Гольская	1	K <sub>2</sub>	1035—1034	—	2,43	—	77,90
Сайгачья	1	K <sub>2</sub>	755—761	—	1,32	0,10	89,60

Прикаспийской впадины

% объем.						Общая упругость газа, кгс/см <sup>2</sup>	Отношение общей упругости газа к гидростатическому давлению	He/Ar
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> + высшие	N <sub>2</sub> + R	He	Ar			
9	10	11	12	13	14	15	16	17
0,00	0,0	0,0	82,36	—	—	6,12	0,34	—
0,01	0,0	0,0	17,24	0,050	0,270	19,20	0,30	0,02
0,00	0,0	0,0	37,02	0,003	0,858	—	—	0,00
0,00	0,0	0,0	7,50	0,004	0,111	—	—	0,04
0,00	0,0	0,0	99,40	—	—	15,40	0,75	—
0,00	0,0	0,0	92,38	0,004	1,225	13,01	0,35	0,00
0,00	0,0	0,0	10,32	0,008	0,086	14,57	0,76	0,09
0,00	0,0	0,0	14,84	—	—	17,70	0,46	—
0,05	0,0	0,0	4,75	—	0,067	18,30	0,67	—
0,00	0,0	0,0	2,70	0,003	0,046	—	—	0,06
0,00	0,0	0,0	4,70	—	0,078	8,90	0,32	—
0,00	0,0	0,0	3,90	0,002	0,013	55,87	1,00	0,15
0,00	0,0	0,0	33,58	—	—	1,11	0,20	—
0,10	0,0	0,01	51,3	0,002	0,326	10,2	0,35	0,00
0,01	0,0	0,01	12,58	0,007	0,071	19,77	1,01	0,09
0,00	0,0	0,0	1,20	0,001	0,014	35,29	1,07	0,07
0,00	0,0	0,0	76,74	—	—	3,49	0,27	—
0,00	0,0	0,0	3,70	0,008	0,050	22,22	0,81	0,16
0,00	0,0	0,0	93,22	—	—	3,08	1,02	0,00
0,00	0,0	0,0	14,40	0,004	0,038	11,42	0,91	0,10
0,00	0,0	0,0	4,40	0,013	0,102	16,74	1,17	0,13
0,00	0,0	0,0	28,00	0,003	0,370	6,40	0,20	0,01
0,00	0,00	0,00	14,30	0,030	0,170	9,80	0,22	0,18
0,58	0,00	0,00	64,60	0,010	1,150	5,23	0,41	0,00
0,01	0,01	0,01	11,50	0,001	0,100	11,50	1,00	0,01
0,00	0,00	0,00	81,96	0,000	0,000	0,94	0,12	0,00
0,00	0,00	0,00	84,61	0,000	0,000	1,70	0,42	0,00
0,00	0,00	0,00	54,00	0,000	0,000	1,16	0,70	0,00
0,00	0,00	0,00	85,08	0,000	0,000	2,59	0,56	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	6,71	0,62	0,00
0,00	0,00	0,00	83,35	0,000	0,000	2,24	0,18	0,00
0,00	0,00	0,00	97,40	0,000	0,000	1,90	0,19	0,00
0,10	0,01	0,00	2,60	0,003	0,041	14,95	0,82	0,07
0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	5,91	0,54	0,00
0,10	0,15	0,00	1,61	0,010	0,021	16,76	2,40	0,48
2,53	0,13	0,08	54,49	0,005	0,537	7,55	0,58	0,01
0,01	0,00	0,00	16,29	0,083	0,177	—	—	0,00
0,91	0,01	0,00	32,98	0,008	0,159	80,70	—	0,00
0,64	0,09	0,04	10,5	0,028	0,107	—	0,73	0,00
0,94	0,13	0,01	21,50	0,110	0,025	9,36	0,54	0,26
0,00	0,00	0,00	16,30	0,146	0,141	13,55	0,87	1,04
0,00	0,00	0,00	11,1	0,0446	0,077	—	—	0,58
—	—	—	13,28	—	—	—	—	—
1,12	1,01	0,51	9,84	0,083	0,089	—	—	0,93
—	1,31	0,53	7,29	0,155	0,355	—	—	0,43
1,51	1,60	0,57	6,30	0,142	0,087	—	—	1,63
1,70	1,23	0,39	14,75	0,078	0,163	—	—	0,47
3,30	0,01	0,01	8,69	0,025	0,050	—	—	0,50

Площадь	№ скв.	Возраст	Интервал перфорации, м	Объем газа, см <sup>3</sup> /л	Состав газа.		
					CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Ики-Бурульская . . . . .	10	K <sub>2</sub>	398—400	222	0,40	0,00	67,36
Кульсары . . . . .	3-к	K <sub>2</sub>	93—122	—	54,10	0,00	0,80
Западный Нариман . . . . .	2	K <sub>2</sub> st	1550—1556	1090	0,30	0,50	0,00
Халганская . . . . .	10	K <sub>2</sub>	1083—1027	—	2,77	0,00	—
Мортук . . . . .	Г-19	K <sub>2</sub>	207—224	25	0,10	—	2,10
Кожжиде . . . . .	Г-49	K <sub>2</sub>	257—258	25	1,03	—	6,92
Тасчий . . . . .	Г-4	K <sub>1</sub> ap	294—298	22	0,31	0,00	3,49
Акжар . . . . .	Г-5	K <sub>1</sub> ap	367—370	208	0,10	0,00	83,42
» . . . . .	Г-8	K <sub>1</sub> ap	294—288	31	0,91	—	2,04
» . . . . .	Г-20	K <sub>1</sub> al	329—325	146	0,10	0,00	75,60
» . . . . .	Г-13	K <sub>1</sub> al	250—252	40	3,67	—	27,00
Хобдинская . . . . .	Скв.	K <sub>1</sub> al	160—300	28	13,90	—	0,94
		водяная					
Кара-Тюбе . . . . .	Г-1	K <sub>1</sub> ap	192—185	30	1,00	—	2,42
» . . . . .	Г-5	K <sub>1</sub> br	330—335	124	1,35	0,00	0,42
» . . . . .	Г-5	K <sub>1</sub> apt	440—448	211	5,14	—	82,97
» . . . . .	Г-14	K <sub>1</sub>	286—279	247	4,06	0,00	86,90
Аралсорская . . . . .	25	K <sub>1</sub> nc	2108—2105	277	0,10	0,30	66,23
» . . . . .	25	K <sub>1</sub> nc	2279—2275	309	0,60	0,90	77,00
Акобская . . . . .	32	K <sub>1</sub> nc	1214—1208	206	0,40	0,30	70,29
» . . . . .	32	K <sub>1</sub> nc	948—954	100	0,40	11,30	82,34
Зареченская . . . . .	26	K <sub>1</sub> nc	1293—1283	245	0,80	0,70	72,70
» . . . . .	26	K <sub>1</sub> alb	1180—1154	315	0,40	0,00	79,90
Урдинская . . . . .	5-оц	K <sub>1</sub>	640—647	217	0,90	0,10	78,60
Шунгайская . . . . .	31	K <sub>1</sub> nc	2086—2095	202	19,48	5,21	1,86
» . . . . .	31	K <sub>1</sub> ap	1847—1854	38	3,41	1,45	2,38
Западный Баксай . . . . .	Г-2	K <sub>1</sub>	507—518	382	1,60	0,00	92,00
» . . . . .	Г-3	K <sub>1</sub>	407—432	441	0,50	1,00	—
» . . . . .	Г-3	K <sub>1</sub>	375—388	428	0,40	0,18	96,70
Мунайли . . . . .	1а-к	K <sub>1</sub> alb <sub>3</sub>	185	—	39,80	0,00	0,70
Ушкан . . . . .	8-к	K <sub>1</sub> alb <sub>3</sub>	312	—	16,40	0,00	—
Южный Саргамыс . . . . .	2-в	K <sub>1</sub> alb <sub>3</sub>	892—897	—	0,20	0,00	71,80
Туресай . . . . .	3-в	K <sub>1</sub> alb <sub>3</sub>	623—645	—	1,70	0,00	—
Агнияз . . . . .	1	K <sub>1</sub> apt	615—619	—	32,50	0,00	—
Корсак . . . . .	16	K <sub>1</sub> alb <sub>2</sub>	483—494	—	63,80	0,00	—
» . . . . .	7	K <sub>1+2</sub>	360—395	44	1,94	0,00	20,98
» . . . . .	383	K <sub>1+2</sub>	500	—	0,20	0,00	35,90
Жантай . . . . .	7-в	K <sub>1</sub> alb <sub>3</sub>	589—658	—	55,50	0,00	—
Карачунгул . . . . .	19-к	K <sub>1</sub> alb <sub>3</sub>	218—245	—	58,30	0,00	—
Теректасай . . . . .	37	K <sub>1+2</sub> alb+cm	—	58	22,50	0,00	32,00
Комсомольская . . . . .	12	K <sub>1</sub> alb+cm	361—366	24	0,92	—	—
Искине . . . . .	170	K <sub>1+2</sub>	107—110	25	1,65	0,00	—
» . . . . .	61	K <sub>1</sub> ap	862—778	568	1,56	0,00	51,60
Байчунас . . . . .	257	K <sub>1</sub>	330—335	49	4,24	0,00	76,15
Терензюзук . . . . .	210	K <sub>1</sub> alb <sub>3</sub>	328—331	29	0,30	0,00	23,00
» . . . . .	210	K <sub>1</sub> alb <sub>3</sub>	328—331	—	44,8	0,00	0,30
» . . . . .	176-к	K <sub>1</sub> alb <sub>3</sub>	237—400	—	70,3	0,00	—
Косчагыл . . . . .	330	K <sub>1</sub> nc	305—317	24	1,33	0,00	65,90

% объем.						Общая упру- гость газа, кгс/см <sup>2</sup>	Отношение об- щей упруго- сти газа к гидростатиче- скому давле- нию	He/Ar
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> + выше	N <sub>2</sub> + R	He	Ar			
9	10	11	12	13	14	15	16	17
0,24	0,00	0,00	32,00	0,071	0,367	8,60	0,25	0,19
0,00	0,00	0,00	44,50	0,102	1,473	—	—	0,06
0,00	0,00	0,00	99,20	—	—	37,12	0,24	—
—	—	—	4,13	—	—	—	—	—
—	—	—	97,80	0,006	1,576	1,42	0,09	0,00
—	—	—	92,05	0,016	1,700	1,35	0,07	0,01
0,11	0,01	0,00	95,58	0,100	1,580	1,23	0,06	0,00
0,01	0,01	0,00	16,46	0,006	0,220	7,76	0,30	0,03
—	—	—	97,05	—	—	1,78	0,08	—
—	—	—	24,30	0,003	0,377	5,23	0,22	0,10
0,25	0,58	0,90	67,60	0,005	1,119	2,36	0,12	0,00
—	—	—	85,16	0,014	1,648	1,40	0,09	0,01
—	—	—	96,58	—	—	1,71	0,06	—
0,01	0,00	0,00	98,22	0,100	0,892	9,01	0,28	0,01
0,17	0,04	0,02	11,66	0,021	—	8,00	0,19	—
0,37	1,07	1,06	6,54	0,011	0,920	10,81	0,44	0,00
0,40	0,31	0,16	32,50	0,135	0,158	68,13	0,32	0,86
0,40	0,12	0,01	20,97	0,139	0,132	98,12	0,38	1,05
0,30	0,01	0,00	28,70	0,066	0,216	34,96	0,27	0,30
0,14	0,01	0,01	5,80	—	—	9,36	0,09	—
0,00	0,00	0,00	25,80	0,142	0,156	42,79	0,31	0,91
0,23	0,00	0,00	19,47	0,037	0,133	56,53	0,44	0,27
0,20	0,00	0,00	20,20	0,026	0,207	25,04	0,37	0,12
0,00	—	—	73,45	0,016	0,322	65,30	0,27	0,04
—	—	—	92,76	—	—	14,29	0,07	—
0,72	0,01	0,00	5,67	0,009	0,066	61,61	1,00	0,1
—	—	—	3,40	0,002	0,001	35,22	0,82	2,0
0,26	0,01	0,00	2,45	0,007	0,031	32,10	0,80	0,22
—	—	—	59,50	0,045	1,442	—	—	0,03
—	—	—	83,60	0,370	1,756	—	—	0,02
—	—	—	27,60	0,077	0,258	—	—	0,29
—	—	—	98,30	0,081	1,397	—	—	0,04
—	—	—	67,50	0,337	0,890	—	—	0,37
—	—	—	36,20	0,073	0,403	—	—	0,18
—	—	—	77,08	0,028	0,966	4,60	0,16	0,02
0,17	0,09	0,21	63,43	0,016	0,598	—	—	0,02
—	—	—	44,50	0,110	0,807	—	—	0,13
—	—	—	41,70	0,062	0,903	—	—	0,06
—	—	—	44,40	0,005	0,795	—	—	0,01
—	—	—	99,08	0,102	0,870	3,17	0,10	33,3
—	—	—	40,07	0,003	0,420	1,65	0,12	0,07
25,0	11,30	9,00	1,54	0,006	0,037	40,22	0,60	0,16
2,72	0,56	0,21	16,12	0,005	0,100	4,85	0,20	0,05
—	—	—	76,70	0,340	0,800	7,00	0,24	0,42
—	—	—	54,90	0,217	0,673	—	—	0,32
—	—	—	29,70	0,097	0,486	—	—	0,2
—	—	—	32,77	0,007	0,37	2,00	0,11	0,01

Площадь	№ скв.	Возраст	Интервал перфорации, м	Объем газа, см <sup>3</sup> /л	Состав газа,		
					CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Тажигали . . . . .	35	K <sub>1</sub> nc	1034—1035	925	1,04	0,00	94,75
Кашкар . . . . .	158	K <sub>1+2</sub> alb+cm	334—334,4	40	3,85	0,00	3,85
Сагиз . . . . .	96	K <sub>1</sub> ht	371—367	120	1,40	0,00	91,30
Конуспай . . . . .	3-к	K <sub>1</sub> alb <sub>3</sub>	258—312	—	53,1	0,00	0,90
Цубукская . . . . .	19	K <sub>1</sub> alb <sub>3</sub>	964—967	965	1,20	—	78,80
Бударинская . . . . .	3	K <sub>2</sub> alb <sub>3</sub>	968—971	310	0,30	—	79,97
Ермолинская . . . . .	3-бис.	K <sub>1</sub> art	2223—2225	965	2,20	—	82,30
Халганская . . . . .	8	K <sub>1</sub> art	1665—1671	145	0,40	—	—
» . . . . .	10	K <sub>1</sub> alb	1115—1117	200	0,71	0,00	92,69
Колхоз им. Амангельды . . . . .	31	K <sub>1+2</sub> alb+cm	182—246	—	13,50	—	—
Аккудук . . . . .	32	K <sub>1+2</sub> alb+cm	—	—	19,70	—	—
Актумсук . . . . .	Г-4	K <sub>1+2</sub> alb+cm	556	—	2,68	—	—
Буранкуль . . . . .	4-в	K <sub>1</sub> alb <sub>3</sub>	Глубина 810	—	1,00	22,90	33,60
Прорва . . . . .	1-в	K <sub>1+2</sub> alb+cm	765—845	—	0,40	—	64,60
Кумтюбе . . . . .	1-в	K <sub>1</sub> alb <sub>3</sub>	852—855	—	4,20	—	5,10
Пос. Жадовка . . . . .	1	K <sub>1</sub>	341	—	0,50	—	32,31
» . . . . .	1-в	K <sub>1</sub> alb	120	23	3,80	—	12,70
Каспийская . . . . .	9	K <sub>1</sub>	1836—1839	680	1,30	—	88,01
Ачинерская . . . . .	1	K <sub>1</sub>	1188—1190	90	17,50	1,00	67,18
Каспийская . . . . .	30	K <sub>1</sub>	1779—1782	1300	5,90	0,60	81,90
Межевая . . . . .	104	K <sub>1</sub>	915—919	1006	0,20	—	92,90
Тенгутинская . . . . .	139	K <sub>1</sub>	1071—1075	893	4,10	—	79,90
Яшкульская . . . . .	1	K <sub>1</sub> alb	479—483	30	0,10	1,31	58,96
Вишневская . . . . .	1	K <sub>1</sub> alb	1079—1082	484	0,81	—	87,13
Сайгачья . . . . .	1	K <sub>1</sub> alb	1449—1453	576	2,23	0,30	79,00
Профильная . . . . .	7	K <sub>1</sub> alb	2094—2098	776	2,36	0,60	84,50
Ики-Бурульская . . . . .	13	K <sub>1</sub> alb	723—726	750	1,30	0,60	82,10
Бешкульская . . . . .	1	K <sub>1</sub> alb	1027—1029	210	0,20	4,00	83,20
Далан-Алдинская . . . . .	9	K <sub>1</sub> alb	1207—1210	200	5,14	—	82,14
Эджинская . . . . .	1	K <sub>1</sub> alb	1761—1758	400	7,70	1,69	73,84
Краснокамьшанская . . . . .	4	K <sub>1</sub> alb	1926—1931	690	1,20	—	82,00
Кумсай . . . . .	Г-8	J <sub>2</sub>	268—290	50	0,30	0,00	52,86
Кенкияк . . . . .	Г-1	J <sub>2</sub>	353—356	25	1,59	—	3,06
» . . . . .	Г-27	J <sub>2</sub>	327—329	775	0,23	—	89,08
» . . . . .	Г-40	J <sub>2</sub>	337—339	70	0,32	—	49,71
Кок-Жиде . . . . .	Г-51	J <sub>2</sub>	310—315	189	0,82	0,00	88,65
» . . . . .	Г-53	J <sub>2</sub>	344—348	520	0,13	0,00	79,97
Акжар . . . . .	Г-16	J <sub>2</sub>	390—392	227	1,24	0,00	14,65
Копя . . . . .	Г-6	J <sub>2</sub>	284—285	40	0,30	—	8,95
Кара-Тюбе . . . . .	Г-5	J <sub>2</sub>	499—504	37	2,00	—	3,60
» . . . . .	Г-6	J <sub>2</sub>	513—515	37	3,71	—	—
» . . . . .	Г-6	J <sub>2</sub>	480—482	137	7,90	0,00	0,80
» . . . . .	Г-2	T <sub>1</sub>	628—640	367	0,43	0,00	91,44
» . . . . .	Г-19	J <sub>1</sub>	635—633	1685	4,68	0,00	89,34
» . . . . .	Г-4	J <sub>3</sub>	597—593	270	1,10	1,06	81,70
» . . . . .	Г-15	J <sub>1</sub>	696—694	164	2,84	0,15	49,90

% объем.						Общая упру- гость газа, кгс/см <sup>2</sup>	Отношение об- щей упруго- сти газа к гидростатиче- скому давле- нию	He/Ar
C <sub>1</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> + выше	N <sub>2</sub> + R	He	Ar			
9	10	11	12	13	14	15	16	17
0,01	—	—	4,20	0,001	0,037	86,03	0,91	0,02
—	—	—	92,30	0,265	1,175	6,92	0,21	0,14
0,20	0,20	0,18	6,72	0,014	0,048	18,2	0,50	0,29
—	—	—	45,10	0,067	0,857	—	—	0,09
0,70	—	—	19,30	0,089	0,057	89,00	0,82	1,56
0,23	0,00	0,00	19,50	0,131	0,132	26,00	0,25	1,00
5,50	—	—	10,00	0,068	0,095	96,00	0,39	0,60
—	—	—	99,60	—	—	29,47	0,23	—
0,31	0,04	0,01	6,240	—	—	18,80	0,15	—
—	—	—	86,50	0,014	1,858	—	—	0,01
—	—	—	80,30	0,006	1,696	—	—	0,01
—	—	—	97,32	0,003	1,990	—	—	0,01
—	—	—	42,30	0,170	0,452	—	—	0,37
—	—	—	35,00	0,148	0,258	—	—	0,57
—	—	—	90,50	0,597	0,707	—	—	0,84
—	—	—	67,19	0,089	0,604	—	—	—
—	—	—	83,50	—	1,282	1,15	0,10	—
2,20	0,19	Следы	8,30	0,033	0,149	70,20	0,35	0,20
5,70	1,60	0,28	6,74	0,038	0,032	99,40	0,39	1,19
4,80	0,16	0,17	6,47	0,061	0,025	156,80	0,77	2,44
2,20	0,10	Следы	4,50	0,058	0,023	81,50	0,86	2,52
3,24	0,74	0,14	11,88	0,043	0,052	81,3	0,70	0,83
—	—	—	39,63	—	—	2,30	0,04	—
0,50	0,10	—	11,46	0,109	0,053	44,30	0,4	3,30
1,70	0,13	—	16,64	0,105	0,131	62,00	0,38	0,90
1,50	0,31	0,01	10,72	0,052	0,064	76,00	0,33	106,00
—	—	—	16,00	0,019	0,115	57,10	0,90	23,00
—	—	—	12,60	—	—	17,80	0,25	—
—	—	—	12,72	—	—	17,00	0,24	—
0,87	—	—	15,90	—	—	42,00	0,23	—
1,20	1,00	0,2	4,40	—	—	51,31	0,28	—
0,11	0,01	0,01	46,71	0,014	0,685	2,10	0,08	0,02
0,00	0,00	0,00	95,35	0,02	1,419	1,43	0,04	0,01
4,20	1,90	0,93	3,66	0,003	0,021	23,40	0,83	0,14
1,80	1,70	1,47	45,00	0,013	0,787	2,47	0,09	0,02
—	—	—	10,53	0,006	0,164	7,50	0,27	0,04
5,60	5,90	3,20	5,20	0,004	0,076	14,90	0,53	0,05
0,11	—	—	84,00	0,004	1,456	13,10	0,43	0,01
0,31	0,19	0,33	89,92	0,039	1,071	3,83	0,10	0,04
—	—	—	92,00	0,050	1,182	2,47	0,05	0,04
—	—	—	93,53	—	—	2,70	0,06	—
0,02	—	—	91,28	—	—	8,46	0,12	—
0,15	0,01	—	7,39	0,010	0,071	48,60	0,75	0,14
1,58	0,90	0,12	3,38	0,010	0,37	66,55	1,00	0,02
—	—	—	15,10	0,042	0,212	12,00	0,20	0,20
2,60	1,23	0,38	42,90	0,020	0,315	11,63	0,17	0,06

Площадь	№ скв.	Возраст	Интервал перфорации, м	Объем газа, см <sup>3</sup> /л	Состав газа,		
					CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Аралсорская . . . . .	25	J <sub>2</sub>	2821—2796	406	0,90	1,20	71,80
» . . . . .	25	J <sub>3</sub>	2279—2275	309	0,60	1,40	77,00
» . . . . .	25	J <sub>2</sub>	2931—2917	500	1,30	0,90	64,70
Акобская . . . . .	30	J <sub>2</sub>	793—787	457	0,90	0,33	85,53
» . . . . .	30	J <sub>2</sub>	750—742	563	1,00	1,22	83,67
» . . . . .	30	J <sub>2</sub>	690—681	597	0,30	0,90	82,10
» . . . . .	32	J <sub>2</sub>	1151—1755	250	0,70	73,50	—
Болганмола . . . . .	5	J <sub>2</sub>	655—648	166	2,30	—	1,30
Зареченская . . . . .	26	J <sub>2</sub> bi	1570—1545	318	0,58	4,30	68,42
Западный Нариман . . . . .	5	J <sub>2</sub> bt	2490—2492,5	1748	0,11	—	84,31
» . . . . .	5	J <sub>2</sub> bt	2440—2458	1304	0,61	—	85,40
» . . . . .	2	J <sub>2</sub> bj	1766—1760	40	0,60	14,11	5,00
» . . . . .	5	J <sub>2</sub>	2337—2342	537	—	21,54	69,52
Ровненская . . . . .	10	J <sub>2</sub> bj	732—734	31	8,00	—	91,29
Шунгайская . . . . .	31	J <sub>3</sub>	2540—2550	62	4,30	2,15	3,63
» . . . . .	31	J <sub>2</sub> bj	2612—2632	64	2,40	2,06	3,16
» . . . . .	31	J <sub>2</sub> bj	2682—2688	50	9,00	4,51	0,04
Азау . . . . .	3-р	J	1159—1144	—	—	—	2,70
Западный Баксай . . . . .	2	J <sub>2</sub>	816—820	454	0,90	0,60	91,93
Поселок Богословка . . . . .	19	J <sub>2</sub>	190—200	16	4,00	—	1,90
Макад . . . . .	405	J <sub>2</sub>	283—403	296	2,30	0,80	94,60
» . . . . .	602-а	J <sub>2</sub>	389—330	97	2,06	3,94	49,60
Доссор . . . . .	253	J <sub>2</sub>	284—286	45	1,73	4,28	64,22
Тоскудук . . . . .	298	J <sub>2</sub>	284—285	283	1,40	0,53	69,59
Мунайли . . . . .	9	J <sub>2</sub>	1142	139	0,10	—	50,80
Байчунас . . . . .	39	J	800—784	180	1,80	0,57	37,43
Каратон . . . . .	446	J	1175—1168	668	1,20	0,23	89,80
Кульсары . . . . .	309	J <sub>2</sub>	985—1006	680	1,61	0,03	64,80
Тажигали . . . . .	7	J	958—970	625	0,42	0,00	95,10
» . . . . .	51	J	963—964	884	0,60	0,21	95,28
Прорва . . . . .	14	J <sub>2</sub>	2258—2302	455	0,95	8,73	86,48
» . . . . .	36	J <sub>2</sub>	2268—2272	650	1,42	14,37	73,78
» . . . . .	55	J <sub>3</sub>	2295—2232	675	1,42	2,67	88,36
Таловская . . . . .	4	J <sub>2</sub> bj	1152—1170	1625	10,20	0,00	85,33
Искине . . . . .	239	J <sub>1</sub>	684—696	20	0,32	39,39	0,00
Джаксымай . . . . .	39	J <sub>1</sub>	—	—	18,40	—	66,48
Южный Кашкар . . . . .	104	J <sub>2</sub>	820—858	—	80,80	0,00	58,2
Каменовская . . . . .	—	J <sub>2</sub>	—	—	0,00	0,00	0,00
Каспийская . . . . .	27	J	2237—2225	1000	4,60	10,10	73,65
» . . . . .	7	J	2401—2410	980	6,20	—	81,38
» . . . . .	30	J	2337—2345	410	11,0	0,60	71,28
Ачинерская . . . . .	3	J	2102—2109	400	2,40	4,30	66,20
Промысловская . . . . .	10	J	1154—1157	200	5,40	—	74,00
Сайгачья . . . . .	1	J	1655—1665	285	1,60	0,08	73,70
Эджинская . . . . .	1	J	1905—1988	200	7,38	3,44	71,72
Бузгинская . . . . .	1	J	1238—1241	508	0,90	—	83,70
Таук-Унгурская . . . . .	1	J	1148—1141	488	0,40	0,04	82,10
Яшкульская . . . . .	1	J	823—825	417	0,66	—	90,63
» . . . . .	4	J	783—785	465	0,20	0,08	87,10

% объем.

$C_2H_6$	$C_3H_8$	$C_4H_{10} +$ высшие	$N_2 + R$	He	Ar	Общая упру- гость газа, кгс/см <sup>2</sup>	Отношение об- щей упруго- сти газа к гидростатиче- скому давле- нию	He/Ar
9	10	11	12	13	14	15	16	17
1,60	0,24	0,06	24,20	0,212	0,081	128,00	0,40	2,61
0,42	0,12	0,01	20,45	0,139	0,132	129,00	0,54	2,95
6,10	0,30	—	26,70	0,174	0,094	147,56	0,44	1,85
0,11	0,02	0,01	13,10	0,028	0,076	61,40	0,73	0,37
0,11	—	—	14,0	0,023	0,095	68,00	0,86	0,94
0,07	—	—	16,65	0,014	0,093	61,90	0,89	0,15
—	—	—	25,80	0,109	0,157	2,60	0,01	0,69
0,00	—	—	96,40	0,601	0,563	42,10	0,58	1,06
0,20	—	—	26,5	0,071	0,181	71,52	0,44	0,39
6,40	2,00	1,89	5,30	0,006	0,036	203,60	0,84	0,47
6,00	2,10	1,79	4,10	0,003	0,023	—	—	0,16
0,20	0,05	0,14	80,0	0,300	1,000	12,80	0,07	0,30
3,00	0,40	1,34	4,20	—	—	—	—	—
0,01	—	—	0,70	—	—	1,20	0,02	—
—	—	—	90,19	0,020	1,058	26,14	0,08	1,92
—	—	—	93,38	—	—	27,58	0,09	—
—	—	—	86,45	0,040	1,160	17,44	0,05	0,03
—	—	—	95,30	—	—	—	—	—
2,32	0,30	0,15	2,80	0,001	0,004	83,92	0,90	0,25
0,00	0,00	0,00	94,10	0,044	2,616	0,83	0,04	0,01
0,19	0,15	0,26	1,70	0,010	0,050	31,11	0,98	0,20
—	—	—	44,17	0,010	0,190	14,50	0,31	0,05
—	—	—	29,67	0,004	0,012	4,87	0,70	0,33
7,01	2,38	4,40	14,59	0,002	0,066	28,48	1,30	0,03
—	—	—	49,10	0,009	0,401	15,30	0,15	0,07
28,10	11,80	18,10	2,20	0,003	0,040	28,86	0,33	0,08
1,60	2,80	0,77	3,30	0,015	0,017	85,14	0,65	0,88
15,20	7,28	9,48	1,60	0,015	0,016	79,96	0,74	0,94
0,49	0,15	0,24	3,60	0,006	0,027	68,16	0,66	0,22
1,55	0,56	0,40	1,40	0,004	0,021	95,10	0,90	0,19
1,31	0,33	—	2,20	0,050	0,053	76,35	0,30	0,94
0,65	0,23	0,10	9,45	0,036	0,082	105,83	0,82	0,44
2,30	0,38	—	4,87	0,031	0,032	96,30	0,40	0,97
2,93	3,14	5,65	1,93	—	—	22,91	1,80	—
0,00	0,00	0,00	60,29	0,15	0,610	3,05	0,04	0,25
0,8	0,00	0,00	14,32	0,001	0,179	—	—	0,01
11,9	—	—	9,10	0,002	0,240	—	—	0,01
0,00	0,00	0,00	98,41	0,002	1,588	—	—	—
0,15	0,55	0,10	10,85	0,095	0,051	107,00	0,45	58,50
2,2	0,70	—	9,52	—	—	111,00	0,54	—
1,7	0,55	0,09	14,76	0,145	0,061	45,80	0,18	59,00
1,50	1,00	0,14	23,00	0,264	0,102	54,00	0,33	64,50
—	—	—	20,60	—	—	20,60	0,15	—
0,7	0,06	—	19,70	0,142	0,065	35,00	0,19	54,75
0,43	—	—	16,60	—	—	24,00	0,15	—
1,6	—	—	13,80	0,142	0,067	47,20	0,36	5,25
—	—	—	17,46	0,078	0,055	48,70	0,44	35,00
—	—	—	8,98	—	—	30,10	0,34	—
—	—	—	12,50	0,029	0,078	16,60	0,20	—

Площадь	№ скв.	Возраст	Интервал перфорации, м	Объем газа, см <sup>3</sup> /л	Состав газа,		
					CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Полдневская . . . . .	1	J	1560—1557	66	0,90	—	79,20
Тинакская . . . . .	4	J	1452—1454	100	16,00	—	19,10
» . . . . .	5	J	1420—1424	403	6,90	—	23,64
Бешкульская . . . . .	1	J	1435—1422	565	2,20	—	71,69
» . . . . .	6	J	1393—1400	286	1,06	—	84,93
» . . . . .	15	J	1385—1389	485	1,23	0,69	90,30
Далан-Алдынская . . . . .	3	J	1408—1418	100	—	—	—
Беркультинская . . . . .	1	J	1337—1341	150	16,00	—	—
Шубар-Кудук . . . . .	33	P-T	318—373	137	3,82	0,00	44,60
» . . . . .	39	P-T	376—406	—	10,20	0,00	70,60
» . . . . .	340	P-T	310—390	26	5,33	0,00	4,61
Джаксымай . . . . .	114	P-T	679—678	20	0,58	0,00	10,99
» . . . . .	201	P-T	650—670	200	0,30	0,00	73,80
Коба . . . . .	Г-7	P-T	445—447	25	0,20	0,00	31,02
Акжар . . . . .	Г-17	P-T	1062—1054	654	0,30	0,00	72,70
Куриловская . . . . .	3	T	2190—2204	511	1,10	2,05	73,75
» . . . . .	17	P-T	1866—1843	910	1,10	10,4	76,55
» . . . . .	17	P-T	1855—1866	685	—	5,61	74,70
» . . . . .	17	T	2004—2020	624	5,20	0,00	72,80
» . . . . .	17	T	1866—1843	810	1,10	10,00	67,40
Аралсорская . . . . .	25	T <sub>1</sub>	2891—2796	406	0,90	12,00	71,80
» . . . . .	25	T <sub>1</sub>	2931—2917	500	1,30	0,90	64,60
» . . . . .	25	T <sub>1</sub>	2946—2942	436	1,80	1,80	72,90
» . . . . .	25	T <sub>1</sub>	2983—2979	471	0,80	1,63	75,80
Аукетайчагыл . . . . .	Г-10	T <sub>1</sub>	832—811	319	3,90	0,00	82,42
» . . . . .	Г-10	T <sub>1</sub>	806—756	240	1,80	7,45	73,29
Акобская . . . . .	2	T <sub>1</sub>	2313—2325	756	1,10	1,80	86,25
» . . . . .	32	T <sub>3</sub>	1875—1878	—	1,40	0,00	1,00
» . . . . .	32	T <sub>3</sub>	1755—1751	250	0,69	73,72	0,00
Болганмола . . . . .	2	T <sub>1</sub>	1620—1646	521	0,81	5,62	78,23
» . . . . .	2	T <sub>1</sub>	1657—1680	602	0,90	0,35	84,55
» . . . . .	2	T <sub>1</sub>	1687—1697	452	1,50	0,17	79,80
» . . . . .	2	T <sub>1</sub>	1702—1707	814	0,70	0,30	88,61
» . . . . .	3	T <sub>3</sub>	1835—1838	745	0,70	0,42	69,78
» . . . . .	5	T <sub>1</sub> bsk	842—829	2,42	1,00	0,23	69,97
» . . . . .	8	T <sub>3</sub>	2171—2178	630	1,21	2,00	83,20
» . . . . .	8	T <sub>1</sub>	2221—2226	717	1,10	0,00	84,73
Западный Нариман . . . . .	2	T <sub>3</sub>	1960—1965	1158	31,10	51,30	10,00
» . . . . .	5	T <sub>3</sub>	2598—2618	858	0,45	0,00	92,40
Ушкультасская . . . . .	4	T <sub>1</sub>	654—650	291	1,70	0,48	83,80
» . . . . .	4	T <sub>1</sub>	693—690	—	10,70	0,00	34,40
Шунгайская . . . . .	31	T <sub>1</sub>	3145—3156	153	3,10	6,60	32,30
» . . . . .	31	T <sub>1</sub>	3043—3050	200	8,90	4,00	15,10
Мортук . . . . .	Г-14	T	485—478	15	0,10	0,00	35,57
Кара-Тюбе . . . . .	Г-2	T <sub>1</sub>	628—649	367	0,43	0,00	91,44
» . . . . .	Г-18	T <sub>1</sub>	800—790	137	1,64	—	41,70
Зареченская . . . . .	26	T <sub>1</sub>	1570—1545	318	0,58	4,30	68,42
Кульсары . . . . .	59	P-T	1212—1230	1292	1,40	0,00	68,80
Сагиз . . . . .	149	P-T	592—591	345	2,73	0,00	88,57
» . . . . .	156	P-T	571—568	249	1,10	0,00	91,41

% объем.

% объем.						Общая упру- гость газа, кгс/см <sup>2</sup>	Отношение об- щей упруго- сти газа к гидростатиче- скому давле- нию	He/Ar
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> + Высшие +	N <sub>2</sub> + R	He	Ar			
9	10	11	12	13	14	15	16	17
—	—	—	19,90	—	—	9,60	0,05	—
—	—	—	79,30	—	—	17,00	0,11	—
0,64	0,15	0,17	68,50	—	—	65,10	0,41	—
0,16	0,01	0,01	25,93	0,860	0,109	74,00	0,47	19,50
—	—	—	13,00	—	—	38,70	0,62	—
—	—	—	7,780	—	—	52,00	0,37	—
—	—	—	—	—	—	10,00	0,06	—
—	—	—	82,9	—	—	24,00	0,10	—
1,91	1,60	0,80	47,27	—	—	8,30	0,27	—
—	—	—	16,30	0,002	0,151	—	—	0,01
0,12	0,12	0,00	89,82	0,070	1,210	2,70	0,03	0,01
0,63	0,01	0,00	81,89	0,003	0,957	1,00	0,17	0,01
13,90	3,30	6,40	2,30	0,003	0,015	25,52	0,68	0,2
0,10	0,01	0,01	68,66	0,044	0,325	4,06	0,10	0,13
3,60	4,20	9,80	9,40	0,006	0,035	62,09	0,68	0,17
1,90	0,00	0,00	21,20	—	—	141,64	0,62	—
0,74	0,15	0,06	20,00	0,059	0,061	66,92	0,37	0,96
0,77	0,15	0,07	18,70	0,070	0,057	86,83	0,35	1,22
0,00	0,00	0,00	22,00	—	—	188,34	0,84	—
0,74	0,15	0,06	20,25	0,059	0,061	233,16	1,13	0,96
1,60	0,24	0,06	24,20	0,212	0,081	127,55	0,40	2,51
6,10	0,30	0,00	26,80	0,174	0,094	162,22	0,48	1,85
1,56	0,24	0,00	21,70	0,194	0,073	152,36	0,45	2,65
1,40	0,86	Следы	20,20	0,181	0,078	153,63	0,46	2,32
0,26	0,02	0,00	12,40	0,027	0,172	58,16	0,64	0,16
0,25	0,01	0,00	17,20	0,021	0,156	43,02	0,45	0,13
0,00	0,65	0,00	10,30	0,022	0,040	287,22	1,24	0,13
0,00	0,00	0,00	97,60	0,002	0,887	—	—	0,02
0,00	0,00	0,00	25,59	0,109	0,062	22,78	0,02	17,5
0,17	0,47	0,08	14,62	0,195	0,165	144,00	0,75	0,76
0,10	0,10	0,00	14,00	0,002	0,003	188,00	0,96	0,66
0,12	0,01	0,00	18,40	0,071	0,021	147,00	0,70	3,38
0,27	0,02	0,00	10,10	0,002	0,001	213,00	1,09	2,00
12,80	6,90	5,00	4,40	0,003	0,009	217,13	1,19	0,33
0,00	0,00	0,00	28,80	0,731	0,205	40,81	0,44	3,55
1,80	0,14	0,01	11,64	0,115	0,050	197,27	0,79	2,30
3,20	0,76	0,01	10,20	0,062	0,040	249,86	0,99	1,55
0,00	0,00	0,00	7,60	0,022	0,034	48,00	0,32	0,65
1,50	0,15	0,01	5,50	0,024	0,042	238,62	0,92	0,57
0,00	0,01	0,00	14,01	0,008	0,054	59,02	0,87	0,14
0,80	—	—	53,30	0,019	0,761	—	—	0,02
0,00	0,00	0,00	58,00	0,145	0,581	52,36	0,14	0,24
0,59	0,17	0,14	71,10	0,043	0,983	72,68	0,20	0,43
0,30	0,37	0,60	63,06	—	—	0,80	0,02	—
0,13	0,00	0,00	7,99	0,010	0,071	48,68	0,73	0,14
2,55	1,74	1,26	51,11	0,029	0,400	11,97	0,15	0,07
0,20	0,00	0,00	26,50	0,071	0,181	10,20	0,46	1,00
10,56	9,90	8,95	0,40	0,002	0,012	125,96	1,38	0,16
1,25	0,08	0,01	7,36	0,004	0,053	41,14	0,63	0,07
1,87	0,25	0,47	4,90	0,031	0,059	29,41	0,54	0,44

Площадь	№ скв.	Возраст	Интервал перфорации, м	Объем газа, см <sup>3</sup> /л	Состав газа,		
					CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Кульсары . . . . .	189	P-T	1234—1241	653	1,40	0,00	91,21
» . . . . .	37	P-T	1223—1215	656	0,40	0,00	80,20
Хобда . . . . .	Г-1	T <sub>1</sub>	3940—3960	442	1,89	0,00	49,30
Халганская . . . . .	8	P-T	2287—2294	1200	0,83	0,00	62,64
Новобогатинская . . . . .	124	T <sub>1</sub>	899—904	—	1,86	0,00	3,21
Промысловская . . . . .	14	P-T	1870—1875	—	6,45	0,00	23,36
Бугринская . . . . .	2	T	2740—2792	—	1,30	0,00	93,25
Астраханская . . . . .	4	P <sub>1</sub> kg	1732—1736	—	0,50	—	99,40
Тускум . . . . .	Г-1	P <sub>2</sub>	1175—1170	80	4,92	0,00	—
» . . . . .	Г-4	P <sub>2</sub>	1196—1200	301	2,87	0,00	3,91
» . . . . .	Г-4	P <sub>2</sub>	1396—1386	288	4,92	0,00	19,28
Локтыбай . . . . .	Г-2	P <sub>2</sub>	1209—1198	765	1,86	0,00	84,30
Шубар-Кудук . . . . .	Г-1	P <sub>2</sub>	1500—1507	62	2,60	0,00	2,56
» . . . . .	Г-1	P <sub>2</sub>	1437—1445	62	3,48	0,00	3,06
Кара-Тюбе . . . . .	Г-2	P <sub>2</sub>	770—760	653	1,10	0,00	53,39
» . . . . .	Г-2	P <sub>2</sub>	1578—1573	164	1,69	0,00	0,63
» . . . . .	Г-12	P <sub>2</sub>	1731—1721	137	1,96	0,00	2,00
» . . . . .	Г-15	P <sub>2</sub>	909,5—912,5	823	0,30	0,00	80,96
» . . . . .	Г-16	P <sub>2</sub>	1040—1043	841	0,06	0,00	24,64
» . . . . .	Г-26	P <sub>2</sub>	775—769	973	4,41	0,00	1,54
Луговая Пролейка . . . . .	8	P <sub>2</sub>	1420—1438	50	0,60	15,50	1,29
» . . . . .	8	P <sub>2</sub>	1450—1465	450	0,60	0,10	—
Нижне-Иловлинская . . . . .	3193	P <sub>2</sub>	748—793	380	0,00	1,00	90,85
Южно-Уметская . . . . .	46	P <sub>2</sub>	552—568	30	7,24	2,72	16,50
Кенкияк . . . . .	67	P <sub>2</sub>	1213—1217	339	0,20	0,00	63,89
Щербаковская . . . . .	20	P <sub>2</sub>	940—960	—	1,50	0,00	95,80
» . . . . .	39	P <sub>2</sub>	943—960	—	1,37	0,00	95,10
» . . . . .	p	P <sub>2</sub>	919—933	—	0,77	0,00	96,23
» . . . . .	p	P <sub>2</sub>	988—1017	—	1,76	0,00	95,45
» . . . . .	43	P <sub>2</sub>	978—983	—	8,18	0,17	91,38
Красноярская . . . . .	51	P <sub>2</sub>	340—346	328	8,30	0,00	65,00
Покровская . . . . .	70	P <sub>2</sub> kz	547—551	250	0,20	6,90	74,30
Ташлинская . . . . .	5	P <sub>2</sub> kz	832	—	0,10	1,40	10,00
» . . . . .	8	P <sub>2</sub> kz	818	—	1,10	0,05	10,40
» . . . . .	9	P <sub>2</sub> kz	833	—	0,20	—	6,50
Щербаковская . . . . .	20	P <sub>2</sub> kz	940—960	—	1,50	—	95,80
» . . . . .	39	P <sub>2</sub> kz	943—960	—	1,37	—	95,10
» . . . . .	2046	P <sub>2</sub> kz	900—915	—	0,54	—	99,46
Гуровская . . . . .	46	P <sub>2</sub> kz	581—601	—	0,31	—	84,60
Авиловская . . . . .	3159	P <sub>2</sub> kz	791—801	—	3,19	—	92,21
Таловская . . . . .	86	P <sub>2</sub> kz	867—880	—	0,10	—	75,57
Нижне-Иловлинская (Вешняковская) . . . . .	3171	P <sub>2</sub> kz	766—783	—	1,00	—	92,14
То же . . . . .	3175	P <sub>2</sub> kz	936—949	—	0,90	—	82,88
» . . . . .	3177	P <sub>2</sub> kz	861—868	—	1,00	—	92,63
» . . . . .	3197	P <sub>2</sub> kz	851—889	—	0,00	—	84,26
Вешняковская . . . . .	1	P <sub>2</sub> kz	740—768	—	0,50	—	92,94
» . . . . .	6	P <sub>2</sub> kz	758—768	—	1,57	—	92,97
Гмелинская . . . . .	5021	P <sub>2</sub> kz	1400—1482	—	0,20	—	23,61
Паромненская . . . . .	5	P <sub>2</sub> kz	917—923	—	1,20	—	57,33

% объем.						Общая упру- гость газа, кгс/см <sup>2</sup>	Отношение об- щей упру- гости газа, к гидростатиче- скому давле- нию	He/Ar
C <sub>1</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> + высшие	N <sub>2</sub> + R	He	Ar			
9	10	11	12	13	14	15	16	17
4,40	0,89	0,80	1,30	0,005	0,015	70,34	0,87	0,33
6,60	3,57	7,13	2,10	0,018	0,041	74,24	0,79	0,43
0,30	0,01	0,00	48,50	0,317	0,081	140,38	0,36	3,91
—	—	—	36,53	0,186	0,260	354,00	1	0,71
—	—	—	94,93	0,013	1,052	—	—	0,01
—	—	—	63,55	—	—	—	—	—
0,07	0,02	0,01	5,35	—	—	—	—	—
—	—	—	0,10	—	—	—	—	—
—	—	—	80,84	0,109	0,342	2,33	—	0,31
0,03	0,00	0,00	93,19	0,067	0,632	55,19	1,50	0,10
0,07	0,00	0,00	75,73	0,108	0,269	56,61	0,43	0,40
0,59	0,05	0,00	13,20	0,003	0,035	49,50	—	0,08
0,04	0,00	0,00	94,80	0,086	0,748	18,78	—	0,11
0,04	0,00	0,00	93,42	0,103	0,622	16,85	0,10	0,16
0,13	0,12	0,06	45,20	0,005	0,232	34,01	—	0,02
0,02	0,01	0,01	97,64	0,173	0,281	43,43	0,27	0,615
0,03	0,01	0,00	96,00	0,300	0,253	39,11	—	1,185
6,80	3,30	2,24	5,80	0,017	0,064	45,71	0,46	0,260
—	0,01	0,02	75,27	0,012	0,140	129,00	1,16	0,080
0,01	0,00	0,00	94,04	0,060	0,190	118,36	1,44	0,315
0,01	0,00	0,00	82,60	—	—	9,10	0,07	—
—	—	—	84,50	0,015	0,924	82,67	0,63	0,016
1,37	0,28	0,00	6,50	—	—	21,20	0,27	—
—	0,02	—	73,54	—	—	1,67	0,03	—
0,18	0,51	0,01	35,70	0,081	0,280	34,20	0,28	0,290
1,61	0,93	0,19	0,39	—	—	—	—	—
1,66	0,54	0,94	—	—	—	—	—	—
2,14	0,38	0,32	0,00	—	—	—	—	—
1,09	0,15	0,00	1,32	—	—	—	—	—
0,12	—	0,00	0,00	—	—	—	—	—
—	0,00	—	20,60	0,017	0,153	18,22	0,50	0,400
1,90	—	0,00	23,60	—	—	37,80	—	—
0,01	0,01	—	83,00	0,031	0,189	—	—	0,160
0,19	—	—	86,90	0,033	0,034	—	—	0,970
0,09	—	—	93,16	0,029	0,057	—	—	0,510
—	—	—	0,39	—	—	—	—	—
—	—	—	0,00	—	—	—	—	—
—	—	—	0,00	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	3,35	—	—	—	—	—
—	—	—	20,08	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	6,50	—	—	—	—	—
—	—	—	14,10	—	—	—	—	—
—	—	—	5,67	—	—	—	—	—
—	—	—	3,00	—	—	—	—	—
—	—	—	5,50	—	—	—	—	—
—	—	—	4,22	—	—	—	—	—
—	—	—	76,0	—	—	—	—	—
—	—	—	41,0	—	—	—	—	—

Площадь	№ скв.	Возраст	Интервал перфорации, м	Объем газа, см <sup>3</sup> /л	Состав газа,		
					CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Светлоярская . . . . .	3	P <sub>2</sub> kz	1050—1053	—	0,00	—	93,70
Джусинская . . . . .	Г-7	P <sub>1</sub> kg	1650—1412	148	0,10	0,00	92,50
» . . . . .	Г-9	P <sub>1</sub> kg	2262—2260	1412	0,10	0,00	95,68
Болганмола . . . . .	3	P <sub>1</sub> kg	1848—1872	741	0,50	0,30	78,25
Луговая Пролейка . . . . .	3	P <sub>1</sub> kg	1653—2555 (откр. ствол)	527	0,10	0,30	81,00
Чинаревская . . . . .	П-2	P <sub>1</sub> kg	1713	200	1,46	0,00	28,44
Фурмановская . . . . .	1	P <sub>1</sub> kg	2000	250	0,70	0,00	69,19
Эльтонская . . . . .	16	P <sub>1</sub> kg	1250—1210	109	10,31	1,94	24,94
Алябьево . . . . .	49	P <sub>1</sub> kg	799—812	600	0,70	0,00	56,10
Осиновка . . . . .	10	P <sub>1</sub> kg	677—686	950	1,50	1,10	74,80
Ивановка . . . . .	58	P <sub>1</sub> kg	735—744	375	0,20	0,00	78,20
Пилюгино . . . . .	39	P <sub>1</sub> kg	565—572	562	0,20	0,00	63,10
» . . . . .	54	P <sub>1</sub> kg	560—587	169	1,00	0,00	46,80
Муханово . . . . .	67	P <sub>1</sub> kg	—	—	17,0	0,00	36,50
Яблоня . . . . .	122	P <sub>1</sub> kg	—	319	1,00	0,00	—
» . . . . .	284	P <sub>1</sub> kg	613—618	320	0,70	0,00	60,40
Жуково . . . . .	2	P <sub>1</sub> kg	678—682	180	0,00	0,00	72,80
Ново-Городецкое . . . . .	3	P <sub>1</sub> kg	717—723	35	0,20	0,00	61,50
Неклюдово . . . . .	22	P <sub>1</sub> kg	704—710	278	0,90	0,00	50,70
Родноновская . . . . .	790	P <sub>1</sub> kg	850—884	—	0,00	60,6	17,91
Долматовская . . . . .	50	P <sub>1</sub> kg	705—740	100	0,40	0,00	87,90
Патровская . . . . .	45	P <sub>1</sub> kg	1000—1018	185	0,10	0,50	35,60
Сорочинский профиль	555	P <sub>1</sub> kg	1286	—	0,60	—	8,00
Карловская . . . . .	6	P <sub>1</sub> art + sk	2591—2652	875	3,10	0,00	64,00
» . . . . .	6	C <sub>3</sub>	2700—2788	667	3,30	0,00	76,50
» . . . . .	6	C <sub>3</sub>	2812—2936	1165	2,60	0,00	77,70
Южно-Качалинская . . . . .	1	P <sub>1</sub> art + sk	1310—1318	1030	20,30	4,63	72,30
Чухонаставская . . . . .	8	P <sub>1</sub>	1027—1033	—	0,60	0,00	82,80
» . . . . .	1	C <sub>2</sub> <sup>2</sup>	1884—1891	1085	0,00	0,00	88,35
Луговская . . . . .	132	C <sub>3</sub>	1110	68	2,80	0,00	13,70
» . . . . .	155	C <sub>2</sub> <sup>2</sup>	700	401	1,40	0,00	98,49
Любицкая . . . . .	2	P <sub>1</sub> art	1375—1405	510	0,06	0,80	83,58
Жилинская . . . . .	Г-10	P <sub>1</sub> art	567—750	1230	0,40	0,00	94,90
» . . . . .	Г-14	P <sub>1</sub> art	845—95	320	0,10	0,00	93,82
Щербаковская . . . . .	44	P <sub>1</sub> art	1253—1200	—	1,53	0,00	76,12
» . . . . .	18	P <sub>1</sub> art	1585—1520	—	0,32	0,00	94,88
» . . . . .	19	P <sub>1</sub> art	1790—1755	—	0,20	21,44	56,11
» . . . . .	20	C <sub>2</sub> <sup>2</sup> k	1859—1787	—	0,60	0,00	94,16
Раздольская . . . . .	104	C <sub>2</sub> <sup>2</sup> k	2097—2163	292	0,30	0,00	6,06
» . . . . .	175	P <sub>1</sub> sk	2376—2671 (откр. ствол)	312	0,30	0,00	46,40
Совхозная . . . . .	61	P <sub>1</sub> art	1955—1990	725	3,50	2,2	81,70
Оренбургская . . . . .	31	P <sub>1</sub> art + skm	2038—1996	2940	9,07	Следы	48,22
» . . . . .	31	P <sub>1</sub> art + skm	1962—1956	2720	12,9	Следы	46,50
Коробковская . . . . .	109	C <sub>3</sub>	500—520	92	1,08	0,00	75,33
» . . . . .	112	C <sub>3</sub>	550—563	1372	0,35	0,00	92,02

% объём.						Общая упру- гость газа, кгс/см <sup>2</sup>	Отношение об- щей упру- гости газа к гидростатиче- скому давле- нию	He/Ar
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> + высшие	N <sub>2</sub> + R	He	Ar			
9	10	11	12	13	14	15	16	17
—	—	—	5,80	—	—	—	—	—
1,70	0,10	0,01	5,59	0,002	0,032	19,00	0,60	0,060
1,90	0,53	0,01	1,78	0,009	0,013	75,80	0,50	0,690
4,70	1,37	0,78	14,10	0,045	0,061	188,65	0,87	0,730
0,58	0,01	0,01	18,00	0 185	0,079	75,60	0,41	2,340
0,00	0,00	0,00	70,10	—	—	75,09	0,34	—
0,00	0,00	0,00	30,10	—	—	90,36	0,48	—
0,37	0,01	0,00	62,43	0,006	0,189	26,67	0,45	0,030
11,8	9,30	8,10	14,00	—	—	79,60	0,90	—
6,70	3,00	1,70	11,20	—	—	58,62	—	—
3,60	1,50	0,00	16,50	—	—	51,80	—	—
8,10	7,10	12,10	9,40	—	—	22,00	—	—
4,70	1,20	0,00	46,30	—	—	9,10	—	—
—	—	—	3,20	—	—	—	—	—
—	—	—	15,60	0,010	0,143	—	—	0,007
4,80	3,20	6,20	24,70	—	—	—	—	—
—	—	—	17,60	0,086	0,232	—	—	0,370
—	—	—	30,30	0,017	0,455	—	—	0,030
97,00	7,60	6,20	24,90	0,039	0,147	74,33	1,06	—
0,45	0,70	0,21	20,13	—	—	—	—	—
3,30	—	0,60	7,80	0,037	0,203	19,80	0,28	0,180
4,00	—	0,60	58,70	—	—	27,30	0,27	—
—	—	—	59,40	—	—	—	—	—
2,70	0,80	0,00	29,40	0,213	0,060	147,33	0,57	3,55
5,40	1,00	0,00	13,80	—	—	116,40	0,43	—
3,70	2,80	2,00	11,20	0,120	0,035	265,50	0,95	3,42
0,27	0,03	0,07	2,40	—	—	45,50	0,36	—
548,00	2,19	0,43	8,50	—	—	—	—	—
6,75	0,28	0,00	10,62	0,145	0,118	183,80	0,96	1,22
1,60	0,00	0,00	92,30	—	—	8,90	0,09	—
0,11	0,00	0,00	0,00	0,118	0,154	21,41	0,31	0,76
5,44	4,17	0,99	4,36	—	—	128,72	1,00	—
2,12	0,38	0,01	2,19	0,017	0,015	34,30	0,92	0,90
0,77	0,01	0,00	5,30	0,017	0,032	92,00	0,47	0,53
3,04	0,11	0,00	19,20	—	—	—	—	—
3,43	1,09	0,28	0,00	—	—	—	—	—
0,14	0,31	0,00	21,80	—	—	—	—	—
0,84	0,10	0,00	4,30	—	—	—	—	—
8,50	6,90	4,70	19,00	—	—	70,10	0,38	—
10,3	2,90	0,60	39,50	—	—	35,10	0,32	—
3,80	2,10	1,80	4,90	0,037	—	114,10	0,60	—
1,08	0,10	0,00	7,33	0,132	0,019	219,00	1,04	1,50
1,30	0,15	0,07	7,30	0,073	0,028	206,60	0,90	26,00
0,22	0,01	0,02	23,34	0,017	0,312	3,40	0,07	0,05
1,30	0,64	1,07	4,62	—	—	46,50	1,06	—

Площадь	№ скв.	Возраст	Интервал перфорации, м	Объем газа, см <sup>3</sup> /т	Состав газа,		
					CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Коробковская . . . . .	131	C <sub>3</sub>	548—562	930	0,56	0,00	87,80
» . . . . .	131	C <sub>3</sub>	548—562	859	0,70	0,70	94,30
Тарасовская . . . . .	2	C <sub>3</sub>	548—562	100	0,00	0,00	0,00
Гремячинская . . . . .	15	C <sub>3</sub>	794—798	416	0,00	0,00	57,60
Покровская . . . . .	62	C <sub>3</sub>	371—944	685	0,30	0,00	90,50
Кулешовская . . . . .	1	C <sub>3</sub>	805—808	172	0,00	0,00	31,40
» . . . . .	1	C <sub>3</sub>	854—860	210	1,00	0,00	33,70
» . . . . .	77	C <sub>3</sub>	1081—1086	175	0,20	5,50	45,20
» . . . . .	85	C <sub>3</sub>	1038—1044	260	18,40	0,40	28,00
» . . . . .	104	C <sub>3</sub>	1152—1156	178	1,70	0,10	51,30
Ерусланская . . . . .	2	C <sub>3</sub> <sup>2</sup>	1875—1905	250	1,06	22,41	40,76
Миронычевская . . . . .	1	C <sub>2</sub> <sup>2</sup> k	319—324	663	0,42	0,00	89,15
» . . . . .	9	C <sub>2</sub> <sup>2</sup> k	310—314	956	0,00	0,00	94,92
Неклюдовская . . . . .	50	C <sub>2</sub> <sup>2</sup> k	1688—1692	136	0,00	0,00	25,20
Благодаровская . . . . .	30	C <sub>2</sub> <sup>2</sup> k	1735—1743	278	0,70	0,20	41,20
Ероховская . . . . .	3	C <sub>2</sub> <sup>2</sup> k	1720—1730	125	0,00	1,20	34,40

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Авров П. Я., Космачева Л. Г. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Актюбинского Приуралья и Западного Примуроджарья. Алма-Ата, Изд-во АН КазССР, 1963, с. 132.

Нефтегазоносные толщи Прикаспийской впадины. ВНИГРИ. Л., «Недра», 1967, с. 312. («Труды Всесоюз. нефт. научн.-исслед. геол.-развед. ин-та», вып. 253). Авт.: Г. Е. А. Айзенштадт и др.

Беляков М. Ф. О связи геозотерм с докембрийским рельефом Русской платформы. «Докл. АН СССР», 1949, т. 64, № 2, с. 112—118.

Васильев Ю. М. Геологическое строение Прикаспийской впадины и закономерности распространения нефти и газа в ее недрах. М., «Недра», 1967, с. 182.

Растворенные газы подземных вод нефтегазоносных отложений Актюбинского Приуралья и восточной окраины Прикаспийской впадины и их поисковое значение. Алма-Ата, «Наука», 1969, с. 101—109. («Труды Ин-та гидрогеол. и гидрофиз. АН КазССР»). Авт.: И. Б. Дальян, Ж. С. Сыдыков, Е. В. Стадник, М. А. Мухамеджанов.

Днепров В. С. Геологическое строение и нефтегазоносность Южно-Эмбенского поднятия и Северного Устюрта. Л., Гостоптехиздат, 1962, с. 275.

Джангирьянц Д. А., Аязбаева Г. Х., Юдина Н. И. Состав газов и закономерности распределения их в мезозойских отложениях Эмбенского района. — «Геология нефти и газа», 1968, № 5, с. 30—33.

Журавлев В. С. Основные черты глубинной тектоники Прикаспийской синеклизы. М., Изд-во АН СССР, 1960, с. 272. («Труды Геол. ин-та АН СССР», вып. 42).

% объем.						Общая упру- гость газа, кгс/см <sup>2</sup>	Отношение об- щей упруго- сти газа к гидростатиче- скому Давле- нию	He/Ar
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> + + высшие	N <sub>2</sub> + R	He	Ar			
9	10	11	12	13	14	15	16	17
1,47	0,46	0,14	9,57	0,014	0,072	43,00	1,00	0,19
1,70	0,48	0,12	2,00	0,010	0,100	28,00	0,53	0,10
0,00	0,00	0,00	100,00	—	—	10,00	0,14	—
5,40	0,70	6,10	36,30	—	—	91,30	1,14	—
13,00	10,00	—	25,70	0,350	0,015	107,40	1,10	23,33
2,80	0,00	0,00	65,80	—	—	36,30	0,48	—
3,10	1,80	0,00	60,40	0,207	0,488	42,10	0,49	0,42
3,40	1,40	0,00	44,30	0,625	0,047	32,40	0,29	13,27
1,20	1,70	0,00	51,30	0,690	0,248	37,80	0,36	2,78
5,50	3,00	0,00	38,40	—	—	28,00	0,24	—
3,14	0,30	0,00	32,30	—	—	23,90	0,13	—
0,13	0,00	0,00	10,30	0,026	0,255	22,00	1,01	0,11
0,07	0,18	0,13	7,40	—	—	31,20	1,06	—
3,00	0,80	—	71,00	0,642	0,258	29,30	0,17	2,87
4,50	1,90	—	51,50	0,563	0,211	73,90	0,43	2,66
3,30	2,00	—	59,10	—	—	21,50	0,12	—

Зорькин Л. М. Первые данные по химическому составу и газонасыщенности пластовых вод солянокупольной области междуручья Волга—Урал. — «Новости нефт. техн. Сер. геол.», 1964, № 4, с. 31—35.

Зорькин Л. М., Кричевский Г. Н. О перспективах газонасыщенности и условиях формирования залежей газа неогеновых отложений Прикаспийской впадины. М., «Недра», 1965, с. 41—44. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природ. газов», вып. 25 (33)).

Зорькин Л. М., Юрин Г. А. О гидрохимии пластовых вод пермтриасовых отложений Северного Прикаспия (в связи с оценкой перспектив газонефтеносности). — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1965, № 6, с. 16—19.

Зорькин Л. М., Козлов В. Г., Юрин Г. А. Солевой и газовый состав пластовых вод альб-сеноманских отложений Прикаспийской впадины. — В сб.: Геолог. исслед. на нефть и газ, сер. Нефтегаз. геол. и геофиз. М., Изд. Всесоюз. науч.-исслед. ин-та организации упр. и эконом. нефтегаз. пром-сти, 1967, с. 39—43.

Зорькин Л. М. Растворенные газы пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. — Автореф. дисс. на соиск. учен. степ. докт. геол.-минер. наук. М., Моск. гос. ун-т, 1969, 42 с.

Зорькин Л. М., Стадник Е. В. Газовый и солевой состав и возраст подземных вод Прикаспийской впадины. — «Докл. АН СССР», 1970, т. 195, № 5, с. 1187—1189.

Зорькин Л. М., Стадник Е. В., Козлов В. Г. Особенности температурного поля соленосных отложений Прикаспийской впадины. — «Докл. АН СССР», 1971, т. 197, № 1, с. 165—167.

Зорькин Л. М., Стадник Е. В., Козлов В. Г. Состав газов над-

кунгурских отложений Прикаспийской впадины. Бюл. Моск. о-ва испыт. природы, 1971, отд. геол., № 6, 1971, с. 102—112.

Зорькин Л. М., Стадник Е. В. Газоносность пластовых вод под-солевого палеозоя Прикаспийской впадины и ближайших обрамлений. — «Докл. АН СССР», 1971, т. 197, № 2, с. 412—421.

Зорькин Л. М. Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. М., «Недра», 1973, с.

Карпов П. А. Влияние глубины залегания на коллекторские свойства терригенных отложений Волгоградской области. Л., «Недра», 1965, с. 59—80 («Труды Волгоград. науч.-исслед. ин-та нефти и газа», вып. 3).

Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1963, 354 с.

Козлов В. Г., Кричевский Г. Н. Первые результаты геотермических исследований в центральных районах Прикаспийской впадины. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1966, № 7, с. 9—12.

Козлов В. Г., Ли К. А., Стадник Е. В. Гидрогеологическая характеристика разреза Шунгайской опорной скважины в связи с нефтегазоносностью центральных районов Прикаспийской впадины. — В сб. мат-лов науч.-техн. сов. по глуб. бурению, вып. 15, М., «Недра», 1971, с. 81—84.

Козлов В. Г., Ли К. А., Стадник Е. В. Гидрогеологические условия купола Болганмола в связи с нефтегазоносностью центральных районов Прикаспийской впадины. — В сб. мат-лов науч.-техн. сов. по глуб. бурению, вып. 15, М., «Недра», 1971, с. 85—90.

Корценштейн В. Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. М., Гостоптехиздат, 1963, с. 168.

Корценштейн В. Н. Гидрогеология газосной провинции Центрального Предкавказья. М., Гостоптехиздат, 1960, 259 с.

Кукабаев Б. Подземные воды юрских отложений юго-западной части междуречья рек Урала и Эмбы. — «Вестн. АН КазССР», 1963, № 12, с. 28—32.

Неволин Н. В. Общие черты глубинного геологического строения Западного Казахстана. М., «Недра», 1965, с. 134.

Савченко В. П., Виноградов В. Л., Яковлев Ю. И. Лобовой и тыловой эффект и его поисковое значение. — «Геология нефти и газа», 1965, № 7, с. 36—40.

Савченко В. П. К вопросу о геохимии гелия. — «Природные газы», 1935, № 9, с. 1—35.

Соколов В. Л. Прикаспийская впадина. Проблемы газонефтеносности, истории развития и тектоники. — Автореф. дисс. на соиск. учен. степ. докт. геол.-минер. наук. М., изд. Отдел. техн. информ. Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природ. газов, 1968, с. 40.

Соколов В. Л., Кричевский Г. Н. О перспективах открытия крупных месторождений газа в солянокупольных районах междуречья Волги и Урала. — «Геология нефти и газа», 1966, № 4, с. 5—9.

Спевак Ю. А. Роль сводовой части кряжа Карпинского в сочленении Северо-Каспийского и Среднекаспийского артезианских бассейнов в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности Астраханской области. — «Новости нефт. техн. Сер. геол.», 1963, № 2, с. 37—41.

Спевак Ю. А., Стадник Е. В., Зорькин Л. М. Состав и упругость растворенных газов мезозойских отложений кряжа Карпинского. — «Геология нефти и газа», 1964, № 11, с. 37—41.

Стадник Е. В. Гидрогеологические особенности надверейских карбонатных отложений Нижнего Поволжья в связи с вопросами газонефтеносности. Науч.-техн. сборн. по геологии, разр. и трансп. прир. газа, вып. III—IV. М., «Недра», 1965, с. 55—65 («Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природ. газов»).

Стадник Е. В., Козлов В. Г., Юрин Г. А. Температурные особенности водонапорной системы юго-востока Русской платформы. — «Геология нефти и газа», 1967, № 2, с. 35—39.

Стадник Е. В. Гидрогеология палеозойской водонапорной системы се-

северо-западного обрамления Прикаспийской впадины в связи с вопросами формирования залежей нефти и газа и оценкой перспектив газонефтеносности. Автореферат дисс. на соиск. учен. степ. канд. геол.-минер. наук. М., Всесоюз. науч.-исслед. ин-т природ. газов», 1967, с. 20.

Стадник Е. В., Козлов В. Г. О газоносности плиоценовых отложений Прикаспийской впадины. В сб.: Некоторые вопр. геол.-геофиз. исслед. на нефть и газ, сер. Нефтегаз. геол. и геофиз. М., изд. Всесоюз. науч.-исслед. ин-та организации упр. и эконом. нефтегаз. пром-сти, 1969, с. 132—141.

Стадник Е. В. Гидрогеологические предпосылки газонефтеносности северо-западного Приаралья. — «Геология нефти и газа», 1969, № 4, с. 40—43.

Стадник Е. В., Козлов В. Г. О перспективах нефтегазоносности купола Западный Баксай. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1972, № 24, с. 7—10.

Садыков Ж. С. Подземные воды Мугуджар и Примугуджарских равнин. Алма-Ата, «Наука», 1966, 415 с.

Сыдыков Ж. С. Гидрогеологические и гидрохимические особенности нефтяных вод Кенкиякской площади Алма-Ата, Изд-во АН КазССР, сер. Геол., вып. 2, 1962, с. 36—40.

Торгованова В. Б. Аномалии в химическом составе вод и газов адсолевой толщи Прикаспийского артезианского бассейна и их роль в оценке перспектив нефтегазоносности. Труды ВНИГРИ, вып. 220, геологический сборник № 8, 1963, с. 239—245.

Закономерности распределения нефти и газа в Прикаспийской впадине. Изд-во «Недра», 1964, с. 256. Авт.: Чарыгин М. М., Васильев Ю. М., Каламкарров Л. В., Мильничук В. С.

1829

НЕДРА