

УДК 532.11:622.276(100)

Фенин Г.И.ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

АНОМАЛЬНЫЕ ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ В ЗОНАХ УГЛЕВОДОРОДОНАКОПЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Проанализирована геологическая информация о развитии и распространении аномальных давлений, пластовых температур и геотермических градиентов в разрезах осадочных бассейнов различных регионов мира. Рассмотрены проявления аномально высоких пластовых давлений по типам флюидов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. На территории последней по аналогии с другими, схожими в геологическом плане регионами мира основные перспективы нефтегазоносности в настоящее время связываются с двумя нефтегазоносными комплексами: среднеордовикско-нижнедевонским (карбонатным) и среднедевонско-нижнефранским (преимущественно терригенным). На примере месторождений с аномально высоким пластовым давлением Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции показано, что с зонами аномально высоких пластовых давлений могут быть связаны значительные запасы углеводородов

Ключевые слова: нефтегазоносные провинции, пластовые давления, аномальные пластовые давления, геотермический градиент, геологические запасы.

Бурение глубоких скважин во многих районах мира сталкивается с рядом трудностей как технического, так и геологического характера. Проявления аномально высоких пластовых давлений (АВПД) или сверх гидростатических пластовых давлений (Карцев А.А.), фиксируется во многих районах мира [Тхостов, 1960; Аникиев, 1964; Справочник по нефтяным..., 1976; Дурмищьян, 1977; Клемм, 1978; Фергль, 1980; Мелик-Пашаев, Халимов, Серегина, 1983; Кучерук, Люстих, 1986; Прогноз и оценка..., 1986; Александров, 1987; Гуревич, Крайчик, Батыгина, 1987; Лаврушко, 1988; Улыбин, 2002; Белонин, Славин, Чилингаров, 2005; Фенин и др., 2007; Фенин и др., 2008а; Фенин, Травина, Чумакова, 2008]. Первоначальные сведения по АВПД были малочисленные и разрозненные, и им не придавалось должного значения. По мере роста количества скважин, где были зафиксированы АВПД, и участившимися случаями аварийных ситуаций стало совершенно необходимо изучение этой проблемы с целью предотвращения негативных последствий. Основной характеристикой АВПД является коэффициент аномальности ($K_{ан}$). Коэффициент аномальности - отношение пластового давления к условному гидростатическому давлению, определенное для данной глубины замера (величина безразмерная). АВПД отвечает условиям: $R_{пл/у. гидр.} \geq 1,30$, а повышенные пластовые давления (ППД) отвечают условиям: $1,30 \geq R_{пл/у. гидр.} \geq 1,10$.

С конца 70^х до 90^х гг. прошлого столетия вопросу изучения АВПД уделялось пристальное внимание. Были изучены геологические особенности, закономерности, механизмы формирования АВПД, а так же разработаны различные приемы и способы оценки пластовых давлений как до бурения скважин, так и в процессе их проводки. В работе У.Х. Фертля [Фертля, 1980] рассмотрено более двадцати механизмов формирования АВПД, а ряд исследователей в качестве доминирующих выделяют пять. Многие исследователи (Двали М.Д, Аникиев К.А, Дурмишьян А.Г, Симаков С.Н, Неручев С.Г. и др.) отмечали связь АВПД с крупными залежами нефти и газа.

Несмотря на довольно большой объем проведенных исследований, существующая проблема связи АВПД с нефтегазоносностью далека от окончательного решения. На сегодняшний день можно говорить о том, что большинство исследователей не отрицают «полигенную» природу АВПД и придерживаются точки зрения, что АВПД могут рассматриваться в качестве положительного фактора при формировании скоплений углеводородов. Далее рассмотрим ряд примеров некоторых нефтегазоносных провинции мира с их краткой характеристикой АВПД.

В Европе на территории Аквитанского нефтегазоносного бассейна (НГБ) АВПД связаны с эвапоритовыми отложениями, развитыми вдоль северного склона Пиренеев в газовых залежах. В предгорьях Альп, в Рейнском НГБ (Бавария), Венско-Моравском НГБ, Адриатическо-Ионическом НГБ (долина реки По) АВПД выявлены в отложениях неоген-палеогенового и мезозойского возраста. В Центрально-Европейском НГБ, включающем большую часть шельфа Северного моря, АВПД выявлены в отложениях различного возраста: каменноугольных, нижнепермских (свита Ротлингер), толще Цехштейн (P₂), песчаниках нижнего триаса. Величины аномальных давлений изменяются в широком диапазоне с $K_{ан}$ от 1,30 до 2,40. В нефтяных и газовых месторождениях Паннонского НГБ АВПД встречаются в отложениях плиоценового возраста, достигающих мощности 5000 м с $K_{ан}$ до 1,99. В северной части этого бассейна встречаются АВПД с $K_{ан}$ 2,09. Пластовые температуры в бассейне изменяются в широком диапазоне и на глубинах 3900-5000 м достигают 221-243°C. В северной части Германии известны пластовые давления с $K_{ан}$ 1,87-2,07, а в главном доломите (Hauptdolomit) - АВПД с $K_{ан}$ до 2,31. На территории Польши зарегистрировано пластовое давление 102 МПа на глубине 4573 м с $K_{ан}$ 2,23 [Аникиев, 1964; Фертль, 1980; Александров, 1987; Лаврушко, 1988; Мурадян, 1997].

Основные залежи газа в пределах Паданской впадины, расположенной между складчатыми сооружениями Альп и Апенниннами, связаны с терригенными отложениями

плиоцена и частично миоцена. Это такие месторождения, как Сальсамаджеро, Вигарро, Кортемаджоре и др. Промышленная газоносность в карбонатных отложениях триаса установлена на газоконденсатном месторождении Малосса. Во вскрытом разрезе триасовых и верхнемеловых отложений отмечаются АВПД с $K_{ан}$ соответственно до 1,77 и 1,60. В олигоценых отложениях $K_{ан}$ 1,20-1,50, а в плиоценовых $K_{ан}$ достигает 1,97 [Справочник по нефтяным..., 1976; Лаврушко, 1988; Мурадян, 1997].

В разрезе Венской впадины выделяют два формационных комплекса: верхний терригенный плиоценово-миоценового возраста и нижний, сложенный преимущественно карбонатными, метаморфизованными породами донеогенового возраста. Мощность осадочного чехла составляет порядка 9-10 км. Локальные поднятия высоко амплитудные, осложненные дизъюнктивными нарушениями. Более 90% выявленных залежей приурочены к глубинам до 2 км.

Нефтегазоносность установлена почти по всему разрезу от отложений неогена до палеоген - триасовых. В распределении газовых и нефтяных месторождений наблюдается зональность: мезозойские отложения содержат преимущественно газовые и газоконденсатные залежи, миоценовые - чаще всего нефтеносные, а плиоценовые - газовые. Наиболее древними продуктивными отложениями являются горизонты в юре и триасе, где выявлены залежи как нефти, так и газа. Вскрытый разрез характеризуется наличием повышенных и аномальных давлений. Максимальные величины $K_{ан}$ до 1,60 выявлены в триасовых и юрских отложениях. В нижнемеловых - палеоценовых отложениях $K_{ан}$ варьирует от 1,06-1,15 до 1,40, а в миоцен-плиоценовых от 1,04 до 1,36 [Справочник по нефтяным..., 1976; Фертель, 1980; Кучерук, Люстих, 1986; Лаврушко, 1988].

В Северной Америке АВПД установлены в ряде районов Канады, таких как Рейнбоу-Лейк (Западная Канада), шельфе западного и восточного побережья, районе дельты Маккензи. На поисково-разведочных площадях и месторождениях США АВПД установлены в штатах Аляска, Арканзас, Калифорния, Миссисипи, Оклахома, Техас и многих других, а также в районе Мексиканского залива. Зона развития и распространения АВПД на территории США охватывают стратиграфический диапазон от палеогена до ордовика. Величины $K_{ан}$ изменяются в широком диапазоне от 1,20-1,35 до 2,15 и более. На месторождении Прадхо-Бей п-ова Аляска геотермический градиент 4,5°C/100 м, а на месторождении Уилмингтон (Лос-Анджелесская впадина) градиент превышает 5,5°C/100 м [Кучерук, Люстих, 1986; Мурадян, 1997; Фенин и др., 2007].

В Миссисипском соленосном бассейне газоносные коллекторы свиты Смаковер (юрские отложения), насыщенные высокосернистыми газами, залегают на глубинах от 3600 м (в прибортовых частях) до 8000 м в центральной части бассейна. Нормальные пластовые давления фиксируются до глубин 3700-3800 м, а ниже они плавно возрастают. Пластовое давление 165 МПа зафиксировано на глубине 6750 м с $K_{ан}$ 2,44. Во вскрытом коллекторе площади Пини-Вудс на глубине 6500 м $K_{ан}$ 2,22. Газовое месторождение Беркли расположено на юго-западе нефтегазоносного бассейна Анадарко. Месторождение представляет собой изолированные газовые пласты в отложениях серии Атока (C_2) с АВПД. Пластовое давление 77,3 МПа зафиксированы на глубине 4542 м [Фертль, 1980].

Бассейн Делавэр - Вал Верде (Северо-Американская платформа) по своему геологическому строению близок к ТПП. Разрез бассейна сложен комплексом палеозойских терригенных и карбонатных пород от верхнепермских до кембрийских включительно. Зона АВПД с максимальными значениями $K_{ан}$ до 2,20 залегает в интервале 3,5-5,5 км и связана с отложениями нижнепермско - каменноугольного возраста. Подошва зоны АВПД вскрыта скважинами на глубине 5000-5500 м, ниже которой в зоне нормальных пластовых давлений ($K_{ан}$ 1,10-1,18) обнаружены крупные углеводородные скопления. К этой части разреза, а точнее к карбонатной толще Эленбергер (ордовик), приурочены основные наиболее крупные газовые залежи большинства месторождений, а на самом крупном месторождении Гомец все запасы сосредоточены в единой залежи Эленбергер [Фертль, 1980; Кучерук, Люстих, 1986; Аронсон и др., 1999].

Район Галф Кост приурочен к впадине в прибрежной зоне Мексиканского залива, где открыто более 300 нефтяных месторождений. Геологическое строение района определяется большой мощностью мезозойско-кайнозойских отложений и широким развитием соляных куполов. Основные продуктивные пласты приурочены к отложениям миоцена, олигоцена и эоцена. Коллекторами для нефти служат пески, часто слабо сцементированные, и песчаники.

В зоне АВПД пластовые давления достигают 140 МПа на глубине 6000 м ($K_{ан}$ 2,33) и пластовые температуры 230-260°C [Фертль, 1980; Лаврушко, 1988].

Лос-Анджелесская впадина является типичной межгорной впадиной, окруженной по периметру горными сооружениями. В геологическом строении впадины принимают участие породы от верхнего мела до плейстоцена, залегающие на юрском фундаменте. Район характеризуется неотектонической активностью, связанной с горизонтальным смещением плит вдоль глубинного разлома Сан-Андреас, проходящего в непосредственной близости от восточной границы впадины. Нефтеносность связана с отложениями миоцена и плиоцена.

Небольшие скопления нефти выявлены в фундаменте на месторождениях Уилмингтон и Плайя-Дель-Зей, газа на месторождении Эль-Сегундо. В верхнемеловых отложениях $K_{ан}$ не превышает 1,35, а в плиоцен - миоценовых он изменяется от 1,00 до 1,40 [Лаврушко, 1988].

В Южной Америке АВПД наблюдаются как на шельфе, так и на континенте. В песчано-глинистых третичных отложениях (Барбадос - Тобагский НГБ) встречены АВПД с $K_{ан}$ 2,06. На территории Венесуэлы АВПД установлено в черных глинистых сланцах «Колон» - маастрих (K_2). На месторождении Оффисина в Восточно-Венесуэльском бассейне температурный градиент составляет $3,8^{\circ}\text{C}/100$ м. АВПД имеет широкое развитие на шельфе западного побережья Колумбии, Эквадора, Перу, вдоль восточного побережья Венесуэлы, Гайаны (Прибрежно-Колумбийский НГБ), Бразилии.

Маракаибская впадина выполнена мощной толщей мезозойско-кайнозойских отложений, залегающих на породах докембрийско-палеозойского фундамента. Мощность осадочного чехла в среднем составляет 10,5 км. Разрез достаточно четко делится на две части: верхняя мощностью более 5-6 км представлена терригенными породами олигоцена - неогена и нижняя, мощностью более 3 км, с терригенно-карбонатными породами палеоцена-мела. Район в значительной степени осложнен дизъюнктивной тектоникой, ориентированной параллельно обрамляющим горным сооружениям, и испытывает сильное влияние неотектонических процессов. Нефтегазоносность установлена по всему разрезу осадочного чехла, а на отдельных площадях и в отложениях кристаллического фундамента (месторождения Ла-Пас, Мара, Татумс). Большая часть запасов нефти приурочена к терригенным коллекторам кайнозоя. Около 65% выявленных залежей находятся на глубинах до 2-3 км. В последнее время были открыты залежи газа и конденсата на глубине более 4,5 км. Вскрытый разрез палеогеновых и верхнемеловых отложений характеризуется плавным увеличением пластовых давлений с глубиной, где $K_{ан}$ изменяется от 1,00 до 1,28. В нижнемеловых отложениях $K_{ан}$ варьирует от 1,10-1,15 до 1,70 [Справочник по нефтяным..., 1976; Фертль, 1980; Кучерук, Люстих, 1986; Лаврушко, 1988].

В Африке АВПД выявлены на территориях Марокко, Алжира, Нигерии, в дельте реки Нил (Египет) и районе Красного моря. На месторождении Хасси-Мессауд $K_{ан}$ составляет 1,39-1,50. Средний геотермический градиент в Алжиро-Ливенском НГБ составляет $2,5-3^{\circ}\text{C}/100$ м, а на месторождении Хасси-Мессауд он равен $4,3^{\circ}\text{C}/100$ м. В Нигерии на ряде крупных месторождений наблюдаются повышенные значения геотермических градиентов до $5,5^{\circ}\text{C}/100$ м [Лаврушко, 1988; Фенин и др., 2007].

В Юго-Восточной Азии, Австралии и Океании АВПД установлены в западной и северной Австралии, Папуа - Новая Гвинея и экваториальной части бассейна Карнарвон. АВПД также зафиксировано на суше островов Суматра, Ява, Борнео (Индонезийский архипелаг) и окружающих их акваториях. На месторождении Минас (Центральна Суматра) геотермический градиент достигает $7,3^{\circ}\text{C}/100$ м. На острове Тайвань АВПД выявлено в песчано-глинистых отложениях кайнозойского возраста (миоценовая свита Чжухуанкен) на нефтяных и газовых месторождениях с $K_{\text{ан}}$ от 1,30 до 1,66. В Японии АВПД выявлены в долине Нагаока (остров Хонсю), где залежи углеводородов установлены в кайнозойских отложениях на глубинах от 817 до 2310 м. Основными коллекторами для залежей служат вулканические и пирокластические породы (лава, туф, туфобрекчии), а также песчаники. Во вскрытом разрезе известны пластовые давления с $K_{\text{ан}}$ до 1,85. В Южно-Китайском море при бурении скважин так же зарегистрированы АВПД, а геотермические градиенты $5,5^{\circ}\text{C}/100$ м и более [Справочник по нефтяным..., 1976; Мурадян, 1997].

На полуострове Индостан самые высокие величины АВПД установлены в третичных отложениях Пакистана. На глубине 1646 м пластовое давление составило 49 МПа, т.е. $K_{\text{ан}}$ равен 2,977. В Индии АВПД приурочены к зонам развития эоцен - плиоценовых отложений с высоким содержанием глинистых пород в складчатом поясе предгорий Гималаев. В области Бенгальского бассейна АВПД обычно наблюдаются в свитах Дебаграм, Панду. АВПД в Бирме связаны с кайнозойскими отложениями бассейнов рек Ирравади и Чундуин, акватории залива Мартабан, где $K_{\text{ан}}$ достигают величин 1,99-2,31. На месторождении Чаук $K_{\text{ан}}$ достигает 1,99 [Справочник по нефтяным..., 1976; Дурмищьян, 1977].

На Ближнем и Среднем Востоке АВПД имеют широкое распространение как в континентальной части, так и на шельфе. В Персидском заливе открыто более 50 месторождений УВ в территориальных водах Саудовской Аравии, Кувейта, Ирана, Катара, Омана и др. Месторождения находятся в различных тектонических условиях и существенно различаются по характеру нефтегазоносности разреза. На месторождении Саффари-Хафджи продуктивные горизонты приурочены к песчаникам нижнего мела со средней глубиной залегания 1500-2000 м и средними дебитами нефти $1500-1600$ м³/сут. Соленосные породы залегают в интервале глубин 1200-2400 м, а $K_{\text{ан}}$ достигает 1,90-2,20.

На месторождениях юга Ирана основными нефтеносными горизонтами являются мощные толщи известняков «Асмари» миоцен - олигоценного возраста. На ряде месторождений установлена продуктивность известняков «Бангестан, Хами» (верхний - нижний мел). Дебиты нефти в скважинах достигают 10 тыс. м³/сут. На месторождении

Гечсаран залежь нефти приурочена к трещиноватым известнякам «Асмари» с высотой залежи порядка 2000 м. Пластовое давление на глубине 1525 м равно 25,2 МПа, $K_{ан}$ 1,65. На месторождении Альборз на глубине 2690 м (отложения Фарса - миоцен-плиоцен) пластовое давление составляет 45 МПа, $T_{пл}$ 123°C, $K_{ан}$ 1,67 [Справочник по нефтяным..., 1976, Фертль, 1980].

Доминантой изложенного выше является табл. 1, в которой приведены сведения по ряду нефтегазоносных провинции мира и месторождениям. Это далеко не полный перечень месторождений, по которым имеются необходимые обобщающие сведения. По геологическим запасам УВ рассматриваемые месторождения с АВПД относятся к категориям от гигантских до мелких, стратиграфический диапазон нефтегазоносности - от кембрийских до неогеновых отложений. Диапазон глубин залегания продуктивных горизонтов (пластов) варьирует от 360-655 до 4542-5270 м. Величины $K_{ан}$ в выявленных залежах изменяются от 1,30 до 2,30 и более. Некоторые месторождения, имеющие высокие $K_{ан}$, характеризуются большой площадью, этажом нефтегазоносности, высотой залежи и многопластовостью. По ряду месторождений четко прослеживается тенденция роста $K_{ан}$ с глубиной.

На территории Российской Федерации АВПД выявлены практически во всех нефтегазоносных бассейнах, провинциях и областях [Тхостов, 1960; Аникиев, 1964; Дурмищьян, 1977; Прогноз и оценка..., 1986; Александров, 1987; Гуревич, Крайчик, Батыгина, 1987; Лаврушко, 1988; Улыбин, 2002; Белонин, Славин, Чилингаров, 2005; Фенин и др., 2008а, б]. Это мегапровинции: Восточно-Европейская (объединяет Тимано-Печорскую, Волго-Уральскую, Днепровско-Припятскую и Прикаспийскую провинции), Скифско-Туранская (объединяет Северо-Кавказско-Мангышлакскую и Амударьинскую провинции), Восточно-Сибирская (объединяет Енисейско-Анабарскую, Лено-Вилуйскую и Лено-Тунгусскую провинции) и Западно-Сибирская. В пределах указанных мегапровинций продуктивными и с АВПД являются отложения от неоген-палеогеновых до ордовикско-силурийских, а в ряде случаев и отложения протерозойского фундамента. Коллекторы представлены песчаниками, алевролитами, известняками, доломитизированными известняками и доломитами. Величины коэффициентов аномальности варьируют в широком диапазоне от 1,30 до 2,10-2,30 и более.

Таблица 1

Характеристика нефтяных и газовых месторождений мира с АВПД

	Месторождения	Возраст, горизонт, свита	Глубина залегания, м	Рпл, МПа	К _{ан}	Тпл, °С	Тип залежи	Доказанные запасы
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Экофис. Н. (Центр. Европа) 1969 г.	Верхний мел. Датский (2 пласта)	3100-3320 3048	49,2	1,614		Массивная, сводовая	165 млн. т
2.	Кикинда-Варош. НГ. (Югославия) 1963 г. S - 12,54 км ²	Кора выветривания. Фундамент Плиоцен. Миоцен	1134-1990 (10 пластов)	24,6	1,32-1,24	109,5	Пластовые литологически экранированные. Массивно- пластовые	Среднее
3.	Райкенхаген. НГ. (Германия) 1961 г. H - 50-75 м	Верхняя пермь. Доломит Штассфурт	2299	39,5	1,718	72-79	Пластовые сводовые, тектонически экранированные	Среднее
4.	Фолкенрода. Н. (Германия)	Верхняя пермь. Доломит Штассфурт	635-655	10,0-11,0	1,57-1,68	34		
5.	Баренбург. Г. (Германия)	Нижняя пермь	2300	42,0	1,82	72		
6.	Дюсте. НГ. (Германия) 1954 г.	Верхняя пермь	3150	53,0	1,68		Пластовые сводовые	Мелкое
7.	Тюберген. Г. (Голландия) 1949 г.	Верхняя пермь. Главный доломит	1400	19,2	1,37	70	Массивная в барьерном рифе	>7 млрд. м ³
8.	Малосса. НГК. (Италия) 1974 г.	Триас - Верхний мел. Олигоцен Плиоцен			1,77-160 1,20-1,50 1,97			50 млрд. м ³ 48 млн. т
9.	Эрней. Г. (Румыния)	Тортон	1622-1638	35,0	2,145	60		
10.	Лак. НГ. Н. (Франция) 1949-1951 гг. S - 150 км ² . H - 500 м	Неоком - верхняя юра	640 3500-5270	67,8	1,96-1,29	130	Массивные сводовые	>0,7 млн. т >250 млрд. м ³
11.	Беркли. Г. (США)	Средний карбон Серия Атока	4542	77,3	1,70			
12.	Хасси-Месауд. Н. (Алжир) 1956 г. S - 1800 км ² . H - 280 м	Кембрий	3280-3400 3500	48,2	1,39-1,50 1,38	132	Массивная	1,425 млрд. т

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13.	Хасси-Р'Мель. ГК. (Алжир) 1956 г. S – 4125 км ² . Н – 140 м	Верхний - средний триас	2130-2400 2150 2200	31,0 31,0	1,442 1,409		Пластовые сводовые, частично литологически экранированная	1,529 млрд. м ³ 400 млн. м ³
14.	Эль-Гасси. Н. (Алжир) 1959 г. S - 50 км ² . Н - 130 м	Кембрий	3170-3310 3250	43,5	1,338	110	Тектонически экранированная	Среднее
15.	Зотти. Н. (Алжир) 1963 г. S - 160 км ² . Н - 130 м	Кембрий	3210-3270 3060	45,0	1,47	103	Тектонически экранированная	Среднее
16.	Хауд-Беркун. Н. (Алжир) 1964 г. S - 253 км ² . Н - 320 м	Верхний - средний триас. Нижняя песчаная свита	3213-3510 3400	51,5	1,515		Пластовые сводовые	Среднее
17.	Бурган. ГН. (Кувейт) 1938 г. S - 920 км ² . + Магва - Ахмади. ГН. 1952 г.	Верхний мел. Свита Вара. Нижний мел Свита Бурган	1080 1150-1300	20,5 22,5-27,0	1,90 1,956-2,077			>1100 млрд. м ³ >10,6 млрд. т
18.	Нафт-Хане. Н. (Иран) 1923 г.	Миоцен- Олигоцен	1000	15,9	1,59	55		
19.	Абу-Гураб. Н. (Иран) 1971 г.	Миоцен - Олигоцен свита Асмари	2837	43,5	1,51	98		
20.	Ратави. Н. (Иран) 1970 г.	Верхний мел - свита Мишфор Нижний мел - свита Нарх-умр	2148 2622	26,6 36,8	1,23 1,40	71 88		
21.	Лали. Н. (Иран) 1938 г. S - 156 км ²	Миоцен – Олигоцен - свита Асмари Верхний мел.	1500 2300	22,0 30,0	1,46 1,30	70 82	Сводовые массивные	>7 млрд. м ³
22.	Нафт-Сафит. ГН. (Иран) 1935 г. S - 108 км ²	Миоцен - Олигоцен - свита Асмари	1695	25,0	1,48	74	Сводовые массивные	>140 млн. т >70 млрд. м ³
23.	Гечсаран. ГН. (Иран) 1928 г. S - 210 км ²	Миоцен – Олигоцен - свита Асмари	1676 850-1870	25,9 25,2	1,545 1,35-1,70	54	Сводовые массивные	>1,485 млрд. т 160 млрд. м ³

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24.	Сараджех. ГК. (Иран) 1958 г.	Миоцен – Олигоцен - свита Асмари	2438-2740 2648	38,5	1,35	105		>160 млн. т
25.	Джилабат. Н. (Иран). 1970 г.	Миоцен - свита Фарс.	1360-1395	32,5	2,38-2,33	57		
26.	Альборц (Иран)	Миоцен – Олигоцен - свита Кум	2680	45,5	1,697	88		
27.	Бай-Гассан. ГН. (Ирак) 1953 г. S - 84 км ²	Миоцен – Олигоцен - свита Киркук Верхний мел - свита Шираниш	1280-1524 1311-1430	14,1 26,4	1,10-0,92 2,01-1,84		Сводовые массивные	>300 млн. т >130 млрд. м ³
28.	Альборз. ГН. (Ирак) 1956 г.	Ранний Миоцен – Олигоцен - свита Кум	2680	45,5	1,697			
29.	Абу-Гураб. (Ирак)	Миоцен – Олигоцен - свита Асмари	2837	42,5	1,50			
30.	Суэдня. ГН. (Сирия) 1959 г. S - 70 км ² .	Верхний мел. Верхняя юра Верхний триас	1700 2850 3200	18,0 35,5 38,5	1,058 1,245 1,203	75 88 94	Сводовые массивные	>150 млн. т >9 млрд. м ³
31.	Хурбет. ГН. (Сирия) 1963 г. S - 16 км ²	Верхний триас	2975-3035	37,8	1.26	92	Сводовая	>1,2 млн. т >0,1 млрд. м ³
32.	Чаук. Н. (Бирма) 1901 г.	Олигоцен - свита Падаун	360-1130 надвиговая часть 1800-2500 поднадви .(35 пластов)		1,99		Пластовые сводовые, литологически и тектонически экранированные	Среднее
33.	Чухуакен. НГ. О-в Тайвань 1896 г.	Плиоцен - Миоцен	1800-3560 (4 пласта)	23,7-44,9	1,31-1,26		Пластовая сводовая, литологически и тектонически экранированная	Мелкое

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
34.	Цзиньшуй. Г. О-в Тайвань		2200-4400	23,0-66,9	1,04-1,52			
35.	Навагам. Н. (Индия) 1961 г. S - 30 км ² . Н - 70 м	Поздний Эоцен Ранний Эоцен	1300 1900-1907	18,3 28,0	1,43 1,476	102 135	Пластовые сводовые, частично литологически экранированная	6 млн. т

Месторождения:

Н – нефтяные;

Г – газовые;

НГ – нефтегазовые;

ГН – газонефтяные;

ГК – газоконденсатные;

НГК – нефтегазоконденсатные.

Относительно глубинного диапазона распространения можно сказать, что наибольшее количество нефтяных и газовых залежей с АВПД встречено на глубинах 2-4 км. Однако в ряде нефтегазоносных областей, приуроченных к геосинклинальным складчатым зонам с активной тектоникой, проявления АВПД начинаются с глубин 400-600 м. В пределах Западного Апшерона, Бакинского архипелага, Прикуринской низменности минимальные глубины проявления АВПД связаны с присводовыми частями поднятий, осложненными грязевым вулканизмом. Аномальными давлениями характеризуются крупные нефтяные месторождения Терско-Каспийского прогиба, где выделяются две зоны АВПД: одна в разрезе чокракских (N_1) и майкопских (P_g) отложений, другая в верхнесарматской (N_1) толще с $K_{ан}$ до 2,20.

АВПД получило свое развитие на целом ряде месторождений Прикаспийской впадины. Так, на севере впадины АВПД встречены в подсолевых отложениях кунгурского, артинского, сакмарского (P_1) возраста и в карбоне. В вертикальном разрезе впадины выделяют три температурных зоны. Первая охватывает надсолевой комплекс отложений, где основная масса пород комплекса находится в условиях низких температур. Вторая зона связана с соленосным комплексом пород и геотермическим градиентом $0,7-1,0^{\circ}C/100$ м. Третья зона связана с подсолевым комплексом пород, где геотермический градиент изменяется от $1,3$ до $2,8^{\circ}C/100$ м. На Астраханском своде $K_{ан}$ достигают величин $1,50-1,60$, а температурный градиент составляет $3-3,6^{\circ}C/100$ м.

На территории Днепровско-Донецкой впадины АВПД выявлены на целом ряде крупных месторождений в центральной и прибортовой частях впадины, которые связаны с двумя толщами. Верхняя зона связана с нижнепермскими соленосными образованиями (бахмутская серия), нижняя - со средне-нижнекаменноугольными отложениями, где $K_{ан}$ достигают $1,90$. В региональном плане температурный режим резко неоднороден. Максимальные значения температурных градиентов зафиксированы в зоне южных крыльевых дислокаций и в прибортовой полосе юго-восточной части грабена ($3,5-4,0^{\circ}C/100$ м). Температурные градиенты в $3,2-3,4^{\circ}C/100$ м установлены на Шебелинском и Глиско-Розбышнянском месторождениях.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция является уникальной, как по сложности и многообразию геологических объектов, так и по условиям их образования. Работами, проводившимися на протяжении 70^x-90^x гг. в целом ряде районов ТПП, были изучены особенности проявления и пространственного распределения АВПД и ППД. В настоящее время можно говорить как об общих, так и частных особенностях и закономерностях

площадного и вертикального распределения пластовых давлений в ТПП и ее отдельных тектонических зонах [Аронсон и др., 1999; Улыбин, 2002; Фенин и др., 2007; Фенин и др., 2008а, б; Фенин, Травина, Чумакова, 2008].

Областями преимущественного развития АВПД на сегодняшний день являются: Лайский вал и Колвинский мегавал Печоро-Колвинского авлакогена, северная часть Варандей-Адзъвинской структурной зоны (вал Сорокина и Сарембой-Леккейгинский вал), Косью-Роговская впадина Предуральского краевого прогиба, периферийные части Хорейверской впадины. Нижняя граница распространения зоны АВПД в настоящее время не установлена. В стратиграфическом плане верхняя граница зоны АВПД, в основном, приурочена к тиманско-саргаевским отложениям нижнефранского подъяруса верхнего девона. В пределах Варандей-Адзъвинской структурной зоны она приурочена к кровле коллекторов нижнего девона (D_{1p} -пражский горизонт).

АВПД встречены в водоносных горизонтах отложений среднего девона (Лаявожское месторождение - $K_{ан} 1,45$ и $T_{пл}+120^{\circ}C$, Вуктыльское месторождения - $K_{ан} 1,47$ и $T_{пл}+96^{\circ}C$). На Инзырейском месторождении - в отложениях силура ($K_{ан} 1,50-1,53$ и $T_{пл}+114^{\circ}C$), Южно-Баганская и Кочмесская площади - в отложениях ордовика ($K_{ан} 1,44$ и $1,36-1,42$ соответственно), Седьягинское месторождение - в отложениях нижнего девона ($K_{ан} 1,35$), Тобойское месторождение - на водонефтяном контакте залежи пласта «В» с $K_{ан} 1,76$ и $T_{пл}+78^{\circ}C$. АВПД в газовых скоплениях зафиксированы на Кочмесской площади в отложениях ордовика с $K_{ан} 1,45$, на Верхне-Лайской площади в отложениях нижнего девона-силура с $K_{ан} 1,61$ и Инзырейском месторождении в отложениях верхнего девона с $K_{ан} 1,90$.

Широкое развитие АВПД получило в нефтеносных пластах большой группы месторождений Печоро-Колвинского авлакогена и Варандей-Адзъвинской структурной зоны. На Северо-Сарембойском месторождении вскрыто две зоны АВПД, в карбонатных отложениях лохковского яруса нижнего девона и силура с $K_{ан}$ соответственно $1,70-1,85$ и $1,55$. На Медынском, Тобойском и Мядсейском нефтяных месторождениях зона АВПД приурочена к карбонатным отложениям лохковского яруса нижнего девона, терригенным отложениям пражского яруса. Вскрытая на сегодняшний день зона АВПД, в отложениях нижнего девона состоит из четырех продуктивных пластов, а на Мядсейском месторождении дополнительно вскрыты два пласта в карбонатных отложениях силура.

На территории ТПП нефтегазоносность установлена по всему вскрытому разрезу осадочного чехла от триасовых до ордовикских отложений с преобладанием нефтяных месторождений. В провинции открыто 233 месторождения, в том числе 19 крупных

(Ярегское, Вуктыльское, Усинское, Инзырейское, Медынское, Тобойско-Мядсейское и др.). Среди выявленных месторождений преобладают нефтяные - 78%, газовые - 18%. Месторождения с газообразными УВ по провинции распределены неравномерно. В пределах северных территорий (Ненецкий национальный округ) открыто 12 месторождений: 6 - нефтегазоконденсатных, 1 - газонефтяное, 4 - газоконденсатных и 1 - газовое, подавляющее большинство которых находится в пределах Шапкина - Юрьяхинского вала. На юге провинции (республика Коми) открыто 35 месторождений: 7 - нефтегазоконденсатных, 4 - нефтегазовых, 4 - газонефтяных, 4 - газоконденсатных, 16 - газовых. Для большинства месторождений характерны $K_{ан}$ 1,03 - 1,15. В этом ряду, выделяется уникальное Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Северо-Предуральской НГО, где $K_{ан}$ составляет 1,60-1,75.

Наряду с этим выявленные на сегодняшний день месторождения с АВПД связаны в определенной степени с зонами аккумуляции углеводородных скоплений (ЗНГН). ЗНГН рассматриваются как ассоциации смежных и сходных по своему геологическому строению и генезису месторождений нефти и газа, характеризующихся единством факторов их контроля (структурный, литологический, стратиграфический факторы). Зоны аккумуляции приурочены к определенным литолого-стратиграфическим комплексам, которые характеризуются региональной нефтегазоносностью в пределах крупных нефтегазоносных территорий-провинций и областей. В ТПП провинции по основному фактору контроля выделены следующие классы зон аккумуляции (ЗНГН): структурные, стратиграфические, литологические, рифогенные. В большинстве случаев (более 70%) контроль залежей УВ в зонах аккумуляции связан практически исключительно со структурным фактором. Характерной особенностью ТПП является то, что, несмотря на огромное многообразие разнотипных зон в пределах мегакомплексов (комплексов) среди всех ЗНГН около 40% контролируется высокоамплитудными линейно-вытянутыми структурами (валами, мегавалами), которые расположены в мобильных блоках земной коры, таких как: Печоро-Колвинский авлакоген, Варандей-Адзвинская структурная зона, Предуральский краевой прогиб. К наиболее характерным зонам нефтегазонакопления можно отнести Колвинского мегавала, где выделяют три ЗНГН [Прищеп и др., 2009]: Ярейюская (O2-D1, D2-D3f1, C1v1-2-P1ar), Восточно-Ярейюская (O2-D1, D2-D3f1, D3dm-C1t), Западно-Инзырейская (O2-D1, D3dm-C1t, C1v1-2-P1ar).

В табл. 2 приведены данные по месторождениям с АВПД ТПП. Эти данные свидетельствуют о том, что зоны АВПД обладают значительными запасами УВ и связаны с

ЗНГН Варандей–Адзъвинской структурной зоны и Колвинского мегавала, потенциал которых до конца еще не изучен. Это в первую очередь относится к Северо-Сарембойскому и Тобойско-Мядсейской группе месторождений Сарембой-Леккейягинского вала. В пределах Колвинского мегавала это месторождение им. Ю.А. Россихина и Инзырейское месторождение. К этому необходимо добавить, что на ряде месторождений зоны АВПД вскрыты одной - двумя скважинами. Выявленные зоны АВПД ТПП связаны со средне-нижнепалеозойскими отложениями от тиманского горизонта верхнего девона до силурийско-ордовикских, а на Возейском месторождении и с отложениями протерозоя.

Таблица 2

**Распределение геологических запасов нефти по месторождениям с АВПД
Тимано-Печорской провинции**

Месторождение	Горизонт	$K_{ан}$	Геологические запасы, тыс. т
Варандей–Адзъвинская структурная зона			
Северо – Сарембойское.(D ₁ -S-O)	D _{1l}	1,70-1,88	7280
	S ₂	1,60	18359
Сарембойское. (D ₁ -S)	D ₁	1,40	927
Тобойское. (D ₁ -S-O)	D _{1p}	1,35	5108
	D _{1l}	1,60-1,85	82760
Мядсейское. (D ₁ -S-O)	D _{1l}	1,45	83757
Медынское. (D ₁ -S-O)	D _{1l}	1,70-1,95	18078
Перевозное.(D ₁ -S-O)	D _{1l}	1,75	221120
Колвинский мегавал			
Россихина.(D _{3f1} -D ₂)	D ₃ III-I	1,08-1,22-1,44	51915
Ошское. (D _{3f1} -D ₂)	D ₂	1,20-1,49	10536
Инзырейское.(D _{3f1} -D ₂)	D _{3f}	1,30-1,92	191990
	D ₂	1,26	10447
Лайский вал			
Западно - Командиршорское. (D _{3f1} -D ₂)	D ₂	1,12-1,18	12034
Командиршорское. (D _{3f1} -D ₂)	D ₂	1,15-1,44	5213
Верхне-Лайское. (D _{3f1} -D ₂)	D _{3f}	1,55-1,61	9371
Итого			728895

Если говорить о времени формирования зоны АВПД, то, вероятно, оно формировалась на этапе возрастания неотектонической активности, точнее в неоген-четвертичное время. В данном случае вероятней всего можно говорить о второй фазе-этапе формирования АВПД, активность которой гораздо выше. Величины $K_{ан}$ достигают 1,80-1,96, охватывают большой стратиграфический диапазон от тиманско-саргаевских до ордовикских отложений. Наряду с

этим зафиксированы случаи вскрытия горизонтов с АВПД выше тиманско-саргаевской региональной покрывки в доманиковых и семилукских отложениях верхнего девона. Газовые скопления малого объема и высокого давления пока выявлены на трех месторождениях. На Верхне-Лайском месторождении газовая залежь малого объема и высокого давления установлена в отложениях нижнего девона и силура (два пласта). Выше по разрезу в отложениях тиманского горизонта выявлена нефтяная залежь с АВПД ($K_{ан}$ 1,55-1,61). На Кочмесском месторождении открыто три залежи нефти не промышленного значения в карбонатных отложениях окского надгоризонта и терригенно-карбонатных отложениях артинского яруса. Газовая залежь малого объема с АВПД ($K_{ан}$ 1,40-1,45) выявлена в отложениях ордовика. На Инзырейском месторождении приток нефти с газом получен в одном из блоков из отложений джъерского горизонта ($K_{ан}$ 190). При рассмотрении нефтяных залежей в зонах АВПД прослеживается тенденция уменьшения плотности нефти с глубиной залегания и возрастание газового фактора. Таким образом, приведенные данные по месторождения и площадям ТТП в совокупности с данными по районам мира, в частности по бассейну Делавер-Вал Верде, дают нам возможность сделать предположение о том, что ниже установленных зон АВПД могут быть открыты скопление УВ. В этой связи необходимо упомянуть о Предуральском краевом прогибе и Кортаихинской впадине, которые традиционно относятся к зонам газонакопления, в пределах которых так же могут быть открыты месторождения газа и газоконденсата.

Выводы

1. Обобщенный анализ приведенных данных по НПП позволяет нам сказать, что АВПД имеют достаточно широкое распространение в осадочном чехле НГБ мира, включая в отдельных случаях и породы фундамента. Это позволят нам высказать точку зрения о том, что геологический процесс образования и формирования АВПД является глобальным, планетарным и неизбежным, через который прошли, проходят или будут проходить регионы, области, районы. Несмотря на существующие различные взгляды и точки зрения, мы, как и ряд исследователей [Кучерук, Люстих, 1986; Лаврушко, 1988; Белонин, Славин, Чилингаров, 2005], рассматриваем АВПД в качестве положительного признака нефтегазоносности, а открытие крупных скоплений УВ зависит от многих факторов и контролируется как общими геологическими закономерностями, так и условиями формирования АВПД.

2. В хорошо изученных бурением районах мира зоны АВПД имеют мощность от 2,0 до 3,3 км и залегают в различных стратиграфических горизонтах в диапазоне глубин от 1,5 до 5,8 км, а закономерности изменения пластовых давлений изучены до глубин 7-8 км и более.

В таких районах максимальные значения $K_{ан}$ установлены в средней части осадочного чехла на глубинах в диапазоне 3-5 км. Ниже этих отметок значения $K_{ан}$ снижаются, достигая величин близких к нормальным, где открыты и могут быть открыты скопления УВ, что и наблюдается в бассейне Делавер-Вал Верде (США) [Аронсон и др., 1999].

3. Открытия последних 30-40 лет свидетельствуют о том, что крупные скопления УВ на глубинах свыше 4000-4500 м и более (при $K_{ан} > 1,60$) могут иметь достаточно широкое распространение. Установленный ранее порог $K_{ан}$ 1,25 для гигантских и 1,40 для крупных месторождений [Кучерук, Люстих, 1986; Лаврушко, 1988; Белонин, Славин, Чилингаров, 2005; Фенин и др., 2007] в настоящее время смещается в сторону его увеличения.

4. Для большинства рассмотренных бассейнов мира характерной особенностью проявления АВПД является их тектоническая и неотектоническая активность в неоген - четвертичное время.

5. Из 14 крупных (открытых) по геологическим запасам месторождений ТПП АВПД установлено на восьми, что составляет 58%. На таких месторождениях, как Вуктыльское, Инзырейское, Тобойско-Мядсейское, Северо-Сарембойское, Ошское, Южно-Ошское, Перевозное и др. более 85-90% выявленных на сегодняшний день геологических запасов приходятся на зоны АВПД.

6. В ТПП провинции перспективы нефтегазоносности связываются с двумя нефтегазоносными комплексами: среднеордовикско-нижнедевонским (карбонатным) и среднедевонско-нижнефранским (преимущественно терригенным). Оба комплекса имеют широкое площадное развитие, залегают на глубинах от 2,5 до 5,0 км и более. Именно с этими двумя комплексами связано развитие и распространения АВПД. Максимальная величина $K_{ан}$ установленная на сегодняшний день составляет - 1,96. Нижняя граница (подошва) распространения зоны АВПД в настоящее время не установлена, а ее вскрытая мощность составляет 1200-1700 м.

Литература

Александров Б.Л. Аномально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. - М.: Недра, 1987. - 216 с.

Аникиев К.А. Аномально высокие пластовые давления в недрах нефтяных и газовых месторождений. - Л.: Недра, 1964. - 168 с.

Аронсон В.Е., Славин В.И., Смирнова Е.М., Фенин Г.И. Использование данных о проявлениях АВПД для оценки перспектив нефтегазоносности северных районов Тимано-Печорской провинции. Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Северо-Западного экономического района Российской Федерации //Сб. материалов Международной Конференции. - СПб: ВНИГРИ, 1999. - С. 61-65.

Белонин М.Д., Славин В.И., Чилингаров Д.В. Аномально высокие пластовые давления, происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов. - СПб: Недра, 2005. - 321 с.

Гуревич А.К., Крайчик М.С., Батыгина Е.И. Давления пластовых флюидов. - Л.: Недра, 1987. - 223 с.

Дурмищян А.Г. О природе аномально высоких пластовых давлений (АВПД) и ее роли в поисках залежей нефти и газа //Тр. ВНИГРИ. - Вып. 397. - Л.: Недра, 1977. - С. 55-70.

Клемм Х.А. Геотермические градиенты, тепловые потоки и нефтегазоносность /Нефтеносность и глобальная тектоника. - М.: Недра, 1978. - 238 с.

Кучерук Е.В., Люстих Т.Е. Прогноз и оценка аномальных пластовых давлений по материалам геофизических исследований /Итоги науки и техники. Геологические и геохимические методы поисков полезных ископаемых. Методы разведки и оценка месторождений. Разведочная и промысловая геофизика. - М.: ВИНТИ, 1986. - Т. 7. - 127 с.

Лаверушко И.П. Решающие факторы формирования и критерии поиска крупных месторождений нефти и газа. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. - М.: ВИЭМС, 1988. - 48 с.

Мелик-Пашаев В.С., Халимов Э.Ш., Серегина В.И. Аномально высокие пластовые давления на нефтяных и газовых месторождениях. - М.: Недра, 1983. - 183 с.

Мурадян В.М. Особенности геологического строения и генезис аномально высоких давлений в альпийских геосинклинальных зонах. - М.: ВНИИГАЗ, 1997. - 89 с.

Прищепа О.М., Макаревич В.Н., Травина Т.А., Соболев В.С., Григоренко Ю.Н., Чумакова О.В. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (Республика Коми, Ненецкий АО, Печорское море) //Нефтегазоносность северо-западного и восточных регионов России //Под ред. Ю.Н. Григоренко, О.М. Прищепы. - СПб.: Недра, 2009. - С. 23-85.

Прогноз и оценка нефтеносности недр на больших глубинах /С.Н. Симаков, Т.П. Артамонов и др. - Л.: Недра, 1986. - 247 с.

Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. - Кн. 1, 2. /Под ред. И.В. Высоцкого. - М.: Недра, 1976.

Тхостов Б.А. Начальные пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. - М.: Гостоптехиздат, 1960. - 105 с.

Улыбин О.А. Литологические и тектонические особенности регионального размещения залежей нефти и газа с АВПД на примере Печоро-Обского геоблока. - СПб, 2002. - 119 с.

Фенин Г.И., Невская Н.М., Зытнер Ю.И., Чумакова О.В. О проявлении аномально высоких пластовых давлений в мире и особенности его проявления в Тимано-Печорской провинции. Литологические и геохимические основы прогноза нефтеносности //Сб. материалов международной научно-практической конференции 30 июня - 3 июля 2008 г. - СПб.: ВНИГРИ, 2008а. - С. 230-239.

Фенин Г.И., Невская Н.М., Чельшев С.С., Чумакова О.В. Перспективы нефтегазоносности глубоководных горизонтов осадочного чехла с повышенными и аномальными давлениями в различных районах Тимано-Печорской провинции //Сб. материалов Международной научно-практической Конференции. - СПб: ВНИГРИ, 2007. - С. 135-145.

Фенин Г.И., Травина Т.А., Чумакова О.В. Проблемы освоения залежей с повышенными и аномальными пластовыми давлениями на примере Инзырейского нефтяного месторождения Тимано-Печорской провинции //Нефтегазовая геология. Теория и практика. -2008. - Т. 3. - № 3. - http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2008.pdf

Фенин Г.И., Чумакова О.В., Зытнер Ю.И., Травина Т.А., Чельшев С.С. Проблемы вовлечения в освоение запасов с АВПД (на примере Северо-Сарембойского нефтяного месторождения) //Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов. Актуальные проблемы подготовки и освоения углеводородной сырьевой базы: сб. материалов научно-практической конференции 6-10 октября 2008 г. - СПб.: ВНИГРИ, 2008б - С. 197-203.

Фертль У.Х. Аномальные пластовые давления. - М.: Недра, 1980. - 397 с.

Светлой памяти кандидата геолого-минералогических наук Татьяны Анатольевны Травиной посвящается.

Рецензент: Окнова Нина Сергеевна, доктор геолого-минералогических наук, профессор

Fenin G.I.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

ANOMALOUS RESERVOIR PRESSURE IN THE ZONES OF HYDROCARBON ACCUMULATION OF OIL AND GAS BEARING BASINS

Geological data on the development and distribution of anomalous pressure, reservoir temperatures and geothermal gradients in the sequences of sedimentary basins in different regions of the world has been analyzed. Manifestations of anomalous high reservoir pressure characteristic of different types of fluids in Timan-Pechora province have been considered. Key oil and gas potential of the territory of Timan-Pechora province (like in any other world similar in geological terms regions) is currently associated with two oil and gas complexes: the Middle Ordovician - Lower Devonian (carbonate), and Middle Devonian - Lower Frasnian (mainly terrigenous). Large hydrocarbon reserves are proved to be associated with the zones of abnormally high reservoir pressure as it is seen by the fields with abnormally high reservoir pressure of the Timan-Pechora province

Key words: oil and gas province, reservoir pressure, anomalous reservoir pressure, geothermal gradient, geological reserves.

References

Aleksandrov B.L. Anomal'no vysokie plastovye davleníá v neftegazonosnyh bassejnah. - M.: Nedra, 1987. - 216 s.

Anikiev K.A. Anomal'no vysokie plastovye davleníá v nedrah neftányh i gazovyh mestoroždenij. - L.: Nedra, 1964. - 168 s.

Aronson V.E., Slavin V.I., Smirnova E.M., Fenin G.I. Ispol'zovanie dannyh o proávleníáh AVPD dlá ocenki perspektiv neftegazonosnosti severnyh rajonov Timano-Pečorskoy provincii. Perspektivy razvitiá i osvoeniá toplivno-ènergetičeskoy bazy Severo-Zapadnogo èkonomičeskogo rajona Rossijskoj Federacii //Sb. materialov Meždunarodnoj Konferencii. - SPb: VNIGRI, 1999. - S. 61-65.

Belonin M.D., Slavin V.I., Čilingarov D.V. Anomal'no vysokie plastovye davleníá, proishoždenie, prognoz, problemy osvoeniá zalezěj uglevodorodov. - SPb: Nedra, 2005. - 321 s.

Gurevič A.K., Krajčik M.S., Batygina E.I. Davleníá plastovyh flúidov. - L.: Nedra, 1987. - 223 s.

Durmiš'án A.G. O prirode anomal'no vysokih plastovyh davlenij (AVPD) i ee roli v poiskah zalezěj nefti i gaza //Tr. VNIGRI. - Vyp. 397. - L.: Nedra, 1977. - S. 55-70.

Klemm H.A. Geotermičeskie gradyenty, teplovyje potoki i neftegazonosnost' /Neftenosnost' i global'naá tektonika. - M.: Nedra, 1978. - 238 s.

Kučeruk E.V., Lústih T.E. Prognoz i ocenka anomal'nyh plastovyh davlenij po materialam geofizičeskikh issledovanij /Itogi nauki i tehniki. Geologičeskie i geohimičeskie metody poiskov poleznyh iskopaemyh. Metody razvedki i ocenka mestoroždenij. Razvedočnaá i promyslovaá geofizika. - M.: VINITI, 1986. - T. 7. - 127 s.

Lavruško I.P. Rešaúšie faktory formirovaniá i kriterii poiska krupnyh mestoroždenij nefti i gaza. Geologíá, metody poiskov i razvedki mestoroždenij nefti i gaza. - M.: VIÈMS, 1988. - 48 s.

Melik-PašaeV V.S., Halimov È.Š., Seregina V.I. Anomal'no vysokie plastovye davleníá na neftányh i gazovyh mestoroždeniáh. - M.: Nedra, 1983. - 183 s.

Muradán V.M. Osobennosti geologičeskogo stroeniá i genezis anomal'no vysokih davlenij v al'pijskikh geosinklinal'nyh zonah. - M.: VNIIGAZ, 1997. - 89 s.

Prišepa O.M., Makarevič V.N., Travina T.A., Sobolev V.S., Grigorenko Ū.N., Čumakova O.V. Timano-Pečorskaá neftegazonosnaá provinciá (Respublika Komi, Neneckij AO, Pečorskoe more) //Neftegazonosnost' severo-zapadnogo i vostočnyh regionov Rossii //Pod red. Ū.N. Grigorenko, O.M. Prišepy. - SPb.: Nedra, 2009. - S. 23-85.

Prognoz i ocenka neftenosnosti neдр na bol'ših glubinah /S.N. Simakov, T.P. Artamonov i dr. - L.: Nedra, 1986. - 247 s.

Spravočnik po neftányh i gazovym mestoroždeniám zarubežnyh stran. - Kn. 1, 2. /Pod red. I.V. Vysockogo. - M.: Nedra, 1976.

Thostov B.A. Načal'nye plastovye davleníá v neftányh i gazovyh mestoroždeniáh. - M.: Gostoptehizdat, 1960. - 105 s.

Ulybin O.A. Litologičeskie i tektoničeskie osobennosti regional'nogo razmešeniâ zaležej nefti i gaza s AVPD na primere Pečoro-Obsskogo geobloka. – SPb, 2002. – 119 s.

Fenin G.I., Nevskâ N.M., Zytner Ū.I., Čumakova O.V. O proâvlenii anomal'no vysokih plastovyh davlenij v mire i osobennosti ego proâvleniâ v Timano-Pečorskoj provincii. Litologičeskie i geohimičeskie osnovy prognoza neftenosnosti //Sb. materialov meždunarodnoj naučno-praktičeskoj konferencii 30 iûnâ - 3 iûlâ 2008 g. – SPb.: VNIGRI, 2008a. - S. 230-239.

Fenin G.I., Nevskâ N.M., Čelyšev S.S., Čumakova O.V. Perspektivy neftegazonosnosti glubokopogružennyh gorizontov osadočnogo čehla s povyšennymi i anomal'nymi davleniâmi v različnyh rajonah Timano-Pečorskoj provincii //Sb. materialov Meždunarodnoj naučno-praktičeskoj Konferencii. – SPb: VNIGRI, 2007. - S. 135-145.

Fenin G.I., Travina T.A., Čumakova O.V. Problemy osvoeniâ zaležej s povyšennymi i anomal'nymi plastovymi davleniâmi na primere Inzyrejskogo neftânogo mestoroždeniâ Timano-Pečorskoj provincii //Neftegazovâ geologiâ. Teoriâ i praktika. -2008. – T. 3. - # 3. - http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2008.pdf

Fenin G.I., Čumakova O.V., Zytner Ū.I., Travina T.A., Čelyšev S.S. Problemy vovlečeniâ v osvoenie zapasov s AVPD (na primere Severo-Sarembojskogo neftânogo mestoroždeniâ) //Teoriâ i praktika geologo-èkonomičeskoj ocenki raznomasštabnyh neftegazovyh ob"ektov. Aktual'nye problemy podgotovki i osvoeniâ uglevodorodnoj syr'evoj bazy: sb. materialov naučno-praktičeskoj konferencii 6-10 oktâbrâ 2008 g. - SPb.: VNIGRI, 2008b - S. 197-203.

Fertl' U.H. Anomal'nye plastovye davleniâ. - M.: Nedra, 1980. - 397 s.

© Фенин Г.И., 2010