ВЗАИМОСВЯЗЬ МЕГАСДВИГОВЫХ ДИСЛОКАЦИЙ И РЕГИОНАЛЬНОЙ НЕФТЕГАЗОНОСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ

Филиппович Ю. В.

(Тюменский филиал ООО «КогалымНИПИнефть»)

В пределах Западной Сибири разрывные линейные элементы трансрегионального масштаба традиционно выделялись по геоморфологическим признаками, результатам аэрокосмодешифрирования, интерпретации потенциальных полей и нашли свое отражение практически на всех известных и малоизвестных тектонических картах и схемах. Однако их горизонтально сдвиговая природа в явном виде стала широко рассматриваться лишь в последнее время [Наталин, Шенгёр (2000); Филиппович (2001); Подурашин (2003); Егоров, Чистяков (2003); Пучков (2003); Соборнов, Якубчук (2006)].

В качестве основных мегасдвиговых дислокаций Западной Сибири по комплексу геолого-геофизических параметров автором выделены правосторонний Тургайский и левосторонний Саяно-Пайхойский мегасдвиги, формирующие геометрически правильную диагональную систему.

Анализ площадного взаимоотношения установленной региональной нефтегазоносности ЗСГС и генерализованных линий трансрегиональных сдвиговых дислокаций выявил следующие очень любопытные закономерности.

Во-первых, взаимосвязь с простиранием и морфологией нефтегазоносных структур. Так, Саяно-Пайхойский линейный элемент контролирует зону принципиального изменения простирания структурных элементов, которые приобретают северо-западную направленность. При этом в полосе непосредственного влияния северного фрагмента Тургайского мегасдвига сохраняется северо-восточная ориентировка структур (Мессояхский порог).

Во-вторых, перекрещивающиеся Саяно-Пайхойский и Тургайский мегасдвиги разделяют территорию ЗСГС на четыре тектонических блока-сектора, которые контролируют распределение региональных УВ-систем с различным фазовым составом и стратиграфической приуроченностью. Так, наиболее выраженная закономерность отмечается по южному и северному блокам. Первый – в основном нефтяной, второй – преимущественно газоконденсатный. При этом оба отличаются максимальным этажом нефтегазоносности. Восточный и западный блоки характеризуются смешанным составом месторождений УВ (нефтегазоконденсатные).

Такое закономерное площадное распределение нефтегазоносности позволяет сделать следующий основной вывод.

Саяно-Пайхойский и Тургайский мегасдвиги каждый в отдельности разделяют ЗСГС на два смежных мегаблока с принципиально различным фазовым составом УВ-систем. Относительно Саяно-Пайхойского линейного элемента северо-восточный мегаблок контролирует область преимущественного газообразования, а юго-западный – с преобладающим нефтяным потенциалом.

Относительно Тургайского мегасдвига предполагается аналогичная закономерность: юго-

восточный мегаблок отличается преобладающей генерацией УВ нефтяного ряда, а северо-западный, по крайней мере, значительным влиянием процессов газообразования.

Соответственно, в отмеченных выше северном и южном блоках-секторах, где наблюдается совпадение специфики формирования месторождений, сохраняется условно однофазный характер УВ-систем: газовый в северном и нефтяной – в южном.

В восточном же и западном блоках-секторах, где происходит «наложение» контрастных генерационных процессов, широкое развитие имеют смешанные УВ-системы. В качестве примеров месторождений восточного блока-сектора можно привести Верхне-Коликъеганское, Бахилевское, Харампурское, Тагринское, Етыпурское, Варьеганская группа, Вынгапуровско-Вынгайинская группа, Губкинская группа, Таркосалинская группа, Комсомольская группа и многие другие. Для западного сектора – это Карабашское, Иусское, Даниловское, Верхне-Кондинское, Восточно-Тугровское, Пальновско-Емьеговское и частично Талинское нефтегазоконденсатные месторождения, а также, конечно, Шухтунгортская, Игримская и Березовская группы чисто газовых месторождений.

Выявленная региональная закономерность позволяет уверенно говорить об определяющем влиянии на характер нефтегазоносности ЗСГС тектоно-динамического фактора. Северный блок однозначно испытывает преобладающие процессы растяжения, южный – сжатия. Восточный и западный отличаются более сложной тектонодинамической обстановкой. Причем, оба должны испытывать вращение вследствие трансрегиональных напряжений: восточный – по часовой стрелке, западный – против часовой стрелки. Здесь необходимо отметить, что направления вращения совпадают с установленными соответственно для Сибирской и Русской платформ.

Таким образом, возникающий в тектонически мобильных зонах термомеханический стресс, механическая активизация, неравномерное распределение по площади и разрезу термодинамических характеристик обуславливают направленность и стиль процессов регионального и зонального нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Соответственно, в свете рассматриваемой концепции представляется, что выявленные трансконтинентальные мегасдвиговые дислокации определяли специфику крупных зон нефтегазонакопления.