

РАЦИОНАЛЬНАЯ МЕТОДИКА ПОИСКОВ И ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ В ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

На современном уровне изученности территории Татарстана геолого-геофизическими методами открыты все крупные месторождения, связанные с девонскими отложениями. И это аксиома. Ловушки, их контролирующие, при всем разнообразии их строения принадлежат к генотипу тектонических. Вместе с тем, по таким критериям нефтеносности как плотность запасов и ресурсов, пространственное распределение нефтеносности разреза осадочного чехла, регион характеризуется концентрированным типом ареала нефтеносности и на сегодняшний день остается высокоперспективным. Соответственно перспективы прироста запасов, связанные с девонскими и каменноугольными комплексами отложений, определенно высоки. Однако будущее нефтедобычи, и это надо сегодня осознавать, связано преимущественно с мелкими месторождениями, с их сложной структурной характеристикой и погребенными условиями залегания, но это запасы на территории, характеризующейся таким преимущественным потенциалом, как готовая инфраструктура, научная и производственная базы. Именно поэтому этими «скрытыми» запасами нельзя пренебрегать. Но только сугубо креативными методическими приемами поисков, основанными на теоретическом моделировании, плюс технический прогресс, возможно максимально эффективно подступиться к освоению остаточных запасов региона.

Опыт проведения геологоразведочных работ на территории Татарстана в течение более чем шести десятков лет, огромный объем накопленной информации, недооценивать который нельзя, современный технический прогресс, равно как и экономические отношения требуют перехода на новые методики поисков и разведки месторождений нефти.

На современном этапе исследования недр республики закономерно обусловленный этап выявления и последовательного ввода в разработку мелких и мельчайших залежей нефти в основных продуктивных горизонтах девонских и каменноугольных отложений диктует необходимость выработки максимально эффективных методических решений с позиции рационального недропользования, главными принципами которого являются геологическое изучение недр на максимально возможную глубину и полнота извлечения сырья.

Применяемая методика подготовки объектов под глубокое бурение сейсморазведкой прошла сложный путь становления и упрочения в качестве современного высокоэффективного метода. И в этом, безусловно, нет никаких сомнений. Это многолетнее достижение геологической и геофизической служб республики. Тем не менее, применение определенной методики поисков залежей нефти определяется: во-первых, геологической результативностью и, во-вторых, экономической эффективностью.

Насколько сегодня высока результативность разбуривания ниже- и среднекаменноугольных объектов, настолько низка их подтверждаемость в девонских отложениях. Низка и по той же общеизвестной причине, что наиболее крупные объекты из них выявлены, а мелкие, которые сегодня являются предметом опоискования в терригенных девонских отложениях, далеко не во всех случаях выявляются. Использование сейсморазведки МОГТ для картирования погребенных девонских структур оказалось малоэффективным, кроме того, доказано, что количество малых месторождений всегда возрастает по мере степени изученности территории. И это при том, что восточная, наиболее перспективная, часть территории Татарстана покрыта близкой к равномерной, прямоугольной сеткой сейсмопрофилей плотностью в среднем от 2,0 до 2,5 пог.км/км² и ориентированная изначально на объекты в нижекаменноугольных отложениях. И только поэтому можно определенно утверждать, что современные методические приемы как поисков, так и разведки неприемлемы к девонским объектам: поскольку поднятия, которые опоисковываются сегодня, как правило, не имеют сквозного или прямого планового соответствия друг с другом.

Определенно доминирующими в разрезе осадочного чехла являются генетические типы структурных форм девонского комплекса, сформированные над погребенными одиночными выступами кристаллического фундамента с такими параметрами: площадью до 1,0 – 1,2 км² и амплитудой до 5 – 10 м, и гораздо реже над локальными песчаными линзами, образующими ловушки с идентичной характеристикой. В этой связи поиски залежей нефти слабовыраженных объектов в девонских отложениях самостоятельными скважинами на разведочных площадях – одно из самых радикальных решений, проводить которые силами и средствами малых компаний равно потере десятков миллионов рублей.

Естественно, что весьма небольшие размеры девонских объектов определяют и их скромные запасы. Эта предопределенность обуславливает процедуру ускоренной подготовки залежи к разработке, а именно: за выявлением залежи в продуктивном терригенном девонском комплексе первой скважиной следует этап эксплуатационной разведки, уточнение строения будущего разрабатываемого объекта и одновременно эта весьма немногочисленная группа скважин является эксплуатационной. Разбуривание эксплуатационными скважинами нижних горизонтов следует вести выборочным углублением из числа скважин, запроектированных на каменноугольные отложения. При существующих размерах, как показывает практика, достаточно 2 – 3 скважин, включая первую, пробуренную с поисковой целью. Схема размещения эксплуатационных скважин зависит от модели залежи.

Возвращаясь к методике по поиску сложнозалегающих девонских объектов, подчеркнем, что внимание геолога должно быть сфокусировано на моделях залежи в каждом отдельно взятом продуктивном горизонте и соотношении их границ по вертикальному ряду. Достоверность геологических моделей базируется на соотношении контуров генетически различных типов ловушек нефти в разновозрастных продуктивных горизонтах осадочного чехла, их геометрии, размерах и интегрированной их модели как совокупности элементов единой системы.

На сегодняшний день мелкие девонские залежи нефти пропускаются вследствие малорезультативности их поисков на всех разведочных площадях.

Система ловушек в разрезе, а именно: девонская – нижнекаменноугольная – среднекаменноугольная, является парагенетической ассоциацией и следствием определенной последовательности седиментогенеза и, по существу, звеньями одной цепи. Каменноугольные поднятия на Южно- и Северо-Татарском сводах, в Мелекесской впадине, ядром которых является биогермная постройка, формируются, как правило, вблизи или над разломной зоной фундамента, которая, в свою очередь, ограничивает выступ кристаллического основания. Поэтому эти объекты, как таковые, всегда связаны друг с другом, находятся в генетической связи. Однако, размеры поднятий, образовавшихся в нижнекаменноугольном структурном этаже, в силу естественных процессов седиментации всегда больше, чем подстилающие и, само собой разумеется, превышают масштабы девонских поднятий. Среднекаменноугольные структурные формы унаследовано облекают нижнекаменноугольные, еще более расплываясь в своих границах.

По этой причине сводовые части каменноугольных и девонских ловушек, в силу их различного генезиса, никогда не совпадают, а горизонтальное смещение варьирует от 0,2 – 0,3 км до 1,2 – 1,5 км, и чем значительнее амплитуда, тем это расстояние больше. Большее смещение в горизонтальном вырезе этих разновозрастных ловушек фиксируется в Мелекесской впадине, меньшее – на юго-восточном, северном и северо-восточном склонах Южно-Татарского свода.

Таким образом, при реальных амплитудах ловушек нефти в девонских отложениях и средних размерах, составляющих около 1,0 – 1,2 км, исправно практикующая многолетняя методика покрытия площадей сейсморастворкой, являющаяся по сути «вчерашним днем», со степенью детализации 2,5 пог.км/км², не в состоянии надежно установить и границы, и свод вероятной девонской ловушки, соответственно не обеспечивает корректное заложение поисковой скважины. Отсюда малоэффективность применяемой методики, как метода поисков и разведки в целом на девонские отложения. Плотность профилей должна соответствовать размерам искомой ловушки и ее местоположению в системе форм II порядка.

По изложенным причинам опосредованное заложение скважины в девонских отложениях самостоятельными скважинами – одно из самых неоправданных решений, проводить которое на разведочных площадях в повседневную практику сегодня просто нельзя. Пользоваться методом прямого поиска путем бурения скважин с целью выявления нефтеносности в девонских объектах необходимо край-

не редко, применяя специальную методику их опосредованного заложения и оконтуривания для ввода в разработку.

При средней плотности покрытия сейсморастворкой площадей 2,0 – 2,5 пог.км/км², площадь рядовой ячейки сетки сейсмического «окна» составляет 1,0 – 1,5 км². При такой плотности пересечение профилем девонской структуры может либо не происходить вовсе, либо она пересекается единственным профилем, а в результате неточно устанавливается свод структуры и периклинали. В условиях такой изученности территории республики, а обстоятельства еще ухудшаются при условии, если плотность сейсмопрофилей неравномерная вследствие наличия лесных массивов, заболоченности, крупных речных русел и т.д., сейсморастворка не в состоянии решить главный вопрос: а есть ли в девонской толще ловушка, в которой созданы условия для накопления углеводородов или же фиксируются отдельные, не связанные друг с другом, элементы форм.

В реально существующих геологических условиях для выявления мелких девонских залежей нефти, плотность сейсмический профилей должна составить не менее 5 – 7 пог.км/км², с условием проведения их через несколько сотен метров. То есть мелкие сложностроенные геологические объекты, каковыми являются девонские, требуют более интенсивной изученности.

И тем не менее, новый этап в освоении недр «старого» нефтедобывающего Татарстана неотвратим для дальнейшего развития нефтедобычи. Рациональная методика поисково-перспективных объектов на всех тектонических элементах: склонах Южно- и Северо-Татарского сводов, бортах Мелекесской впадины должна рассматриваться как единая система, включающая опосредованное и освоение каменноугольных и девонских залежей.

Оптимальная методика, основанная на минимизированных финансовых затратах, должна включать определенную последовательность работ. Заметим, что при существующей плотности сейсмопрофилирования 2,0 – 2,5 пог.км/км², поиск залежей нефти следует проводить исключительно на каменноугольные отложения. Еще раз на основании вышеизложенного предостережем – проведение самостоятельного поиска залежей нефти в девонских отложениях поисковыми скважинами при существующей изученности – пустая трата как огромных средств, так и времени. Однако излишняя осторожность, как и некомпетентность, могут «затормозить» процесс рационального использования недр, так как последующий возврат потребует еще больших издержек.

Итак, на участках сгущения сейсмопрофилей свыше 5 пог.км/км² следует совмещать опосредованное заложение нижних или среднекаменноугольных с девонскими объектами, учитывая их смещение относительно друг друга и достоверность подтверждения сейсморастворкой. Поиск залежей нефти в первую очередь следует проводить поисковой скважиной в нижнекаменноугольных отложениях со вскрытием турнейских отложений и только последующими разведочными или эксплуатационными скважинами, запроектированными на верхние продуктивные горизонты, проводить опосредованное заложение девонских отложений. Выборочное углубление второй и последующих скважин с целью поиска залежи в девонском комплексе не только экономически целесообразно на объекте, так как сокращает

*В.К. Утопленников, Чан Ле Донг, Чан Ван Хой, Ф.А. Киреев, Нгуен Ван Дык,
В.Е. Кораблинов, И.Е. Николаев, Фам Туан Зунг*

*СП «Вьетсовпетро», Вьетнам
outoplennikov.rd@vietsovcom.vn*

УТОЧНЕНИЕ МОДЕЛИ СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ГРАНИТОИДНОГО ФУНДАМЕНТА – ОСНОВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ

Из числа месторождений, содержащих залежи нефти в гранитоидном фундаменте, Белый Тигр на шельфе Вьетнама относится к наиболее крупным. Здесь залежь нефти фундамента является основным объектом разработки, обеспечивающим длительное время высокие уровни добычи.

К настоящему времени высокие темпы отбора привели к значительному сокращению запасов нефти, и их восполнение представляет собой важнейшую задачу. Одним из направлений ее решения является уточнение модели строения сложнопостроенных резервуаров, что дает возможность раскрыть резервы месторождения.

На месторождении Белый Тигр залежи нефти выявлены в осадочном чехле и докайнозойском кристаллическом фундаменте.

По структурно-тектоническим признакам и петрографическому составу фундамент месторождения Белый Тигр разделен на три свода: северный, центральный и южный. Наиболее сложным составом и строением отличается северный свод. В его пределах породы фундамента вскрыты более чем 40 скважинами. В отличие от центрального свода здесь много скважин отличаются низкодебитностью, в то время как в пределах центрального свода из пород фундамента, представленных гранитами, получены высокие дебиты нефти, достигающие 2000 т/сут. Высота залежи достигает 2000 м и ВНК при максимальной глубине скважин более 5000 м не установлен. По данным бурения и сейсморазведки структура представляет собой поднятие, ограниченное с запада взбросо-надвигами северо-восточного простирания с амплитудой горизонтального перекрытия с востока на запад до 2 км, осложненное субширотными разломами, разделяющими своды.

В пределах северного свода встречено разнообразие петрографического состава пород, нашедшее отображение на сейсмических разрезах в виде сложной волновой картины, характеризующей петрографическую неоднородность

и связанные с ней зоны пониженных и повышенных емкостно-фильтрационных свойств пород фундамента.

Для уточнения модели строения фундамента проведен комплексный анализ результатов геологических, геофизических и петрографических исследований фундамента месторождения Белый Тигр на основе карт развития плутонических пород, геологических и сейсмических разрезов, изменения подходов к рассмотрению материалов ГИС. В результате этого в фундаменте северного свода определены возможные зоны развития перспективных участков, связанных с гранитами.

По данным этих исследований в составе пород фундамента выделено три разновозрастных интрузивных комплекса, соответствующие ранее выделенным по данным полевых работ: комплекс Ка-На мелового возраста, сложенный гранитами, комплекс Динь-Куан, сложенный преимущественно гранодиоритами юрского возраста и комплекс Хон-Хоай, представленный породами среднего состава, в основном диоритами, датируемыми как триасовые.

Граниты, соответствующие комплексу Ка-На на северном своде, перекрыты образованиями более древних комплексов Хон-Хоай и Динь-Куан и на поверхность фундамента выходят в тектонических или интрузивных окнах. При этом возможно, что граниты центрального, северного и южного сводов на глубине смыкаются, образуя единое целое, содержащее массивную залежь нефти в кавернозно-трещиноватых коллекторах комплекса Ка-На.

Ранее было установлено, что породы различных по составу интрузивных комплексов характеризуются различной продуктивностью (Арешев и др., 1997). Наиболее высокодебитными являются скважины, вскрывшие граниты мелового возраста. Значительно ниже дебиты скважин в комплексах Динь-Куан и Хон-Хоай, из которых, в ряде скважин, в связи с резким снижением эффективной пустотности при эпигенезе, притоки нефти не получены. Отсюда