

ПЕРСПЕКТИВЫ ГАРШИНСКОЙ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ЗОНЫ

Соколов А.Г.

Федеральное государственное бюджетное образовательное
ВПО «Оренбургский государственный университет», г. Оренбург

Гаршинский разлом относится к широтной системе нарушений южного погружения Бузулукской впадины (ЮПБВ), который вместе с Акъярским разломом, находящимся на той же широте, но восточнее, имеет генезис взбросов. Все нарушения, закартированные южнее в Камелик-Чаганской системе разломов, имеют генезис сбросов. Как и Акъярский, Гаршинский разлом имеет дугообразную форму, благоприятную для накопления углеводородов. Причем Гаршинский разлом состоит не из одной линии, как Акъярский, а из нескольких линий разломов, субпараллельных друг другу. Наибольшую амплитуду смещения имеет фронтальная линия (50–80 м), следующие – лишь 10–20 м. С юга образуется обширный приподнятый участок, размеры которого по додевонской поверхности составляют 45×15 км, амплитудой $A=200$ м. На рисунке 1 дан фрагмент карты по отражающему горизонту (ОГ) Даф - опорному ОГ с указанием нефтеносности по продуктивным пластам в афонинских отложениях D_{5-2} , D_{5-3} [1].

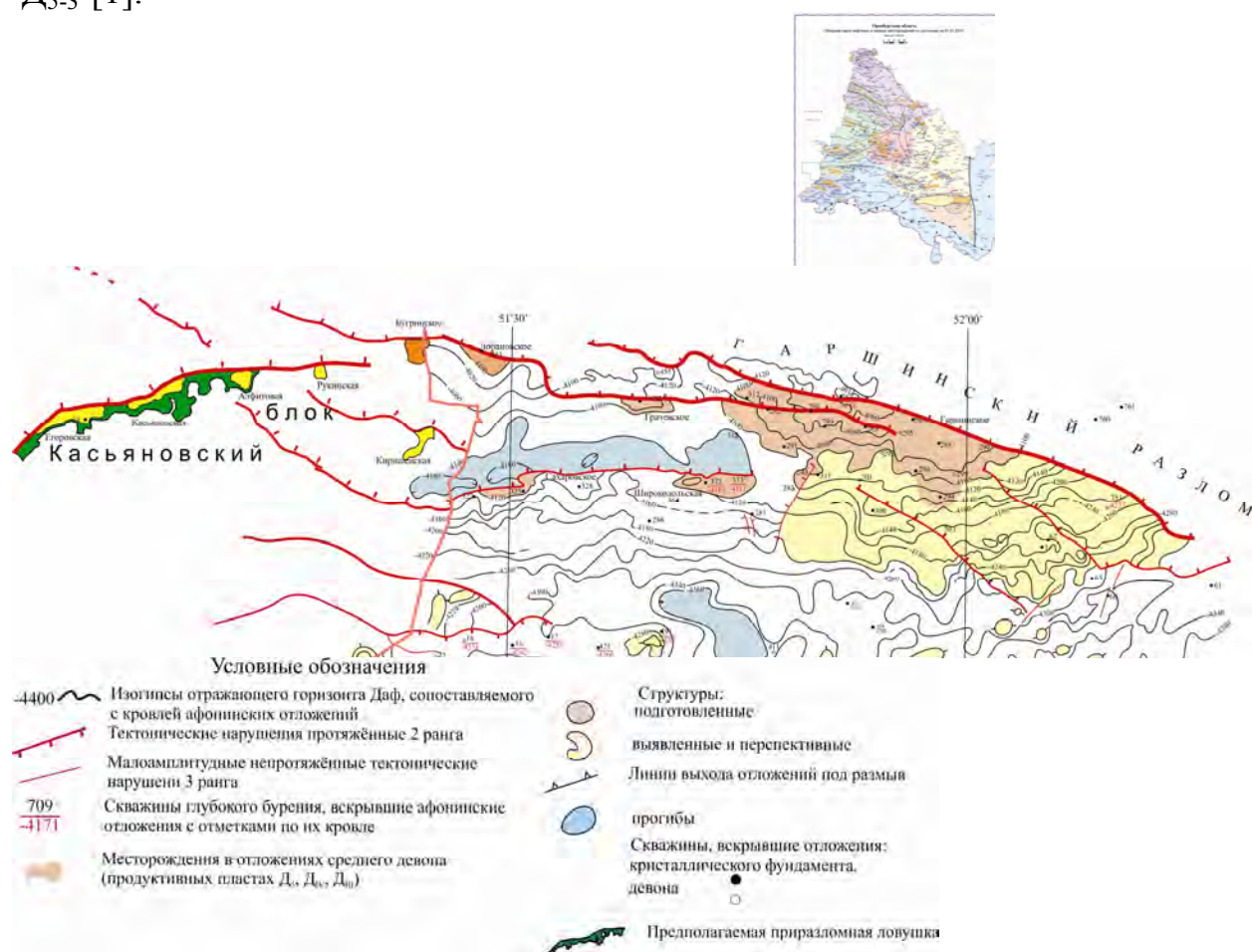
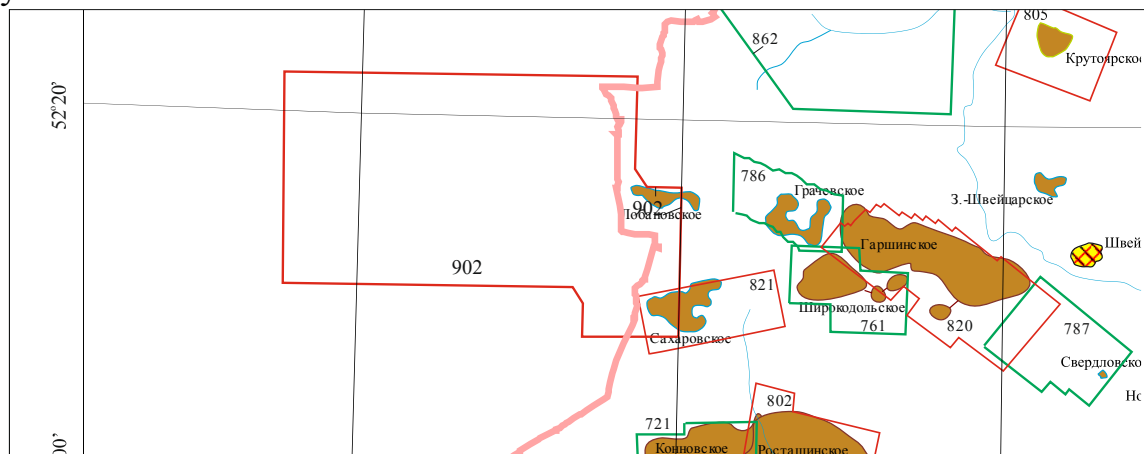


Рис. 1 Карта размещения тектонических нарушений Гаршинской системы взбросов (на вкладке показан контур района исследований)

Для взбросовых структур тектоническое нарушение является экраном практически для всех пластов-коллекторов, поэтому они создают, как правило многопластовые ловушки УВ. На Гаршинской структуре нефтеносность отмечается, кроме вышеуказанных пластов в афонинских отложениях, в Д_{III}, Д_{IV}, Т, Б_{II}. Кроме того, каждая разломная линия создает самостоятельные ловушки. Поэтому к Гаршинской системе приурочены кроме Гаршинского Грачевское, Широкодольское, Лобачевское, Сахаровское более мелкие месторождения нефти (см. Рис 1).

Если Гаршинская система разломов изучена в Оренбургской области достаточно детально и сейсморазведкой (рисунок 2) и бурением, то предполагаемое западное продолжение в пределах Самарской области было исследовано до 2000 года сейсморазведкой 2Д и единичными скважинами глубокого бурения, исходя из устаревшей пликативной модели строения района. Эффективность проведенных работ была низкой, нефтеносность в пробуренных скважинах не была установлена.



№ контура	Название партии	Исполнитель
761	Широкодольская с/п 17/00-1, ТНГ, 3Д	Хакимов А.А.
786	Грачевская с/п 9/01-5, ТНГ, 3Д	Хакимов А.А.
787	Свердловская с/п 9/01-1, ТНГ, 3Д	Гойда Г.П.
820	Гаршинская с/п 16/03, Тюменьнефтегеофизика + Парадайм, 3Д	Гатаулин Р.М.
821	Сахаровская с/п, БНГ, Парадайм, ГЕОНЕФТЕГАЗ, 3Д, 2003 г.	Кондратьев И.К.
902	Бугринская с/п, 10/06, БНГ, обработка «CGG Vostok (М.)», интерпретация ООО НПЦ Геостра (Уфа), переинтерпретация ТННЦ (2010 г.)	Цветкова И.В. Касаткин В.В.

Примечание: ТНГ – ООО «Татнефтегеофизика», БНГ – ОАО «Башнефтегеофизика», ТННЦ – Тюменский научный нефтяной центр.

Рис. 2 Картограмма изученности района работ сейсморазведкой 3Д

В 2006 г. в Самарской области вблизи с границей с Оренбургской областью на западном продолжении Гаршинской системы разломов проведены на современном уровне детальные сейсморазведочные работы 3Д Бугринская с/п 10/06, БНГ, которые подтвердили аналогичную разломную тектонику в девонском интервале разреза. При этом основные разломы широтной ориентировки продолжаются на запад на территории Самарской области. На рисунке 1 все основные разломы вынесены. Отличительной чертой является изменение ориентировки с широтной на диагональную северо-западную. Добавляются новые разрывные линии. Наиболее характерным мы считаем широтное нарушение,

имеющее форму дуги, которая завершает Гаршинскую дугу на западе. Южный приподнятый блок авторами отчета Бугринской площади назван Касьяновским блоком по названию структуры приразломного вида, контролируемой нарушением.

О том, что данная модель является достоверной, говорит тот факт, что по результатам этой съемки была разбурена Бугринская структура, которая подтвердилась нефтеносностью в пластах D_{III} и D_{IV} и стала первооткрывательницей одноименного месторождения. Что касается дальнейших перспектив нефтегазоносности Бугринской площади, по нашему мнению, следует оценить возможную нефтегазоносность в девоне приразломных структур, контролируемых протрассированными нарушениями. Взбросовый характер ловушек определяет значение ориентировки тектонического нарушения как экрана для залежей УВ. Как отмечалось в работе [1], оптимальным является направление взброса вдоль регионального простиранья девонских отложений. Учитывая тот факт, что региональный наклон девонских отложений в районе ЮПБВ - с севера на юг, оптимальное направление экрана – широтное, что и подтверждается размещением месторождений на представленной карте (рисунок 1).

Вследствие вышесказанного тектонические зоны, развернутые на Бугринской площади в северо-западном направлении, мы считаем малоперспективными. Наибольший интерес представляет субширотное нарушение, контролирующее южный приподнятый Касьяновский блок. С запада на восток в границах блока картируются Егоровская, Касьяновская, Алфитовая, Рукинская антиклинальные структуры, которые являются первоочередными объектами для поискового бурения. В свою очередь, первые три вершины изогипсой -4200 м объединены в единую структурную зону (на нашей карте зеленым цветом показана как приразломная ловушка). Структурная контрастность блока, на критическом направлении, усиливается прогибом, протягивающимся вдоль северной границы блока. Глубина прогиба колеблется от абсолютных отметок -4260 м в районе Алфитовой и Рукинской структур до -4180 м на юго-западе, в районе Егоровской структуры. Амплитуда воздымания блока относительно соседнего, расположенного севернее, возрастает с запада на восток от 40 до 100 м.

Единственным фактором, снижающим перспективы или, точнее сказать, увеличивающим риск глубокого бурения, является пробуренная на Егоровской структуре скважина 15 Егоровская (см. карту), которая не выявила нефтеносность и ликвидирована по геологическим причинам. По нашему мнению, отрицательные результаты бурения этой скважины не должны ставить крест на выделенную нами ловушку. Во-первых, скважина пробурена в 1976 г. и не была ориентирована на те продуктивные горизонты, которые впоследствии стали основными при освоении Гаршинской группы месторождений. Во-вторых, скважина пробурена на самом краю границы ловушки, а не в своде структуры, картируемой по новым построениям. Каждый подготовленный объект должен разбуриваться в оптимальном сводовом положении.

Таким образом, в заключение отмечаем следующее:

1. Проведенные в Самарской области сейсморазведочные работы 3Д на Бугринской площади уточнили строение территории к западу от Гаршин-

ской группы месторождений, подтвердив в девонском интервале осадочного чехла тектонические зоны, контролирующие эти месторождения.

2. Открытое по данным сейсморазведочных работ 3Д Бугринское месторождение в девоне подтвердило тектоническую модель, обоснованную в результате предложенной интерпретации площади.

3. Дальнейшие нефтеперспективы Бугринской площади мы связываем с широтной взбросовой зоной, являющейся западным продолжением основного Гаршинского разлома, а именно, с Касьяновским блоком.

4. Первоочередной является структурная ловушка, контролируемая указанным разломом, объединяющая Егоровскую, Касьяновскую и Алфитовую локальные структуры.

Список литературы

1. **Соколов, А.Г.** *Выделение и трассирование тектонических нарушений по данным сейсморазведки и прогнозирование приразломных ловушек в платформенном Оренбуржье, монография / А.Г. Соколов / Оренбург, ИПК ГОУ ОГУ, 2010, 204 с.*