

Высоковязкие нефти на рынке стоят дешевле, а также относятся к низкосортным, так как очень сложны в переработке и дебит нефти очень мал. Поэтому для понижения вязкости нефти в Казахстане применяют тепловой метод, а именно закачку горячей воды. В определенных физико-геологических условиях нагнетают в пласт высокотемпературную воду (до 200 °С), не доводя ее до кипения, так как при высоких давлениях (25 МПа) энтальпия пара, горячей воды или пароводяной смеси практически не различается. После предварительного разогрева призабойной зоны пласта и вытеснения нефти переходят на закачку холодной воды. Размеры зон прогрева и последующего охлаждения определяются термогидродинамическими расчетами в зависимости от темпа нагнетания горячей и холодной воды, температур пласта и теплоносителя, а также теплофизических характеристик пласта и теплоносителя [2].

Для месторождения Жетыбай характерны данные проблемы, и для их решения применяют в основном эти методы, которые являются наиболее оптимальными, экономичными и эффективными. На современном этапе развития технологий, на стадии разработки в лабораторных исследованиях находится также такой метод как электродинамическое воздействие.

Литература

1. Газаров А.Г. Разработка методов снижения износа штангового насосного оборудования в наклонно направленных скважинах // Автореф. дисс. канд. – Уфа, 2004. – 24 с.
2. Пути повышения эффективности нефтеотдачи пластов месторождений Казахстана / А.У. Айткулов, Т.К. Ахмеджанов, Р.Б. Ахметкалиев и др. – Алматы, 2002.
3. Уточненный проект разработки месторождения Жетыбай // Отчёт КазНИПИнефть, рук. В.Д. Лысенко. – Актау, 2004.

БИОСЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ИЗУЧЕНИЮ КАРБОНАТНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Я.В. Оленев, Ю.С. Пуговкина

Научный руководитель доцент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

Проблема оценки нефтегазоносности палеозойских отложений является актуальной и продолжает привлекать внимание геологов и производственников в связи с необходимостью расширения потенциала меловых и юрских месторождений за счет более глубоких источников углеводородов. Причина такого интереса в большей мере инициируется увеличением количества открываемых ежегодно месторождений нефти и газа, находящихся в верхней части палеозойских образований и приуроченных к породам широкого стратиграфического диапазона, формирование и размещение которых во многом контролируются развитием высокочемных природных резервуаров и строением перекрывающих их толщ платформенного чехла. Это обуславливает выделение здесь не единого стратиграфического объекта, а целого набора разновозрастных и различных по составу образований – зоны нефтесодержащих пород верхней части палеозоя. Одним из наиболее привлекательных с этой точки зрения объектов являются месторождения, расположенные в Нюрольской мегавпадине.

Поэтому целью данной работы является изучение геологического строения и условий формирования ловушек, связанных с верхней частью палеозойских образований и с органогенными постройками.

Объектом исследования является месторождение, расположенное на территории Парабельского района Томской области.

Основные промысловые объекты на территории Парабельского района, подтверждающие свои высокие эксплуатационные показатели при пробной эксплуатации, приурочены к отложениям доюрского основания, в которых литологически выделяются два объекта: карбонатно-глинисто-кремнистые отложения коры выветривания (пласт М) и собственно породы карбонатного фундамента девонского возраста (пласт М₁). По имеющимся данным, локально на территории, между пластами М и М₁, возможно, отсутствует непроницаемый экран, т.е. залежь пластов М+М₁ – единая, гидродинамически связанная.

Первый промышленный приток нефти был получен из известняков палеозойских отложений – (пласт М₁) – в 1974 г.

Строение эрозионной поверхности палеозоя отражает ОГ М₁. По результатам структурных построений исследуемое поднятие представляет собой тектонические блоки, характерной особенностью которых является асимметрия склонов: восточные склоны круто обрываются грабеном меридионального простирания, западные склоны – пологие и осложнены менее высокоамплитудными тектоническими нарушениями. К изучаемому блоку на севере примыкает пологая терраса, на юге поднятие обрывается высокоамплитудным сбросом. Блоки разделены депрессионной зоной, нарушенной многочисленными дизъюнктивами (преимущественно северо-западного простирания), в которой выделяется ряд мелких поднятий.

Сложное строение района исследований – это результат активного тектонического развития всего региона, на котором отразились герцинский цикл тектогенеза и раннетриасовое проявление рифтогенеза.

В начале юрского времени центральная часть рассматриваемой площади представляла собой два

массивных карбонатных выступа, с севера и востока карбонатная платформа обрамлялась депрессионными зонами. Отложения комплекса представлены девонскими карбонатами и терригенно-карбонатными породами, формирование которых происходило в мелководных условиях.

Развитие девонской рифовой системы происходило постепенно, достигая максимума к началу позднего девона [1, 2, 6].

Палеозойские образования в пределах изучаемого месторождения были проанализированы согласно методике, предложенной Исаевым Г.Д. [1].

Согласно биоседиментологическому подходу, по пороодообразующим компонентам, по плотности их упаковки, по соотношению глинистого и кластического материала, по характерному комплексу ископаемых организмов [3, 4] и т.д., можно судить об уровне гидродинамического состояния бассейна биоаккумуляции. Распределяя вышеназванные признаки в определенной иерархии, мы создаем конкретный инструмент для определения фациального типа карбонатных пород. Таким образом, настоящая схема генетической классификации первичных карбонатных пород является своеобразной основой регионального фациального анализа в областях карбонатонакопления [5, 7].

Был проведен анализ данных по 23 скважинам, вскрывшим палеозой на исследуемом месторождении. Было проанализировано описание керна, а также результаты петрографического и палеонтологического анализов.

Используя структуры, типы пород генетической классификации и признаки идеализированного профиля, разработанного Исаевым Г.Д. [1], можно достаточно надежно определить фациальную закономерность формирования палеозойских образований.

В целом выделяются следующие типы фаций:

- рифовые, занимающие наиболее высокое положение;
- зарифовые отмели;
- склоновые;
- проградирующих террас;
- депрессионных зон.

Например, в скважинах отмечается присутствие илистых серых с коричневым оттенком органогенно-обломочных известняков, а в единичных скважинах в некоторых прослоях песчанистый материал преобладает над карбонатной компонентой (до 60%), формируя известковистый песчаник, а в случае повышенного содержания глины (до 40%) – глинистый известняк. Появление терригенного материала связано, по-видимому, с началом тектонической активности в прилегающих областях, их воздыманием и эрозией. Присутствие илистого материала и серый (и коричневый) окрас указывают на формирование отложений в мелководных условиях (фации зарифовых лагун и отмелей).

На основании выделенных типов фаций была построена схема фациальной зональности изучаемого месторождения с учетом структурной карты отражающего горизонта M_1 , полученной по результатам сейсморазведки МОГТ-3Д.

На фациальной карте палеозойских отложений прослеживается зональность: карбонатные фации характеризуются присутствием в составе терригенного материала, что связано с близостью источников сноса и более мелководными условиями. С севера и востока карбонатная платформа обрамляется депрессионными зонами.

Залежь УВ приурочена к области развития рифоидов зарифового плато средне-поздне-девонского возраста и пространственно связана с источниками УВ в потенциально нефтегазоматеринских породах внутришельфового типа (D_{2-3}). В позднем палеозое поверхность исследуемой структуры представляла собой область поднятия и карстогенеза, т.е. область сноса. Поэтому здесь не наблюдается мощной коры выветривания, зато отмечается развитие пород коллекторов карстового типа, приуроченного как к кровле палеозоя, так и значительно ниже ее.

Таким образом, проведенные исследования показали, что, используя виды, классы и группы структур и типов пород генетической классификации совместно с другими признаками идеализированного профиля, можно достаточно надежно определить фациальную закономерность на территории ЗС. Имея детальную фациальную модель месторождений, можно спрогнозировать наиболее нефтеперспективные зоны для дальнейшей их разработки.

Литература

1. Исаев Г.Д. Геологическая, палеогеографическая модели палеозоя Западно-Сибирской плиты и перспективы его нефтегазоносности // Георесурсы, 2012. – № 6(48). – С. 24 – 30.
2. Исаев Г.Д. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты // Литосфера, 2010. – № 4. – С. 52 – 68.
3. Исаев Г.Д. Кораллы, биостратиграфия и геологические модели палеозоя Западной Сибири. – Новосибирск: Гео, 2007. – 248 с.
4. Исаев Г.Д. Региональные стратиграфические подразделения палеозоя Западно-Сибирской плиты (по данным исследования табулятоморфных кораллов) // Вестник ТГУ, 2012. – № 365. – С. 161 – 168.
5. Исаев Г.Д. Фациальные модели девона Нюрольской зоны и основные критерии районирования палеозоя Западно-Сибирской плиты // Литосфера, 2011. – №6. – С. 27 – 37.