

УДК: 553.98.041

Выявление и классификация неантиклинальных ловушек УВ как новый этап ГРП (на примере Бухаро-Хивинского региона)

Батирова Н.У., Ахмедова Н.А., Рузимухамедова Ш.Б.

Nargiza311@mail.ru

ТашГТУ, Ташкент, Узбекистан

Одним из путей наращивания запасов углеводородного сырья в хорошо изученных нефтегазоносных регионах является поиск и разведка неантиклинальных ловушек нефти и газа. В настоящей работе приводятся примеры классификации возможных неантиклинальных ловушек нефти и газа на примере юрских отложений Бухаро-Хивинского региона.

One of the way for increasing storages of hydrocarbons in the well studied oil-gas bearing regions is search of non-anticline traps of oil and gas. In present manuscript are show examples for classification of the possibility non-anticline traps of the oil and gas on example of Jurassic sediments of the Bukhara-Khivian Region.

Ключевые слова: нефтегазоносность, антиклинали, синклинали, ловушки, генезис, сейсмопрофиль, скважина, месторождение, литология, отложения, горизонты, профили, интерпретация, углеводороды, свита, прогиб.

В настоящее время во многих нефтегазоносных провинциях мира основными объектами геологоразведочных работ на нефть и газ являются малоамплитудные структуры и неантиклинальные ловушки нефти и газа (НАЛ) различного генезиса. Данная ситуация обусловлена высокой степенью изученности нефтегазоперспективных районов в региональном плане, в результате которой практически все крупные месторождения антиклинального типа на сегодняшний день открыты. Исходя из этого в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ, в настоящее время, основное внимание уделяется детализации уже выявленных структур, поиску и разведке малоамплитудных и небольших по размерам антиклиналей, а также изучению и выявлению нетрадиционных, в первую очередь неантиклинальных ловушек нефти и газа (НАЛ). На стадии развития данных исследований важное значение приобретают классификация НАЛ, изучение их геолого-геофизического строения и отображение его в сейсмических волновых полях. Большое значение при этом приобретает изучение полевых сейсмических временных разрезов, так и синтетических, в виде двумерных сейсмических моделей [3].

Главной целью построения моделей в данной ситуации является оценка влияния залежей нефти и газа, зон несогласного прилегания и литолого-фациального замещения, а также других неоднородностей на различные характеристики

сейсмической записи (изменение амплитуд, частоты, полярности, искажение рельефа отдельных отражающих горизонтов, и т.д.).

Построение двумерных сейсмоформационных моделей основывается на использовании информации двух видов: промыслово-геофизической, характеризующейся высокой разрешающей способностью, но в то же время ограниченной в пределах околоскважинного пространства; и сейсмической, представленной в двумерном или трехмерном площадном образе, но с меньшей разрешающей способностью.

Важной составляющей при проведении двумерного моделирования сейсмоформационных зон или латеральных неоднородностей является построение геолого-геофизической модели исследуемого объекта. Данная модель должна наиболее точно отражать геологическое строение, включая рельеф отдельных горизонтов, литологию, мощности пластов и необходимые петрофизические свойства горных пород (скорость распространения продольной волны и плотность). В целом построение геолого-геофизических моделей может проводиться на основе доступной информации, как в дифференцированном (использование только данных промысловой геофизики или только материалов сейсморазведки), так и в комбинированном (путем комплексирования данных ГИС и сейсморазведки) видах.

Построение геолого-геофизических моделей по промыслово-геофизическим данным, в первом приближении, осуществляется путем линейной интерполяции поверхностей границ в пределах латеральной неоднородности между разведочными скважинами и выявлении петрофизических свойств среды. При этом основной задачей двумерного моделирования будет являться предварительная оценка сейсмических аномалий, обусловленная особенностями геологического строения разреза, включая фациальные замещения, выклинивания и др [1].

В процессе выполнения математического моделирования сейсмических волновых полей осуществляется расчет теоретического волнового поля, представленного в виде синтетического временного разреза. В настоящее время существует большое количество программно-алгоритмических комплексов, направленных на решение задач математического моделирования сейсмических волновых полей. Большинство из них основаны на решении поставленных задач в лучевом приближении и решении дифракционного уравнения Кирхгофа.

На основе проведенного сейсмостратиграфического анализа и сейсмоформационной интерпретации временных разрезов ОГТ, нами в пределах Бухаро-Хивинского региона в интервале юрского комплекса предварительно выделены отдельные латеральные неоднородности. Данные неоднородности связаны как с зонами выклинивания отдельных горизонтов (клиноформные тела, зона несогласного прилегания к доюрской поверхности, эрозионный срез), так и с фациальным замещением отдельных литотипов пород (песчаные бары, рифы).

Ниже приводится краткое описание латеральных неоднородностей и их отображение на геолого-геофизических моделях и синтетических временных разрезах.

Клиноформный комплекс. При составлении геолого-геофизической модели клиноформного комплекса, нами были учтены временные разрезы, на которых предположительно выделены такие участки, а также данные промысловой геофизики. В пределах Бухаро-Хивинского региона в интервале дегибадамской свиты юрской терригенной формации клиноформные комплексы нами предварительно выделены на временных разрезах по профилям расположенным в Каракульском прогибе и Испанлы-Чандырском поднятии. Клиноформные тела на временных разрезах выделяются по характерному косослоистому рисунку сейсмической записи. Значения петрофизических свойств отдельных литотипов в пределах каждого клиноформного тела определялись по данным промысловой геофизики. На построенной нами двумерной геолого-геофизической модели клиноформного комплекса отчетливо прослеживаются 7 клиноформных тел, которые вглубь открытого моря переходят в субпараллельные толщи. В процессе интерпретации материалов ГИС установлено, что литологически данный комплекс представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Значения скоростей распространения упругих волн для отдельных литотипов изменяются от 3950 м/с (для глин) до 4450 м/с (для песчаников). Аналогичная тенденция в вариациях наблюдается и в плотностях горных пород. На рассчитанном двумерном синтетическом разрезе, клиноформный комплекс представлен серией относительно круто падающих отражающих горизонтов, которые прекращают прослеживаться вниз по падению пластов по схеме подошвенного прилегания. Верхняя часть каждого клиноформного тела располагается с удалением от подстилающего, в сторону открытого моря. С позиций перспектив нефтегазоносности клиноформный комплекс представляет собой потенциальный резерв для открытия новых залежей углеводородов. В пределах данного комплекса происходит накопление как песчанистого материала, являющегося вместилищем нефти и газа, так и глинистых пластов, являющихся флюидоупором. Наиболее яркими примерами наличия залежей нефти и газа в клиноформных комплексах могут служить разрез неокома Западной Сибири, где сосредоточены основные ресурсы углеводородов в этом регионе, майкопская толща Центрального и Восточного Предкавказья, Сенман-Эоценовый разрез в бассейне Jeanne d'Arc, offshore Newfoundland и др [2].

Зона несогласного прилегания к доюрской поверхности. Геолого-геофизическая модель зоны несогласного прилегания отдельных пластов к доюрской поверхности построена на основании проведенной сейсмостратиграфической интерпретации временных разрезов, расположенных в непосредственной близости от Учбаш-Каршинской флексурно-разрывной зоны. Необходимо отметить, что согласно представлениям Т.Л.Бабаджанова, В.В.Рубо, Л.Г.Черкашиной на прилегающих к Учбаш-Каршинской флексурно-разрывной зоне площадях, в доюрском комплексе, на временных разрезах ОГТ проявляются «холмовидные тела», представленные магматогенными породами, состав которых установлен по результатам анализа данных бурения (скв. 1п-Барса). При этом наблюдаемые амплитуды отражающих горизонтов от границ осадочных пород, подходя к «холмовидным телам» резко затухают, что говорит о различных петрофизических

характеристиках пород, слагающие доюрский и нежнеюрский комплексы. Геолого-геофизическая модель зоны несогласного прилегания отдельных пластов к доюрской поверхности, представленной магматогенными образованиями, характеризуется резким отличием упругих характеристик самого доюрского комплекса и вышезалегающей нижнеюрской части разреза. На двумерном синтетическом временном разрезе отчетливо наблюдается прилегание отражающих горизонтов к выступу доюрского образования. Перспективы открытия ловушек нефти и газа в зоне несогласного прилегания отдельных пластов к доюрской поверхности обосновывается наличием крупнозернистого материала, накопление которого происходило в процессе заполнения отрицательных элементов рельефа и выклиниванием их вверх по восстанию, вследствие примыкания к магматогенному доюрскому комплексу, представленному относительно плотными, непроницаемыми породами.

Эрозионный срез. Наиболее полная картина эрозионного среза в пределах Бухаро-Хивинского региона, наблюдается в районе северной части Каракульского прогиба, где подверглись размыву осадки гурудской свиты. На синтетическом временном разрезе, характеризующем волновое поле формирования эрозионного среза, наблюдается выклинивание отдельных горизонтов вверх по восстанию по типу кровельного прилегания. При этом в самих точках выклинивания наблюдается сглаживание амплитудной составляющей, что в свою очередь проявляется в менее уверенном выявлении самой эрозионной поверхности. Аналогичная ситуация наблюдается и на реальных временных разрезах. В тоже время границы между самими выклинивающимися пластами, в нижних и средних частях характеризуются высокоамплитудными отражениями. Перспективы нефтегазоносности в данной сейсмоформационной зоне могут быть связаны как с нижезалегающими от эрозионной поверхности пластами песчаников и алевролитов, выклинивающимися вверх по восстанию, так и с надперерывной пачкой, представленной базальными песчаниками. При этом последние приобретают большую значимость, в связи с возможным перетоком углеводородного флюида из нижележащей толщи в вышележащую, а также с региональным распространением алевролитоглинистой толщи, залегающей выше базального горизонта и являющейся флюидоупором для сохранения залежи нефти и газа.

Баровые песчаные образования. Ловушки нефти и газа данного типа неоднородности могут быть связаны как с устьевыми песчаными барями, образующимися в устье палеорек, выпуклой стороной обращенными к морю, так и с береговыми песчаными барями, распространяющимися вдоль древних береговых линий палеорек. По материалам сейморазведки нами предварительно выделены вдольбереговые песчаные баровые тела в пределах Каракульского и Ямбагинского прогиба, Каганского и Испанлы-Чандырского поднятий. На сейсмических разрезах баровые песчаные тела проявляются в виде аномального волнового поля, характеризующегося увеличением временной мощности анализируемого комплекса. На двумерной синтетической модели волнового поля, характеризующей латеральную неоднородность, связанную с вдольбереговым песчаным баром

наблюдается раздвиг мощности песчаного тела, проявляющийся за счет увеличения ее средней части. Вместе с этим внутри песчаного тела проявляются слабые отражения с небольшими показателями амплитуд, что в свою очередь свидетельствует о небольшой дифференциации упругих свойств в пределах самого песчаного бара.

Рифовый массив. Месторождения нефти и газа, связанные с рифовыми телами выявлены во многих нефтегазоносных провинциях мира и являются одним из главных объектов добычи углеводородов. В пределах Бухаро-Хивинского региона рифовые массивы широко развиты в центральной и юго-восточной частях Чарджоуской ступени. В целом для исследуемого региона геолого-геофизические изыскания, направленные на открытие залежей нефти и газа, связанных с рифовыми массивами являются актуальным. Построение геолого-геофизической модели рифового массива нами осуществлялось путем графического формирования четырех структурно-формационных комплексов: подстилающего (подрифового), собственно рифового, компенсирующего (надрифового) и перекрывающего. На рассчитанном двумерном синтетическом разрезе, характеризующем рифовый массив, отчетливо прослеживается ряд отражений, связанных с границами структурно-формационных комплексов (подстилающего, рифового, компенсирующего и перекрывающего). Волновая картина на данной модели во многом схожа с текстурой сейсмической записи, характеризующей рифовый массив на реальных временных разрезах.

Анализ проведенного сопоставления теоретических и экспериментальных волновых полей показал на существенную их схожесть, что в свою очередь свидетельствует о правильно выполненной сейсмостратиграфической и сейсмоформационной интерпретации временных разрезов, в результате которой были выявлены латеральные неоднородности. Вместе с этим необходимо заметить, что разработка геолого-геофизических моделей и моделей волновых полей существенно повысят надежность проводимой интерпретации сейсморазведочных данных, которые позволят наметить систему тестов при выявлении латеральных неоднородностей и классифицировать их по типам неантиклинальных ловушек нефти и газа.

Литература:

1. Багрнцева К.И. Трещенноватость осадочных пород М. ; Недра 1982.
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом . Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко-Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика» 2003.
3. Абидов А.А. Генезис нефти и газа и методика поисков их местоскоплений. Ташкент, Фан АН РУз, 2010. – 258 с.

Батирова Наргиза Уткуровна, старший преподаватель

Ташкентский государственный технический университет
Факультет Геология – разведка
Кафедра «Геология месторождений нефти и газа», Ташкент, Узбекистан
Nargiza311@mail.ru, тел: +998909446861

Ахмедова Наргиза Алимджановна, старший преподаватель

Ташкентский государственный технический университет
Факультет Геология – разведка
Кафедра «Геология месторождений нефти и газа», Ташкент, Узбекистан
тел: +998946354489

Рузимухамедова Шаходат Баходир кизи, магистр

Ташкентский государственный технический университет
Факультет Авиационные технологии
Кафедра «Радиотехнические устройства и оборудование», Ташкент, Узбекистан
Shaxodat95@mail.ru, тел: +998901626233

