

УДК 552.578.061.4:551.733/.734(470.13)

Боровинских А.П.

ООО «Нобельойл», Сыктывкар, Россия, geoservis-komi@yandex.ru

Пармузина Л.В.

Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия, zav_gng@ugtu.net

Маликова А.Ю.

ОАО «Северные магистральные нефтепроводы», Ухта, Россия, Malicovaau@Uht.transneft.ru

ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ В ОРДОВИКСКИХ, СИЛУРИЙСКИХ И ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ДЖЕБОЛЬСКОЙ СТУПЕНИ ИЖМА-ПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ

Джебольская ступень является “старым нефтегазоносным” районом Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, где остались недоизученными природные резервуары различного типа в палеозойских отложениях осадочного чехла. Анализ показал, что наиболее благоприятными для поисков залежей углеводородов являются ордовикские, силурийские и девонские отложения.

***Ключевые слова:** нефть, газ, коллектор, покрышка, природный резервуар, нефтегазоносный комплекс.*

Джебольская ступень является «старым нефтегазоносным» районом Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТП НГП), где остались недоизученными природные резервуары различного типа в палеозойских отложениях осадочного чехла. В 50-80-е годы XX века на этой территории были выявлены мелкие месторождения нефти и газа, что доказывает перспективность Джебольской ступени для поисков углеводородного сырья. Наиболее благоприятными для поисков залежей углеводородов являются ордовикские, силурийские и девонские отложения [Меннер, 1989].

Джебольская ступень вместе с Лемъюской, Омра-Сойвинской, Тэбукской, Лузской, Ронаельскими ступенями и Мичаю-Пашнинским валом входит в состав Омра-Лыжской седловины, которая является составной частью Ижма-Печорской впадины наряду с Нерицкой и Ижемской ступенями [Тихомиров, 1972] (рис. 1). В нефтегазогеологическом отношении Джебольская ступень приурочена к одноименному нефтегазоносному району (НГР) Ижма-Печорской нефтегазоносной области (НГО) (рис. 2).

Изучение нижнепалеозойских отложений Джебольской ступени комплексным историко-геологическим методом (Швецов, 1938; Геккер, 1941, 1957; Страхов, 1948-1950; Тихомиров, 1967, 1968, 1972, 1980, 1988) позволило детализировать, а в отдельных случаях разработать принципиально новые модели природных резервуаров в этих образованиях.

Ордовикские, силурийские и девонские отложения входят в состав трех нефтегазоносных комплексов (НГК) Тимано-Печорской провинции: ордовикско-нижнедевонского, среднедевонско-нижнефрнского, среднефранско-турнейского.

Корреляционная схема нижнепалеозойских отложений по скважинам Джебольской ступени показана на рис. 3. Описание резервуаров дается по разрезу снизу вверх. Степень изученности коллекторов и покрышек в пределах Джебольской ступени для рассматриваемой части разреза в целом неравномерная и довольно низкая.

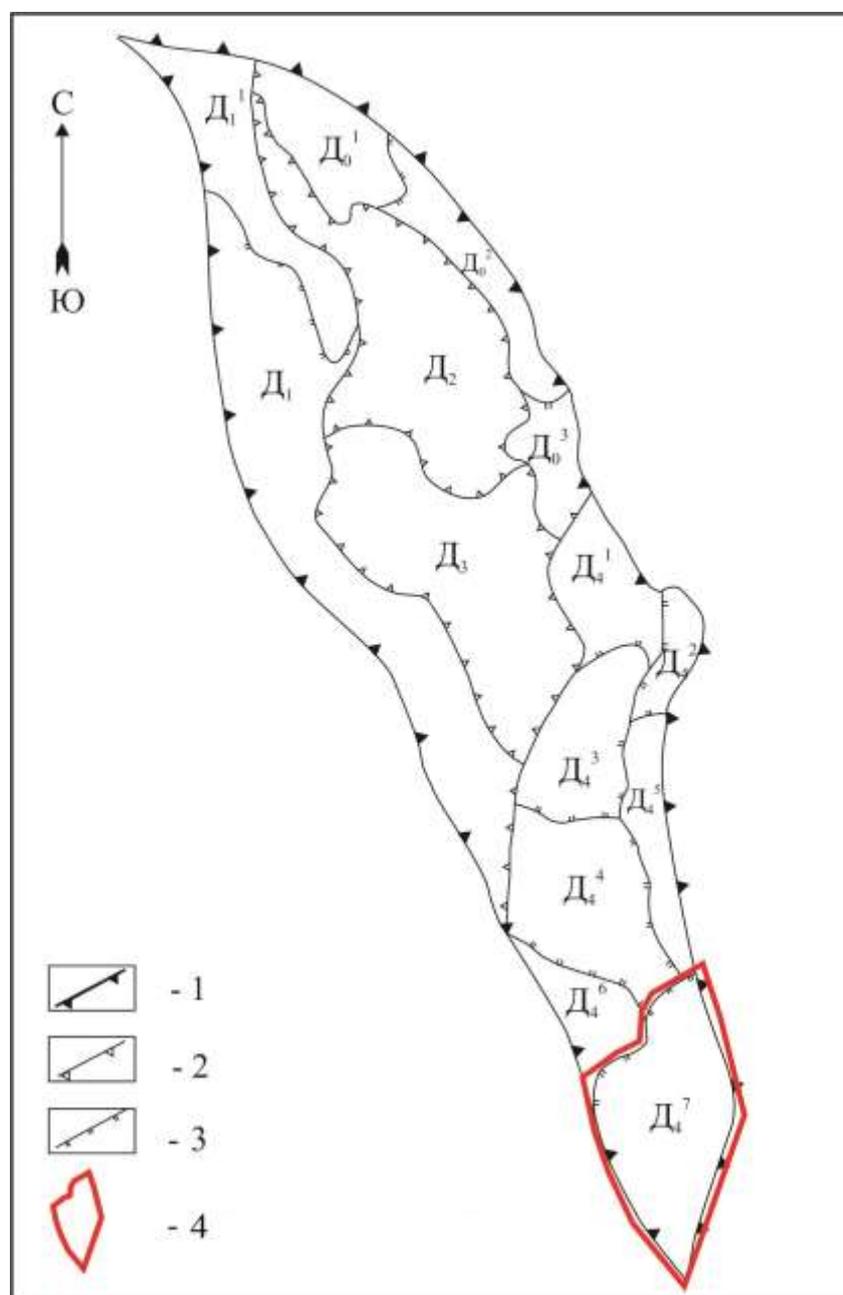


Рис. 1. Схема тектонического районирования Ижма-Печорской синеклизы

Границы тектонических элементов: 1 – надпорядковые; 2 – I порядка; 3 – II второго порядка; Тектонические элементы: Д- Ижма-Печорская синеклиза; Д₀¹ - Седуюхинский вал; Д₀² - Янгытская ступень; Д₀³ - Кипиевская ступень; Д₁ - Нерицкая ступень; Д₁¹ - Тобьшский вал; Д₂ - Ерсинская впадина; Д₃ - Ижемская ступень; Д₄¹ - Лузская ступень; Д₄² - Ронаельская ступень; Д₄³ - Лемъюская ступень; Д₄⁴ - Тэбукская ступень; Д₄⁵ - Мичаю-Паининский вал; Д₄⁶ - Омра-Сойвинская ступень; Д₄⁷ - Джебольская ступень; 4 – район исследований.

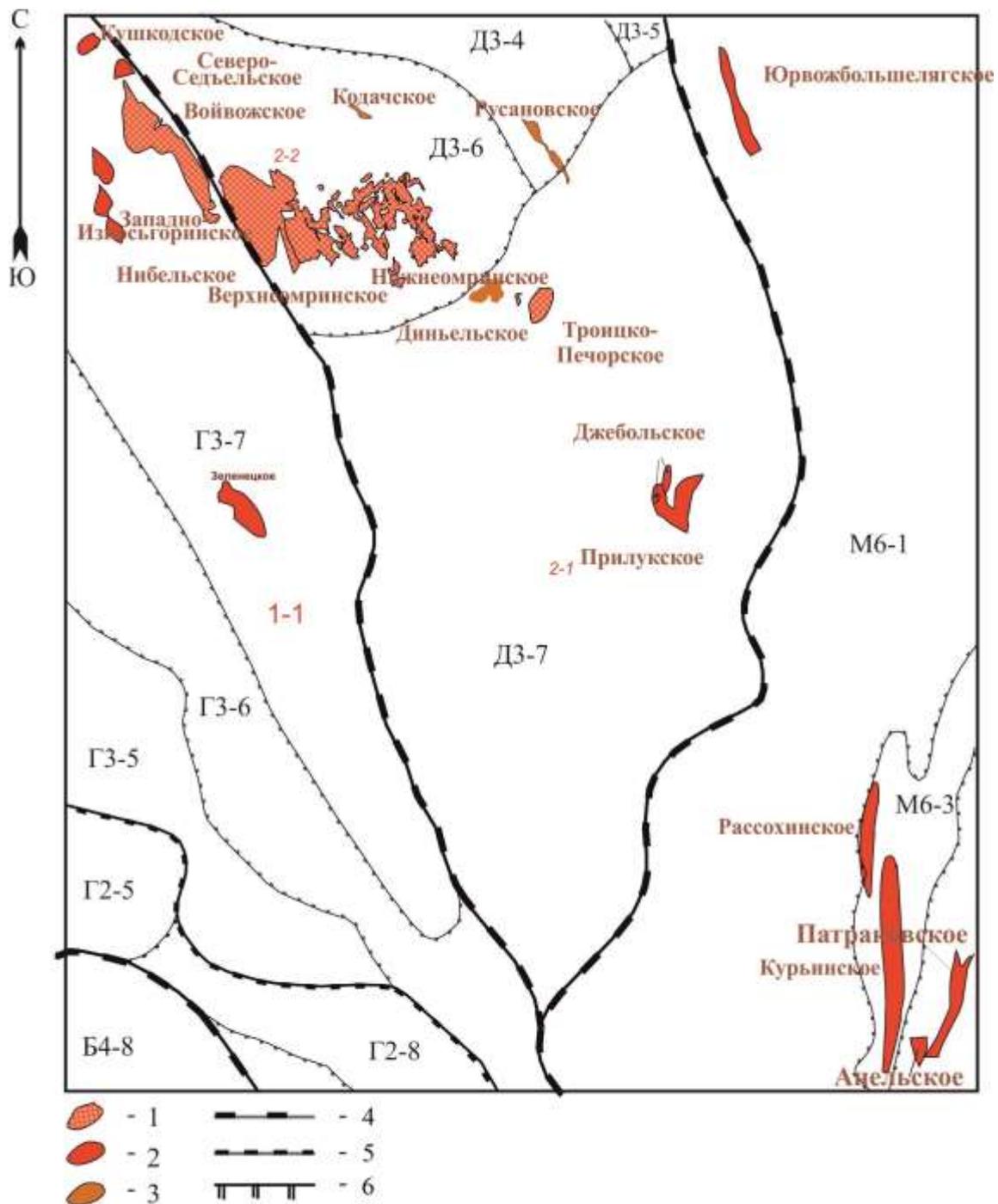


Рис. 2. Схема нефтегазгеологического районирования Джебольской ступени

Месторождения: 1 - нефтегазоконденсатные; 2 - газовые, газоконденсатные; 3 - нефтяные; Границы тектонических элементов: 4 - надпорядковые; 5 - I порядка; 6 - II второго порядка. Тектонические элементы: Б - Мезенская синеклиза; Б4-8 - Пивью-Кельтмесская ступень; Г - Тиманский кряж; Г2 - Западно-Тиманская структурная зона; Г2-5 - Джежим-Парминский вал; Г2-8 - Ижемский вал; Г3 - Восточно-Тиманская структурная зона; Г3-5 - Помоздинская впадина; Г3-6 - Сывелкужская ступень; Г3-7 - Ухта-Ижмский вал; Д - Ижма-Печорская синеклиза; ДЗ-4 - Тэбукская ступень; ДЗ-5 - Мичаю-Пащинский вал; ДЗ-6 - Омра-Сойвинская ступень; М - Предуральский краевой прогиб; М6 - Верхнепечорская впадина; М6-1 - Печоро-Ильчская моноклираль; М6-3 - Курьинская антиклинальная зона. Нефтегазгеологическое районирование: 1 - Тиманская НГО; 1-1 - Ухта-Ижемский НГР; 2-1 - Джебольский НГР; 2 - Ижма-Печорская НГО; 2-2 - Омра-Сойвинский НГР; 2-4 - Мичаю-Пащинский НГР; 2-5 - Верхнелыжско-Лемьюский НГР.

Ордовикско-нижнедевонский НГК. В результате проведенных исследований в составе комплекса с долей условности для территории Джебольской ступени выделено три природных резервуара пластового типа.

Первый природный резервуар складывается средне-верхнеордовикскими карбонатными отложениями. В подошве он ограничен слабопроницаемыми породами красноцветной пачки (кыкаельская свита), а в кровле – пестроцветной пачкой ваньюской свиты. Обе покрывки зональные, по составу неоднородные, расслоенные.

Породы-коллекторы резервуара представлены доломитами ваньюской свиты, отвечающей максимуму позднеордовикской трансгрессии. В пределах Джебольской ступени коллекторские свойства доломитовой пачки практически не изучены. Судя по имеющемуся керну, породы низкопористые. Среди плотных разностей пород в керне встречены доломиты (скв. 21-Палью, д.27) средне-крупнозернистые (0,2-0,5 мм), в которых зерна доломита ромбоэдрической формы имеют рыхлую упаковку. Между зернами доломита встречаются вторичные поры доломитизации, перекристаллизации размером 0,05-0,2 мм, заполненные коричневым битумом (до 10%). Коричневый битум заполняет и межзерновые каналы. Под углом к напластованию проходят субвертикальные открытые трещины, слабоизвилистой формы, шириной 18-20 микрон. Объемная плотность эффективных трещин (T_0) достигает 16 1/м, трещинная проницаемость (K_T) – 1,3мд, трещинная пористость (m_T) – 0,02%. В скв. 1-Прилукская в мелко-среднезернистых доломитах с примесью алевро-песчаного материала в шлифах встречены открытые поры (2%) выщелачивания. Тип коллекторов порово-трещинный. По люминесцентному анализу хлороформенная часть (ХБ) в скв. 1-Прилукская составляет до 0,08-0,1%, представлена масляным битумоидом, а в скв. 21-Палью – 0,1-0,12% и представлена легким битумоидом.

Второй природный резервуар этого НГК в подошве ограничен пестроцветной пачкой ваньюской свиты, а в кровле в восточной части Джебольской ступени – плотными, непроницаемыми породами венлокского возраста и нижней пачкой гердьюского горизонта (скв. 1-Прилукская, 21-Палью). В западных районах ступени (скв. 11-Ср. Мылва), в кровле резервуар ограничен маломощной алевроитовой пачкой печорского горизонта, либо входит в состав трехслойного резервуара, где пласт III печорского горизонта может играть роль промежуточной пачки, а верхним экраном для резервуара будут служить пачка МП₁ и пласт Пб.

Нижнесилурийские породы-коллекторы на территории Джебольской ступени характеризуются наибольшим площадным распространением и лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) по сравнению с другими породами ордовикско-нижнедевонского НГК.

Пласты-коллекторы резервуара слагают разномерные доломиты. В шлифах доломиты мелко-среднезернистые, с реликтовой органической структурой, слабосилистые (1,5-2%), пористые, трещиноватые. Зерна доломита по-разному упакованы, участками рыхло, местами плотно. В местах рыхлой упаковки развиты открытые поры доломитизации – перекристаллизации и вторичные – унаследованного выщелачивания, размером 0,05-1 мм (10-15%). В шлифах установлены редкие каверны (до 2 мм), заполненные крупнозернистым доломитом (3%). Отмечаются открытые, короткие разнонаправленные трещины. Иногда они соединяют между собой вторичные поры выщелачивания. Ширина трещин 12-15 микрон; $T_0 =$ до 28-30 1/м, $K_T = 1,7$ мд, $m_T = 0,03\%$. В керне отмечены прослои доломита, в котором поры заполнены твердым черным битумом (скв. 12-Ср. Мыльва, 22-Палью).

Коллекторы в резервуаре порово-трещинного и каверново-порово-трещинного типов. Судя по данным лаборатории физики пласта, более высокими коллекторскими свойствами обладают доломиты в скв. 11-Ср. Мыльва, где пористость их достигает 13,5%, а по данным промыслово-геофизических исследований (ПГИ) – в скв. 1-Прилуцкая, где K_p по НГК достигает 27 %.

Мощность пластов-коллекторов в нижнесилурийской толще составляет 20-25% общей мощности в скв. 21-Палью, 50% в скв. 1-Прилуцкая и 77% в скв. 11-Ср. Мыльва. Увеличение мощности коллекторов в западном направлении, вероятно, связано с длительным перерывом, во время которого породы подвергались выщелачиванию и растворению.

По данным опробования в скв. 11-Ср. Мыльва и скв. 1-Прилуцкая пласты коллекторы обводнены; в скв. 21-Палью при опробовании приток не получен. В скв. 1-Прилуцкая по газовому каротажу (инт. 2475-2490 м) установлены повышенные газопоказания. В скв. 11-Ср. Мыльва в керне (долб. 13) отмечен запах бензина.

Третий природный резервуар сложен в основном карбонатными породами позднесилурийского возраста. Он имеет крайне низкую степень изученности и ограниченное площадное распространение в пределах Джебольской ступени (только северо-восточная часть). В подошве резервуар ограничен слабопроницаемой нижней пачкой гердьюского горизонта, а в кровле – породами печорского возраста. Экраны зональные, неоднородные, расслоенные, смешанные. Коллекторами в резервуаре являются доломиты, известняки и алевролиты. По шлифам пористость мелко-среднезернистых доломитов составляет 2-3%. Поры вторичные, размером 0,1-0,3 мм. В породах отмечены субвертикальные открытые трещины. Плотность открытых трещин – 31 1/м, трещинная проницаемость (K_T) – 1,3 мд, трещинная пористость – 0,03%. В некоторых доломитах (скв. 21-Палью, обр. 16/3) отмечены межзерновые поры доломитизации-перекристаллизации (15%) заполненные коричневым битумом. В известняках и алевролитах пористость составляет 3%. Поры вторичные,

выщелачивания. Плотность открытых трещин в алевролитах – 15 1/м, трещинная проницаемость – 1,1 мд, трещинная пористость – 0,01%.

По керну $K_{п}$ коллекторов низкий, около 3,9%. Коллекторы порово-трещинного типа. По ПГИ верхнесилурийская толща характеризуется как неоднородная, состоящая из чередующихся низкопоровых ($K_{п}$ по НГК = 5,5%) и плотных пластов. Суммарная мощность пластов-коллекторов в ПР по скв. 21-Палью составляют около 50%.

Среднедевонско-нижнефранский НГК. В составе комплекса с некоторой долей условности в пределах Джебольской ступени выделено три природных резервуара пластового типа.

Нижний природный резервуар слагается печорским и сойвинским горизонтами и в подошве он ограничен слабопроницаемыми алевролитами, залегающими в основании пласта III, а в кровле – межпластовой пачкой $МП_1$ и пластом Пб. Флюидоупоры зональные, неоднородные, смешанные и расслоенные. Породы-коллекторы пласта III по данным З.В. Ларионовой в пределах Джебольской ступени имеют низкие коллекторские свойства, что обусловлено тонким гранулометрическим составом песчаников и их глинистостью. Улучшение коллекторских свойств песчаников пласта III отмечено к северу от Джебольской ступени (Нижняя Омра – Сотчемью) и на Мичаю-Пашнинском валу.

Второй природный резервуар среднедевонско-нижнефранского НГК сложен кедровским и омринским горизонтами. В подошве он ограничен межпластовой пачкой $МП_2$, в кровле белоборской пачкой, межпластовой пачкой $МП_3$ и пластом Па. Экраны зональные, неоднородные, смешанные. Коллекторы связаны с карбонатными породами пласта II (без белоборской пачки) кедровского горизонта. По керну коллекторы практически не изучены. По промыслово-геофизическим данным в скв. 11, 12-Ср. Мылва и 1-Прилукская $K_{п}$ коллекторов по НГК составляет 10-19%. Ухудшение коллекторских свойств доломитизированных известняков отмечено в восточном направлении. Так в скв. 21-Палью коллекторы в кедровском горизонте по промыслово-геофизическим исследованиям не выделяются. Это связано с тем, что в восточной части территории изучаемая часть пласта II не подвергалась постседиментационным изменениям, тогда как в западной части – во время локального предбелоборского перерыва карбонатные породы выводились в зону гипергенеза и подвергались процессам растворения и выщелачивания [Ларионова, 1988].

На Северном Джеболе (скв. 5-С. Джебол) по данным В.Ф. Сенновой (1959) коллекторы пласта II представлены пористыми доломитами. Поры заполнены черным твердым, реже буровато-коричневым битумом. При опробовании пласта II в скв. 5, 13, 31-С. Джебол и 1, 3-Ю. Джебол отмечено слабое газопроявление.

В пласте II в скв. 11-Ср. Мылва установлена залежь газа. При опробовании интервала

1760-1780 м получен приток газа около 1 тыс. м³/сут и минерализованная вода.

Третий природный резервуар среднедевонско-нижнефранского НГК сложен породами колвинского, старооскольского, яранского, джьерского и тиманского возраста. В подошве этот ПР ограничен межпластовой пачкой МП₄, в кровле – образованиями тиманского возраста. Нижний экран зональный, неоднородный, расслоенный, верхний – региональный, неоднородный. Коллекторы в теле природного резервуара связаны с песчаными пластами Iв₀, Iв₁, Iв₂, Ia, Ib, которые разделены маломощными глинистыми пачками. Пласты Iв₀ и Iв₁ на территории Джебольской ступени имеют ограниченное площадное распространение. Шире в исследуемом районе распространены пласты Iв₂, Ia и Ib. Коллекторские свойства песчаных пластов и их изменение в этом резервуаре по площади и по разрезу изучены недостаточно.

Песчаники пласта Iв₀ шердинской свиты в скв. 21-Палью по данным лаборатории физики пласта пористые; K_п достигает 12%, проницаемость изменяется от 61 мд до 2620 мд. В шлифах пористость песчаников составляет 5-8%. Поры первичные, межзерновые, угловатой и щелевидной формы, размером 0,1-0,25 мм связаны межзерновыми каналами и открытыми трещинами.

Пористость песчаников пласта Iв₁ старооскольского надгоризонта в скв. 1- Тр. Печорск по данным лаборатории физики пласта достигает 16%. Пористость пласта Iв₂ яранского горизонта в скв. 11-Ср. Мылва достигает 11%, а проницаемость 80 мд.

Песчаники джьерского горизонта – пласты Ia, Ib по керну характеризуются как низкопористые (K_п достигает 5%). Поры в разномзернистых песчаниках этих пластов заполнены черным твердым битумом. По промыслово-геофизическим данным коэффициент пористости песчаников в скв. 1-Прилукская достигает 19%. Ухудшение коллекторских свойств песчаников отмечается в южном и западном направлениях.

Песчаники среднедевонско-нижнефранского НГК Джебольской ступени отнесены к группе низкоемких коллекторов (Ларионова, 1989). Следует отметить, что данные о катагенетическом уплотнении пород этого комплекса (Данилевский, 1986) не согласуются с результатами определения коллекторских свойств песчаников, пористость которых достигает 16%.

При опробовании песчаных пластов Ia, Ib, Iв в скв. 1-Прилукская получен приток конденсатного газа дебитом 54 тыс. м³/сут. В скв. 13-С. Джебол в пластах Ia, Ib установлена залежь газоконденсатного газа. В скв. 31-С. Джебол при совместном опробовании пластов в скважине пластов II, Па, Iв, Ia, Ib был получен газ объемом 60 тыс. м³/сут. Слабые газопроявления были отмечены при опробовании пластов Ia и Ib в скв. 5, 8-С. Джебол, 1, 4-Ю. Джебол.

Среднефранско-турнейский НГК. В рассматриваемой части разреза (доманиковский –

нюмылгский горизонты) можно выделить массивный и пластовый типы карбонатных резервуаров, а также линзовидные резервуары, с которыми в джебольском надгоризонте связаны промышленные и непромышленные залежи нефти и газа на Северо-Джебольской, Ягтыдинской и Торицко-Печорской площадях. Массивные резервуары, связанные с изолированными карбонатными массивами саргаевско-раннезеленецкого возраста и рифовыми массивами в зонах рифообразования позднефаменского возраста, прогнозируются в западной и северной частях Джебольской ступени. Пластовые резервуары в карбонатных отложениях саргаевско-раннезеленецкого возраста предполагаются на конседиментационных поднятиях в южной части ступени.

По промыслово-геофизическим данным пласты-коллекторы сложного типа выделяются в кровле усть-печорского горизонта и в нижнезеленецком подгоризонте. Пористость коллекторов на НГК в скв. 1-Прилуцкая (инт. 1833-1869 м) достигает 15%. Вероятны прослойки коллекторов и в нижнефаменском подъярусе, возможность выявления которых подтверждается данными Т.Г. Карасик и С.С. Гейро. Для рассматриваемого интервала характерно максимальное насыщение битумами. По мнению этих исследователей, «судя по хорошо развитому комплексу смол, масел и углеводородов, можно ожидать в указанных породах наличие нефти».

Линзовидные резервуары в джебольском надгоризонте на Джебольской ступени имеют крайне ограниченное распространение (северная часть Северного Джебола, Ягтыдин, 1-Троицко-Печорск), что обусловлено условиями накопления этих образований [Пармузина, 2007]. Коллекторы в джебольском надгоризонте условно объединены в V и IV продуктивные пачки. Пористость песчаников, слагающих линзы V пачки, составляют 3-17%, проницаемость 15-215 мд; пористость песчаников IV пачки достигает 12%, проницаемость 25 мд.

На Северном Джеболе промышленные залежи нефти и газа конденсатом выявлены в линзах песчаников V пачки. На Южном Джеболе (скв. 3-Ю. Джебол) получен приток газа дебитом 1500 м³/сутки. В скв. 1-Тр. Печорская при бурении из линзы V пачки отмечены газопроявления. Незначительные притоки газа, нефти и воды получены при опробовании песчаных линз IV пачки на Северном Джеболе. В скв. 1-С. Мылва песчаники насыщены нефтью, при перфорации этого интервала получены притоки воды, нефти (до 1 м³/сут) и отмечены газопроявления.

Таким образом, анализ морфогенетической характеристики нижнепалеозойских природных резервуаров Джебольской ступени, основные параметры и особенности их распространения свидетельствуют о перспективах этой территории и дают возможность для обоснования направления дальнейших геологоразведочных работ и выбора первоочередных

объектов поиска.

Литература

Ларионова З.В., Арасланова Р.М. Новые данные о строении эйфельских отложений в юго-восточном Притиманье // Изв. ВУЗов. Геология и разведка. 1988. - № 8. – С. 13-14.

Меннер В.В. Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ северо-востока Русской платформы. – М.: Наука, 1989. – 132 с.

Пармузина Л.В. Верхнедевонский комплекс Тимано-Печорской провинции (строение, условия образования, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность). – СПб.: «Недра», 2007. – 152 с.

Тихомиров С.В. Факторы процесса осадконакопления и его основной закон // Изв. ВУЗов. Геология и разведка. - 1972. - № 3. – С. 3-35.

Borovinskikh A.P.

OOO "Nobeloyl", Syktyvkar, Russia, geoservis-komi@yandex.ru

Parmuzina L.V.

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia, zav_gng@ugtu.net

Malikova A.Yu.

JSC "Northern Main Oil Pipelines" Ukhta, Russia, Malicovaa@Uht.transneft.ru

IZHMA-PECHORA DEPRESSION - ORDOVICIAN, SILURIAN AND DEVONIAN RESERVOIRS OF THE DZHEBOL STEP

The still understudied Dzhebol step is the "oldest oil & gas" area belonging to the Timan-Pechora province with various types of reservoirs located in the Paleozoic sedimentary cover. The study showed that most promising sections hydrocarbons searching are Ordovician, Silurian and Devonian.

Keywords: oil, gas, reservoir, oil and gas complex, Izhma-Pechora depression.

References

Larionov Z.V., Araslanova R.M. *Novye dannye o stroenii jeifel'skih otlozhenij v jugo-vostochnom Pritiman'e* [New data on the Eifelian deposits structure in southeastern Near-Timan area]. Math. Universities. Geology and Prospecting, 1988, no. 8, p. 13-14.

Menner V.V. *Litologicheskie kriterii neftegazonosnosti paleozojskih tolshh severo-vostoka Russkoj platformy* [Lithological criteria of petroleum bearing strata of the north-east Russian Platform Paleozoic]. Moscow: Nauka, 1989, 132 p.

Parmuzina L.V. *Verhnedevonskij kompleks Timano-Pechorskoj provincii (stroenie, uslovija obrazovaniya, zakonomernosti razmeshheniya kollektorov i neftegazonosnost')* [Complex of Upper Timan-Pechora (structure, formation conditions and distribution patterns of the oil and gas reservoirs)]. St. Petersburg: Nedra, 2007, 152 p.

Tikhomirov S.V. *Faktozy processa osadkonakopleniya i ego osnovnoj zakon* [Sedimentation process and its basic rules]. Math. Universities. Geology and Exploration, 1972, no. 3, p. 3-35.

© Боровинских А.П., Пармузина Л.В., Маликова А.Ю., 2014