

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА.

направлении Антипаютинско-Тадебяхинской мегасинеклизы. Структурный план кровли триаса в целом подобен его подошве. В рельефе кровли гольчихинской свиты (кровля юры) распределение положительных и отрицательных элементов несколько изменилось. Самое глубокое место сместилось на запад в район Тадебяхинского мегапрогиба и Яптиксалинской мегавпадины, наблюдается депрессия на юго-востоке – в районе Восточно-Антипаютинской мегавпадины. Поднятие рельефа в районе Ладертойской площади значительно увеличилось. В пределах Гыданской площади выделяется крупное ($S=1114 \text{ км}^2$, $A=98 \text{ м}$) изометричное куполовидное поднятие и два мелких, оконтуренные изогипсой -3530 м. Структурные планы по отражающим горизонтам М1 и Г подобны описанному, происходит общее выполаживание рельефа территории вверх по разрезу. Гыданское поднятие уменьшается в размерах.

История тектонического развития. При изучении истории тектонического развития исследуемой территории были использованы карты изопахит триас-юрского, берриас-аптского, альб-сеноманского и турон-кайнозойского сейсмогеологических мегакомплексов.

В триас-юрское время в палеорельефе подошвы триаса на момент формирования гольчихинской свиты существует положительная структура на Гыданской площади. Южная часть территории испытывает тенденцию к погружению. В беррис-аптское время в палеорельефе гольчихинской свиты на момент формирования танопчинской свиты существует небольшая положительная структура на Гыданской площади. Эпицентр прогибания расположен в центральной части территории исследования, где мощности комплекса достигают 2080 м; небольшую тенденцию к воздыманию испытывают структуры в пределах Ханавейской, Приречной, Гыданской площадей. В альб-сеноманское время эпицентр воздымания смещается на юг района, продолжается рост структур в пределах Гыданской площади. В посттуронское время замкнутая положительная структура на Гыданской площади приобрела современный вид.

Выводы

1. Основные продуктивные пласты Гыданского месторождения отлагались во время мезозойского трансгрессивно-регрессивного цикла.
2. Гыданское поднятие приурочено к выступу фундамента.
3. Наблюдается подобие структурных планов подошвы и кровли триаса. Структурные планы по отражающим горизонтам юры и мела отличаются от нижележащих, но схожи между собой.
4. По всем отражающим горизонтам можно выделить замкнутую структуру – Гыданское куполовидное поднятие. Снизу-вверх наблюдается уменьшение площади и амплитуды.
5. На протяжении всей истории тектонического развития Гыданское поднятие испытывало тенденцию к росту.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00492.

Литература

1. Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович В.А., Супруненко А.И. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика, 2001. – Т. 42. – №11 – 12. – С. 1832 – 1845.
2. Брехунцов А.М., Битюков В.Н. Открытые горизонты: научно-популярная литература. Т.1. 1962-1980. – Тюмень: Сибирский научно-аналитический центр, 2005. – 570 с.
3. Комплексный анализ геолого-геофизических материалов, построение геологической модели и оценка ресурсов палеозоя, юры и мела Томской области с целью оценки возможности воспроизводства и наращивания сырьевой базы ОАО «Томскнефть» ВНК. Отчет в трех книгах и одной папке. Книга 1. Отв. исполнитель В.А. Конторович. – Новосибирск, 2014. – 229 с.
4. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика, 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 461 – 474.
5. Сейсмическая стратиграфия / Р.Е. Шерифф, А.П. Грегори, П.Р. Вейл, Р.М. Митчем мл. и др. Ред. Ч. Пейтон. – М.: Мир, 1982. – Ч. 1, 2. – 846 с.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НИЖНЕСРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

А.Д. Зарипова

Научный руководитель доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция расположена в пределах крупнейшей в мире одноименной низменности, на западе граничит с герцинскими сооружениями Урала, на востоке провинция ограничена Енисейским краем Среднесибирской древней палеозойской платформы, на юге граничит с казахским мелкосопочником и Саяно-Алтайской горной страной, к северу погружается под воды Карского моря и является крупнейшим нефтегазоносным бассейном в мире, важнейшей территорией по добыче углеводородов в промышленных масштабах. Томская область, находящаяся в юго-восточной части Западной Сибири, образует третий по значению центр нефтедобывающей промышленности данного региона. Основные запасы углеводородного сырья сконцентрированы в доюрском: табанганская (C1t-s1), лугинецкая (D3f-fm), герасимовская (D2ef-zv1-2) свиты; нижнесреднеюрском (J1-2), васюганском (J3), баженовско-абалакском (J3-K1) и частично неокомском (K1) нефтегазоносных комплексах [1].

На территории юго-востока Западной Сибири (Томская область) в качестве прироста ресурсной базы и повышения добычи нефти на сегодняшний день большой интерес представляют трудноизвлекаемые запасы

нижнесреднеюрских продуктивных отложений. Актуальность исследования нижнесреднеюрских отложений юго-восточной части Западно-Сибирской плиты на территории Томской области не вызывает сомнений в связи с их повышенной нефтегазоносностью и слабой изученностью. По мере увеличения буровых работ растет понимание значительно большей сложности строения продуктивных резервуаров. На сегодняшний день условия формирования отложений региона и данные о литологии, являющиеся основой нефтегазопромысловых параметров пласта, нуждаются в уточнении с точки зрения современных взглядов.

Нижнесреднеюрские отложения на изучаемой территории представлены геттанг-раннетоарским нефтегазоносным комплексом, состоящим из преимущественной пролювиально-аллювиальных толщ, перекрытых ингрессионной тогурской свитой (раннетоарского возраста), позднеотоар-ааленских и байос-батских нефтегазоперспективных комплексов, представленных аллювиальными, озерно-болотными, дельтовыми и прибрежно-морскими песчано-глинистыми отложениями, содержащими промышленные запасы углеводородов. В раннесреднеюрскую эпоху осадконакопление на изучаемой территории происходило в условиях часто меняющихся палеогеографических обстановок и сопровождалось сменой разнообразных форм рельефа, что, вероятно, послужило формированию сложнопостроенных коллекторов с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами.

Вопросы геологического строения и условий формирования нижнесреднеюрских отложений на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции рассмотрены в работах многих советских и российских геологов: Г.Ф. Степаненко и Л.С. Черновой (1998), М.Ю. Зубкова (1999, 2001), М.Ф. Печеркина, В.В. Шелепова (1999), Г.Ф. Ильиной (2002), Н.М. Недоливко (2003), Т.Г. Тен (2003), Е.Е. Даненберга, В.Б. Белозерова, Н.А. Брылиной (2006), О.С. Черновой (1995, 2010, 2014) и многих других исследователей. Несмотря на значительную литологическую изученность данных толщ, многие вопросы, касающиеся петрофизического обоснования разработки данных коллекторов, остаются открытыми. В связи с чем к детальному изучению особенностей строения сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов, сосредоточенных в отложениях нижней-средней юры, можно подойти только с помощью комплексирования литолого-петрофизических методик исследования терригенных осадочных толщ.

Нами разработан комплексный метод исследования нижнесреднеюрских нефтегазоносных отложений юго-востока Западной Сибири, включающий изучение кернового материала с целью определения генезиса описываемых отложений, дальнейшее построение палеогеографических реконструкций на время накопления продуктивных пластов нижней и средней юры на исследуемой территории, моделирование седиментологических обстановок по керну скважин и построение комплексных статических 3D моделей.

Литература

1. Чернова О.С. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных территорий. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 256 с.
2. Чернова О.С. Палеогеографические условия формирования нижнеюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2002. – С. 96 – 116.
3. Зубков М.Ю., Печеркин М.Ф., Шелепов В.В. Критерии оценки перспектив промышленной нефтегазоносности кровельной части доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты // Опыт повышения эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири: Материалы научно-практической конференции геологов, посвященной памяти В.У. Литвакова. – Тюмень, 1999. – С. 122 – 140.
4. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
5. Тен Т.Г. Литолого-фациальные и палеотектонические предпосылки формирования залежей углеводородов в верхнеюрских отложениях Казанского и Пудинского нефтегазоносных районов // Дис. канд. геол.- минер. наук. – Томск, 2003. – 188 с.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Н.И. Исламова, Т.И. Исламов, Н.В. Агалаков

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

С каждым годом, проблема разработки нетрадиционных (карбонатных) коллекторов приобретает все большую актуальность в связи с уменьшением запасов нефти в традиционных (терригенных) коллекторах.

Несмотря на имеющиеся большие запасы карбонатных коллекторов, в Российской Федерации преимущественным является добыча из терригенных коллекторов, поскольку для карбонатных и трещинных коллекторов характерен ряд принципиальных особенностей: низкая пористость, сложное строение порового пространства, высокая неоднородность фильтрационных и емкостных свойств, увеличенное количество трещин, неоднородность, повышенная вязкость нефти; и, как следствие всего этого – невысокие значения коэффициента извлечения нефти (КИН).

На сегодняшний день в Волго-Уральской нефтегазосной провинции одним из направлений поддержания уровня соответственно и увеличения КИН нефти является активная разработка нефтяных залежей, с характерными для данного региона низкой проницаемостью и имеющими сложное строение карбонатными залежами турнейско-фаменского возраста.