

# ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение .....	5
Глава 1. ЭКОЛОГО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕДИМЕНТАЦИОННО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ РЕГИОНОВ .....	10
Глава 2. МОДЕЛЬ РАЗРАБОТКИ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	57
2.1. Геологическая модель Астраханского газоконденсатного месторождения .....	57
2.2. Гидрогеологическая модель месторождения .....	77
2.3. Геохимическая модель газа и конденсата АГКМ .....	89
2.4. Модель разработки на естественном режиме .....	103
Глава 3. МОДЕЛЬ РАЗРАБОТКИ КОРОЛЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	133
3.1. Геологическая модель Королевского месторождения .....	133
3.2. Гидродинамическая модель .....	137
3.3. Геохимическая модель нефти и растворенного газа .....	142
3.4. Модель разработки на естественном режиме .....	147
Глава 4. МОДЕЛЬ РАЗРАБОТКИ ТЕНГИЗСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	160
4.1. Геологическая модель Тенгизского месторождения .....	160
4.2. Геохимическая модель нефти и растворенного газа .....	165
4.3. Гидродинамическая модель разработки на естественном режиме .....	167
4.4. Моделирование закачки воды .....	170
4.5. Моделирование закачки газа .....	171
Глава 5. МОДЕЛЬ РАЗРАБОТКИ КАРАЧАГАНАКСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	180
5.1. Геологическая модель Караганакского ГКМ .....	180
5.2. Гидрогеологическая модель Караганакского ГКМ .....	188
5.3. Геохимическая модель Караганакского ГКМ .....	197
5.4. Модельные особенности разработки .....	200
Глава 6. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	206
6.1. Общие сведения о месторождении .....	206
6.2. Геологическая модель месторождения .....	209
6.3. Характеристика газонефтяных залежей .....	223
6.3.1. Разработка месторождения .....	224
6.3.2. Физико-химические свойства пластовых флюидов .....	226

6.4. Гидрогеологические условия.....	236
6.5. Модели обводнения залежей в карбонатных коллекторах.....	241
6.6. Результаты изучения глубинного строения месторождения .....	252
<b>Глава 7. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ</b>	
<b>РАЗРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА.....</b>	<b>260</b>
7.1. Обоснование способов эксплуатации скважин, устьевого и внутристекущинного оборудования.....	260
7.2. Предупреждение осложнений при эксплуатации скважин .....	262
<b>Глава 8. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАЗРАБОТКИ .....</b>	<b>272</b>
8.1. Природно-климатическая характеристика .....	272
8.2. Инженерно-геологическое районирование территории .....	273
8.3. Минерально-сырьевые ресурсы .....	274
8.4. Сейсмические условия .....	275
8.5. Поверхностные воды и водотоки .....	280
8.6. Флора и фауна .....	282
8.7. Подземные воды.....	284
8.7.1. Гидрогеологические условия.....	284
8.7.2. Естественная защищенность подземных вод от загрязнения.....	284
8.8. Почвы .....	285
8.9. Животный мир.....	288
8.10. Радиоэкологическая обстановка.....	289
8.11. Социальная среда .....	290
8.12. Мероприятия по охране окружающей среды и недр.....	291
8.13. Охрана труда, техника безопасности и противопожарные мероприятия .....	295
<b>Глава 9. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ</b>	
<b>ГЛУБИННОГО ЗАХОРОНЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОТХОДОВ.....</b>	<b>296</b>
9.1. Модель захоронения промышленных отходов в надсолевые массивы горных пород.....	297
9.2. Модель подземного захоронения промышленных отходов в подсолевые массивы горных пород .....	304
<b>Глава 10. МОДЕЛИРОВАНИЕ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ</b>	
<b>ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА .....</b>	<b>317</b>
10.1. Новые нефтяные и газовые месторождения.....	319
10.2. Перспективы нефтегазоносности российского Каспия .....	331
<b>ГЛАВА 11. ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ</b>	
<b>РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....</b>	<b>343</b>
<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....</b>	<b>345</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

Месторождения нефти и газа, расположенные на Восточно-Европейской платформе (Русской равнине), занимают обширные территории, которые, несмотря на своеобразные климатические и природные особенности степей и полупустынь, находятся в исключительно выгодных экономических условиях.

Обобщения и научно-промышленная обработка материалов по разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа позволяют выделить общие черты освоения месторождений и обосновать моделирование их строения, разведки и эксплуатации.

На юге Русской равнины (платформы) располагается нефтегазоносная внешняя угловая (экзогональная) Прикаспийская впадина, которая привлекает внимание исследователей уже более 300 лет. Особый интерес к Северному Прикаспию начал проявляться в XVII в. во времена Петра I. Государственные интересы того времени выдвигали на первый план поиски путей в Иран, Бухару, Индию и Афганистан, а также земель, удобных для возведения военных укреплений и создания русского флота на Каспийском море.

В освоении Прикаспийской впадины возможно выделить несколько крупных этапов, обусловленных методиками и результатами работ. Первый (дореволюционный) этап (с начала XVII в.) ознаменовался исследованиями корифеев русской науки. Первая научная экспедиция была организована в 1763 г. М. В. Ломоносовым. В экспедиции работали известные естествоиспытатели И. И. Лепехин (1768–1769), С. Г. Гмелин (1786), П. С. Паллас (1763–1769), Н. И. Андрусов (1874–1875), Н. П. Барбот де Марни (1829–1877) и др.

Первые сведения о наличии горючих газов принадлежат Г. Нешелю (1836). Он описал газопроявления в артезианском колодце в районе Астрахани и отметил выделение газа близ горы Богдо в окрестностях оз. Баскунчак. Газопроявления у Астрахани привлекали внимание многих исследователей: в 1885 г. их изучал К. М. Бэр, в следующем году — К. К. Корнилов. Строительство Туркестанской железной дороги усилило изучение полезных ископаемых. Уже в 1892 г. появились первые заявки на разведку месторождений нефти в районе Доссор, однако первая нефть здесь была получена в 1911 г. В 1906 г. в Саратовском Заволжье при бурении скважины на хуторе Мельникова в плиоценовых отложениях был получен газ, использовавшийся до 1909 г. в быту и для двигателей мельницы, а позднее — на стекольном заводе, который работал на этом газе 20 лет. После первого мощного фонтана нефти в Доссоре интерес к Прикаспийской впадине повысился, однако к 1917 г. были разведаны всего два месторождения — Доссор и Северный Макат.

Геологические исследования в Прикаспийской впадине с 1917 по 1922 г. в связи с Гражданской войной не проводились. Изучение региона возобновилось только в 1923 г., когда начался второй — послереволюционный — этап изучения и освоения недр впадины. В этом же году возобновляют свои исследования

в Эмбенской области Н. Н. Тихнович и С. И. Миронов, а также молодые ученые П. Я. Авров, Н. И. Буялов, Л. П. Смирнов и др. С 1930 г. началась планомерная маршрутная гравитационная съемка всей территории Прикаспия. В 1931 г. при бурении глубоких скважин начали применять электрокаротаж, в следующем году — сейсморазведку методом отраженных волн (МОВ). С 1935 г. в Прикаспии широко применяются геохимические методы разведки, в том числе газовая съемка. В 1930–1934 гг. в ряде мест Прикаспийской впадины изучались довольно крупные месторождения фосфоритов. В 1934 г. в Индерском районе А. И. Волков открыл месторождение боратовых руд.

В 1935 г. И. М. Губкин высоко оценил перспективы нефтеносности Северного Прикаспия. В целом период с 1923 по 1941 г. характеризуется широким размахом геологоразведочных работ в пределах Эмбенской области. В этой области работало 53 геологоразведочных и 69 геофизических предприятий. В этот геологоразведочный этап были открыты новые месторождения нефти, однако территория Прикаспийской впадины изучалась крайне неравномерно. Детальными геологическими и геофизическими исследованиями были охвачены лишь Эмбенская область и западные прибрежные зоны впадины, остальные же районы оставались неисследованными.

В годы Великой Отечественной войны была поставлена задача создать в Эмбенской нефтеносной области крупную топливную базу. В связи с этими задачами здесь проводятся большие объемы поисково-разведочных работ. За годы войны (1941–1945) объем разведочных работ в Эмбенской области возрос вдвое. В этот период широко внедряются геофизические исследования, в особенности сейсморазведка МПВ и др. Здесь активно работали В. Я Авров, Г. Е.-А. Айзенштадт, С. Н. Колтыгин, Н. В. Неволин, Н. А. Швенбергер, В. В. Вебер и др. В эти же годы выходят сводные работы Ю. А. Косыгина, А. Л. Яншина и других, изучавших вопросы стратиграфии, тектоники и нефтегазоносности Прикаспийской впадины.

В послевоенные годы начался качественно новый этап в изучении Прикаспийской впадины. Непрерывно увеличиваются объемы геологоразведочных работ, внедряются аэрогеологические методы исследований, бурится серия опорных скважин, расширяются научные исследования, создаются новые геологоразведочные предприятия. Хотя и были подтверждены высокие перспективы нефтегазоносности впадины, до 1960 г. основные открытия месторождений приходятся на Эмбенскую область, вследствие чего у некоторых специалистов сложилось мнение о низких перспективах дальнейших поисков нефти и газа в Прикаспийской впадине, так как применявшаяся методика геологоразведочных работ себя не оправдала.

Стратегическая переориентировка поисково-разведочных работ на глубинные палеозойские подсолевые отложения, осуществленная в начале 60-х гг. XX в., перевернула тактику и практику освоения нефтяных и газовых ресурсов Прикаспийской впадины. В это же время было открыто гигантское Оренбургское газоконденсатное месторождение в подсолевых нижнепермских и каменноугольных отложениях в северо-восточном районе впадины, затем Карагачаганское газоконденсатное месторождение, в 1976 г. — гигантское Астрахан-

ское газоконденсатное месторождение в подсолевых каменноугольных отложениях юго-западной части впадины. В дальнейшем были открыты нефтяные Тенгизское и Королевское месторождения-гиганты в каменноугольных отложениях юго-восточной части впадины.

*Оренбургское газоконденсатное месторождение* — сравнительно неглубоко залегающее (1300–1800 м) с этажом газоносности до 550 м. Характеризуется неоднородным по площади и разрезу составом газа, основным компонентом которого является метан (83 об.%). Содержание сероводорода составляет 1,34–4,5 об.%, азота — 3,2–6,2%, двуокиси углерода — 0,5–1,65%, стабильного конденсата — 64–72 г/м<sup>3</sup>; имеются сероорганические соединения. Пластовое давление составляет 20,4 МПа, пластовая температура аномально низкая — 32°C. К основной газоконденсатной залежи приурочены небольшие по мощности нефтяные оторочки.

*Карачаганакское месторождение* выделяется большей глубиной залегания (3700–5200 м), 1,5-километровым этажом и сравнительно небольшой площадью газоносности, высоким содержанием конденсата (300–400 г/м<sup>3</sup> и выше), наличием парафинов (до 2 об.%). Содержание метана в исследованных интервалах примерно 80 об.%, сероводорода — 3,7 об.%, меркаптанов — до 0,2%. Состав пластового газа отличается также высоким содержанием этана и одновременно пропан-бутановой фракции (более 5 об.%). Пластовое давление — 53–59 МПа, пластовая температура аномально низкая — 72–76°C.

*Астраханское месторождение* отличается высоким содержанием кислых газов (более 40%), низким содержанием метана (менее 50%), высоким содержанием конденсата (порядка 400 г/м<sup>3</sup>), аномально высоким пластовым давлением (свыше 60 МПа), коллекторами с резко ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (средняя проницаемость на уровне 1·10<sup>-13</sup> м<sup>2</sup>). Глубина залегания залежи — 4 км, этаж газоносности — 220 м, пластовая температура — 109°C.

Появление уникальных по объему запасов и сложных по строению объектов требует для их освоения решения крупномасштабных научных и производственных проблем и приводит к качественно новому этапу в развитии газовой и нефтяной промышленности.

Характеристика месторождений показывает, что каждое из них имеет свои особенности, требующие учета при проектировании, разработке и эксплуатации. Однако эти месторождения имеют и существенно сходные признаки: большой этаж газоносности, карбонатные коллекторы пермско-карбонового возраста, наличие сероводорода, двуокиси углерода, конденсата, жесткую связь динамики добычи газа с работой нефтегазохимических комплексов.

При освоении таких месторождений, являющихся долговременно сырьевой базой добывающих комплексов, на первый план выдвигается проблема комплексного и максимального использования всех компонентов, находящихся в пластовом флюиде. Темпы разработки таких месторождений и их конечная компонентоотдача определяются мощностями нефтегазохимических комплексов и возможностями потребителей.

Опыт, накопленный при эксплуатации нефтяных газоконденсатных месторождений-гигантов, может быть использован для обоснования основных принципов подхода к освоению глубинных недр Прикаспийской впадины.

Прикаспийская впадина является одной из крупнейших тектонических депрессий мира, в пределах которой мощность осадочного чехла достигает 20 тыс. м. Вследствие этого Прикаспийская впадина представляет собой один из крупнейших нефтегазоносных бассейнов мира. Исследователи считают, что запасы газа здесь составляют сотни и тысячи триллионов кубометров. Эти прогнозы касаются лишь глубин, доступных для современных технических средств (до 5000 м). Если учесть всю многокилометровую осадочную толщу впадины, то этот регион можно считать величайшим полюсом накопления нефти и газа, что подтверждается последними открытиями гигантских месторождений нефти, газа и конденсата. Это подтверждается при сравнении геологического строения Прикаспия с его аналогом — соляно-купольной областью Галф Кост (Примексиканская впадина), в пределах которой сосредоточено 4600 млрд м<sup>3</sup>, или 66,5%, запасов газа США и ежегодно добывается более 230 млрд м<sup>3</sup> и более 70 млн т нефти. Если учесть открытые месторождения-гиганты в Прикаспийской впадине с пластовым давлением 600–800 атм, развитым и в Примексиканской впадине, а также то, что Прикаспийская впадина по своим размерам во много раз превосходит крупнейший нефтегазоносный район США Галф Кост, то прогнозы ресурсов нефти и газа в Прикаспии достоверны. Открытия последних лет заставляют считать Прикаспий в качестве первоочередного объекта поисковых и разведочных работ на сушу. Учитывая, что южные части впадины заняты акваторией Каспийского моря, где уже открыты месторождения нефти, перспективы Прикаспийского региона становятся еще выше.

При сопоставлении перспектив нефтегазоносности Примексиканской и Прикаспийской впадин отмечается сходство их тектонического строения: 1) обе они являются составными частями двух крупнейших в мире седиментационных бассейнов и представляют собой обширные краевые (экзогональные) депрессии Северо-Американской и Русской докембрийских платформ, испытывающих интенсивное погружение в течение весьма длительного времени; 2) в обеих впадинах выделяются крупные погребенные сводовые поднятия и прогибы; 3) структуру надсолевого комплекса обеих осложняют многочисленные соляные куполы, число которых в Примексиканской впадине достигает 400, в Прикаспийской впадине — 1000. Из них в Галф Косте только 280 соляных структур нефтегазоносны, в Северо-Морской впадине (Германия) из 200 соляных структур нефтеносны 30.

Прикаспийская впадина со всех сторон окружена районами, в которых с давних пор известны и успешно разрабатываются промышленные месторождения нефти и газа.

Высокие перспективы нефтегазоносности обеих впадин подтверждаются и сходством геотермического потенциала: в Примексиканской впадине на площади Стокая на глубине 7723 м температура равна 183°C, в дельте Миссисипи на глубине 6879 м температура равна 175°C.

Пять месторождений определили стратегию освоения нефтегазовых ресурсов Прикаспийской впадины — Астраханское, Тенгизское, Королевское, Оренбургское, Каракаганакское. Четыре пробуренные сверхглубокие скважины глубиной порядка 7000 м — Володарская, Табаковская, Девонская, Правобережная — показали высокую нефтегазонасыщенность нижнепалеозойских отложений. Наличие таких уникальных сложных объектов требует для их освоения решения научных, технических и технологических проблем, без чего новый этап геологоразведочных работ в Прикаспийской впадине будет реализовываться с большими трудностями.

Природные особенности месторождений-гигантов в Прикаспийской впадине, их индивидуальности в геологическом строении, добыче и разработке, а также переработке сырья сложного состава, большие запасы и этажи продуктивности, наличие опасных для окружающей среды и для технологии серово-дорода и углекислого газа, наличие высококачественного конденсата или высокая газонасыщенность пластовых нефтей предопределяют синергетическую взаимосвязь добычи сырья с работой нефтегазохимических и перерабатывающих комплексов, мощность которых контролирует объемы добычи нефти, газа и конденсата. Без систематизации и детального изучения этих месторождений-гигантов невозможно достаточно точно прогнозировать основные закономерности распределения скоплений нефти и газа в Прикаспийской впадине. С этой целью в настоящей работе приводятся основные характеристики геологических условий накопления нефти и газа в гигантских ловушках, особенностей их разработки и геохимии нефти, газа и конденсата, сведения о которых до настоящего времени разрозненны, но представляют большой научный, производственный и учебный интерес.

# **Глава 1**

## **ЭКОЛОГО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕДИМЕНТАЦИОННО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ РЕГИОНОВ**

Геолого-геофизические исследования нефтегазоносных бассейнов подтверждают, что закономерности формирования и размещения в них нефтяных и газовых месторождений в значительной степени обусловливаются структурно-тектоническими литолого-фациальными условиями, которые отражены в синергетическом строении разрезов этих бассейнов. Поэтому для воссоздания моделей месторождений-гигантов, развитых в Прикаспийской впадине, целесообразно представить синергетическую модель осадочно-тектонического строения Прикаспийской впадины.

В настоящее время в западной части впадины пробурены сверхглубокие, порядка 7 тыс. м, скважины (Аралсорская, Табаковская, Володарская, Девонская, Правобережная), которые впервые вскрыли практически весь надсолевой и подсолевой осадочные комплексы отложений. Полученные фактические материалы расширили знания о геологическом строении Прикаспийской впадины, что отражено ниже в соответствующих моделях месторождений.

В геологическом строении Прикаспийской впадины принимают участие генетически самостоятельные по строению и историческому развитию литолого-тектонические этажи: кристаллический фундамент, подсолевой карбонатно-терригенный этаж, соленосный сульфатно-галогенный, надсолевой преимущественно терригенный и покровный терригенный плащеобразный чехол.

Кристаллический фундамент Прикаспийской впадины, глубина залегания которого превышает 18–20 км, представляет собой сложный объект для исследований. Это обусловлено огромными мощностями осадочного чехла, развитием соляной тектоники, выносящей значительные затруднения в интерпретацию сейсмических и гравитационных материалов для глубинных частей геологического разреза. Магнитное поле в пределах впадины имеет спокойный характер. Интенсивность и дифференциация магнитного поля резко возрастает на обрамляющей впадину Русской платформе. Наблюданное гравитационное поле, напротив, весьма сложно, с резкими перепадами интенсивности внутри впадины и менее дифференцированно — на ее обрамлении. По аналогии глубокого Новоузенского прогиба, являющегося продолжением Пачелмского прогиба, можно считать, что в основании осадочного чехла впадины распространены аналоги сердобских пестроцветных терригенных осадков мощностью до 1500 м. Аналоги таких пород вскрыты в юго-западной части впадины.

Девонские отложения представлены толщей преимущественно терригенных осадков нижнего отдела. Она состоит из нескольких (до пяти) литологических комплексов: глинисто-песчаного, песчано-аргиллитового, карбонатного, песчаного и глинистого. Общая мощность может достигать 500 м и более. Формирование данных комплексов происходило в условиях мелководного моря вблизи прибрежных зон. Отложения нижнего девона сопоставляются с образованиями казанской свиты нижнего девона.

В разрезе среднего девона выделены отложения эйфельского и живетского ярусов. Нижние части эйфельского яруса сложены преимущественно серыми песчаниками и алевролитами мощностью несколько десятков метров. Верхняя часть яруса представлена известняками и доломитами с прослоями известковистых глин. Живетский ярус подразделяется на воробьевские и старооскольские слои. Воробьевские слои представлены переслаивающимися аргиллитами: алевролитами, песчаниками, известняками и доломитами мощностью до 50 м и более. Старооскольские слои состоят из серых аргиллитоподобных глин и слоистых известняков мощностью до 40 м и более.

Верхний девон представлен франским и фаменским ярусами. К франскому ярусу относятся серые слоистые глинистые известняки. Эти отложения мощностью от единиц до десятков метров залегают на размытой поверхности среднего девона. В основании яруса залегают известковые конгломераты. Породы фаменского яруса залегают на размытой поверхности франских отложений несогласно. По палеонтологическим исследованиям, среди фаменских отложений выделяются задонские, елецкие, данково-лебедянские и озерско-хованские слои. Все слои представлены глинистыми и доломитизированными известняками, доломитами, в нижней части которых встречаются прослои серых мелкозернистых глинистых песчаников. Общая мощность яруса достигает более 100 м.

Каменноугольная система представлена всеми тремя отделами. В разрезе нижнего карбона выделяются турнейский, визейский и намюрский ярусы. В толще визейский ярус подразделяется на яснополянский, окский и серпуховский подъярусы. Яснополянский подъярус состоит из двух пачек. Нижняя пачка (угленосный горизонт) представлена терригенными породами (черными глинами и песчаниками). Верхняя пачка (тульский горизонт) сложена темносерыми известняками и темно-серыми глинами песчанистыми углистыми. Окский подъярус представлен однородной толщей серых и бурых известняков и доломитов мощностью до 300 м и более. Серпуховский подъярус сложен светлыми известняками мощностью до 80 м и более. Намюрский ярус представлен серыми и белыми мелрокристаллическими известняками с прослоями серого ангидрита. Мощность яруса до 110 м и более.

Средний карбон представлен башкирским и московским ярусами. Башкирский ярус представлен серыми известняками мощностью до 80 м и более, в северных и западных частях впадины в верхней части башкирского яруса залегают преимущественно песчаники, алевролиты и глины, с редкими прослоями известняков и доломитов. Московский ярус подразделяется на верейский, каширский, подольский и мячковский горизонты. Все горизонты сложены из-

вестняками с прослойми доломитов, гипса и ангидрита. Лишь в нижней части верейского горизонта встречены глины и алевролиты.

Верхний карбон подразделяется на касимовский и гжельский ярусы. Касимовский ярус сложен серыми известняками с прослойми ангидрита. Гжельский ярус представлен известняками и доломитами с включениями гипса и ангидрита. Общая мощность каменноугольной системы достигает 1700 м и более.

Пермская система подразделяется на два отдела: нижний подсолевой и соленосный, верхний — надсолевой терригенный. Нижняя подсолевая пермь представлена сакмарским и артинским ярусами. Они состоят из переслаивающихся аргиллитов, известняков и доломитов. Общая мощность этой толщи в западных районах впадины достигает 400 м, а в актюбинском Приуралье — более 4000 м.

Соленосный этаж представлен двумя пачками пород — сульфатной нижней и галогенной верхней. Сульфатная пачка относится к филипповскому горизонту и в ряде участков содержит мелкие залежи нефти. Верхняя галогенная пачка кунгурского яруса сложена каменной солью с подчиненными прослойми и линзами ангидрита и терригенного материала. Соли образуют штоки высотой до 3–5 км, между которыми находятся мульды, нередко бессолевые.

Закономерности расположения соляных куполов Прикаспийской впадины всегда привлекали внимание исследователей. Научные положения о солянокупольной природе изложил К. И. Богданович в 1921 и 1924 г. Он же сравнил условия Прикаспийской впадины с условиями солянокупольных районов Ганновера (Германия) и Луизианы (США). Вплоть до середины XX в. соляная тектоника связывалась с пликативной складчатостью (В. Е. Руженцев, С. В. Шумилин, Н. И. Буялов, Э. Э. Фотиади, И. П. Смилга, Н. А. Швембергер и др.). Зависимость соляной тектоники от формирования крупных прогибов в надсолевых отложениях обосновывали Ю. А. Косыгин (1948), Н. Н. Невелин (1951), П. Е. Харитонов (1955) и др. Некоторые исследователи считали, что проявления и пространственное размещение соляных куполов определили колебательные движения (Тетяев, 1948; Авров, 1955; Гейслер, 1956 и др.). Единым у всех исследователей является мнение, что верхняя граница соленосного кунгурского этажа является фациальной, а не стратиграфической, следовательно, соленакопление на обширном пространстве Прикаспийской впадины прекратилось не одновременно. В начальные этапы соленакопления еще сохранялись остаточные отшнурованные лагуны в тектонически погруженных участках. В дальнейшем неравномерные мощности перекрывающих соли терригенных пород предопределили неравномерную нагрузку на пластичные осадки кунгура. В итоге сформировалась сложная закономерность мозаичного чередования соляных куполов и межкупольных депрессий, которая формирует основные контуры структурного плана всего надсолевого комплекса пород.

Современный структурно-тектонический план Прикаспийской впадины наметился в итоге к середине мезозойского времени и почти не изменялся во время дальнейшего развития. Развитие заложенных к середине мезозоя структурных форм в меловое и палеогеновое времена происходило унаследованно. Во времени основные области погружения постепенно смещаются на запад.

В условиях общего интенсивного прогибания Прикаспийской депрессии в ее пределах наряду с устойчивыми зонами прогибания обособляются участки относительно замедленного прогибания, что отразилось в структуре мезозоя в виде поднятий. Тектоническое развитие впадины продолжалось и в неоген-четвертичное время, однако это существенно не изменило структурное строение впадины. Однако развитие структурных планов Прикаспийской впадины протекало различно в западной и восточной ее частях. В западных частях впадины не отмечается линейного расположения основных структурных элементов. Для структур восточной части впадины характерно уральское простирание их осей. Зоны поднятий и прогибов восточной части впадины, следуя направлению герцинид Урала, ограничивают дугообразными линиями восточную и юго-восточную части Прикаспийской впадины и всей Русской платформы в целом. На долготу р. Урал происходит наложение двух структурных направлений — северо-западного и уральского. Здесь наблюдаются структурные формы, которые отражают два основных направления.

Надсолевой этаж начинается отложениями верхнего отдела пермской системы. В верхнем отделе перми выделяются казанский и татарский ярусы. Казанский ярус представлен толщей переслаивающихся пестроцветных глин, песчаников и мергелей. Во внутренних районах впадины встречаются пачки известняков. В этих толщах содержатся включения ангидритов, доломита, гипса и каменной соли, отчего толща именуется галлпелитовой. Татарский ярус сложен пестроцветными глинами и песчаниками. В центральных частях впадины мощность татарского яруса превышает 500 м (Аралсорская).

Триасовая система широко распространена во впадине двумя отделами — нижним и верхним. В нижнем отделе выделяется мышский ярус с ветлужской серией. Ветлужская серия представлена красноцветной преимущественно терригенной толщей. В оленекском ярусе баскунчакская серия представлена пачкой пестроцветных глин, а выше — мощной толщей глинисто-известковых пород. Мощность баскунчакской серии достигает 470 м и более. Верхний отдел триаса представлен отложениями кейпера и рэтского яруса. Отложения кейпера представлены песчанико-алевритовыми разностями, прослойми песчаников и аргиллитов. Рэтский ярус по литологическому составу сходен с кейпером и образует с ним единую пестроцветную толщу, отличаясь лишь комплексом растительных остатков.

Юрская система в составе нижнего, среднего и верхнего отделов представлена в основном терригенными породами, лишь в верхнем отделе встречены известняки. Нижняя юра неразделима. В средней юре выделяются ааленский, байосский и батский ярусы. Средняя юра представлена чередованием серых песчаников и серых глин. В верхнем отделе выделяются отложения келловейского яруса, кимериджского и нижневолжского ярусов. Все ярусы представлены чередованием глин, известняков с мергелями и известковистых песчаников.

Меловая система в Прикаспийской впадине распространена широко. В системе выделены два отдела: нижний и верхний. Нижний отдел в составе неокомского, аптского и альбского ярусов представлен чередованием крупных

пачек серых песчаников и глин с прослойями алевролитов. Мощность нижнего отдела достигает 500 м и более. Верхний отдел мела представлен породами сеноманского, туронского, сantonского, кампанского, маастрихтского и датского ярусов. Сеноманский и туронский ярусы состоят из песчаников и глин, остальные ярусы представлены мергелями, известняками с прослойями глинистых пород. Общая мощность верхнего мела достигает 550 м и более.

Палеогеновая система расчленяется на палеоцен, эоцен и олигоцен. Они представлены серыми опоковидными глинами и известковистыми алевролитами с прослойями серых мергелей. Общая мощность палеоцена достигает в межкупольных зонах 1500 м и более.

Неогеновая система включает акчагыльский ярус, сложенный глинами и мергелями, в основании лежит пачка песков. Мощность акчагыла более 200 м.

Четвертичная система начинается апшеронским ярусом, представляющим собой чередование глин и рыхлых песчаников мощностью более 200 м. Четвертичные отложения представлены бурыми и серыми песками, супесями, суглинками и глинами хазарского и хвалынского возраста. Мощность четвертичной системы достигает 85 м и более.

Палеогеологические и геодинамические условия формирования Прикаспийского осадочного бассейна определяют масштабы его нефтегазоносности и объем накопления пород — генераторов нефти и газа, а также условия сохранности УВ. Прикаспийская впадина, как осадочный бассейн, обладает уникальными возможностями нефтегазоносности.

Прикаспийская впадина формировалась в юго-восточной краевой наиболее мобильной части Европейской платформы, рассеченной рифтовыми зонами на ряд крупных блоков.

Обширная область низменных молодых опусканий Прикаспийской впадины, некогда полностью залитая водами древнего Каспия, занимает западную часть региона и простирается от Зауральских Сыртов до Волги и выделяется на всех гипсометрических картах зеленым цветом. Еще А. Гумбольдт в 1843 г. указывал, что низменная часть впадины совместно с Закаспийской и Приаральской низменностями и впадинами Каспия и Арала представляют собой систему кратера наподобие кратеров Луны. Через шестьдесят лет Н. А. Андрусов (1902) пришел к выводу о тектоническом образовании Прикаспийской впадины и показал, что накануне акчагыльского века произошло погружение под уровень моря значительной территории впадины, простирающейся к северу от современного Каспийского моря. Более определенно о характере границ молодых опусканий высказывался П. А. Православьев в 1930 г., рассматривая ее как обширный грабен, ограниченный на западе Ергенями и правым берегом Волги, на севере — Обшим сыртом и на востоке — Приуаральским плато (предгорья Южного Урала). В свою очередь, грабен разбит разломами и сбросами, которые формируют возвышенности в виде островных выходов палеозойских и мезозойских пород на дневную поверхность (Богдо, Баскунчак, Эльтюб, Индер, Чапчачи, Бисчохо и др.).

Научное обоснование наличия разломов в кристаллическом фундаменте Прикаспийской впадины высказал в 1923 г. академик А. Д. Архангельский.

В 1951 г. Ю. А. Косыгин и Н. А. Калинин обосновали системы разломов на основании гравиметрии, характера эрозионной сети и палеоистории Каспийского моря, а также морфологии соляных куполов. Дифференцированные движения блоков фундамента по разломам обусловили формирование в осадочном чехле крупных флексурообразных структур платформенного типа, с которыми связана повышенная нефтегазоносность. П. Е. Харитонов считал, что наличие разломов кристаллического фундамента доказывается геофизическими, геологическими и геоморфологическими материалами. К концу рифея Пачелмско-Саратовский, Александровский и Сарпинский рифты оформились в единую систему, и в зоне их сочленения (в современном плане отвечающей Центрально-Прикаспийской депрессии) заложилась Прикаспийская впадина.

Что касается самих рифтов, то их возникновение, по мнению многих исследователей, — результат деструкции земной коры, т. е. ее растяжения и частичного обрушения по системам разломов, вызванных подъемом разогретого мантийного (астеносферного) диапира. Это подтверждает и округлая в плане форма Прикаспийской впадины, особенно ее Центрально-Прикаспийской депрессии, повторяющей в общем виде, как можно полагать, контур мантийного диапира.

В последующем, в вендское время, интенсивность тектонических движений, по-видимому, несколько ослабла, хотя дальнейшее развитие Прикаспийской впадины как крупнейшей отрицательной структуры продолжалось.

Ранний этап рифтообразования позднее (в средне-позднем палеозое) сменился режимом недоразвитой пассивной окраины. В дальнейшем, вплоть до позднепалеозойского времени, в пределах рассматриваемого региона ведущую роль продолжали играть процессы изостатического погружения и морского осадконакопления, характерного для пассивных окраин континентов, пока мощные орогенические движения в конце палеозоя не превратили юго-восточную окраину Восточно-Европейского континента в складчатый пояс.

На среднедевонско-раннепермском этапе, как показывают приведенные седиментационные модели, история развития Прикаспийской впадины во многом определялась особенностями тектонического развития как самого края, так и соседних варисских геосинклиналей и имела довольно сложный характер.

В средне-позднедевонское время при значительных масштабах накопления терригенных формаций на севере и северо-западе интенсивно развиваются крупный Бузулукский и более мелкие Перелюбский, Милорадовский, Марковский, Волжский и Линевско-Уметовский прогибы, через которые осуществлялся переход в Прикаспийскую впадину. Вместе с тем по нашим построениям выявляется (рис. 8), что все эти прогибы раскрывались в более крупный широтный прогиб северо-западной окраины последней, на участке южнее Западно-Ровенской и Южно-Ершовской площадей. В отдельные отрезки геологического времени (муллинский, пашийский, кыновский) достаточно хорошо был выражен и Сарпинский прогиб, заложенный ранее между Задонским и Астраханским выступами.

На некоторых этапах (морсовское время) отмечалась относительно слабая тектоническая активность Задонского выступа. В результате этого в непосредственной близости от него, а возможно, и на всей его площади формировалась лагунная карбонатная формация. Напротив, повышенной активностью отличался район Соль-Илецкого выступа, приподнятое положение которого определило здесь развитие своеобразного парагенеза терригенной удаленной, терригенно-карбонатной, морской карбонатной и мелководной карбонатной формаций.

Центральные районы Прикаспийской впадины на рассматриваемом этапе представляли собой область прогибания, но интенсивность последнего, во-первых, не достигала значительных величин и, во-вторых, заметно уменьшилась во второй половине этого времени. На большей части данной территории прогнозируется парагенез обычных морских терригенно-карбонатных и карбонатных формаций, и лишь для самой центральной части в байско-афонинском интервале времени предполагается развитие глубоководной кремнисто-глинисто-карбонатной формации. Не исключено также появление здесь, особенно на периферии, поднятий и прогибов. Характерной особенностью рассматриваемого этапа развития Прикаспийской впадины следует считать существование на ее южной и восточной окраинах крупной Астраханско-Актюбинской зоны краевых поднятий, в которую на севере входил и Соль-Илецкий блок. На стадиях интенсивного поднятия в этой зоне возникали островные суши, которые играли роль местных источников сноса при формировании терригенной формации (пашайское время), а на стадиях незначительного подъема или устойчивого положения создавались условия, благоприятные для формирования мелководной карбонатной формации и сопровождающих ее биогермных образований (мосоловские, морсовские, муллинские слои и др.). И по структурным первично-седиментационным признакам данная краевая система поднятий представляется наиболее перспективной зоной нефтегазонакопления для средне-верхнедевонской части подсолевого палеозойского комплекса Прикаспийской впадины.

На Южно-Эмбинском и Темирско-Жаркамысском участках краевой зоны в средне-верхнедевонское время предполагается развитие сопряженных прогибов. На средне-верхнедевонском этапе седиментационно и морфологически обособленно выглядит Уральская миогеосинклинальная зона, в пределах которой накапливались более тонкообломочные и глубоководные терригенные (в том числе сланцевые) формации и вулканогенные образования.

Промысловско-Донбасская зона Южных варисцид выделялась нечетко, поскольку, как и в пределах собственно Донбасса, здесь, по-видимому, развивались субплатформенные условия, а миогеосинклинальный этап начался с конца раннего карбона.

По установленному и прогнозируемому латеральному формационному ряду Прикаспийскую впадину на рассматриваемом отрезке времени следует считать примером древних континентальных окраин атлантического типа или пассивных окраин [27] с большой площадью развития континентального подножия, выполненного морскими терригенными, терригенно-карбонатными и карбонат-

Конец ознакомительного фрагмента.

Приобрести книгу можно

в интернет-магазине

«Электронный универс»

[e-Univers.ru](http://e-Univers.ru)