

УДК [622.276:532.11]:551. 734(470.111)

**Фенин Г.И., Травина Т.А., Чумакова О.В.**ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ)», Санкт-Петербург, Россия [ins@vnigri.spb.su](mailto:ins@vnigri.spb.su)

## **ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ С ПОВЫШЕННЫМИ И АНОМАЛЬНЫМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ НА ПРИМЕРЕ ИНЗЫРЕЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ**

*В работе рассматриваются геологические особенности строения и перспективы нефтегазоносности нижних горизонтов осадочного чехла Инзырейского месторождения. На месторождении выявлены повышенные и аномально высокие пластовые давления.*

**Ключевые слова:** *повышенные и аномально высокие пластовые давления, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, Инзырейское месторождение, коэффициент аномальности, девон.*

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция является уникальной, как по сложности и многообразию геологических объектов, так и по условиям их образования. Провинция имеет большое стратегическое значение в топливно-энергетическом комплексе северо-запада России и обладает значительным потенциалом запасов углеводородного сырья (УВС) [Тимано-Печорская провинция..., 2004]. Разрез Тимано-Печорской провинции характеризуется рядом геологических особенностей, таких как: значительная уплотненность горных пород и преимущественно карбонатный тип разреза ордовикско-нижнедевонского и среднедевонско-нижнефранского нефтегазоносных комплексов (НГК), наличие повышенных (ППД) и аномально высоких (АВПД) пластовых давлений, значительная трещиноватость горных пород и отсутствие заметного разуплотнения в зонах АВПД и др. Области развития АВПД являются мобильные геоблоки ТПП - Печоро-Колвинский, Варандей-Адзвинский, Предуральский. В пределах Печоро-Колвинского авлакогена ППД и АВПД выявлены на месторождениях и поисково-разведочных площадях Лайского вала и Колвинском мегавале (Верхне-Лайское, группа Командиршорских месторождений, Инзырейское, им Ю.А. Россихина и др.).

Инзырейское нефтяное месторождение расположено в 150 км к востоку от г. Нарьян-Мар, ближайший населенный пункт пос. Харьяга расположен в 40 км к югу от месторождения, в непосредственной близости от района с развитой инфраструктурой и соединено нефтепроводом с Харьягинским месторождением.

В тектоническом плане месторождение приурочено к одноименной структуре в центральной части Печоро-Колвинского авлакогена (Харьяга-Усинский нефтегазоносный

район). Инзырейское поднятие с запада и востока ограничено региональными тектоническими нарушениями и по комплексу нижнефранско-среднедевонских, девонских и силурийских отложений имеет сложное блоковое строение. В пределах поднятия в настоящее время выделяют Инзырейскую и Южно-Инзырейскую структуры, отделенные друг от друга серией тектонических нарушений. Инзырейское поднятие было выявлено и подготовлено к бурению в 1980 г., а его строение по среднедевонским и более древним отложениям уточнено в 1989 г. Первооткрывательницей месторождения считается скважина № 203, при бурении которой в интервале 4405-4406 м наблюдалось интенсивное нефтепроявление.

Бурение первых поисково-разведочных скважин на Инзырейской площади столкнулось с рядом проблем связанных со вскрытием пластов и горизонтов с АВПД. По этой причине не были доведены до проектных глубин скважины № 201, 203, 204. В результате возникших интенсивных нефтепроявлений скважины были ликвидированы, а возложенные на них геологические задачи до конца не были решены. В настоящее время лицензией на ведение добычи и геологическое изучение месторождения владеет ООО «Лукойл-Коми» (до 2018 г.). Залежи нефти выявлены в ордовикско–нижнедевонском нефтегазоносном комплексе, среднедевонско-нижнефранском и доманиково-турнейском комплексах (карбонатные отложения сирачойского горизонта).

#### *Залежь нефти в отложениях сирачойского горизонта верхнего девона (D<sub>3</sub>sgc).*

Залежь в рифогенных известняках массивная, высотой порядка 140 м с водонефтяным контактом (ВНК) принятым на абс. отм. –3336 м. По данным опробования и исследования скважин пластовые давления в залежи нормальные. Дебиты нефти по скважинам на 10 мм штуцере, в среднем составляют 140 м<sup>3</sup>/сут. Залежь введена в разработку в 2003 г. На данный момент степень выработанности составляет 8,5%, а обводненность более 6%.

*Залежь нефти в терригенных отложениях нижнего франа (D<sub>3</sub>dzt)* связана с отложениями джьерского горизонта хыльчующской свиты. Залежь пластовая, сводовая, тектонически и частично литологически экранированная. В пределах поднятия ВНК принят на абс. отм. –4275 м с высотой залежи 335 м. В пределах продуктивной толщи выделяют три пласта (сверху вниз Ш, II, I). Эффективные нефтенасыщенные мощности пласта D<sub>3</sub>f-III в зависимости от их структурного положения варьируют от 0-0,6 до 8,0-11 м, в пласте D<sub>3</sub>f-II от 0,6-1,3 до 9 м. Пласт D<sub>3</sub>f-I выделяется только в пределах Южно-Инзырейского поднятия и в пробуренных скважинах не опробовался. Общая мощность пласта 4,0-10 м.

При опробовании пласта D<sub>3</sub>f-III в скважинах № 201, 204, 208, 251, 255, 503 притоков не получили. В скважине № 205 при совместном испытании пласта D<sub>3</sub>f-III и отложений нижнего девона получен приток нефти дебитом 0,52-0,63 м<sup>3</sup>/сут. В скважине № 206 при опробовании испытателем пластов (на 3 мм штуцере) из интервала 4139-4254 м получен приток нефти 3,8 м<sup>3</sup>/сут. В тоже время при опробовании интервалов 4206-4249 и 4170-4297 м притоки нефти по расчету составили соответственно 117,2 и 124,24 м<sup>3</sup>/сут. Пласт D<sub>3</sub>f-II был испытан в скважине № 206 (интервал 4318-4323 м.), откуда был получен приток нефти 5,8 м<sup>3</sup>/сут. (на 3 мм штуцере). Притоки нефти были получены при опробовании в скважинах № 515, 254 с расчетными дебитами 2,7 и 5,8 м<sup>3</sup>/сут., а при опробовании интервала 4481-4534 м (скважина № 204) получен разгазированный раствор с пленкой нефти, а расчетный дебит газа составил 72,2 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

*Залежь нефти в терригенных отложениях среднего девона* выявлена только в пределах Южно-Инзырейского поднятия, где эти отложения имеют развитие. Продуктивность–нефтеносность связана с отложениями живетского (старооскольский горизонт - D<sub>2</sub>st) и эйфельского ярусов (колвинский горизонт - D<sub>2</sub>kl). Залежи пластовые, сводовые, каждая со своим ВНК. ВНК залежи старооскольского горизонта на отметке –4004 м, а по залежи колвинского горизонта ВНК условно принят на отметке –4014 м. При относительно стабильной общей мощности пласта старооскольского горизонта эффективные нефтенасыщенные мощности изменяются от 9-11 до 20-34 м. В тоже время, эффективные нефтенасыщенные мощности пласта колвинского горизонта значительно меньше - 4-7 м, а сам пласт, как и коллектор, имеет ограниченное распространение по площади. В отложениях старооскольского горизонта пластовые давления составляют по данным замеров 50,5-50,62 МПа с коэффициентом аномальности (K<sub>ан</sub>) 1,26-1,24. Анализ данных опробования скважин показал, что в большинстве случаев депрессии в скважинах достигали 25-37% от пластового давления, чем отчасти и объясняется отрицательный результат (неполучение притоков при опробовании). При испытании интервала 4164-4175 м (пласт - D<sub>2</sub>ef колвинский горизонт, эйфельские отложения среднего девона) в скважине № 503 дебит нефти (на 3 мм штуцере) составил 44,3 м<sup>3</sup>/сут. Живетские отложения среднего девона D<sub>2</sub>zv испытаны в скважинах № 255, 253, 503, 515, 254. Максимальный дебит нефти – 250 м<sup>3</sup>/сут (на 12 мм штуцере) получен при испытании интервала 4175-4223 м в скважине № 515, а при совместном испытании пластов живетских и эйфельских отложений в интервале 4076-4157 м (скважина № 253) дебит нефти (на 13 мм штуцере) составил 489 м<sup>3</sup>/сут. По данным опробования и испытания

скважин в залежах установлено наличие ППД с  $K_{ан} - 1,20-1,30$ . Залежь введена в разработку в 2001 г., степень выработанности на данный момент - более 9%.

*Залежь нефти в отложениях нижнего девона* (лохковский ярус -  $D_1l$ ) установлена по данным бурения скважин № 201, 204, 206. При испытании интервала 4540-4551 м в скважине № 204 получен приток нефти дебитом  $85 \text{ м}^3/\text{сут.}$  и газа  $13,7 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$  (на 13 мм штуцере), а в скважине № 206 в интервале 4681-4685 м (на 2,5 мм штуцере) дебит нефти составил  $21 \text{ м}^3/\text{сут.}$  В процессе бурения скважины № 201, при забое 4602 м возникло интенсивное нефтепроявление. Залежь нефти, выявленная в отложениях нижнего девона, пластовая, тектонически и литологически экранированная с АВПД.

Вскрытые скважиной № 205 отложения силура по данным испытания обводнены.

Инзырейское месторождение - одно из самых сложных в Тимано-Печорской провинции, как по геологическому строению, так и по характеру распределения пластовых давлений. Величины коэффициентов аномальности варьируют в широком диапазоне от 1,30 до 1,92-1,96. Аномально высокие и повышенные пластовые давления установлены как по данным бурения, так и по данным замеров пластовых давлений. Зоны АВПД и ППД приурочены к отложениям джъерского горизонта верхнего девона ( $D_3dzt$ ), старооскольского и колвинского горизонтов среднего девона ( $D_{2st}$ ,  $D_{2kl}$ ), силура. Как уже отмечалось ранее, по причине вскрытия пластов с АВПД не были доведены до проектных глубин скважины № 201, 203, 204.

По кровле джъерского горизонта скважина № 201 занимает самое низкое гипсометрическое положение (глубина 4403 м, абс. отм. -4278 м), а скважина № 515 занимает самое высокое гипсометрическое положение (глубина 3710 м, абс. отм. -3582 м). Таким образом, амплитуда поднятия, по кровле пласта  $D_3dzt$ -III, составляет 696 м. При общей, относительно стабильной, мощности пласта  $D_3dzt$ -III -50-60 м в пределах Южно-Инзырейского поднятия она увеличивается до 100-110 м на Инзырейском. Эффективные нефтенасыщенные мощности так же варьируют в довольно широком диапазоне и изменяются от 0,8-1,8 до 6,5-11 метров в пределах Инзырейского поднятия и от 0 до 3-4 м на Южно-Инзырейском поднятии. По данным подсчета запасов высота залежи по пласту  $D_3dzt$ -III (при ВНК на абс. отм. -4106 м в скважине № 206) составляет 204 м, а с учетом ВНК по пласту  $D_3dzt$ -II (в скважине № 206 на абс. отм. -4176 м) высота залежи около 330 м. Однако, учитывая результаты опробования, испытания, нефтепроявлений ВНК может быть гораздо ниже, а в блоке скважины № 204 пласт  $D_3dzt$ -II возможно с газовой или газоконденсатной залежью.

Блоковое строение залежей пластов D<sub>3</sub>d<sub>zr</sub>-I-II-III подтверждается, как результатами испытания скважин, оценкой по ТДБ, так и условиями проводки скважин. Эта тенденция распространяется и сохраняется для нижнедевонских отложений. На рис. 1 приведен график изменения пластовых давлений с глубиной. До глубины 4000 м прослеживается зона нормальных пластовых давлений (ЗНД), а ниже этой глубины прослеживается четкая тенденция роста пластовых давлений с разделением на две зоны. Первая зона (повышенных пластовых давлений) связана с продуктивными отложениями среднего девона и джъерского горизонта. Вторая зона (зона АВПД) связана с отложениями джъерского горизонта, нижнедевонскими и силурийскими отложениями, вскрытых скважинами на Инзырейском поднятии. Характер изменения пластовых давлений ( $P_{пл}$ ) в зоне ППД и АВПД имеет практически линейный характер. Разброс значений  $K_{ан}$  от 1,4 до 1,9 в интервале глубин 4000-4550 м объясняется как тектоническим фактором, так и достаточно большой разницей в гипсометрическом положении пластов III-II джъерского горизонта (кровля джъерского горизонта в скважине № 201 на абс. отм. -4278м, а в скважине № 515 на абс. отм. -3582 м).

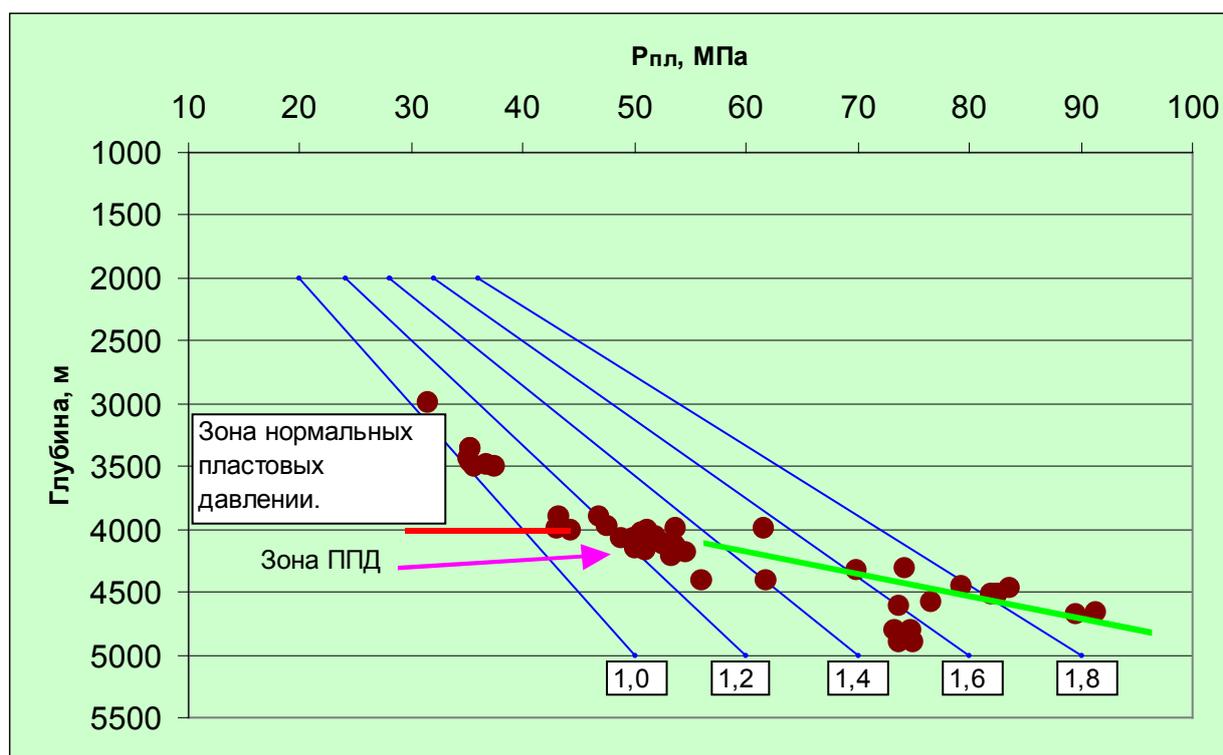


Рис. 1. Изменение пластового давления ( $P_{пл}$ ) с глубиной Инзырейского нефтяного месторождения

Что касается характера изменения пластовых температур с глубиной на месторождении, то он носит линейный характер с температурным градиентом 2,5-2,6°С/на

100 м (рис. 2). Скачка температурного градиента при вхождении в зону АВПД в данном случае не прослеживается, как это отмечено на Возейском, Тобойском месторождениях, а незначительные колебания на глубине 4000 м связаны с замерами температуры в разных условиях (при опробовании и испытании скважин). В целом по месторождению данные о величинах пластовых давлений, характере их изменения по площади и разрезе достаточно хорошо укладываются в схему вертикально-зонального распределения давлений.

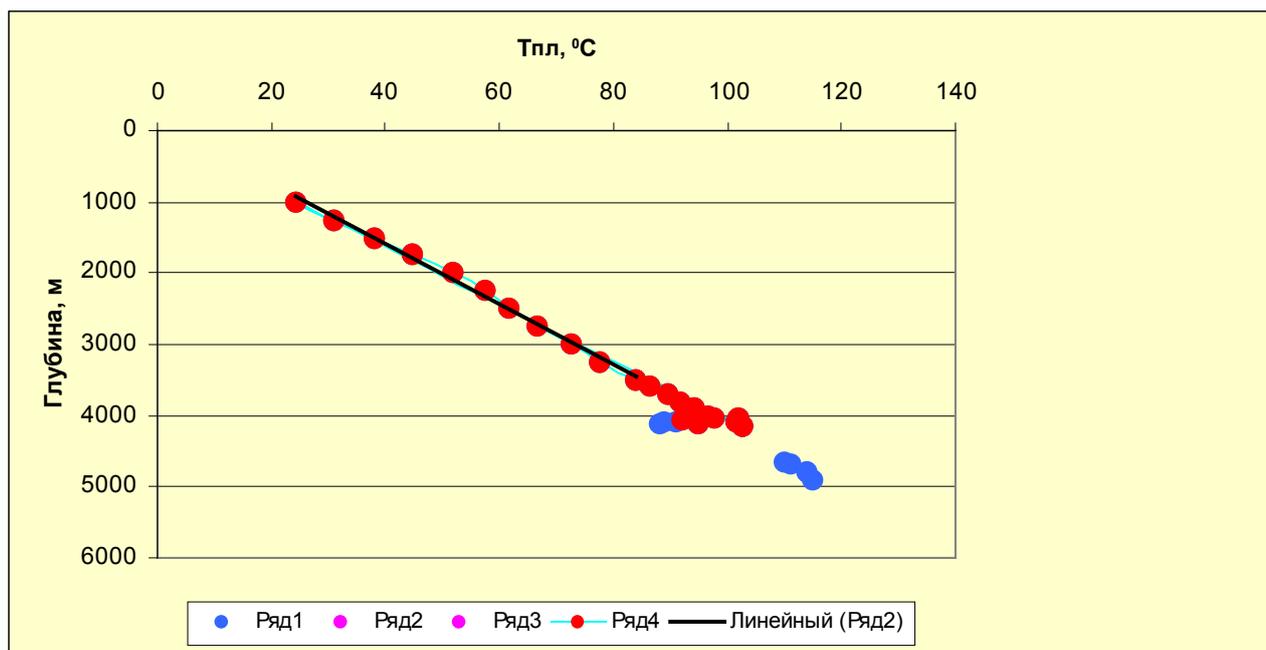


Рис. 2. Изменение пластовой температуры (Тпл) с глубиной Инзырейского месторождения

Основные направления поисково-разведочного этапа на Инзырейском месторождении сводятся к следующему. По данным государственного баланса запасы нефти на 01.01.2007 г. относятся к категории «крупных». Однако по залежам они распределены весьма неравномерно. На долю залежей, выявленных в отложениях сирачойского горизонта верхнего девона и отложениях среднего девона приходится соответственно 4,8-4,1%, а на залежь в джьерском горизонте более 90% подсчитанных запасов. В частности притоки нефти (при испытании в колонне) из джьерских отложений были получены в скважине № 205. В скважине № 203 при бурении этих отложений возникло интенсивное нефтепроявление, которое привело к ликвидации скважины. Обе скважины находятся ниже принятого ВНК на 100-170 метров. Дополнительный прирост запасов по залежи может составить порядка 20-25% от утвержденных на данный момент.

Перспективы нефтегазоносности отложений нижнего девона и силура также оцениваются достаточно высоко. Продуктивность и перспективность нижнедевонских отложений в пределах Колвинского вала общепризнанна. Запасы по нижнедевонским отложениям на месторождении пока не подсчитывались. Однако, полученные результаты по скважинам, вскрывшим отложения нижнего девона, свидетельствуют о достаточно больших запасах, которые могут быть вовлечены в освоение [Аронсон и др., 1999; Фенин и др., 2007]. Прирост запасов по залежи нижнедевонских отложений может составить 25-40 % от общих запасов. Продуктивность силурийских отложений, как составной части нижнедевонско-силурийского НГК установлена на ряде месторождений Колвинского вала и является также общепризнанной [Тимано-Печорская провинция..., 2004; Прищепа, 2005].

В настоящее время на месторождении ведется разработка залежей сирачойского горизонта и среднего девона. Для решения задач по разведке и приросту запасов необходимо бурение новых скважин на джьерские, нижнедевонские и силурийские отложения, что сопряжено с рядом трудностей связанных в первую очередь с АВПД. Бурение новых скважин и их проводка должна осуществляться с учетом обобщения опыта и данных ранее пробуренных скважин с постоянным контролем пластовых давлений по технологическим данным бурения (ТДБ). Такие работы проводились ВНИГРИ по скважинам № 206-Инзырейская, № 251-Южно-Инзырейская совместно с ПГО «Архангельскгеология», а оценка была выполнена по скважинам № 204, 203.

Какие проблемы и осложнения могут возникнуть при освоении залежей и проведении разведочных работ на нижние горизонты, не вовлеченные до настоящего времени в освоение?

В ближайшее время могут возникнуть серьезные проблемы при разработке залежей в терригенных отложениях среднего девона. При относительно небольшой площади залежи колвинского горизонта, выделенных эффективных нефтенасыщенных мощностях (5-7 м) целесообразно было бы начать разработку именно с нее, а после выработки залежи, эти же эксплуатационные скважины перевести на залежь старооскольского горизонта. В скважине № 503 дебит нефти (на 3 мм штуцере) составил  $44 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , а в скважине № 253 пласт испытан совместно с пластом D<sub>2st</sub>. В процессе совместной опытной эксплуатации двух залежей наблюдалось интенсивное падение пластового давления. Первоначально в интервале испытания (4076-4157 м) пластовое давление на глубине 4050 м составляло 52,01 МПа ( $K_{\text{ан}}=1,285$ ), а дебит нефти (на 11 мм штуцере) –  $417 \text{ м}^3/\text{сут.}$  В течении 3-х лет пластовое давление снизилось до 36-38 МПа ( $K_{\text{ан}}=0,91-0,92$ ), а дебит нефти (на 11 мм штуцере) понизился до 270

м<sup>3</sup>/сут. Это свидетельствует о резком снижении пластовой энергии, образовании больших депрессионных воронок, потерей зон проницаемости и другими негативными явлениями, которые не дают возможности в полной мере оценить в процессе эксплуатации истинные добычные возможности пластов.

Аналогичные проблемы могут возникнуть при вводе в разработку залежи нефти в джъерских отложениях, в которых разница пластовых давлений между скважинами Инзырейского и Южно-Инзырейского поднятий весьма существенная, если рассматривать их как единую гидродинамическую систему. При относительно выдержанной общей мощности пластов III-II на Инзырейском поднятии отмечено резкое колебание значений эффективных нефтенасыщенных мощностей. При блоковом строении продуктивной толщи необходимо выработать индивидуальный подход для каждой намеченной к бурению скважины с программой испытания и опробования по каждому блоку.

В то время когда Инзырейское месторождение находится в непосредственной близости к районам с развитой инфраструктурой и соединено с магистральным трубопроводом, не вполне понятны причины сдерживающие разведочный этап нижних горизонтов осадочного чехла. При существующих в настоящее время темпах разработки залежей сирачойского горизонта и среднего девона, извлекаемых запасов, вероятно, хватит на 10-15 лет, то есть, до 2020 г.

Существующие проблемы присущи не только Инзырейскому месторождению, они характерны для целой группы месторождений с ППД и АВПД как в пределах Колвинского мегавала, так и в Варандей-Адзъвинской структурной зоне. В связи с этим необходим комплексный подход не только к процессу бурения, опробования и испытания скважин, но и к вводу в разработку совместимых и несовместимых объектов.

### **Литература**

*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 // Сб. докладов международной конференции «Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы северо-западного экономического района Российской Федерации». - СПб: ВНИГРИ, 1999. - С. 61-66.

*Прищепа О.М.* Методология и практика воспроизводства запасов нефти и газа (Северо-Западный регион) в современных условиях. - СПб: Недрa, 2005. - 490 с.

Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, О.М. Прищеп, Е.Л. Теплов, Г.Ф. Буданов, А.С. Данилевский. - СПб.: Недра, 2004.- 396 с.

Фенин Г.И., Невская Н.М., Челышев С.С., Чумакова О.В. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов осадочного чехла с повышенными и аномальными давлениями в различных районах Тимано-Печорской провинции // Сб. докладов Международной научно-практической конференции «Проблемы изучения и освоения сырьевой базы нефти и газа Северо-Западного региона России». – СПб.: ВНИГРИ, 2007. – С.135-145.

**Рецензент:** Прищеп Олег Михайлович, доктор геолого-минералогических наук

**Fenin G.I., Travina T.A., Chumakova O.V.**

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia  
[ins@vnigri.spb.su](mailto:ins@vnigri.spb.su)

#### **PROBLEMS OF DEVELOPMENT OF POOLS WITH ELEVATED AND ABNORMAL FORMATION PRESSURES (THE CASE STUDY OF THE INZYREISKOYE OIL FIELD, TIMAN-PECHORA PROVINCE)**

*The geological peculiarities of structure and petroleum prospects of the sedimentary cover lower horizons of the Inzyreiskoye field are considered. Elevated and abnormal high formation pressures are found in the Lower Frasnian, Middle-Lower Devonian deposits of the field.*

**Key words:** *elevated and abnormal high formation pressure, Timan-Pechora oil-gas province, Inzyreiskoye field, petroleum prospects, abnormality coefficient, Devonian.*

#### **References:**

*Aronson V.E., Slavin V.I., Smirnova E.M., Fenin G.I.* Using the data on abnormal high formation pressure manifestations for estimating the petroleum potential of the Timan-Pechora province northern districts // Reports of international conference. Prospects of developing the fuel-energy base of the Russian Federation north-western economic district. - SPb: VNIGRI, 1999. - P. 61-66.

*Prishepa O.M.* Methodology and practice of renewal of oil and gas reserves (North-Western region) in present conditions. - SPb: Nedra, 2005. - 490 p.

Тимано-Печора провинция: геологическое строение, нефтегазовый потенциал и перспективы освоения / М.Д. Белонин и др. – СПб.: Недра, 2004. – 396 с.

*Fenin G.I., Nevskaya N.M., Chelyshev S.S., Chumakova O.V.* Petroleum prospects of the sedimentary cover deep-seated horizons with increased and abnormal pressures in the different districts of the Timan-Pechora province // Collection of materials of International scientific-practical conference. - SPb: VNIGRI, 2007. - P. 135-145.