**Нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины**

Реферат выполнил: студент 3 курса геолого-географического ф-та группы ГЗ-31 Репринцев В.И.

Харьковский национальный университет им. В.Н.Каразина

Харьков 2008

**Введение**

Из трех основных нефтегазоносных регионов самым молодым по времени открытия месторождений углеводородов и наибольшим по объемам добычи и разведанным запасам и прогнозным ресурсам является Восточный. Здесь сосредоточено 59% разведанных запасов и 78,7% добычи нефти. Еще более высокие показатели характерны для газа (81,5% запасов и 87,6% добычи). Он представлен Днепровско-Донецкой нефтегазоносной областью, которая является частью Припятско-Донецкой нефтегазоносной провинции. В тектоническом отношении область расположена в границах одноименной впадины, которая представляет собой составной элемент сложной внутриплатформенной рифтовой системы, получившей название Сарматского линеамента. Она рассматривается как прогиб Большого Донбасса. Западной ее границей является Припятский грабен, расположенный уже преимущественно за пределами Украины. Юго-восточным продолжением впадины является открытый Донецкий угольный бассейн (Донбасс), в пределах которого ожидаются значительные ресурсы метанового газа. Он адсорбирован угольными пластами или сосредоточен в небольшом количестве в трещинах и гранулярных коллекторах и находится иногда под аномально высоким давлением. Традиционные промышленные скопления газа здесь не встречены, однако на нескольких шахтных полях его запасы подсчитаны и взяты на учет Государственным балансом. В целом, на землях открытого Донбасса количественная оценка прогнозных ресурсов газа еще не выполнена.

Днепровско-Донецкая впадина (ДДВ) — общее название центрального структурного элемента рассматриваемого прогиба, имеющего грабенообразное строение в нижней своей части, форму корытообразной впадины - в средней и пологой синеклизы. или мульды - в верхней. Составные элементы верхней и нижней частей впадины имеют собственные названия: Украинская мульда (синеклиза) и Днепровский, или Приднепровский грабен. Общая протяженность впадины - 400 км, ширина - от 50-70 на северо-западе до 130-150 км на юго-востоке. Кристаллический фундамент погружен в северо-западной части ДДВ на 5-10 км, а на юго-востоке -до 15-17 км. Краевые разломы Приднепровского грабена наклонены под углом 40-50°, иногда до 75-80°; максимальная амплитуда смещения по ним составляет 5 км. Эти разрывные нарушения по имени исследователя, впервые наметившего их, получили название линий Карпинского; их также называют Барановичско-Астраханским (северный) и Припятско-Манычским (южный) разломами. Отложения, начиная с верхов визе и включая почти весь мезозой, выходят за границы краевых разломов, образуя собственно Днепровско-Донецкую впадину. Верхний мел и кайнозой залегают в ином структурном плане и образуют синеклизу (рис. 1).

Восточный нефтегазоносный регион размещается на левобережье Днепра. В административном отношении он входит в состав Черниговской, Сумской, Полтавской, Днепропетровской, Харьковской, Донецкой и Луганской областей. Включает Днепровско-Донецкую нефтегазоносную область, которая по разведанным запасам, потенциальным ресурсам масштабам добычи углеводородов занимает ведущее место в Украине. Область эта является составной частью Припятско-Донецкой нефтегазоносной провинции, протягивающейся от Белоруссии через Днепровскую низменность до Донбасса и далее через его северные окраины до границы с Россией. В тектоническом отношении область находится в одноименной впадине (ДДВ), захватывая часть северной окраины Донбасса, которая иногда называется Преддонецким прогибом, а также полосу южной окраины Воронежской антеклизы.

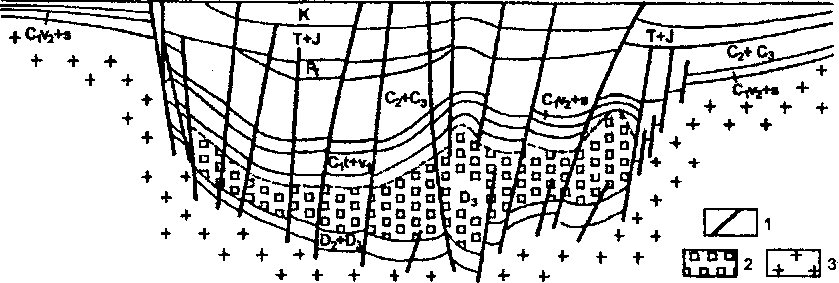


Рис 1. Схематический поперечный разрез Днепровско-Донецкой впадины но пинии Ахтырка – Новомосковск.

1 - разрывные нарушения, 2 - соленосные отложения девона, 3 - дорифейский фундамент.

**1. История изучения и освоения региона.**

История изучения и освоения региона сравнительно проста. Первые находки нефти здесь были совершены в 1935 г. при поисках калийного сырья геологической партией АН УССР. Близ восточной окраины г.Ромны Сумской области из скважины ручного бурения здесь было отобрано 2 т нефти. Промышленные ее притоки из кепрока Роменского соляного штока, знаменовавшие открытие в 1937 г. месторождения, были получены в 1939 г. Это обусловило создание специализированных организаций для проведения целенаправленных геолого-геофизических работ с целью поисков месторождений. Они ориентировались на поиски структур, аналогичных Роменской (Исачковский и Дмитриевский соляные купола). Однако это направление оказалось непреспективным. Работы были продолжены в послевоенные годы на поднятиях, которые трактовались как криптодиапировые. Положительные результаты были получены открытием в 1948-50 гг. Радченковского нефтегазового и Шебелинского газоконденсатного месторождений.

Специалисты, изучавшие историю поисково-разведочных исследований, зачастую подчеркивают случайный характер выявления углеводородных скоплений (В. И. Созанский и др., 1990; Б. П. Кабышев, 2002; В. Г. Космачев, 2005). Это не совсем так; правильнее говорить, что прямые проявления нефти стали «побочным результатом» изучения Роменского района. В статье Н. С. Шатского (1931), формулировавшего представления о тектонической природе соляных штоков в ДДВ, содержатся напоминания о том, что с такими структурами в других регионах известны скопления калийных солей, а иногда нефти и серы. Скважиной, бурившейся в 1932 г. у г.Ромны на гипс, была вскрыта штоковая соль, что подтверждало идею солянокупольной тектоники и стало основой для прогноза нефтеносности района. Такие данные позволили почти одновременно в 1933 г. подготовить публикации Д. Н. Соболеву и В. И. Лучицкому, а затем К. И. Макову, М. Г. Свитальскому и др., где обосновывалась возможность нахождения нефти во впадине. Уже в 1936 г. ИГН АН УССР была проведена специальная конференция.

Открытие Радченковского и Шебелинского месторождений стали толчком для наращивания темпов поисково-разведочных работ, особенно в течение первых 15 лет. В разных тектонических зонах впадины было открыто 34 месторождения, в том числе, Качановское, Глинско-Розбышевское, Гнединцевское, Леляковское, Рыбальское. Уже в 1962 г. регион давал большую часть добываемой в Украине нефти, а в 1964 г. - и газа. Объемы глубокого бурения постоянно возрастали; максимального значения они достигли в 1967 г. (358,9 тыс. пог. м). Именно с этого времени были переориентированы поиски и разведка на глубины 3-5 км, резко возрастали объемы сейсморазведочных работ.

Изучение и промышленная оценка погребенных структур и, прежде всего, межкупольных складок Машевско-Шебелинского газоносного района привели к многочисленным открытиям, в том числе крупных Ефремовского, Западно-Крестищенского, Яблуновского, Котелевского, Березовского и других месторождений. Существенно изменилось распределение разведанных запасов по глубинам. С 1970 г. в связи с постоянно растущим дефицитом поисковых объектов была успешно начата промышленная оценка малоамплитудных поднятий на малых и средних глубинах. Это позволило вернуться к участкам, где уже проводились геологоразведочные работы, и после пересмотра материалов исследований, выявить значительное количество новых объектов. Так были открыты рентабельные для добычи углеводородов Суходоловское, Юрьевское, Виноградовское, Березовское и другие месторождения.

Первая попытка поисков залежей углеводородов в ловушках неантиклинального типа (Северо-Голубовское месторождение, 1960) была неудачной и надолго остановила такие работы. В дальнейшем опыт таких исследований приобретался в результате попутного изучения таких объектов. Только с середины 1980-х годов началась их систематическая подготовка и введение в глубокое бурение, в частности на склонах отрицательных структур третьего порядка. Открытие Волошковского и других месторождений подтвердило эффективность этого направления работ.

С конца этого десятилетия начато освоение новой территории - северного борта ДДВ. Здесь нефтегазоносными оказались не только отложения палеозоя, но и образования кристаллического фундамента, из которых получены промышленные притоки углеводородов на Хухрянской и Юльевской площадях. Разработка, совершенствование и внедрение в практику новых технологии сейсморазведки, выбор оптимальных направлений поисково-разведочных работ на разных этапах изучения и оценки нефтегазоносности площадей Восточного региона увенчались открытием за сравнительно короткий интервал времени (до начала 1994 г.) 205 месторождений нефти и газа. В их числе нужно назвать открытое совсем недавно Кобзевское месторождение.

**2. Характеристика нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ).**

Нефтегазоносность впадины характеризуется высоким уровнем изученности; ресурсы ее недр оценены на площади 75 тыс. кв. км. Объем перспективных отложений в ее пределах превышают 0,35 млн. куб. км и по этим показателям регион занимает одно из ведущих мест в Европе. Промышленная продуктивность установлена в широком стратиграфическом диапазоне: от юрских до архейско-протерозойских образований. Всего в разрезе фанерозоя выделено 99 продуктивных горизонтов (ГТГ) с залежами углеводородов.

Физико-химические свойства, компонентный состав углеводородов впадины чрезвычайно разнообразны и зависят как от термобарических условий в недрах, так и от распределения органического вещества на глубинах. При низких температурах вещество системы имеет повышенное содержание нафтеновых, а при высоких - ароматических соединений. По соотношению газовой и жидкой фаз выделяются четыре типа углеводородов: углеводородные газы, газоконденсаты, системы переходного состояния и нефти; разделение двух последних является условным.

Углеводородные газы без конденсата встречаются редко. К чисто газовым отнесено лишь 10 небольших по запасам месторождений. Они размещаются в юго-восточной части региона. К северо-западу, начиная от линии Качаловского-Новоукраинского-Голубовского месторождений, залежи газа чередуются со скоплениями нефти. Таких месторождений насчитывается 48. Ближайшие от поверхности скопления газа встречены на Спиваковском (440 м) и Ольховом (450 м) месторождениях. На глубинах более 5000 м они известны в 34 месторождениях. Основные разведанные запасы газа приходятся на интервалы 1500-2000 м (25,2%) и 3500-4000 м (21,45%); на глубинах более 5000 м их пока насчитывается 6,25%.

Газоконденсатные залежи, как и скопления углеводородных газов, выявлены в широком стратиграфическом диапазоне. Месторождений таких 115. Пространственное их размещение имеет свои особенности. Наиболее богатые газоконденсатные залежи сосредоточены на ограниченном участке северной прибортовой зоны - Анастасьевское, Талалаевское, Васильевское и др. месторождения. Извлекаемые запасы конденсата размещаются на глубинах 3500-4000 м (25,8%) и 4000-5000 м (38,5%); в диапазоне глубин 1500-2000 м объем конденсата составляет 4,9%. Системы переходного состояния - углеводородные флюиды с большим количеством растворенного газа или большое содержание конденсата в газе - пока изучены в недостаточной степени и не имеют четких критериев определения и размещения.

Нефть выявлена в нефтяных, нефтегазовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях. Открыто 32 месторождения, в которых известны лишь нефтяные залежи. Основные их скопления сосредоточены в крайней северо-западной части ДДВ и в пределах Ахтырского структурного выступа. Наибольшие начальные запасы нефти выявлены в пределах Леляковской (60 млн. т) и Гнединцевской (более 48 млн. т) газонефтяных структур и Бугруватского месторождения нефти (более 20 млн. т). Наиболее глубокая залежь выявлена в турнейских образованиях Суховской площади (5050 м). Ближайшие от поверхности залежи содержатся в Решетниковском (500 м) и других месторождениях. Основные разведанные запасы нефти связаны с глубинами 1500-2000 м (49,7%) и 3500-4000 м (19,6%). Имеются нефти как резко недонасыщенные растворенным газом (Рг/Рн = 0,07-0,20), известные на Гнединцевском, Ярошевском и др. месторождениях, так и предельно насыщенные (Рг/Рн = 1,0) на Игнатьевском, Яблуновском и др. месторождениях.

По физико-химическим свойствам углеводороды чрезвычайно разнообразны. Основной составной частью свободных газов является метан, содержание которого колеблется от 35% (Мелковское месторождение) до 99,6% (Краснопоповское месторождение). В пределах одного месторождения свободные и растворенные газы могут существенно отличаться по своему составу. Из попутных нефтяных газов обращает на себя внимание необычные по составу газы Гнединцевского месторождения (нижняя пермь-верхний карбон), в составе которых резко преобладают гомологи метана с пиком, приходящимся на пропан (около 50%), и содержанием метана не более 2-4%. Среди региональных особенностей углеводородных газов принято отмечать наличие гелия в промышленных концентрациях (до 0,14-0,17% на Коро-бочкинском месторождении), а также почти полное отсутствие сероводорода.

Преобладающая часть конденсатов впадины по своему составу нафтеново-метановая, лишь местами ароматично-метановая. Главное место в ней занимает бензиновая фракция, наибольшая концентрация которой зафиксирована в углеводородах южной прибортовой зоны (до 70-90%). В них почти отсутствуют смолистые вещества и парафины. Содержание серы незначительное.

Нефти по своим физико-химическим свойствам, а также групповым, углеводородным и фракционным составом достаточно разнообразны. Количество растворенного в них газа изменяется от 20 до 350 куб. м/ куб. м. Большинство изученных нефтяных залежей (77%) залегают на глубинах более 3000 м. Плотность нефти составляет 650-990 кг/куб. м. Содержание серы 0,02-0,63%, парафинов 1-4%. Наблюдается закономерное увеличение насыщения нефти парафином с глубиной. Содержание асфальтово-смолистых компонентов чаще колеблется в пределах 3-16%. По групповому составу нефть региона относится к метаново-нафтеновому, нафтеново-ароматичному, ароматичному или чаще нафтеново-метановому типу.

Гидрогеологические условия нефтегазоносной области ДДВ характеризуются следующими закономерностями. В разрезе впадины выделяется два гидрогеологических (гидродинамических) этажа. Верхний этаж, включающий водоносные горизонты кайнозоя и мела, повсеместно, а более древние образования (юра, триас, местами карбон) только в периферических частях бассейна на глубинах от 200-300 и до 1000-1200 м, характеризуются артезианской циркуляцией инфильтрогенных, преимущественно пресных вод с газами атмосферного генезиса. Этаж включает две гидродинамические зоны - активного (кайнозой, верхний мел) й замедленного (сеноман-нижний мел и юра) водообмена и соответствует зоне гипергенеза.

Промышленные залежи углеводородов в этом этаже впадины неизвестны. Здесь иногда встречаются только небольшие нефтегазопроявления в очагах восходящей разгрузки из горизонтов нижнего этажа, связанные с соляными куполами и тектоническими нарушениями.

Нижний гидрогеологический этаж в центральной части ДДВ располагается под бат-байосским региональным флюидоупором. К периферии его кровля перемещается в триас, карбон, а затем он полностью выклинивается в осадочном чехле на бортах впадины при глубине залегания фундамента около 1000 м. В нижнем этаже также выделяются две гидродинамические зоны. Верхняя открытая зона, соответствующая зоне начального катагенеза, развита до глубин 4-5 км (на окраинах Донбасса меньше). Она характеризуется гидродинамическим режимом, близким к застойному. Отсутствие широкого латерального перемещения подземных вод подтверждается горизонтальным положением контактов газ-вода и нефть-вода. В данной зоне развиты седиментогенные рассолы от весьма слабых до весьма крепких, происхождение которых связывается с захоронением и метаморфизацией вод древних бассейнов седиментации различной солености, в основном рапы ран-непермских и девонских эвапоритовых бассейнов.

К верхней зоне нижнего этажа приурочено абсолютное большинство выявленных в регионе залежей нефти и газа. В преимущественно красноцветном нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе залежи существуют на региональном фоне азотных водорастворенных газов и окружены углеводородными ореолами рассеяния газов из залежей, что отражает их формирование в результате восходящей миграции углеводородов из нижележащих комплексов. В сероцветных комплексах среднего и нижнего карбона в данной зоне регионально развиты углеводородные водорастворенные газы с высокой (местами предельной) степенью газонасыщенности.

Нижняя закрытая зона нижнего гидрогеологического этажа соответствует зоне глубинного катагенеза и развита на глубинах более 4-5 км (на окраинах Донбасса выше) в зоне пластовых температур более 120 "С. Она располагается под ка-тагенетическим флюидоупором, представленным сильно уплотненными и сцементированными породами. Кровля зоны в северо-западном направлении и к бортам последовательно перемещается из среднего в нижний карбон и девон; а затем полностью выклинивается в осадочном чехле. Для данной зоны характерно спорадическое развитие замкнутых и ограниченных по размерам природных резервуаров, представляющих термодегидратационные системы со сверхгидростатическими пластовыми давлениями, разгрузка флюидов из которых периодически происходит в вышележащую зону по раскрывающимся тектоническим нарушениям. В настоящее время в данной зоне выявлено небольшое количество промышленных залежей (Березовское, Степовое) и отмечено большое количество газоводопроявлений. Воды здесь седиментогенные и литогенные с относительно пониженной минерализацией (70-150 г/л). Состав газов углеводородный, метановый с повышенным содержанием углекислоты и метаново-утлекислый.

Пластовые давления в большинстве залежей нефти и газа, приуроченных к верхней открытой гидродинамической зоне нижнего этажа, имеют гидростатическую природу. В водоносных горизонтах и на контактах газ-вода и нефть-вода пластовые давления соответствуют региональным гидростатическим с коэффициентом пластового давления (коэффициентом аномальности), изменяющимся в пределах 1,03-1,12. В залежах пластового типа, имеющих обычно небольшую высоту, избыточные пластовые давления, возникающие в верхних частях залежей вследствие разницы плотностей воды и углеводородного флюида, мало отличаются от регионального гидростатического. Коэффициент пластового давления здесь обычно 1,05-1,15.

В массивно-пластовых газоконденсатных залежах комплекса нижней перми-верхнего карбона юго-востока ДДВ, имеющих большую высоту (до 1 ООО м и более) в верхних частях залежей возникают большие избыточные пластовые давления, намного превышающие региональные гидростатические (Шебелинское, Крестищенское и др.). Коэффициент пластового давления достигает значений 1,4-1,8 на глубинах 1300-2800 м и пластовые давления становятся аномально высокими (АВПД). На газо-водяных контактах этих залежей пластовые давления соответствуют региональным гидростатическим.

В нижней закрытой зоне нижнего гидрогеологического этажа в замкнутых газоводоносных резервуарах на глубинах более 4-5 км встречены сверхгидростатические пластовые давления (СГПД), которые по величине также являются аномально высокими с коэффициентом аномальности от 1,2 до 2-2,1. Сверхгидростатические пластовые давления с коэффициентом аномальности 1,5-2,04 на глубинах 1900-2800 м встречены также в изолированных внутрисолевых карбонатных резервуарах нижнепермской хемогенной толщи на юго-востоке ДЦВ (Мелиховское, Кегичевское, Медведовское месторождения).

Коллекторы нефти и газа были и остаются предметом детального изучения. При проведении региональных и поисково-разведочных работ объектом изучения были, прежде всего, терригенные коллекторы. Именно в них сосредоточена преобладающая часть открытых залежей. Коллекторские свойства карбонатных пород изучены значительно слабее. На ёмкостно-фильтрационные характеристики терригенных пород до глубин 3500-4000 м существенно влияют условия седиментации. Для всех литолого-стратиграфических комплексов закономерным является то, что при их погружении ухудшаются коллекторские свойства песчано-алевролитовых образований. Чем меньшее в них содержание глинистого цемента, тем лучше сохраняются функции коллектора на больших глубинах.

Терригенные породы девонского нефтегазоносного комплекса характеризуются значительным содержанием глинистого цемента (до 20-35%), поэтому первичнопористые коллекторы даже на небольших глубинах относятся к V-VI классам с эффективной пористостью до 6%. Для всех песчаных горизонтов карбона установлена единая закономерность в смене коллекторских свойств на территории впадины: от бортов к приосевой зоне, а также с северо-запада на юго-восток они ухудшаются вследствие уплотнения и возрастания глинистости. Общее содержание песчаников в разрезе турнейского и визейского ярусов в тех же направлениях уменьшаются (от 30-50 до 10-20%), а мощность отдельных пластов составляет от 5-40 до 2-15 м.

К среднему классу (II, III) относятся коллекторы северо-западной части региона. В пограничных с Донбассом зонах, где отложения погружаются на большие глубины, в разрезах доминируют коллекторы более низких классов (IV, V). В депрессиях центральной и юго-восточной частей впадины в визейских и серпуховских терригенных породах преобладают коллекторы низких классов (V и VI) с эффективной пористостью 1-6%. В приосевой же зоне эти самые породы среднего, верхнего карбона и перми на глубинах до 3-3,5 км не претерпели значительного уплотнения и имеют довольно высокие коллекторские свойства. Например, песчаные продуктивные пласты араукаритовой, картамышской и мелиховской свит Шебелинского месторождения имеют высокую эффективную пористость (19-22%). В первичнопористых терригенных породах, погруженных на глубины более 5 км, фильтрационно-ёмкостные свойства ухудшаются вследствие региональных эпигенетических изменений.

Поиски скоплений углеводородов в карбонатных породах еще не приобрели в регионе нужного масштаба; однако открытые месторождения и прогнозные объекты дают основания для положительной их оценки. Первая залежь газа, связанная с карбонатными рифогенными телами никитовской свиты, была открыта в пределах Леляковской структуры. Их эффективная пористость составляет 25-30%. С карбонатами визейского и турнейского возраста связаны резервуары ряда месторождений. Резервуар такого типа содержит 94% разведанных запасов газоконденсата Богатойского месторождения.

Флюидоупоры. или покрышки в пределах впадины разделяются на региональные, зональные и локальные покрышки. По вещественному составу это преимущественно глинистые или хемогенные отложения, реже карбонатные или вулканогенные породы.

Девонскими региональными флюидоупорами наивысшего класса являются евлановско-ливенская (нижняя) и данковско-лебедянская (верхняя) соленосные толщи, максимальные мощности которых достигают 1900 и 300 м соответственно. К числу зональных могут быть отнесены глинистая «каолиновая» толща, перекрывающая нижнюю часть надсолевого девона, лиманская (бельская) глинистая толща и руденковские (верхнефаменские) глинистые пачки. Турнейскими и нижневизейскими региональными и зональными флюидоупорами являются малевская глинистая толща (30-220 м), известняково-глинистые пачки козелевского горизонта (30-210 м), глинисто-карбонатные толщи нижнего визе (до 150-200 м), глинистые пачки верхнего визе, нижнесерпуховские глинистые покрышки (до 150 м), верхнесерпуховская толща глин, среднекаменноугольные глинистые пачки (до 150 м) и локальные верхнекаменноугольные флюидоупоры.несогласные сбросы. В последнее время особое значение приобретают литологически экранированные залежи. Площади залежей колеблются от одного до 270 кв. км (Шебелинское месторождение).

Характерным типом залежей в ДДВ являются массивно-пластовые сводовые, впервые выделенные именно в этом регионе (Б. С. Воробьев, 1962). Этот тип залежей широко развит в нижнепермско-верхнекаменноугольных и нижневизейско-турнейских комплексах. К ним относятся крупнейшие газовые (Шебелинское, Крестищенское и др.) и нефтяные (Леляковское, Гнединцевское) залежи. В хемогенной толще нижней перми и других комплексах известны литологически ограниченные залежи. Перспективными являются залежи в биогермных ловушках.

Количество залежей в пределах одного месторождения может колебаться в широком диапазоне. В регионе насчитывается 60 однозалежных месторождений, среди которых три газовых, 15 нефтяных, 40 газоконденсатных. Многозалежные месторождения могут насчитывать десятки залежей углеводородов. Они образуют почти непрерывный продуктивный разрез от мезозоя до нижнего карбона, а иногда и девона. Этаж нефтегазоносноcти достигает на Качановском и Рыбальском месторождениях 2000 и 2300 м соответственно. Большую высоту могут иметь и некоторые скопления углеводородов, связанные с массивно-пластовыми ловушками (1180 м для Шебелинского месторождения). В пределах одной площади могут встречаться залежи разных типов. Например, в Глинско-Розбышевском месторождении есть пластовые и массивно-пластовые залежи, а в Юльевском - пластовые в осадочном чехле и зональные в кристаллическом фундаменте.

**Нефтегазоносные комплексы ДДВ.**

Нефтегазоносные продуктивные комплексы выделяются в области по не-фтегазонасыщенным и экранирующим толщам разрезов. Они различны по своему площадному распространению и значимости. Здесь принято обособлять следующие нефтегазоносные комплексы.

Мезозойский комплекс включает 11 залежей нефти и газа в толщах юры и триаса. Он характеризуется локальной нефтегазоносностью, установленной для 9 месторождений с общими запасами 1,5% от суммарных. Практическое значение его выявления имело место лишь в начале освоения региона. Дальнейшее наращивание запасов нефти и газа с ним не связывается.

Верхнекаменноугольно-пермский комплекс с 45 залежами 26 месторождений, где сосредоточено 56,6% разведанных запасов газа и 38,7% нефти имеет субрегиональное распространение. Он лучше всего изучен бурением. Возможность наращивания запасов за его счет незначительна, поскольку фонд дополнительных замкнутых поднятий практически исчерпан. Тем не менее, именно в этих отложениях заключены основные запасы недавно открытого Кобзевского месторождения. Дальнейшие перспективы можно связывать лишь с приштоковыми залежами (подобными Котляровскому месторождению). Потенциальные ресурсы разведаны более чем на 90%.

Срелнекаменноугольный комплекс со 165 залежами (более 5% разведанных запасов углеводородов) по характеру распространения является субрегиональным. С ним прогнозируется открытие значительных по запасам месторождений. Поисковые работы ведутся попутно при оценке продуктивности толщ нижнего карбона.

Серпуховским комплекс со 164 залежами 68 месторождений (8,3% разведанных запасов) по своим характеристикам является субрегиональным. Отличается высоким уровнем разведанное начальных ресурсов (более 30%). Прогнозная оценка его нефтегазоносное достаточно высока, особенно в связи с открытием газоконденсатных залежей Котелевско-Березовской группы месторождений.

Верхневизейский комплекс с 332 залежами 119 месторождений (26,4% разведанных запасов углеводородов) является регионально распространенным. По своим потенциальным возможностям занимает ведущее место, несмотря на то, что почти половина его начальных ресурсов получила промышленную оценку. Именно с ним связано большинство открытых залежей неантиклинального типа.

Турнейско-нижневизейский комплекс с 83 залежами 70 месторождений (9,4% разведанных запасов) является регионально распространенным. По потенциальным возможностям занимает второе место. Характеризуется наличием вторичнопоровых терригенных и тре:щиноватых карбонатных коллекторов (Яблуновское, Багатойское и др. месторождения). От предыдущего комплекса отделяется субрегиональным флюидоупором. Отличается от него большой литологической расчлененностью, невыдержанностью глинистых прослоев в мощных толщах пород-коллекторов, что обусловливает вероятность образования в нем массивно-пластовых залежей.

Девонский комплекс имеет залежи промышленного значения лишь в 8 месторождениях, где сосредоточено менее 1% разведанных запасов региона. Хотя в нем есть флюидоупоры высшего класса, по характеру латерального распространения рассматривается как субрегиональный. Уровень потенциальных возможностей комплекса в течение всего времени его изучения существенно колебался и не исключено, что текущие и будущие поисковые работу смогут существенно повлиять на повышение его оценки.

В докембрийском комплексе с четырьмя залежами двух месторождений содержится чуть больше 0,5% разведанных запасов углеводородов. Открытие Хухрянского (1985) и Юльевского (1987) месторождений имело принципиальное значение. Оно не только подтвердило наличие промышленных скоплений углеводородов в кристаллических образованиях, но и существенно расширило территорию поисков в палеозое.

Районирование Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области.

Районирование Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области базируется на особенностях геологического строения, развития разных типов локальных структур, пространственного размещения залежей и месторождений углеводородов, их фазового состояния, продуктивности комплексов и т.д. По этим критериям выделено 15 нефтегазоносных районов с разным уровнем разведанных запасов, перспективных ресурсов, изученности и освоенности недр (Атлас, 1998).

Черниговско-Брагинский перспективный район пока не имеет открытых месторождений. Он включает все зоны одноименного выступа в прогибе и протягивается до границы с Припятским грабеном (впадиной), который размещается между Лоевско-Брагинским и Кошелевским выступами. В его пределах возможно открытие мелких нефтяных месторождений в прибортовых зонах, где в процессе бурения наблюдались прямые проявления углеводородов.

Монастыришенско-Софиевский нефтеносный район от предыдущего отличается существенным возрастанием мощности каменноугольных отложений, в которых открыты промышленные скопления нефти в среднекаменноуголыюм, верхневизейском и нижневизейско-турнейском комплексах. Здесь распространены структуры, формирование которых обусловлено галокинезом. Мелкие нефтяные месторождения связаны преимущественно с небольшими антиклинальными поднятиями. Степень разведанности его ресурсов 26%.

Талалаевско-Рыбальский нефтегазоносный район имеет высокую плотность разведанных ресурсов. В нем доказана промышленная нефтегазоносность от юрских до девонских образований. Открыты залежи углеводородов на значительных глубинах: газоконденсата - 5600 м (Степовое месторождение), нефти -более 5000 м (Суховское месторождении). Значительное количество поднятий связано с соляной тектоникой. В результате оттока соли в этих поднятиях образовались компенсационные мульды (Дмитриевская, Бобрицкая, Синявская и др.). где в дальнейшем возможны открытия новых месторождений. Степень разведанности ресурсов около 58%.

Глинско-Солоховский газонефтеносный район имеет наибольшие неразведанные ресурсы. В нем размещается наиболее глубокая залежь газоконденсата (Перевозовское месторождение, 6300 м). В составе района находятся обширные соляные валы, каждый из которых имеет по несколько месторождений. Отличается разнообразием типов залежей, а также наибольшими разведанными запасами нефти. Большая мощность нефтегазоносных отложений нижнего карбона, которые залегают на глубинах до 7000 м, делает эту площадь наиболее перспективной для поисков новых месторождений. Степень разведанности около 49%.

Антоновско-Белоцерковский нефтегазоносный район по объему неразведанных ресурсов занимает одно из последних мест. Поисковыми работами оценен практически весь фонд антиклинальных структур, а также моноклинальные склоны Белоцерковского выступа. В результате здесь открыто лишь два мелкие месторождения. Дальнейшие перспективы связываются с нетрадиционными ловушками. Степень разведанности 2%.

Рябухинско-Североголубовский газоносный район включает одну из крупнейших моноклиналей ДДВ - Змиевскую. В его пределах установлена продуктивность среднекаменноугольных, серпуховских и верхневизейских отложений. Район характеризуется ограниченным количеством сквозных антиклинальных поднятий, поэтому реализация неразведанных ресурсов связывается с погребенными складками кисовского и коломакского типа или с неантиклинальными ловушками, подобными шуринской. Степень разведанности около 8%.

Машевско-Шебелинский газоносный район расположен в погруженной части впадины, где находятся наибольшие газоконденсатные месторождения. Они приурочены к межкупольным погребенным структурам в отложениях нижней перми-верхнего карбона. Пластовая каменная соль краматорской свиты вместе с диапировой франского яруса образуют здесь грибовидные тела, под которыми в массивно-пластовых ловушках сформировались крупные залежи газоконденсата. Структуры этого типа оценены поисковым бурением. Дальнейшее наращивание разведанных запасов связывается с открытием приштоковых залежей, аналогичных по строению скоплениям углеводородов Котляровского месторождения, а также залежей в неантиклинальных ловушках на склонах структурных валов. Степень разведанности более 88%.

Руденковско-Пролетарский нефтегазоносный район отличается от соседнего Антоновско-Белоцерковского высокими перспективами и широким стратиграфическим диапазоном продуктивных отложений от юрского до турнейского возраста включительно. Исключением являются породы верхнекаменноугольно-нижнепермского комплекса, в значительной степени редуцированные предмезозойским перерывом в осадконакоплении. Преобладающее большинство месторождений расположено в пределах Зачепиловско-Левенцовского вала вдоль южного краевого разлома. Степень разведанности 43,5%.

Октябрьско-Лозовской перспективный район является продолжением предыдущего, но существенно отличается от него по геологическому строению. Он включает одну из наибольших в регионе структур третьего порядка - Лозовскую моноклиналь. Несмотря на многочисленные сейсмические исследования, в районе не найдено ни одного локального поднятия. Вместе с тем, здесь закартировано значительное количество несогласных сбросов, которые являются надежными экранами для многих залежей северной прибортовой зоны ДДВ. Это позволяет прогнозировать открытие в пределах моноклинали залежей, аналогичных тем, что найдены на территории Змиевской.

Спиваковский газоносный район, расположен на территории, где установлена многокилометровая толща карбона. На размеры запасов углеводородов негативно влияет непосредственное соседство складчатого Донбасса с его активными тектоническими и эпигенетическими процессами. Вместе с тем открытые здесь месторождения газоконденсата свидетельствуют о реальной возможности существования промышленных скоплений углеводородов, связанных как с традиционными, так и нетрадиционными ловушками. Степень разведанности 2,6%.

Кальмиус-Бахмутский газоносный район охватывает площадь двух одноименных котловин и их склонов, на восток от которых начинается складчатый Донбасс. До открытия небольшого Лаврентиевского газоконденсатного месторождения этот район считался малоперспективным. Ввиду очень сложных сейсмогеологических условий подготовка поисковых объектов ведется замедленно. Поэтому дальнейшая промышленная оценка территории в значительной степени зависит от методики проведенной сейсморазведки. Степень ее разведанности менее 1%.

Северный борт — это нефтегазоносный район, расположенный за пределами грабена, где отсутствуют хемогенные и галогенные образования нижней перми, а также хорошо выражены складки северо-западного простирания. Для него характерны небольшие мощности осадочного чехла, который не превышает 3,5-4 км. Открытие Владимировского, Хухрянского, Скворцовского и других месторождений доказали промышленную нефтегазоносность района. Здесь впервые подтвердился прогноз перспективности образований кристаллического фундамента, хотя методика выявления и подготовки для поисков таких объектов, а также их разведки еще не разработана. Поэтому дальнейшая промысловая оценка этой территории будет осуществляться в основном для отложений среднего и нижнего карбона, а также верхней части разреза кристаллического фундамента. Степень разведанности начальных ресурсов около 18%.

Южный борт - перспективный район, который пока не получил количественной оценки ресурсов. От северного он отличается небольшими мощностями каменноугольных отложений, дислоцированностью и мощностью мезокайнозойских толщ, обеспечивающих закрытость недр. Здесь есть не меньшие, чем на северном борту, основания ожидать открытие углеводородов в образованиях кристаллического фундамента.

Краснорецкий газоносный район является площадью северных окраин Донбасса, хотя по нефтегазогеологическому районированию входит в состав рассматриваемой области. В тектоническом отношении это переходная зона от складчатого Донбасса к склону Воронежской антеклизы. Она расчленена системой сбросов субширотного простирания, к которым вплотную прилегает цепь вытянутых конседиментационных складок со срезанными северными крыльями. Пока что здесь установлена промышленная газоносность лишь среднего карбона. Однако прямые признаки газоносности получены из серпуховских отложений Муратовской структуры. Степень разведанности начальных ресурсов более 25%.

Лисичанский перспективный район расположен в зоне мелкой складчатости Донбасса. Треть его площади перекрыта маломощным мезокайнозойским чехлом. На остальной площади каменноугольная система выходит на дневную поверхность. В районе широко развита система надвигов, под которыми прогнозируются скопления газа. Вероятность их существования подтверждается метановым составом растворенного в подземных водах газа и интенсивными газопроявлениями в горных выработках угольных шахт.

Самостоятельной большой проблемой является оценка промышленной газоносности открытого складчатого Донбасса. Она будет рассмотрена позднее. Для более полного понимания нефтегазоносности региона будет очень кратко охарактеризована лишь небольшая группа типичных или наиболее выразительных его месторождений.

**Характеристика главнейших месторождений.**

Гадячское газоконденсатное месторождение. Расположено в Гадячском районе Полтавской области; входит в состав Талалаевско-Рыбальского НГР. Приурочено к центральной части приосевой зоны ДДВ. Для поисков было подготовлено в 1970 г.; в 1972 г. взято на Государственный баланс, а разведочные работы прекращены в 1978 г. Газовые залежи, залегающие на глубине 4515-4709 м, приурочены к песчаникам визейского яруса. Разработка начата с 1975 г.; с 1994 г. находится в консервации.

Гнединцевское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в при-осевой части впадины, западной части Глинско-Солоховского нефтегазоносной) района. Приурочено к брахиантиклинальной складке, в нижнепермских и верхне каменноугольных отложениях которой выявлена залежь нефти. Залежь сводовая массивно-пластовая с общим начальным ВНК на абсолютной отметке -1623,5 Продуктивные горизонты представлены песчаниками, гравелитами и алевролитами. Покрышкой для залежи являются глины пересажской свиты мощностью около 100 м. Нефти легкие (802-840 кг/куб. м), недонасыщенные газом с очень высоким содержанием гомологов метана Месторождение открыто в 1959 г., добыча нефти начата в 1961, а газа в 1972 г.; залежь в основном выработана. В нижнем карбоне выявлены газоконденсатные залежи в песчаниках визейского и турнейского ярусов (1972). Типы их сводовые пластовые и массивно-пластовые с элементами литологического экранирования.

Дружелюбовское нефтегазоконденсатное месторождение находится в северной прибортовой зоне впадины. Рябухинско-Североголубовском НГР. Выявлено по данным сейсморазведки (1972); в 1975 г. получен промышленный приток газа, с 1979 г. введено в эксплуатацию. Поднятие представляет собой погребенную палеозойскую брахиантиклинальную складку, осложненную продольным и поперечным сбросами. Размеры поднятия по горизонту Б-3 составляют 5,5×2,5 км, амплитуда его - до 100 м. Промышленно-нефтегазоносные отложения среднего карбона (6 горизонтов). Залежи пластового сводового типа ненарушенные, режим водонапорный. Пластовые давления близки к гидростатическим. Газы метановые, конденсаты метаново-нафтенового состава, нефть легкая метаново-нафтенового состава.

Кобзевское газоконденсатное месторождение расположено в Красноградском и Кегичевском районах Харьковской области, в пределах Кобзевско-Мечебиловского антиклинального вала. Размеры складки 13×6 км по изогипсе -6750 м, высота 250 м. Открыто в 2002 г.; с 2003 г. введено в опытно-промышленную разработку. Залежи выявлены в картамышской свите (3 горизонта) и верхнем карбоне; интервал газоносности 3200-3600 м. Перспективным считается московский и касимовский ярусы среднего карбона (глубины 5800-6300 м). Месторождение относится к категории средних; пока его структура изучена не полностью.

Краснопоповское газовое месторождение приурочено к зоне мелкой складчатости Донбасса. Изучение площади начато в 1939 г. С 1959 г. проводилось структурно-поисковое бурение, в 1961 г. получен промышленный приток газа из каменноугольных отложений. По триасу поднятие представлено брахиантиклинальной складкой северо-западного простирания с двумя сводами; ее протяженность 16 км, ширина 4-6 км. Структура разбита серией нарушений (Северодонецкий надвиг, Краснорецкий взброс). Промышленно-газоносны отложения триаса, московского и башкирского ярусов (4 горизонта). Пластовые давления близки к гидростатическим, газ метановый. Месторождение введено в разработку в 1965 г., а с конца 1980-х находится в консервации. В выработанной залежи триаса создано ПХГ.

Крестищенское (Западно-Крестищенское) газоконденсагное месторождение находится в приосевой зоне впадины, в Машевско-Шебелинском газоносном районе. Приурочено к одноименному поднятию, входящему в состав структур линейной вытянутой валообразной антиклинальной зоны. Начатые здесь сейсмо-разведочные работы и картировочное бурение вскрыли в 1952 г. Крестищенское солянокупольное поднятие, затем Западно-Крестищенскую структуру (1961), в которой в 1968 г. открыто месторождение и с 1970 г. начата его разработка. По кровле продуктивных верхнекаменноугольных отложений поднятие представляет собой погребенную межкупольную асимметричную брахиантиклинальную складку субширотного простирания, осложненную на западе Белуховским, а на востоке Крестищенским соляными штоками. Размеры складки 11x6,8 км, общая высота около 800 м. Структурный план мезозоя не соответствует таковому палеозойских толщ. На месторождении установлена единая массивно-пластовая газоконденсатная залежь в отложениях мелиховской толщи нижней перми, араукаритовой и авиловской свит верхнего карбона (6 горизонтов). Общий этаж газоносности составляет 1200 м. Газ в основном метановый; содержит также конденсат.

Машевское газоконденсатное месторождение расположено в 20 км от Полтавы, входит в состав Машевско-Шебелинского нефтегазоносного района. Приурочено к брахиантиклинальной складке северо-западного простирания, размеры которой 10,5x4,5 км и амплитуда 900 м. Разведанный этаж газоносности составляет более 1000 м. Основные залежи, прилежащие к соляному штоку, размещены в верхнем карбоне; они принадлежат к типу пластовых, экранированных солью. Газы всех продуктивных горизонтов сходны; содержание метана в них 86-95%.

Прилукское нефтяное месторождение расположено в Черниговской области, в 12 км от г. Прилуки. Приурочено к южной прибортовой зоне западной части ДДВ. Поднятие геофизическими методами было выявлено в 1951-54 гг. и подтверждено структурным бурением в 1958-60 гг. В его геологическом строении принимают участие подсолевые карбонатно-терригенные отложения верхнего девона, всего карбона мезозоя и палеогена. Представлено брахиантиклинальной криптодиапировой складкой субмеридионального простирания, разбитой системой разломов; размеры ее 4,5×3,5 км, амплитуда 300 м. Нефтяные залежи приурочены к башкирско-визейским отложениям, залегающим на глубине 1496-1845 м; тип их сводовый, пластовый, тектонически экранированный. Разработка начата с 1961 г.

Рыбальское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Ахтыр-ском районе Сумской области, входит в состав Талалаевско-Рыбальского (Анастасьевско-Рыбальского) НГР. Антиклинальный перегиб на этой площади выявлен в 1959 г. С 1962 г. введен в поисковое бурение и в 1966 г. получен промышленный приток нефти из серпуховских отложений. Структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания; размеры ее 11×5,5 по изогипсе -3550 м. Поднятие осложнено продольными и поперечными сбросами. Нефтегазоносность установлена во всех стратиграфических комплексах от юрского до девонского; этаж ее 2400 м. Коллекторами всех горизонтов являются терригенные отложения, в основном песчаники. Гидродинамические режимы их весьма разнообразны. Нефти представлены тяжелыми и легкими группами. К настоящему времени часть горизонтов полностью отработана.

Солоховское газоконденсатное месторождение расположено в Зиньковском районе Полтавской области (в 10 км от Опошни), входит в состав Глинско-Солоховского НГР. Приурочено к центральной части приосевой зоны ДДВ, ее Солоховско-Диканьскому структурному валу. Выявлено сейсмическими работами 1952 г., а в 1954 г. из отложений средней юры получен приток газа. Структура представлена криптодиапировой брахискладкой субширотного простирания, осложненной сбросом. Размеры ее 12×5 км по юре (амплитуда 70 м) и 11×4 по визе с высотой 500 м. Залежи газа приурочены к юре, серпуховскому ярусу (два горизонта) и верхнему визе, содержащему 7 горизонтов; залегают в интервале 840-3957 м. Тип их сводовый пластовый, тектонически экранированный, некоторые - литологически ограниченные. Опытно-промышленная эксплуатация начата с 1961 г. В выработанной залежи байосского яруса юры создано ПХГ.

Софиевское нефтяное месторождение расположено в Ичнянском районе Черниговской области, в Монастырищенско-Софиевском НГР. Приурочено к Плисковско-Лысогоровскому выступу кристаллического фундамента в приосевой чонс ДДВ. Структура выявлена сейсмическими работами 1971 г.; в 1976 г. здесь получен приток нефти из отложений турне-нижнего визе и месторождение принято на Госбаланс. Она представляет собой брахиантиклиналь северо-западного простирания, осложненную поперечным разломом; размеры ее 3,5×1,2 км. Залежи углеводородов пластовые, связанные со сводовыми тектонически экранированными ловушками; глубина залегания 3862-4062 м. Опытно-промышленная эксплуатация начата с 1981 г.

Хухрянское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Ахтырском районе Сумской области. Приурочено к центральной части северного борта ДДВ. Поднятие выявлено сейсморазведкой (1974-1976). Общая мощность осадочного разреза 3200-4500 м. В 1985 г. из коры выветривания кристаллического фундамента получен фонтан газа. Залежь нефти приурочена к горизонту В-20-21; она связана со структурным носом, размеры которого 11,7x5,7 км.

Шебелинское газоконденсатное гигантское месторождение со сводовой тектонически нарушенной залежью. Находится в приосевой части впадины, в пределах Харьковской области. Приурочено к крупной сквозной брахиантиклинальной асимметричной складке северо-западного простирания. Размеры ее 29x10,5 км з контуре газоносности. На месторождении установлено 13 продуктивных горизонтов, образующих гидродинамически единую сводовую массивно-пластовую залежь высотой около 1000 м с общим газо-водяным контактом на абсолютной отметке -2270 м. Газоносные отложения никитовской, мелиховской и араукаритовой толщ нижней перми, картамышской свиты верхнего карбона. Покрышкой для залежи является нижнепермская соленосная толща мощностью около 500 м. Газ по составу метановый (93-94%). Для залежи было характерно избыточное пластовое давление, что значительно осложняло процесс бурения скважин. Месторождение открыто в 1950 г., введено в разработку в 1956 пик настоящему времени в основном выработано. Общие запасы составляли 720 млрд. куб. м. Было крупнейшим в Европе.

Юльевское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на северном борту впадины, в 16 км от пгт.Валки. Открыто в 1987 г.; первоначально промышленный приток УВ был получен из разуплотненных пород фундамента в массиве кристаллических образований на глубине 172-336 м от поверхности докембрийских пород фундамента. Позднее из коры выветривания фундамента также был получен промышленный приток. Размер структурно-тектонической зоны 20×4 км, высота 300 м. В ней выделены Мерчиковский, Юлиевский, Добропольский и Золочевский локальные своды, разделенные поперечными сбросами. Геологические результаты работ на площади послужили основой для составления Комплексной программы по поискам УВ в осадочном чехле и породах фундамента для всего северного борта ДДВ. Глубина размещения залежей (2 в серпуховском ярусе, 3 в визейском, 2 в докембрийском фундаменте) составляет 713-3029 м, а начальные запасы свободного газа позволяют относить месторождение к средним.

Яблуновское нефтегазоконденсатное месторождение. Расположено в Лохвицком районе Полтавской области, приурочено к северо-западной части приосевой зоны ДДВ (Глинско-Солоховский ГНР). По породам девона и нижнего карбона поднятие выявлено в 1972-74 гг. Представляет собой брахиантиклиналь северозападного простирания, усложненную сбросом. В границах изогипсы -5000 V размеры ее 11×5 км, амплитуда 600 м. Залежи нефти установлены в горизонтах башкирского и визейского ярусов, газоконденсата — в башкирском, визейском и турнейском ярусах и девоне. Скопления углеводородов связаны с пластовыми, массивно-пластовыми сводовыми тектонически экранированными и частично литологически ограниченными ловушками, залегающими на глубине свыше 3448 м (этаж нефтегазоносности 1800 м). С 1985 г. находится в промышленной разработке.

**Заключение**

Главными полезными ископаемыми Днепровско-Донецкой впадины являются газ и нефть. Со времени открытия первого нефтяного месторождения в районе Г. Ромны (1937 год) в прогибе было разведано более 150 нефтяных и газовых месторождений. Для Припятского грабена и северо-запада впадины более характерны нефтяные месторождения, а для юго-востока ДДВ и Донбасса - газовые и газоконденсатные. Нефтегазоносные горизонты приурочены к различным стратиграфическим уровням: наибольшей продуктивностью характеризуются нижне- и среднекаменноугольные отложения, а на отдельных месторождениях известны залежи углеводородов в мезозойских, нижнепермско-верхнека-менноугольных и девонских отложениях.

**Список литературы**

Соловьев В.О. и др. Геология и нефтегазоносность Украины: Учебное и справочное пособие. – Харьков:Курсор,2007. – 294с., илл.

Бека К., высоцкий И. Геология нефти и газа. М., «Недра», 1976. 592с.