

**Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина**

На правах рукописи

04200850114

Синицкий Антон Иванович

**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ ПРИКАСПИЙСКОЙ
ВПАДИНЫ И ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА**

Специальность: 25.00.12 - Геология, поиски и разведка горючих ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата

геолого-минералогических наук

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук,

профессор В.П. Филиппов

Москва - 2008

СОДЕРЖАНИЕ

	№№ стр.
ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. ОБЗОР ПРЕДШЕСТВУЮЩИХ РАБОТ.....	9
1.1. Геолого-геофизическая изученность.....	9
1.2. Эволюция представлений о геологической природе и нефтегазоносности исследуемой территории.....	19
2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ.....	22
2.1. Стратиграфия и литология.....	22
2.2. Тектоника.....	30
2.3. Нефтегазоносность.....	36
2.3.1. Характеристики нефтегазоносных комплексов.....	36
2.3.2. Проблемы поисков нефти и газа на больших глубинах.....	44
3. УТОЧНЕННАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПОДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА И ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ.....	47
3.1. Условия осадконакопления на исследуемой территории согласно концепции унаследованного развития Прикаспийской впадины в протерозое и фанерозое.....	47
3.2. Палетектонический анализ и литолого-фациальные особенности подсолевого комплекса отложений.....	50
3.3. Геолого-тектоническая модель.....	65
3.3.1. Строение северной бортовой зоны Прикаспийской впадины.....	66
3.3.2. Строение южной части Предуральского прогиба.....	68
3.3.3. Объемная модель зоны сочленения Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины.....	71
4. ОСОБЕННОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПОДСОЛЕВОМ КОМПЛЕКСЕ НА ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ.....	75
4.1. Анализ пространственного распределения залежей углеводородов по результатам выполненных геолого-разведочных работ.....	75
4.2. Особенности распределения пород-коллекторов подсолевого комплекса на исследуемой территории.....	82
4.3. Особенности изменения с глубиной экранирующих свойств горных пород.....	88
4.4. Характеристики ловушки для нефти и газа.....	97
5. МНОГОФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ГЕОЛОГО - ПРОМЫСЛОВЫХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ.....	98

6. ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЗНАЧИМОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ПОИСКОВЫХ ОБЪЕКТОВ.....	107
6.1. Экономическая оценка эффективности промышленной значимости глубокозалегающего поискового объекта.....	107
6.2. Геолого-поисковые критерии оценки нефтегазоносности глубокопогруженных отложений.....	115
7. НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ.....	119
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	129
ЛИТЕРАТУРА.....	131

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. На европейской территории РФ основные перспективы открытия крупных и средних по запасам месторождений (залежей) нефти и газа связываются с малоизученным глубокопогруженным подсолевым комплексом палеозойских отложений Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба. Зона сочленения этих двух крупных тектонических элементов в последние годы стала ареной проведения масштабных геолого-разведочных работ (ГРР). Новые геолого-геофизические данные свидетельствуют о несомненных перспективах открытия здесь промышленных залежей углеводородов (УВ). Однако чрезвычайно сложное геологическое строение подсолевого комплекса отложений допускает многовариантность геологических моделей, что затрудняет выработку стратегических решений по планированию дальнейших поисковых работ. Назрела объективная необходимость обобщить накопленные данные и дать научно обоснованную оценку перспектив нефтегазоносности подсолевого комплекса отложений.

Объектом исследования являются подсолевые палеозойские отложения зоны сочленения Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба.

Цель работы. Выявление особенностей геологического строения и перспектив нефтегазоносности глубокопогруженного подсолевого комплекса пород для геолого-экономического ранжирования поисковых объектов по степени инвестиционной привлекательности и разработки рекомендаций по направлениям дальнейших ГРР в изучаемом регионе.

Основные задачи исследования

- Анализ причин низкой эффективности геолого-разведочных работ на глубокопогруженные подсолевые отложения.
- Уточнение модели геологического строения зоны сочленения Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины.
- Выявление особенностей распределения в подсолевом комплексе коллекторов и покрышек.

- Разработка критериев оценки перспективности поисковых объектов в подсолевом комплексе.
- Проведение геолого-экономической оценки и ранжирования выявленных и подготовленных локальных структур по степени инвестиционной привлекательности.
- Оценка перспектив нефтегазоносности по комплексу выявленных критериев и разработка рекомендаций по направлениям геолого-разведочных в районе исследований.

Научная новизна диссертационной работы заключается в следующем.

Выявлены факторы, влияющие на перспективность поискового объекта, ранее не учитывавшиеся при обосновании направлений ГРП на глубокозалегающие подсолевые отложения. Во-первых, установлено, что на больших глубинах многие традиционные пласты-покрышки, сложенные глинами и глинистыми известняками, утрачивают газоупорные свойства, в связи с чем подстилающие их пласты-коллекторы будут водонасыщенными. Единственной региональной покрышкой для подсолевого комплекса остается сульфатно-галогенная толща. Поэтому поисковый интерес представляет первый резервуар под региональной покрышкой. Во-вторых, показано, что первый резервуар должен отвечать определенным требованиям. На больших глубинах первичное поровое пространство сильно редуцировано, вторичные коллекторы (трещины, каверны) развиваются дискретно (очагами), существенно (на порядки) уменьшается суммарный объем пустот. Поэтому залежь промышленного значения может быть приурочена только к достаточно мощной толще (десятки и сотни метров). В рассматриваемом районе это массивы карбонатных пород. В-третьих, выявлены критерии перспективной структуры: она должна быть достаточно крупной и высокоамплитудной, чтобы вместить мощный продуктивный пласт. Высота структуры должна быть не менее ста метров. В-четвертых, разработан метод геолого-экономической экспресс-оценки глубокозалегающих поисковых объектов, позволяющий проводить их ранжирование по коммерческой значимости уже на начальной стадии геологоразведочных работ.

Основные защищаемые положения

1. Предложена уточненная модель геологического строения и нефтегазоносности подсолевого комплекса отложений зоны сочленения Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба.

2. Разработан комплекс геологических критериев оценки перспективности локальных структур на больших глубинах в породах подсолевого комплекса. Обосновано формирование и сохранение залежей УВ промышленного значения только в природных резервуарах под региональной сульфатно-галогенной крышкой.

3. Применен метод многофакторного анализа основных геолого-промысловых параметров для оценки перспектив поисковых объектов в подсолевом комплексе на исследуемой территории.

4. Впервые выполнена геолого-экономическая оценка промышленной значимости глубокозалегающих поисковых объектов на ранних стадиях геолого-разведочных работ для района исследований.

Практическая значимость. Результаты, полученные в ходе подготовки диссертационной работы, были включены в отчет о НИР ООО «ВНИИГАЗ» по научному обобщению результатов ГРР в Южном Оренбуржье за период 1993-2005 гг. Рекомендации по совершенствованию методики работ, ранжированию выявленных и подготовленных структур по степени инвестиционной привлекательности приняты ООО «Газпром добыча Оренбург» к внедрению и использованы при корректировке ближне- и среднесрочной программ ГРР. Неперспективные структуры исключены из фонда подготовленных поисковых объектов.

Рекомендованные новые перспективные направления ГРР в южной части Предуральского прогиба на Бобринско-Владимирском выступе и на Маховой структуре (восточное погружение Оренбургского вала) приняты для детальной проработки геологической службой ООО «Газпром добыча Оренбург» с целью последующего лицензирования этих участков недр.

Публикации. Результаты исследований автора отражены в восьми научных статьях, в т.ч. в издании, включенном в «Перечень...» ВАК Минобрнауки РФ, а также в двух коллективных геологических отчетах.

Апробация работы.

Основные результаты и положения настоящей диссертационной работы были доложены на следующих конференциях:

- Международная научная конференция молодых ученых «Проблемы освоения полезных ископаемых», г. Санкт-Петербург, 7–9 апреля 2005 г.

- XIV Научно-практическая конференция молодых учёных и специалистов «Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири - 2006», посвящённая 40-летию юбилею ООО «ТюменьНИИгазпрогаз», г. Тюмень, 25–28 апреля 2006 г.

- VIII Международная научно-практическая конференция «Геомодель – 2006», г. Геленджик, 17–22 сентября 2006 г.

- Конференция научно-технического общества нефтяников и газовиков имени И.М. Губкина «Геология, разработка и эксплуатация нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», г. Москва, 26 февраля–1 марта 2007 г.

- VIII Всероссийская научная конференция студентов, аспирантов и молодых специалистов «Геологи XXI века», г. Саратов, 28–30 марта 2007 г.

- II Международная научно-техническая конференция молодых ученых «Проблемы энергоэффективности в нефтегазовом комплексе», пгт. Гурзуф, 24–27 сентября 2007 г.

- VII Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности», г. Москва, 25–28 сентября 2007 г.

- I Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR–2007), Москва, ВНИИГАЗ, 26–27 ноября 2007 г.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, семи глав и заключения, изложенных на 137 страницах машинописного текста, включает 12 таблиц и 34 рисунка. Список литературы содержит 78 наименований.

Автор выражает глубокую благодарность своему научному руководителю, д.г.-м.н., профессору В.П. Филиппову.

Огромную признательность и благодарность за оказанную поддержку и конструктивную помощь в подготовке диссертационной работы автор выражает своему консультанту, руководителю лаборатории промышленной геологии ООО «ВНИИГАЗ» к.г.-м.н. Б.С. Короткову, а также всему коллективу лаборатории.

Автор благодарен Е.О. Семенову, к.г.-м.н. А.Е. Рыжову и другим сотрудникам лаборатории физики пласта ООО «ВНИИГАЗ» за их научные исследования, анализ которых позволил автору сделать некоторые ключевые выводы в диссертации.

Автор пользовался советами профессора, д.г.-м.н. В.И. Ермолкина, к.г.-м.н. А.В. Ярошенко, к.г.-м.н. О.С. Обрядчикова, к.э.н. Л.И. Новиковой и других, которым выражает искреннюю благодарность.

Автор признателен за помощь в работе сотрудникам компаний ООО «Газпром добыча Оренбург» (В.И. Днистрянскому, В.И. Гореликову и др.), ОАО НПО «НАФТАКОМ» (М.И. Елманову, М.Ф. Каширских и др.) и IHS ENERGY (К. Ларину).

Глубокую признательность за помощь в подготовке рукописи диссертации и автореферата автор выражает своим коллегам к.г.-м.н. Л.С. Салиной, А.Д. Квасняк, Н.А. Махониной.

ГЛАВА 1. ОБЗОР ПРЕДШЕСТВУЮЩИХ РАБОТ

Предуральский краевой прогиб (ПКП) протягивается вдоль горного Урала на расстояние порядка 2500 км от Пай-Хоя на севере до Мугоджар на юге. Прикаспийская впадина (ПВ) расположена в юго-восточной окраинной части Восточно-Европейской платформы и занимает площадь более 550 тыс. км², а мощность слагающих ее осадочных отложений по геофизическим данным оценивается в 20-22 км в центральной части и в 7-15 км – вблизи бортовых уступов.

Изучаемая зона сочленения Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины охвачена широким объемом геолого-разведочных работ (ГРР), которые берут свое начало еще с 40-х годов прошлого столетия. История изучения этого района находит свое отражение во многих публикациях и имеет большое значение для формирования представлений об исследуемой территории.

1.1 Геолого-геофизическая изученность

Геологические исследования

Изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности Оренбургской области проводились целой плеядой исследователей: Г.В. Леоновым, И.А. Шпильманом, И.А. Денцкевичем, О.А. Хоментовской, Г.В. Фоминой, В.А. Кайдаловым, А.И. Варламовым, В.С. Дубининым, С.П. Макаровой, В.С. Коврижкиным, Ю.В. Новицким и многими другими.

С 1948 г. на территории исследований начата планомерная геологическая съемка масштаба 1:200 000. По результатам этой съемки составлены основные представления по стратиграфии и тектонике, ряд сводных палеогеологических и структурных карт, тектоническая схема. В период 1956-1960 гг. на территории Соль-Илецкого свода были выполнены геолого-съёмочные работы более крупных масштабов (В.А. Гаряинов, В.В. Харин, Д.А. Омельченко, В.П. Веденина и др.). В последующие годы большая часть района исследований покрыта геологической съемкой масштаба 1:50 000 (М.Ф. Свищев, В.Ф. Данилин, В.А. Ефремов, Ю.А. Пестов и др.).

Геофизические исследования

Отдельные геофизические работы на территории юга Оренбургской области и, следовательно, на исследуемой территории были проведены в 30-х гг. прошлого века

(Никонов, 1936; Канарейкин, 1937), но планомерные исследования нефтегазопроисхождения направления начались после окончания Отечественной войны. Объемы геофизических исследований существенно возросли с 1960 г. и продолжали оставаться высокими до конца восьмидесятых годов, хотя поисковая электроразведка была прекращена в 1985 г. Пик сейсморазведочных работ пришелся на восьмидесятые годы. Кризис начала девяностых годов привел к резкому падению объемов сейсморазведки, были прекращены гравиметрическая и магнитная съемки. Постепенный рост сейсмических исследований начался с 1995 г. С этого же времени ОАО НПО «Нафтаком» планомерно проводились высокоточные гравиметрические работы, геохимическая съемка, исследования инфразвуковым методом АНЧАР. До 2000 г. применялся в небольших объемах дифференциально-нормированный метод электроразведки [48].

Магниторазведка

Первые магнитометрические съемки были выполнены с использованием магнитного теодолита в 1947-1950 гг. (И.К. Калинин, А.П. Верхотина). В 1955 г. аэромагнитной съемкой масштаба 1:1000000 (В.М. Рыманов) покрыта почти вся рассматриваемая территория.

В период с 1955 по 1960 гг. Западным геофизическим трестом, ВНИИГеофизикой, Спецгеофизикой и Новосибирским геофизическим трестом с целью изучения характера магнитного поля на восточной окраине Русской платформы, в зоне её перехода в Предуральский прогиб и Прикаспийскую синеклизу проводилась аэромагнитная съемка масштаба 1:200000 (В.М. Рыманов, 1956 г., И.И. Власова, 1957 г., Ю.Д. Кузьмин, 1958 г., А.С. Жарков, 1958 г., Ю.Д. Иванюков Ю.Д., 1960 г.). Были составлены сводные карты вертикальной составляющей магнитного поля и приращений полного вектора поля. Отмечено зональное распределение аномалий субширотного простирания. Природа этих аномалий связывается с распределением геомагнитных масс в докембрийском фундаменте. Хотя преимущественное влияние на характер магнитного поля оказывают породы кристаллического основания, отмечено, что локальные положительные аномалии поля ΔZ , как правило, отвечают увеличению мощности осадков в межкупольных мульдах, отрицательные аномалии – уменьшению их мощности над соляными куполами и грядами.

К концу 1980-х годов практически вся интересующая нас территория была покрыта аэромагнитной съемкой масштаба 1:50000 (М.Г. Битюков, 1967-1968 г., БашТГУ; Г.А. Руднев, 1975 г., Новосибирский геофизический трест; В.Г. Мавричев, 1977 г., В.А. Герасимова, 1981 г., В.И. Пахтель, 1989 г., Севзапгеология).

Съемки масштаба 1:25000 выполнялись в 1960 г. (А.М. Головков) и в 1990 г. (Н.Д. Алексеенко).

В результате переинтерпретации материалов «Севзапгеологии» по восточному борту Русской платформы и Предуральскому прогибу Н.Н. Головенко (1998) выделены крупные блоки фундамента, определяемые системами разрывных нарушений различного простирания: северо-западного, широтного, меридионального, северо-восточного. Эти нарушения проявились и в строении осадочного чехла, причем субмеридианальное простирание представлено тектоническими границами Предуральского прогиба и надвигами вдоль его восточной границы. Выделены локальные аномалии, сопоставляемые с положением структур в осадочном чехле, а также, возможно, соответствующие рифовым массивам.

Гравиразведка

Планомерные гравиметрические исследования на территории юга Оренбургской области и примыкающих районов республики Башкирии и Казахстана были начаты партиями Восточного отделения ГСГТ съемками масштаба 1:100000, продолженными трестом «Башнефтегеофизика» (Бутаков Г.С., 1947г., Мишкевич В.Н., 1948-1949 гг., Бердяева А.В., 1948 г., Ганшкевич В.В., 1950 г., Нигматуллин Г.М., 1949 г., Битюков М.Г., 1951 г., Гурьев М.П., 1952 г.). По результатам работ дана качественная характеристика поверхности галогенных отложений нижней перми, прослежены соляные гряды и мульды.

С 1954 по 1976 г. практически на всей этой территории выполнена региональная гравиметрическая съемка масштаба 1:200000 (Битюков М.Г., 1954 г., Гурьев М.П., 1955 г., Попов Н.А., 1956, 1964 гг., Найденов Н.А., 1957 г., Горюхин С.К., 1960 г., Лисицын Е.С., 1964 г., Бучнева Л.Э., 1964 г., Верхотина А.П., 1967 г., Андруховская Л.Ф., 1972-73, 1976 гг.). На всю территорию получена Государственная гравиметрическая карта масштаба 1:200000. В районах со сложным геологическим строением выделены градиентные зоны («гравиметрические ступени»), отвечающие бортовым зонам Соль-Илецкого свода. В Предуральском прогибе выделен ряд

выступов фундамента. Сделан вывод об основном влиянии на поле силы тяжести рельефа кристаллического фундамента, его петрографического состава и соляной тектоники в покрывающей осадочной толще.

Со второй половины 1950 гг. и до начала 1980 гг. проводились гравиметрические съемки масштаба 1:50000 (Горюхин С.К., 1956, 1958 гг., Колушов В.Н., 1956 г., Гурьев М.П., 1956, 1968 гг., Кривин Г.Д., 1959-60 гг., Волков М.Н., 1961-66 гг., Брусьянин Л.А., 1961, 1970 гг., Семеркин В.Н., 1961 г., Плотников А.Ф., 1962, 1969, Лисицын Е.С., 1964 г., Чиркина Л.Н., 1967-68 гг., Битюков М.Г., 1968 г., Екидин А.С., 1969-71 гг., Просветов А.Е., 1972-75 гг., Комяк А.М., 1978-82 гг., Грекова З.С., 1979 г., Буренин В.Е., 1979 г., Нояксов В.И., 1985 г. и др.). По результатам этих работ составлены карты аномалий силы тяжести, карты локальных аномалий, уточнены границы структур первого порядка, границы флексур (ступеней), протрассированы подсолевые разломы, выделены поднятия и мульды по кровле соляных отложений, выделены зоны, перспективные на поиски подсолевых поднятий.

С 1995 г. проводится планомерное изучение бортовой зоны Прикаспийской впадины, а с 2000 г. – и участка восточного борта Предуральяского прогиба, высокоточной гравиразведкой масштаба 1:25000 по сети 200x200 м (М.И. Елманов, ОАО НПО «Нафтаком»). Использование данных этих съемок в комплексной интерпретации совместно с данными сейсморазведки позволяет детализировать строение соляных куполов и гряд и на этой основе существенно уточнять структурные построения по основным подсолевым горизонтам. Кроме того, данные высокоточной гравиметрии используются в целях прогноза нефтегазоносности выявляемых поисковыми работами объектов [48].

Электроразведка

Электроразведочные работы в 1947-1965 гг. выполнялись методами вертикального электрического зондирования (ВЭЗ), теллурических токов (ТТ) в масштабах 1:100000 и 1:50000 оренбургскими (Краснов А.Л., 1951, 1957, 1962-63 гг., Кривин Г.Д., 1958-60 гг., Волков М.Н., 1961-64 гг.), башкирскими (Коротнев Н.Г., 1947 г., Малышева М.С., 1961-62 гг.) геофизическими организациями, трестом «Центргеофизика» (Мишин Д.В., 1953 г.), а также методом ТТ в масштабах 1:500000 и 1:200000 объединением «Спецгеофизика» (Фоменко К.Е., 1962 г., Саркисбеков В.И., 1962 г., Леонтьева Г.М., 1965 г.) с целью изучения строения надсолевой толщи и

соляной тектоники. В дальнейшем развитие получил метод ТТ в модификациях МТП, МТЗ, КМТП (Ляпустин Б.А., 1962 г., Краснов А.Л., 1964-65 г., Волков М.Н., 1965 г., Гурьев Ю.К., 1970-71, 1974-76 гг.). Использование этих методов позволило уточнить структуру опорного электрического горизонта, сопоставляемого с первой подсолевой границей, и выделить участки, перспективные для поисков подсолевых локальных структур.

С 1965 г. в стандартный комплекс электроразведочных работ были включены методы становления поля ЗСМ, ЗСП, ЗСТ, ЗСБЗ (Колесов Р.П., 1965 г., Брусьянин Л.А., 1966-67, 1969-70, 1972 гг., Ляпустин Б.А., 1973 г., Гурьев Ю.К. 1973, 1978 гг., Карахардин Г.С., 1973 г., Зайченко Г.Ф., 1976-83 гг., Даумов Д.Г., 1978 г., Алексеев Г.Н., 1981 г., Тюрин Н.И., 1984 г., Макунев М.Н., 1986 г.), что существенно повысило глубинность электроразведки. По результатам работ составлены схемы строения кристаллического фундамента, уточнено строение Иртек-Илекской флексуры, западной бортовой зоны Предуральяского прогиба, выяснен характер изменения проводимости зоны гравитационной ступени по р. Урал.

В период с 1993 по 2001 гг. Оренбургской геофизической экспедицией (ОГЭ) проводились исследования дифференциально-нормированным методом электроразведки. Наблюдения проводились на участках сейсмических профилей с целью оценки перспектив нефтегазоносности выявленных структурных объектов по величине и знаку электрической поляризации. Выполнены наблюдения вдоль сейсморазведочных профилей общей протяженностью порядка 500 км (Корниенко В.Г., 2002 г., Альберт А.К., 1999 г. и др.). Основная их часть располагается в полосе шириной 30-40 км вдоль границы с Казахстаном, соответствующей сочленению Соль-Илецкого выступа с Прикаспийской синеклизой. Было отмечено соответствие аномалий участкам пересечения профилем тектонических нарушений. Не было установлено четкой связи между аномалиями и положением известных залежей [49].

Сейсморазведка

Ведущее место в изучении геологического строения осадочного чехла и поисках погребенных локальных структур на территории Оренбургской области занимает сейсморазведка.

Сейсморазведочные работы в 1955-1972 гг. на рассматриваемой территории проводились институтом «ВНИИГеофизика», объединениями «Нефтегеофизика»,

«Спецгеофизика», «Казнефтегеофизика» методами ГСЗ (Годин Ю.В., 1958 г., Колонков Э.В., 1962 г.), КМПВ, МПОВ, МОВ, РНП, с 1972 – методом ОГТ (Маркарова О.И., 1978-83 гг., Оганесова Р.М., 1984 г., Карякин В.И., 1985 г., Кобзарев Г.Ю., 1989 г.). Получены важные сведения о региональной структуре фундамента и осадочного чехла в зоне сочленения Соль-Илецкого выступа, Предуральского прогиба и Прикаспийской синеклизы.

С середины 60-х годов сейсморазведочные поисковые и детальные работы выполняются преимущественно ОГЭ. Несмотря на то, что в первые годы работы проводились по методике непрерывного профилирования МОВ, не удовлетворяющей современным требованиям, результаты этих работ не следует игнорировать хотя бы потому, что работами МОВ было подготовлено Комаровское поднятие, в пределах которого в дальнейшем было открыто одноименное газовое месторождение.

К работам методом ОГТ экспедиция переходит в 1970-1973 гг. До 1980 г. использовалось в основном 12-ти кратное прослеживание (Чивилев Б.А., 1974-77 гг., Попова Н.И., 1974-75, 1978-80 гг., Александров В.И., 1976 г., Силаенков А.П., 1978 г., Костин В.Н., 1979 г., Беляева Ю.А., 1978-80 гг. и др.). С начала 80-х гг. осуществляется переход к 24-х кратным системам наблюдения (Лошманов В.И., 1980 г., Иванов В.А., 1982-83 гг., Истомина И.Я., 1982 г., Альберт А.К. 1982 г., Зенкина З.И., 1983 г. и др.), со второй половины 80-х – к системам 48-ми кратного прослеживания (Болотников В.Т., 1984 г., Корниенко И.А., 1986-92 гг., Беляева С.В., 1989-93 гг., Корниенко В.Г., 1994-96 гг., Беляев А.К., 1995-2001гг. и др.). Сейсморазведочными работами покрыта практически вся площадь, отвечающая Соль-Илецкому выступу и бортовой зоне Прикаспийской синеклизы в пределах рассматриваемой территории. Менее изучен район Предуральского прогиба. Основная часть материалов, полученных до середины 90-х годов, не сохранена на магнитных носителях (включая суммарные временные разрезы), что исключает возможность их переобработки.

В дальнейшем ОГЭ уделяет большое внимание работам регионального характера по профилям протяженностью 70-120 км. В 1989-1990 гг. был выполнен Медногорский профиль, пересекающий Предуральский прогиб с выходом на его восточный борт (Забарная З.И., 1990 г.).

Начиная с 1990 г., региональные исследования в зонах соляной тектоники выполняются в модификации широкого профиля, обеспечивающей общую кратность прослеживания более 80 (Попова Н.И., 1991г., Травкина Н.А., 1996 г., Альберт А.К., 1999-2002 гг., Корниенко В.Г., 2000-02 гг., Вотинцева Н.С., 2002 г.).

По данным, приведенным в отчете [49], было выполнено 32 региональных профиля МОГТ общей протяженностью более 2600 км, в том числе 21 профиль субмеридиональной ориентации, с выходом во внутреннюю бортовую зону Прикаспийской синеклизы, один, проходящий вдоль оси Предуральского прогиба, 3 субширотных, пересекающих Предуральский прогиб с выходом в зону передовых складок Урала, 5 субширотных в пределах Соль-Илецкого поднятия и Бузулукской впадины и 2 во внутренней бортовой зоне, вдоль борта Прикаспийской впадины. Материалы этих работ отличаются существенным повышением качества по сравнению с предшествовавшими, однако, сложность прослеживания глубоких границ и интерпретации временных аномалий в зонах солянокупольной тектоники остаётся. В результате этих работ была создана сеть профилей с расстояниями между ними 10 - 25 км (наименьшая плотность – в Предуральском прогибе).

На рассматриваемой территории с 70-х до середины 90-х годов проводили площадные сейморазведочные работы партии «Башнефтегеофизика», «Татнефтегеофизика», «Казнефтегеофизика», НПО «Нефтегеофизика», причем используемая ими методика исследований не отличалась существенно от применявшейся в партиях ОГЭ. С 1997 г. эти исследования выполняются только партиями ОГЭ и «Татнефтегеофизики» (ТНГ).

В 1995-1999 гг. сеймопартии ОГЭ и ТНГ проводили исследования в центральной части и на западной периклинали Оренбургского вала, в пределах Восточно-Оренбургского поднятия, в пределах Бузулукской впадины и на Барханной и Северо-Линевской площадях в бортовой зоне Прикаспийской впадины.

В 2000-2004 гг. Оренбургская геофизическая экспедиция (ОГЭ) продолжала исследования в бортовой зоне Прикаспия, вдоль западного борта Предуральского прогиба и в зоне его сочленения с Соль-Илецким поднятием и Прикаспийской впадиной.

Исследования с использованием 3Д-сейморазведки выполнялись двумя организациям – ЗАО «Геофизические системы данных» в 1997 г. и партиями ТНГ в

1997-2001 гг. В результате этих исследований выполнены детальные структурные построения, созданы трехмерные модели залежей на Ольшанском, Дачно-Репинском и других месторождениях.

Геохимические методы

Геохимические исследования на изучаемой территории до 2003 г. проводились в основном методом газогеохимического профилирования с шагом пробоотбора по линиям профилей 100 - 200 м. С 1993 года проведены исследования по профилям общей протяженностью более 2000 км. Профильные исследования выполнены по ряду протяженных региональных сейсмических профилей, в том числе по трем профилям, пересекающим Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение. В 1993 г. и в 2001-2002 гг. выполнены площадные съемки на Каинсайско-Буранной, Вершиновской и Акбулакской площадях в полосе сочленения Соль-Илецкого выступа и Прикаспийской синеклизы. Расстояние между профилями при площадных съемках 1 – 3 км.

В 2003 и 2004 гг. проведены работы методом газолитогеохимической съемки по региональным профилям. Площадная съемка с шагом опробования 500 м при расстоянии между профилями 500 – 1000 м проведена на Орловском, Беляевском, Рождественском, Староключевском участках и на Нагумановской, Вершиновской, Малохобдинской и Корниловской площадях.

Построены (ООО «Газпром добыча Оренбург») карты аномальных значений суммарного геохимического параметра (геохимические аномалии типа «залежь»), характеризующие предполагаемое распределение перспективных для поисков скоплений УВ участков.

Буровые работы

В бортовой зоне Прикаспийской впадины в течение 1969-1992 гг. проводилось бурение скважин на Иртекской, Ташлинской, Бородинской, Кузнецовской, Кардаиловской, Усть-Илекской и Лиманной площадях на подсолевые, преимущественно нижнепермские отложения. Скважины 1 Усть-Илекская и 3 Лиманная вскрыли отложения нижнего карбона. Однако эффективность поисково-разведочного бурения на сейсмических структурах, предположительно являющихся структурами облекания органогенных построек нижнепермского возраста, оказалась

низкой. Здесь открыто лишь два небольших месторождения УВ: Бородинское (скв. 29 Ташлинская) и Кузнецовское (скв. 46 Бородинская).

Восточно-Долинное месторождение открыто поисковой скв. 200 Рубежинской в 2002 году. Скважиной выявлена продуктивность терригенных пластов воробьевского горизонта, колганской толщи и карбонатного пласта D_{3f}.

На территории Восточно-Оренбургского сводового поднятия пробурено несколько сотен скважин (параметрические, поисковые, разведочные) и открыты Донецко-Сыртовское, Дачно-Репинское, Кариновское, Ольшанское, Восточно-Ольшанское, Колганское, Капитоновское, Вахитовское и др. более мелкие месторождения УВ. Открыто 16 месторождений нефти и газа, в том числе 5 месторождений, в которых имеются промышленные залежи нефти в колганских отложениях.

В 2003-2004 гг. на Западно-Оренбургской площади, расположенной в пределах горного отвода Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), пробурена скв. 105 Западно-Оренбургская, которой были выявлены нефтяные залежи в песчаниках франского яруса (аналог «колганской толщи») и в плоччатых доломитах филипповского горизонта.

В зоне сочленения Соль-Илецкого свода и Предуральского прогиба в конце 50-х – начале 60-х годов проводится бурение скважин глубиной от 500 до 1200 м на Линевском соляном поднятии с целью поисков месторождений калийных солей. В ряде скважин, бурение которых проводилось с полным отбором керна, были установлены признаки нефтеносности в соленосных кунгурских отложениях и в кепроке (пропитка густой нефтью-мазутом). Поэтому в дальнейшем было рекомендовано изучить разрезы скважин на предмет открытия месторождений «эмбенского типа», однако эти усилия не увенчались успехом.

С целью поисков рифовых построек типа Совхозного рифа в 1961 г. были введены в поисково-разведочное бурение Свиридовская, Украинская, Чебеньковская площади. В связи с получением отрицательных результатов и отсутствием надежной методики поисков рифов, бурение на этих площадях в 1964-1966 гг. было прекращено. В 1965 г. к западу от Чебеньковской площади пробурены скважины 20 и 21 Григорьевские. Структурный план по кровле артинского яруса не подтвердился,

установлено отсутствие в этом районе поднятия, в связи с чем бурение было прекращено.

Важнейшим результатом геологических и геофизических исследований на изучаемой территории было открытие в 1966 г. Оренбургским геологическим управлением (ОГУ) уникального по запасам Оренбургского НГКМ.

В 70-х годах проводилось глубокое бурение в пределах выявленных сейсморазведкой структур, и были открыты нефтяные и нефтегазовые месторождения: Копанское, Бердянское, Северо-Копанское, Черниговское, Чкаловское, Комаровское. В Предуральском прогибе открыты Теректинское, Рождественское и другие месторождения. В последующие годы глубокое бурение проводилось в южной части Соль-Илецкого выступа и восточной части ПКП. На юго-востоке Соль-Илецкого выступа после бурения параметрической скважины 503 Соль-Илецкой (1980 г.) и получения промышленных притоков газоконденсатной смеси, сейсморазведкой было выявлено и подготовлено к глубокому бурению Нагумановское поднятие. В 1970-1980 гг. поисковое бурение проводилось на Каменной, Куралинской, Изобильненской, Южно-Оренбургской, Зыковской, Нежинской, Джерексайской и Дивнопольской площадях. Параметрическая скважина 80 Димитровская (1988 г.) явилась первооткрывательницей Димитровского газоконденсатного месторождения в нижнепермских отложениях.

В 90-е годы продолжалось изучение прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Пробурена скважина 16 на Песчаной площади, при опробовании которой получен приток газа из нижнепермских отложений дебитом 10000 тыс. м³/сут. В скважине 17 Песчаной получены притоки УВ из московских и нижнепермских отложений, а в скважине 20 Песчаной – нефть из отложений ассельского яруса.

В пределах оренбургской части восточного борта Предуральского прогиба планомерные геолого-съёмочные работы велись ОГУ с 1960 г. В 1964-1966 гг. пробурены параметрические скважины 2 Спасская, 625 Каиловская, 631 Кондуровская. Начиная с 1970 гг., в пределах восточного борта Предуральского прогиба ведется поисковое бурение, ориентированное на изучение нефтегазоносности подсольевых отложений. В 1970-1973 гг. в бурение вводятся Петровская (1970 г.), Большеикская (1970 г.), Саракташская (1971 г.), Активная (1973 г.) площади. Пробуренными здесь поисковыми скважинами предусматривалось подтвердить

наличие выделенных сейсморазведкой локальных поднятий, выявить продуктивные пласты и оценить их коллекторские свойства. Однако с отбором кернa было пройдено лишь 5,1 % от общего объема бурения.

Для получения наиболее полной геологической информации в слабо изученных южных районах Соль-Илецкого свода и северной бортовой зоне Прикаспийской впадины большое значение имело бурение глубоких и сверхглубоких параметрических скважин глубиной более 5000м: параметрические – 1 Южно-Линевская (6145м), 1 Каинсайская (6516м), 1 Буранная (6504м), 501 Вершиновская (7005м), 1 Нагумановская (6007м); поисковые – 2 Каинсайская (6581м), 17 Песчаная (5126м), 20 Песчаная (5701м), 30 Восточно-Песчаная (4926м, проектировалась на 5030м)), 35 Чиликсайская (6302м), 2 Нагумановская (4850м, проектировалась на 5000м), 3 Нагумановская (5000м), 150 Корниловская (5710м), 171 Акобинская (5330м), 161 Кзылобинская (5215м).

Все скважины вскрыли подсолевые отложения на различную глубину в стратиграфическом интервале от нижней перми до нижнего девона. Практически все они пробурены до проектных отметок (некоторые глубже), испытаны и ликвидированы по геологическим причинам (кроме Акобинской и Кзылобинской, где открыты небольшие месторождения газа). При этом главная цель – открытие крупных месторождений УВ «карачаганакского типа» в бортовой зоне Прикаспийской впадины и смежных участках Предуральского прогиба – пока не достигнута.

1.2 Эволюция представлений о геологической природе и нефтегазоносности зоны сочленения Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины

Основные представления о геологическом строении Оренбургско-Актюбинского Приуралья начали формироваться с 30-х гг. прошлого столетия. К 80-м годам сформировалось две точки зрения на строение этого района. По одной из них, Предуральский краевой прогиб продолжается южнее р. Илек и прослеживается в пределах восточной части Прикаспия, сопровождая с запада Примугоджарскую часть Уральской геосинклинали (Руженцев, 1948; Страхов, 1946; Богданов, 1947; Шатский, 1945, 1947; Казков, 1962; Неволин, 1961, 1965; Арабаджи и др., 1965; Лапкин, 1965; Васильев, 1968; Замаренов, 1970, 1974, и др.). По мнению другой группы исследователей, Предуральский краевой прогиб замыкается гораздо севернее и прослеживается на юг только до правобережья р. Илек (Херасков, Перфильев, 1963;

Яшин и др., 1961; Яшин, 1962; Гарецкий, Дальян, 1974; Авров, Космачева, 1963; Авров, 1967; Журавлев, 1972; Дальян, Посадская, 1972; Бакиров и др., 1972; Меламуд, 1981, и др.). Актюбинское Приуралье, по мнению этой группы исследователей, представляет собой особую структуру – составную часть южного периклинального прогиба Урала, впервые выделенного Н.П. Херасковым в 1948 г. Он считал, что принципиальным отличием периклинального прогиба от краевого является его развитие на периклинальном погружении уральского складчатого сооружения и расположение целиком на среднепалеозойском геосинклинальном основании [45].

П.Е. Оффман и Э.А. Буш [53] рассматривают различные гипотезы формирования тектонического строения Урала и Приуралья. По одним гипотезам, в строении Урала чередуются антиклинории и синклинории (Пронин, 1965; Сенченко, 1974), по другим – в строении Урала и прилежащих к нему территорий важнейшая роль принадлежит вертикальным глубинным разломам, которые, достигая мантии, расчленили в ее пределах земную кору на узкие протяженные блоки (Пейве, Сапко, Кулагина, 1974).

Наряду с такими представлениями разрабатывается мобилистическая гипотеза в разных вариантах, основная идея которой заключается в том, что в верхних частях Земли по горизонтальным плоскостям перемещаются плиты. В частности Урал представляется в виде пакета шарьяжных пластин, нарезанных из протерозойских и палеозойских отложений [23, 24].

На протяжении многих лет исследователи сталкивались с трудностями в определении условий формирования геологического строения Прикаспийской впадины. Трудность определения природы впадины отражалась и в ее названиях, которые в разное время присваивали этому геологическому объекту. Так, по Н.С. Шатскому [68], это «сложная Прикаспийская плита», по М.М. Тетяеву [63], – Урало-Эмбенская область. В современном понимании Прикаспийская впадина – это «мезокайнозойская, или альпийская субгеосинклиналь мульдообразного типа», по В.С. Журавлеву [18], – «экзогональная впадина». У других исследователей можно найти такие определения, как «узловая синеклиза», «логен», «батисинеклиза», «экзосинеклиза» и т. д. Некоторые из них могли возникнуть в свое время на почве недостаточной изученности региона, в других случаях, возможно, проявился тенденциозный подход. О Северном Прикаспии, как области молодых опусканий, обширном грабене, в свое время писал П.А. Православлев. Возможно, что именно эта

подмеченная им особенность как раз и составляет одну из характерных черт Прикаспия как геоструктурной единицы. А.В. Чекунов [67] предложил отнести Северный Прикаспий к «континентальным талассогенам», в категорию которых, по его мнению, входят еще Черное море и Южный Каспий. Действительно, Прикаспийская впадина многим отличается от других частей Восточно-Европейской платформы, поэтому исследователи, стараясь отгнать те или иные особенности, называли ее по-разному.

Существовал ряд гипотез, объясняющих строение и условия формирования осадочных отложений в пределах Прикаспийской впадины [11, 12, 47]. Еще в 1961 г. М.М. Грачевский высказал предположение о наличии вдоль северной бортовой зоны Прикаспийской впадины системы барьерных рифов, протягивающихся от г. Волгограда до г. Оренбурга. Эта идея получила свое развитие.

Представления об унаследованном развитии Прикаспийской впадины в протерозое и фанерозое получили наиболее широкое распространение среди геологов. Согласно этой концепции; на месте современной Прикаспийской впадины еще в докембрии существовала область глубокого прогибания земной коры, а со среднедевонского времени контуры Прикаспийской впадины соответствуют ее современным границам. При этом обширная центральная часть впадины была областью накопления некомпенсированных депрессионных осадков, в то время как в бортовых зонах образовывались морфологические карбонатные уступы, в пределах которых формировались рифовые постройки барьерного типа и в виде отдельных атоллов.

Проводимые предприятиями ОАО «Газпром» и другими нефтегазовыми компаниями и государственными организациями геологоразведочные работы в Прикаспийской впадине базировались на «официальной» научной концепции ее унаследованного развития. После открытия первых месторождений на территории южного Приуралья и прилегающей к ней бортовой зоне Прикаспийской впадины, был выполнен довольно значительный объем региональных и поисковых работ. Однако они не увенчались открытием новых средних и крупных месторождений. Это обусловлено, с одной стороны, сложными горно-геологическими условиями проведения поисково-разведочных работ в зоне сочленения передовых складок Урала и бортового уступа Прикаспийской впадины, а с другой – недостаточным уровнем их научного сопровождения.

ГЛАВА 2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ

Исследуемая территория – зона сочленения Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба – изображена на рисунке 2.1.

2.1 Стратиграфия и литология

В области сочленения Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины установлены осадочные отложения от рифейских до четвертичных. Породы фундамента на территории исследований бурением не вскрыты. Верхняя часть фундамента предположительно сложена гнейсами и кристаллическими сланцами архея и протерозоя [42]. Вывод о вещественном составе фундамента региона подкреплён комплексом геофизических данных. По результатам этих исследований, глубина поверхности кристаллического фундамента составляет 10-12 км (Кайдалов, 1988).

Мощность осадочного чехла закономерно возрастает с севера на юг. Однако полнота разрезов и распределение мощностей литолого-стратиграфических комплексов отличаются неравномерной изменчивостью, поэтому указанная закономерность отражает общую направленность увеличения мощностей, которая для ряда комплексов не характерна. Максимальная вскрытая мощность осадочного чехла в районе работ составляет 7005 м (скважина 501 Вершиновская).

Нижнепалеозойские отложения - рифей-вендские и ордовик-силурийские - изучены бурением за пределами исследуемой территории. Представлены они преимущественно терригенными породами – переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослоями гравелитов и доломитов [57]. Состав и строение ордовикских отложений свидетельствуют об их мелководно-морском генезисе.

Самые древние отложения, установленные бурением на территории исследований, - вязовские карбонатные отложения **нижнего девона (D_{1vz})**. В скважине Вершиновская 501 на глубине 6451-7005 м вскрыта толща мелкозернистых вторичных доломитов с реликтами органогенных структур.

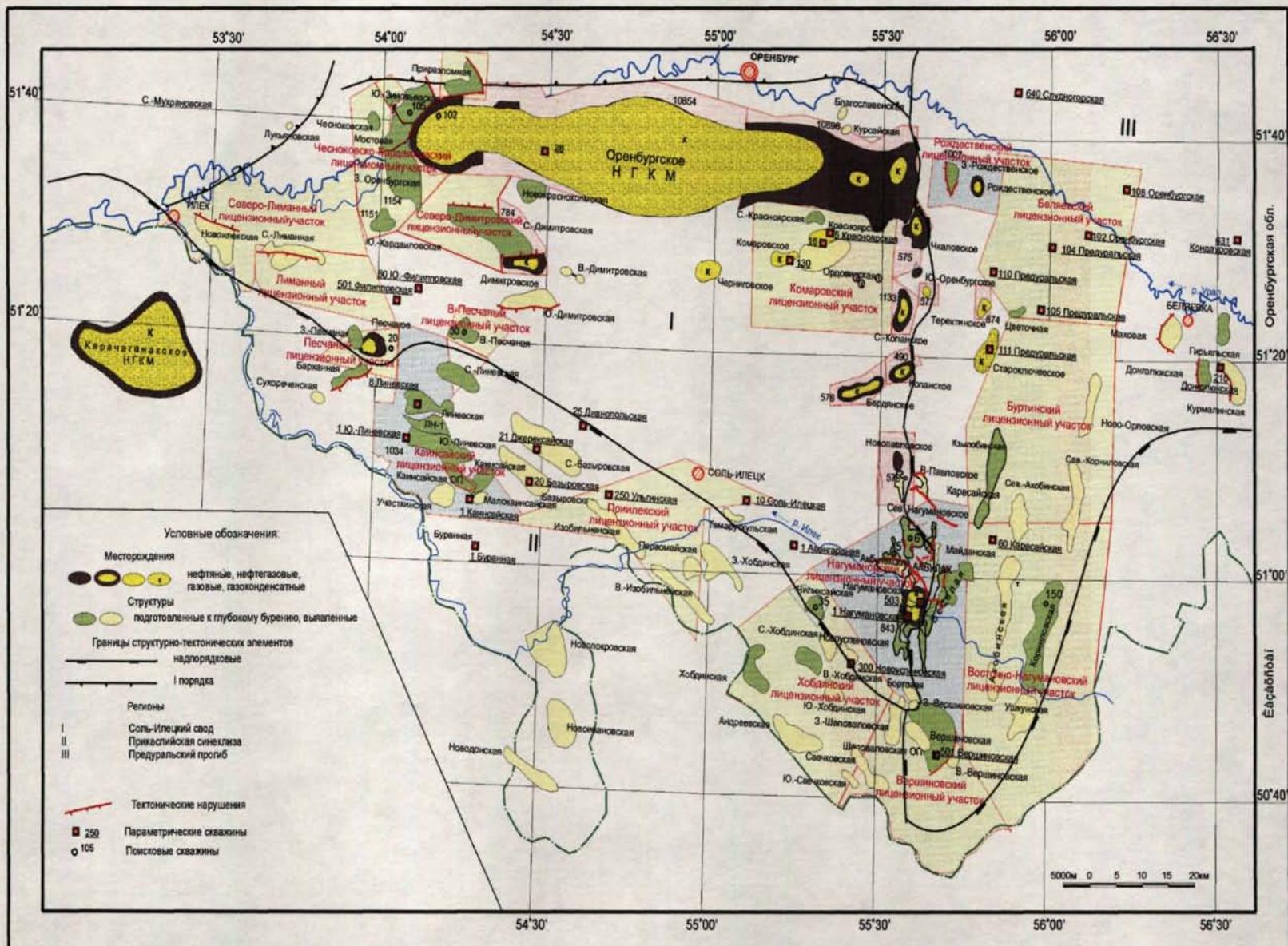


Рисунок 2.1.1. - Зона сочленения Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба

Отложения **среднего девона** вскрыты скважинами Вершиновская 501 и Нагумановская 1. Нижняя часть отдела представлена отложениями **бийского возраста (D₂bs)** - известняками доломитизированными с остатками строматопорат, кораллов, криноидей, аммоноидей. Выше залегают отложения **афонинской свиты верхнеэйфельского подъяруса (D₂af)**. В скважине Нагумановская 1 это кораллово-строматопоровые биогермные известняки. В скважине Вершиновская 501 афонинскую свиту образуют известняки органогенно-обломочные с крупными фрагментами строматопор, кораллов, брахиопод и амфипоровые известняки. Толща общей мощностью 110 м отнесена к фациям глубоководного шельфа и склона биогермов (Горожанин, 2003). **Живетский ярус (D₂žv)** в скважине Нагумановская 1 сложен биогермными водорослево-кораллово-строматопоровыми известняками мощностью 18 м. В скважине Вершиновская 501 нерасчлененная толща битуминозных известняков мощностью 38 м по данным ГИС предположительно отнесена к живетско-франскому времени (Горожанин, 2003).

Франский ярус (D₃f) наиболее полно представлен в районе Нагумановской площади. Отложения – органогенные строматопорово-водорослевые и комковато-сгустковые известняки биогермной природы. В верхней части разреза отмечаются прослойки обломочных известняков и битуминозных глинистых. Мощность яруса – 118 м [43].

Судя по составу среднедевонских и франских отложений в районе исследований на протяжении эйфеля, живета и франа существовали условия непрерывного биогермообразования. Юго-западнее исследуемой территории, в прибортовой зоне Прикаспийской синеклизы в это время накапливались битуминозные известняки и карбонатно-кремнистые породы, характерные для глубоководного шельфа (район скважин Каинсайская 1 и 2).

Фаменский ярус (D₃fm) установлен бурением практически на всех площадях, вскрывших девонский разрез, но в разном объеме и разной мощности. В большинстве изученных разрезов фамен имеет карбонатный состав. Ярус представлен комковато-органогенно-сгустковыми и сферово-сгустковыми известняками, характерными для мелководного шельфа [43]. В районе скважины Вершиновская 501, по данным Горожанина В.М. (2003), фаменскому ярусу соответствует перерыв в осадконакоплении. В прибортовой зоне Прикаспийской впадины, как установлено

бурением на Каинсайской и Буранной площадях, фаменские отложения более глубоководны.

Отложения **турнейского яруса (C_{1t})** представлены органогенно-обломочными, органогенно-детритовыми, комковатыми, сферо-комковато-сгустковыми известняками с прослоями черных аргиллитов. Карбонаты иногда битуминозные, наблюдается неравномерная перекристаллизация и доломитизация.

В составе **визейского яруса (C_{1v})** выделены нижневизейский терригенно-карбонатный и верхневизейский карбонатный комплексы (Горожанин, 2003; Иванова, 2005). Нижневизейские отложения представлены известковистыми аргиллитами, мергелями, глинистыми известняками с включением кремнистых пород. По литологическим особенностям отложения характерны для депрессионных фаций. Верхневизейские отложения сложены криноидно-фораминиферовыми, водорослевыми известняками мелководного шельфа.

Серпуховской ярус (C_{1s}) сложен органогенно-детритовыми, криноидно-водорослевыми известняками, характерна доломитизация различной степени, сульфатизация, изредка встречаются пропластки ангидритов. В скважине Нагумановская 1 их мощность составляет 240 м, в скважинах Нагумановские 2 и 3 вскрытая мощность - около 70 м. Подобные известняки мощностью 194 м выделены и в разрезе скважины Вершиновская 501 [2, 41, 43].

Башкирский ярус (C_{2b}) наиболее полно изучен в пределах Соль-Илецкого поднятия и Предуральского прогиба. Ярус представлен карбонатными породами мелководного шельфа – известняки органогенно-обломочные и органогенно-детритовые, часты оолитовые. Отложения перекрываются тонкой пачкой глинистых известняков и аргиллитов.

Выделение **московского яруса (C_{2m})** неоднозначно. По мнению Горожанина В.М. (2003), в московское и верхнекаменноугольное время на Нагумановской и Вершиновской площадях существовал перерыв в осадконакоплении. Иванова Н.А. (2005) относит к верейскому горизонту московского яруса в скв. Вершиновская 501 маломощный двухметровый пласт глинистых пород, залегающий в основании нижнепермских отложений. В скважине Нагумановская 1 нижнепермские отложения подстилаются карбонатно-глинистой пачкой небольшой мощности, которая условно датируется как верейско-верхнекаменноугольная. Аналогичная карбонатно-глинистая

пачка прослеживается в основании нижнепермских отложений во всех разрезах скважин Нагумановской площади, однако нигде не имеет подтверждения возраста. Возможно, её следует рассматривать как базальную в разрезе нижнепермских отложений. Эта глинистая пачка является покрывкой для нижележащих отложений.

Верхнекаменноугольные отложения (C₃) характеризуются различными мощностями вплоть до полного выпадения из подсолевого разреза в пределах Нагумановского блока и Кошинско-Таплинского участка. Отложения в нижней части представлены шламово-спикулевыми известняками с радиоляриями (относительно глубоководного образования), в верхней части - биоморфно-детритовыми и органогенно-обломочными разностями известняков. К этим отложениям приурочены интервалы развития пород-коллекторов с высокими фильтрационно-ёмкостными свойствами. Мощность отдельных интервалов достигает более 40 м. Покрывками могут служить локальные пласты глинистых пород, развитые в разрезе, либо глинистый пласт в основании нижнепермских отложений.

Вероятно, карбонатные породы средне-верхнекаменноугольного возраста – это фрагменты краевой рифогенной зоны, протягивающейся в восточной и южной частях Соль-Илецкого свода.

Нижнепермская докунгурская карбонатная толща выделяется в объёме **ассельского, сакмарского и артинского ярусов.**

Ассельский ярус (P_{1a}) в платформенной части территории развит в разрезах всех изученных площадей. Распространены известняки органогенно-обломочные, органогенно-детритовые, прослоями биоморфно-детритовые, по составу преобладают фораминиферовые и водорослевые разности. Породы часто кавернозно-пористые, отличаются неравномерной перекристаллизацией. Мощность яруса здесь невелика и колеблется от 27-28 м до нескольких десятков метров. Приподнятые крылья Иртек-Илекской, Илекско-Яйсанской флексур и граница Волго-Уральской антеклизы с Предуральским краевым прогибом характеризуются увеличенной мощностью ассельского яруса (до нескольких сотен метров) за счет развития здесь биогермных отложений – водорослевых банок в пределах флексур и рифовых построек на границе платформы и прогиба. Биогермные породы выделяются на диаграммах ГИС по минимальным фоновым значениям естественной гамма-активности (менее 1 мкр/час) и относительно низким показателям кривой НГК, отражающим высокие пористость и

проницаемость толщи. Отбивка кровли ассельского яруса по геофизическим данным в таких зонах крайне затруднительна, так как ассельские отложения характеризуются повышенными значениями естественной радиоактивности и кажущихся сопротивлений, что сближает их по рисунку кривых с сакмарскими и верхнекаменноугольными отложениями, поэтому большое значение приобретают в таких случаях палеонтологические исследования.

В Прикаспийской впадине и западной части Предуральского прогиба выделяют нерасчлененную толщу **ассельского, сакмарского и артинского ярусов ($P_{1a+s+ar}$)**, сложенную карбонатно-глинистыми породами депрессионной фации. По фауне фораминифер установлено выпадение из разреза ассельского яруса в разрезах скважин 106 Предуральская и 10 Староказлаировская.

Отложения **сакмарского (P_{1s}) и артинского (P_{1ar}) ярусов** представлены известняками комковато-сгустковыми, органогенно-детритовыми, биоморфно-детритовыми с прослоями биогермных водорослево-строматолитовых и органогенно-обломочных, в верхней части доломитизированными и сульфатизированными. Сакмарский ярус в скв. 504 Нагумановская имеет повышенную радиоактивность по сравнению с нижележащими породами. Верхняя граница яруса проводится в подошве реперной карбонатно-глинистой пачки на глубине 4297 м. Эта пачка прослеживается во всех разрезах Нагумановской площади и близлежащих скважин по каротажу и имеет отражения на кривых АК. Мощность сакмарского яруса в скв. 504 – 177 м. Кровля артинского яруса здесь и повсеместно на изучаемой территории проводится по подошве реперного глинисто-карбонатного пласта К-4. Мощность артинского яруса в скв. 504 – 254 м.

Мощности ярусов закономерно увеличиваются от внутренней части к краевой зоне Соль-Илецкого поднятия. Максимальных мощностей сакмаро-артинские отложения достигают на Нагумановской площади в скв. 1 Нагумановская, где залегают на склоновых отложениях ассельского возраста. Их мощность составляет здесь соответственно 327 и 302 м. Одновременно с увеличением мощности возрастает содержание карбонатов слагающих их пород. Преобладающее значение в их составе приобретают биогермные и другие породы рифового генезиса. Предполагается, что фронтальная часть сакмарских и артинских рифов располагается в верхней части

погруженного колена флексуры, в зоне сочленения с Предуральским краевым прогибом.

Наличие нижнепермских рифовых отложений в зоне сочленения Соль-Илецкого поднятия с Предуральским прогибом можно считать доказанным. Исследователями предполагается существование такой же зоны на борту Прикаспийской синеклизы в зоне её сочленения с Соль-Илецким сводом.

Кунгурские, верхнепермские и мезокайнозойские отложения в разрезах скважин исследуемой территории крайне слабо охарактеризованы керном, палеонтологическими и микропалеонтологическими определениями. В результате имеются противоречивые варианты стратиграфического расчленения и корреляции разрезов скважин.

Нижнепермские отложения **кунгурского яруса (P_{1k})** представлены филипповским и иренским горизонтами. Отложения филипповского горизонта выделены во всех скважинах Нагумановской площади, скважинах Авангардская 1, Вершиновская 501 и Чиликсайская 35. Они представлены преимущественно ангидритами с прослоями сульфатно-карбонатных, доломитово-сульфатных, доломитовых пород. В подошве филипповского горизонта выделен глинистый пласт (1-2 м), являющийся репером (K₄) при определении положения кровли артинского горизонта. Максимальная мощность горизонта в скважинах Чиликсайская 35 – 176 м и Авангардская 1 – 160 м. В скважинах Нагумановской и Вершиновской площадей мощность филипповского горизонта составляет 137 – 146 м.

Разрез иренского горизонта во внутренней прибортовой зоне определен во всех рассматриваемых скважинах, кроме Вершиновской 501, расположенной в пределах глубокой мульды. Характерной его особенностью является резкое изменение мощности по латерали, обусловленное разным гипсометрическим уровнем залегания его кровли. Наиболее высокое положение кровли иренского горизонта отмечено в скважинах Авангардская 1 (600 м), Новоуспенковская 300 (692 м), Нагумановская 3 (660 м), Нагумановская 504 (1047 м), находящихся вблизи сводов соляных куполов. В этих скважинах в разрезе иренского горизонта преобладает каменная соль с прослоями калийных солей, ангидритов и доломитизированных известняков. В разрезах скважин, расположенных на склонах куполов, состав пород более пестрый и преимущество каменной соли не так явно. Прослой ангидритов по мощности и по

количеству становятся более заметными. Чем меньше мощность кунгурских отложений, тем существеннее в их составе роль несолевых пород (ангидритов, доломитов, аргиллитов). В скважине Вершиновская 501 солевых пород нет, иренский горизонт не выделен.

Верхний терригенный комплекс представлен отложениями верхней перми, триаса, юры, мела, палеогена, неогена и четвертичной системы. Структурный план этих отложений контролируется соляной тектоникой. Максимальные мощности комплекса вскрыты в мульдах, минимальные – в пределах соляно-купольных структур. Комплекс очень слабо изучен по керновому материалу. Максимальный отбор керна из надсолевой части был произведен при бурении скважины Вершиновская 501. Сумма интервалов отбора керна составила примерно 64 м, мощность же исследуемой части разреза – 4788 м (освещенность керном – 1,3%). Фаунистических остатков, пригодных для определения возраста, в породах не обнаружено. Лишь по наличию пелеципод в известковистых аргиллитах (3799 - 3805,7 м) можно предположить верхнепермский возраст (Горожанин, 2001).

В надсолевой части разрезов скважин определение стратиграфических границ верхней перми, триаса, юры, мела и палеогена носит весьма условный характер и выполнено по материалам ГИС с учётом данных по сопредельным площадям.

Отложения верхнепермской толщи представлены преимущественно терригенными породами – алевролитами, песчаниками, аргиллитами с прослоями мергелей и глинистых известняков.

Отложения триаса представлены песчанистыми и глинистыми породами, характеризуются пониженной известковистостью по сравнению с нижележащими верхнепермскими отложениями. Максимальные мощности триасовых отложений развиты в районе скважины Вершиновская 501.

Отложения юры и мела во всех ближайших скважинах пройдены без отбора керна. По данным шлама скважины 35 Чиликсайская отложения представлены песчаниками, песчано-глинисто-алевролитовыми породами, глинами, галечниками, встречаются прослой карбонатных пород [17].

Разрез неоген-четвертичных отложений сложен песчано-глинистой толщей с примесью гальки, гравия, иногда с дресвой песчаников, алевролитов, мергелей и известняков. Мощность меняется от первых метров в водораздельной части

исследуемой территории до 200 м в пределах неогенового вреза, развитого вдоль долины р. Илек.

2.2 Тектоника

В региональном тектоническом плане территория расположена в зоне сочленения Южно-Предуральского прогиба, Прикаспийской впадины и Соль-Илецкого свода Волго-Уральской антеклизы (рис.2.2.1.).

Это обусловило значительную сложность геолого-тектонического строения, наличие интенсивной соляной тектоники, бортовых уступов и длительного эрозионного размыва ряда комплексов пород, разрывных нарушений в различных интервалах разреза.

По данным ряда исследователей, Соль-Илецкий свод по фундаменту делится субширотными нарушениями на несколько ступеней. Наиболее крупными нарушениями являются Каменско-Бердянский разлом (Иртек-Илекская флексура) и Илекско-Яйсанский разлом, являющийся границей Прикаспийской синеклизы. Кроме этих крупных тектонических нарушений, по-видимому, существуют параллельные им нарушения меньших амплитуд и размеров. Крупные тектонические зоны имеют древнее заложение, а движения по ним возобновлялись на разных фазах тектонического развития района. Нагумановский блок морфологически (как и в целом Соль-Илецкий свод) представляет собой клин. Он ограничен на востоке Предуральским прогибом, на юго-западе – Прикаспийской синеклизой, на севере – Иртек-Илекской флексурой и осложнён тектоническими нарушениями ортогонального (субмеридионального – субширотного) и диагонального простирания.

ПКП в рифее-венде представлял собой перикратонный прогиб, где накапливались мощные толщи осадочных пород. В ордовике территория исследования была охвачена погружением, которое охватило и значительную часть прилегающей Русской плиты, где осадконакопление контролировалось Оренбургским и другими субширотными разломами. В пределах современного ПКП роль разломов в распределении ордовикских осадков, вероятно, еще более значительна [35].

В силуре на территории ПКП установился миогеосинклинальный режим, однако отложения этого возраста отсутствуют почти повсеместно в результате мощного проявления позднекаледонских тектонических фаз и вызванного этим общего воздымания и размыва.

Герцинский тектонический цикл сформировал средне-верхнедевонские, каменноугольные и пермские отложения - герциниды.

В ПКП отложения эйфельского яруса среднего девона залегают на неполно представленных нижнедевонских слоях. Тектоническое воздымание в предверхнеэйфельское время обусловило стратиграфический перерыв между нижне- и верхнеэйфельскими отложениями почти повсеместно.

На последующем этапе были сформированы верхнеэйфельско-нижнефранские (паший) отложения. Последовавшее затем значительное в предверхнефранское время воздымание Южно-Предуральского прогиба и примыкающих с запада территорий Русской плиты, привело к размыву мощной толщи от нижнефранского до нижнеэйфельского подъярусов включительно.

Последующая трансгрессия в приподнятую область размыва развивалась со стороны Русской плиты, а также с севера и юга, постепенно захватывая наиболее приподнятую центральную часть ПКП. В связи с этим амплитуда перерыва оказалась максимальной, а мощность отложений, перекрывающих размыв, минимальной. Установившийся шельфовый режим карбонатного осадконакопления, характерный для платформ, продолжался на территории ПКП в течение турнейского, визейского, серпуховского, башкирского и начала московского веков. Режим многократно прерывался воздыманием территории и частичным размывом отложений. Наиболее существенные перерывы в осадконакоплении произошли на рубеже серпуховского и башкирского ярусов.

Поверхность башкирских отложений размыта и весьма неоднородна. Амплитуда размыва зависела от тектонического расчленения территории на блоки. Максимальные размывы имеют место в Оренбургском блоке. В районе скважин 234 Рождественской, 105 Предуральской, 102, 81 Оренбургских, 181 Теректинской, 115 и 116 Староключевских на поверхность размыва выведен прикамский горизонт.

В современном структурном плане поверхность башкирских отложений погружается моноклинально на восток с градиентом 14 м/км. На фоне моноклинали,

по данным сейсморазведки, выделяются субмеридиональные флексуры, к которым приурочены локальные поднятия.

В начале московского века, вероятно, в послеверейское время, наступила предорогенная стадия развития герцинской геосинклинали. Началось формирование флишевых прогибов и флишоидов.

В центральной части будущего ПКП воздымание в послеверейское время было наиболее значительным и длительным. В связи с этим в скважинах 101 Оренбургской, 105 Предуральской, 250 Буранчинской, 179 Теректинской, 233, 234, 235 Рождественских и некоторых других на башкирских отложениях через толщу неопределенного возраста мощностью 12-30 м залегают породы иреньского горизонта кунгурского яруса. В этой промежуточной толще определена во многих случаях фауна от артинского до башкирского возраста. Толща повсеместно разделяет отложения в области стратиграфического перерыва.

Миогеосинклиальный прогиб переместился в свое крайнее западное положение и по его внешнему краю стали формироваться флишевые трог ассельского, сакмарского и артинского возрастов. Борты флишевых трогов обусловлены разломами. Формирование флишевого трога и накопление флишоидов, вероятно, взаимозависимы и синхронны. Флишоидные толщи ассельского, сакмарского, артинского возрастов распространялись на запад.

Таким образом, в строении краевого прогиба имеет место мощная и разновозрастная флишоидная толща (от позднемосковского, в пределах Западно-Уральской внешней зоны складчатости, до артинского – в осевом трог), залегающая со стратиграфическим и угловым несогласием на размытых карбонатных отложениях башкирского возраста.

Артинский флишевый трог максимально продвинулся на запад. Структурный план по артинским отложениям юга ПКП сформирован, в основном, седиментационными факторами, главные из которых – формирование нижнепермского бортового уступа (на западе) и накопление флишоидов (на востоке).

Опускание территории в раннеиреньское время компенсировалось сульфатно-галогенной кунгурской толщей. После незначительной тектонической перестройки сформировалась терригенная толща верхнепермского возраста. Накопление терригенной толщи и тектоническая активность региона обусловили явление соляной

тектоники. Основными путями внедрения соляных штоков являлись зоны разломов и тектонической трещиноватости.

Собственно орогенная стадия развития геосинклинали завершилась в конце нижнего триаса интенсивной тектонической переработкой отложений и последующей денудацией. Это означает завершение герцинского тектонического цикла и окончательное замыкание Уральской геосинклинали.

В мезозое продолжалось прогибание и компенсация ПКП отложениями триаса, юры, мела. Западный мезозойский борт ПКП сместился западнее относительно палеозойского. На западном борту мезозойские отложения контактируют с палеозоем исключительно по разломам, что доказано геологической съёмкой. В мезозое вновь проявились многие разломы древнего заложения, прежде всего разломы восточного и западного борта, возобновились и некоторые из субширотных трансформных разломов.

В основе тектонического строения северной бортовой зоны Прикаспийской впадины – неравномерное ступенчатое погружение осадочного комплекса в сторону Прикаспийской синеклизы. Ступени и сочленяющие их флексуры в значительной мере контролируют распределение локальных структур. Фациальная зональность подсолевых нижнепермских и каменноугольных отложений также контролируется ступенчатым строением территории, в частности, Илекско-Яйсанской тектоно-седиментационной ступенью, которая по отношению к ним является конседиментационным образованием. По отражающим горизонтам К_{н2}(А) и Б ступень отображается уверенно прослеживаемой флексурой. Амплитуда её по подсолевым отложениям составляет 1000-1100 м [36]. Мощность всей подсолевой девонско-артинской карбонатной толщи на приподнятом крыле Илекско-Яйсанской ступени составляет 2000-2200 м, а на опущенном – всего 600-700 м.

В кунгурское и более позднее время в результате интенсивного погружения Прикаспийской синеклизы упомянутая флексура интенсивно трансформировалась. Краевые части ступеней над верхними коленами флексур, особенно конседиментационных, часто бывают заантиклинальны валообразными и куполовидными структурами. Однако краевая часть Илекско-Яйсанской флексуры по большей части «раскрыта» к северу именно в результате постседиментационных преобразований. Локальные объекты типа Песчаной структуры здесь единичны.

Восточнее Песчаной структуры выделен Восточно-Песчаный объект, в пределах которого пробурена скважина Восточно-Песчаная 30. Однако мощности ассельско-артинских отложений в этой скважине значительно сокращены по сравнению с разрезами скважин Песчаной 17 и 20. По-видимому, возможная зона развития нижнепермских органогенных построек располагается южнее скважины Восточно-Песчаная 30. Это подтверждается распределением мощностей вышележащей толщи кунгурских отложений, которые фиксируют положение бортового уступа выклиниванием нижних частей иреньского горизонта (см. ниже). Так, в скважине Восточно-Песчаная 30 мощность иреньского горизонта кунгурского яруса 1215 м, что в два раза больше, чем в скважине Песчаная 20 и в три раза больше, чем в скважине Песчаная 17. Увеличение мощности горизонта происходит, в основном, за счет нижней пачки соли (Загуменова, 2004).

Структурный план девонских отложений отображен по сейсмическому реперу Д. В области регионального погружения кровли девонских отложений от бортовой зоны к центру Прикаспийской синеклизы южнее Илекско-Яйсанской флексуры выделяется Северо-Линевская структурная зона, включающая Северо-Линевскую, Северо-Базыровскую и Северо-Изобильненскую локальные структуры. Южным ограничением этих структур является относительно узкий Линевско-Изобильненский синклинальный прогиб.

Из сопоставления разрезов скважин, пробуренных во внутренней прибортовой зоне и в пределах бортового уступа, видно, что перепады мощностей девонского комплекса и фациальная изменчивость данных отложений по сравнению с вышележащими подсолевыми отложениями значительно менее контрастны. Так, в разрезе скважины Каинсайская 2, мощность живетских отложений менее чем в два раза отличается от одновозрастных отложений, вскрытых в разрезе скважины Песчаная 20. Фациальная характеристика вскрытых в этих разрезах живетских отложений не имеет принципиальных отличий. Сходный фациальный состав имеют также отложения верхнефаменского подъяруса (заволжского горизонта), вскрытые в разрезах упомянутых выше скважин. Другие интервалы девонского разреза, вскрытые в пределах бортовых уступов и во внутренней прибортовой зоне, имеют значительные литологические отличия. Следует предположить, что режимы тектонического развития и соответствующие им условия осадконакопления во

внутренней прибортовой зоне и в пределах борта были непостоянны. В таких условиях отличается изменчивостью и динамика локального тектогенеза, что приводит к формированию локальных структур.

Строение соленосных кунгурских и мезокайнозойских отложений в пределах района исследований сильно дифференцировано. Так, севернее Илекско-Яйсанской ступени наблюдается относительно пологое погружение рассматриваемых комплексов с севера на юг в сторону Прикаспийской синеклизы. Соли имеют пластовое строение. Морфология их кровли в общих чертах отвечает строению подсолевых горизонтов. В пределах этой части исследуемой территории соляные купола не выражены. Особенностью строения соляной толщи севернее Илекско-Яйсанской флексуры являются грабенообразные впадины, нарушающие пологое погружение рассматриваемого комплекса и выклинивание нижних горизонтов в основании кунгурских отложений в районе Илекско-Яйсанской флексуры. Грабенообразные прогибы отчетливо видны на 13 региональном профиле в северо-западной части исследуемой территории; выклинивание прослеживается практически по всей территории.

В пределах Илекско-Яйсанской флексуры кунгурские отложения резко погружаются во впадину и сокращаются в мощности. Погружение местами сопровождается сбросами, вдоль которых видны блоковые смещения соляных толщ с обратным падением (к северу) соляных пластов. Подобные формы напоминают оползни (выражены в западной части исследуемой территории). Мощности соли резко сокращаются, а надсолевых отложений увеличиваются.

2.3 Нефтегазоносность

2.3.1 Характеристики нефтегазоносных комплексов

В пределах изучаемой территории выделяются следующие нефтегазоносные комплексы:

- додевонский;
- эмско-среднедевонский комплекс;
- франско-турнейский;
- визейско-башкирский;
- московско-верхнекаменноугольный;

- нижнепермский.

Тем не менее, выделение этих комплексов осложняется отсутствием в них региональных флюидоупоров в кровле.

Додевонский комплекс объединяет отложения венда (вскрытого на ВОСП), силура (единичные скважины в ПКП) и ордовика (Соль-Илецкий свод, ВОСП, ПКП). Вендские и силурийские отложения на исследуемой территории слабо изучены.

Нефтегазопроявления в керне ордовикских отложений отмечены в скв. 1-Красный Яр. В этой скважине в 800 м ниже кровли ордовика в песчаниках и аргиллитах отмечен запах бензина (инт. 4070-4072 и 5037-5038 м), запах газа (инт. 4110,7-4115,3 м), разводы и струйки нефти (инт. 4578-4588 м). В некоторых скважинах отмечаются повышенные газопоказания.

Эмско-среднедевонский комплекс. Эмские отложения нижнего девона, вероятно, были развиты в пределах Соль-Илецкий свода повсеместно, но впоследствии, в наиболее приподнятой части Оренбургского блока, они были размыты. Нижний девон на Соль-Илецком своде вскрыт скважинами 1, 2-Восточно-Кардаиловскими, в скв. 80, 81- Димитровских, 20-Песчаной, где он представлен, в основном, такатинским горизонтом эмского яруса, а вязовские отложения вскрыты скважинами 85-Бердянской, 160-Каменной и 170-Копанской. Вязовские отложения вскрыты также скважинами и в пределах современного ПКП.

Нижний девон в ПКП вскрыт (с севера на юг): скв. 2-Маякская, 10-Староказлаировская, 106-Предуральская, 630-Белозерская, 640-Слудногорская, 101-Оренбургская, 110-Предуральская, 120-Буртинская, 121-Староключевская, 501-Вершиновская.

При движении в западном направлении наблюдается изменение состава нижнедевонских отложений [57]. Карбонатный - вскрыт скв. 85-Бердянская, 120-Буртинская, 121-Староключевская, 110-Предуральская, 640-Слудногорская и 160-Каменная. Карбонатно-терригенный и терригенный типы разреза (переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов, известняков, доломитов) вскрыты скважинами 20-Песчаная, скв. 1, 2-Восточно-Кардаиловскими, 60-Южно-Филипповской.

Франско-турнейский комплекс.

Турнейские отложения Соль-Илецкого свода представлены карбонатами и в пределах Оренбургского блока они содержат большое количество нефтепроявлений. На Оренбургском валу в скв. 16, 66, 306 из отложений турнейского яруса получены обводненные притоки нефти. Выпоты и запах нефти из этих отложений отмечены в скв. 1-Восточно-Кардаиловская, скв. 28-Краснохолмская и др. В турнейских известняках имеются пласты-коллекторы, но отсутствуют покрышки.

В турнейских отложениях в пределах ПКП в керне скважин отмечены незначительные нефтепроявления: скв.10-Староказлаировская - запах нефти и масляные пятна, в скв.110-Предуральской вскрыты тонкопористые известняки и доломиты с выпотами густой нефти и нефтяным запахом. Но во всех скважинах, вскрывших турнейские отложения, отмечаются их низкие коллекторские свойства.

Визейско-башкирский комплекс.

Визейский ярус в Предуральском прогибе представлен окскими отложениями, их мощность составляет 190-227 м.

Серпуховский ярус на ПКП представлен чередованием известняков и доломитов, возможно, есть и проницаемые прослой, но отсутствуют покрышки. Мощность серпуховских отложений в пределах ПКП достигает 180-190 м (скв. 106, 110, 111 Предуральские).

Нефтепроявления в отложениях комплекса отмечены в скв. 106 Предуральская, где вскрыты известняки с запахом нефти, в скв. 10 Староказлаировская отмечено разгазирование глинистого раствора, в скв. 640 Слудногорская - запах нефти.

Разрезе нижнекаменноугольной толщи на СИС представлен отложениями серпуховского яруса, верхняя часть которых в ряде случаев размыта и на них залегают верейские отложения среднего карбона. На Соль-Илецком своде мощность серпуховских отложений около 300 м.

Пористость окско-серпуховских отложений в скв. 1-Авангардская составляет 10 - 16%, скв. 501-Филипповская от 12 до 14%, в скв.10-Соль-Илецкая в отдельных прослоях пористость серпуховских известняков достигает 9-15%. В скв.85-Бердянской *Кп* достигает 11%, из серпуховских отложений получен обводненный приток нефти, а в скв. 17-Песчаной - приток газа дебитом 32 тыс.м³/сут.

В пределах Соль-Илецкого свода башкирские отложения частично или полностью размыты. Минимальные глубины залегания башкира отмечены на Оренбургском валу (2000-2700 м), увеличиваясь на юг (в районе Соль-Илецка - 4300 м). Мощности башкирского яруса изменяются в широких пределах от 69-80 м на западе Соль-Илецкого свода (Димитровская площадь), увеличиваясь на север и северо-восток Соль-Илецкого свода до 275 м (скв. 1-Красный Яр), 2-Ордовикская – 311 м, 502-Восточная – 271 м. Полное отсутствие башкирских отложений отмечается вдоль зоны, протягивающейся от линии скважин 165-Черноярская – 110-Иртекская и далее на юго-восток. По данным Н.А. Ивановой (2005) башкирские отложения отсутствуют в следующих скважинах: 165-Черноярская, 110-Иртекская, 1 Усть-Илекская, 131-Зап. Оренбургская, 3-Лиманная, 1, 2-Восточно-Кардаиловские, 16, 17, 20, 30-Песчаные, 501-Филипповская, 60-Южно-Филипповская, 10-Соль-Илецкая.

В Предуральском прогибе Башкирские отложения развиты повсеместно, но в различном стратиграфическом диапазоне, т.к. верхняя часть разреза размыта. Максимальные глубины залегания отложений башкирского яруса отмечаются в наиболее погруженной части ПКП (до -5900- -6000 м). Мощности каменноугольных отложений изменяются от 700 м до более 1000 м (скв. 2-Маякская), а башкирских - от 138 м (скв. 10-Староказлаировская) до 308 м (скв. 2-Маякская).

Башкирские известняки органогенно-детритовые, часто оолитовые, водорослево-фораминиферовые, часто кавернозные [7]. В скв. 120-Буртинской в отложениях башкирского яруса встречены прослойки биогермных пород.

В пределах восточного продолжения Оренбургского блока (в ПКП) в башкирских отложениях открыт ряд небольших месторождений: Теректинское, Рождественское, Староключевское, Южно-Оренбургское.

На Теректинском месторождении промышленные притоки газа (264 тыс.м³/сут) и конденсата (111 м³/сут) получены в скв. 175-Копанской, расположенной в своде небольшого поднятия. В скв. 176, расположенной вблизи, получен приток пластовой воды. Скважины 178, 179, 180, 181-Теректинские ликвидированы без опробования. В этих скважинах известняки башкирского яруса содержат запах нефти. В скв. 180-башкирские отложения представлены известняками органогенно-обломочными, пористыми, по ГИС выделены прослойки, которые могут быть продуктивными.

На Южно-Оренбургском месторождении пробурено 8 скважин, из которых продуктивных только две - 32 и 33-Ю-Оренбургские. В первой скважине получен газ и конденсат, во второй – газ. Остальные скважины ликвидированы по геологическим причинам. Коллекторские свойства пород в пределах месторождения исследовались довольно детально. Башкирская толща на этой площади весьма разнообразна по коллекторским свойствам и плотности пород, хотя в целом и сложена одноименными карбонатами. Частое расслоение толщи на пористые и проницаемые пропластки проходит без какой-либо закономерности. Уплотнение пород происходит за счет вторичных процессов (кальцитизация, гипсо-ангидритизация), по некоторым направлениям происходит полное замещение пористых известняков плотными разностями.

На Староключевском месторождении пробурено 5 скважин, в скв. 115 и 121 получены промышленные притоки нефти, газа и конденсата. Скважина 116 ликвидирована без опробования. В скв. 111-Предуральской, расположенной на этой структуре, получена пластовая вода дебитом 31,9 м³/сут, слабо разгазированная, с пленкой нефти.

На Рождественском месторождении пробурено семь скважин, сюда же можно отнести и 101-Оренбургскую. Отложения башкирского яруса полностью пройдены скважинами 236 (в своде структуры) и 235 – на склоне. В остальных скважинах вскрытая мощность башкира составляет 80-107 м. В сводовых скважинах 230, 233, 236 получены промышленные притоки нефти, газа и конденсата. В скв. 234, расположенной на южном склоне структуры, получен фонтан газа, нефть и вода. Скважины 231 и 232 не испытывались.

За пределами месторождений в ПКП пробурен еще целый ряд скважин. Непромышленный приток нефти из башкирских отложений получен только в скв. 250-Буранчинской – 0,44 м³/сут.

Признаки наличия УВ в башкирских породах встречены в скв. 640-Слудногорской - известняки с запахом нефти, скв. 120-Буртинская - известняки с запахом бензина, 501-Вершиновская - разгазирование раствора при бурении, скв. 104, 105, 106, 110-Предуральские - известняки с запахом и выпотами нефти, но при этом отмечаются их плохие коллекторские свойства.

В южной части Соль-Илецкого свода в башкирских отложениях открыто Нагумановское месторождение. Обращает на себя внимание то, что открытые месторождения и основное количество нефтепроявлений сосредоточены (в современном структурном плане) по границам блоков или расположены вдоль ступеней (флексур) – это Оренбургское, Нагумановское, Бердянское, Чкаловское и другие месторождения. Здесь же зафиксированы и наибольшие значения пористости и проницаемости башкирских отложений.

Ниже приводится краткая характеристика некоторых месторождений.

Бердянское месторождение имеет очень сложное строение. Залежи УВ открыты как в башкирских, так и в артинских отложениях. Месторождение разбито тектоническими нарушениями на отдельные блоки.

На Копанском месторождении башкирская залежь приурочена к брахиантиклинальной складке субширотного простирания размером 5х1.5 км, высотой 70 м. Нефтенасыщенная часть разреза представлена переслаиванием плотных и пористых карбонатных разностей. Пористость пластов-коллекторов по ГИС изменяется от 11,6 до 14,5 %, по керну от 8,5 до 17,6%. Всего на отложения башкира на этом поднятии пробурено 15 скважин, продуктивными являются скв. 94, 100, 155, 170. Максимальный дебит нефти на этом поднятии достигал 183 м³/сут на 10 мм штуцере (скв. 155).

На Северо-Копанском месторождении на отложения башкира пробурено 9 скважин, три из которых дали промышленные притоки нефти (скв. 108, 130, 133). Максимальный дебит нефти дала скв. 108 – 152 м³/сут на 10 мм штуцере. В трех скважинах получена пластовая вода (скв. 103, 127, 128).

На Чкаловском газонефтяном месторождении пробурено 15 скважин, из которых 7 продуктивны (скв. 124, 125, 140, 143, 148, 150, 161). Максимальный дебит нефти и газа в скв. 150 составляет: газа - 117 тыс.м³/сут, нефти - 32 м³/сут на 3 мм шайбе. Скв. 126, 141, 142, 149, 151 ликвидированы по геологическим причинам. Не изучено сочленение Чкаловского месторождения с восточной частью Оренбургского вала, которая представляет интерес для поисков залежей УВ в отложениях башкира.

На Нагумановской структуре газоконденсатное месторождение открыто скв. 1 Нагумановской, в которой из отложений башкира (инт. 4885-4865 м) получен приток нефти дебитом 122,8 м³/сут на 5 мм штуцере. Покрышкой для залежи служит 6-ти

метровый слой глин верейского горизонта. Залежь контролируется антиклинальным поднятием размером 2.0x4.5 км, амплитуда - 18 м. На схеме развития коллекторов и покрышек в визейско-башкирском комплексе отложений видно, что практически на всей территории свода развиты хорошие коллектора (Кп 10-15%), но на севере свода покрышки практически отсутствуют. Высокие экранирующие свойства покрышек отмечаются только южнее широты Димитровских скважин, а на юго-востоке свода (р-н Авангардской, Чиликсайской, Нагумановской площадей) экранирующие свойства покрышек низкие.

На отдельных участках Оренбургского вала башкирские отложения, совместно с московскими, верхнекаменноугольными и нижнепермскими, содержат основную газонефтяную залежь. Продуктивны башкирские отложения на Бердянской, Копанской и Северо-Копанской площадях.

Московско-верхнекаменноугольный комплекс. В пределах свода московские отложения (каширский, подольский и мячковский горизонты) развиты фрагментарно. Повсеместно они распространены только в пределах Оренбургского вала.

Московские отложения представлены известняками светло-серыми, белыми, кавернозно-пористыми, водорослево-криноидно-фораминиферовыми, в нижней части разреза биогермными (скв. 30 Куралинская), мощность изменяется от первых десятков метров до 125 м. В известняках московского возраста скв. 1 В. Кардаиловская отмечался запах нефти, но притока не получено.

Притоки УВ на Оренбургском валу непосредственно из московских отложений получены в скв. 9, 33, 85, 313, 314, во многих скважинах они совместно с верхнекаменноугольными и нижнепермскими содержат основную газовую залежь. При бурении скв. 16-Красноярская из отложений верхнего карбона получен выброс газа.

В каменноугольное время в пределах прибортовой зоны Прикаспийской впадины происходило формирование осадков небольшой мощности (от первых метров в скв. 1-Каинсайской до 131 – в скв. 2-Каинсайской), для поисков УВ эти отложения интереса не представляют.

Каменноугольные отложения в охарактеризованной бурением части Предуральяского прогиба представлены турнейским, визейским, серпуховским

ярусами нижнего карбона, башкирским и московским ярусом среднего карбона и верхнекаменноугольными породами.

Отложения пермской системы.

Разрез нижнепермских подсолевых отложений представлен ассельским, сакмарским, артинским ярусами и филипповским горизонтом кунгурского яруса.

В зоне сочленения Соль-Илецкого свода с Предуральским прогибом по результатам бурения выделяется три литолого-фациальных типа разреза ассельско-артинских отложений: нижнепермского бортового уступа и его склона, зоны лагуны и зоны депрессии. На Вершиновском участке вскрыт четвертый тип нижнепермского разреза. Здесь ассельский ярус, сложенный отложениями мелководных карбонатных фаций, перекрыт депрессионными отложениями сакмарского и артинского ярусов.

Строение зоны сочленения СИС и ПКП (бортового уступа) хорошо изучено на Нагумановском участке. Сформирован уступ карбонатными отложениями всех трех ярусов. Мощность нижнепермских отложений в пределах бортового уступа на Нагумановском участке достигает 850 м. В сторону ПКП мощности нижнепермских карбонатов резко сокращаются. В разрезе начинают преобладать их глинистые разновидности.

Нижнепермские карбонаты на Соль-Илецком своде продуктивны практически на тех же площадях, что и башкирские. Это Бердянско-Копанское, Северо-Копанское, Чкаловское, Нагумановское месторождения, кроме этого Комаровское, Черниговское непромышленные месторождения. Промышленные залежи нефти и газа, в основном, приурочены к отложениям артинского яруса нижней перми и лишь на Оренбургском газоконденсатном месторождении они охватывают интервал от каменноугольных (C₂) до филипповских отложений кунгурского яруса. Покрышкой для коллекторов в подсолевых карбонатах являются соленосные отложения кунгурского яруса. Ниже приводится краткая характеристика некоторых месторождений.

На Копанском месторождении подсолевые нижнепермские карбонаты вскрыли 19 скважин, восемь из них дали промышленные притоки нефти с газом, максимальный дебит в скважине 79 составил 167 м³/сут на 8 мм штуцере.

На Северо-Копанском месторождении в артинских отложениях выделяются две залежи: нефтяная с газовой шапкой и самостоятельная газовая. Из двенадцати скважин, вскрывших нижнепермские карбонаты, продуктивными являются пять.

Максимальный дебит нефти в скв. 131 составил 60 м³/сут на 8 мм штуцере, максимальный приток газа на том же штуцере - 93 тыс.м³/сут (скв.109).

На Чкаловском месторождении продуктивными являются три скважины - 126, 146, 150. Притоки нефти и газа из нижнепермских карбонатов получены также и на его северном продолжении, на Караванной площади (скв. 161, 172, 174 и др. и 502 Восточная). Получены также притоки нефти и газа в скв. Ю. Чкаловская 154.

Нагумановское месторождение. В скважине первооткрывательнице Соль - Илецкой 503 приток газа и конденсата получен из артинских карбонатных отложений. Газопродуктивны артинские отложения скв. 511, нефтепродуктивны - в скв. 508. В скв. 2 и 3 Нагумановских из артинских отложений получены притоки газоконденсатной смеси.

2.3.2 Проблемы поисков нефти и газа на больших глубинах

По мере освоения бурением верхних горизонтов осадочного чехла и развития технологий бурения в поисковый процесс стали вовлекаться все более погруженные части разреза земной коры, залегающие на глубинах 4500 м и более. В результате для обозначения глубин более 4500 м был введен термин «глубокие (глубокопогруженные) горизонты» [19]. Термин «сверхглубокие скважины» стали использовать для обозначения скважин глубиной более 6100 м в США и более 7000 м в СССР [25].

Поиски нефти и газа на больших глубинах в бывшем СССР начались более 40 лет назад в Азербайджане и к 1975 году охватили 19 из 40 нефтегазоносных регионов страны. В большинстве пробуренных сверхглубоких скважин имело место существенное (иногда кардинальное) расхождение между проектными и фактическими разрезами [52]. Это связано с тем, что на больших глубинах известные прогнозно-поисковые критерии не всегда “срабатывают”, а закономерности распространения промышленных скоплений углеводородов во многом отличаются от традиционных закономерностей их размещения в верхнем этаже.

Существующие критерии газонефтеносности недр базируются на осадочно-миграционной (органической) теории газонефтеобразования, которая была разработана для условий верхнего этажа газонефтеносности (до глубины 3 км). Именно в этом верхнем интервале земной коры сконцентрировано более 90 % всех выявленных до настоящего времени месторождений нефти и природного газа.

Согласно осадочно-миграционной теории, генерация углеводородов (УВ) происходит в нефтегазоматеринских толщах пород из захороненного в них органического вещества животного и растительного происхождения в результате бактериальных и термokatалитических химических реакций. Генерация УВ начинается в свежесыпавших осадках и непрерывно продолжается в течение всего процесса литификации пород.

Неотъемлемыми элементами осадочно-миграционной модели формирования залежей УВ являются:

- первичная миграция (эмиграция) образовавшихся УВ из материнской глинистой толщи в смежные пласты проницаемых пород (песчаники и др.). Основным фактором эмиграции считается уплотнение материнских пород;
- вторичная (латеральная) миграция УВ по проницаемым пластам под действием архимедовой силы в направлении от погруженных частей впадин (нефтегазосборные площади) к бортам (зоны нефтегазонакопления). Перспективными для поисков являются ловушки на путях латеральной струйной миграции УВ.

Для условий больших глубин приведенная модель формирования залежей не работает. На глубинах более 4-5 км традиционных глинистых материнских толщ нет. Глины трансформированы в обезвоженные плотные аргиллиты, не способные к сколько-нибудь значительному уплотнению. Что касается карбонатных пород, с которыми в мире связано не менее половины всех разведанных запасов УВ, то они литифицируются еще на стадии диагенеза осадков и на глубинах более 5 км являются плотными породами. Содержание органического вещества в них обычно ничтожно мало.

Нет условий для дальнейшей латеральной миграции УВ, поскольку на больших глубинах отсутствуют протяженные, выдержанные по площади пласты-коллекторы. Следовательно, нельзя говорить о неких обширных нефтегазосборных площадях, поставляющих УВ в залежи.

Особенностью поисков нефти и газа на больших глубинах является и то, что породы-коллекторы с глубиной претерпевают значительные изменения. Первичное поровое пространство на глубинах более 4,5 км сильно уменьшается, вероятность обнаружения коллекторов межзернового типа с эффективной емкостью более 5% ничтожно мала. Преобладающим типом коллекторов на этих глубинах становятся

низкоемкие коллектора трещинно-кавернозного и трещинного типа с незначительной долей порово-кавернозных и порово-трещиноватых коллекторов.

Отсюда следует, что поскольку эффективная емкость трещинных коллекторов в десятки раз меньше поровых, то промышленно значимые залежи могут быть связаны с толщами пород, характеризующимися значительной (сотни метров) эффективной мощностью. Обнаружение мощных эффективных пластов на больших глубинах в изучаемом регионе маловероятно, что поднимает вопрос оценки экономической эффективности работ с подобными объектами.

На больших глубинах с позиций различных теорий прогнозируются в основном газовые скопления УВ, которые чувствительны к качеству покрышек. Глинистые породы, которые на глубинах до 3-4 км могут служить покрышками для нефти и газа, на глубинах 4,5-5,0 км и более утрачивают свои газоупорные свойства, т.к. трансформируются в аргиллиты, уплотненные, дефлюидизированные, разбитые трещинами. Это подкрепляется данными специальных лабораторных исследований герметизирующих свойств горных пород, проводимые во ВНИИГАЗе в лаборатории физики пласта Е.В.Семеновым (2006) на керне из нижнепермских, каменноугольных и девонских отложений Нагумановской, Вершиновской, Песчаной и Каинсайской площадей, а также результатами испытаний скважин. Тем не менее, надежными газоупорами без ограничения по глубине могут служить сульфатно-галогенные (эвапоритовые) породы.

На изучаемой территории эвапоритовая кунгурская покрышка развита повсеместно. При этом основная нефтегазоносность изучаемой области связана с разновозрастными (от нижней перми до девона) карбонатными отложениями, залегающими непосредственно под кунгурской сульфатно-галогенной покрышкой в пределах крупных погребенных поднятий, преимущественно инверсионной природы [29, 31].

Кроме того, поиски нефти и газа на больших глубинах осложняются неоднозначным определением типов ловушек из-за возникающих сложностей в интерпретации временных и глубинных сейсмических разрезов в условиях развития соляной тектоники.

Разделы Главы составлены с использованием материалов ОАО НПО «НАФТАКОМ», ООО «Оренбурггазпром», ООО «ВолгаУралНИПИгаз», ЮУО ВНИГНИ, ОАО «ОренбургНИПИнефть», ООО «Оренбурггеофизика».

3. УТОЧНЕННАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПОДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ

Одной из задач диссертационной работы является уточнение геологической модели подсолевого комплекса исследуемой территории. Геологическая модель включает в себя краткий палеотектонический анализ и литолого-фациальную характеристику пород, а также объемную тектоническую модель зоны сочленения Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины.

3.1 Условия осадконакопления на исследуемой территории согласно концепции унаследованного развития Прикаспийской впадины в протерозое и фанерозое

В настоящее время нет единого представления о строении Прикаспийской впадины. Существует ряд гипотез, объясняющих формирование осадочных отложений в пределах Прикаспийской впадины [11, 47].

Наиболее широкое распространение среди геологов нашли представления о наложенной структуре (будущей Прикаспийской впадине), развивающейся на древнем основании Восточно-Европейской платформы.

Согласно этой концепции, на месте современной Прикаспийской впадины еще в докембрии существовала область глубокого прогибания земной коры, а со среднедевонского времени контуры Прикаспийской впадины соответствуют ее современным границам. При этом обширная центральная часть впадины была областью накопления некомпенсированных депрессионных осадков, в то время как в бортовых зонах образовывались морфологические карбонатные уступы, в пределах которых формировались рифовые постройки барьерного типа и в виде отдельных атоллов [15, 27].

В результате сложного сочетания трансгрессивного и регрессивного осадконакопления, вся образованная толща палеозойских отложений характеризуется

сочетанием прямых и обратных клиноформ, наклоненных в южном направлении к Прикаспийской впадине. Прямым клиноформам отвечают карбонатные комплексы отложений: верхнедевонско-нижнекаменноугольный (саргаевско-турнейский), ниже-среднекаменноугольный (окско-нижнебашкирский), средне-каменноугольный-нижнепермский (каширско-артинский); обратным – терригенно-карбонатный нижнекаменноугольный комплекс (малиновско-тульский), терригенный среднекаменноугольный (верхнебашкирско-верейский), соленосный кунгурский (Антропов, 1959; Федорова и др., 1990). С сокращением мощности карбонатных толщ связаны три морфологических уступа: верхнедевонско-турнейский, ниже-среднекаменноугольный и поздневерейский (московско-артинский) с амплитудой 100-1600 м. Эти уступы фиксируются по крутому погружению поверхности карбонатных толщ на расстоянии в несколько километров, в то время как их подошвы характеризуются пологим, без видимого изменения угла наклона, моноклиналильным погружением в сторону впадины (рис.3.1.1).

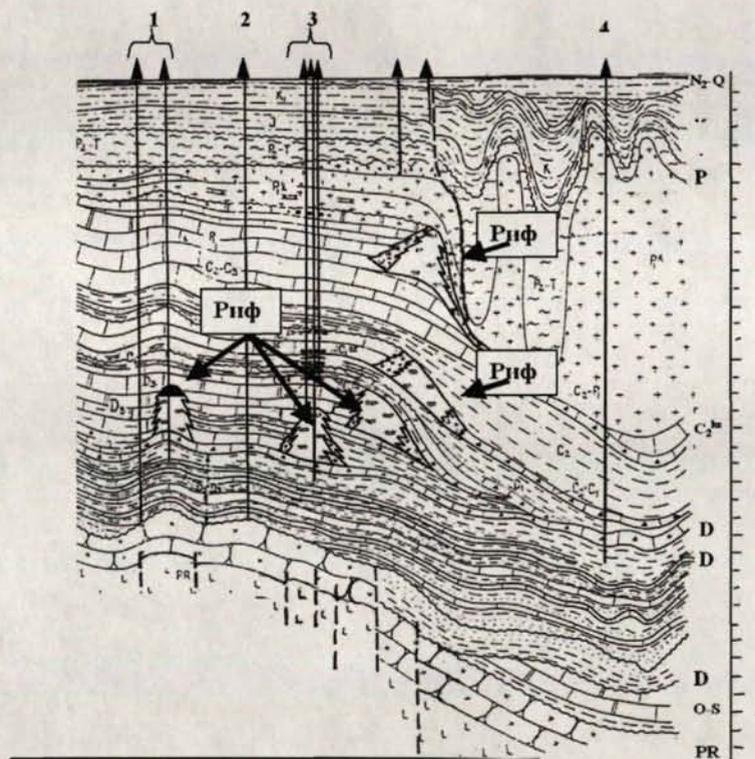


Рисунок 3.1.1 - Сейсмогеологический профиль и этажная структура рифов на примере юго-западной части Ровенско-Краснокутского вала (по А. Самойловой)

Для уточнения условий осадконакопления различных комплексов, О.С. Обрядчиковым (2006 г.) применялся палеогеоморфологический и палеобатиметрический анализы.

Отсутствие надбашкирских каменноугольных, а местами также ассельских и сакмарских отложений, по мнению О.С. Обрядчикова [64] обусловлено погружением центральных районов Прикаспийской впадины, из-за чего вершины карбонатных массивов оказались ниже уровня мелководной карбонатной седиментации. Современный аналог такого явления был выявлен французскими океанологами [73]. Они исследовали погруженный атолл Ниау в архипелаге Туамоту. Как было установлено, атолл Ниау погрузился в среднем эоцене и оказался на глубине 1000 м намного ниже уровня мелководной карбонатной седиментации. В результате за 50 млн лет на его вершине нет осадков кроме 5-ти см кобальто-никелевой корочки.

Исходя из этих представлений, прогнозировались основные типы нефтегазопоисковых объектов, среди которых по значимости на первое место выдвигались рифогенные постройки (рис 3.1.1).

Именно они на протяжении последних двадцати лет являлись главной целью поисковых работ. Если считать, что на всем протяжении геологической истории центральная часть Прикаспийской впадины была глубоководной, и там откладывались маломощные осадки так называемых «депрессивных» фаций, тогда ныне она является бесперспективной для поисков нефти и газа. Об этом писал Айзенштадт: «К сожалению, по отношению к глубинному строению Прикаспийской впадины ряд исследователей придерживается некоторых укоренившихся представлений об «океанической» коре в Северном Прикаспии, о залегании кристаллического фундамента на глубине 22-23 км, о широком распространении бессолевых мульд, рифовых построек, некомпенсированном прогибании и других недостаточно обоснованных предположений, в основе которых находятся геофизические данные и только отчасти буровые». Из этих гипотетических представлений вытекают вполне определенные следствия при оценке перспектив территории и выборе направлений поисковых работ в более глубоких частях впадины.

«Рифомания» пустила глубокие корни. На протяжении последних десяти лет рифы усиленно искали по всей бортовой зоне Прикаспийской впадины, включая

Астраханский свод и Южное Оренбуржье. На поиски рифов была ориентирована сейсморазведка, другие геофизические методы. Рифовой тематике посвящено множество научных исследований и публикаций [33, 61, 71].

Сегодня можно констатировать, что «рифовая» нацеленность поисковых работ по всей бортовой зоне российской части Прикаспийской впадины оказалась неэффективной. Не подтвердилась ни одна прогнозная модель рифового поискового объекта в российской части Прикаспийской впадины.

Проведенный автором комплексный анализ данных глубокого бурения и геофизических исследований позволяет предложить новую модель геологического строения Прикаспийской впадины (глава 3.2), коренным образом отличную от традиционной.

3.2 Палетектонический анализ и литолого-фациальные особенности подсолевого комплекса отложений

При создании седиментационной модели, в качестве объектов для изучения использовались наиболее полно охарактеризованные керном разрезы эталонных скважин, а также первичные описания керна и другие геолого-геофизические данные по скважинам, пробуренным в разные годы на изучаемой территории.

Наиболее детальные литолого-стратиграфические исследования подсолевых отложений изучаемой территории связаны с именами ученых, чьи результаты многолетних исследований легли в основу данной главы (Баранов В.К., 1987; Баранов В.К., Галимов А.Г., 1987, 1990, 1996; Жуков И.М., 1980; Жуков И.М. и др., 1986, 1992; Леонов Г.В., 1984; Макарова С.П., 1983, 1990; Жемчугова В.А., 2006; Медведев Н.Ф., 1974, 2004; Горожанин В.М., 2006).

В результате переинтерпретации всего пакета геолого-геофизической информации в изучаемом разрезе В.А. Жемчуговой [49] было выделено четыре фациальных (осадочных) комплекса: глубокого шельфа с некомпенсированным осадконакоплением (эвксинная впадина), среднего шельфа, мелкого шельфа и побережий с обломочным осадконакоплением. Поскольку основной объем осадков в морском бассейне накапливается на мелком шельфе, а накопившиеся осадки характеризуются разнообразием состава и свойств, соответствующий фациальный комплекс был дифференцирован на ряд фаций: шельфовых равнин, впадин на шельфе с карбонатным и обломочным осадконакоплением, отмелей и карбонатных банок,

островного мелководья и локальных супралиторалей, «приостровных побережий», забарьерных лагун. Основными критериями диагностики фациальных комплексов и фаций были приняты литологический состав, первичная структура и текстура отложений, присутствие в них тех или иных седиментационных маркеров, преобладающая биота, а также характерные типы кривых радиоактивного и электрического каротажа (рис. 3.2.1.).

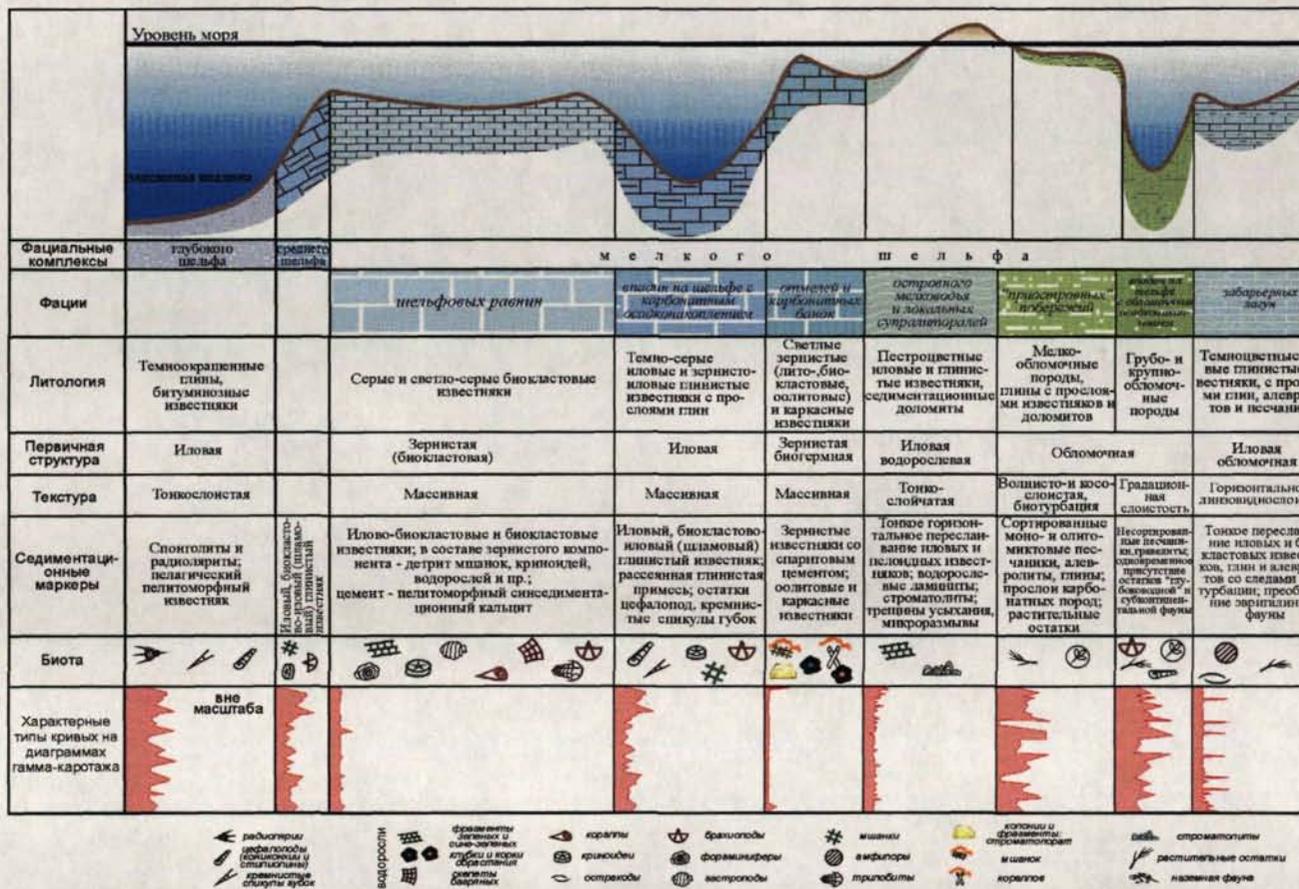


Рис. 3.2.1 - Признаки выделения фаций и фашиальных (осадочных) комплексов в подсолевых палеозойских отложениях Оренбургского региона

(по В.А. Жемчуговой, 2006)

Осадочный чехол, слагающий разрез отдельных участков рассматриваемого региона, включает все отложения фанерозоя и докембрия от четвертичных до рифейских включительно. Однако, в связи с тем, что отложения кайнозойской и мезозойской эратем на большей части территории выходят на дневную поверхность и особого поискового интереса на нефть и газ не представляют, они в работе отдельно не рассматриваются, а упоминаются в качестве дополнительных аргументов при выявлении строения современных структурных элементов и условий их формирования.

В состав «промежуточного» комплекса Восточно-Европейской платформы Н.Ф. Медведевым [32] ранее включались только отложения рифейско-ранневендского возраста, представленные красноцветными формациями нижнего среднего рифея, а также сероцветными, карбонатными и терригенно-карбонатными формациями верхнего рифея и раннего венда. От подстилающих и перекрывающих его образований переходный комплекс отделен угловыми несогласиями. Его распространение ограничивалось территориями древних авлакогенов северо-западного (Осинско-Калтасинский, Серноводско-Абдулинский, Рязано-Саратовский) и северо-восточного (Средне-Русский, Казанско-Кажимский, Нутуш-Уральский) простираний и контролировалось протяженными зонами глубинных разломов диагональной системы, активизация движений по которым сопровождалась внедрением приуроченных к этим разломам габбро-диабазовых интрузий. Снизу вверх комплекс представлен красноцветной терригенной формацией нижнего рифея, выполняющей днища авлакогенов.

Верхнерифейские - сероцветная терригенно-карбонатная и карбонатная формации залегают на рассмотренном выше комплексе пород с перерывом и глубоким размывом. Они широко развиты в Осинско-Калтасинском, Нугуш-Уральском прогибах, несколько меньше распространены в Рязано-Саратовском и отсутствуют в Серноводско-Абдулинском авлакогенах.

На юге Предуральского краевого прогиба вендские отложения частично вскрыты скв.5 - Шиханской (896 м), скв.300 - Ишимбаевской, скв. 120 - Буртинской и другими на глубинах от 2953 м (скв. 300) до 4644 (скв. 120). При глубине залегания фундамента в 7000-8000 м. на долю этих отложений приходится 4000-5000 м.

Предполагается, что формирование рассмотренных формаций нижнего-среднего рифея происходило в континентальных (аллювиально-пролювиальных) условиях, а верхнерифейско-вендских отложений в прибрежно-мелководно-морских условиях.

Фаунистически охарактеризованные ордовикские и силурийские образования вскрыты скважинами в районе Соль-Илецкого свода и частично в южной части Предуральского прогиба (скв.1-Ордовикская 2640 м) Их накопление происходило после длительного континентального перерыва (кембрий отсутствует).

На основе вышеизложенного можно заключить, что формирование рифейско-вендских отложений началось в обстановке внутриконтинентального рифтогенеза.

Погружение блоков фундамента происходило главным образом по разломам древнего (рифейского) заложения преимущественно диагональной системы.

В этот период в Восточно-Европейской платформе зародились Рязано-Саратовский, Серноводско-Абдулинский, Осинско-Калтасинский авлакогены северо-западного простирания и Нугуш-Уральский прогиб северо-восточного направления. Этап завершился байкальской складчатостью, связанной с изменением тектонического режима, растяжение и погружение сменились сжатием и воздыманием. В начале каледонского цикла на востоке Русской плиты преобладают процессы денудации и континентального литогенеза (отсутствуют отложения кембрия).

Однако, уже в ордовиковское время (рис. 3.2.2.), вновь произошло изменение структурного плана, в результате чего ордовикско-силурийские образования с перерывом и угловым несогласием залегают на подстилающих породах различного возраста, вплоть до рифея. В это время в прогибание была вовлечена территория Нугуш-Уральского грабена и прилегающих районов Прикаспийской впадины.

Широкое распространение фаунистически охарактеризованных ордовикских отложений большой мощности (более 2165 м. в скв.1- Ордовикская на Оренбургском валу), а также силурийских и нижнедевонских пород вскрытых скважинами:

3-Рожковской, 20-Песчаной, 60-Ю.Филипповской позволяют расширить стратиграфический диапазон переходного комплекса и включить в его состав все додевонские и нижнедевонские толщи пород.

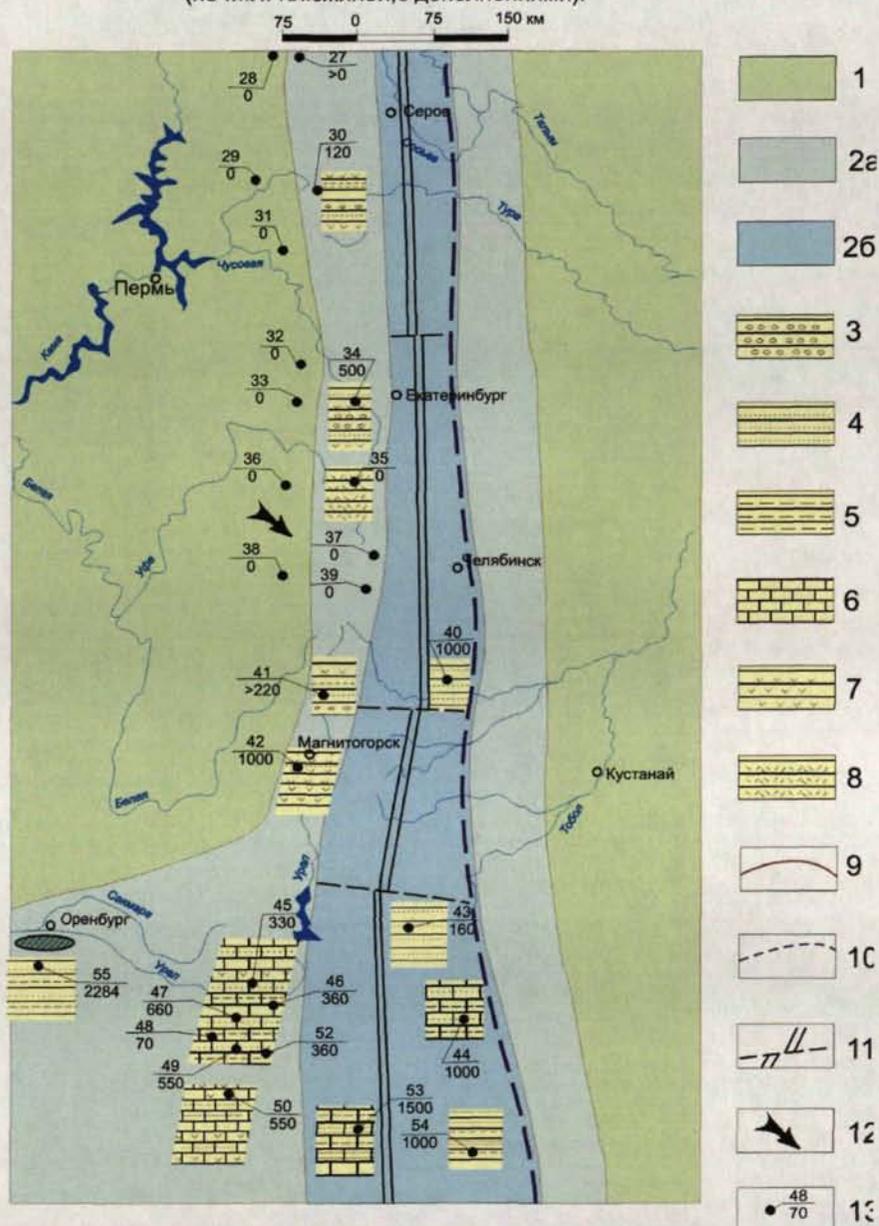
Раннедевонское (такатинское) время. Началу накопления осадков такатинского времени и его аналогов на востоке платформы предшествовала эродированная суша (рис. 3.2.3.), поэтому базальные песчаники с перерывом ложатся на различные горизонты древних осадочных толщ и на кристаллический фундамент. Область распространения их в целом наследует районы, занимаемые досреднедевонскими отложениями.

Обширная область прогибания фиксируется и на юге региона. Здесь в скважине 501-Вершиновской вскрытая мощность нижнедевонских пород достигает 553 м.

Средне-позднедевонский этап развития региона составляет свой тектоно-седиментационный этаж и представлен широким спектром песчано-глинистых и глинисто-карбонатных отложений. Этот этаж рассматривается отдельно для

раннеэйфельского, позднеэйфельского и живетско-нижнефранского времени, что объясняется необходимостью детального прослеживания зарождения крупных структурных элементов (сводов, впадин), от начала формирования которых зависит и распределение нефтегазоносности.

**ЛИТОЛОГО-ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКАЯ КАРТА ЮЖНОГО УРАЛА
ПОЗДНЕГО КЕМБРИЯ - РАННЕГО ОРДОВИКА**
(по М.Л. Ключиной, с дополнениями).



- 1- суша. 2- море: а- аллювиальная равнина. Шельф и рифтовая зона.
 б- предполагаемый шельф палеосибирской платформы. 3- конгломераты, 4- песчаники,
 5- аргиллиты, 6- известняки, 7- эффузивы основного состава, 8- эффузивы кислого состава,
 9- границы между фациальными зонами, 10- предполагаемая граница рифтовой зоны,
 11- рифтовая зона, 12- направление сноса обломочного материала,
 13- местоположение разрезов (в числителе - номер, в знаменателе - мощность, м).

Рисунок 3.2.2. – Литолого-палеогеографическая карта Южного Урала

В раннеэйфельское время, кроме крупных элементов, фиксируются и более мелкие тектонические формы, такие как Башкирский антиклинорий, южная вершина

Татарского свода, Оренбургский вал, Рожковский выступ и др. Из отрицательных структур в первую очередь следует отметить четко обозначившийся Зилаирский прогиб и Бельско-Сакмарскую мульду. Фиксация Зилаирского прогиба свидетельствует об активизации прогибаний в районе современного Урала и миграции их в западном направлении.

Разрезы палеозойских отложений по скважинам Соль-Илецкого свода (по А.В.Ярошенко)

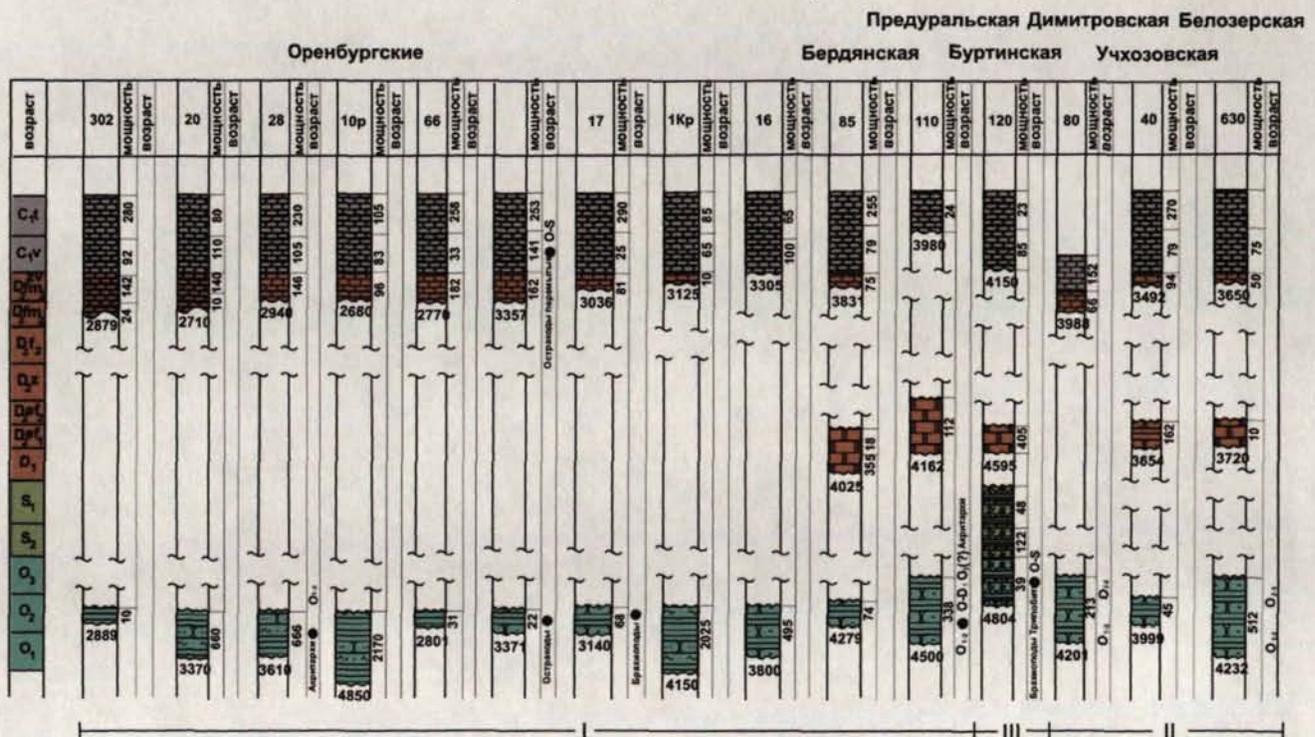


Рисунок 3.2.3 – Разрезы палеозойских отложений по скважинам
Соль-Илецкого свода

В позднеэйфельское время включено время накопления осадков афонинского горизонта. В позднеэйфельское время палеографическая обстановка рассматриваемой территории существенно меняется. Обширные пространства ее сначала покрылись осадками прибрежной равнины, а затем морскими отложениями. Трансгрессия распространялась со стороны Уральской геосинклинали. Начало погружения привело к накоплению песчанистых, преимущественно разномерных осадков, особенно в западных районах. На востоке это более тонкозернистые глинистые разности. В начале бийского времени открытое эпиконтинентальное море с известковистыми осадками и обильной фауной распространилось на всю восточную часть территории.

На западном Урале, возможно, в некоторых районах современной Прикаспийской впадины в этот период впервые появляются глубоководные бассейны с карбонатными отложениями, обогащенными битумами. Дифференцированные движения отдельных блоков на фоне общей трансгрессии привели к существенной перестройке структурного плана региона. На северо-западе, размеры суши Волго-Камского массива резко сокращаются, а все его Оренбургское продолжение было вовлечено в погружение. Видимо к этому времени относится возникновение Бузулукской депрессии, которая развивается в довольно обширную внутриплатформенную впадину.

Следует отметить, что для всех крупных структурных элементов свойственна тенденция проникновения в примыкающие районы северного Прикаспия. Это свидетельствует об общности развития указанных территорий на данном отрезке геологической истории.

Живетско-раннефранское время характеризуется частой сменой трансгрессивных и регрессивных фаз, что нашло свое отражение в ритмичной смене фациального состава осадков. В целом этап ознаменовался обширной инверсией морского бассейна на востоке и юго-востоке платформы, которая происходила в условиях достаточно контрастного рельефа с образованием широкого спектра мелководных прибрежно-морских, преимущественно терригенных осадков. На этом этапе отчетливо фиксируются основные геоструктурные элементы, сыгравшие определенную роль в формировании Северо-Каспийского нефтегазоносного бассейна. Контуры их, только намечаемые на предыдущем этапе, приобретают рельефные очертания.

Среднефранско - турнейское время включает период осадкообразования карбонатных отложений средне и верхнефранского подъярусов, фаменского и турнейского ярусов. Этап, при общем унаследованном структурном плане, характеризуется широким развитием контрастных некомпресированных прогибаний востока платформы.

Во второй половине фаменского века (рис. 3.2.4.) вся территория палеосвода была затоплена, но глубина морского бассейна на большей его части была крайне мала, что определило господство водорослевой седиментации [49]. В разрезах этой части региона преобладают тонкослойчатые в различной степени глинистые

известняки, пелоидные (сгустково-комковатые) и пелитоморфные, с прослоями водорослевых ламинитов, овеещающие условия островного мелководья и локальных супралиторалей. В заволжское время в результате общего углубления всего бассейна седиментации самые приподнятые участки палеосвода представляли собой отмели, в то время как на остальной части ранне-среднефаменского островного мелководья установились нормально-морские обстановки осадконакопления.

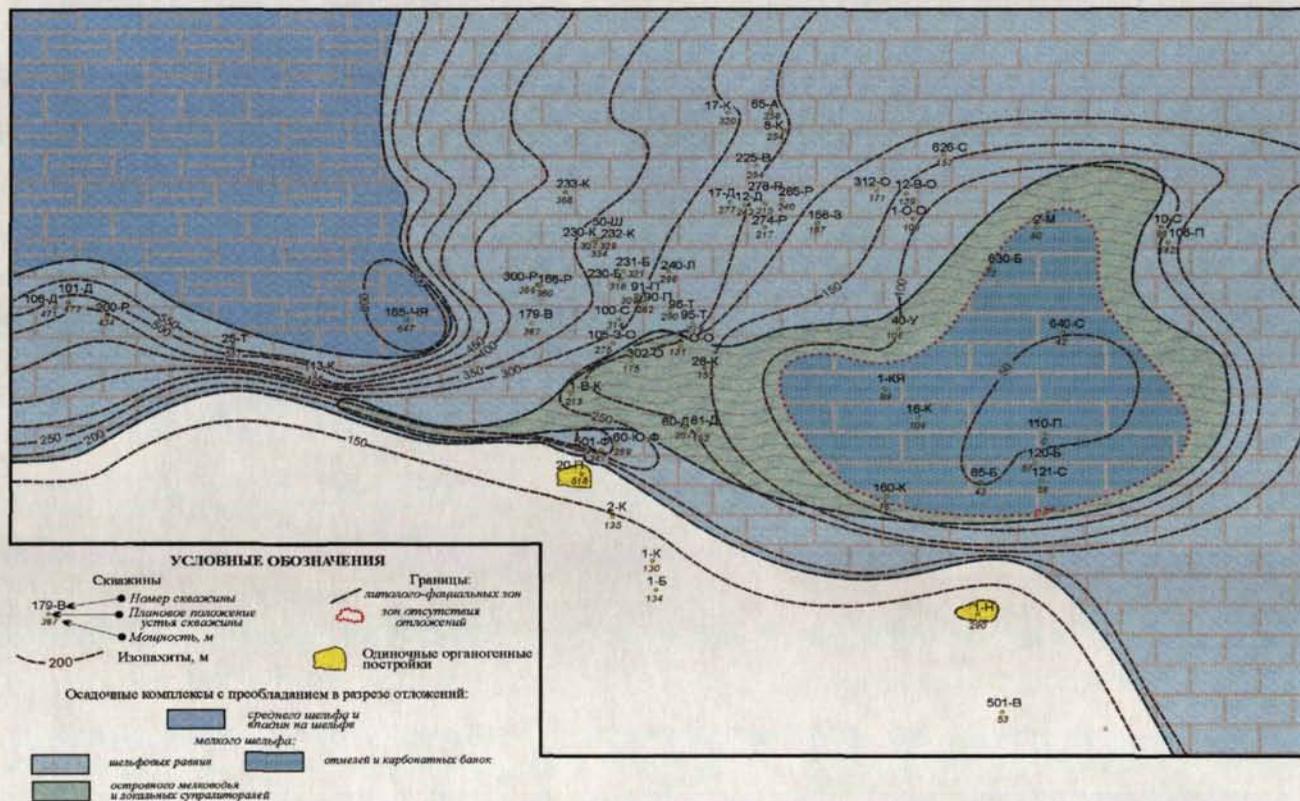


Рисунок 3.2.4. - Литолого-фациальная карта отложений фаменского яруса (по В.А. Жемчуговой, 2006, с дополнениями)

В составе турнейских отложений и последовательности наложения в их разрезе различных литогенетических типов известняков зашифровано генерализованное падение относительного уровня моря и общее обмеление бассейна седиментации. Максимум оно достигло в предвизейское время. Возможной причиной обширной регрессии могли служить подъем Русской плиты на рубеже турне и вize, а также глобальное падение уровня моря, обусловленное гляциальными причинами. О наличии перерыва в осадконакоплении на рубеже турне и вize в Оренбургском регионе свидетельствует отсутствие здесь гумеровского горизонта.

Уступ относительно глубоководной впадины в фаменский и турнейский века проходил вблизи Филипповской площади, однако, в его пределах не формировались

органогенные постройки. Это может быть объяснено тем, что близко расположенная суша, в пределах которой эродировались не только мелководно-шельфовые карбонаты, но и более древние (силурийско-нижнедевонские и ордовикские) отложения, поставляла во впадину значительные массы обломочного материала. Возможно, именно обогащение вод пелитовыми частицами препятствовало процессу «нормального биогермообразования» на морфологически выраженном уступе.

Поздневизейское-башкирское время. На большей части территории объединяет карбонатные осадки тульского горизонта, окского надгоризонта, серпуховского и башкирского ярусов. В основном комплекс представлен нормальными карбонатными шельфовыми известняками и доломитами с глинистыми пропластками, часто ангидритизированными.

Структурный план характеризуется резкой гетерогенностью элементов древнего заложения и возникновением новых, доселе неизвестных, структурных форм.

На востоке территории в этот период начинается миграция Зилаирского прогиба в западном направлении. Повышенными мощностями характеризуется уже и Бельско-Сакмарское междуречье (до 700-800 м), то есть положено начало развитию Предуральского краевого прогиба.

В Предуральском прогибе, изучение разрезов скважин Нагумановской, Акобинской, Корниловской и Кзылобинской площадей показало [2], что характер разреза отложений нижнего – среднего карбона в скважинах этих площадей сходен. В составе визейско-башкирских отложений здесь развиты биокластические, криноидно-фораминиферовые, криноидно-водорослевые, оолитовые и фораминиферово-ооидные известняки. Мощность этих отложений также хорошо выдерживается - мощность башкирского яруса варьирует в пределах 100 м (от 113 м в скважине 5-Нагумановская до 97 м в скв. 171-Акобинская). Это означает, что в течение визейско-башкирского (возможно, до московского) интервала времени существовала единая карбонатная платформа с устойчивыми условиями седиментации в обстановке мелководного шельфа с участками отмелей. Данные по бурению скважин на более северных площадях (Копанская, Буртинская, Старо-Ключевская, Предуральские, Рождественские, Слудногорская, Маякская, а также Белоглинская) показывают, что визейско-башкирская карбонатная платформа прослеживается в западной и центральной части прогиба. На территории Башкирии отложения карбонатной

платформы прослеживаются под толщей флиша в восточном борту и в зоне линейной складчатости (Беркутовская площадь).

В западной части прогиба фациальный состав визейско-башкирских известняков сходен с платформенным, карбонатная платформа серпуховско-башкирского возраста плавно погружается в сторону Предуральского прогиба.

В грубой схеме структурный план конца поздне-визейско-башкирского времени является инверсионным по отношению к древнему - додевонскому. Это выражается в том, что древним рифейским грабенам и впадинам по верхне-бавлинским и даже такатинским отложениям в поздневизейско-башкирский этап отвечают поднятия, обусловленные сокращением мощности. И, наоборот, на месте древних поднятий развиваются отрицательные структуры (Бузулукская депрессия).

Верейское время. На юге района исследований выделяется зона сокращенных мощностей, которая прослеживается до современного борта Прикаспийской впадины (Ташлинская скв. № 25), и возможно в ее пределы. Отметим, что в скв. № 25 – Ташлинской, по данным И.Б. Паланга (1967), верейский горизонт отсутствует. Не выделяется он и на Казахском (Аксайском) выступе, в пределах которого нижнепермские отложения с большим перерывом залегают непосредственно на башкирских и даже серпуховских породах.

Так или иначе, сокращение мощности разреза поздневизейско-башкирского времени, полное или частичное отсутствие отложений верейского горизонта свидетельствует о существовании к югу от Камелик-Чаганской флекстуры, системы поднятий блокового характера, распространяющихся и во внутренние стороны Прикаспийской впадины.

Позднекаменноугольная эпоха отвечала регрессивной стадии развития морского бассейна [49]. Границам средне-верхнекаменноугольного карбонатного комплекса соответствуют поверхности зональных и региональных несогласий, отражающие предмосковский и предассельский размывы.

Каширско-позднекаменноугольное время

На востоке продолжается развитие Предуральского прогиба. Сокращенными мощностями отмечаются: Столяровская зона - на севере (до 400 м) и Урало-Илекское поднятие на юге (до 500 м). Наиболее погружена Бельско-Сакмарская мульда (более 600 м). Вдоль восточного борта прогиба развивается узкая полоса флишоидных

образований (до 3000 м), которая прослеживается в Актюбинское Приуралье. Развитие Бельско-Сакмарской мульды на западе распространяется до Салмышских дислокаций.

Развитие на платформе доломитов в среднем и, особенно, в верхнем карбоне свидетельствует о неглубоком морском бассейне. Наличие в кровле верхнего карбона известняков швагеринового горизонта служит доказательством обмеления бассейна, а возможно размыва.

Раннепермское (докунгурское время) В это время наряду с Жигулевско-Пугачевским сводом, поднятием восточного края платформы (Оренбургское валообразное поднятие по И.А.Шпильману и Г.В. Фоминой) и горным Уралом продолжает развиваться Предуральский прогиб (Рис. 3.2.5).

Существенные изменения структурного плана произошли в это время в южных районах территории, где на месте приподнятого Ташлинского выступа выделяется довольно резко очерченный прогиб юго-восточного простирания и фиксируется общий наклон территорий на юг. Это обстоятельство позволяет заключить, что в раннепермское время Прикаспийская впадина развивается по общему с описанными территориями плану (во всяком случае ее северные прибортовые районы). Об этом свидетельствует прослеживание основных тектонических элементов приподнятой части платформы в пределы впадины, без какого либо влияния на них современного ограничения (борта) Прикаспийской впадины.

Таким образом, можно констатировать факт несовпадения древних структурных планов каширско-верхнекаменноугольного и раннепермского времени в прибортовых районах впадины, что важно с точки зрения выявления здесь погребенных под раннепермским прогибанием приподнятых структурных элементов по более древним (каменноугольным) отложениям.

По мнению В.М. Горожанина [2], причиной резкого изменения фаций на этой территории в ранней перми является образование тектонического уступа в предассельское время, разделившего зону накопления депрессионных осадков. Формирование тектонического уступа произошло в результате дробления этой части платформы по серии листрических сбросов субмеридионального простирания. Возможной причиной этих тектонических процессов, которые привели к образованию Предуральского прогиба, можно считать влияние Уральского

складчатого пояса, который в течение карбона и перми постепенно надвигался на платформу.

Схема развития Южно-Предуральского прогиба
по линии скважин 626 Салмышская - 20 Григорьевская - 106 предуральская - 20 Большеицкая

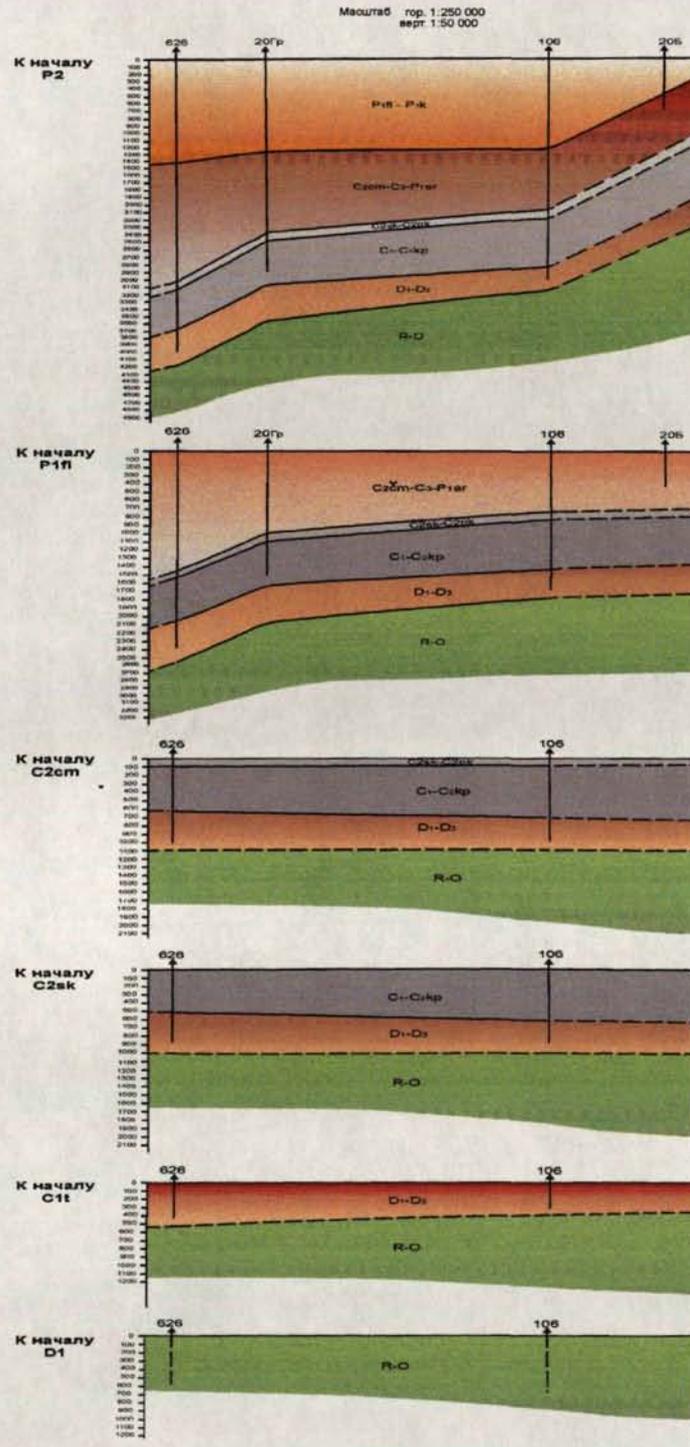


Рисунок 3.2.5 – Палеоразрез Южно-Предуральского прогиба

Сакмаро-артинские отложения в пределах Соль-Илецкого свода представлены шельфовыми органогенно-обломочными известняками с хорошими коллекторскими

свойствами. В западной части Предуральяского прогиба и в его центральной зоне распространены депрессионные фации, а в восточной части – терригенно-карбонатные флишевые осадки. В погруженной зоне Северного Прикаспия (скв. Ю.Линевской, Каинсайской и Буранной площадей) на этом уровне предполагается наличие депрессионных фаций.

Наличие уступа по кровле башкирского яруса и кровле артинского яруса отмечается между скважинами 1-Нагумановская и 171-Акобинская. При этом наблюдается смена фаций, начиная с асселя. В восточном борту прогиба отмечается подъем кровли артинских пород за счет перехода отложений во флишевые фации значительной мощности.

Иреньское время. Галогенно-сульфатная толща пород иреньского возраста завершает нижнепермский этап развития Северо-Каспийского региона. Распространение этой свиты контролируется не современными бортами впадин, а структурными элементами обрамляющих Прикаспийскую впадину территорий. В пределах северного обрамления ее границы контролируются южным и восточным склонами Жигулевско-Пугачевского свода, северной частью Восточно-Оренбургского структурного выступа и западным склоном Урала.

Наряду с характером распределения мощностей отложений иреньского горизонта в пределах северного обрамления наблюдаются и литологические изменения в их составе. В Предуральском прогибе и прилегающих районах платформы разрез представлен галогенно-сульфатными осадками, преимущественно каменной солью подчиненными прослоями ангидритов и почти полным отсутствием карбонатных разностей (скв. № 3,5 -Красноярские, № 1,3 - Архангеловские, № 169 - Салмышская, № 600 - Краснохолмская, № 25 -Ташлинская, № 1 - Щучкинская, № 2,6 - Карповские и др.).

В северо-западных районах галогенно-сульфатный тип разреза сменяется сульфатно-карбонатным. Это в основном ангидриты, реже каменная соль, гипсы, а также прослой карбонатных пород.

Область распространения галогенно-сульфатных пород иреньского горизонта свидетельствует о том, что в рассмотренный этап геологической истории юга Волго-Уральской области северного бортового уступа Прикаспийской впадины не было.

Позднепермский этап развития региона включает время осадконакопления уфимских, казанских и татарских отложений, представленных широким спектром континентальных, лагунных и прибрежно-морских фаций (гравелитов, песчано-глинистых разностей, известняков, доломитов, ангидритов и каменной соли).

Отложения уфимского яруса залегают на различных горизонтах нижней перми и занимают пространство от горного Урала на востоке, до Жигулевско-Пугачевского свода на западе. Фациальный состав их очень разнообразен. На востоке это красноцветные континентальные осадки, на запад они сменяются красноцветно-озерными и озерными осадками. На юге это лагунные и прибрежно-морские отложения.

Области повышенных мощностей уфимских пород связаны с Предуральским прогибом. Несмотря на некоторые различия, структурный план уфимского времени во многом соответствует предшествующему и является унаследованным. Основные элементы его повторяют контуры и ориентацию поднятий и депрессий иренского возраста (Предуральский прогиб, Бузулукская депрессия, Соль-Илецкий выступ и др.).

Подводя итоги проведенного исследования, можно констатировать следующие основополагающие моменты в истории развития юга Волго-Уральской антеклизы Южно-Предуральского прогиба и сопредельных районов Прикаспийской впадины.

1. Досреднедевонский этап развития востока Восточно-Европейской платформы характеризуется возникновением в теле кристаллического фундамента авлакогенов рифейского (?) времени заложения с большой амплитудой прогибания. Эти авлакогены положили начало развитию обширных наложенных впадин вендско-раннепалеозойского времени.

2. Характер изменений мощностей и фаций от средне-девонских до каменноугольных (башкирских) отложений включительно свидетельствует об общности формирования в это время основных структурных элементов как приподнятой части платформы, так и территории современной Прикаспийской впадины, в которых зоны распространения депрессионных фаций (аналоги Камско-Кинельской системы прогибов) также были локализованы, хотя и могли занимать значительно большие пространства.

3. Частичное или полное отсутствие отложений средне- верхнекаменноугольного возраста ($C_4^{mks}C_3$) в пределах современной Прикаспийской впадины и смежных районов свидетельствует о высоком стоянии региона в рассматриваемый отрезок времени (рис. 3.2.6.).

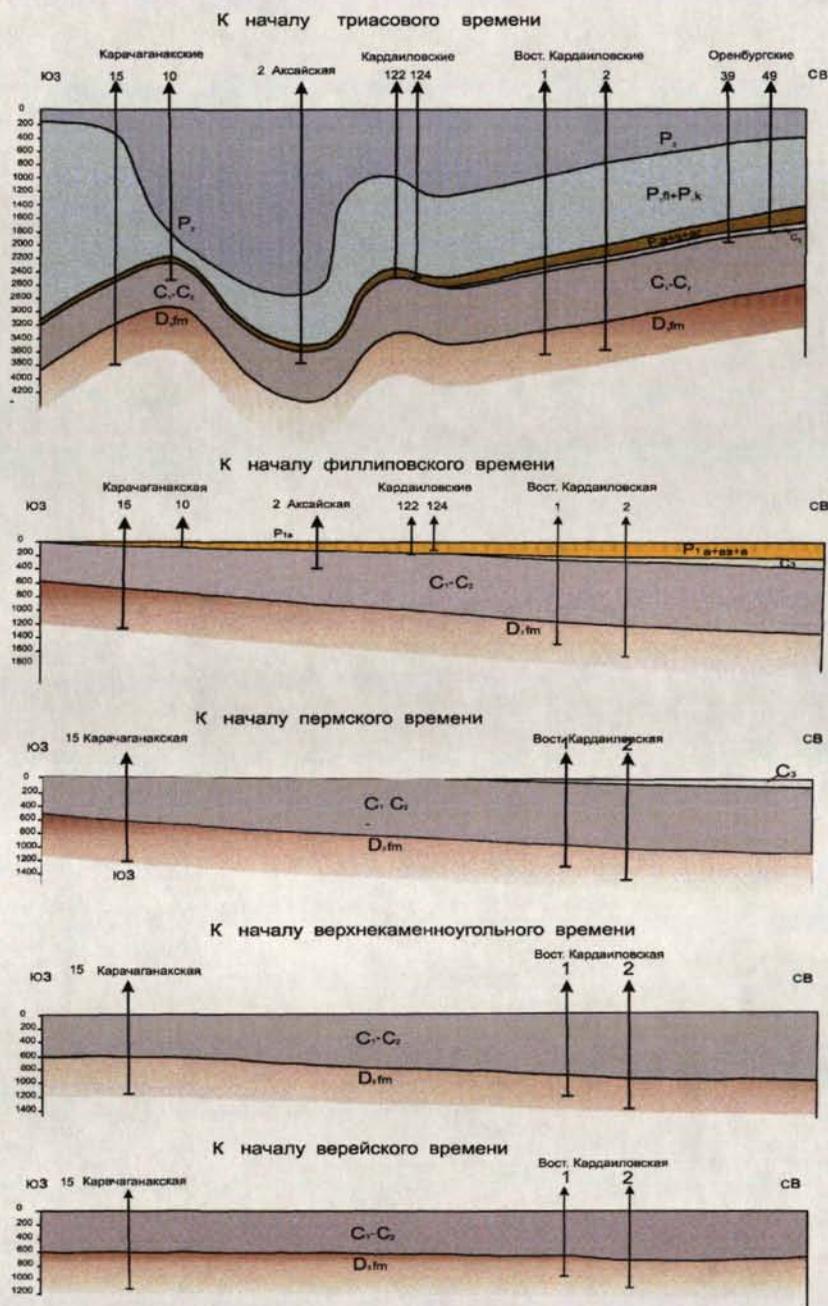


Рисунок 3.2.6. – Схема развития северной бортовой зоны Прикаспийской впадины по линии скв. 15-Карачаганакская – 49-Оренбургская (по Л.Г. Ковалевой, 2006, с дополнениями)

4. Раннепермский этап развития характеризуется началом интенсивного прогибания на месте Прикаспийской впадины, которая начинает приобретать

очертания сходные с современными, однако, северный борт ее четко не фиксируется. Нельзя его выделить и по верхнепермским отложениям.

5. Современный северный борт Прикаспийской впадины фиксируется в мезозойских отложениях и трассируется с запада на восток по линии Жадовский уступ - Токаревский сброс - Иртек-Илекская система флексур.

6. На востоке в среднем карбоне начинает развиваться Предуральский краевой прогиб в своей центральной части (Бельско-Сакмарское междуречье), который к началу нижнепермского времени приобретает современные очертания (по сакмаро-артинским отложениям). К началу кунгурского времени прогиб сформировался, а в конце казанского времени был заполнен терригенными осадками верхней перми.

7. Во все геологические эпохи формирование структур происходило под воздействием перемещений отдельных глыб фундамента по разломам двух доминирующих направлений: северо-восточного и северо-западного. Главенствующая роль в дифференцированных движениях отдельных блоков играют расколы древнего - рифейского заложения, которые в целом предопределили структуру исследуемой территории.

3.3 Геолого-тектоническая модель

По поверхности фундамента исследуемая территория находится на стыке трех крупных надпорядковых структур - Волго-Уральской антеклизы, Прикаспийской синеклизы и Предуральского краевого прогиба. В пределах изучаемого района Волго-Уральская антеклиза севернее р. Урал представлена такими структурами I порядка как Жигулевско-Оренбургский (Жигулевско-Пугачевский) свод на востоке и Бузулукская впадина на западе. Самое крайнее юго-восточное окончание антеклизы (к югу от р. Урал) известно как Соль-Илецкий выступ (СИВ). Отделяется Соль-Илецкий выступ от Жигулевско-Оренбургского свода (ЖОС), по мнению некоторых исследователей, Урало-Сакмарским прогибом, однако, на взгляд автора и других исследователей [49] сочленение ЖОС и СИВ происходит по субширотному тектоническому разлому, осложняющему северный вздернутый край Соль-Илецкого выступа.

По осадочному чехлу в строении рассматриваемого района выделяются следующие положительные структуры: Восточно-Оренбургское сводовое поднятие над краевым юго-восточным блоком Жигулевско-Оренбургского свода и Соль-Илецкое поднятие над одноименным выступом. Выделяемый на сочленении этих структур Павловский прогиб в осадочной толще (включая нижнепалеозойские горизонты) практически не выражен. Общее погружение фундамента на юг в пределах в пределах ВОСП и СИП находит отражение в структурном плане по отражающему горизонту D_1 (Беляева, 2004), но наиболее интенсивно оно проявлено на Соль-Илецком поднятии.

3.3.1 Строение северной бортовой зоны Прикаспийской впадины

Северная бортовая зона, включающая приподнятые и опущенные участки востока докембрийской платформы, представляет собой широкую полосу (40-100 км), которая при общем широтном простираии образована системой многочисленных уступов северо-западной и северо-восточной ориентации [46]. Вследствие этого она располагается на ряд положительных и отрицательных тектонических элементов, прослеживаемых, как было показано выше, в пределах Прикаспийской впадины. Главным маркирующим горизонтом здесь является отражающий горизонт "П", отвечающий поверхности подсолевых нижнепермских карбонатно-сульфатных отложений. На большей части территории это единственная опорная сейсмическая поверхность, позволяющая производить непрерывную корреляцию глубин залегания поверхности подсолевого ложа между поднятым и опущенным крыльями бортового уступа. Ступенчатое погружение подсолевого палеозоя в бортовой зоне достигает наибольшей амплитуды (500-2000 м) в связи с наличием Жадовского уступа, Токаревского сброса, системы Иртек-Илекских флексур. Сложно сочлененная изломанная линия этих дислокаций ограничивает область сплошного распространения развитых форм соляной тектоники и приобретает, таким образом, значение основного уступа и тектонической границы Прикаспийской впадины. Этот уступ расчленяет бортовую зону на внешнюю и внутреннюю части. Во внешней полосе поверхность подсолевого палеозоя залегает на глубине 1500-4500 м, во внутренней опускается до 5000-6000 м, а южнее погружается до 9000 м (район оз. Челкар).

В настоящее время бортовой уступ с достаточной степенью достоверности протрассирован по данным геологической съемки работами СГПК под руководством И.И.Кожевникова (Токаревский региональный сброс в слоях мезозоя). Ранее отдельные элементы уступа были выделены А.Л.Козловым и В.Н.Шипелькевичем (Жадовский уступ), О.А.Шванком по материалам гравиметрических съемок. Кроме того, партиями ВНИИГеофизики Илекская флексура на большом протяжении протрассирована по результатам ТТ. Границы внешнего и внутреннего участков бортовой зоны определяются по общности разломов прослеживаемых из Прикаспийской впадины в приподнятые районы платформы, а также по наличию системы разломов, оперяющих основной бортовой уступ и генетически с ним связанных. В общем структурном плане бортовой зоны с запада на восток выделяется ряд относительно разобщенных клиновидных выступов поверхности подсолевого палеозоя: Клинцовско-Уральский, Щучкинский, Ташлинский, Казахстанский (Аксацкий), Чиликский, Соль-Илецкий. Простираясь из приподнятых участков в опущенные они испытывают последовательное ступенчатое погружение по системе секущих их бортовых уступов. Выступы обрамляются валообразными структурами преимущественно развитыми на северо-западных и северо-восточных склонах последних.

Наибольший интерес в тектоническом отношении представляет восточное поднятие северной бортовой зоны Прикаспийской впадины, вошедшее в геологическую литературу под названием Соль-Илецкого клина (выступа). Выступ расположен в междуречье Урала и Илека и по подсолевым докунгурским отложениям входит в систему сложнопостроенных ступеней Восточно-Оренбургского структурного выступа, от которого он отделен узким прогибом, сопряженным с Уральским разломом. На востоке он граничит с Предуральским прогибом, а на юго-западе по серии кулисообразных разломов и флексур выступ переходит в Илекский грабенообразный прогиб внутренней прибортовой полосы Прикаспийской впадины. Выступ имеет асимметричное строение. По имеющимся буровым и сейсмическим данным подсолевые отложения выступа погружаются в южном и юго-западном направлениях от отметок 1160-1270 м (скв. 18, 306-Оренбургские) до 3600-4200 - 4870 м уступов (скв. 17-Песчаная, 3-Нагумановская, скв. 501-Вершиновская) в зоне бортовых уступов и до 6000-6500 м в сопредельных районах Прикаспийской впадины

(скв. 1-Буранная, 1-Каинсайская). В свою очередь Оренбургский вал распадается на ряд локальных поднятий в районе Краснохолмской, Пугачевской и Джантлюбинской площадей. Структуры оконтуриваются изогипсой -1600 м. Крылья структур, обращенные в сторону прилегающих прифлексурных прогибов крутые. Размеры поднятий: Краснохолмского 25x7 км; Пугачевского 20x6 км; Джантлюбинского 12x5 км; амплитуды достигают 100 м и более.

Таким образом, северная бортовая зона Прикаспийской впадины по подсолевым нижнепермским отложениям представляет собой систему приподнятых и опущенных блоков, несущих черты преемственности своей структуры от тектонических элементов приподнятой части юга Волго-Уральской области. Широкое развитие в бортовой полосе дизъюнктивных нарушений (сбросов, взбросов и др.) и уступов типа флексур создают благоприятные предпосылки для образования в этих районах протяженных линейных дислокаций (валов), которые могут стать объектами разведки на газ этой территории.

3.3.2 Строение южной части Предуральского прогиба

Предуральский краевой прогиб прослеживается вдоль складчатого Урала более чем на 2000 км, имея в среднем ширину от 25 до 80 км. В бассейне р. Печора он расширяется почти до 400 км, а на отдельных участках, напротив, резко сужается и даже полностью исчезает (Поллюдов Камень Тимана, выступ Кара-Тау).

В изучении геологии Предуральского краевого прогиба принимали участие А.Д. Архангельский, А.А. Блохин, А.А. Богданов, А.Я. Виссарионова, К.Г. Войновский-Кригер, Р.Г. Горецкий, В.А. Дедеев, Ю.В. Казанцев, М.А. Камалетдинов, А.П. Карпинский, И.К. Королюк, Н.Ф. Медведев, В.Д. Наливкин, Д.В. Наливкин, Г.П. Ованесов, П.Е.Оффман, А.В. Пейве, В.Н. Пучков, Ю.М. Пушаровский, В.Е. Руженцев, К.О. Соборнов, В.Л. Соколов, А.А. Трофимук, В.Е. Хаин, Н.П. Херасков, Д.Ф. Шамов, О.А. Щербаков, В.В. Юдин и многие другие геологи. В результате их исследований разработана стратиграфия палеозойских и частично верхнедокембрийских образований, выяснены общие черты геологического строения и история развития региона, выявлены и изучены основные нефтегазоносные комплексы палеозоя.

В пределах прогиба выделяются два крупных структурных этажа, отвечающих докембрийскому кристаллическому фундаменту и платформенному чехлу,

сложенному образованиями рифей-венда и палеозоя. Последний расчленяется на нижний (до среднего карбона включительно) и верхний (охватывающий отложения орогенного комплекса позднего карбона-триаса) структурные ярусы [9]. Наиболее отчетливо в структуре проявлена кровля нижнего этажа. В разрезе же палеозоя структурные перестройки не так значительны по масштабам, но они улавливаются в различных интервалах стратиграфического разреза, являясь прямым следствием характера тектонического развития этого региона.

В широтном сечении прогиб обладает четкой структурной асимметрией, имея, по существу, лишь западное крыло, представляющее собой полого погружающуюся к востоку обширную моноклиналию, перекрытую с востока аллохтоном складчатого Урала. На востоке моноклиналию строения прогиба затушевывается развитием мощной толщи моласс пермского возраста. Хотя проследить восточную границу Предуральского прогиба под тектоническими покровами складчатого Урала затруднительно, в последние годы в ряде пересечений бурением глубоких скважин установлено, что ложе прогиба продолжается к востоку под аллохтонными образованиями на расстояние 25-30 км.

Западная граница прогиба отражена в подсолевом структурном плане резкими изгибами слоев с погружением их на восток. Характерной чертой является извилистый характер границы и раздвоение флексур на отдельных участках, что обусловлено, скорее всего, проявлением в зоне сочленения прогиба с ВОСП и Соль-Илецкого выступа (СИВ) интенсивной мелкоблоковой тектоники в цокольной части осадочного комплекса. Амплитуда флексур в этой зоне по горизонту А колеблется от 200-300 м до 600 м, в северной части территории достигает 1200 м. Сейсмическими работами здесь также установлены срывы в местах перегиба слоев.

Поскольку Предуральский прогиб является довольно молодой структурой, наложенной на восточный край платформы, в его строении обнаруживаются черты сходства с примыкающими с запада тектоническими блоками, что позволяет предполагать развитие в пределах Волго-Уральской антиклизы и Предуральского передового прогиба (ПКП) сквозных структурно-тектонических элементов.

Оренбургский разлом на севере и Сухореченско-Бурлыкская тектоническая зона на юге, проведенная вдоль Каменно-Бердянской флексуры, ограничивает Оренбургский тектонический блок (одноименную ступень в прогибе). Оренбургский

блок занимает самое высокое положение на Соль-Илецком поднятии и характеризуется наибольшей глубиной эрозионного среза в предзаволжском рельефе: из разреза выпадают отложения широкого возрастного диапазона – от ордовика до позднего фамена (рис.3.2.3.). Отсутствуют в его разрезе и серпуховские отложения. В северной части блок осложнен Оренбургским валом, круто падающим на север и выполаживающимся на юг. Вал прослеживается во всех отражающих горизонтах, имеет по ним близкие конфигурацию и амплитуду, что свидетельствует о тектоническом генезисе структуры.

В центральной части Оренбургского блока прослеживается широтная цепь поднятий вдоль восточного продолжения Иртек-Илекской флексуры – от Димитровского выступа на западе до Комаровского поднятия на востоке, – осложняющая моноклинальное погружение пород на юг. Еще восточнее она трассируется до Западно-Уральской складчатой зоны, окаймляя с юга площадь Активную. Ограничивающий ее с юга тектонический шов (Димитровско-Алабайтальский) разделяет Оренбургскую структуру на две субширотные ступени. Южная ступень опущена относительно северной, что сопровождается появлением в осадочном комплексе серпуховских и девонских отложений.

Сухореченско-Бурлыкская тектоническая зона отражена в осадочном чехле наиболее мощной флексурой по отражающим горизонтам Д, Б и А, амплитуда которой достигает 2000 м в прогибе. В западном направлении флексура выполаживается, в восточном с северным смещением протягивается до долготы 56°, где замыкается, окаймляя восточное продолжение Оренбургского выступа в прогибе.

Чем ближе к Уралу, тем больше количество надвигов, которые сближаются так, что обнаженными оказываются лишь фронтальные части чешуй, почти полностью перекрытые с востока соседними аллохтонами. Анализ геолого-геофизических данных восточного борта прогиба позволил Ю.В.Казанцеву и М.А.Камалетдинову (1977) выделить ряд тектонических чешуй - Шиханско-Волостновскую, Саратовскую, Хлебодаровскую, Табынско-Иштугановскую, Кисындинскую, Зилимско-Красноусольскую и Архлатышско-Саитбабинскую, из которых Шиханско-Волостновская структура является одной из наиболее крупных. В плане она вытянута в виде полосы параллельно складчатому Уралу от Кара-Тау на севере и, возможно, до широтного отрезка р. Урал на юге. Ширина ее 6-20 км.

В тыловой части Шиханско-Волостновской зоны известны пологие куполовидные поднятия (Тейрукское, Селеукское, Аникеевское и др.) с наклоном слоев на крыльях под углами 3-5°. Высота их колеблется от 50 до 200 м, размеры 1,5х3 км. Все они прослеживаются на удалении 7-10 км от фронтальной части надвига.

Известные в пределах Уральского пояса месторождения приурочены, главным образом, к высокоамплитудным антиклинальным складкам развитым во фронтальных частях надвигов. Большинство этих складок выражено в приповерхностных слоях. Глубина залегания продуктивных горизонтов изменяется от 0,5 до 5,0 км. Основными покрывками являются карбонатно-глинистые верейские отложения, глинистые сланцы артинского яруса и кунгурские эвапориты.

Несмотря на то, что для палеозойского этапа развития Западного Урала характерен режим сжатия, а формирование структур связано с процессами надвигания пластин с востока, имеющийся фактический материал пробуренных скважин (171-Акобинская, 150-Корниловская, 161-Кзылобинская и др.) показывает, что в Предуральском прогибе нет горизонтальных перемещений, значительно превышающих ширину выявленных здесь структур [46].

3.3.3. Объемная модель зоны сочленения Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины

Создание Объемной трехмерной модели исследуемой территории (Рисунок 3.3.3.1.) осуществлялось автором путем трехмерного моделирования в программном комплексе FastTracker, разработанного компанией Fugro-Jason. Построение данной трехмерной модели осуществлялось автором в ООО «ВНИИГАЗ», официально владеющим некоторым количеством лицензий данного программного продукта.

FastTracker является очень мощной, гибкой и полностью интегрируемой системой пластового моделирования и визуализации. Эта система применительна также и на региональном этапе ГРП. В качестве входных данных используются данные систем картирования, сейсмической, геологической и петрофизической интерпретации, передавая затем данные в системы гидродинамического моделирования и проектирования ствола скважины.

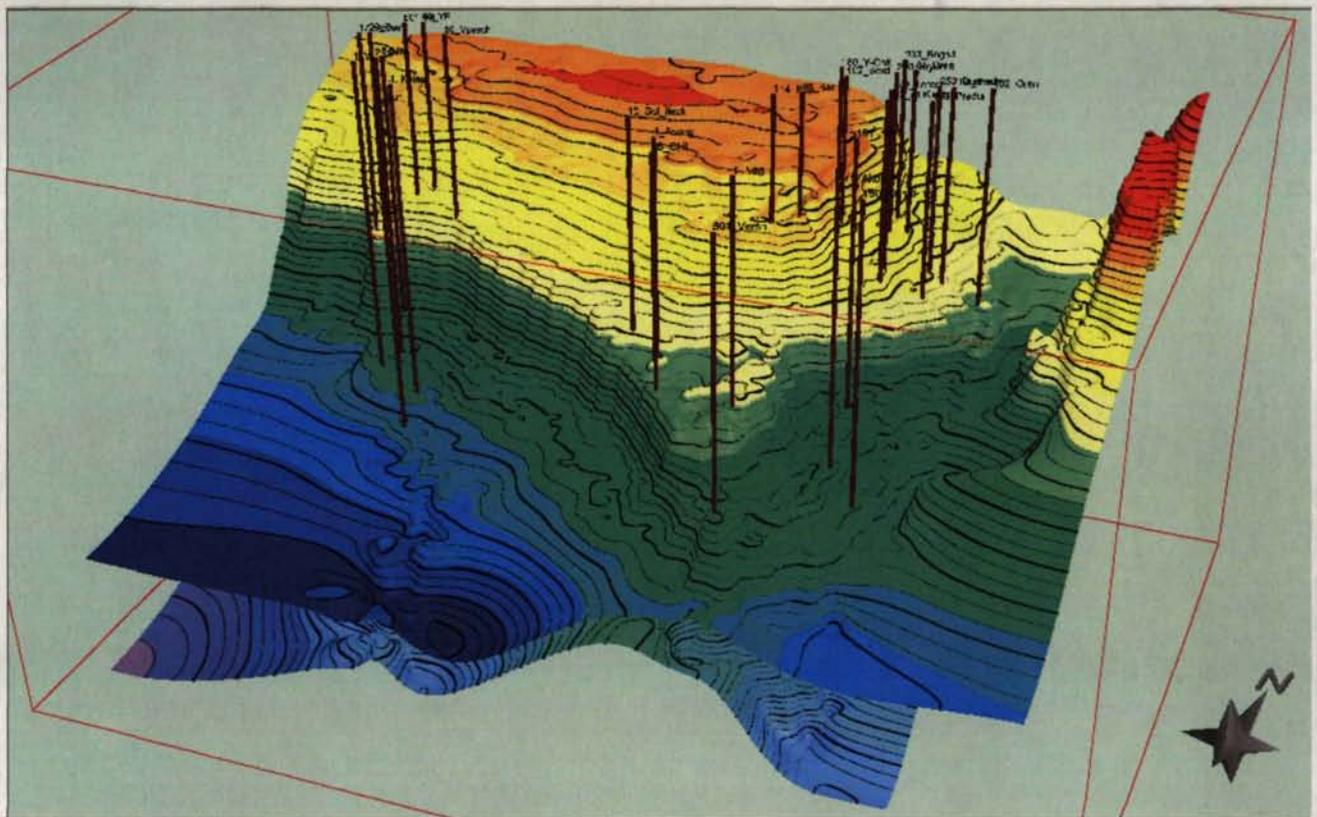


Рисунок 3.3.3.1. - Объемная модель зоны сочленения Предуральяского прогиба и Прикаспийской впадины

FastTracker обладает уникальной архитектурой обновляемости, позволяющей изменять любой параметр в любой точке выполнения проекта с указанием внесения соответствующих изменений в оставшуюся часть проекта на основе поступившей или уточненной информации. Таким образом, можно в любое время добавлять, удалять или изменять данные.

Для построения данной объемной модели, входной, являлась исходная геолого-геофизическая информация представленная в электронном виде со специальным разрешением. Это структурные карты и карты мощностей в форматах *.dat, *.grd, каротажные диаграммы (*.las), сейсмические временные разрезы в формате *.sgy, и др.

Объемная модель отражает основные черты строения осадочного чехла исследуемой территории по кровле отражающих горизонтов D?, В и А, литолого-фациальную характеристику горных пород, включает в себя расположение основных глубоких скважин с их точной привязкой по географическим координатам, абсолютным отметкам и величиной забоя.

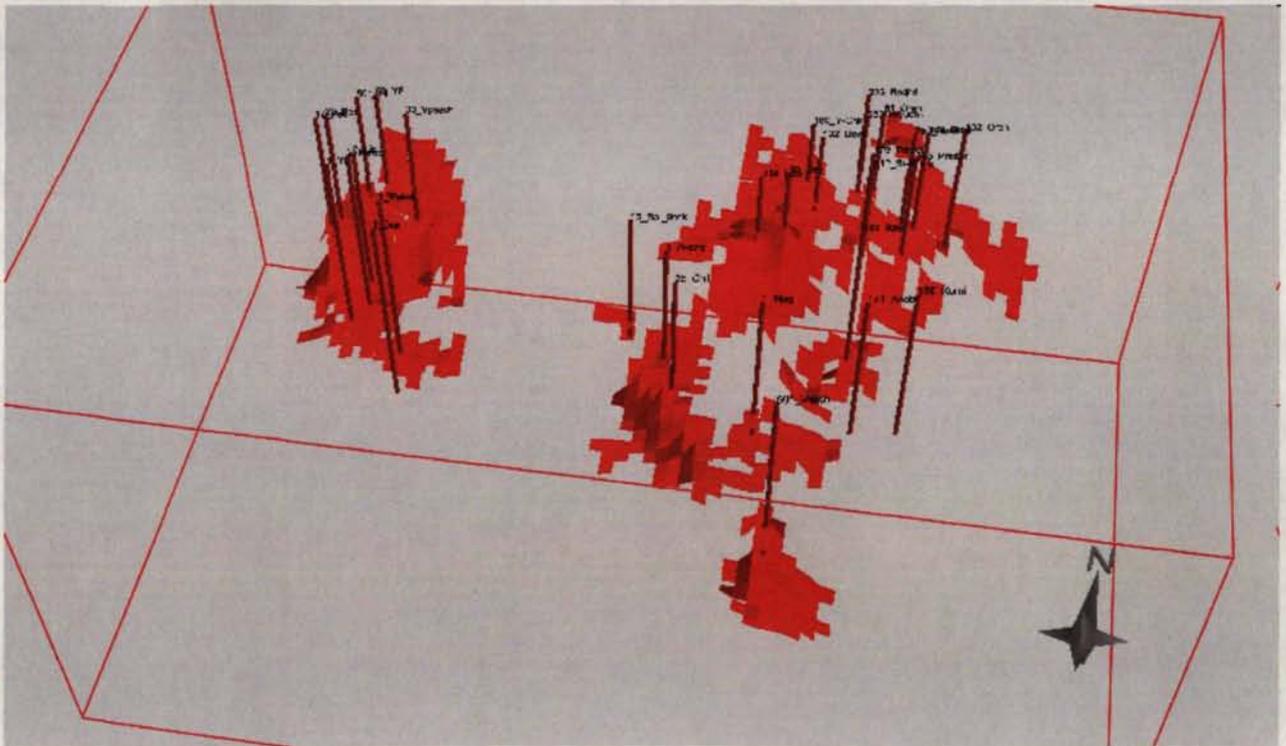


Рисунок 3.3.3.3. – Распределение доломита в подсолевых отложениях исследуемой территории

FastTracker включает в себя набор средств визуализации, призванных упростить работу по конкретному проекту. Для просмотра объекта с использованием какого-либо инструмента достаточно перетащить объект(ы) на инструмент или его существующий значок. Для каждого объекта FastTracker представляет граф операций в виде отображаемой диаграммы. Эта диаграмма создается в процессе работы с моделью автоматически и выполняет роль «истории» создания данного объекта. Возможно осуществлять перезапуск какого-либо процесса или осуществить просмотр какого-либо объекта. Также возможно посмотреть отношения и зависимости между объектами и процессами.

На рисунках 3.3.3.2. и 3.3.3.3 показаны примеры такой визуализации, на которых показано, что наибольшее количество глинистого материала в известняках приурочено к флексурным перегибам. Это может отрицательно влиять на коллекторские свойства пород в данных зонах. Также быстро и оперативно возможно визуализировать другие параметры пород и проследить их зависимости.

Таким образом, можно оперативно выводить на визуализационное поле любую интересующую геологическую информацию. Это позволяет наглядно оценивать литологический или какой либо другой параметр модели при принятии различных геолого-промысловых решений.

4. ОСОБЕННОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПОДСОЛЕВОМ КОМПЛЕКСЕ НА ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ

4.1 Анализ пространственного распределения залежей углеводородов по результатам выполненных геолого-разведочных работ

Рассматриваемая территория (зона сочленения Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины) включает нефтегеологические районы с различными геолого-структурными особенностями строения. Для территории характерна неравномерная по площади степень геологической изученности и, соответственно, различная плотность разведанных запасов нефти и газа.

По состоянию на 01.01.2007 не обнаружено промышленных месторождений только в Прикаспийской синеклизе. Общее количество месторождений – 41, в том числе на Соль-Илецком своде – 14, на южной части ВОСП – 14, в южной части Бузулукской впадины – 8 и в Предуральском прогибе – 5 месторождений.

подавляющий объем промышленных разведанных запасов приурочен к Соль-Илецкому своду: по газу – 97%, по нефти – 74% , и находится, в основном, на уникальном Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Все остальные месторождения территории по величине запасов нефти и газа относятся к группе мелких [49, 54].

В эйфельско-нижнефранских отложениях, НГК распространенных достаточно широко на Восточно-Оренбургском поднятии и в Бузулукской впадине, зафиксированы продуктивные терригенные (песчаные) пласты D_I , D_{II} , D_{III} , D_{IV} , карбонатные D_{V-0} , D_{V-1} , D_{V-2} , D_{VI} .

На Соль-Илецком своде эти породы полностью отсутствуют в его центральной части вследствие размыва этих отложений. В южной части выступа преобладают карбонатные породы с пористостью менее 7-10% и низкой проницаемостью ($0,1-10 \times 10^{-3}$ мкм²) - Нагумановская, Вершиновская, Песчаная и др. площади.

В Прикаспийской синеклизе породы данного возраста вскрыты только в скважинах 1 и 2 Каинсайских.

Породы франско-турнейского времени в пределах изучаемой территории развиты повсеместно, различной мощности, за исключением южной части Предуральского прогиба.

Доказанная промышленная нефтеносность пород-коллекторов этого времени отмечена в пределах ВОСП и южной части Бузулукской впадины (продуктивные пласты T_1 , $D_{ЗЛ}$, $D_{ФАМ}$, $D_{КТ}$, $D_{ФР}$).

На Соль-Илецком своде и в Прикаспийской синеклизе следует ожидать породы-коллекторы которые могут содержать залежи УВ как структурного, так и неструктурного (неантиклинального) типов. Преобладающий тип коллектора – карбонатный.

В пределах ВОСП в отложениях фаменско-франского ярусов установлена промышленная нефтеносность песчаников колганской толщи (Дачно-Репинское и Донецко-Сыртовское месторождения, Западно-Оренбургская площадь Оренбургского НГКМ и др.).

В пределах рассматриваемой территории, отложения кожимского надгоризонта и тульского горизонта нижнего карбона, продуктивные пласты (а это песчаники) практически отсутствуют, за исключением южной части Бузулукской впадины, где из песчаников пласта B_2 бобриковского горизонта получен приток газа и конденсата (Долинное месторождение), а на Кулагинском месторождении – приток нефти.

Вероятность развития продуктивных пластов песчаников в районе невысокая, но все же прогнозируются подобные залежи нефти и газоконденсата в Бузулукской впадине на её стыке с Прикаспийской синеклизой. Залежи обычно пластово-сводовые.

Окско-башкирский комплекс отложений выделен в объёме окского надгоризонта визейского яруса, серпуховского яруса нижнего карбона и башкирского яруса среднего карбона. Региональной покрывшей для залежей здесь являются глинистые, карбонатно-глинистые породы верейского горизонта. В пределах рассматриваемого района промышленно нефтегазоносны карбонатные породы башкирского яруса (продуктивные пласты A_2 , A_3 , A_4 , A_5).

Ввиду отсутствия надежных покрывок для башкирских нефтяных и газовых залежей на данной стадии изученности неоднозначно и даже отрицательно оцениваются перспективы нефтегазоносности пород окско-башкирского комплекса в рассматриваемых районах ВОСП и Бузулукской впадины. Основные районы развития этих залежей – Соль-Илецкий свод и Предуральский прогиб.

VI верейский терригенный НГК выделяется в объёме одноименного горизонта московского яруса за пределами рассматриваемого участка в Муханово-Ероховском прогибе. На исследуемой площади продуктивных пластов верейского горизонта не выявлено и они не ожидаются.

Верхнекаменноугольный комплекс отложений выделяется в объёме карбонатов московского яруса (каширский, подольский, мячковский горизонты) и верхнего карбона. Перспективные земли для оценки прогнозных ресурсов УВ комплекса включают южную часть Бузулукской впадины, Восточно-Оренбургское СП, Соль-Илецкий выступ и Предуральский прогиб. В Прикаспийской синеклизе продуктивность этих отложений не установлена. Следует отметить, что покрывки для небольших залежей УВ могут иметь локальный характер и небольшую протяженность по латерали. Промышленно нефтегазоносны породы на Оренбургском месторождении. Пористость пород-коллекторов – 10-14 %, проницаемость – до 10×10^{-3} мкм². Доля коллекторов в общей мощности комплекса – не менее 50%, преобладающий тип коллектора – карбонатный, поровый.

Нижнепермский карбонатный комплекс выделяется в объеме ассельского, сакмарского, артинского ярусов нижней перми. Данный комплекс имеет широкое площадное распространение. На Соль-Илецком своде это основной комплекс, с которым связаны практически все месторождения района (Оренбургское, Копанское, Бердянское, Песчаное, Восточно-Песчаное и др.). Перспективные и прогнозные ресурсы УВ Соль-Илецкого свода также содержатся, в основном, здесь.

Достаточно развиты породы-коллекторы этих отложений в Бузулукской впадине, на Восточно-Оренбургском сводовом поднятии. Для бортовой части Прикаспийской синеклизы характерны невысокие фильтрационно-ёмкостные свойства (пористость – менее 7%, проницаемость – менее $1-10 \times 10^{-3}$ мкм²). Тип коллектора – поровый, порово-трещинный, каверново-поровый. Как правило, имеет место сочетание всех трех ёмкостных показателей, т.е. породы имеют сложную структуру порового пространства.

На юге Предуральского прогиба нижнепермские отложения представлены терригенными породами.

Промышленных скоплений нефти и газа в терригенно-карбонатном московско-артинском нефтегазоносном комплексе в пределах внутренней и внешней зон

восточного борта Предуральского прогиба, а также в передовых складках Урала пока не установлено.

В пределах Оренбургского сегмента юга Предуральского прогиба бурением установлена газоносность терригенных отложений артинского возраста на Петровской площади, сакмарского и ассельского - на Активной.

Коллекторские свойства терригенных флишоидных пород невысокие. Песчаники ассельского яруса (скв. 117 Предуральская) имеют пористость 4,8-6,4 %; сакмаро-артинские отложения - 2,2-4,1 % (скв. 3, 4 Петровские, 70, 71 Активные и 102 Предуральская).

Несмотря на низкие коллекторские свойства терригенных и карбонатных пород нижнепермского возраста, по мнению некоторых исследователей, широкое развитие здесь тектонической трещиноватости может значительно улучшить коллекторские свойства.

Внутри терригенной формации юга Предуральского прогиба выделяется карбонатная пачка ассельского яруса с кровлей и подошвой которой связаны отражения "Ас₁" и "Ас₂" (в скв. 71 Активной порядка 400 м.). Она хорошо следует по профилю. Из ассельских карбонатов в скв. 71 получен газ дебитом 30-50 тыс. м³/сут.

В южной части профиля выше ассельской карбонатной пачки, в терригенной толще нижней перми по аномальной сейсмической записи (ОГЭ) предположительно выделяется органогенная постройка, названная Вознесенской структурой. По второй версии интерпретации, если выделенный объект сложен терригенными породами, то продуктивными здесь могут быть песчаные пласты, продуктивность которых установлена в актюбинском Приуралье на Кенкияке и др. месторождениях. Коллекторами являются разнотерригенные порово-трещиноватые песчаники и реже алевролиты артинско-сакмарского возраста. Дебиты нефти составили до 136 - 140 м³/сут.

Экспертно ресурсы флишоидов юга Предуральского прогиба оцениваются в 500 млрд. м³ газа [49]. Данная ресурсная оценка по мнению автора данной работы существенно завышена.

Покрышками для залежей продуктивных пород комплекса служат ангидриты и соли кунгурского яруса.

Продуктивность верхнепермского (надсолевого) НГК на рассматриваемой территории пока не подтверждена. Однако наличие кондиционных пород-коллекторов – установленный факт. По данным ГИС пористость коллекторов достигает 20 %, но они интерпретируются как водонасыщенные или с неоднозначной характеристикой.

Поиски залежей нефти в надсолевых отложениях юга Оренбургской области являются новым направлением ГРП. Наличие кондиционных по пористости и проницаемости песчаных пластов установлено в ряде скважин (250 Ульгинская, 201 Каинсайская и др.). Имеются также надежные глинистые покрышки. В настоящее время отсутствует научно обоснованная концепция формирования надсолевых ловушек УВ, которые могут иметь пластовый и литологический тип. В данной работе надсолевой (мезозойский) нефтегазоносный комплекс не рассматривается.

Таким образом, основные залежи нефти и газа приурочены к подсолевым отложениям нижнепермского карбонатного комплекса на Соль-Илецком своде. На Восточно-Оренбургском сводовом поднятии и в Бузулукской впадине промышленные запасы, в основном, связаны с отложениями девона, а в Предуральском прогибе – залежи нефти и газа – с породами карбона.

Основными продуктивными горизонтами, имеющими региональное распространение являются пласты, P_v и A₄. Остальные пласты имеют зональное или локальное распространение [54].

Пласт-коллектор P_v имеет региональное развитие и сложен карбонатами органогенно-детритовыми, часто сульфатизированными, перекристаллизованными. Имеет мощную покрышку из артинско-кунгурских ангидритов и каменной соли. Типы коллекторов – поровый, порово-трещинный и трещинный. Эффективная мощность пласта меняется от 0,9м (Димитровское месторождение) до 33,55м (Копанское месторождение). На Оренбургском НГКМ газонасыщенная толщина достигает 193м Пористость составляет 10-19%, нефтегазонасыщенность – 65-91%, проницаемость не превышает значений 0,039 мкм².

Пласт-коллектор A₄ представлен разновозрастными карбонатными породами башкирских отложений, в значительной степени подвергшихся размыву, в том числе и в верхней части. Региональной покрышкой пласта служат глинистые отложения в основании верейского горизонта. На Соль-Илецком своде покрышкой служат

известняки с прослоями аргиллитов и мергелей верейского возраста. Литологически пласт представлен известняками водорослевыми, водорослево-фораминиферовыми, иногда доломитизированными. Пласт характеризуется эффективной толщиной от 3м (Чкаловское месторождение) до 68м (Копанское месторождение), пористостью 10-14%, проницаемостью 0,1-0,3мкм². На исследуемой территории в пласте открыто 10 залежей (2 нефтегазоконденсатные, 4 нефтяные и 4 газоконденсатные). В пределах ВОСП пласт А₄ имеет локальное распространение (Земляное месторождение) [54].

По степени освоения месторождений наиболее разведанными являются Оренбургское и Копанское нефтегазоконденсатные месторождения на Соль-Илецком своде, Донецко-Сыртовское, Дачно-Репинское, Вахитовское, Колганское, Ольшанское на Восточно-Оренбургском сводовом поднятии, Рыбкинское и Бородинское месторождения. В Предуральском прогибе выработано Совхозное газоконденсатное месторождение, которое в настоящее время используется как подземное хранилище природного газа.

По фазовому состоянию пластового флюида распределение месторождений следующее: Соль-Илецкий свод характеризуется, преимущественно, газоконденсатными залежами, нефтяные оторочки Оренбургского НГКМ обладают крупными запасами нефти, темп добычи нефти из них не более 1% от запасов. Восточно-Оренбургское сводовое поднятие характеризуется нефтяными месторождениями девонского возраста, для Предуральского прогиба характерны газоконденсатные залежи, а в южной части Бузулукской впадины пластовый флюид в девонских отложениях нефтяной, с высоким газовым фактором, а в нижнепермских осадках – газоконденсатный.

Распределение начальных суммарных ресурсов (НСР) по нефтегазоносным комплексам показывает, что около половины их 3336,321 млн т.у.т. (49%) сосредоточены в нижнепермском НГК, причем газа в этом комплексе находится 73%: (2853,188 млрд м³), конденсата 40% (196,942 млн т), а нефти только 11% (224,878 млн т). Наибольшее количество нефти и конденсата содержит эйфельско-нижнефранский комплекс – 790,571 млн т (40%) и 278,184 млн т (56%) соответственно.

Распределение ресурсов категории С₃ (D₁ по новой классификации, вступающей в силу с 01.01.2009 г.) на структурах по основным элементам нефтегазогеологического районирования приведено в таблице 4.1.1 [54].

Таблица 4.1.1 – Распределение извлекаемых ресурсов УВ категории С₃
по нефтегазоносным районам

НГР	Кол-во структур	Ресурсы кат.С ₃ млн. т.у.т	Средние ресурсы кат.С ₃ на структуру млн т.у.т.	Площадь НГР км ²	Средняя плотность рес. кат С ₃ тыс.т.у.т./кв.км
1	2	3	4	5	6
Северо-Бузулукский	20	31,80	1,59	13645	2,3
Южно-Бузулукский	66	234,37	3,55	16325	14,4
Восточно-Оренбургский	45	46,13	1,02	17935	2,6
Соль-Илецкий	15	89,30	6,0	8525	10,5
Сакмаро-Илекский	9	177,74	19,75	12572	14,1

Основным углеводородным сырьем на рассматриваемой территории, включающей Соль-Илецкий свод, Предуральский прогиб, северный борт Прикаспийской синеклизы, южную часть Восточно-Оренбургского сводового поднятия, юго-восточную часть Бузулукской впадины, является свободный газ, залегающий в нижнепермских отложениях (филипповский горизонт и артинский ярус). Глубина залегания газовых залежей в Соль-Илецком районе от 1600 м (Оренбургское месторождение) до 4155 м (Нагумановское месторождение).

Свободные газы в основном приурочены к нижнепермским отложениям Соль-Илецкого свода (Оренбургское, Черниговское, Красноярское, Комаровское, Чкаловское, Бердянское, Нагумановское, Песчаное и другие месторождения).

Нефтяные залежи Соль-Илецкого свода выявлены в пермских (артинский ярус) и каменноугольных (башкирский ярус) отложениях.

В целом качественные характеристики газа, нефти и конденсата Соль-Илецкого выступа, Предуральского прогиба, и Прикаспийской синеклизы сходны по составу и свойствам. Для газов характерно присутствие сероводорода (до 6 %). С увеличением глубины увеличивается содержание жидких УВ в свободном газе, т.е. газ становится более жирным.

Несколько различается углеводородное сырье южного погружения Бузулукской впадины. Основная отличительная особенность – резкое уменьшение содержания сероводорода в газах. На Бородинском и Кузнецовском месторождениях (нижняя

пермь) плотность газа по воздуху 0,604-0,774 г/см³, содержание метана 56-78 %, этана – 3,8-23,2 %, сероводорода – 0,41-1,12 %.

Углеводородное сырье Восточно-Оренбургского сводового поднятия представляет преимущественно нефть, газ содержится лишь в карбонатах нижней перми (кунгурский и артинский ярусы) [3].

Девонская нефть Восточно-Оренбургского сводового поднятия имеется на большинстве месторождений. Она сосредоточена как в карбонатных, так и в терригенных пластах-коллекторах. По химическому составу девонские нефти характеризуются сравнительным однообразием по плотности и химическому составу. Плотность нефтей колеблется от 0,800 г/см³ до 0,880 г/см³, составляя в среднем 0,845 г/см³. Содержание серы до 2,6 % (Китаямское месторождение), смол – до 19 %, асфальтенов – до 5,8 %, парафина – от 1,4 до 12 % (Дачно-Репинское месторождение) [49].

4.2 Особенности распределения пород-коллекторов подсолевого комплекса на исследуемой территории

Результаты многолетних исследований [44, 50] карбонатных и терригенно-карбонатных коллекторов, залегающих на больших глубинах (более 4,5 км) свидетельствуют о том, что вероятность обнаружения коллекторов межзернового типа с эффективной емкостью более 5% практически отсутствует.

Немногочисленные скважины, вскрывшие известково-доломитовые и терригенно-карбонатные толщи нижнего карбона и девона в прибортовых частях Прикаспийской впадины и смежных участков Восточно-Европейской платформы, свидетельствуют о том, что преобладающим типом коллекторов на этих глубинах являются низкоемкие коллектора трещинно-кавернозного и трещинного типа с открытой пористостью, редко превышающей 3-5% с незначительной долей порово-кавернозных и порово-трещиноватых коллекторов [60]. Принимая во внимание, тот факт, что эффективная емкость трещинных коллекторов в десятки раз меньше поровых, существенный прирост запасов на глубинах более 4 км возможен лишь в случае открытия залежей со значительной эффективной мощностью (в сотни метров), экраном которых могут служить лишь регионально распространенные эвапоритовые крышки.

Для изучения были отобраны образцы керна из разрезов скважин 1 Нагумановской и 501 Вершиновской. Скважины близко расположены, но приурочены к различным структурным элементам.

Скважина 1 Нагумановская находится на юго-восточном склоне Соль-Илецкого выступа. Скважина 501 Вершиновская расположена на стыке двух крупных структурных элементов – Прикаспийской впадины и Южно-Предуральского прогиба.

Кроме того, был исследован керновый материал из разрезов скважин 17 Песчаной, расположенной на юго-западном склоне Соль-Илецкого выступа, и 1 Каинсайской – в Илекском прогибе (Прикаспийская впадина).

Проведено литолого-петрографическое исследование керна, изучение фильтрационно-емкостных свойств, структуры пустотного пространства, люминисцентно-битуминологическое изучение пород.

При петрографическом изучении пород использовалась классификация карбонатных пород, предложенная Р.Фолком (1959, 1973) и Р.Данхемом (1962). В основу классификации положено соотношение форменных элементов (скелетных остатков, копролитов, пеллет, интракластов, оолитов и пизолитов и т.д.) и основной массы, которая может быть представлена первичным биохемогенным илом – микритом или кристаллическим кальцитом – спаритом. Последний образовался в результате перекристаллизации микрита, или в отмытых от микрита участках межзернового пространства и скелетных полостей.

При названии породы указываются основные форменные элементы в порядке возрастания содержания в породе (если их количество превышает 10%) и тип заполнителя – микритовый или спаритовый. Например, форамениферово-криноидный спаритовый вакстоун, коралловый баундстоун, пелмикритовый пакстоун, интраспаритовый грейнстоун и т.д.

Результаты определения состава пород и открытой пористости и абсолютной проницаемости приведены в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1. - Коллекторские свойства подсолевых отложений

скв.17 Песчаная								
Интервал отбора, м	Место отбора образца от верха, м	Горизонт	Пористость, %	Проницаемость, мД	Карбонатометрия, %			Порода
					кальцит	доломит	нерастворимый остаток	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4252-4255	4253.6	C1	7	5.40	92.3	2.1	5.6	известняк
4406-4410	4406.8	C1	2	0.01	93.1	1.9	5	известняк
4406-4410	4407.1	C1	1.9	0.01	94.1	1.8	4.1	известняк
4726-4738.1	4727.8	Dз	1.2	0.02	94.2	5.3	0.5	известняк
5090-5095.3	5091.2	Dз	1.1	0.04	90.2	0.3	9.5	известняк
скв.1 Каинсайская								
6248-6251	6250.8	D2	0.8	0.001	88.0	0.0	12.0	известняк
6251-6254	6252.3	D2	0.7	0.001	91.8	0	8.2	известняк
6413-6417	6415.3	D1-?	0.9	0.27тр	93.7	0	7.3	известняк
6417-6421	6417.3	D1-?	1.1	0.3тр.	95.2	0.0	4.8	известняк
6438-6442	6440.8	D1-?	0.8	0.16тр	90.4	2.6	7	известняк
6445-6448	6446.1	D1-?	1	0.001	89.6	1.6	9	известняк
6449-6452	6450.9	D1-?	1.1	0.15тр.	93.6	2.2	4	известняк
скв.1 Нагумановская								
5838-5843	5838.2	D3 фз	0.8	0.007	94.1		5.9	известняк
5858-5861	5860.8	D3 фз	3.4	1.7тр.	89.8	5.4	4.8	известняк
5861-5864	5862.4	D3 фз	1.4	0.03	69.9	26	4.1	известняк
5861-5864	5863.2	D3 фз	0.6	0.03тр.	87	5	8	известняк
5870-5873	5870.55	D3 фз	1.5	0.8тр.	94	4	2	известняк
5870-5873	5872.4	D3 фз	2.8	0.5тр.	90	4	6	известняк
5994-5998	5994.2	D2 ef	0.8	0.01	93.1	3.9	3	известняк
6002-6006	забой	D2 ef	0.5	4.2тр.	77.8	17.7	4.5	известняк
скв. 501 Вершиновская								
6396-6399	6397.6	D2 ef	0.9	2.9тр	89.8	0.0	10.2	известняк
6701.1-6704.2	6702.5	D1	3.2	0.7тр	0	93.9	6.1	доломит
6701.1-6704.2	6703.8	D1	2.5	1.5тр	0	92.3	7.7	доломит
6751-6754	6752	D1	1.5	0.45тр	0.0	90.6	9.4	доломит
6933-6936	6935.7	D1	1.2	0.3тр	0	88.91	11.1	доломит
6998-7005	забой	D1	1.1	0.15тр	0	88.1	11.9	доломит

Строение пустотного пространства изучалось методом ртутной порометрии и компьютерной томографии. Пример гистограммы распределения поровых каналов по размерам для исследованного образца карбонатной породы скв.501 Вершиновская приведен на рис.4.2.1.

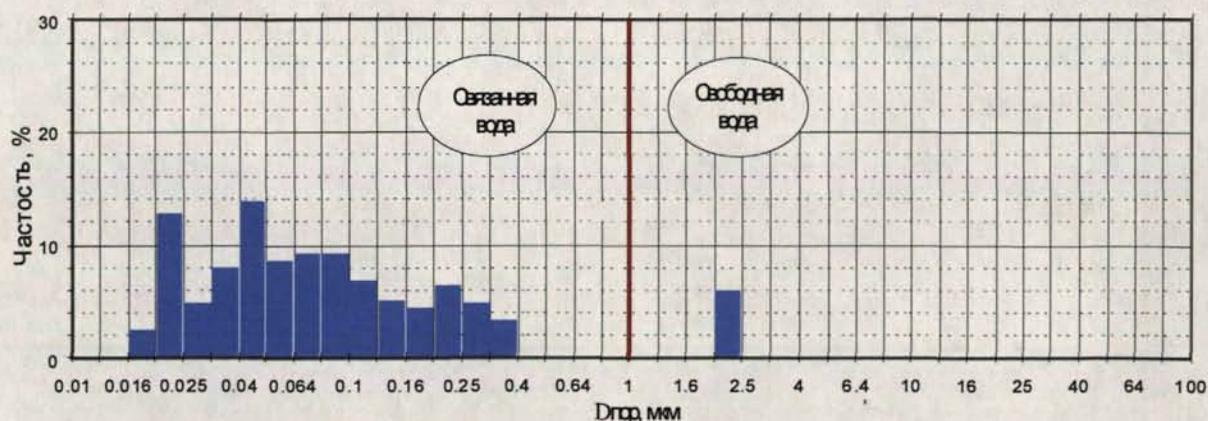


Рисунок 4.2.1. - Поздний катагенез. Глинистый известняк. Ультратонкопоровая матрица $m=1.5\%$, $k=0.45$ тр. мД (Скважина 501 Вершиновская, глубина 6752 м)

Коллектор порового типа встречен только в скв. 17 Песчаная (гл. 4252.6 м). В тонкопоровой матрице с максимальным размером пор до 2-4 мкм присутствует незначительный объем более крупных поровых каналов, размером до 30 мкм.

Размеры поровых каналов ультратонкопоровой матрицы в низкопроницаемых плотных известняках и доломитах не превышают 0.6 мкм, микротрещины имеют раскрытость до нескольких микрон.

В кавернозно-трещиноватых доломитах размеры взаимосвязанных фильтрующих трещин и поровых каналов составляют первые десятки микрон.

Томографическое сканирование ненарушенного керна позволяет оценить каверновую и трещинную составляющие пустотного пространства.

Результаты томографического исследования образцов пород и их петрографическое описание приведены ниже.

В скв. 501 Вершиновская в интервале глубин 6701-6704.2м, 6751-6754м, 6933-6936м, 6998-7005м встречены доломиты с каверново-трещинным типом пустотного пространства, который хорошо отображен на томограммах (рис 4.2.2.).

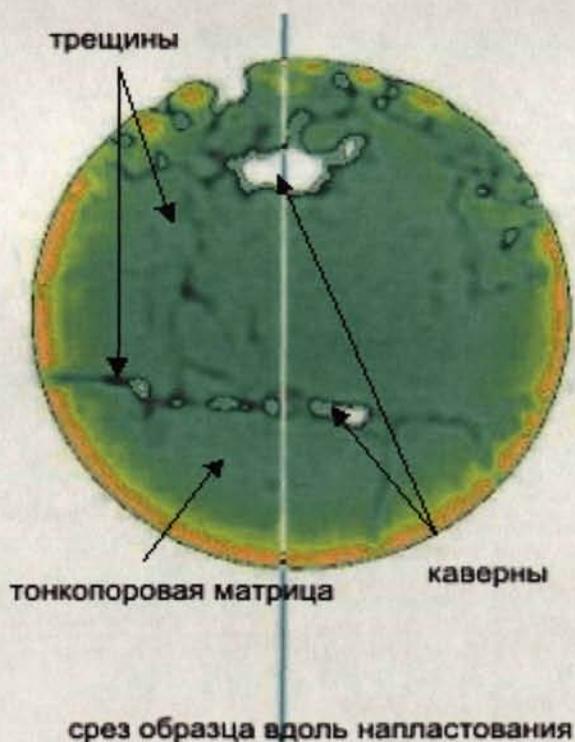


Рисунок 4.2.2. - Результаты томографического исследования образца 3В.
Скважина 501 Вершиновская, глубина 6703,8 м

Люминисцентно-битуминологический анализ образцов показал следующее.

На всех образцах скважины 501 Вершиновская в ультрафиолетовом свете наблюдается белое свечение каверн, заполненных кальцитом, например, в образце из интервала 6701-6704.2 м (место отбора 6702.5 м) отмечено светло-коричневое свечение, характерное для смолисто-асфальтеновых компонентов. Следы миграции углеводородов в виде тонких каемок наблюдаются по кавернам и трещинам (образцы из интервала 6701-6704.2 м (место отбора 6703.8 м) и из интервала 6751-6754 м (место отбора 6752.0 м).

Аналогичное светло-коричневое свечение наблюдается в виде редких пятен на образцах керна из скважины 17 Песчаная и 1 Нагумановская.

В образцах скв.1 Каинсайской слабое свечение отмечено только в образце с глубины 6415.3 м.

Ультратонкопоровая матрица карбонатов практически нигде следов углеводородов не содержит.

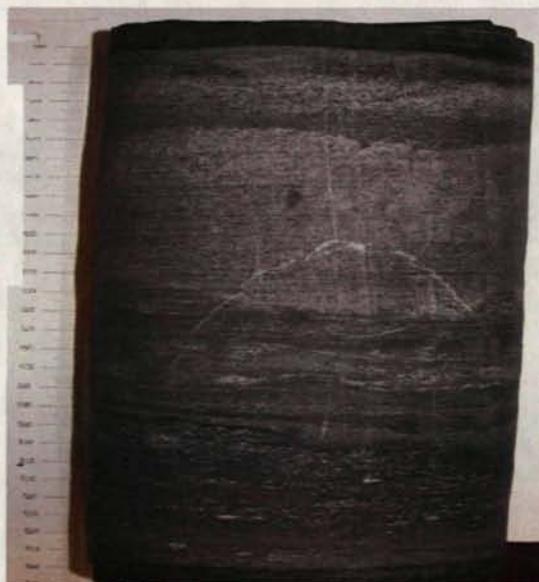
Развитие вторичных процессов (трещины, каверны) наглядно можно проследить в образцах керна и в обнажениях пород изображенных на рисунках 4.2.3., 4.2.4.

Скважина 1 Нагумановская



Глубина отбора образца 5872.4 м

Скважина 1 Каинсайская



Глубина отбора образца 6450.9 м.

Рисунок 4.2.3. - Примеры развития вторичных процессов в карбонатах (в образцах керна)



Рисунок 4.2.4. - Примеры развития вторичных процессов в карбонатах
(в обнажениях пород, Оренбургская область, Саракташский район)

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- Выявленные закономерности изменения емкостно-фильтрационных свойств терригенных пород свидетельствуют о том, что первично поровые коллектора полностью исчезают до глубины 4.5-5.2 км. Ниже этого интервала существенно возрастает роль сложнопостроенных низкочастотных коллекторов трещинного и трещинно-кавернозного типа.

- Принимая во внимание тот факт, что эффективная емкость трещинных коллекторов в десятки раз меньше поровых, существенный прирост запасов на глубинах более 5 км возможен лишь в случае открытия залежей с эффективной мощностью коллекторов в сотни метров, экранировать которые могут лишь региональные эвапоритовые покровы.

4.3 Особенности изменения с глубиной экранирующих свойств горных пород

Многолетний опыт изучения нефтяных и газовых месторождений показывает, что покрывками для газовых и нефтяных скоплений служат эвапоритовые, сульфатно-галогенные породы (соли, гипсы и ангидриты) или различные глинистые и глинисто-карбонатные породы (глины, мергели, аргиллиты).

Эвапоритовые покрывки. Покрывки эвапоритовых толщ практически лишены пор и обладают высокой пластичностью на всех этапах литогенеза. Они характеризуются весьма надежными экранирующими свойствами. Эвапоритовые формации, как правило, образуются в завершающую стадию трансгрессивно-регрессивных циклов, имеют региональный характер и чаще всего герметизируют залежи в карбонатных (известково-доломитовых) толщах. Гидрохимические породы, слагающие эвапоритовые покрывки, по преобладающим литотипам разделяются на хлоридные и сульфатные.

Хлоридные (галит-карналитовые) покрывки являются не только наиболее распространенными, но и наиболее надежными из всех хемогенных покрывок. Хорошие экранирующие свойства галитовых покрывок обусловлены их повышенной пластичностью, особенно возрастающей с глубиной. Мощность галитовых покрывок может изменяться от нескольких до многих десятков метров.

Сульфатные (гипс-ангидритовые) покрывки распространены более ограниченно, чем хлоридные. Обычно они представлены ангидритами и гипсами. Первые более характерны для больших глубин, тогда как гипсы чаще развиты на меньших глубинах (менее 1000м). Причем экранирующая способность гипсовых покрывок выше, чем ангидритовых. Это обуславливается тем, что по пластическим свойствам гипс близок к каменной соли. Так, Савченко В.П. и Берето Я.А. показали, что пластичность гипса и каменной соли при всестороннем сжатии примерно в три раза превышает пластичность ангидрита.

На рисунке 4.3.1. показана схема, на которой подробно изображены все типы флюидоупоров.

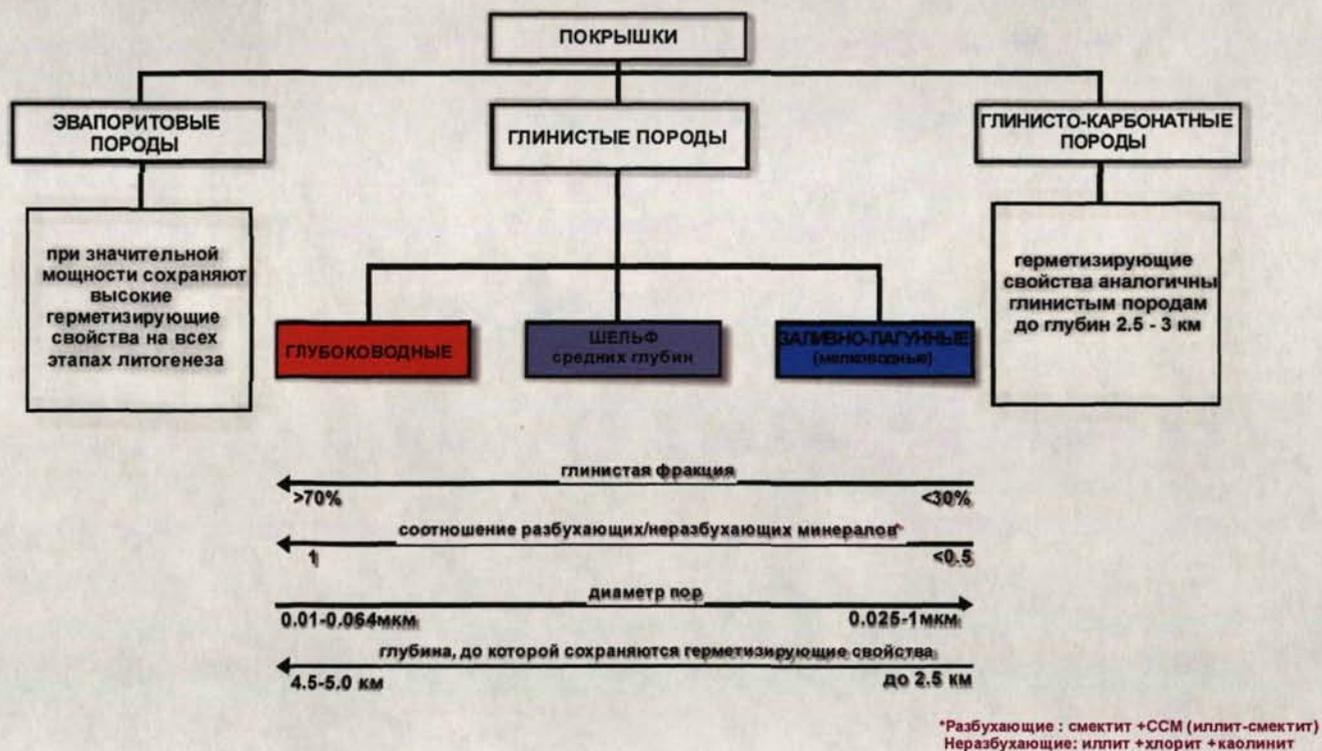


Рисунок 4.3.1 - Порода, герметизирующие газовые залежи (по Е.Семенову, 2006)

Постседиментационные изменения эвапоритовых покрышек более специфичны, чем в глинистых и карбонатных покрышках. Поскольку галит, ангидрит и гипс являются стереофитическими образованиями, то уже после стадии седиментогенеза они представляют собой относительно жесткие породы, слабо подвергающиеся уплотнению и обладающие экранирующими свойствами. Своеобразно поведение гипса, который, начиная с глубины 1000м, нередко теряет кристаллизационную воду и переходит в ангидрит. Такой качественный переход приводит к потере породой пластичности и развитию в ней трещиноватости.

В целом же с глубиной пластичность галита и ангидрита возрастает, а, следовательно, увеличивается надежность слагаемых ими покрышек [14]. Надежность этих покрышек отчасти можно связывать с регрессивной перекристаллизацией указанных пород с глубиной, что ведет к снижению их абсолютной пористости и, следовательно, проницаемости. Кроме того, поровые растворы названных выше пород обладают огромной залечивающей способностью. Эти растворы в значительной степени насыщены веществом вмещающих их пород и, выжимаясь в трещины, они вследствие снижения давления оказываются пересыщенными по

отношению к упомянутому веществу, которое и залечивает новообразованные трещины.

Глинисто-карбонатные покрывки редко отличаются выдержанностью состава. Причем обязательным условием экранирующей способности карбонатных пород является присутствие примеси глинистого вещества. Карбонатные покрывки, сложенные химически чистыми карбонатными породами, неизвестны и, судя по всему, вряд ли возможны.

Известковистые глины и глинистые известняки, содержащие равномерно распределенный карбонатный материал, обладают повышенной прочностью и способностью к трещинообразованию. Установлено, что при содержании 10% пелитоморфного кальцита в глинах, коэффициент пластичности глин снижется более чем в 3 раза.

Поскольку карбонатными покрывками в основном являются глинистые известняки и реже глинистые доломиты, то их постседиментационные преобразования в какой-то мере близки таковым в глинистых покрывках. Однако их уплотнение вследствие меньшей пластичности карбонатных пород проявляется в них не столь эффективно, как в глинистых породах. По убыванию пластичности И.В.Безбородова (1963) располагает известняки в следующей последовательности: микрозернистые глинистые известняки, чистые микрозернистые известняки, биоморфные известняки, оолитовые известняки. По мере убывания пластичности в карбонатных покрывках возрастает трещиноватость. В целом, трещиноватость в карбонатных породах проявляется значительно интенсивнее, чем в глинистых. Поскольку любые карбонатные породы литифицируются существенно быстрее, чем глинистые, то соответственно и интенсивное развитие трещиноватости в них начинает проявляться на меньших глубинах. Надо полагать в связи с этим, что карбонатные покрывки с оптимальными экранирующими свойствами располагаются на меньших глубинах, чем глинистые. По предварительной оценке глубина их распространения не превышает 2500-3000м.

Существенным моментом является характер распространения глинисто-карбонатных пород. Условия образования глинисто-карбонатных, пелитоморфных пород в карбонатных шельфовых толщах связывается с обстановками заливно-лагунного зарифового мелководья и приливно-отливными зонами [15]. В этих

условиях латеральная фациальная изменчивость крайне высока и соответственно широкое развитие глинисто-карбонатных пород на значительной площади и в разрезе практически невозможно.

Глинистые покрывки Экранирующая способность глинистых пород определяется в первую очередь структурно-минералогическими особенностями глинистых пород и минералогическим составом.

В формировании экранирующих свойств глинистых покрывок конкурируют две тенденции. Первая обеспечивает повышение экранирующих свойств и связана с постепенным уплотнением пород в ходе литогенеза, повышением однородности микроструктуры, снижением общей и эффективной пористости. Вторая направлена на снижение экранирующей способности глин и заключается в разрушении пород при: образовании микротрещин с развитием цементации и термодинамической дегидратации; повышении неоднородности микроструктуры при минеральных преобразованиях иллитизации монтмориллонита и смешанослойных минералов; перекристаллизации вещества породы при ее аргиллитизации; повышении содержания двух- и трехвалентных катионов в обменном комплексе, увеличении эффективной пористости на фоне постепенного уменьшения величины общей пористости за счет снижения гидрофильности минералов с глубиной и потери ими оболочек адсорбционно-связанной воды, снижении вязкости флюидов при повышении температуры.

Развитие перечисленных выше процессов определяется исходным минеральным и дисперсным составом глин, их первичной микроструктурой, составом обменных катионов и содержанием органики, а также всеми специфическими условиями литогенеза на различных его этапах. Обе упомянутые выше тенденции по-разному проявляются у глин различной фациальной принадлежности и имеют для каждого типа глин свои закономерности.

1. Экранирующие свойства покрывок определяются фациальными условиями накопления глинистого материала и возрастают по мере увеличения глубины его отложения. Наименьшими экранирующими свойствами обладают глины, сформировавшиеся в условиях мелкого шельфа и прибрежного мелководья, а наиболее высокими – сформировавшиеся в условиях глубоководного шельфа и прилегающих частей моря.

2. Пористость глинистых отложений, при которой достигаются наилучшие экранирующие свойства, тем ниже, чем ниже дисперсность и однородность глинистой толщи: у глубоководных фаций она соответствует значениям 30-35%, у отложений относительно глубоководных фаций – 20-25%, и у отложений мелководных фаций – 15-20%.

3. Чем выше дисперсность и однородность глинистой толщи, тем в большем интервале глубин она сохраняет свои наилучшие экранирующие свойства. У глинистых покрывок, сформировавшихся в глубоководных фациальных условиях, высокие экранирующие свойства сохраняются в пределах глубин от 400м вплоть до 4-4.5км. У глинистых толщ, сформировавшихся в условиях среднего шельфа и периферической части дельты – в интервале глубин от 1000м до 3000-3500м. У глинистых покрывок мелководного происхождения сохранение наилучшей экранирующей способности наблюдается в узком интервале глубин (1200-2500м).

Наилучшими изолирующими свойствами обладают покрывки сформировавшиеся в условиях глубоководного шельфа и прилегающих частей моря (I тип). Образующие их осадки имеют однородную мелко- и тонкопористую микроструктуру с незначительным содержанием обломочных зерен. Под влиянием вначале физико-химического, а затем гравитационного уплотнения эти осадки быстро приобретают высокие экранирующие свойства (рис.4.3.2.). Уже на глубинах 400-600м (начало раннего этапа катагенеза) при пористости 30-35% они становятся надежными экранами нефтяных и газовых месторождений.

На последующих этапах катагенеза их проницаемость продолжает падать за счет дальнейшего снижения общей и эффективной пористости. Даже процессы минеральных преобразований и термодинамического удаления адсорбционно-связанной воды, которые, хотя и вяло, но начинают развиваться в этих породах на глубинах 2500м и более не нарушают однородность ее микроструктуры и не оказывают заметного влияния на проницаемость.

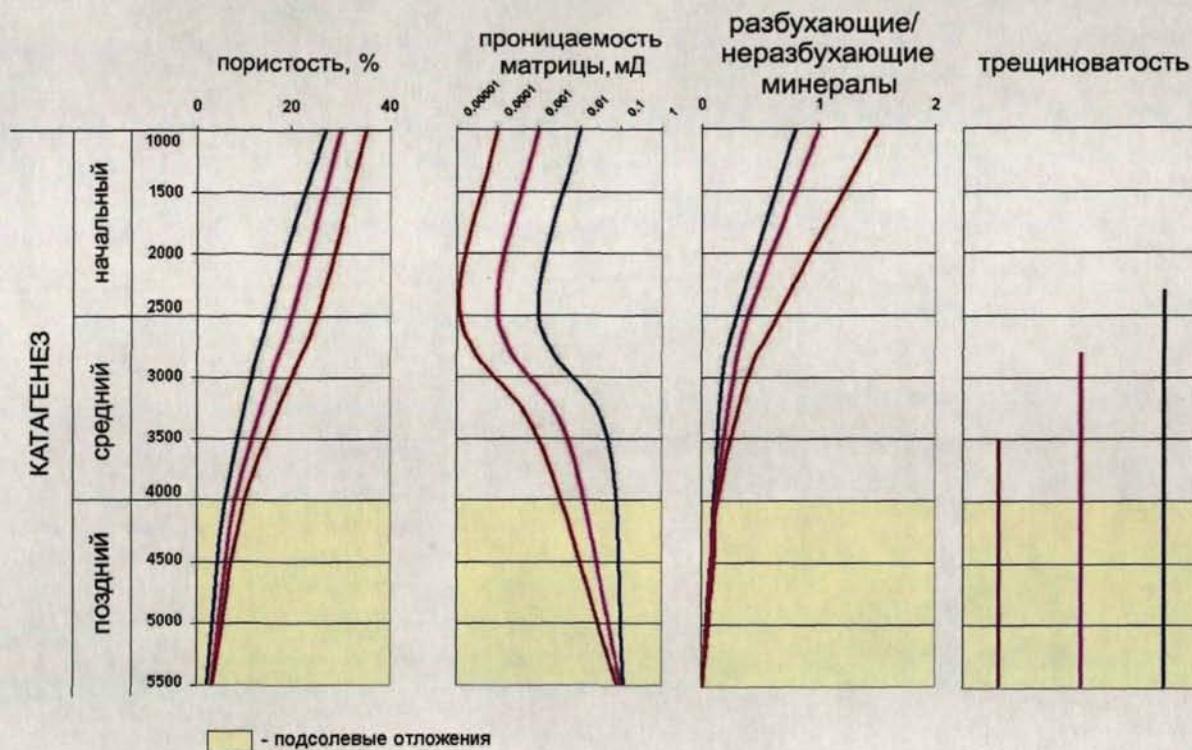


Рисунок 4.3.2 - Изменение герметизирующих свойств глин на различных этапах катагенеза. Красная линия - глубоководные глины, сиреневая - глины шельфа средних глубин, синяя - глины прибрежного, заливно-лагунного мелководья

Исключительно высокая дисперсность и однородность микроструктуры глин позволяет им сохранять вначале истинную пластичность (за счет перемещения структурных элементов по гидратным пленкам), а затем на больших глубинах проявлять пластифицированное деформирование (ползучесть) структуры без разрушения ее сплошности. Это обеспечивает нахождение толщи в ненарушенном состоянии вплоть до глубин 4-4.5 км.

Глинистые покрывки, сформировавшихся в условиях среднего шельфа и периферической части дельты (II тип), относятся к разряду умеренно хороших экранов: они надежно удерживают нефтяные залежи и в большинстве случаев слабо проницаемы для углеводородного газа. Исходный осадок имеет крупноячеистую микроструктуру, образованную микроагрегатами иллита и смешанослойных минералов. В зоне диагенеза и раннего этапа катагенеза осадок испытывает интенсивное уплотнение, темпы которого превышают скорость уплотнения глубоководных отложений. Из-за неоднородности микроструктуры и относительно невысокой гидрофильности минералов в породе все еще сохраняется эффективная

пористость, хотя величина ее снижается быстрее общей пористости. На глубинах 1000-1200м при пористости 20-25% глины достигают наилучших экранирующих свойств. Коэффициент проницаемости их снижается до 10^{-3} – 10^{-4} мД за счет практически полного перекрытия связанной водой активного порового пространства. Дальнейшее уплотнение пород приводит к началу их цементации и повышению прочности и хрупкости структуры. Некоторое время порода деформируется пластифицировано за счет реологических процессов, однако, начиная уже с глубины 1800-2300м в ней начинается постепенный рост микротрещин и повышение проницаемости. При достижении глубин 2500-3000м происходит термодинамическая потеря адсорбционно-связанной воды, и порода окончательно теряет свои экранирующие свойства.

Покрышки, сформировавшиеся в условиях мелкого шельфа и прибрежного мелководья (III тип), экранируют нефть и практически полностью проницаемы для газа. Образующаяся осадочная толща имеет неоднородное строение и содержит прослойки и линзы более грубого материала, хорошо дренирующего отжимающуюся из осадка воду. Для глинистого осадка характерна неоднородная крупночешуйчатая микроструктура с включениями пылевато-песчаных зерен. Поровая вода в основном находится в свободном состоянии.

При наращивании гравитационных сил осадок быстро уплотняется, при этом скорость его уплотнения превышает уплотнение шельфовых и глубоководных глинистых осадков. В начале среднего этапа катагенеза при пористости 15-20% порода приобретает максимальные экранирующие свойства. Несмотря на значительное уплотнение в отложениях сохраняется активное поровое пространство, поэтому их проницаемость не опускается ниже 10^{-2} мД. Ранняя цементация породы и сохраняющаяся неоднородная микроструктура обуславливают начало образования микротрещин на относительно небольших глубинах: 2000-2500м. Дальнейший прогрессивный рост трещиноватости быстро приводит эти породы к полной потере экранирующих свойств.

В условиях больших глубин с ростом температуры и давления к концу среднего катагенеза происходит трансформация смектита и смешаннослойных минералов в хорошо окристаллизованный серицитоподобный иллит. В результате формируется иллит-хлоритовая ассоциация глинистых минералов, фильтрационные

характеристики которой на несколько порядков выше, чем в исходных глинистых минералах. Исчезновение смектита и смешаннослойных минералов происходит на глубинах до 3500-4000м. Направленное изменение минерального состава глинистых отложений приводит к увеличению их поровой проницаемости на несколько порядков, по сравнению с верхними частями разреза. Минеральные и структурные трансформации глинистых пород наряду с другими факторами формируют их макро- и микронеоднородность, что приводит к превращению высокопористых непроницаемых глин в низкопористые породы с жесткими структурными связями (аргиллиты и глинистые сланцы) и, как следствие, широко развитой трещиноватостью. Наличие высоких поровых давлений, характерных для больших глубин также способствует образованию микротрещиноватости, за счет появления локальных трещин гидроразрыва.

Обратимся к рассмотрению экранирующих свойств пород на изучаемой территории. Подсолевые верхнепалеозойские отложения Соль-Илецкого выступа залегающие на глубинах более 4.5км, по термобарическим условиям находятся в зоне глубокого катагенеза. В зоне глубинного катагенеза происходят необратимые изменения герметизирующих свойств глин и глинисто-карбонатных пород в первую очередь связанные с ростом проницаемости до 10^{-2} - 10^{-1} мД, вызванное завершением иллитизации разбухающих минералов (смектитов и смешаннослойных). Совместное влияние высоких давлений и температур в позднем катагенезе приводит практически к полной дегидратации глинистых пород. На данной стадии литогенеза в аргиллитах идет интенсивное образование микротрещин и на фоне очень малой пористости (2-4%) проницаемость в основном обусловлена микротрещиноватостью.

Результаты исследования герметизирующих свойств на керне из нижнекаменноугольно-девонских отложений Нагумановской, Вершиновской и Каинсайской площадей подтверждают выводы об отсутствии надежных флюидоупоров ниже основной солеродной покрышки. Для исследования отбирался керн из глинистых известняков и доломитов с содержанием нерастворимого остатка 10-15%. Структура порового пространства этих пород характеризуются ультратонкопоровой матрицей с размером поровых каналов менее 0.6 мкм, что характерно для пород-флюидоупоров. Но наличие практически во всех исследованных методом ртутной порометрии образцах микротрещин раскрытостью

1-10мкм резко снижает их герметизирующие свойства. По этим трещинам наблюдаются следы миграции УВ в виде тонких каемок (остаточная нефть) и отмечается характерное светло-коричневое свечение, характерное для смолисто-асфальтеновых нефтяных компонентов. Наличие открытых трещин подтверждается и при томографическом сканировании ненарушенного керна (рис.4.3.3).

В разрезе скв.1 Каинсайская встречены низкопоровые глинистые известняки на глубинах 6248-6250м, 6445-6448м, которые можно рассматривать как непроницаемые флюидоупоры, но незначительная толщина (несколько м) и невыдержанность этих глинистых известняков по площади не позволяет им герметизировать скопления газообразных УВ. Наряду с непроницаемыми глинистыми известняками, по всему разрезу встречаются породы характеризующиеся наличием микро и макротрещиноватости, что лишает их экранирующих свойств.

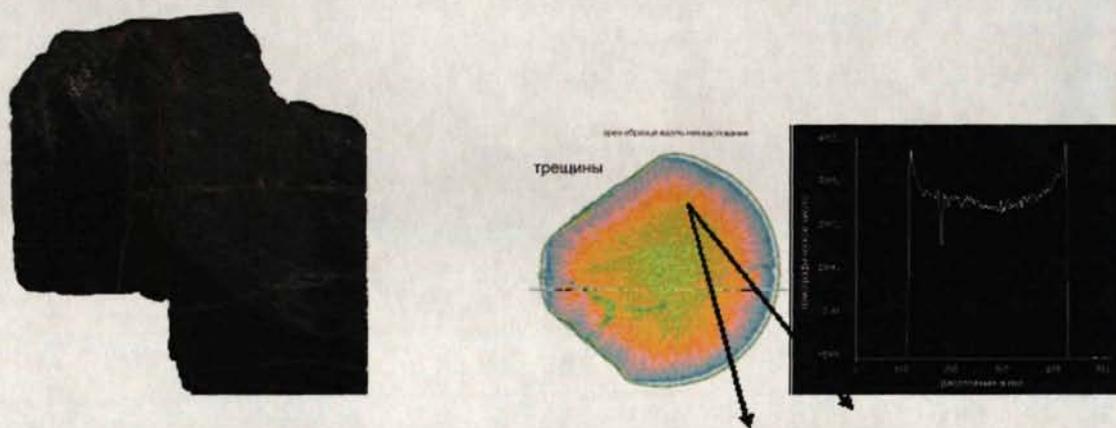


Рисунок 4.3.3 - Открытые вертикальные трещины в низкопроницаемом глинистом известняке. Скв.501-Вершиновская. Глубина 6931м.

(Лаборатория физики пласта, ООО «ВНИИГАЗ», 2006)

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- Термобарические условия в которых находятся верхнепалеозойские подсолевые отложения Соль-Илецкого выступа и смежных с ним районов Предуралья соответствуют зоне позднего катагенеза
- Показано, что из всех литологических типов пород, которые слагают покрышки газовых скоплений, герметизирующие свойства в условиях позднего катагенеза сохраняют только эвапоритовые толщи. Глинистые и глинисто-карбонатные породы в

зоне глубокого катагенеза не обеспечивают сохранность промышленных газовых залежей.

4.4. Характеристики ловушки для нефти и газа

На больших глубинах основной интерес представляют ловушки сводового типа, связанные с антиклинальными структурами. Высота структуры должна быть достаточно большой, чтобы вместить мощный пласт-коллектор. В гл. 6.2 автором отмечено, что толщина пласт-коллектора измеряется многими десятками, возможно, сотнями метров (рис.4.4.1.).

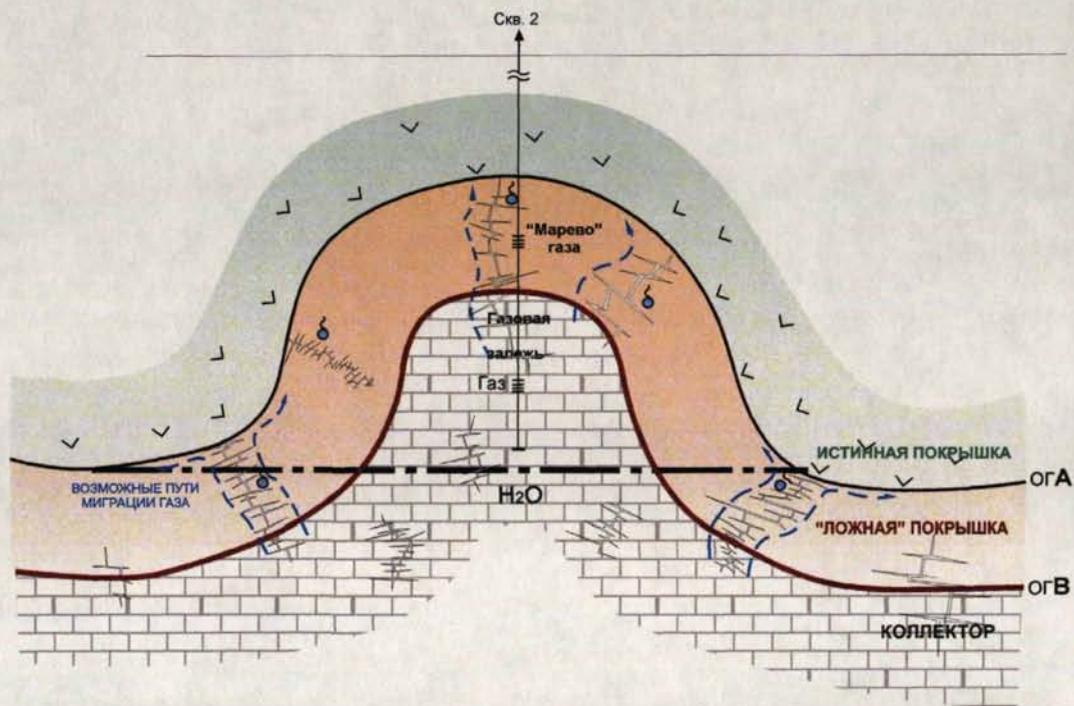


Рисунок 4.4.1. – Благоприятные характеристики критериев структуры для образования и сохранности залежей УВ

Если между крышкой и пластом-коллектором залегает так называемая «ложная» крышка (плотные породы, проницаемые по трещинам), то высота структуры должна быть еще больше, чтобы вместить и пласт ложной крышки, и резервуар (рис 4.4.2.). Для каждого конкретного объекта делается свой расчет, но в любом случае амплитуда структуры по критическому направлению должна быть не менее 100-150 м. Это означает, что в платформенных условиях при достаточно малых углах наклона площадь структуры должна быть не маленькой. Структуры размером, например, 6х9 км и высотой 50 -100 м, которые чаще всего готовят

сейсморазведчики, для глубин 5-7 км, скорее всего, не «пройдут» по геолого-экономическим критериям.

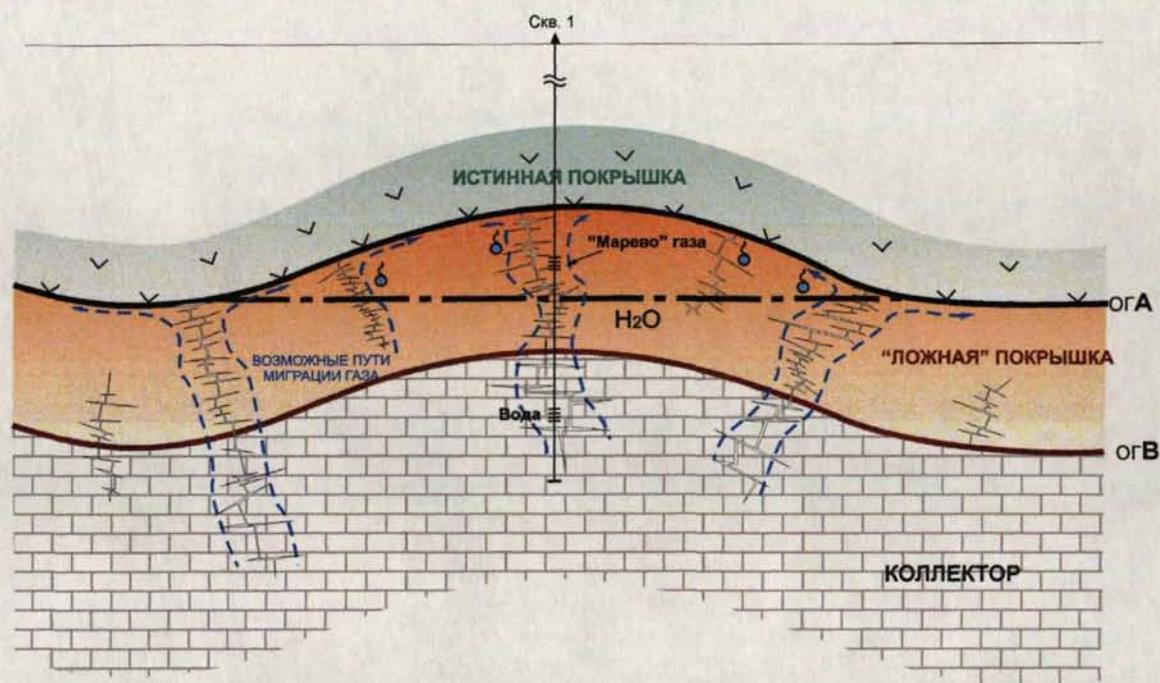


Рисунок 4.4.2. – Влияние «ложной» покрышки на продуктивность ловушки в зависимости от размеров и амплитуды структуры

Основными критериями для таких ловушек выступают: эффективная газонасыщенная толщина и высота ловушки. В последующих главах автором предложен способ по определению оптимальных значений этих параметров для обеспечения кондиционности глубокопогруженной структуры.

5. МНОГОФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ

В данной главе представлены результаты применения многофакторного анализа (МФА) геологической информации для выявления перспективных структур (возможных залежей углеводородов) с целью постановки на них поискового бурения.

Данный метод позволяет без экспертной оценки выявить предпочтительные объекты, что повышает уровень и качество геологического анализа. Метод учитывает взаимодействие между переменными, позволяет обработать большой объем многомерной информации, а также дать комплексную характеристику объектам (структурам), провести их классификацию, оценить перспективность и первоочередность ввода в бурение.

Для анализа выбраны основные геолого-промысловые параметры прогнозируемых месторождений углеводородов и объектов геолого-разведочных работ находящихся в районе Соль-Илецкого свода, Предуральяского прогиба и северного борта Прикаспийской впадины. Оценка степени обоснованности используемых геолого-промысловых параметров не входила в задачу данного исследования.

По значениям 7-ми промысловых параметров для 43-х структур выявлена группа наиболее перспективных по обобщенному показателю, полученному методом многомерного шкалирования с использованием алгоритма главных компонент.

В таблице 5.1 представлены исходные данные, обработанные методом МФА.

Главные компоненты (ГК) являются линейными комбинациями значений индивидуальных показателей (признаков). Они взаимно ортогональны и упорядочены по величине изменчивости исходных признаков, которую они объясняют. При этом первые 2-3 ГК могут объяснить 60 – 90% указанной общей изменчивости. Переход от большого числа индивидуальных исходных признаков к указанным 2-3 ГК соответствует сжатию исходной многомерной информации в форме, удобной для дальнейшего анализа. Проецируя исследуемые многомерные объекты на плоскости ГК, можно выявить их разбиение в однородные группы. В качестве меры расстояния между объектами и их группами можно использовать радиусы соответствующих точек в пространстве ГК. Такой радиус будет мерой обобщенного интегрального показателя, по которому можно различать и классифицировать выделенные однородные группы объектов [38].

Таблица 5.1 – Основные геолого-промысловые параметры прогнозируемых месторождений и объектов ГРП [2]

			X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7
	Участок	Объекты	Высота залежи, м	Размеры залежи (площадь), км2	Эффективная н-ф-газонас. мощность, м	Коэффициент пористости, ед.	Проницаемость, мД	Коэффициент нефтегазонасыщенности, ед.	Пластовое давление, МПа
Соль-Илецкий свод	Лиманский участок	1	450	19	5	0,11	0,15	0,8	61
		2	100	12,2	3,5	0,11	0,15	0,84	59
		3	70	27	6	0,11	0,15	0,83	60
	Карданловский участок	4	80	17,5	12,5	0,7	6,5	0,84	25
		5	320	25,5	6,5	0,7	7,5	0,76	24
	р-н Песчаного м-я	6	400	8,75	100	0,12	0,39	0,75	30
		7	150	8,1	18,5	0,08	2,55	0,78	41
		8	50	10	19	0,06	2,75	0,75	48
	Нагумановский участок	9	200	13,3	20	0,1	0,75	0,87	44
Прикаспийская синеклиза	Барханный участок	10	100	10	22,5	0,1	6,3	0,75	63
		11	80	17,1	17,5	0,06	0,15	0,75	72
	Канисайский участок	12	350	22,9	26	0,12	24	0,85	65
		13	200	11,5	30	0,1	24	0,86	68
		14	150	40	30	0,1	32	0,8	65
		15	125	36	25	0,1	32	0,86	68
		16	80	12,8	25	0,1	25	0,84	51
		17	60	4,6	21	0,1	25	0,84	58
	Базыровско-Изобильненский участок	18	150	56	25	0,06	9,6	0,8	63
		19	175	80	25	0,06	12,6	0,8	61
		20	100	30	25	0,06	12,6	0,8	62
		21	40	32	15	0,06	12,6	0,8	59

Предуральный прогиб		22	100	8,4	18	0,08	20	0,8	64
		23	50	11,8	23	0,08	20	0,8	65
	Хобдинский участок	24	80	24	18	0,1	56	0,82	65
		25	100	42	23	0,12	6,4	0,86	71
		26	100	68,6	23	0,1	10	0,87	67
		27	120	48	32	0,08	10	0,8	60
		28	100	27,5	28	0,08	10	0,8	59
		29	100	105	25	0,07	12	0,75	65
	Нововановский участок	30	60	14	27	0,13	46	0,83	62
		31	60	16	27	0,13	46	0,83	59
	Курмалинский участок	32	80	6	12	0,14	3,6	0,76	34
		33	40	24	11	0,7	61	0,8	62
	Сагарчинский участок	34	100	17,5	12	0,7	6,7	0,8	55
		35	100	15	8	0,15	76	0,8	56
		36	60	22	13	0,08	47	0,78	62
		37	100	24	13	0,11	0,1	0,86	46
		38	120	60	19	0,098	11,5	0,9	55
	Вершиновский участок	39	90	12,5	13	0,09	5,5	0,89	55
		40	300	12,7	28	0,09	10	0,88	69
		41	250	30,4	17	0,08	8	0,79	46
		42	50	12,6	15	0,09	0,15	0,8	75
		43	40	18	15	0,1	0,2	0,75	73

Результаты МФА, проведенного с помощью программного комплекса STADIA [34], представлены ниже.

В таблице 5.2 приведены средние значения каждого признака и их стандартные отклонения по выборке из 43 структур. Из распечатки результатов видно, что исследуемые признаки коррелируют (таблица 5.3), а первые три ГК объясняют более 60% изменчивости значений исходных признаков в полученной выборке (таблица 5.4).

Таблица 5.2 - Среднее значение для каждой переменной с его дисперсией

Переменная	Среднее	Стандартное отклонение
X1	130,9	98,44
X2	25,9	21,07
X3	20,88	14,38
X4	0,1509	0,1793
X5	16,69	18,36
X6	0,8107	0,04131
X7	57,49	12,2

Таблица 5.3 - Диагональная матрица корреляции

Переменные	X1	X2	X3	X4	X5	X6
X2	-0,01					
X3	0,359	0,042				
X4	0,031	-0,113	-0,225			
X5	-0,247	-0,044	-0,075	0,108		
X6	0,027	0,039	-0,096	-0,053	0,139	
X7	-0,27	0,228	-0,121	-0,438	0,223	0,193

Критическое значение = 0,2971

Число значимых коэффициентов = 2 (13%)

Таблица 5.4 - Собственные значения факторов (ГК) и процент объясняемой дисперсии факторов (ГК)

	Факторы						
	ГК1	ГК2	ГК3	ГК4	ГК5	ГК6	ГК7
Собст. значение	1,76	1,486	1,029	0,9254	0,8921	0,5339	0,3732
Дисперсия %	25,15	21,23	14,7	13,22	12,74	7,627	5,331
Накопл. Дисп. %	25,15	46,38	61,08	74,3	87,04	94,67	100

Таблица 5.5 - Координаты объектов в системе факторов (ГК)

Исследуемые объекты	Факторы						
	ГК1	ГК2	ГК3	ГК4	ГК5	ГК6	ГК7
1	-4,377	70,69	-17,1	-23,24	-49,61	-587,2	7,019
2	-9,606	15,22	-8,81	-19,64	-5,353	-122,8	72,3
3	-10,12	12,44	-9,152	-35,43	13,86	-80,98	84,68

4	-3,975	20,99	-5,151	-20,81	-0,537	-103,6	25,26
5	0,6411	53,6	-10,94	-26,31	-30,02	-420,5	-21,7
6	-7,984	139,9	-8,941	-10,29	-48,57	-550,5	-41,24
7	-6,632	35,78	-7,665	-12,62	-11,71	-195,9	33,11
8	-9,702	20,3	-6,004	-16,61	2,042	-61,99	63,98
9	-6,712	44,65	-9,098	-17,91	-19,58	-262,3	28,3
10	-11,66	29,98	-8,664	-18,16	1,137	-126	77,21
11	-13,77	22,59	-8,997	-26,89	-1,505	-97,42	95,72
12	-7,47	71,32	-15,8	-29,14	-12,15	-455,3	35,59
13	-10,59	50,94	-12,32	-19,4	7,213	-256,9	67,48
14	-11,3	43,53	-11,63	-49,02	21,41	-189,5	79,33
15	-11,69	35,48	-11,55	-45,48	25,05	-154,6	88,62
16	-9,071	29,26	-8,164	-19,64	21,5	-99,3	66,19
17	-10,06	22,52	-8,431	-12,26	24,99	-70,6	79,72
18	-12,28	40,17	-10,54	-65,29	-1,945	-191,9	76,04
19	-12,05	44,37	-11,4	-89,6	-2,312	-224,6	72,91
20	-11,98	32,14	-9,134	-38,76	7,44	-125,6	80,16
21	-11,6	15,08	-7,888	-40,92	14,88	-43,93	88,79
22	-10,61	26,14	-9,772	-16,55	15,52	-122,6	81,12
23	-12,2	22,33	-8,548	-20,81	21,89	-57,26	92,72
24	-9,533	22,63	-11,72	-32,98	55,37	-90,08	95,34
25	-14,11	30,28	-9,924	-52,39	2,152	-124,2	95,27
26	-14	30,73	-10,09	-79,39	5,329	-124,1	94,63
27	-12,6	41,14	-9,195	-57,02	1,799	-154,4	75,34
28	-11,76	34,69	-8,535	-35,29	4,336	-127,3	74,31
29	-14,83	32,79	-10,28	-116,8	7,029	-124,1	98,37
30	-10,4	26,86	-9,904	-22,58	47,06	-68,03	90,4
31	-9,917	27,05	-9,642	-24,24	46,69	-68,55	86,19
32	-5,787	20,09	-5,651	-10,15	-2,455	-102,5	36,68
33	-8,301	10,89	-11,05	-32,86	65,44	-35,02	99,94
34	-9,015	22,08	-8,481	-24,66	0,8094	-124,6	67,2
35	-5,193	17,88	-12,76	-22,04	72,62	-112,7	80,16
36	-9,338	15,82	-10,58	-30,66	48,34	-64,23	93,36
37	-8,496	23,59	-7,265	-30,23	-7,205	-127,4	53,7
38	-10,77	31,19	-9,58	-68,58	2,965	-151,6	71,38
39	-9,64	21,35	-8,174	-19,64	0,7814	-111,8	68,22
40	-9,74	65,03	-14,03	-19,71	-19,81	-391,1	47,3
41	-6,069	50	-11,13	-35,3	-18,18	-326,1	26,02
42	-14,43	15,74	-8,683	-22,92	2,735	-56,5	105,7
43	-14,39	14,35	-8,281	-28,35	3,799	-43,51	105,6

Таблица 5.6 - Факторные нагрузки после вращения

Переменные	Фактор						
	ГК1	ГК2	ГК3	ГК4	ГК5	ГК6	ГК7
X1	0,0225	0,1892	-0,02351	0,01025	-0,12	-0,9695	-0,1212
X2	-0,04018	0,01305	-0,0127	-0,9962	-0,00196	0,009419	0,1118
X3	-0,1216	0,968	0,04127	-0,01357	-0,01777	-0,1848	-0,05768
X4	0,9707	-0,129	0,01635	0,04322	0,08404	-0,0212	-0,2258
X5	0,07587	-0,0176	-0,05922	0,001899	0,9767	0,113	0,09963
X6	-0,01551	-0,03855	-0,9935	-0,01265	0,0577	-0,0212	0,08269
X7	-0,2404	-0,06553	-0,09719	-0,1307	0,1156	0,1313	0,9333

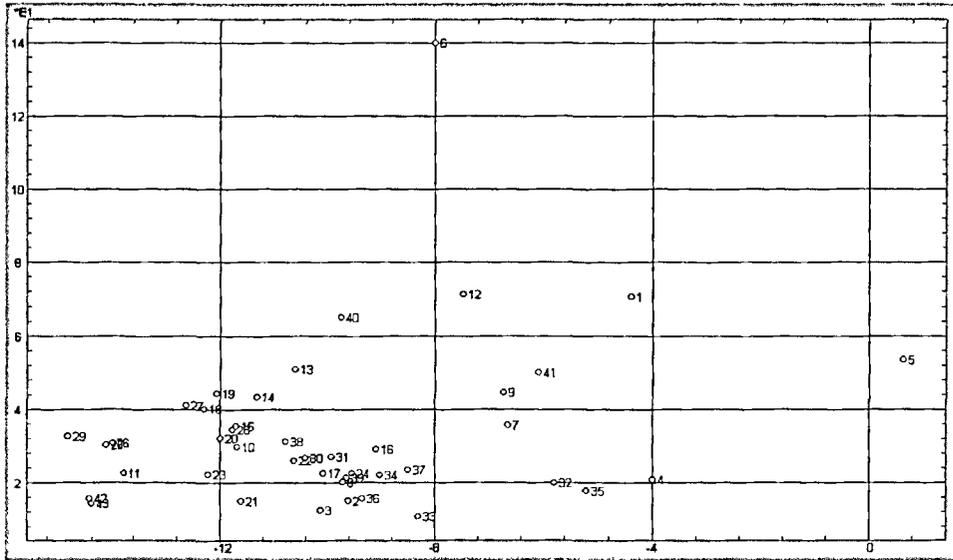


Рисунок 5.1 - Проекция объектов (структур) на плоскость GK1 - GK2

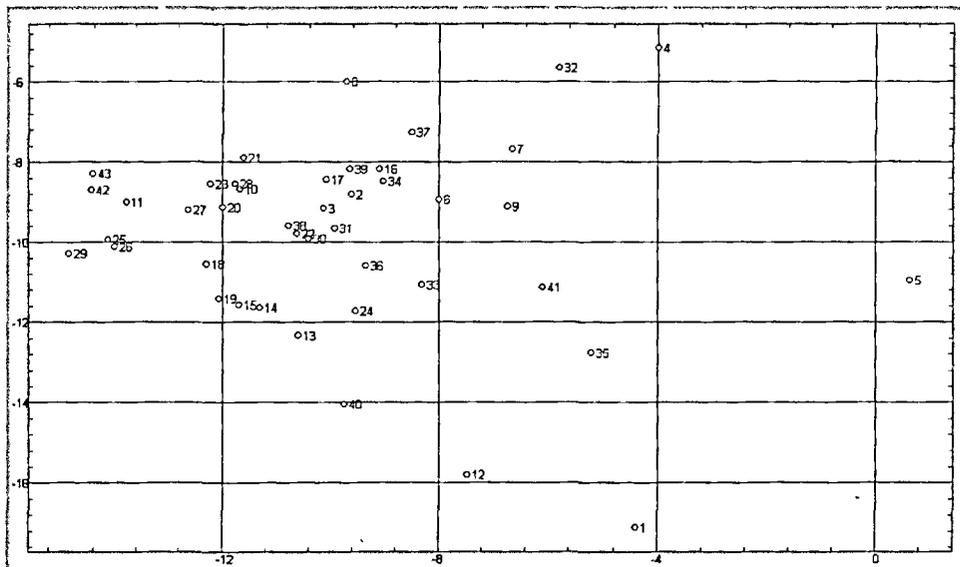


Рисунок 5.2 - Проекция объектов (структур) на плоскость GK1 - GK3

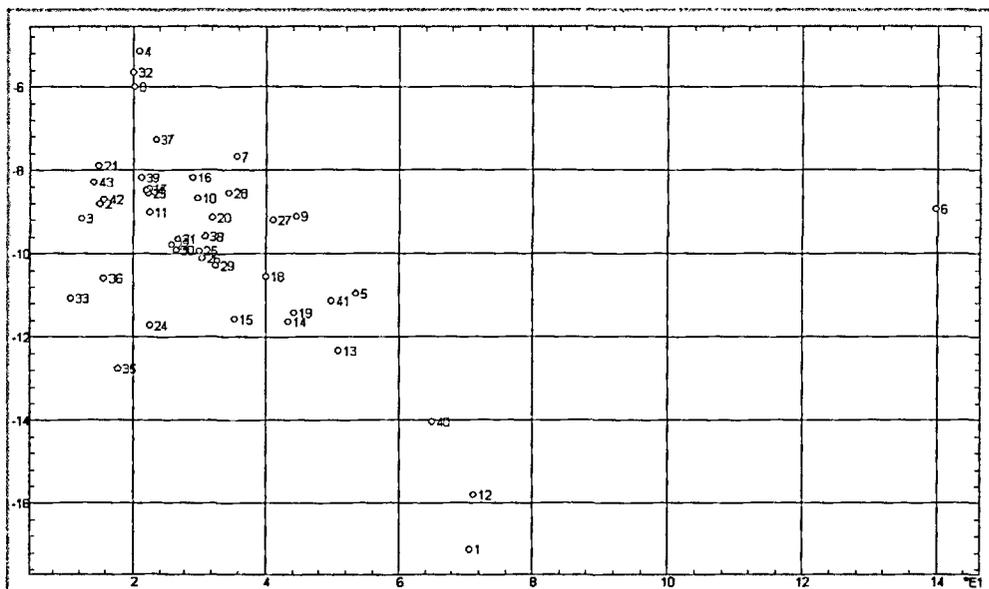


Рисунок 5.3 - Проекция объектов (структур) на плоскость GK2 - GK3

На рис.5.1, 5.2, 5.3 представлено разбиение структур по группам. Группы можно выделять двумя способами: по областям вдоль осей координат и по областям разделяющих окружностей разного радиуса с центром в начале координат. В нашем случае наиболее четко группировка структур просматривается на рис.5.3. Выделяются четыре основные группы, объекты в которых характеризуются разным радиусом – расстоянием от начала координат до центра групп. По данным таблицы 5.5 были рассчитаны значения радиуса ρ каждого u -го объекта в выборке в пространстве ГК, т.е. $Z_j, j=1\div 3$:

$$\rho_u = \sqrt{Z_{1u}^2 + Z_{2u}^2 + Z_{3u}^2}.$$

Эти значения приведены в последнем столбце таблицы 5.7. Такой радиус является интегральным показателем перспективности структур. Чем больше его значение (чем удаленней объект от начала координат), тем качественнее объект, перспективнее структура.

Таблица 5.7 - Значения исходных переменных и радиуса ρ для каждого объекта

Иссл ед. объек ты	Переменные							Радиус
	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	ρ
1	450	19	5	0,11	0,15	0,8	61	72.860444
2	100	12,2	3,5	0,11	0,15	0,84	59	20.038456
3	70	27	6	0,11	0,15	0,83	60	18.464211
4	80	17,5	12,5	0,7	6,5	0,84	25	21.975294
5	320	25,5	6,5	0,7	7,5	0,76	24	54.708817
6	400	8,75	100	0,12	0,39	0,75	30	140.41259
7	150	8,1	18,5	0,08	2,55	0,78	41	37.187956
8	50	10	19	0,06	2,75	0,75	48	23.286623
9	200	13,3	20	0,1	0,75	0,87	44	46.059169
10	100	10	22,5	0,1	6,3	0,75	63	33.313974
11	80	17,1	17,5	0,06	0,15	0,75	72	27.943998
12	350	22,9	26	0,12	24	0,85	65	73.430125
13	200	11,5	30	0,1	24	0,86	68	53.467879
14	150	40	30	0,1	32	0,8	65	46.45221
15	125	36	25	0,1	32	0,86	68	39.10101
16	80	12,8	25	0,1	25	0,84	51	31.703021
17	60	4,6	21	0,1	25	0,84	58	26.065989
18	150	56	25	0,06	9,6	0,8	63	43.307262
19	175	80	25	0,06	12,6	0,8	61	47.369393
20	100	30	25	0,06	12,6	0,8	62	35.495492
21	40	32	15	0,06	12,6	0,8	59	20.595799
22	100	8,4	18	0,08	20	0,8	64	29.855714
23	50	11,8	23	0,08	20	0,8	65	26.842824
24	80	24	18	0,1	56	0,82	65	27.209436
25	100	42	23	0,12	6,4	0,86	71	34.84905
26	100	68,6	23	0,1	10	0,87	67	35.244021
27	120	48	32	0,08	10	0,8	60	43.997814

28	100	27,5	28	0,08	10	0,8	59	37.61037
29	100	105	25	0,07	12	0,75	65	37.427148
30	60	14	27	0,13	46	0,83	62	30.458313
31	60	16	27	0,13	46	0,83	59	30.381204
32	80	6	12	0,14	3,6	0,76	34	21.65713
33	40	24	11	0,7	61	0,8	62	17.595488
34	100	17,5	12	0,7	6,7	0,8	55	25.312526
35	100	15	8	0,15	76	0,8	56	22.571647
36	60	22	13	0,08	47	0,78	62	21.199223
37	100	24	13	0,11	0,1	0,86	46	26.104604
38	120	60	19	0,098	11,5	0,9	55	34.359648
39	90	12,5	13	0,09	5,5	0,89	55	24.81061
40	300	12,7	28	0,09	10	0,88	69	67.235477
41	250	30,4	17	0,08	8	0,79	46	51.582067
42	50	12,6	15	0,09	0,15	0,8	75	23.051399
43	40	18	15	0,1	0,2	0,75	73	21.944693

Из таблицы 5.7 видно, что значения радиуса ρ (коэффициента перспективности структуры) лежат в пределах от 17 до 140. Наиболее перспективными являются структуры со значением показателя $\rho > 65$.

Две группы структур с радиусами $40 < \rho < 65$ и $23 < \rho \leq 40$ характеризуются средней предпочтительностью (группа 40-65 отличается от 23-40 большей перспективностью). Структуры с $\rho < 23$ не перспективны.

На заключительном этапе методом регрессионного анализа получена адекватная аппроксимационная модель зависимости интегрального показателя ρ от исходных переменных по данным в таблице 5.7.

$$\rho = 3,905 + 0,1499X_1 + 0,01453X_2 + 0,7803X_3 + 0,93X_4 - 0,00338X_5 - 5,143X_6 + 0,01919X_7$$

По значениям коэффициентов этой модели, а также коэффициентов в выражениях ГК, т.е. $Z_j = \sum_i a_{ij} X_i$, можно выявить наиболее информативные исходные признаки и отбросить малоинформативные для рассмотренной задачи классификации месторождений и отбора наилучших из них. В нашем случае имеем следующие выражения для ГК без членов с наименьшими коэффициентами (см. таблица 5.6):

$$Z_1 = -0,1216X_3 + 0,9707X_4 - 0,2404X_7;$$

$$Z_2 = 0,1892X_1 + 0,968X_3 - 0,129X_4;$$

$$Z_3 = -0,9935X_6$$

Из приведенных выражений для ρ и главных компонент ГК1 и ГК2 можно выделить наиболее информативные признаки (с большими коэффициентами) для оценки перспективности месторождений.

Таким образом, по результатам многофакторного анализа для 43-х структур выявлена группа наиболее перспективных по обобщенному показателю, полученному методом многомерного шкалирования с использованием алгоритма главных компонент, структур. Анализ показал, что перспективными для постановки поискового бурения являются объекты на Лиманском (в районе Песчаного месторождения), Каинсайском и Вершиновском участках недр (см. рис. 5.3).

Применение рассмотренного подхода с привлечением алгоритмов многофакторного анализа в комплексе с остальными традиционными геолого-геофизическими методами оценки перспективности структур может значительно повысить эффективность такого рода исследований. Подобный подход наиболее актуален и продуктивен, когда количество оцениваемых перспективных структур исчисляется десятками и может быть сотнями, позволяя обработать выборки большого объема, т.е. проанализировать множество объектов (потенциальных месторождений).

6. ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЗНАЧИМОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ПОИСКОВЫХ ОБЪЕКТОВ

6.1. Экономическая оценка эффективности промышленной значимости глубокозалегающего поискового объекта

Для решения вопроса по целесообразности дальнейшего проведения ГРП необходимо провести исследование факторов обуславливающих инвестиционную привлекательность вовлечения в разработку глубокозалегающих ресурсов УВ этого региона. Затраты на освоение месторождений растут с ростом глубины скважины, а инвестиционная привлекательность чувствительна к малым размерам месторождений. Поэтому при проведении работ на больших глубинах следует для каждого конкретного случая проводить экономический анализ с рассмотрением всех

возможных вариантов и альтернатив для предсказания и расчета экономических результатов поиска и разведки УВ [1].

Не следует полностью отказываться от поиска и разработки глубокозалегающих мелких месторождений без рассмотрения различных вариантов развития событий на политической и экономической арене, а также предсказания и анализа всех технических возможностей разработки УВ в конкретных пространственно временных условиях. Для этих целей, например, можно использовать анализ чувствительности, который позволяет оценить влияние отдельных исходных факторов на конечный результат проекта по добыче полезных ископаемых. Проведение детальных экономических расчетов вряд ли оправдано на стадии оценки ресурсов или даже запасов низких категорий, тем не менее, потребности в экономических оценках возникают уже на этой стадии.

В качестве объекта исследования взята усредненная структура области сочленения Прикаспийской впадины и Предуральяского прогиба, находящаяся на глубине 6 км. Размеры структуры 6 x 4 км, площадь 22,5 км². Величина перспективных ресурсов принята равной 23,30 млрд м³.

На первом этапе, для вычисления издержек данного проекта, было выбрано программное обеспечение QUESTOR™ Onshore [78]. Используя детализированные технические алгоритмы и региональные базы данных (в данном случае Volga-Ural Basin), QUESTOR™ обеспечивает непротиворечивую методологию для подготовки стоимостных оценок и оптимизации планов развития. QUESTOR™ Onshore использует уникальную базу данных издержек для подготовки вариантов добычи на основе первичных факторов производства, таких как извлекаемые запасы (в нашем случае ресурсы кат.С₃), глубина залегания продуктивного пласта и др. Затем определяются концепция разработки месторождения и вычисляется проектный дебит скважин. QUESTOR™ определяет капитальные затраты на промышленное обустройство, стоимость строительства скважин и производственные расходы. Эти издержки включаются в календарный график для определения потоков денежных средств, связанных с проектом. Все расчеты проведены в долларах США. Курс доллара к рублю зафиксирован на уровне начала 2007г. (1\$=26,35руб.).

На рис. 6.1.1. показана схема предполагаемого проекта, который включает:

- Бурение двенадцати скважин (Onshore drilling),
- Кусты скважин: манифольды, оборудование, напорные трубопроводы и т.д. (Wellpad group)
- УКПГ (Production facility)
- Трубопровод от УКПГ до завода, средней протяженностью 50 км (Onshore pipeline)

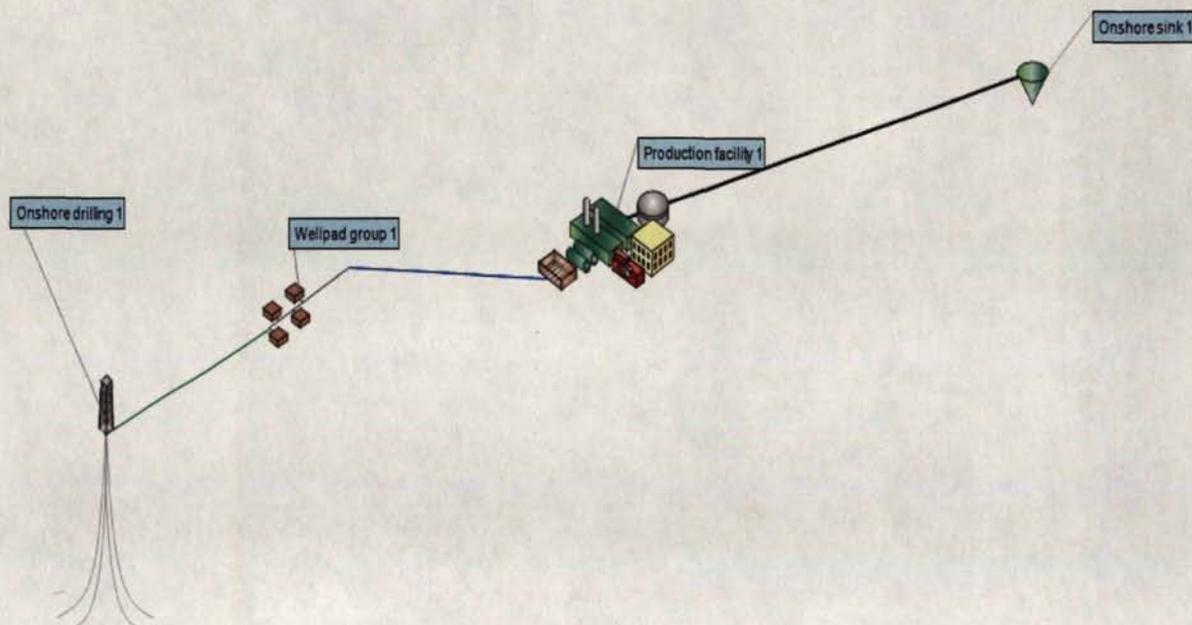


Рисунок 6.1.1 – Схема Проекта

На рис. 6.1.2 показан график добычи, из которого прослеживается концепция разработки предполагаемого месторождения. В результате расчетов, срок жизни месторождения с запасами 23,3 млрд.м³ составит 27 лет. С продолжительностью пиковой добычи 11 лет, и ожидаемым дебитом на «полке» 3.33 млн.м³/сут. Соответственно ожидаемый дебит одной скважины составит 277 тыс.м³/сут. Стоимость данного проекта составит 295 134 000 долл. США.

На втором этапе анализа, были выявлены критерии, по которым в последствии можно оценить перспективы нефтегазоносности данного проекта. Основой для оценки проектного риска является прогнозирование потока реальных денег в зависимости от изменения значений переменных, оказывающих наибольшее влияние на показатели экономической эффективности проекта. Такой метод оценки риска называется анализом чувствительности и довольно широко используется для

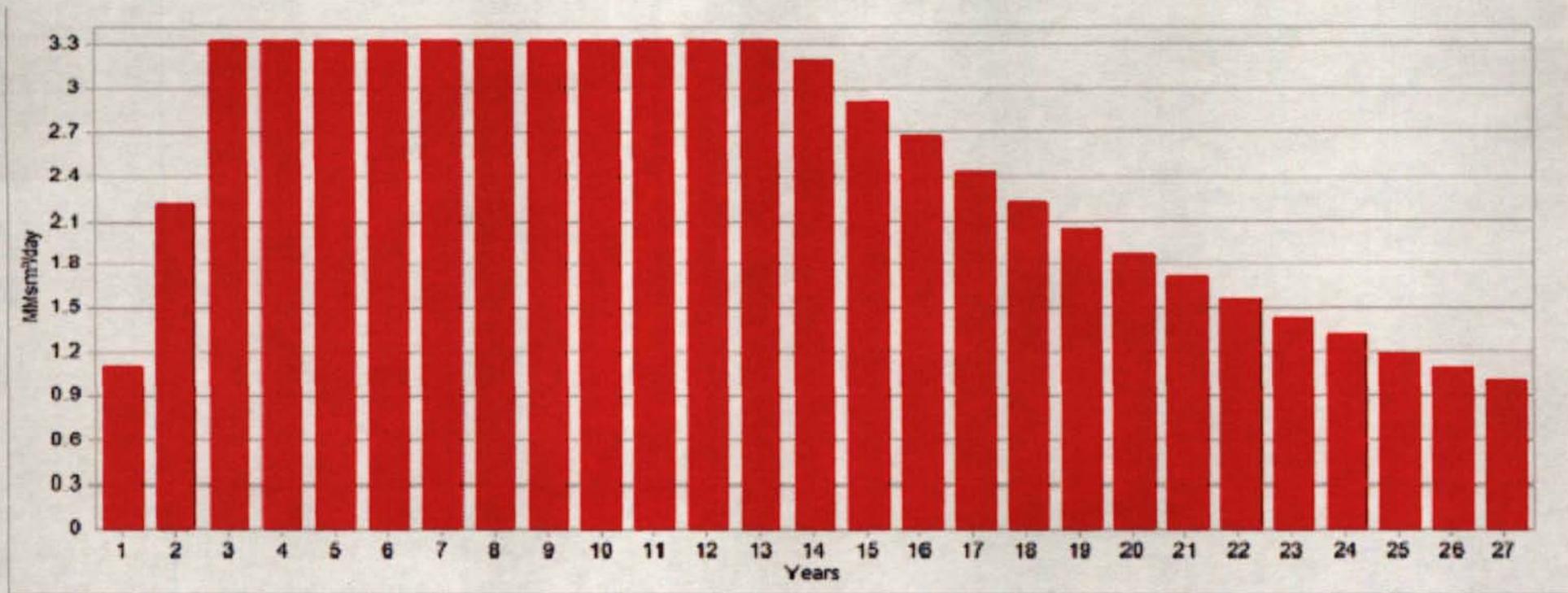
выявления неудачных альтернатив или, наоборот, для выбора наиболее привлекательного проекта [20].

В анализе чувствительности в проектах направленных на поиски залежей углеводородов на больших глубинах риск оценивается через переменные (факторы риска), к основным из которых следует отнести капитальные вложения, цены и тарифы на газ, текущие затраты и налоги. Ниже приводится формула денежного потока при реализации проекта (NPV или ЧДД – чистый дисконтированный доход):

$$\sum_{t=1}^T \left\{ [V_a * \text{tarif} - Z - O - I + A] * \frac{1}{(1 + E_n)^t} \right\} = NPV$$

где: NPV (ЧДД) – чистый дисконтированный доход; V_a - активный объем газа в t году; tarif - тариф за хранение газа; Z - затраты в t году; O - налоги в t году; A - амортизация в t году; E_n - норма дисконтирования; I - инвестиции в t году; T - расчетный период; t – шаг периода.

Изменение какого-либо параметра из выше перечисленных в сторону увеличения или уменьшения приводит к новому результату ЧДД.



Добыча (дебит):	едизм.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ежедневный	млн м ³ /сут	1,11	2,219	3,329	3,329	3,329	3,329	3,329	3,329	3,329	3,329	3,329	3,329	3,329	3,185
ежегодный	млрд м ³ /год	0,388	0,777	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,115
накопленный	млн м ³	0,388	1,165	2,33	3,495	4,66	5,825	6,99	8,155	9,32	10,49	11,65	12,82	13,98	15,1
Добыча (дебит):	едизм.	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
ежедневный	млн м ³ /сут	2,913	2,665	2,438	2,23	2,04	1,866	1,707	1,561	1,428	1,307	1,195	1,093	1	
ежегодный	млрд м ³ /год	1,02	0,933	0,853	0,78	0,714	0,653	0,597	0,547	0,5	0,457	0,418	0,383	0,35	
накопленный	млн м ³	16,11	17,05	17,9	18,68	19,4	20,05	20,65	21,19	21,69	22,15	22,57	22,95	23,3	

Рисунок 6.1.2 – График разработки месторождения

В таблице 6.1.1 приведены исходные показатели и результаты оценки коммерческой эффективности проекта разработки вышеуказанной залежи, для различных вариантов развития экономической и политической ситуаций.

Таблица 6.1.1. - Варианты расчетов коммерческой эффективности проекта

Показатели	I Вар-т	II Вар-т	III Вар-т	IV Вар-т	V Вар-т	VI Вар-т	VII Вар-т
Ресурсы млрд.м3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3
Капитальные затраты, тыс долл. США	295.13	242.1161	295.13	242.1161	295.13	242.1161	242.1161
Эксплуатационные затраты	530.92	530.92	530.92	530.92	530.92	530.92	530.92
Дебит на полке, тыс.м3/сут	277	277	277	277	277	277	277
Амортизация, %	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3
Налог на имущество	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
Налог на прибыль %	24	24	15	15	24	24	15
Норма дисконта %	12	12	12	12	12	12	12
Цена на газ долл.сша	31	31	31	31	45	45	45
ЧДД	-22.76	22.66	-16.39	29.53	68.34	113.77	131.42
ВНД %	-1	2	-1	2	4	9	10
Дисконтированный срок окупаемости, годы		18		16	13	10	9

При этом Вариант I является исходным и отражает результаты вышеприведенного расчета, а также существующее налоговое и экономическое окружение. Как видно, показатели экономической эффективности отрицательны, а, следовательно, проект можно отнести к нерентабельным. Но на этом выводе не следует останавливаться. Необходимо искать пути воздействия на представленные показатели и оценить их степень воздействия на рентабельность проекта. Данные действия описаны в остальных столбцах таблицы.

В варианте II предположим возможность реализации того же проекта со снижением капитальных затрат на 18% [10]. Процент снижения затрат (табл. 6.1.1) соответствует заложенным программным комплексом в проект непредвиденным обстоятельствам (своего рода рискам). В этом случае ЧДД проекта становится положительным, а срок окупаемости равен 18 годам. Т.е. мы видим, что влияние изменчивости приведенных показателей на экономический результат существенно.

Снижение налога на прибыль в III-м варианте также дает отрицательный экономический эффект, хотя и приближает ЧДД к положительным значениям по сравнению с исходным вариантом.

IV-й вариант - это комбинация двух предыдущих с положительным экономическим эффектом.

Последующие варианты связаны с предположением более оптимистичной цены на газ 45 долл. за 1000 м³ и перебором вышерассмотренных изменений показателей. Результаты предположений дают положительные значения ЧДД и значительно повышают рентабельность проекта.

Перейдем к анализу чувствительности для оценки уровня влияния переменных (капитальные затраты, налог на прибыль, цена на газ) на отклонение основных показателей экономической эффективности проекта (ЧДД, ВНД и срока окупаемости).

На рис. 6.1.3 приведена типичная диаграмма чувствительности основного критерия эффективности - ЧДД к изменению переменных факторов и их пороговые значения (пороговое значение переменной – это такое значение, при котором чистый дисконтированный доход проекта становится равным нулю) [20].

Чем больше угол наклона прямой к оси абсцисс, тем большее влияние оказывает данный фактор на критерий эффективности проекта. Как видно из рис. 6.1.3, наибольшее влияние на экономическую эффективность оказывают изменение значений капитальных вложений и цены на газ.

Полученные результаты не позволяют принять отрицательного решения по вопросу целесообразности и рентабельности данного проекта. Поэтому необходимо рассматривать различные варианты технических решений, вопросы регулирования цены на газ, а также меры государственной налоговой поддержки [66, 75], как наиболее вероятные и доступные инструменты регулирования.



Рисунок 6.1.3 - Диаграмма чувствительности критериев эффективности проекта к изменению переменных входных параметров.

Таким образом исходя из проделанного анализа можно сделать вывод о том, что путь к достижению промышленной значимости глубокозалегающих поисковых объектов заключается в снижении капитальных затрат, чего можно достигнуть, например, бурением многоствольных скважин или зарезки боковых стволов [72, 77]. Этот способ ведет к сокращению как прямых затрат (конечной себестоимости бурения), так и косвенных (уменьшение время работ на буровой и числа рабочих операций, улучшает ситуацию с точки зрения безопасности и охраны труда; экономия средств на этапе ликвидации).

Также к достижению благоприятных экономических результатов может привести гибкая экономическая и налоговая политика государства, направленная на предоставление льгот и снижение налогов для предприятий, работающих с залежами на больших глубинах. Для этого Газпрому необходимо вести активные переговоры с государством в этом направлении.

Цена на газ наименее управляемый фактор и зависит исключительно от мировой экономической и политической обстановки.

6.2. Геолого-поисковые критерии оценки нефтегазоносности глубокопогруженных отложений

При ранжировании имеющегося фонда поисковых объектов возникает задача их экспресс-оценки по промышленной значимости. Из всего многообразия существующих геологических критериев для такой оценки глубокозалегающих объектов нами выбраны два:

- *эффективная газонасыщенная толщина ($h_{эф}$);*
- *высота ловушки ($H_{лов}$)*

Объектом исследования является та же усредненная структура (размеры структуры 6 x 4 км, площадь 22,5 км², величина перспективных ресурсов принята равной 23,30 млрд м³.)

Для того чтобы определить эффективную газонасыщенную толщину ($h_{эф}$), обратимся к известной формуле подсчета запасов свободного газа, которая также используется при оценках перспективных ресурсов категории Сз:

$$V_{г} = F \times h_{эф} \times m \times K_{г} \times P_{о} \times Z_{о} \times f \quad (6.1)$$

где: $V_{г}$ - ресурсы газа (кат Сз), м³; F - площадь газонасности, м²; $h_{эф}$ - эффективная газонасыщенная толщина, м; m - коэффициент открытой пористости, доли единицы; $K_{г}$ - коэффициент газонасыщенности пласта, доли единицы; $P_{о}$ - начальное пластовое давление, атм; $Z_{о}$ - поправка на отклонение от закона Бойля и Мариотта, доли единицы; f - поправка на температуру, доли единицы.

Из формулы (6.1) выразим параметр эффективной газонасыщенной толщины ($h_{эф}$), при этом все остальные параметры уравнения приняты за константы, где запасы ловушки $V_{г}$ и площадь ловушки F рассчитаны для усредненной структуры области сочленения Прикаспийской впадины и Предуральяского прогиба. Параметры $K_{г}$, $P_{о}$, $Z_{о}$, f , $\eta_{г}$ взяты по аналогии с Карачаганакским месторождением, которое располагается в непосредственной близости к изучаемой территории. В таблице 6.2.1 приведены расчетные значения эффективной газонасыщенной толщины $h_{эф}$ для различных значений коэффициента пористости m . За верхнее значение коэффициента открытой пористости в приведенном расчете принята максимальная величина данного параметра, характерная для изучаемой территории (Рождественское месторождение).

Таблица 6.2.1. - Подсчетные параметры залежей свободного газа для различных значений коэффициента пористости.

№ пп	Площадь, км ²	Эфф. газонас. толщина, м	Коэф. пористости	Коэф. газонасыщенности	Давление пластовое, Мпа х 10,2	Поправка на откл. от Б.М.	Поправка на температуру	Ресурсы газа по оценке 2004г., млрд.м ³
1	22,5	18,7	0,156	0,89	552	0,858	0,842	23,30
2	22,5	20,84	0,14	0,89	552	0,858	0,842	23,30
3	22,5	22,44	0,13	0,89	552	0,858	0,842	23,30
4	22,5	24,31	0,12	0,89	552	0,858	0,842	23,30
5	22,5	25,82	0,113	0,89	552	0,858	0,842	23,30
6	22,5	32,42	0,09	0,89	552	0,858	0,842	23,30
7	22,5	41,68	0,07	0,89	552	0,858	0,842	23,30
8	22,5	48,63	0,06	0,89	552	0,858	0,842	23,30
9	22,5	58,35	0,05	0,89	552	0,858	0,842	23,30
10	22,5	64,85	0,045	0,89	552	0,858	0,842	23,30
11	22,5	72,94	0,04	0,89	552	0,858	0,842	23,30
12	22,5	145,89	0,02	0,89	552	0,858	0,842	23,30
13	22,5	291,77	0,01	0,89	552	0,858	0,842	23,30
14	22,5	364,7	0,008	0,89	552	0,858	0,842	23,30
15	22,5	583,55	0,005	0,89	552	0,858	0,842	23,30

По рассчитанным (таблица 6.2.1) значениям эффективной газонасыщенной толщины в зависимости от коэффициента открытой пористости построен график (рис.6.2.1).

Из полученного соотношения, по коэффициенту открытой пористости можно сделать вывод о том, какой должна быть эффективная газонасыщенная толщина конкретной рассматриваемой структуры, для того чтобы она содержала заданные запасы газа в количестве 23.3 млрд м³.

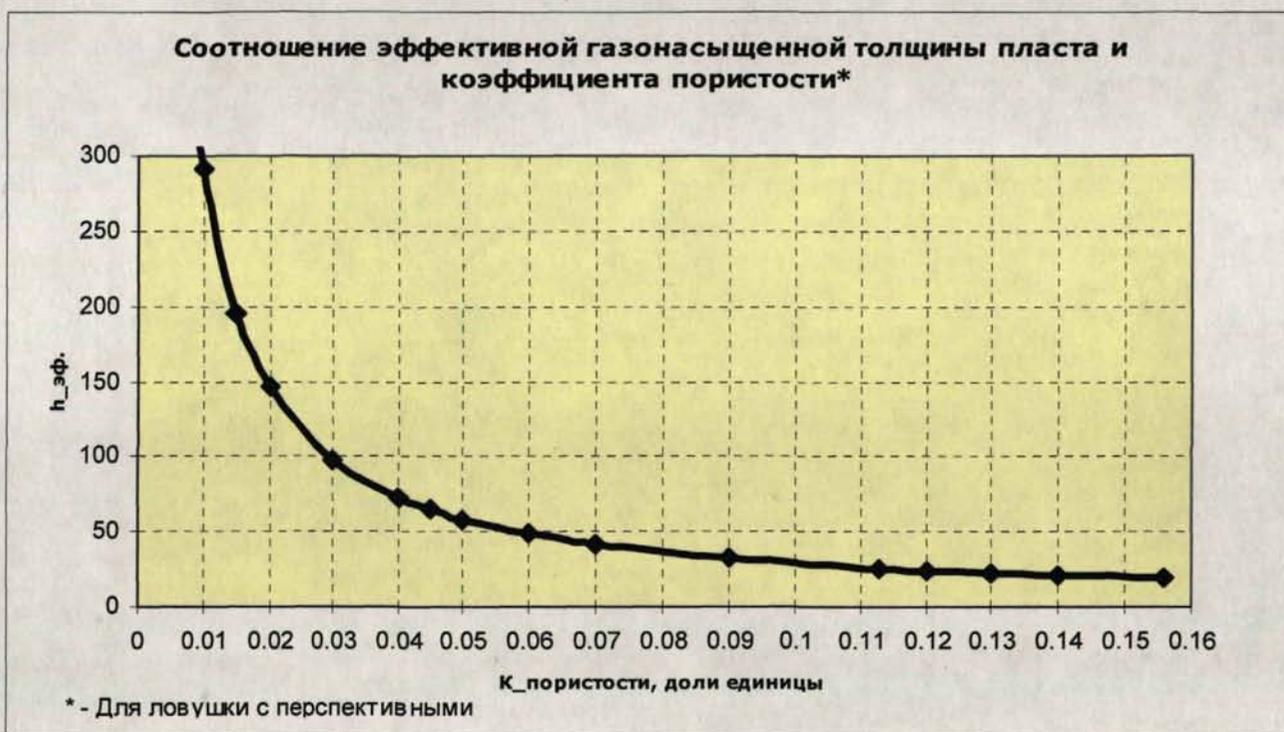


Рисунок 6.2.1 – Соотношение эффективной газонасыщенной толщины пласта и коэффициента пористости

Перейдем к расчету второго геологического критерия - высоты ловушки ($H_{лов}$). Для того чтобы определить значение этого параметра, предположим, что ловушка имеет форму конуса, высота которого представляет собой искомую высоту ловушки. Тогда объем залежи:

$$V = 1/3 \pi R^2 H_{лов} \quad (6.2)$$

С другой стороны объем залежи можно принять за объем цилиндра с высотой, равной эффективной газонасыщенной толщине $h_{эф}$:

$$V = \pi R^2 h_{эф} \quad (6.3)$$

Приравняв выражения (6.2) и (6.3) получим, что:

$$H_{лов} = 3 h_{эф} \quad (6.4)$$

Расчетные значения высоты залежи приведены в таблице 6.2.2.

Таблица 6.2.2. - Расчетные значения высоты залежи для различных типов коллекторов

	Кэф. пористости	Эфф. газонас. толщина, м	Высота ловушки, $H_{лов} = 1 * 3 * h_{эф}$	Высота ловушки, $H_{лов} = 0.7 * 3 * h_{эф}$	Высота ловушки, $H_{лов} = 0.5 * 3 * h_{эф}$
1	0,156	18,7	56	80	112

2	0,14	20,84	63	89	125
3	0,13	22,44	67	96	135
4	0,12	24,31	73	104	146
5	0,113	25,82	77	111	155
6	0,09	32,42	97	139	195
7	0,07	41,68	125	179	250
8	0,06	48,63	146	208	292
9	0,05	58,35	175	250	350
10	0,045	64,85	195	278	389
11	0,04	72,94	219	313	438
12	0,02	145,89	438	625	875
13	0,01	291,77	875	1250	1751
14	0,008	364,7	1094	1563	2188
15	0,005	583,55	1751	2501	3501

При расчетах высоты ловушки в таблице 6.2.2 учитывался тип литологической однородности коллекторов. Коэффициент 1 соответствует однородному коллектору, 0,7 – слабнеоднородный коллектор, 0,5 – сильнеоднородный коллектор.

Данные таблицы 6.2.2 отражены на рис. 6.2.2.

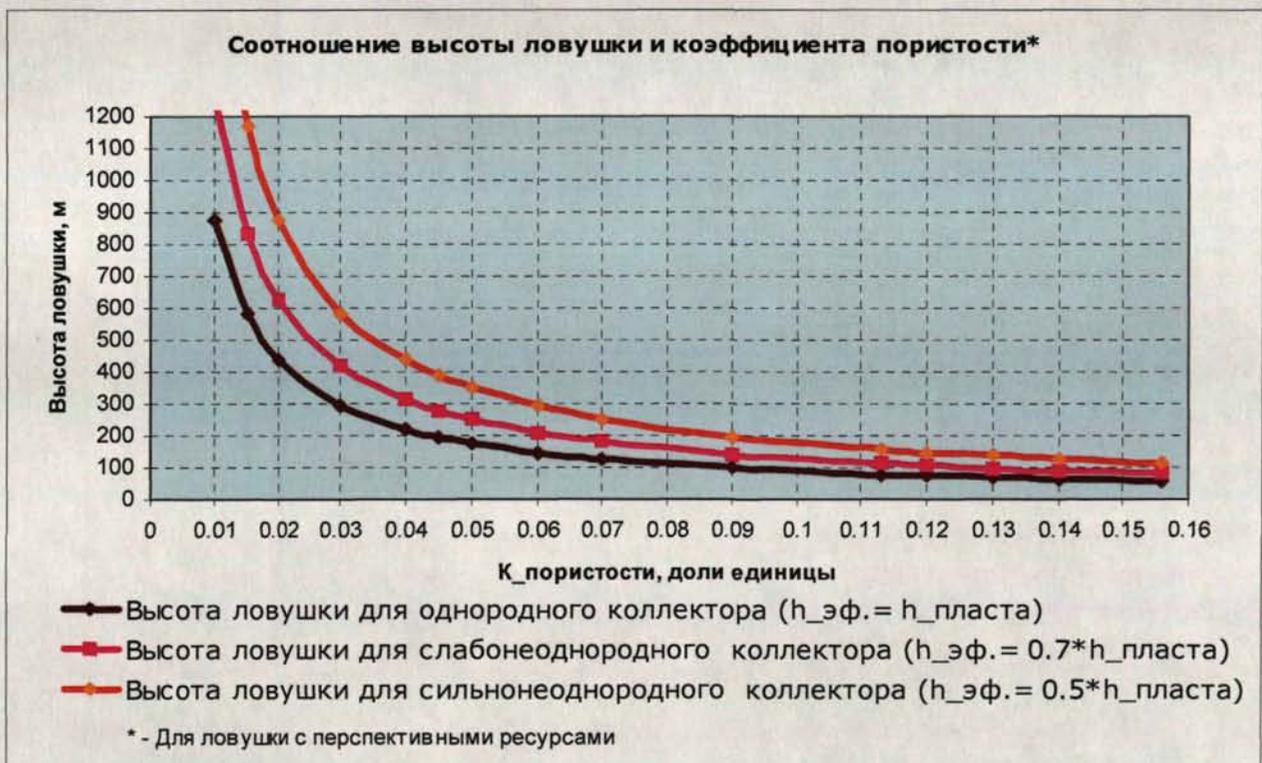


Рисунок 6.2.2 – Соотношение высоты ловушки и коэффициента пористости

Из полученного соотношения (рис. 6.2.2), по значению коэффициента открытой пористости можно сделать вывод о том, какой должна быть высота ловушки, для того

чтобы структура заключала в себе заданные запасы газа, исходя из второго геологического критерия.

В результате получены соотношения для двух геологических критериев. Это позволяет оценить уже на стадии подготовки промышленную значимость поисковых объектов и оперативно принять решение о продлении либо прекращении дальнейших работ на данном объекте. Для этого необходимо сравнить значения эффективной газонасыщенной толщины и высоты ловушки со значениями, найденными по графикам (рис. 6.2.1, 6.2.2) для определенного коэффициента открытой пористости. Если фактические значения будут ниже расчетных, то геологический объект следует отнести к нерентабельным для разработки в соответствии с двумя геологическими критериями. Если фактические значения будут выше или равны расчетным, то объект можно рассматривать как рентабельный.

7. НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

При оценке перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов, поисковых объектов, при обосновании интервалов испытаний в скважинах помимо традиционного набора признаков (наличие структуры, присутствие в разрезе нефтегазоносных комплексов, фильтрационно-емкостные свойства горных пород и др.) необходимо учитывать особенности, характерные для пород, залегающих на больших глубинах. Поэтому в главе наряду с направлениями работ предложены методические рекомендации по выбору наиболее перспективных направлений поисков и разведки месторождений углеводородов с учетом выявленных особенностей.

С альтернативных теоретических позиций как биогенного, так и абиогенного генезиса УВ для краевых прогибов и впадин древней Восточно-Европейской платформы прогнозы фазового состояния углеводородов на больших глубинах практически совпадают между собой: на больших глубинах прогнозируются преимущественно газовые и газоконденсатные залежи. Прогноз подтверждается практикой проведения поисковых работ на глубокие горизонты в Предуральском прогибе и в Прикаспийской впадине. Залежи нефти возможны, но они имеют

подчиненное значение. В качестве примера можно привести мелкую по запасам залежь нефти в башкирских отложениях на Нагумановской площади (Соль-Илецкий свод), вскрытую единственной скважиной. Пробуренные на башкирские отложения другие поисково-разведочные скважины оказались «пустыми». Непромышленные нефтепроявления на глубине более 5 км отмечались в ряде скважин из филипповского горизонта, пробуренных в Прикаспийской впадине [4].

Для формирования и сохранности глубокопогруженных залежей высоконапорного газа необходимы надежные экранирующие пласты. В краевых прогибах и впадинах древней Восточно-Европейской платформы, а именно в Предуральском прогибе и в Прикаспийской впадине, только сульфатно-галогенные толщи являются региональными покрывками для газовых залежей на любых глубинах. Толщи сложены каменной солью, ангидритами, прослоями глинистых и карбонатных пород. «Чистая» соль сосредоточена в куполах, в межкупольных мульдах покрывкой служит «слоеный пирог» из ангидритов, глинистых и карбонатных пород с прослоями солей.

Региональной покрывкой на всей территории Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба является кунгурская толща нижней перми, которая местами «наращивается» за счет верхнепермских солей и ангидритов. Именно эта покрывка удерживает все известные гигантские и крупные залежи газа и нефти: на Оренбургском, Карачаганакском, Астраханском, Тенгизском, Кашаганском, Вуктыльском и многих других месторождениях. Аналогичная закономерность характерна для любого другого солеродного бассейна мира. Другие типы коллекторов на больших глубинах утрачивают свои газоупорные свойства, вследствие вторичных процессов разуплотнения.

Таким образом, при прогнозировании зон (участков) концентрации ресурсов и запасов УВ на больших глубинах в первую очередь необходимо выделить в разрезе надежные покрывки. На территории краевых прогибов и впадин древней Восточно-Европейской платформы региональной покрывкой для глубокопогруженных газовых и газоконденсатных залежей служит пермская сульфатно-галогенная толща.

После того, как установлено наличие региональной покрывки (или покрывшек) на территории (площади) проектируемых работ, определяются целевые горизонты для глубоких скважин. Естественно, это должен быть *первый природный резервуар*

под региональной покрывкой. Все нижезалегающие пласты (наиболее сложные для проходки и высокочатратные), даже в тех случаях, когда предполагается хороший коллектор, должны быть исключены из проекта глубокого бурения. Тем самым существенно уменьшаются затраты на строительство скважины, сокращаются сроки работ.

Следующим шагом оценивается кондиционность первого резервуара под региональной покрывкой. Из практики глубокого и сверхглубокого бурения хорошо известно, что под надежной покрывкой могут отсутствовать кондиционные коллекторские пласты. Горные породы с глубиной претерпевают значительные изменения, ведущие к уменьшению первичной пористости и проницаемости. Данная закономерность присуща любому нефтегазоносному бассейну. На больших глубинах (глубже 4,5-5,0 км) поровая емкость и проницаемость уступает место трещинной.

Поскольку эффективная емкость трещинных коллекторов на порядок меньше, по сравнению с поровыми, промышленно значимые залежи могут быть связаны только с достаточно мощными пластами, толщина которых измеряется многими десятками и сотнями метров. Как правило, это массивы карбонатных пород. В краевых прогибах и впадинах древней Восточно-Европейской платформы под региональной нижнепермской сульфатно-галогенной покрывкой практически повсеместно залегают мощная карбонатная формация [4], с которой связаны все известные глубокопогруженные уникальные и крупные залежи УВ в Прикаспийской впадине (Карачаганак, Тенгиз, Кашаган, Астраханское и др.), как, впрочем, и залегающие на «традиционных» глубинах Оренбургское месторождение и в Предуральском прогибе Вуктыльское месторождение.

Далее должна быть проведена оценка кондиционности структуры. На больших глубинах основной интерес представляют ловушки сводового типа, связанные с антиклинальными структурами. Высота структуры должна быть достаточно большой, способной контролировать мощный пласт-коллектор (выше было отмечено, что толщина его измеряется многими десятками, а возможно, и сотнями метров). Для каждого конкретного объекта делается свой расчет, но в любом случае амплитуда структуры по критическому направлению должна быть не менее 100-150 м. Это означает, что в платформенных условиях при относительно малых углах наклона площадь структуры должна быть достаточно большой. Структуры размером,

например, 6х9 км и высотой 50-100 м, которые чаще всего предлагает сейсморазведка, для глубин 5-7 км, скорее всего, не «пройдут» по геолого-экономическим критериям.

При проведении поисково-разведочных работ на глубокозалегающие объекты важной составляющей их методики является геолого-экономическая оценка. Поэтому следующим шагом проводится расчет показателей экономической эффективности разработки проекта (ЧДД, ВНД, срок окупаемости проекта и др). Далее с учетом геолого-экономических показателей рассчитываются геолого-промысловые показатели, которые гарантируют достижение экономических параметров рентабельного освоения месторождения, а также проводится анализ чувствительности для оценки проектного риска.

На основании проведенных исследований и с учетом предложенной выше методики, в южной части Предуральяского прогиба (Бельская впадина) и северной бортовой зоне Прикаспийской впадины первоочередным направлением геолого-разведочных работ на глубокозалегающие горизонты следует считать палеозойские отложения, залегающие непосредственно под региональной сульфатно-галогенной покрывкой.

Рассмотрим перспективные направления геолого-разведочных работ в южной части Предуральяского прогиба (рис.7.1.). Глубокозалегающие подсолевые палеозойские отложения представляют интерес для проведения геолого-разведочных работ на дальнем восточном погружении Оренбургского вала. Исходя из особенностей геологического строения и нефтегазоносности, наиболее перспективным является *Восточно-Беляевский* участок недр (нераспределенный фонд).

Участки Южно-Предуральяского прогиба, рекомендуемые для проведения
поисково-разведочных работ
Б.С. Коротков, Н.Ф. Медведев, А.И. Сеницкий (ООО "ВНИИГАЗ")
2006г.

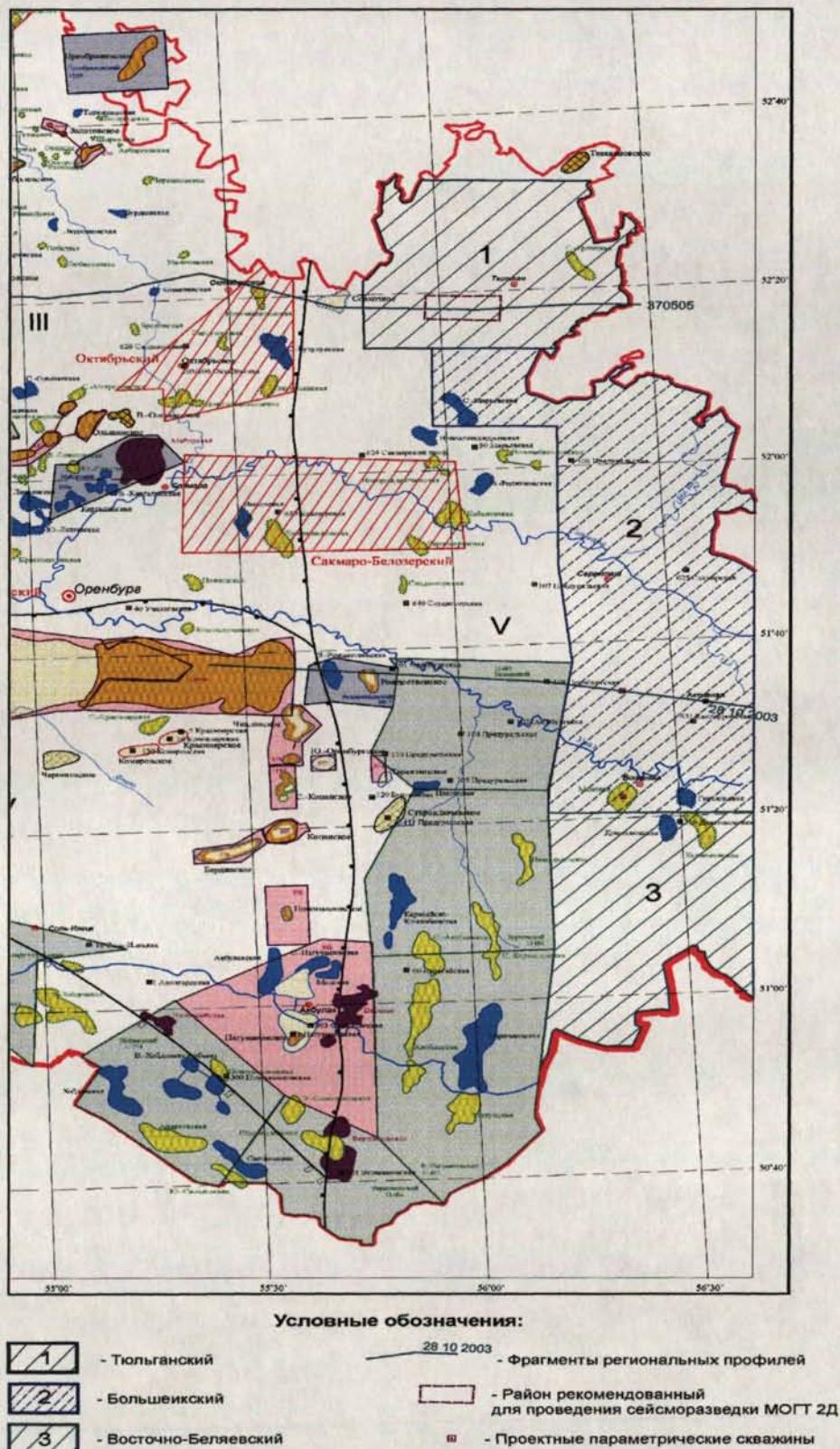


Рисунок 7.1. - Предуральский прогиб. Рекомендуемые участки недр для проведения ГРП

Участок протягивается вдоль западного склона Урала от г. Саракташа на севере до границы с Казахстаном на юге. Он занимает полосу выходов на дневную поверхность нижнепермских и каменноугольных отложений, слагающих аллохтонный структурный этаж.

Пробуренные здесь скважины: 10-Саратовская; 70, 71, 73 на Активной площади; 631-Кондоуровская; 210-Донголюкская закладывались на локальных поднятиях, подготовленных сейсмическими работами методом отраженных волн, малоэффективными в сложных горно-геологических условиях. Все скважины остановлены в отложениях ассельско-артинского возраста нижней перми, в ряде скважин наблюдались интенсивные газопроявления.

На Восточно-Беляевском участке недр степень изученности очень слабая, нет ни одной скважины, вскрывшей подсолевые отложения. В этой связи здесь рекомендуется бурение двух параметрических скважин:

- одной скважины – в районе Маховой гряды (рис. 7.2.) на региональном сейсмопрофиле 28 (середина расстояния между скв. 108-Оренбургской и скв.70-Активной);

- второй скважины – на выявленном локальном поднятии аналогичного названия (Маховое), расположенном южнее п. Беляевка и числящемся в нераспределенном фонде.

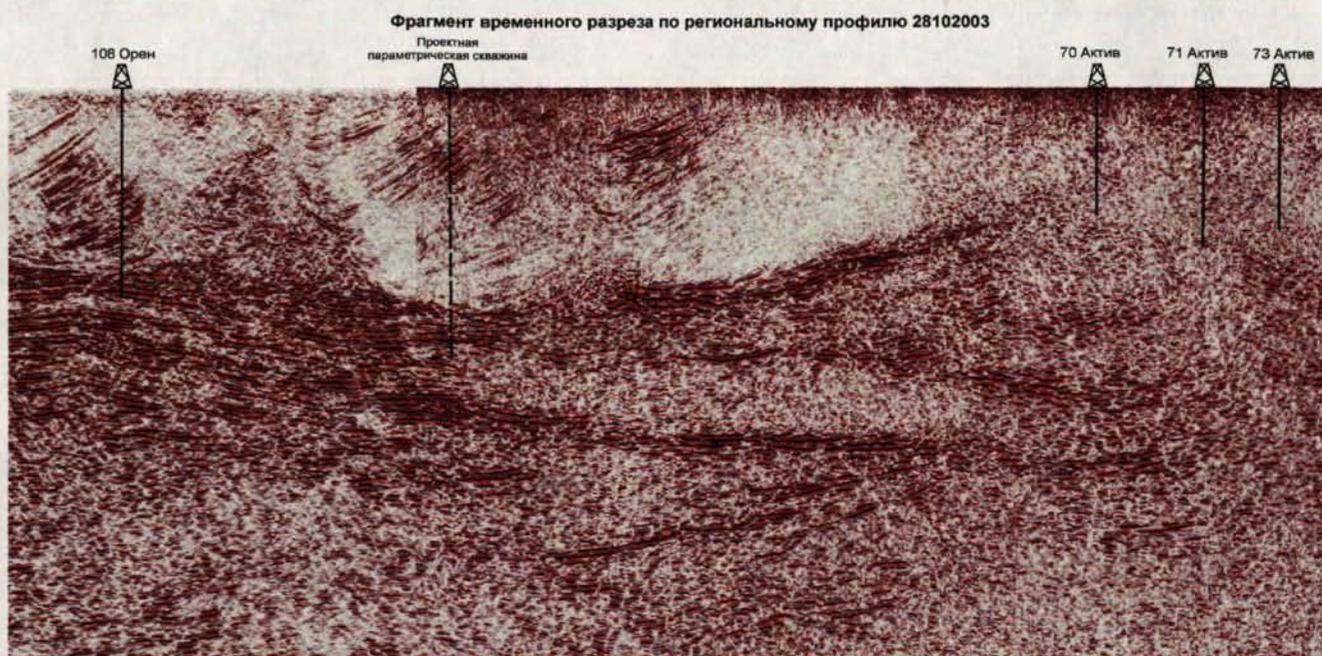


Рисунок 7.1.- Положение проектной параметрической скважины (глубина 6500 м) в районе Маховой гряды на региональном сейсмопрофиле 28102003

До бурения этих скважин следует провести детализационные сейсмические работы МОГТ-2Д в объемах порядка 400 пог. км с целью изучения подсолевого палеозойского разреза на далеком восточном продолжении оренбургского вала, увязки опорных отражающих сейсмических горизонтов и их стратиграфической идентификации. Проектная глубина 5500-6000 м, проектный горизонт нижний карбон – девон.

На *Буртинском* и *Восточно-Нагумановском* участках недр на глубокопогруженные подсолевые отложения пробурены поисковые скважины на Корниловской, Акобинской и Кзылобинской структурах. Открыты Акобинское и Кзылобинское газоконденсатные месторождения в отложениях башкирского яруса. По результатам сейсморазведки 3D ранее выполненные структурные построения, заложенные в поисковые проекты, оказались неточными, что вполне ожидаемо для столь сложно построенных глубокозалегающих подсолевых отложений данной тектонической зоны. Работы в этом районе необходимо продолжить. По Корниловской структуре необходимо еще раз произвести комплексную переобработку и переинтерпретацию сейсмических, скважинных и, возможно, других данных (гравиметрических, космических и т.д.), учитывая, что структура может быть осложнена взбросом.

Интерес представляют также два участка недр, расположенные между административной границей с Башкирией и широтой Оренбургского НГКМ.

Тюльганский участок недр, расположенный к юго-западу от Саратовско-Исимовской зоны дислокаций, т.е. в непосредственной близости от района с доказанной промышленной газонефтеносностью в карбонатных породах среднего и верхнего карбона (Саратовское, Исимовское, Беркутовское месторождения газа и др.). По материалам регионального сейсмического профиля № 37 (с/п 5 - 2005 г.) в пределах участка выявлен Бобринско-Владимировский приподнятый блок фундамента, который находит отражение и в перекрывающем его осадочном чехле (рис 7.3.). Для уточнения строения выявленного поднятия здесь необходимо провести площадные сейсмические работы МОГТ 2Д объемом 400 пог. км и по их результатам решать вопрос о постановке глубокого поискового бурения. Перспективными для поисков залежей УВ являются девонско-каменноугольные преимущественно карбонатные породы.

Фрагмент временного разреза по региональному профилю 370505
(Оренбургская геофизическая экспедиция)
Масштаб 1:10 000

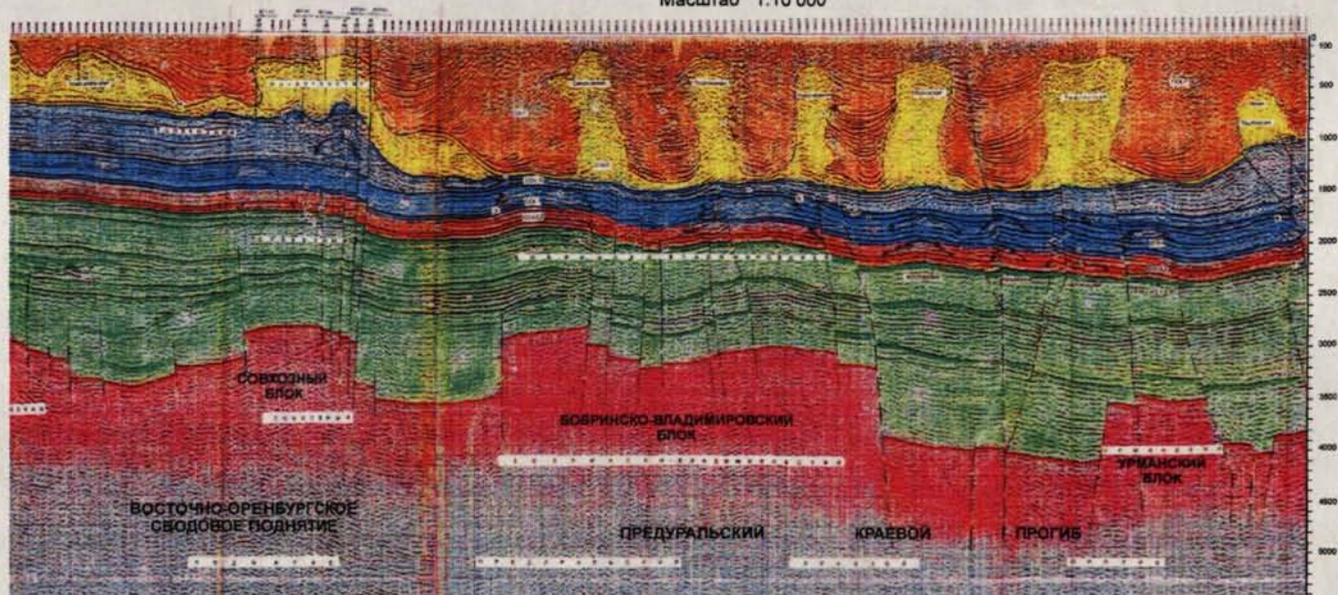


Рисунок 7.2.- Тюльганский участок недр на региональном сейсмопрофиле 370505

Большеикский участок недр располагается в междуречье Большого Ика и Сакмары на южном продолжении Саратовско-Исимовской зоны дислокаций, в полосе возможного погружения на юго-запад нижнедевонских и франско-фаменских рифовых образований западного борта Зилаирского синклиория под мощную толщу пород каменноугольного возраста к югу от широтного течения р. Белая. Участок характеризуется весьма слабой изученностью. Ранее здесь было пробурено несколько скважин, вскрывших ассельско-артинские отложения нижней перми на различную глубину. Признаки нефтегазоносности отмечались при бурении скв. 2-Большеикской и скв. 3-Петровской. В скв. 4-Петровской при забое 3509 м из аргиллито-песчаных пород нижней перми получен природный газ с небольшим содержанием конденсата. Из интервала 3512–3526 м слабый приток газа составил 27,9 тыс. м³/сут на пятимиллиметровом штуцере. При последующих работах приток резко снизился, а затем прекратился совсем. Кратковременный выброс газа до 300 тыс. м³/сут был получен при опробовании карбонатных отложений визейского яруса в интервале 2670–2840 м в скв. 2-Акташевской площади в Зилаирском синклиории. На участке

следует провести сейсмические работы на современном техническом уровне для выявления и подготовки структур не только в аллохтоне, но и в поднадвиговом структурном этаже.

Перспективны нефтегазоносности северной бортовой зоны Прикаспийской впадины в целом значительно уступают Южной части Предуральяского прогиба. При обосновании направлений ГРП автор исходил из того, что Прикаспийская впадина является эпипалеозойской наложенной депрессией, формирование которой началось в эпоху герцинского орогенеза и продолжалось в мезо-кайнозой.

Бортовые уступы, обрамляющие область интенсивной солянокупольной тектоники, представляют собой систему дизъюнктивных дислокаций: сбросов, взбросов, листрических разломов, а также подводнооползневых тел, формировавшихся на крутых склонах впадины в периоды ее интенсивного погружения. Дислокации типа взбросов и надвигов могли образоваться под воздействием галокинеза.

Погребенные под осадками наложенной впадины разновозрастные палеозойские (от карбона до девона) отложения образуют самостоятельный структурно-тектонический этаж, крупные сводовые и валлообразные поднятия которого представляют основной интерес для проведения поисковых работ. Повсеместно установленные крупные стратиграфические несогласия в подсолевом комплексе, особенно в его кровельной части, благоприятствуют развитию вторичных коллекторов.

Крупные погребенные поднятия с благоприятными природными резервуарами могут быть вскрыты скважинами на доступных для бурения глубинах непосредственно под региональной сульфатно-галогенной крышкой не только в бортовых зонах, но и в погруженных частях Прикаспийской впадины. Это обстоятельство позволяет существенно расширить перспективные территории.

В северной бортовой зоне Прикаспийской впадины на Вершиновском участке предлагается бурение одной поисковой скважины на первый подсолевой резервуар в сводовой части Южного купола, по которому появились новые данные сейсморазведки (рис.7.3.).

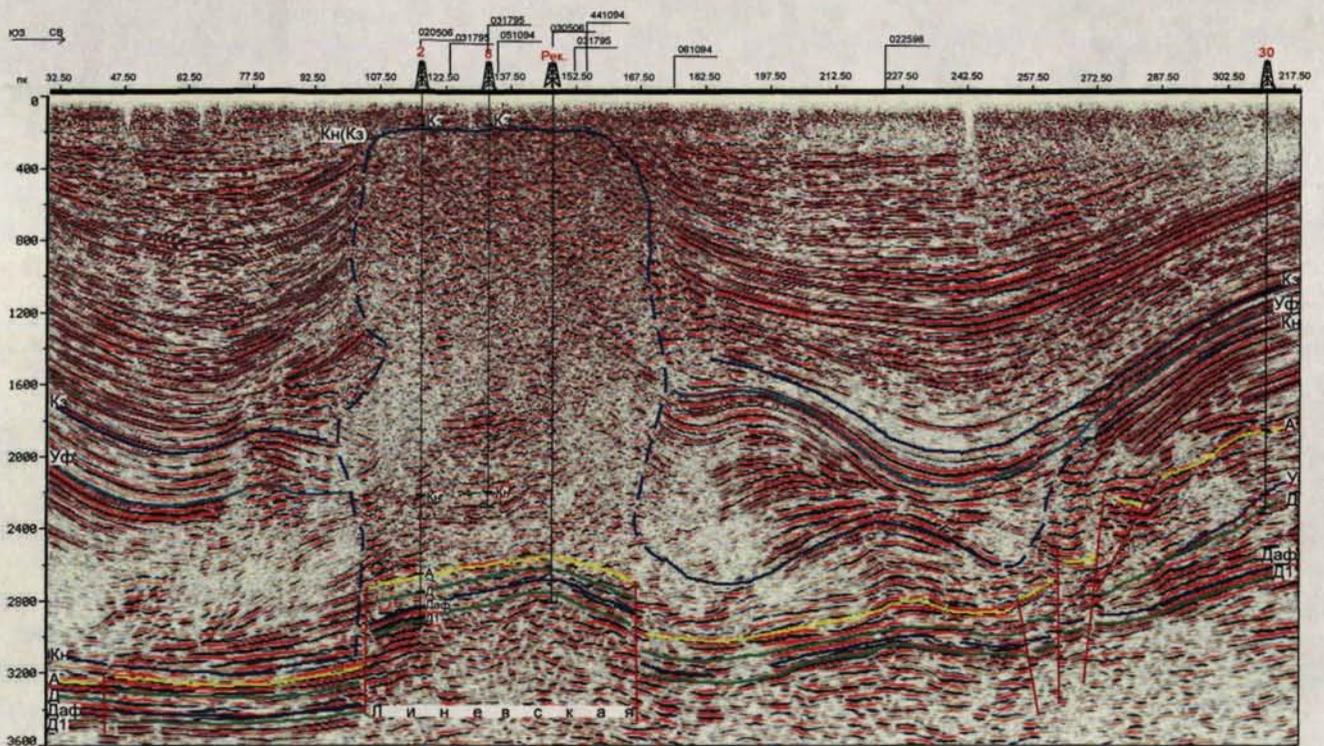


Рисунок 7.4. - Каинсайская площадь. Временной разрез по профилю 01/2006-07
(по данным Оренбургской геофизической экспедиции)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные исследования позволили получить следующие основные результаты и выводы:

1. Уточнена геологическая модель подсолевого комплекса пород зоны сочленения Прикаспийской впадины и Предуральяского прогиба на основе данных глубокого бурения и результатов сейсмостратиграфического анализа. Данные исследования показали на изучаемой территории частичное или полное отсутствие отложений средне-верхнекаменноугольного возраста, позволили выявить некоторые особенности геологического строения, а именно: отсутствие протяженных пластов-коллекторов в разрезе (вследствие чего нет условий для латеральной миграции УВ), отсутствие замыкающего крыла у выявленных структур и др.

2. Выявлены особенности распределения коллекторов в породах подсолевого комплекса. Коллекторы на больших глубинах являются вторичными и характеризуются дискретным (очаговым) развитием. Преобладающие типы коллекторов на больших глубинах – трещинно-кавернозные, трещинные порово-кавернозные и порово-трещинные. Поскольку вторичное трещинно-кавернозное пространство характеризуется низкими емкостными свойствами, толщина пласта

должна измеряться многими десятками метров (100 м и более). Наиболее вероятны такие условия в карбонатных толщах.

3. Установлено, что из всех литологических типов пород, которые слагают покрывки газовых скоплений, герметизирующие свойства в условиях позднего катагенеза сохраняют только эвапоритовые толщи. В платформенных впадинах на глубинах более 4–5 км глинистые и глинисто-карбонатные породы, за редким исключением, утрачивают способность удерживать сколько-нибудь крупные газовые скопления, но могут служить покрывкой для нефтяных залежей, чаще всего небольших размеров.

4. Выявлены критерии перспективности локальной структуры в подсолевом комплексе: она должна быть достаточно крупной и высокоамплитудной, чтобы вместить продуктивный пласт с мощностью 50–200 м и дополнительно так называемую «ложную покрывку», часто присутствующую в разрезе на больших глубинах. При наличии крупных стратиграфических перерывов вероятность отсутствия «ложной покрывки» увеличивается, и в этом случае требования к амплитуде структуры снижаются. Применение многофакторного анализа основных геолого-промысловых параметров в комплексе с традиционными геолого-геофизическими методами показало, что перспективными для постановки поискового бурения являются объекты в районе Песчаного месторождения, на Каинсайском и Вершиновском участках недр.

5. Разработан метод геолого-экономической экспресс-оценки промышленной значимости глубокозалегающих поисковых объектов, который позволяет произвести ранжирование имеющегося фонда глубокозалегающих поисковых объектов по коммерческой значимости на начальной стадии геолого-разведочных работ. Обоснована методика выбора наиболее перспективных направлений поисков и разведки месторождений УВ на больших глубинах. На основании проведенных исследований, направления для поисковоразведочных работ связываются в южной части Предуралья с Восточно-Беляевским, Восточно-Нагумановским, Буртинским, Тюльганским и Большеикским участками недр. В районе Прикаспийской впадины поисково-оценочное бурение рекомендуется на Каинсайском и Вершиновском участках недр.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ампилов Ю.П. Герт А.А. Экономическая геология. М.: Геоинформак, 2006, 329 с.
2. Анализ палеогеографических и палеотектонических условий осадконакопления нефтегазоносных отложений верхнего палеозоя юга Оренбуржья и Оренбургского Приуралья на основе литофациальных, палеонтологических и геолого-геофизических исследований. Отчет о НИР / Российская Академия Наук, Уфимский научный центр, Институт геологии; руководитель В.М. Горожанин; № 508-05-07гео - Уфа, 2006, 142 с.
3. Анализ разработки нефтяных залежей в трещиноватых коллекторах. Под ред. И.Д. Амелина. Москва, 1991, 170 с.
4. Анализ результативности глубокого бурения и рекомендации по корректировке программ работ ОАО «Газпром» до 2030г., касающихся объемов и распределения по регионам глубокого и сверхглубокого параметрического и поисково-разведочного бурения, обоснование направлений и методик поисков и разведки промышленных скоплений УВ на больших глубинах по районам Европейской части страны. Отчет о НИР/ ООО «ВНИИГАЗ»; В.А. Скоробогатов и др.; Московская область, 2007, с. 118.
5. Антропов И.А. О рифовых фациях девона центральной части Волго-Камского края. // В кн.: Известия Казанского филиала АН СССР. Сер.геол. №7, 1959, с.35-46.
6. Аралсорская сверхглубокая скважина. М.: Недра, 1972. 264 с.
7. Балдин В.Ф. Обработка и обобщение материалов параметрического бурения скв. 210 Донголокской. ЮУФ ВНИГНИ, О., 1990.
8. Берето Я.А., Медведев Н.Ф., Яковлев Ю.В. Некоторые данные о строении Предуральяского прогиба в связи с поисково-разведочными работами на газ. Нефтегазовая геофизика и геология, №3, 1968.
9. Варенцов М.И., Дорошко С.М., Королюк И.К. Проблемы тектоники и нефтегазоносности краевых прогибов. М.: Недра, 1973.
10. Вольский Э.Л., Новикова Л.И., Кабачник Л.Я., Максимова И.Ф. Газовая промышленность США (информационно-аналитический обзор). М.: ВНИИГАЗ, 2001, 133 с.

11. Габриэлянц Г.А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 2000, 586 с.
12. Габриэлянц Г.А., Дикенштейн Г.Х., Капустин И.Н., Кирюхин Л.Г., Размышляев А.А. Региональная геология нефтегазоносных территорий СССР. М.: Недра, 1991, 283 с.
13. Генеральная схема развития геолого-разведочных работ на газ на территории Башкирии: Отчет о НИР / ООО «ВНИИГАЗ», В.П. Савченко, Н.Д. Кованько, Московская область, 1968.
14. Гильберштейн П.Г. Изучение карбонатных коллекторов в подсолевых отложениях по данным сейсморазведки и ГИС// М: Геология нефти и газа, №.8, 1988. с. 6-11.
15. Грачевский М.М. О возможных рифах пермского возраста в прибортовой части Северного Прикаспия. Новости нефтяной техники (геология), №11, 1961.
16. Дюнин В.И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. М.: Научный мир, 2000, 472 с.
17. Ефремов В.А. и др. Геологическое строение и полезные ископаемые бассейна среднего течения р. Илек. Отчет Салмышской партии о результатах групповой геологической съемки масштаба 1:50000 на территории листов М-40-26-А, Б, В, Г и М-50-38-А, Б, В (Илекская площадь) за 1983-1991 гг. НИИ геологии при СГУ: Саратов, 1991.
18. Журавлев В. С. Сравнительная тектоника Печорской, Прикаспийской и Североморской экзогональных впадин Европейской платформы. М.: Наука, 1972, 399 с.
19. Золотов А.Н., Лоджевская М.И., Симаков С.Н., Прасолов М.Э., Артамонова Т.П., Новиков А.С., Афанасьев Ю.Т. Перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов по данным сверхглубокого бурения последних лет. 27-ой Международный геологический Конгресс. М., т.13, 1984, с. 127-135.
20. Зубарева В.Д. Финансово-экономический анализ проектных решений в нефтегазовой промышленности. – М.: Нефть и газ, 2000, с. 140-141.
21. Ильин А.Ф., Карнаухов С.М., Медведев Н.Ф. Некоторые результаты глубокого и сверхглубокого бурения в ОАО «Газпром». Наука и техника в газовой промышленности, 2005, № 3 (23), с. 15-22.

22. Ильин А.Ф., Медведев Н.Ф. Стратегия развития поисково-разведочного процесса в Прикаспийской впадине. Наука и техника в газовой промышленности, 2005, №3 (23), с. 23-33.
23. Камалетдинов М.А. Покровные структуры Урала. М.: Наука, 1974.
24. Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Происхождение складчатости. М.: Наука, 1981, 136 с.
25. Козловский Е.А., Зайченко В.Ю., Ерхов В.А., Шукин Ю.К. Достижения и перспективы глубинных исследований Земли. Советская геология, №4, 1987, с. 7-20.
26. Коновалов В.В. Отчет о результатах нефтегазопроискового бурения на Каменной, Куралтинской и Изобильненской площадях по состоянию на 1989 год. Отчет по хоздоговору № 1423555-757. ЮУО ВНИГНИ. Оренбург, 1990.
27. Королюк И.К., Михайлова М.В., Равикович А.И. и др. Ископаемые органические постройки, рифы, методы их изучения и нефтегазоносность. М.:Наука, 1975, 236 с.
28. Коротков Б.С. Особенности формирования и распространения промышленных залежей углеводородов в бортовой зоне Прикаспийской впадины и ее обрамления. Наука и техника в газовой промышленности, 2005, №3 (23), с.44-46.
29. Коротков Б.С. Теоретические аспекты поисков залежей нефти и газа на больших глубинах. Наука и техника в газовой промышленности, 2005, №3 (23), с.11-14.
30. Коротков Б.С., В.С. Коваленко. Поиск горючих газов на больших глубинах. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2003, №8, с.15-21.
31. Коротков Б.С., Медведев Н.Ф. Обзор результатов изучения недр земил глубокими и сверхглубокими скважинами. Наука и техника в газовой промышленности, 2005, №3 (23), с.34-40.
32. Коротков Б.С., Медведев Н.Ф. Оренбургский тектонический узел – особенности строения и нефтегазоносности. Проблемы геологии природного газа России и сопредельных стран. М.: ВНИИГАЗ, 2005, 135 с.

33. Крылов Н.А., Авров В.П., Голубева З.В. Геологическая модель подсолевого комплекса Прикаспийской впадины и нефтегазоносность. Геология нефти и газа, 1994, № 6, с. 35-39.
34. Кулаичев А.П. Методы и средства анализа данных в среде Windows STADIA – М.: Информатика и компьютеры, 1999, 344 с.
35. Леонов Г.В. Отчет по договору 131 «Произвести геологическую оценку перспектив поисков нефти и газа в южной части Бельской впадины Предуральяского краевого прогиба». ЮУО ВНИГНИ: Оренбург, 1996.
36. Леонов Г.В. Отчет по договору 1423555-765 «Определить основные направления геологоразведочных работ в южной части Бельской впадины Предуральяского прогиба». ЮУФ ВНИГНИ, 1991.
37. Леонов Г.В. Отчет по договору № 1423555-92-5 «Разработать геологическую модель зоны сочленения Волго-Уральской антеклизы, Прикаспийской синеклизы и Предуральяского краевого прогиба с целью определения направлений поисково-разведочных работ». ЮУО ВНИГНИ: Оренбург, 1992.
38. Лисенков А.Н. Статистические методы в менеджменте качества. Учебное пособие. М., МИИТ, 2004, 51с.
39. Лобзинов Р.А. Геологический отчет о результатах глубокого бурения на Петровской, Большеикской, Саракташской и Активной площадях. ЮУФ ВНИГНИ, О., 1984.
40. Ляхович П.К., Складорова З.Л. Системно-флюидодинамические основы поиска, разведки и разработки залежей нефти и газа. Краснодар – Ухта, 2002, 383 с.
41. Макарова С.П. и др. Стратиграфия, литология и фации палеозойских отложений по новым площадям ООО «Оренбурггазпром» (договор № 1570-05-136). ОАО «ОренбургНИПИнефть»: Оренбург, 2000.
42. Макарова С.П. и др. Стратиграфия, литология, фации палеозоя Оренбургской области по результатам глубокого бурения на разведочных площадях. ОАО «ОренбургНИПИнефть»: Оренбург, 1998.
43. Макарова С.П., Маркова Т.Н., Овнатанов Н.С. и др. Стратиграфическое расчленение и литолого-фациальные особенности отложений девона в разрезе параметрической скважины 1 Нагумановской площади Оренбуржья. Геология

- и разработка нефти и газовых месторождений. Научные труды компаний ОНАКО и «ОренбургНИПИнефть», вып.1, 1998, с.62-65.
44. Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Лоджевская М.И. Формирование и размещение залежей нефти и газа на больших глубинах. М.: Недра, 1984, 287 с.
 45. Меламуд Е.Л. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Оренбургско-Актюбинского Приуралья. М.: Наука, 1981, 92 с.
 46. Научное обобщение результатов геологоразведочных работ за период 1993-2004 гг., геолого-экономическое ранжирование выявленных и подготовленных поисковых объектов по степени инвестиционной привлекательности и разработка предложений по совершенствованию методики ГРП с использованием новых наукоемких технологий: Отчет о НИР / ООО «ВНИИГАЗ», Б.С. Коротков и др., Московская область, 2006, 231 с.
 47. Неволин И.В. Тектоническая природа и нефтегазоносность Прикаспийской впадины. Советская геология, № 6, 1985, с. 86-95.
 48. О результатах гравиразведочных работ, комплексной обработки-интерпретации материалов сейсморазведки и гравиразведки на Прибортовой площади: Отчёт по работам 2004-2005 гг. / ОАО НПО «Нафтаком»; М.И. Елманов, Л.И. Бузун, И.А. Смирнова, Москва, 2005, 185 с.
 49. Обобщение результатов региональных и поисковых работ на нефть и газ с целью создания единой геологической модели зоны деятельности ООО «Оренбурггазпром»: Отчёт по работам 2004-2005 гг. / ОАО НПО «Нафтаком», А.Г. Лурье и др., Москва, 2005, 527 с.
 50. Овчаренко А.В. Поиски и разведка залежей нефти и газа в карбонатных комплексах древних платформ. М.: Недра, 1985, 228 с.
 51. Огарин И.С. Глубинное строение Урала. М.: Наука, 1974, 68 с.
 52. Оперативная оценка промышленных запасов углеводородов на объектах проведения геологоразведочных работ в рамках «Комплексной программы изучения глубокозалегающих горизонтов»: Отчет о НИР / ООО «ВНИИГАЗ», В.А. Скоробогатов и др., Московская область, 2004, 194 с.
 53. Оффман П.Е., Буш Э.А. Фундаментальный и сопутствующие процессы формирования земной коры. М.: Недра, 1983, 188 с.

54. Оценка состояния фонда локальных структур и ресурсной базы углеводородного сырья с уточнением ресурсов углеводородов категории С₃. Отчет о НИР / Оренбургский науч.-исслед. и проектн. ин-т нефти (ОАО «ОренбургНИПИнефть»); руководитель В.И. Навальнева; Оренбург, 2004.
55. Перчик А.И. Словарь-справочник по экономике нефтегазодобывающей промышленности. М.: Недра, 1990, 352 с.
56. Плотников А.А. и др. Геологические условия, газоносность и перспективы открытия новых месторождений газа в Предуральском прогибе. М.: ВНИИЭГазпром, 1978, 52 с.
57. Политыкина М.А., Тюрин А.М. О перспективах нефтегазоносности юга Предуральского прогиба и сопредельного участка Прикаспийской синеклизы // Геология Казахстана № 5-6, 2001, 83 с.
58. Проблемы изучения и освоения глубоких продуктивных объектов Левкинского месторождения. Геология нефти и газа, 1978, № 4, с.23-27.
59. Рифы урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методика поисков. Подред. Мирчинка М.Ф. М.: Недра, 1974, 152 с.
60. Сидоров А.Д. Разрывные нарушения карбонатных толщ передовых складок Урала. М.: ИГиРГИ, 1994, 94 с.
61. Соловьев Б.А., Иванов Ю.А., Кондратьев А.Н. Среднекаменноугольный терригенный комплекс запада Прикаспийской впадины – возможный объект поисков крупных месторождений нефти и газа. Геология нефти и газа, № 5, 2002, с. 2-7.
62. Сургучев М.П. и др. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. М.: Недра, 1987, 232 с.
63. Тетяев М.М. Структура Урало-Эмбенской области и ее буроугольных месторождений. Зап. Ленингр. горн. ин-та, 17/18, 1948, с. 15-96.
64. Типизация залежей углеводородов северо-восточных районов Прикаспия и Оренбургского Приуралья с целью выявления первоочередных перспективных структур и зон для постановки поисково-разведочных работ: Отчет НИР / РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; Руководитель В.И. Ермолкин; №814-05-29гео - Москва, 2006, с.11.

65. Федорова М.Д., Шебалдина М.Г., Козлов Г.В. Влияние палеогеоморфологических факторов на формирование ловушек нефти и газа позднедевонско-раннекаменноугольного возраста на Лимано-Грачевском участке. Саратов: Вопросы геологии Южного Урала и Нижнего Поволжья, 1990.
66. Цхадая Д.Н. Оценка и анализ эффективности разработки мелких месторождений в республике Коми. Нефть и газ, 2006, №4, с. 50-51.
67. Чекунов А.В. Внутриконтинентальные талассоиды. Геол. журн., 41, № 2, 1981, с. 102-103.
68. Шатский Н.С. О происхождении Пачелмского прогиба. Бюл. Моск. общества испытателей природы. Отд. геол., 30, вып. 5, 1955, с. 5-26.
69. Шутов Г.Я. Условия формирования и закономерности размещения залежей газа, нефти в зоне сочленения Волго-Уральской антеклизы, Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба. Диссертация, ВНИИГАЗ, 1972.
70. Щекотова И.А. Карбонатные формации Южного Приуралья: Тектоника и нефтегазоносность. М.: Наука, 1990.
71. Яцкевич С.В., Мамулина В.Д. Критика инверсионной и абразионной моделей строения бортовой зон Прикаспийской мегавпадины. Гипотезы, дискуссии, проблемы, вып. 31, 2002, с. 69-82.
72. Drilling Costs. American Petroleum Institute, 2005.
73. Hladil J. Trends in the development and cyclic patterns of Middle and Upper Devonian buildups. Facies. 1986. V.15. pp. 1-34.
74. Natural Gas in the World. 1998, Survey, CEDIGAZ, July 1998.
75. Natural Gas Statistics Sourcebook, Published in February, 2003, by Penn Well Publishing Company, p.176.
76. Oil and Gas Journal. 1999, V.97, №14, pp. 44-46.
77. White R., Hogg C. Assessing the economics of multilateral completions. Oil and Gas Eurasia, № 9, 2005, pp.20-23.
78. <http://energy.ihs.com/Products/Questor-Suite/Q-On/>