

В. М. Проворов (КамНИИКИГС),

М. В. Проворов (Пермский государственный технический университет)

СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ ВИЗЕЙСКОГО ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА В СРЕДНЕМ ПОВОЛЖЬЕ

Перспективы нефтеносности Среднего Поволжья и, особенно, его северо-западной части изучены крайне недостаточно. В последние годы на этих землях проведены региональные комплексные сейсмические исследования, которые совместно с материалами по нефтеносной юго-восточной части территории использованы в статье с целью обоснования основных направлений дальнейших нефтепоисковых работ в визейских терригенных отложениях нижнего карбона на этой территории.

Проблеме строения и перспектив нефтеносности визейского терригенного комплекса в Среднем Поволжье уделено внимание в работах многих исследователей /1, 2, 3, 7/. В северной части этого региона на территории Нижегородской области, Чувашской Республики и Республики Марий-Эл визейский терригенный комплекс представлен в различных стратиграфических объёмах. Отложения среднего подъяруса визейского яруса (бывшие яснополянские отложения) залегают несогласно на турнейских и фаменских образованиях. Часто они трудно подразделяются более подробно. Представлены терригенными породами. Общая мощность этого регионально нефтегазоносного для Волго-Уральской провинции комплекса здесь весьма изменчива. Так, в Нижегородской области на Токмовском своде она колеблется от 5 м в скв. 10п-Горький до 18 м на Пионерской и Медведевской площадях и до 40 м на Пужаевской площади, а в Московской синеклизе — от 8 м на Владимирской площади до 20 м в скв. 1-Ветлуга. В южной части Казанско-Кажимского авлакогена на территории Республики Марий-Эл мощность комплекса изменяется от 13-19 м на Ново-Горьяльской площади до 50 м в скв. 45 Косолаповской площади, а в целом она растёт на восток к Татарскому своду и сокращается в южном направлении к Казанской седловине. В Чувашской Республике мощность комплекса невелика и колеблется от 8 м на Умарской площади до 20 м в Порецке.

В южной части Среднего Поволжья визейский терригенный комплекс также характеризуется изменчивостью стратиграфического объёма и общей мощности, которая с 15-30 м на Токмовском и Жигулёвско-Пугачёвском сводах возрастает до 350 м во внутренней зоне Усть-Черемшанской впадины Камско-Кинельской системы в Ульяновской области. При этом на Токмовском своде в пределах Республики Мордовии и в Пензенской области увеличенная общая мощность и песчанность разреза наблюдается в намечающихся впадинах Камско-Волжской системы /6/, одной из которых является и Горьковская ветвь Камско-Кинельской системы /3/. Следует отметить, что в Пензенской области данный комплекс полностью отсутствует в северо-западной и центральной час-

тях Рязано-Саратовского прогиба, а в остальной юго-восточной его части мощность комплекса около 25 м.

В целом промышленная нефтеносность визейского терригенного комплекса установлена в Ульяновской и Пензенской областях в пределах Жигулёвско-Пугачёвского свода и в Мелекесской впадине. Здесь он представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами, содержащими в верхней части прослой известняков. Наиболее выдержанными коллекторами обладают бобриковские пласты Б₂ и Б₁, а также тульский пласт Б₀. Эффективная мощность пластов обычно изменяется от 1-2 до 6-11 м и редко превышает 50 м (для пласта Б₂). Пористость песчаников колеблется от 8,6 до 30,1%, а проницаемость – от 33,5 до 1825 мкм². Коллекторские пласты отделяются аргиллитами и глинистыми алевролитами. Аргиллиты и глинистые известняки верхней части тульского горизонта являются региональной покрывкой с мощностью 5-13 м.

Залежи нефти в визейском терригенном комплексе относятся к пластовому сводовому типу. Они приурочены к локальным структурам тектонического и тектоно-седиментационного происхождения. Первые из них приурочены к северной части Жигулёвско-Пугачёвского свода, причём большинство из них – к западной части Жигулёвского вала. Это залежи на Славкинском, Барановском, Варваровском, Голодяевском, Новоспасском, Новотомышевском и Репьевском месторождениях в Ульяновской области, а также на Комаровском, Алексеевском и Верхозимском месторождениях в Пензенской области. Южные Жигулёвского вала такие залежи установлены на Володарском и Старо-Кулаткинском месторождениях и намечена на Южно-Пчелином поднятии. Залежи нефти, приуроченные к структурам облекания рифогенных массивов девонско-турнейского палеошельфа, развиты в пределах Усть-Черемшанской впадины Камско-Кинельской системы /2, 4, 7/ и, особенно, на её бортах, где их насчитывается более трех десятков.

Общими физико-химическими свойствами визейских нефтей в юго-восточной части Среднего Поволжья являются их высокая вязкость и большая плотность, которая в Мелекесской впадине обычно более 0,9 г/см³. Чуть легче эти нефти на Жигулёвско-Пугачёвском своде, где снижается и вязкость нефтей. Так, на Володарском месторождении она составляет 14 мПа·с, на Комаровском 1,89 мПа·с, хотя обычно эта плотность всегда превышает 70 мПа·с. Сернистость нефтей визейского комплекса высокая и в среднем составляет 2,5-3%. Высоко содержание в нефтях асфальтенов, смол и парафина, а также таких ценных компонентов, как ванадий, никель и др., то есть эта нефть может рассматриваться не только как топливо. Несмотря на высокую вязкость, средние дебиты составляют несколько тонн в сутки, но за счёт растворённого газа и, возможно, из-за гидрофильности коллекторов дебиты нефти иногда возрастают до нескольких десятков тонн. Так, в скв.11-Барановская дебит достигал 32 т/сут, в скв.8-Варваровская – 38 т/сут, в скв.4-Репьевская – 27,84 т/сут и др.

Из приведённых данных видно, что в северо-западной части Среднего Поволжья до сих пор не открыто ни одного месторождения и, хотя коллекторы

там из-за сильной глинизации, по-видимому, развиты локально, местами встречаются неплохие по коллекторским свойствам пласты. Так, в скв.1-Дзержинск открытая пористость песчаников, по данным Р.Б. Давыдова (бывшее Средне-Волжское геологическое управление), равна 24%, пористость 70 мкм^2 . В скв.2-Урень открытая пористость составляет 18,7%, общая - 24%, проницаемость 20 мкм^2 . Химический состав и минерализация пластовых вод визейского терригенного комплекса в Среднем Поволжье меняется в широких пределах: от гидрокарбонатных пресных вод в наиболее высокой части Токмовского свода (например, район Иссинской скважины) до крепких хлоркальциевых вод в Лысково (северная часть Токмовского свода) и хлоридных натриевых рассолов с минерализацией до 235-265 г/л в более погруженных и закрытых участках Токмовского свода, например, в районе Марпосада и в Казанско-Кажимском авлакогене. В целом в юго-восточном направлении от самых приподнятых участков Токмовского свода в сторону Мелекесской впадины, Рязано-Саратовского прогиба, Кузнецкой седловины и Жигулёвско-Пугачёвского свода гидрохимическая закрытость визейских терригенных отложений возрастает, что благоприятствует сохранению залежей нефти.

Таким образом, дальнейшие поиски залежей нефти в визейском терригенном комплексе в первую очередь должны быть продолжены в пределах Усть-Черемшанской впадины Камско-Кинельской системы, где развиты структуры тектоно-седиментационного типа, затем на Жигулёвско-Пугачёвском своде, а также в Мелекесской впадине с Кузнецкой седловиной и в юго-восточной части Рязано-Саратовского прогиба. В остальной северо-западной части Среднего Поволжья поиски нефти должны проводиться с учётом строения верхнедевонско-турнейского палеошельфа с его впадинами и рифовыми палеоплато /6/, которые начинают подтверждаться региональными геофизическими профилями, выполняемыми ОАО "Костромагеофизика", "Центргеофизика" и другими организациями Москвы и Санкт-Петербурга. И особо важно при этом не только обнаружить и подготовить к глубокому бурению фонд перспективных структур различного типа, но и учитывать их близость к путям миграции нефтяных флюидов из Мелекесской впадины (как очага генерации нефти) по предвизейским и визейским терригенным врезам в подстилающих отложениях.

Библиографический список

1. Аширов К.Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. М.: Недра, 1965.
2. Бақин В.Е., Давыдов Р.Б., Нечитайло С.К., Сазонов Н.Т. К вопросу перспектив нефтеносности палеозойских отложений Ульяновского Поволжья // Тр. ВНИГНИ. 1973. Вып. 140. С. 68 – 73.
3. Давыдов Р.Б., Новичков В.А. О выделении Горьковской ветви Камско-Кинельской впадины // Тр. Геолфонда РСФСР. М., 1983. С. 98 – 105.

4. Каграманян К.А. О строении Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы // Тр. Геолфонда РСФСР. М., 1983. С. 83 – 97.

5. Кокурников В.П., Бадамшин Э.З., Горячев А.Б. и др. Новые данные по нефтеносности палеозойских отложений Ульяновского Заволжья // Геология нефти и газа. 1987. № 6. С. 13 – 16.

6. Проворов В.М. Особенности строения и нефтегазоносности верхнедевонско-турнейского палеошельфа северных и западных районов Урало-Поволжья // Геология нефти и газа. 1992. № 7. С. 16 – 19.

7. Проворов В.М. Рейтинг объектов Российской Федерации в северных и западных районах Урало-Поволжья по степени перспективности на поиски нефти и газа // Материалы регион. конф. “Геология и полезные ископаемые Западного Урала”. Пермь, 1997. С. 131-134.

Получено 12.01.99.

УДК 553.98.044

С. В. Галкин (Пермский государственный технический университет)

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ОБОСНОВАНИИ МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПЕРМСКОМ ПРИКАМЬЕ

Отражено современное состояние представлений о формировании каменноугольных залежей для территории Пермского Прикамья. Выполнена статистическая обработка геологической информации по нефтегазоносности каменноугольных отложений отдельно для Предуральяского краевого прогиба и платформенной части территории исследования, на основании которой установлены существенные различия в формировании залежей углеводородов для этих территорий. В результате сделаны выводы о различных критериях нефтегазоносности и целесообразности раздельного прогнозирования нефтегазоносности территорий Предуральяского краевого прогиба и платформы.

К настоящему времени, несмотря на высокую степень изученности, перспективы поисков углеводородов в каменноугольных отложениях в пределах исследуемой территории по-прежнему велики. Для эффективного планирования поисковых работ на территории Пермского Прикамья важно обосновать модель формирования нефтегазоносности каменноугольных отложений. Одним из возможных путей такого обоснования, при наличии в достаточном объеме достоверных данных о геологическом строении и нефтегазоносности недр, является статистический анализ фактических данных. Хорошо изученные бурением нижне- и среднекаменноугольные отложения соответствуют этим требованиям.