

**ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЮГО-ВОСТОЧНОГО ПОГРУЖЕНИЯ
БОЛЬШОГО КАВКАЗА**

Сулейманов Г.А.

*Институт научных исследований
Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики (ГНКАР)*

В статье, на основании изучения палеотектонических, палеогеологических и геохимических условий осадконакопления и нефтегазоносности мезозойских отложений, к основным нефтегазогенерирующим свитам отнесены отложения средней юры и валанжинского яруса.

Составленные историко-геологические модели нефтегазообразования показывают что, среднеюрские и нижняя часть валанжинских отложений с начала позднего апта погрузились в зону главной фазы газообразования (ГФГ), а верхняя часть разреза нижнемеловых отложений находилась в зоне главной фазы нефтеобразования (ГФН). Верхнемеловые отложения, находящиеся в зоне протокатагенеза (на глубинах 1-2км) не имели существенного значения в процессе нефтегазообразования. Исходя из вышесказанного, среднеюрские и нижняя часть валанжинских отложений считаются перспективными для поисков газовых и газоконденсатных, а верхняя часть нижнемелового разреза для нефтяных залежей.

Наиболее благоприятные условия для формирования и сохранения залежей в указанных отложениях существуют в поднадвиговых частях ЮЗ крыльев антиклинальных складок Бегимдаг-Тегчай, Ситалчай, Яшма и Шурабад, где рекомендуется бурение поисково-разведочных скважин глубиной 4,5-5 км.

Ключевые слова: геология, геохимия, погружение, Большой Кавказ, нефтегазоносность, мезозойских, антиклиналь, разрез, поисковые, скважины, зона, фаза, юра, мел

Центральная часть юго-восточного погружения Большого Кавказа располагается между Тенги-Бешбармагским антиклинорием на северо-востоке, Дибрарским прогибом на юго-западе, и отделяется от них Гарабулагским региональным и Малькамуд-Гермианским глубинными разломами соответственно (рис. 1).

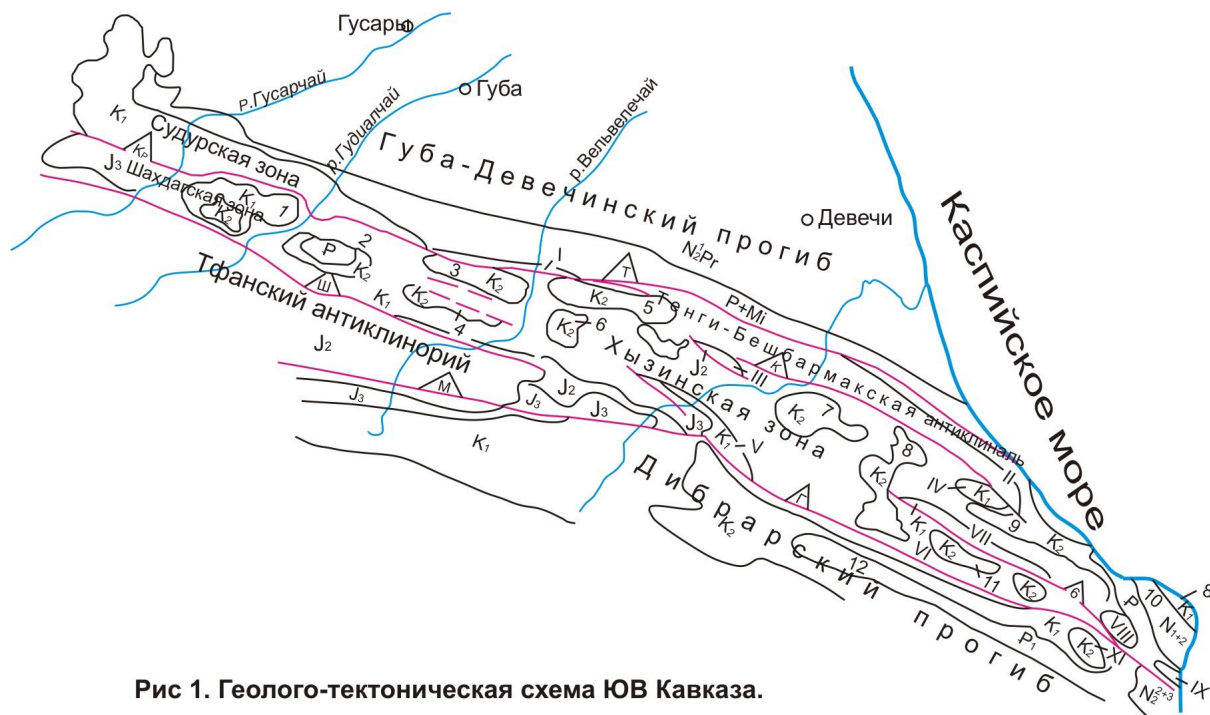


Рис 1. Геолого-тектоническая схема ЮВ Кавказа.

Условные обозначения:

Региональные разрывы: $\Delta_{кр}$ -Крызский, $\Delta_{т}$ -Тенгинский, $\Delta_{к}$ -Карабулагский, $\Delta_{ш}$ -Шахдагский, $\Delta_{м}$ -Малкамудский, $\Delta_{г}$ -Гермианский.

Антиклинальные поднятия: I-Тенгинский, II-Бешбармагский, III-Гюлехский, IV-Кешчайский, V-Кызылказминский, VI-Гермианский, VII-Бегимдаг-Тегчайский, VIII-Ситалчайский, IX-Яшминский, X-Шураабдский, XI-Гядысуйский.

Синклинали: 1-Шахдагская, 2-Будугская, 3-Чульгезидагская, 4-Плутдагская, 5-Афурджинская, 6-Келевудагская, 7-Дагушчинская, 8-Агсиазанская, 9-Зоратская, 10-Шурабадская, 11-Тегчайская, 12-Чаркышлакская.

Центральная часть юго-восточного погружения Большого Кавказа, в основном, представлена отложениями средней юры и неокома. Среднеюрские отложения обнажаются на дневной поверхности в пределах Тфанского и в осевых частях поднятий Тенги-Бешбармагского антиклинория.

Верхнеюрские отложения обнажаются в пределах Шахдаг-Гызылгаинского массива и в центральной синклинали Тенги-Бешбармагского антиклинория. Отложения неокома и нижнего апта имеют широкое развитие в пределах Хызинской тектонической зоны, а верхнеапт-альбские и верхнемеловые отложения сохранились, от последующего размыва, лишь в пределах синклиналей указанной зоны [1].

Опыт изучения нефтегазоносных областей и распределения нефтегазовых месторождений показывает, что благоприятными для нефтегазообразования являются прогибы, которые в том или ином стратиграфическом интервале испытывали устойчивое и длительное прогибание и характеризуются повышенными

мощностями [5]. В этом отношении в центральной части юго-восточного погружения Большого Кавказа отличаются отложения средней юры и неокома.

Песчано-глинистые отложения средней юры накапливались в Большекавказском окраинном морском седиментационном бассейне с рифтовой впадиной в осевой части, образованного в результате спрединга между Северо-и Южнокавказскими микроплитами в течении лейаса и аалена [3].

Наиболее глубоководная часть этого бассейна находилась в приводораздельной части Большого Кавказа, где накопились глубоководные глины кархунской свиты, а на севере-востоке в Тенги-Бешбармагской зоне накопились мелководные осадки гильгильчайской фации. В байосском веке в пределах ЮВ погружения Б. Кавказа накапливались песчаники джиминского горизонта и хыналугской свиты.

В среднеюрской эпохе устойчивое погружение дна бассейна создало благоприятные условия для захоронения органического материала (ОМ) и превращения его в углеводороды (УВ). Установлено, что в разрезе среднеюрских отложений среднее значение Сорг. составляет 0,4-1,5 %, причем в отложениях ааленского яруса его количество превосходит кларковое значение. Эти отложения накопились в восстановительных геохимических условиях и являются нефтегазопроизводящими [2].

Коллекторами для скопления УВ являются пачки песчаников мощностью от 25 до 100 м, с редкими прослоями глинистых сланцев аташгаинского горизонта ааленского яруса и пачки чередований алевролитов, песчаников и аргиллитов хыналугской свиты байосского яруса, мощности, которых изменяются от 5 до 20 м. Общая пористость песчано-алевролитовых пород аташгаинского горизонта колеблется в пределах 0,5-20 %, а хыналугской свиты от 0 до 22 % [4].

Проницаемость как аташгаинских, так и хыналугских коллекторов выражается в единицах *мдарси*. Однако, благодаря трещиноватости песчаники, алевролиты и даже аргиллиты средней юры являются благоприятными коллекторами, для скопления УВ. Об этом свидетельствует хыналугский выход горючего газа, промышленный приток газа (до 75 тыс. м³/сут.) полученный в скв. 1 на пл. Кешчай и многочисленные признаки нефтегазоносности, отмеченные во время бурения поисково-разведочных скважин на площадях Кешчай и Бегимдаг-Тегчай.

В батском веке накапливались преимущественно глинистые отложения, которые во многих местах были уничтожены предкелловейским размывом.

Позднеюрские карбонатные и терригенные отложения накопились в мелководных условиях с неустойчивым тектоническим режимом, что привело к частым перерывам в осадконакоплении и размывам накопленных осадков. Сохранившиеся от последующего размыва карбонатные отложения верхней юры имеют лучшие емкостные и фильтрационные свойства, чем песчано-глинистые коллектора средней юры. Однако, они из-за обнаженности на дневной поверхности, и отсутствия их в сводовых частях большинства антиклинальных складок, не являются перспективными объектами для поисков залежей нефти и газа.

Неокомские отложения накопились в условиях расширения и углубления бассейна осадконакопления. В берриас-валанжинское время накапливались карбонатно-терригенные, в готеривское - терригенно-карбонатные, а в барреме - раннеаптское - преимущественно глинистые осадки, общей мощностью 2,5-3 км. Интенсивное погружение дна бассейна обеспечивало погребение ОМ, содержание которого уменьшается вверх по разрезу. Среднее значение Сор_г в валанжинских отложениях составляет 0,7 %, в готеривских — 0,4 %, а в барремских - 0,3 % (таб. 1).

Песчано-алевролитовые коллекторы валанжинского яруса на разведочной пл. Бегимдаг-Тегчай, литологически состоят из кварца и полевого шпата, пористость которых изменяется от 13,78 до 25,46 %, а газопроницаемость составляет 2,28 мдарси. Пористость трещиноватых аргиллитов изменяется от 0,87 до 11 %.

Коллекторы готеривского яруса представлены мергелями, аргиллитами и известняками, коллекторские свойства которых, в основном, связаны с трещиноватостью пород. Наиболее трещиноватыми являются аргиллиты и мергели. Удельная плотность трещин колеблется от 0,62 до 3,92 см/см². Трещины заполнены терригенно-известковистым материалом.

Удельная плотность трещин аргиллитов и мергелей барремского яруса изменяется от 0,41 до 1,14 см/см², и в среднем составляет 0,75 см/см². Пористость колеблется от 0,1 до 1,7 %, а проницаемость от 0,17 до 2,04 мдарси.

Средняя пористость терригенных коллекторов составляет 6,6 %, а проницаемость равна 0,52 мдарси.

Таблица 1

Геохимические условия накопления мезозойских отложений Хызинской зоны

Стратиграфические единицы	Содержание		Геохимические условия	Типы коллекторов
	Сорг в %	Битумов в %		
Верхний кампан - маастрихт	В известняках 0,18 - 0,23 % в мергелях 0,63 %	0,001 – 0,002%	Нейтральные	Пористо – трещиноватые
Верхний альб – сеноман	0,14 – 0,19 %	0,14 – 0,19%	Слабовосстановительные	Песчано-алевролитовые
Верхний апт – нижний альб		0,002 – 0,005%	Нейтральные, окислительные	Карбонатно-песчаные
Баррем - нижний апт	В глинах	0,06%	Слабовосстановительные	Карбонатно-песчаные
Готерив	В глинах и известняках 0,29 – 0,85 %	3 – 5%	Восстановительные	Карбонатно-песчаные
Валанжин	В глинистых известняках 0,55 - 1 %	0,01%	Восстановительные	Песчано-алевролитовые
Верхняя юра	В редких случаях от десятых до сотых долей %		Нейтральные, окислительные	Карбонатно-рифовые и песчаные
Средняя юра	0,4 - 1,5%		Восстановительные	Песчано-алевролитовы

Промышленная нефтегазоносность неокома на пл.Тегчай, доказана при опробовании поисковых скв. 3, 20, 21 и 7, где основными объектами являются карбонатно-трещиноватые коллекторы валанжинского яруса. В скв. 3 из этих коллек-

торов были получены 18 т/сут нефть и 68 тыс. м³/сут газ, а в скв. 20 получен газоконденсат - 2,5 м³/сут и газ до 85 тыс. м³/сут. В скв. 7 наряду с 26 тыс. м³/сут. газа из карбонатно-трещиноватых коллекторов валанжинского яруса, из нижней части барремского яруса получен газоконденсат дебитом до 2,5-3 т/сут.

Верхнебаррем-нижнеаптская часть нижнемелового разреза представлена глинистыми отложениями, которые являются надежными покрывками для сохранения УВ скоплений. Верхний апта на разведочных площадях Хизинской зоны, представлены чередованием глин, алевролитов и песчаников. Пористость песчаников и алевролитов колеблется от 1,3 до 23,6 %, а проницаемость их составляет в среднем 76 мдарси.

В разрезе альбского яруса лучшими коллекторами являются песчаники кюлюлинского горизонта, средняя пористость их на пл. Шурабад составляют 23,5 %, а проницаемость 183 мдарси. Небольшие литологические и тектонически-экранированные залежи нефти выявлены в пределах СВ крыла, и газа в юго-восточной части ЮЗ крыла Шурабадской складки [6]. Однако, значительная литофациальная изменчивость и выклинивание этого горизонта в сводовых частях большинства антиклинальных складок центральной части юго-восточного погружения Б. Кавказа, значительно снижают их нефтепоисковое значение.

Карбонатно-терригенные отложения верхнего мела накопились в неустойчивом геотектоническом режиме, который привел к частым перерывам в осадконакоплении. Эти перерывы имели отрицательное влияние на процессы накопления, захоронения ОМ.

Значение Сорг. в отложениях верхнего мела изменяется от 0,05 % до 1,65 %. Наибольшее содержание Сорг. отмечается, в отложениях сеноманского, туронского и коньякского ярусов. Отложения указанных ярусов отличаются лучшими коллекторскими свойствами. Среднее значение их пористости изменяется от 5 % до 37 %, а проницаемость от 0 до 460 мдарси. Максимальные значения их отмечены в сеноманских песчаниках на пл. Шурабад.

Сильные газовые выбросы, связанные с песчаниками сеноманского яруса отмечены в скв. 7 и 12 на пл. Тегчай, а на пл. Шурабад газовые выбросы наблюдались в скв. 4 и 8. во время бурение сантон-нижекампанских отложений. Однако, верхнемеловые отложения, как и кюлюлинские песчаники отсутствуют в

сводовых частях большинства антиклинальных структур исследуемого района, что не позволяет считать их перспективными нефтегазоносными объектами.

Как следует из историко-геологической модели нефтегазообразования, в депрессионных частях исследуемого региона, среднеюрские и большая часть валанжинских отложений с начала палеогена по настоящее время находятся в зоне главной фазы газообразования (ГФГ), а верхняя часть нижнемеловых отложений оставалась в главной фазе нефтеобразования (ГФН). Верхнемеловые отложения, на глубинах не более 1-2 км находились в зоне протокатагенеза, где в незначительном количестве генерируются газообразные углеводороды (рис. 2).

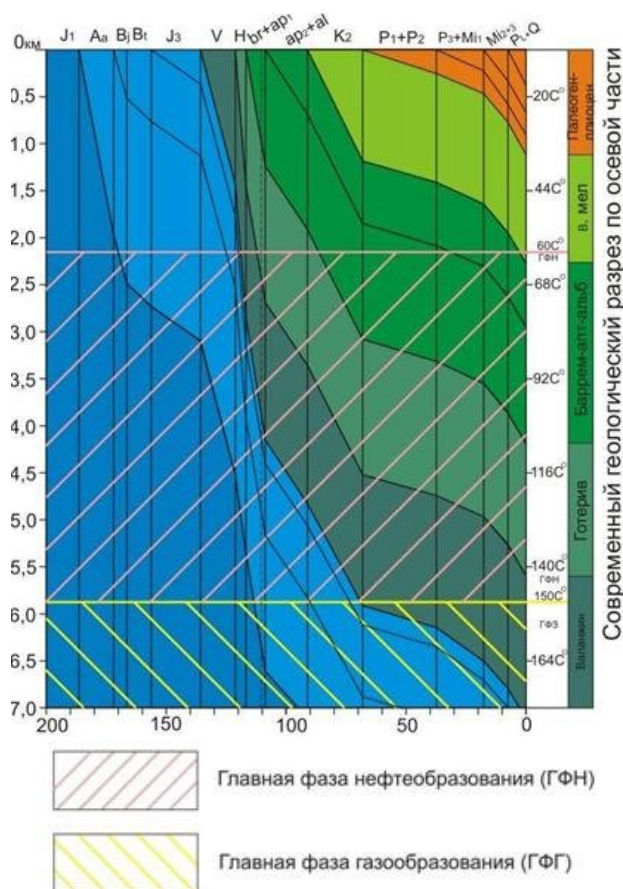


Рисунок 2. Историко-геологическая модель нефтегазообразования в ЮВ части Зоратской синклинали

Всесторонний анализ палеотектонических, палеогеографических и геохимических условий осадконакопления, а так же историко-геологические модели нефтегазообразования, позволяют среднеюрские и неокотские отложения отнести к основным нефтегазогенерирующим комплексам.

Среднеюрские и неокомские отложения наиболее перспективными являются на площадях, расположенных в ЮВ части Хизинской зоны. Здесь, о газоносности среднеюрских отложений свидетельствуют значительные газопроявления, отмеченные во время бурения поисково-разведочных скважин в пределах Кешчайской, Бегимдаг-Тегчайской, и Шурабадской структур, и промышленный приток газа, полученный во время опробования скв. 1 на площади Кешчай.

На пл. Кешчай во вскрытой части (мощностью до 1500 м) разреза среднеюрских отложений выделяются 8 песчаных горизонтов, мощностью от 40 до 100 м. Эти песчаные горизонты прослеживающиеся в разрезах скважин, пробуренных на СВ крыле Тегчайской антиклинали, по всей вероятности, присутствуют и в разрезах других площадей исследуемого региона.

Следует отметить, что промышленные газоносные песчаные горизонты могут присутствовать и в нижней не вскрытой части среднеюрских, и в разрезе нижнеюрских отложений. Для правильной оценки перспективы нефтегазоносности юрских отложений необходимо вскрыть полный разрез этого нефтегазоносного комплекса.

При оценке газоносности среднеюрских отложений, следует обратить внимание на улучшение проницаемости гранулярных коллекторов в направлении ослабления метаморфизма, и повышения трещиноватости, как песчано-алевролитовых пластов, так и находящихся между ними пластов аргиллита. Об этом свидетельствует промышленный приток газа, со следами конденсата, полученный из низкопроницаемых (от 0 до 1,5 мдарси) песчаников в скв. 1 на пл. Кешчай.

Верхнеюрские отложения отсутствуют на разведочных площадях в ЮВ части Хизинской зоны, а в других частях исследуемого района обнажаются на дневной поверхности, и не представляют интерес в смысле нефтегазоносности.

Нефтегазоносность неокомских отложений доказана промышленными притоками нефти, газа и конденсата, полученными из терригенно-карбонатных коллекторов валанжинского яруса, нижней части разреза баррема, и многочисленными газопроявлениями, связанными с готеривскими отложениями. Однако, перспективы нефтегазоносности этих отложений резко снижаются из-за обнаженности и наличием разрывных нарушений в сводовых частях антиклинальных складок, что является одним из основных причин малой эффективности поис-

ково-разведочных работ в сводовых частях Бегимдагской, Тегчайской и Кешчайской антиклиналей.

В пределах Тегчайской антиклинали благоприятные структурно-тектонические и гидродинамические условия имеются лишь в ЮВ периклинальной части складки, и в поднадвиговой части ЮЗ крыла, где мощная верхнебаррем-нижнеаптская глинистая покрывка могла защитить залежи УВ от разрушения.

Более благоприятные условия для сохранения залежей нефти и газа в разрезе неокомских отложений существовали в пределах Ситалчайской, Яшминской, Шурабадской и Гермианской антиклиналей. На указанных площадях в разрезах неокомских отложений отмечается повышение мощностей, емкостных и фильтрационных свойств, как гранулярных, так и карбонатно-трещиноватых пород. Проницаемость песчано-алевролитовых коллекторов колеблется от 13,78 до 25,46 %, газопроницаемость составляет *2,275 мдарси*.

Следует отметить, что сводовые и присводовые части антиклинальных складок осложнены разрывами, которые привели к повышению трещиноватости песчаных и карбонатных коллекторов в приразрывных зонах. Эти зоны при наличии надежных глинистых покрывок являются более перспективными для поисков УВ залежей.

В пределах сводовых частей большинства антиклинальных складок песчано-глинистые отложения аптского и албьского ярусов, а так же верхнего мела размыты, а присутствие их в крыльевых и периклинальных частях складок не дает основания для высокой оценки их перспектив нефтегазоносности. Исключение составляют кюлюлинские песчаники верхнего альба, которые содержат небольшие залежи нефти в тектонически-экранированных ловушках на СВ крыле и залежь газа в юго-восточной части тектонического опущенного ЮЗ крыла Шурабадской складки.

Как следует из вышеизложенного, перспективы нефтегазоносности центральной части юго-восточного погружения Большого Кавказа, в основном, связаны с отложениями средней юры, валанжинского, готеривского ярусов, и нижней части барремского яруса. Благоприятные структурно-тектонические условия, как для формирования, так и для сохранения залежей нефти и газа существуют в поднадвиговых частях ЮЗ крыльев Кешчайской, Бегимдаг-Тегчайской, Ситалчай-

ской, и Яшинской антиклиналей. С целью выявления тектонически-экранированных залежей на ЮЗ крыльях указанных складок следует пробурить поисковые скважины с проектными глубинами 4000-4500 м.

Литература

1. Али-Заде А.А., Ахмедов Г.А., Зейналов М.М., Ахвердиев Н.Т., Рзаев М.А. Мезозойские отложения Азербайджана и перспективы их нефтегазоносности. Москва: Недра, 1972. 216 с.

2. Алиев Г.-М.А. К вопросу геохимических условий накопления мезокайно-зойских отложений Азербайджана и их роль в процессах битумо - и нефтегазообразования / Баку: Труды АзгосНИПИнефть, вып. XXVI, 1997. С. 167-182.

3. Ахмедбейли Ф.С., Кенгерли Т.Н. Обзор исследований тектоники Азербайджана / Геология Азербайджана, том IV, Тектоника. Баку: Nafta-Press, 2005. С. 9-32.

4. Ахмедов Г.А., Салаев С.Г., Исмаилов К.А. Перспективы поисков нефти и газа в мезозойских отложениях ЮВ Кавказа. Баку: Азернешр, 1961. 254 с.

5. Соколов Б.А. Эволюционно-динамические критерии оценки нефтегазоносности недр. Москва: Наука, 1985. С. 78-85.

6. Сулейманов Г.А. Палеогеографические условия накопления и нефтегазоносность кюлюлинских песчаников верхнего альба в юго-восточной части Хизинской тектонической зоны // Азербайджанское нефтяное хозяйство. №4-5. 2007. С. 57-62.