**Днепровско –Донецкий ( Припятский и Днепровско- Донецкий) нефтегазоносный бассейн.**

 Днепровско-Донецкий нефтегазоносный бассейн расположен в юго-западной части Восточно- Европейской платформы между Средне-Русской и Приднепровской возвышенностями на территории Украины и Белорусии. Общая площадь бассейна около 100000 кв. км.

**ИЗУЧЕННОСТЬ.**

Геолого-геофизические исследования с целью поиска залежей УВ были начаты в 30-е годы прошлого века, после обнаружения в регионе солянокупольных структур. В результате бурения на соляных куполах в 1936г была обнаружена небольшая залежь нефти в кепроке Роменского соляного штока. Это послужило основанием для увеличения геолого-геофизических и буровых работ в довоенные годы. Продолженные в послевоенные годы работы до 1950г не приносили результата, однако полученные материалы позволили наметить границы бассейна, изучить разрез, выделить крупные структурные элементы и локальные поднятия. В результате за 1950-1963гг открыто более 20 месторождений, а среди них крупнейшее г/к Шебелинское месторождение (Vн=650 млрд.м.куб.). Начиная с 1950г в бассейне проводятся региональные и детальные г/г работы, что позволило детализировать глубинное строение.

В западной части бассейна (Припятский грабен) первая нефть была получена в 1952г на Ельской структуре, а в 1963г открыто Речицкое, а позже Вишанское, Осташковичское и др м-ния.

В период с 1964 по 1975гг происходит дальнейшее увеличение объемов геофизических исследований и глубокого бурения. В этот период в бассейне открыто около 30 новых месторождений. Ввод в разработку новых месторождений позволил довести годовую добычу нефти до 19 млн т, а газа до 56 млрд м куб (1974г).

В последующие годы (после 1975г) поиски нефти и газа проводятся в условиях увеличения глубинности и усложнения геологических условий. Результатом этих работ явилось открытие залежей, связанных с неантиклинальными, малоамплитудными ловушками, в частности в пределах депрессионных зон на глубине 4-5км. За 1979-1985гг было открыто более 40 новых месторождений, но как правило небольших по запасам и сложных построению. Это привело к снижению добычи, особенно, нефти в 1980г до 8млн т, а газа до 50млрд м куб.

Степень изученности бассейна всеми видами работ неравномерна. К началу 90-х годов детальной сейсморазведкой изучено 30% перспективной территории Белорусии и 35% Украины. В Днепровском грабене слабо изучена девонская часть разреза. К началу 80-х годов плотность бурения в среднем составляла 87м/км.кв. Наиболее детально изучены С3-Р1 и С2-С1 отложения. К середине 90-х годов прошлого века в бассейне известно более 210 месторождений. Судя по данным, опубликованным в 2004г в последние годы на северном борту Днепровско-Донецкого грабена на 7 месторождениях выявлены промышленные залежи нефти, газа и конденсате в кристаллических породах фундамента ( в коре выветривания и зонах разуплотнения ).

**ТЕКТОНИКА**

Днепровско-Донецко-Припятский н/г бассейн приурочен к одноименному авлакогену- крупной отрицательной структуре ЮЗ части Восточно-Европейской платформы. Ограничен бассейн с запада Белорусским массивом ( Белорусско-Мазурской антеклизой- Д.В. Каламкаров, 2003) , с северо-востока Воронежской антеклизой, с ЮЗ Украинским кристаллическим щитом, с востока складчатым Домбассом. Днепровско-Донецкий бассейн вместе с Домбассом (по Н.С. Шатскому) образует единый прогиб Большого Домбасса (или авлакоген).

В современном структурном плане в составе бассейна можно выделить следующие основные элементы : А- южный борт( склон Украинского щита Ф-до 2 км); Б- северный борт ( склон Воронежской антеклизы Ф- до 3,5 км); В- Днепровско-Донецкий и Припятский грабены ( Ф- от 2,5-3 км до 8-10 км и даже по современным представлениям до 20 км). Днепровско-Донецкий и Припятский грабены разделены Черниговско-Брагинским выступом ( Ф-до 1,2 км). В Припятском грабене Ф на глубине от 2 до 6 км, в Днепровско-Донецком от 4,5 до 10-12 и возможно до 20 км.

Разрез представлен мощной толщей пород с рифей- вендских до кайнозойских. Для разреза характерны различная сторатиграфическая полнота, крупные перерывы, несогласия.

Докембрийский фундамент имеет глыбово-блоковое строение, определяемое продольными о поперечными нарушениями различной амплитуды ( от 0,5-1,5 км до 3-4 км в Припятском прогибе до 5-6 км в Днепровско-Донецком). Наиболее резко расчленен фундамент в Д-Д прогибе.

 Основную роль в формировании внутренней структуры осадочного чехла бассейна играли продольные разломы, а также Д3и нижнепермская соленосные толщи. Сложное блоковое строение фундамента в сочетании с соляной тектоникой обусловило формирование в осадочном чехле специфических структурных форм и привело к несовпадению структурных планов отдельных стратиграфических комплексов ( особенно надсолевых и подсолевых ). Широкое распространение в бассейне имеют локальные структуры в основном блоковой и солянокупольной природы. Соляной тектогенез способствовал образованию соляных куполов и грибообразных соляных штоков ( особенно в Д-Д прогибе).

 **ДНЕПРОВСКИЙ ПРОГИБ (ГРАБЕН**)

 В разрезе осадочного чехла выделяют пять структурных комплексов: подсолевой девонский ( рифейско- нижнефранский ) и надсолевые фаменско- нижневизейский, верхневизейско-нижнепермский, верхнепермско- мезозойский и кайнозойский. Они объединяются в два этажа – подсолевой и надсолевой, в строении которых наблюдаются наибольшие несоответствия.

Для подсолевого этажа, изученного сравнительно слабо, характерны три типа региональных структур – протяженные тектонические ступени и блоки, развитые в прибортовых зонах грабена, крупные блоки изометричной формы, характерные для центральной зоны и погребенные горстообразные выступы. Последние образуют 2 продольные группы – северную и южную.

 На строение надсолевого этажа , помимо движений фундамента, значительное значительное влияние оказал соляной тектогенез, в котором наиболее активно учавствовала нижняя ( евлано- ливенская ) соленосная толща девона. В связи с этим строение межсолевого ( задонско- елецкого ) и надсолевого девона имеет прямое отражение в структуре каменноугольных и вышележащих отложений. На строение надсолевого этажа значительное влияние оказали также предверхнепермский размыв и нижнепермская соленосная толща ( привела к несоответствию структурных планов между нижнепермскими и более молодыми отложениями).

 По надсолевым отложениям в Днепровском грабене выделяются три структурно-тектонические зоны: Северную и Южную прибортовые и Центральную.

Северная прибортовая зона отличается наиболее полным разрезом надсолевого этажа. Здесь широко развиты брахиантиклинали и соляные купола, образующие две субширотные линии. Первую (северную) образуют поднятия, примыкающие к северному бортовому разлому или расположенные на мысообразных бортовых выступах фундамента. Как правило эти структуры имеют небольшие размеры, крутые южные крылья и сформировались без видимого участия соли.

Вторую ( южную) образуют более крупные брахиантиклинали и соляные купола, приуроченные к депрессиям фундамента. Для диапировых структур здесь характерен предпалеогеновый и предчетвертичный уровень соляных штоков.

Для южной прибортовой зоны характерен сокращенный объем надсолевого комплекса ( сокращение мощности или полное отсутствие верхнефранских, С3, Р1 и К отложений ). Приподнятое положение зоны привело к формированию здесь структур надвигания, сопряженных с южным бортовым разломом. В более погруженной северной части зоны развиты более крупные структуры ( в том числе диапировые ), приуроченные к локальным депрессиям фундамента. В пределах южной прибортовой зоны встречаются соляные купола, где соль прорывает только Д отложения, но есть и складки, где соль прорывает и Рz и даже Мz породы. Помимо этого встречаются структуры, где соль прорывает осадочные напластования в виде штоков.

 Центральная зона характеризуется развитием палеозойских отложений, мощности которых регионально возрастают к юго-востоку. Для этой зоны характерны более крупные складки ( 17-20 \* 60-70 км) например Шебелинская, а также развитие , как правило, надразломных валообразных поднятий, имеющих блоковую или солянокупольную природу. Структуры в средней части зоны располагаются кулисообразно, имеют широкие плоские своды, симметричные очертания ( Солоховско-Диканьский вал ), или резкие, крутые крылья ( Радченковский вал ). На Ю-В зоны валы имеют протяженные, резко очерченные формы, осложненные рядом мелких поднятий.

На крайнем Ю-В зоны осадочный чехол сильно дислоцирован, здесь развиты открытые антиклинальные структуры, в своде которых каменноугольные отложения залегают непосредственно под кайнозойскими породами.

Для крайней С-З части Днепровского грабена характерны сокращенные мощности пермских и каменноугольных отложений, обиле вулканогенных образований в девоне, отложения которого полностью отсутствуют в ряде участков ( Кошелевский, Брусиловский выступы ). Проявлений соляного тектогенеза здесь не отмечено. Дислоцированность верхнего Рz и Мz –Кz слабая.

На Ю-В к Днепровскому грабену по системе разломов примыкает Преддонецкая шовная ступень. Это узкая ( 20-30 км ), наиболее опущенная краевая зона южного склона Воронежской антеклизы. С юга она ограничена Северо-Донбасским надвигом, а с севера Краснорецким сбросом с А по >1000 м ступень осложнена нарушениями, в Рz отложениях локальными поднятиями, в вышележащих горизонтах – моноклиналь.

Таким образом, в днепровском грабене развито большое количество (> 300) локальных структур. Причинами их форомирования являются вертикальные глыбовые движения фундамента. Формирование и развитие локальных структур совпадает с эпохами перерывов в осадконакоплении. Характерной чертой является унаследованность структурных планов,нарушаемая лишь соляной тектоникой.

Большое значение в формировании структур имеют верхнедевонская и нижнепермская соленосные толщи,особенно первая из них. Иногда эти толщи, по-видимому, сливаются (Полтавская структура и др.) среди соляных структур различаыт брахиантиклинали закрытые, которые в свою очередь делятся на: а) брахиантиклинали с подъемом соли выше подошвы каменноугольных отложений – предкарбоновые; б) брахиантиклинали с подъемом соли не выше подошвы пермских отложений – предверхнепермские; в) брахиантиклинали с подъемом соли до палеогена – предпалеогеновые.

Среди открытых соляных структур различают активные диапиры,полнлстью прорывающие все отложения (Роменский купол) и пассивные, где соляные ядра размыты и на размытые поверхности ложатся более молодые породы ( Исачковский, Дмитриевский и др. соляные штоки).

Для бортов Днепровско-Донецкого прогиба или склонов Украинского щита и Воронежской антеклизы характерны структуры облекания выступов кристаллического фундамента. На северном борту отмечается выклинивание девонских и каменноугольных отложений. Южный борт характеризуется более мощным накоплением Рz и Мz пород, однако здесь отмечаются многочисленные перерывы в осадконакоплении с выпадением целых стратиграфических подразделений.

 **Припятский прогиб (грабен).**

Он является С-З продолжением Днепровско-Донецкого прогиба и отделяется от последнего Черниговско-Брагинским выступом. Строение прогиба сходно с D-D, но есть и отличия в геологической истории.

По фундаменту здесь выделяется система выступов и прогибов широтного простирания. Они разбиты на отдельные блоки меридиональными разрывами. В разрезе осадочного сехла выделяют три структурных этажа: нижний верхнепротерозойско – нижнефаменский. По этому этажу выделяются ряд тектонических ступеней, выступов – горстов (Речицко – Вишанский, Малодушкинский и др.) и разделяющие их грабен-синклинали (Шатилковская, Василевичская, Ельская и др.); средний этаж - верхнефаменскокаменноугольный. Для него характерно рвзвитие линейных соляных поднятий и куполов, объединенных в валы, разделенные депрессиями; верхний этаж – пермско-мезокайнозойский, который повторяет структуру среднего этажа, с выполаживанием структурных форм вверх по разрезу. В Припятском прогибе наиболее активно в процессе соляного тектогенеза участвовала верхняя (Елецко-Лебедянская) соленосная девонская толща, в то время как нижняя (евланоливенская) практически имеет пластовое залегание. Только в зонах увеличений ее мощности (Малодушкинский вал) образуются «соляные подушки» и сопряженные с ними локальные структуры в межсолевых отложениях. В отличие от Днепровско-Донецкого прогиба здесь отсутствуют соляные штоки.

В современном структурном плане в Припятском прогибе выделяются три структурно-тектонические зоны: Северная, Центральная и Южная. В северной и южной зонах в подсолевых отложениях ( нижний этаж ) выделяются линейно вытянутые, протяженные ( до 100-150 км ) тектонические ступени, осложненные блоками, горст – антиклиналями и приразломными поднятиями. По кровле верхней соли и надсолевым отложениям здесь выделяются крупные широтные валы и дипрессии. Для центральной зоны характерны меньшая протяженность тектонических ступеней и более изометрические очертания пликативных и блоковых структур подсолевого этажа и более сглаженные очертания соляных тел и надсолевых поднятий.

В приделах Припятского прогиба (грабена) встречаются локальные поднятия, обязанные только движению блоков фундамента. Есть структуры, выраженные только в девонских горизонтах или же в Рz отложениях. Есть поднятия, выраженные только по верхней соли и вышележащим отложениям.

 **ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА**.

В основании разреза кристаллические породы архейско-нижнепротерозойского возраста. Осадочный чехол сложен породами от рифей- вендских до кайнозойских. Мощность разреза колеблется от 1 до 2,7 км в районе Черниговского выступа, в бортовых частях б-на и на западе Припятского прогиба до 10-12 км в центральной части Д-Д прогиба и более 12 км на Ю-В. По материалам Д. В. Каламкарова ( 2003 г ) максимальная мощность Рz -9 км, М2 – 1,3 км, Кz - 0,6 км.

*Рифей* – вендские отложения вскрыты в Припятском прогибе сложены песчано – глинистыми породами, вулканогенными с пластами гравелитов. Мощность вскрытая > 1000 м.

*Девонская система* представлена средним и верхним отделами. Лучше изучена в Припятском прогибе.

*Д2 –* имеет близкое строение на территории всего бассейна. Выделяется в объеме эйфельского и живетского возраста. Сложен пестроцветными темно-серыми глинами, песчаниками с прослоями мергелей, ангидритов, известняков. Мощность изменяется от 200-250 м в Припятском грабене до 50-100 м на ЮВ Д-Д прогиба.

*Д3* представлен франским и фамским ярусами. Разрез Д3 отличается в Припятском и Днепровско-Донецком прогибах.

**В Припятском прогибе** нижняя часть франского яруса (аналоги пашийского и тиманского гор-тов ) преимущественно песчано – глинистая с прослоями мергелей и доломитов мощностью 25-70 м.

Вышележащая **(Саргаевско-Воронежская**) глинисто-карбонатная с прослоями песчаников, в том числе туфогенных, алевролитов, а вверху с прослоями ангидритов и солей. Мощность 120-250 м.

Выше нижняя соленосная толща *( евлано – ливенская* ). Начинается она с терригенно – карбонатной пачки евлановского горизонта. Выше соленосная пачка этого горизонта. Соль с прослоями ангидритов, из-ков, песчаников слагает *ливенский горизонт*. Заканчивается разрез *франского яруса* глинисто – мергельной пачкой до*мановичског*о горизонта. Мощность 900 – 1500 м.

*Фаменский ярус*. Нижняя его часть ( задонский, елецкий, петриковский горизонты ) образуют межсолевую толщу. Она представлена различными типами разреза: карбонатным, карбонатным – рифогенным, глинисто – карбонатным, терригенно – карбонатным и даже вулканогенным – елецким горизонтом на востоке. Мощность от 300-400 м до 1000 м и более.

 *Выше* выделяется верхняя соленосная толща *( лебедянский, оресский* и нижняя часть страшнинского горизонта ), которая сложена слоями и прослоями доломитов, ангидритов, песчаников. Мощность 700-3300 м.

 **Верхняя часть** *фаменского* яруса ( верхняя часть данковского гор-та и аналог заволжского гор-та ) образует надсолевую толщу девона – глины, мергели с прослоями карбонатных и терригенных пород. Мощность 300 – 400 м.

**В Днепровском прогибе** Д3 отсутствует над некоторыми выступами Ф ( Кошелевский ).

 Нижняя часть франского яруса ( с тиманского по воронежский гор – т ) внизу песчано – глинистая, вверху с прослоями мергелей, из – ков, доломитов. Мощность 900 – 1180 м.

*Нижняя* соленосная толща ( евлано – ливенская ) сложена слоями с прослоями ангидритов, доломитов и терригенных пород. Мощность до 3500 м.

*Фаменский ярус*. Задонско – елецкая межсолевая толща – терригенно-карбонатная. Мощность > 4 км.

*Верхняя* соленосная толща - соль с прослоями карбонатных и терригенных пород. Надсолевая толща – терригенно-карбонатная. Общая их мощность > 2500 км.

**КАМЕННОУГОЛЬНАЯ СИСТЕМА**.

Наиболее распространен нижний отдел, минимально – верхний. Карбон отсутствует на крайнем западе Припятского прогиба. Для каменноугольных отложений характерны : ритмичность, различные условия осадконакопления от континентальных до морских и увеличение мощности на ЮВ до 2600 м.

**Нижний отдел.**

Наиболее развит *визейский ярус*, широко развиты песчано-глинистые отложения, известняки часто органогенные, есть угли и коалиновые глины.

В Днепровском прогибе преобладают песчано-глинистые породы, есть конгломераты, из-ки, прослои углей. Мощность 1000-1250 м ( СЗ ) – 2000-3000м ( ЮВ ). В Припятском прогибе песчано-глинистые породы с прослоями из-ков, доломитов и углей. Мощность 500-800 м.

**Средний отдел.**

 В Днепровском грабене – песчано-глинистые породы с прослоями из-ков, доломитов и углей. Мощность 800-1650 м.

В Припятсом прогибе – песчано-глинистые породы с прослоями из-ков, углей. Мощность 30-440 м.

**Вехний отдел.**

В Днепровском грабене пестроцветные песчано-глинистые породы с прослоями из-ков, углей. Мощность 50-250 м ( СЗ ) – 1300 м ( ЮВ ).

В Припятском прогибе выделен условно. Пестроцветные песчано-глинистые отложения. Мощность около 30 м.

**ПЕРМСКАЯ СИСТЕМА.**

В Днепровско – Донецком прогибе нижний отдел снизу вверх представлен пестроцветными глинами с прослоями доломитов; соленосной толщей с прослоями ангидритов, терригенных пород.в крайней СЗ части прогиба соль отсутствует и мощность здесь 300-350 м. На ЮВ мощность увеличивается до 1650 м.

В Припятском прогибе нижнепермские отложения распространены в отдельных погруженных участках центральной зоны и представлены песчано-глинистыми породами с прослоями карбонатов и сульфатов. Мощность 10-160 м.

Верхний отдел сложен в основном песчано-глинистыми породами, в Припятском прогибе в погруженных зонах встречаются прослои ангидритов и солей. Мощность здесь иногда до 750 м, в Днепровском прогибе 10-150 м.

**ТРИАСОВАЯ СИСТЕМА**.

В Днепровском грабене присутствуют все три отдела, при этом Т3 развит неповсеместно. Преобладают песторцветные песчано-глинистые породы с гравелитами, конгломератами в Т1. Мощность 500-1200 м. В Припятском прогибе разрез по строению близок, а мощность 700-850 м .

**ЮРСКАЯ СИСТЕМА**.

Наиболее полные разрезы J1 – J2 на ЮВ Д-Д прогиба. Это морские и континентальные песчано-глинистые с прослоями из-ков породы. В I3 в Днепровском прогибе наряду с песчано-глинистыми породами развиты из-ки, в том числе и рифогенные. Мощность юрских отложений в Д-Д прогибе от 100 до 500 м .

**В Припятском прогибе разрез** начинается с континентальных угленосных отложений J2 , а суммарная мощность J2-J3отложений не превышает 300 м .

**МЕЛОВАЯ СИСТЕМА**.

*Нижний мел* до сеномана включительно сложен песчано-глинистыми отложениями. Мощность от 150 м ( Припятский прогиб ) до 500 м ( Д-Д прогиб ). Вышележащая часть верхнего мела сложена писчим мелом , мергелями, известняками. Мощность от 100 м ( Припятский прогиб ) до 700 м ( D-D).

**Палеогеновые отложения** – песчано-глинистые мощностью 30-180 м в Припятском прогибе и от 300-400 м до 700 м ( в глубоких депрессиях ) в Д – Д прогибе.

**Неогеновые отложения** распространены не повсеместно. Это континентальные песчано-глинистые образования мощностью 25-30 м ( Д – Д прогиб ) и 70-80 м ( Припятский прогиб ).

Четвертичные пески , супеси , морены мощностью 40-60 м иногда до 140-150 м .

 **НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ**.

В Днепровско – Донецко – Припятском бассейне выделяют 6 нефтегазоносных комплексов.

 1.**Девонский подсолевой** ( эйфельско – франский ) мощностью преимущественно от 0 до 3000 м. Делится на две части : нижнюю – терригенную и верхнюю – карбонатную.

Терригенная часть ( эйфельско-нижнефранская ) сложена преимущественно песчано-алевролитовыми отложениями. Коллекторы песчаники, алевролиты с ср. отк. порист. от 1 до 25%, прониц. от 0,1-80 до 100-150 мД. Мощность и литологический состав резко изменяются по площади.

Верхняя часть комплекса ( Саргаевско – Воронежская ) сложена карбонатными и глинисто-карбонатными отложениями. Коллекторы трещиновато – кавернозные доломиты и известняки. Мощности горизонтов выдержаны , а емкостные свойства резко изменяются. Открытая пористость от 3 до 25%, проницаемость от 20 до 1000 мД. Улучшение емкостных свойств связано с зонами несогласий в кровле саргаевского , петинского и воронежского горизонтов.

Региональной покрышкой для комплекса служат глинисто-сульфатные евлановские и соленосные ливенские отложения. Продуктивен комплекс в Припятском прогибе. На долю комплекса приходилось около 21% нач. изведанных запасов нефти всего бассейна.

 2. **Межсолевой** ( нижнефаменский ) комплекс. Мощность его от 0 до 1800 м . Сложен он известняками , доломитами ( Припятский прогиб ) и песчаниками, алевролитами ( Д-Д прогиб ) задонско-елецкого возраста. Для комплекса характерны резкие изменения мощностей ( до 0 в сводах крупных структур ).

С севера на юг в Припятском грабене отмечается глинизация комплекса, а в южной зоне преобладание терригенных пород. В разрезе выделяется от 4 до 6 продуктивных горизонта, пористость изменяется от 1 до 20 % и проницаемость от единиц до 1150 мД . Региональной покрышкой комплекса служит соленосная толща елецко-лебедянского возраста. Продуктивен комплекс в Припятском прогибе . На его долю приходилось около 20% от нач. разв. запасов нефти всего бассейна.

3**. Нижнекаменноугольный** комплекс мощностью 700-2000 м сложен в основном песчано-глинистыми породами с подчиненными прослоями карбонатных отложений. Глинистая толща разделяет комплекс на турнейско- нижневизейскую терригенно-карбонатную часть и верхневизейско-серпуховскую преимущественно терригенную. Коллекторы песчаники, алевролиты, из-ки. Всего в разрезе выделяется около 30 продуктивных горизонтов. Региональной покрышкой служат глинисто-карбонатные отложения башкирского яруса. Продуктивен в Д-Д прогибе. На его долю приходилось около 20% нач. раз. запасов УВ. Коллекторские свойства невысокие ( пор. 8-10-15% ). Залежи литологически экранированные комбинированные.

 4**. Среднекаменноугольный** комплекс мощностью 800-3000 м сложен терригенно-карбонатными породами, причем карбонатные пачки иногда достигают большой мощности. Коллекторы – песчаники, алевролиты, реже карбонатные отложения. Региональной покрышкой служат глины в верхней части московского яруса. Залежи нефти и газа в Д-Д прогибе. На его долю приходилось около 4% нач. разв. запасов УВ.

5**. Верхнекаменноугольно** – **нижнепермский комплекс** мощностью 1100-1360 м сложен терригенно-карбонатными и сульфатно-галогенными породами. Коллекторами в верхнем карбоне служат песчаники и алевролиты с высокой пористостью ( 25-35% ) и хорошей проницаемостью ( 600-1000 мД). Мощности и коллекторские свойства часто резко меняются , но встречаются и выдержанные пласты. Коллекторами в нижней перми служат трещиноватые и кавернозные карбонаты, ангидриты и песчаники. Залежи в этом комплексе пластовые и массивные. Региональной покрышкой служат глинистые породы Р2 или соли Р1. Продуктивен в Д – Д прогибе. На его долю приходилось более 60% нач. разв. запсов УВ бассейна.

6. **Верхнепермско – мезозойский** (Р2 – Т – J –К) комплекс мощностью 100-2000 м сложен терригенно-карбонатными породами. В нижней части коллекторы терригенные и карбонатные в Т1 и терригенные в Р2. Покрышкой для этой части комплекса служат красноцветные глины Т3. В верхней части комплекса коллекторы чаще всего песчаники в базальной пачке J . Покрышкой служат глины бат – байосского возраста. Продуктивен комплекс на ряде месторождений Д – Д прогиба. На его долю приходилось около 1% нач. разв. запасов бассейна.

Судя по данным, опубликованным в 2004 г ( И. И. Чебаненко и др. ) на северном борту Д –Д прогиба к ЮЗ и ЮВ от г. Харькова на 7 месторождениях выявлены промышленные залежи УВ ( нефть, газ, конденсат ) в кристаллических породах фундамента ( в коре выветривания и зонах разуплотнения до глубины 350 м от поверхности Ф). Максимальные притоки нефти 264 м.куб./с в скв. 1 Гашиновской площади, а газа до 0,5 млн. м.куб. ( юлиевское месторождение ).

Авторы этой публикации предлагают рассматривать фундамент как самостоятельный комплекс, особенно на тех участках, где породы фундамента длительное время подвергались выветриванию, а также в районах со значительными тектоническими напряжениями ( сжатиями, растяжениями ), в результате которых возникают зоны разуплотнения ( дилатансии ) горизонтально ориентированные. Представляют интерес и глубинные зоны деструкции за счет флюидо-геохимического превращения ряда минералов ( зоны глибинного выщелачивания ).

**В Днепровско – Донецко – Припятском** бассейне преобладают залежи пластовые. Встречаются тектонически, литологически и стратиграфически экранированные. Массивные редко встречаются, но в них основные запасы. В последние годы открыты залежи в комбинированных ловушках. Месторождения преобладают многопластовые, антиклинального типа, много м-ний связано с соляными структурами. Наиболее глубокая нефтяная залежь на Тростянецком месторождении (> 4920 м ) в турнейском ярусе, наиболее глубокая газовая залеж на Камышинской структуре в турнейском ярусе ( > 6050 м ). По типу флюидов залежи и месторождения разнообразные.

**НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ**.

Для бассейна характерна определенная площадная дифференцированность в распределении различных типов углеводородов. В СЗ части преобладают нефтяные углеводороды, в центральной – как газовые, так и нефтяные, на востоке, юго-востоке газовые. В целом разведанные запасы газа в бассейне значительно превышают запасы нефти и конденсата. Некоторые исследователи считают, что газовые месторождения ЮВ бассейна сформировались в результате миграции газов, генерировавшихся при метаморфизме угленосных толщ карбона Донбасса и его СЗ окраин.

По особенностям строения и характеру н/г в бассейне выделяют две НГО ( бассейна ) Припятскую и Днепровско – Донецкую.

Днепровско – Донецкая нефтегазоносная область занимает в основном Днепровско – Донецкий грабен и Придонецкую ступень. Продуктивны в области отложения от Д3 до J – К . Преобладают газовые и газоконденсатные залежи. Основной объем разведанных запасов сосредоточен в верхнекаменноугольно – нижнепермском и нижнекаменноугольном н/г комплексах.

По ососбенностям геологического строения и нефтегазоносности в области выделяют 7 нефтегазоносных районов, названия которых по разным источникам несколько отличаются. По материалам Л. В. Каламкарова ( 2003 г ) в области открыто > 150 месторождений: 85 газовых и г/к ; 8 газовых и н/г; 30 – нефтяных и 33 н/г/к .

В крайней СЗ части области выделяются Монастырищенковский ( Монастырищенковско – Прилукский ) нефтеносный район. Продуктивен преимущественно нижний карбон. Месторождение Прилукское , Монастырищенское и др.

Основной по добыче нефти Леляковско – Солоховский н/г район расположен восточнее, занимая часть центральной и южной прибортовой зоны. Продуктивны отложения от Д до J. Основные запасы УВ в С1 и С3 – Р1. Ряд месторождений открыт на глубинах > 5 км Луценковское, Яблуновское ( Д3, С1, С2 ).

 В пределах наиболее погруженной части центральной зоны расположен основной по разведанным запасам и добыче газа Машевско - Шебелинский ( Орчиковский ) газоносный район. Нижнепермская соленосная толща здесь вместе с девонскими штоками образует сложные соляные тела грубовидной формы, осложняющие крупные валы субширотного простирания. Месторождения в основном связаны с межкупольными брахиантиклиналями. Оснвные запасы в С3 – Р1 комплексе. Шебелинское, Западно – Крестищенское, Ефремовское г. и г/к месторождения.

 На западе северной прибортовой зоны выделяется Талалаевско – Рыбальский г/н район. Продуктивны отложения от С1 до J. М- ния связаны с солянокупольными стр-рами и блоковыми поднятиями, не осложненными соляным тектогенезом. Кагановское, Котелевское и др. м-ния.

 В юго-восточной части северной прибортовой зоны выделяется Рябухинско – Северо – Голубовский газовый район. Район характеризуется слабым проявлением соляного тектогенеза. Здесь развиты приразломные структуры , малоамплитудные приразломные поднятия , структурные носы и террасы , осложняющие прибортовую моноклиналь. Основные газовые залежи в С2 . Балаклейское , Северо – Голубовское и др. м – ния.

 В юго-восточной части южной прибортовой зоны расположен Руденковский г /н район (Зачепиловско-Левенцовский). Продуктивен в основном С и С2 Руденковское и др. месторождения.

 На юго-востоке области в пределах Преддонецкий (Северо-Донбасский) газоносный район. Месторождения связаны со структурами блокового строения, сопряженными с разломами. Основные запасы газа связаны со С2 комплексом. Залежи пластовые сводовые и тектонически экранированные – Астаховское, Кондрашевское, Краснопоповское многопластовые газовые и газоконденсатные месторождения.

 Самым крупным по запасам Преддонецкой ступени выделяется месторождением является Шебелинское (1950). Расположено на востоке центральной зоны Д-Д прогиба (грабена). Начальные запасы свободного газа 650 млрд.м3 конденсата 8,3 млн.т. месторождение приурочено к крупной(12х30 км) высокоамплитудной структуре СЗ простирания. А по каменноугольным отложениям 1200 м, по Р1 ~ 1000 м по J – 500 – 600 м по К2 – 370 м. по МZ отложениям складка симметричная с небольшими углами падения крыльев, по Р горизонтам – резко асимметричная с относительно крутым ЮЗ крылом (10 – 12 градусов). Структура разбита многочисленными нарушениями продольными и поперечными на вертикально смещенные блоки с А смещения от 80 до 200 м. в пределах структуры отмечается мощкая (до 700 м) соленосная толща Р, но отсутствуют резко выраженные проявления соляной тектоники. А нарушений значительно уступает толщине покрышек.

 В разрезе выявлено 17 газоносных горизонтов на глубинах от 800 до 2400 м. наиболее крупные залежи в Р1, С3, небольшие в Т и вышележащих МZ отложениях. Основными горизонтами являются:

1**) нижнеангитритовый** мощ. 150 м.; 2**) медистые** песчаники Р1 ( пл. М1 – М5) мощность 450 м ; 3**) араукаритовая** свита С3 (пл. А0 – А5 ) мощность 450 м. Все газоносные пласты в Р1 и С3 по тектоническим нарушениям сообщены между собой образуя единую пластово – массивную залеж с единым гВК – 2240м . Этаж газоносности 1100-1200м . Залеж в триасе приурочена к пласту, сложенному чередованием песчаников, алевролитов, глин и картонатных пород мощностью 40-60м. Газ преимущественно сухой, метановый, содержание конденсата 14 см.куб./м.куб.

 Примером достаточно крупного нефтегазового месторождения является Кагановское нефтегазовое месторождение. Оно расположено в серверной прибортовой зоне. Приурочено к поднятию с глубокопогруженным докаменноугольным соляным штоком , где ядро соли на глубине > 4 км. Открыто в 1957 г . По надсолевым горизонтам это куполовидная складка, разбитая нарушениями на ряд блоков. Амплитуда смещения 15-190 м . По Р1 отл. размер 9,5\*14,5 км. Выявленные залежи нефти и газа в Т, С1-2-3- и Р-1-2 ( 20-25 продуктивных горизонтов ) образует этаж н/г в 2000 м. Залежи преобладают нефтяные, пластовые сводовые, тектонически экранированные, в Т-массивная. Коллекторы в основном песчаники и алевролиты. Наибольшее кол-во горизонтов ( 11 ) в С1 комплексе, в С2 – 8 горизонтов.

 **Леляковское нефтяное** месторождение расположено в западной части Центральной зоны и приурочено к пологой брахиантиклинали, не нарушеной соляной тектоникой. Открыто в 1962 г. Нефть в С3 и Р1 образует массивную залежь с единым ВНК.

 **Глинско – Разбышевское** н/г/к месторождение (1958) приурочено к брахиантиклинальной складке состоящей из двух куполов и осложненных многочисленными поперечными и диагональными нарушениями, пронизывающими всю толщу пород от С1 до К. Расположено мес-ние в центральной зоне. Д3 соль образует глубокопогруженное ядро (>4 км). В разрезе Д3 – С – Р1 - 11 залежей нефтяных, г/н и г.

**Распашновское** г/к месторождение (1973) расположено в центральной части Центральной зоны. Приурочено к моноклинальному блоку в приштоковой зоне. Моноклинали осложнены тектоническими нарушениями. Продуктивны Р1, С-3-2-1 отложения. Залежи пластово – массивные, тектонически и литологически экранированные.

  **ПРИПЯТСКАЯ НЕФТЕНОСНАЯ ОБЛАСТЬ**.

Приурочена к одноименному прогибу. Продуктивны подсолевые и межсолевые девонские в основном карбонатные породы. Основной объем нач. разв. запасов нефти находится в Северной структурно – тектонической зоне, небольшая часть в Центральной зоне.

В области выделяют Северный нефтеносный район, Центральный и Южный.

Центральный район приурочен к одноименной структурно – тектонической зоне. Здесь открыты нефтяные месторождения в подсолевых и межсолевых девонских отложениях. Эти месторождения расположены в Савичско – Зареченской зоне нефтенакопления. М – ние Комаровичское.

Северный район приурочен к одноименной структурной зоне. Для него характерно соответствие структурных планов подсолевых и межсолевых девонских отложений, наличие в подсолевом этаже линейно вытянутых ( до 150 км ) тектонических ступеней преимущественно с северным падением и ослажненных блоками и приразломными поднятиями. С этими ступенями связаны 5 валообразных зон, в пределах которых сосредоточены месторождения. Здесь известно более двух десятков многопластовых нефтяных месторождений, которые образуют пять нефтегазоносных зон: 1. – Северная прибортовая; 2 – Чернинско – Первомайская; 3. – Дубровско – Александровская; 4. – Речицко – Вишанская; 5. – Малодушкинская. Продуктивны подсолевые и межсолевые отложения. Для подсолевого комплекса характерны пластовые тектонически экранированные залежи, для межсолевого – массивные или массивно – пластовые с элементами тектонического или литологического экранирования. Одно из наиболее крупных месторождений – Осташковичское, кроме него Речицкое, Вишанское, Давыдовское, Тишковское и др.

 Южный район приурочен к одноименной структурной зоне. Он характеризуется относительно спокойным характером тектоники, в межсолевом комплексе девона увеличивается роль терригенных отложений. Перспективными считаются подсолевые и межсолевые отложения девона.

**Всего в Припятской нефтеносной области открыто свыше 50 нефтяных** и нг месторождений таких как Речицкое, Осташковичское, Вишанское и др. ( Л. В. Каламкаров, 2003 ).

Нефти легкие малосернистые.

Первым промышленным месторождением, открытым в Припятской области было Речитцое (1964). Расположено оно в восточной наиболее приподнятой части Речицкой тектонической ступени. Речицкая структура по надсолевым отложениям представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания, осложненную в присводовой части продольным сбросом. По подсолевым отложениям представляет собой нарушенную моноклиналь ( полусвод, экранированный сбросом – Каламкаров, 2003 ). Размер структуры 25\*(4-7 км) А=600 м. В разрезе 6 залежей в подсолевых и межсолевых девонских отложениях: самый нижний горизонт представлен песчаниками и алевролитами живетского яруса, выше залежи связаны с пашийским горизонтом – песчаниками. Основной горизонт сложен трещиноватыми и кавернозными доломитами саргаевско – семилукскими. Выше 2 продуктивных пласта в из-ках воронежского горизонта. В межсолевых отложениях продуктивны трещиновато – кавернозные известняки ( 2 пласта ) задонско – елецкого возраста. Нефти малосернистые. Залежи тектонически и литологически экранированные.

 **ОСТАШКОВИЧСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ( 1965** ).

Расположено в центральной части Речицкой ступени. По межсолевым отложениям и верхней соли представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания размерами по межсолевым горизонтам 12\*4 км и Амплитудой=200 м. Свод структуры осложнен сбросом, по которому южное крыло опущено на 0,7 км. По подсолевым отложениям – моноклинальный блок, экранированный по восстанию сбросом. В северном приподнятом крыле три залежи : в задонском, воронежском и семилукском горизонтах. В опущенном блоке ( Южно – Осташковичское м-ние ) – одна – в задонском горизонте. Залеж задонского горизонта северного крыла – массивная. Qн из нее 480 т/с. Остальные залежи пластовые тектонически экранированные. Максимальные дебиты скважин до 800 т/с. Коллекторы трещино – кавернозные известняки и доломиты.

 **ВИШАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**.

По подсолевым отложениям – представляет собой моноклиналь, осложненную сбросом. Продуктивны подсолевые карбонатные отложения (саргаевский, петинский, воронежский горизонты ). Залежи пластовые тектонически экранированные.

Перспективы нефтегазоносности Днепровско – Донецкого – Припятского бассейна связывают с Д1, С и Р1 отложениями. При этом в Д – Д области основным объектом считаются С1 отложения, а в Припятской – Д.

Определенные перспективы в Д – Д области связывают с породами фундамента.