

УДК 553.98

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗВИТИЯ ЗАЙСАНСКОЙ И ДЖУНГАРСКОЙ ВПАДИН СЕВЕРНОГО ТЯНЬ-ШАНЯ И ПРОБЛЕМЫ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА СЕВЕРО-ЗАПАДЕ КИТАЯ

Сиднев А.В., Го Минь

ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа,
e-mail: kafedragl@ya.ru

В статье особое внимание уделено развитию структурно-тектонических элементов фундамента Джунгарской и Зайсанской впадин Северного Тянь-Шаня. Рассматриваются некоторые итоги исследования нефтегазоносности палеозойского и мезозойского разрезов этих впадин на примере месторождения «Карамай» (КНР). Подчеркивается, что наиболее перспективной для поисков нефти и газа является Манасхутская депрессия с многочисленными плекативными структурами, хорошими коллекторами и миграционными возможностями углеводородных флюидов. Нефтяной рейтинг Джунгарской провинции оценивается как «весьма перспективный» и инвестиционно привлекательный.

Ключевые слова: нефтематеринские породы, коллектор, флюидоупор, залежь нефти и газа, месторождения

COMPARISONS BETWEEN ZAISAN AND ZHUNGEER BASINS IN THE NORTHERN TIEN SHAN AND THE PROBLEMS OF EXPLORATION OF HYDROCARBONS IN THE NORTHWEST OF CHINA

Sidnev A.V., Guo Min

Ufa State Oil Technical University, Ufa, e-mail: kafedragl@ya.ru

In the paper special attention is paid to the development of structural-tectonic elements of the basement of Zhungeer and Zaisan basins of the Northern Tien-Shan. Being discussed some of the results of the study of the hydrocarbon potential of the Paleozoic and Mesozoic sections of these depressions at the fields «Karamay» (PRC), It is emphasized that the most promising for oil and gas exploration is Manshurica depression with numerous placative structures, good collectors and migration capabilities of hydrocarbon fluids. The oil rating of Junggar province is assessed as «very promising» and attractive.

Keywords: source rock, reservoir, confining beds, reservoir of oil and gas, deposit

В 1983-1986 годах автор-старший научный сотрудник Института геологии РАН был участником многолетних экспедиционных работ в Зайсанской группе учёных по палеомагнитному изучению стратотипических разрезов палеогена Северного Тянь-Шаня в пределах Восточно-Казахстанской области. Работы проводились по Договору о сотрудничестве лабораторий «Стратиграфии кайнозоя» Института геологии УНЦ РАН (г. Уфа) и НИИ географии Ленинградского государственного университета при поддержке ВСЕГЕИ и Академии наук Казахской ССР. Одновременно в Зайсанской впадине нефтяная компания «Башнефть» (г. Уфа) века проходку глубокой (до 5 тыс.м) скважины у пос. Акжар для опробования разреза и обоснования нефтегазоносности палеозоя в предгорьях Северного Тянь-Шаня (Восточный Казахстан).

Китайские геологии также уже десятки лет проводят поисковые работы на нефть и газ в отдалённых территориях северо-западного Китая, в т.ч. в бассейне Джунгария. Ряд проектов завершились удачно с открытием нефтяных и газовых месторождений, другие – остановлены по недоизученности территорий [1].

Сегодня, в рамках реализации программы «Энергетика-2020» Правительство Китая особое внимание акцентирует на западные и северо-западные районы, стремясь выровнять экономику этой территории, где проживает десятки миллионов человек. По оценкам экспертов (Кен Вук Пайк, США) Китай предполагает добывать к 2020 г. 240 млрд. м³ газа при спросе в 500 млрд.м³. Разницу предполагается компенсировать за счет импорта из России, Казахстана, Туркменистана и других стран. Основная масса его пойдёт в промышленные районы на востоке и центре страны. Западные провинции Китая – Джунгария, Тарим, Урумчи и другие остаются вне импорта. Поэтому, дальнейшие исследования перспективных территорий для решения региональных задач по энергообеспечению Западного Китая является весьма актуальными [2].

Исследование. Зайсанская впадина – это сложно построенный тектонический прогиб платформенного типа, где палеозойские отложения – представлены (снизу) песчано-сланцевыми и известняково-фосфоритовыми породами. Выше–прибрежно-морские песчано-глинистые образования, известняки и вулканогенные породы общей

мощностью до 15 тыс.м.[3]. Сложные гидрогеологические условия бурения, тектоническая раздробленность и высокая трещиноватость пород фундамента вызывали частые технические остановки в процессе бурения, что привело в итоге к свертыванию программы. Заканчивать проходку скважин и опробовать пласты по правилам не удалось. Однако присутствие твердых углеводородов в керне при вскрытии девонских пластов было уже показательным. Зайсанская впадина сформировалась как симметричный прогиб широтного простирания со ступенчатыми сбросами в сторону центра (ныне-озеро Зайсан).

Джунгарский прогиб – резко асимметричен: южная часть наиболее прогнута (складчатый борт), северная часть – моноклираль, погружающаяся в юго-восточном направлении (платформенный борт) с мощной (до 11 тыс.м) толщей пород мезозоя и кайнозоя. Такими прогибами изобилуют горные массивы Восточного Казахстана, Южного Алтая, Северного Тянь-Шаня и Монгольского Алтая. Обе впадины – глубокие. Только кайнозойские озерные и озеро-аллювиальные отложения достигают здесь по мощности более 1000м. Это осадки древнего Гобийского озеро-моря, расположенного в прошлом на смежных территориях Западного Китая и Восточного Казахстана. Сейчас на этом месте сформировалась огромная Джунгарская пустыня, венчающая альпийский тектонический этап в мезозой-кайнозойской эволюции региона[4].

Следует подчеркнуть, что с конца палеогена (олигоцен) в пределах Тянь-Шаня возобновились активные тектонические движения альпийского орогенеза, которые продолжались с разной активностью в неогене и антропогене. Как полагают В.П. Гаврилов и В.Е. Хаин (2003 г.), проявлялись они преимущественно в виде вертикальных восходящих движений по глубинным разломам, ограничивающим крупные блоки палеозойского складчатого основания Тянь-Шаня. Движения носили дифференцированный характер. Наиболее активные воздымания отмечены для Южного Тянь-Шаня (до 5 км). Северные отроги Тянь-Шаня и межгорные впадины испытали менее интенсивное поднятие и прогибание (до 3 тыс.м). С позиции концепции глобальной тектоники плит Северный и Южный Тянь-Шань представляют собой мозаику микроплит, образующих, по В.Е.Хаину, «буферную зону» между столкнувшимися Индостанской и Евразийской литосферными плитами. Таким образом, современный высокогорный рельеф в обрамлении Зайсанской и Джунгарской впадины возник в результате раскола выравненной

послепалеозойской платформы и активнейших дифференцированных вертикальных движений отдельных блоков коры в новейшее время [5, 6].

Материал, результат, обсуждение.

В качестве исходных положений для характеристики общей нефтегазоносности Джунгарского бассейна кроме личного материала, мы использовали также опубликованные в китайской литературе краткие сведения по ряду нефтегазовых месторождений [3, 4]. Они различны по объемам геологических резервуаров, но интерес государства к ним не уменьшается вплоть до решения проблемы энергообеспечения крупного экономического региона «Джунгария» на северо-западе Китая.

Разведка Джунгарского бассейна началась в 50-е годы прошлого века, когда было открыто первое крупное месторождение «Карамай». Перспективы развития нефтяной промышленности в этом бассейне сегодня оцениваются как «весьма благоприятные». Здесь развито много форм пликтивных и дизъюнктивных дислокаций. Наиболее значимые из них – разрывные зоны и антиклинали. Уже закартировано более 150 локальных структур: на 45 структурах пробурены поисковые скважины и на 17 – выявлены нефте- и газопрооявления. За последнее время открыто 8 нефтяных месторождений. Одно из них – на востоке бассейна, вблизи с границей Казахстана.

На 2011 год в Джунгарии обнаружены 30 нефтегазоносных месторождений, в т.ч. 18 – нефтяных, 3 – газовых и 9 – нефтегазовых. Суммарные геологические запасы составляют: – 2.5 млрд. т. нефти и 90 млрд. м³– газа. Извлекаемые запасы нефти оцениваются в 260 млн. т., газа – 15 млрд. м³ [2]. Ниже проводится краткая характеристика наиболее крупного нефтегазового месторождения, отражающая все возможности и особенности геологического разреза осадочной толщи бассейна и необходимые условия для прогнозирования геолого-поисковых и разведочных работ.

«Карамай» – крупное нефтегазовое месторождение на западе Китая расположено недалеко от г. Карамай. Длина седиментационного бассейна составляет 50 км, ширина – до 10 км. Месторождение открыто в 1955 году. В переводе с уйгурского «Карамай» означает «черное масло», то есть нефть. Начальные запасы её составляли 1,5 млрд. т., природного газа – 80 млрд. м³. В 1960 году добыча сырой нефти на месторождении достигла 1,5 млн. т. или порядка 40% от годовой добычи нефти всей страны того времени.

Карамайское нефтегазовое месторождение является жемчужиной китайской компании «PetroChina» и колыбелью нефтяной промышленности Западного Китая. До обнаружения месторождения «Дацина» на северо-востоке Китая Карамай был самым крупным в стране. В 2007 году на Караме было добыто уже 12 млн. т. нефти и 3 млрд. м³ газа, а в 2010 году – почти 20 млн. т нефтяного эквивалента. С начала добычи на месторождении Карамай получено 250 млн. т нефти, 35 млрд. м³ природного газа; 60% из них были переработаны на месте. Главным нефтегазоносным пластом являются песчаники нижнего «Карамайского» яруса среднего триаса.

В структурном плане месторождение Карамай расположено в зоне надвига пластин на северо-запад бассейна с многочисленными разрывными нарушениями (рис.1). В северо-восточном направлении простираются разрывные пояса Хун-Чэ, Кэ-Ву, Ву-Ша и др. [3]. Зона надвигов пересекает центральную часть нефтяной площади. В триасовых отложениях вертикальная амплитуда разрывов составляет 280-1200 м, горизонтальная – 100-1400 м. Разрывы начали формироваться в позднем палеозое

(пермь), продолжали развиваться до средней юры и неоднократно возобновлялись в кайнозое. В миоцене её рассматривают как конседиментационную зону сбросов, сравнимую с широким грабеном.

Основным из резервуаров нефти и газа по мнению ряда ведущих геологов Китая является развивающаяся здесь «Манасхутская» депрессия в большом джунгарском бассейне, расположенная в 20 км юго-восточнее месторождения. Согласно стратиграфическому разрезу в ней выделено 7 комплексов-коллекторов, представленных следующими стратиграфическими уровнями: 1 – «Хун-ша» (карбон – нижняя пермь), 2 – нижний «Урхэ» (средняя пермь), 3 – верхний «Урхэ» (верхняя пермь), 4 – «Карамай» (средний триас), 5 – «Байзянтан» (верхний триас), 6-«Бадауван» (нижняя юра) и 7-«Чигу» (верхняя юра). Общая мощность осадочных пород в депрессии оценивается в 10-12 тыс.м, а суммарная эффективная коллекторская мощность достигает 2500 м. В собственно «Караме» сформировались и установлены многочисленные залежи: разрывные, тектонически-экранированные (триас и юра), стратиграфические, литологически-экранированные (карбон и пермь) и другие залежи [4].

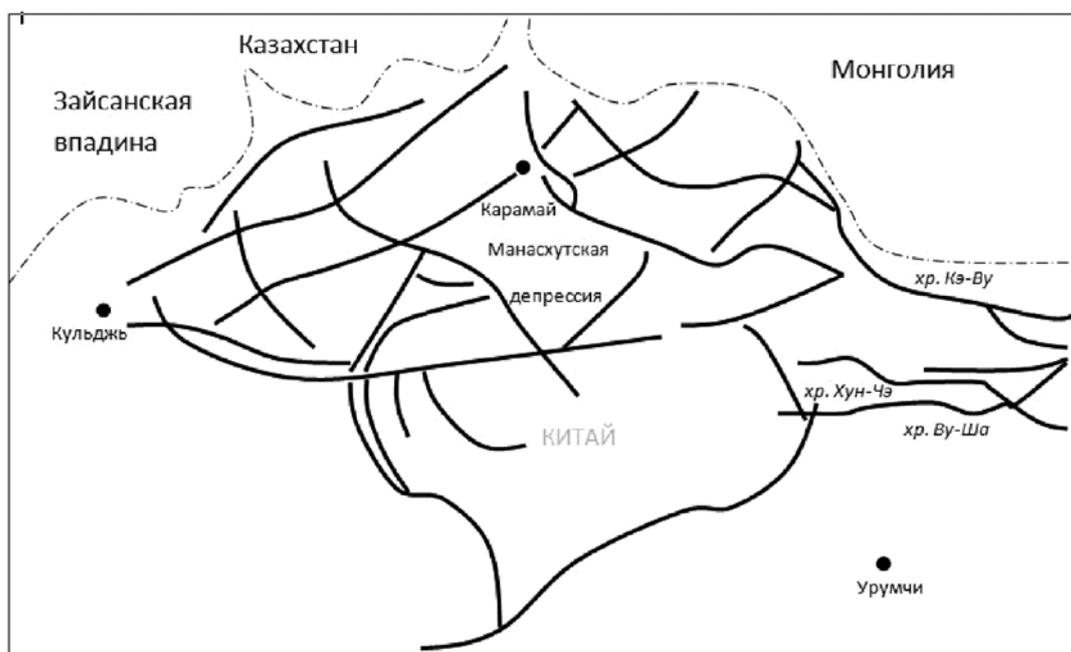


Рис. 1. Схема разрывной тектоники Манасхутской депрессии (КНР)

В процессе её развития произвольно возникли многочисленные опережающие разрывы. Они разделяются на две группы: первая – простирающиеся в субширотном и вторая – в субмеридианальном направлениях. Эти разрывы создают сложную «сетчатую» микроблоковую структуру фундамента и осадочного чехла. По характеру разрывных нарушений в зоне месторождения выделяются десятки тектонических блоков различной размерности. Наложение герцинской тектонической фазы на каледонские структуры и обновление складчатости в кайнозое сильно усложнили общую тектонику фундамента бассейна к середине неогена. В последующем – это повлияло на общий структурный план всего осадочного чехла. Формировались десятки тектонических структур и куполообразных структур облекания. Верхне-юрские и меловые песчано-глинистые осадки (комплекс «Чигу») оказались благоприятными коллекторами для формирования нефтегазовых ловушек и залежей.

Собранные и проанализированные в последние годы доступные материалы по месторождениям и региону свидетельствуют о большой значимости «Манасхутской» депрессии как возможного резервуара нефтегазовых углеводородов в Джунгарии. При площади впадины в 200 тыс. кв.км и средней коллекторской мощности мезозойских пород до 2000 м, здесь могли сконцентрироваться огромные углеводородные ресурсы в сотни миллионов условных единиц. Конечно, доступ к ним кажется нам очень сложным и дорогим в связи с разрывной тектоникой фундамента и чехла бассейна. Считаем, что дальнейшие геологические исследования здесь необходимы но и возможны лишь при значительной инвестиционной поддержке Правительства КНР.

В группу нефтегазовых объектов региона входят также разрабатываемые сегодня месторождения «Чайнан», «Шиши», «Хутуби», «Душаньцзы», «Шантай», «Чэпайцзы» и др. Они представляют значительный интерес и важны для решения проблемы энергообеспечения крупного экономического региона Джунгария и других на западе Китая.

Выводы:

1. Геолого-тектоническое развитие единого Джунгарского бассейна в Северном Тянь-Шане свидетельствует об исключительно сложном строении позднепалеозойского фундамента и сформировавшегося на нём осадочного мезозойского чехла.

2. Структурный план юрско-меловых и палеогеновых комплексов унаследовал от завершённой герцинской складчатости многообразие форм плекативных и дизъюнктивных нарушений.

3. Геолого-поисковые работы на углеводороды в Джунгарии ожидаются трудными и требуются их комплексное сопровождение с масштабным сейсмопрофированием и другими видами исследований.

4. Перспективы развития поисковых работ на нефть и газ в бассейне оцениваются нами и китайскими экспертами как «весьма благоприятные». В соответствии с Программой «Шанхайской организации сотрудничества» (ШОС-2013), комплексные исследования Джунгарии в рамках национальной программы «Энергетика 2020» рекомендуются продолжать и в будущем.

Список литературы

1. Мэй Я., Сиднев А.В. Чжан Цзебао. К вопросу об основных направлениях освоения УВ ресурсов КНР в 21 веке // Проблемы геологии и освоения недр: Труды Республиканской научно-практической конференции. – Уфа, 2002. – Т.2. – С. 228-230.
2. Остраумова Е. Г. Российский газ на китайском рынке // Газовая промышленность. – № 7/693. – 2013. – с.7-17.
3. Чэнь Цзяньпин, Ча Мин и др. Исследование нефтегазоносности месторождения «Карамай» бассейна Джунгария // Нефть и газ Китая. – 2002. – № 1. – С.20-25.
4. Цюй Го Шэн. Структура и эволюция бассейна Джунгария. – М: Геология нефти Синьцзяна, 2009. – С. 230.
5. Сулейманова Ф.М., Яхимович В.Л. Шкала инверсий и развитие геомагнитного поля в кайнозое. – Уфа: Чилем, 2003. – 228 с.
6. Гаврилов В. П. Общая и региональная тектоника. – М.: Недра, 1986. – 478 с.
7. Го Минь, Сиднев А.В. Основные структурно-тектонические элементы и нефтеносность Джунгарии (Китай). Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук: Материалы Международной научно-технической конференции. – Уфа: ИП Верко «Печатный домь». – 2013. Вып.7. – С. 67-69.