



УДК 553.98 (571.1+571.12)

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ПЕСЧАНЫХ ТЕЛ В ПРЕДЕЛАХ КРАЕВОЙ ЗОНЫ ШЕЛЬФА НА ЗАПАДНОМ СКЛОНЕ СУРГУТСКОГО СВОДА

А.Н. Глазунов, аспирант
А.Т. Колотухин, кандидат геолого-минералогических наук, доцент

СГУ, геологический факультет,
кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

E-mail: okcana@sun.ru

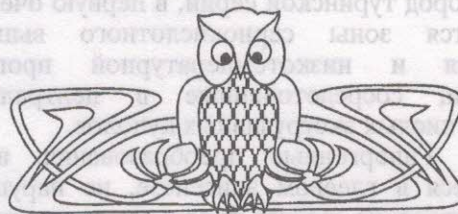
Нижнемеловая толща латерального наращивания, содержащая многочисленные шельфовые и клиноформные резервуары, - главное месторождение нефтяных ресурсов Западной Сибири. На западном склоне Сургутского свода за последние годы в нижнем мелу открыты различные по размерам принципиально новые ловушки, связанные с седиментационными и палеогеоморфологическими факторами. Процесс бокового наращивания сопровождается формированием и последовательным перемещением по латерали главных фашиально-палеогеоморфологических зон - ундаформы (мелкого шельфа), клиноформы (склона) и фондоформы (глубокого дна). Песчаные пласты, формирующие ловушки литологического и структурно-литологического экранирования, расположены как в промежуточной зоне между шельфовыми и клиноформными отложениями, так и в подошве клиноформ. На западном склоне Сургутского свода исследовались песчаные пласты в промежуточной зоне между шельфовыми и клиноформными отложениями. Намечены участки, перспективные на обнаружение литологических и структурно-литологических ловушек.

Perspectives to oil and gas of lowerchalk sandy solids within
borderland of shelf on western slope of Surgut arch

A.N. Glazunov, A.T. Kolotuhin

The lowerchalk formation of lateral growth, containing numerous shelf and clinof orm reservoirs, is the main receptacle of oil resources at Western Siberia. On western slope of Surgut arch during the last years the fields of diverse sizes and with principally new traps, connected with sedimentary and paleogeomorphological factors, are discovered in lower chalk. The process of lateral growth is accompanied by formation and subsequent lateral moving of main paleogeomorphological zones-unda-forms (shallow shelf), clinof orms (slope), and fund-forms (deep bottom). Sandy layers, forming traps of lithological and structure-lithological screening are concentrated in transitional zone between shelf and clinof orm deposits as well as at the foot of clinof orms. Sandy layers in transitional zone between shelf and clinof orm formations are investigated on western slope of Surgut arch. The parts are fixed with prospects on discovery of lithological and structure-lithological traps.

Во второй половине 70-х годов была разработана модель строения нижнемеловых отложений Западной Сибири, отражающая процесс латерального заполнения осадками некомпенсированного бассейна. С учетом ее комплексный анализ материалов бурения и регионального сейсмопрофилирования позволил А.Л.Наумову, Т.М.Онищуку, Л.А.Векслеру, М.М.Бинштоку, В.А.Корневу, О.М.Мкртчяну, Л.Л.Трусову и другим выделить в разрезе верхнеюрско-нижнемеловых отложений Западно-Сибирского бассейна сверху вниз: неокомский, включающий шельфовый и клиноформный подкомплексы, и депрессионный баженовский комплексы (рис. 1) [1, 2].



В пределах западного склона Сургутского свода, согласно вышеназванной модели, предусматривается последовательное первичное седиментационное погружение с востока на запад, глинизация более молодых песчаных пластов и встречное замещение глинистых пачек песчаными. Каждый хорошо выраженный шельфовый пласт имеет стратиграфический аналог в клиноформной части разреза, образуя таким образом единый седиментационный цикл (см. рис. 1). При этом песчаные пласты, образующие ловушки литологического и структурно-литологического типов, сосредоточены в переходной зоне между шельфовыми и клиноформными отложениями, а также в подошвой части клиноформы. Согласно представлениям М.Д.Белонина, Л.Я.Трушковой, Ф.З.Хафизова, местоположение таких песчаных слоев соответствует двум уровням глобальной лавинной седиментации [3]. Первый уровень связывается с работой речных дельт (авандельт). Он расположен в районе бровок шельфовых террас, в зоне регионального выклинивания шельфовых продуктивных пластов (песчаники краевой зоны шельфа). Второй - располагается у подошвой тех же шельфовых террас (ачимовские песчаники). В случае пологих склонов такие песчаные слои как бы смыкаются. Вопросам строения, механизма образования ачимовских песчаных тел посвящено значительное число работ (А.Е.Еханян, В.И.Шпильман, 1975; М.Я.Рудкевич, В.А.Корнев, А.А.Нежданов, 1984 [2]; О.М.Мкртчян и др., 1987 и другие [3]). Большой интерес к песчаным телам краевой зоны шельфа возник лишь в последние годы после открытия в пределах западного склона Сургутского свода ряда участков, где из песчаников этой зоны были получены промышленные притоки нефти, а в отдельных скважинах фиксировались фонтанные притоки нефти (Ульяновское, Санинское, Западно-Маслиховское и другие месторождения).

В результате проведенных нами исследований определены границы краевой

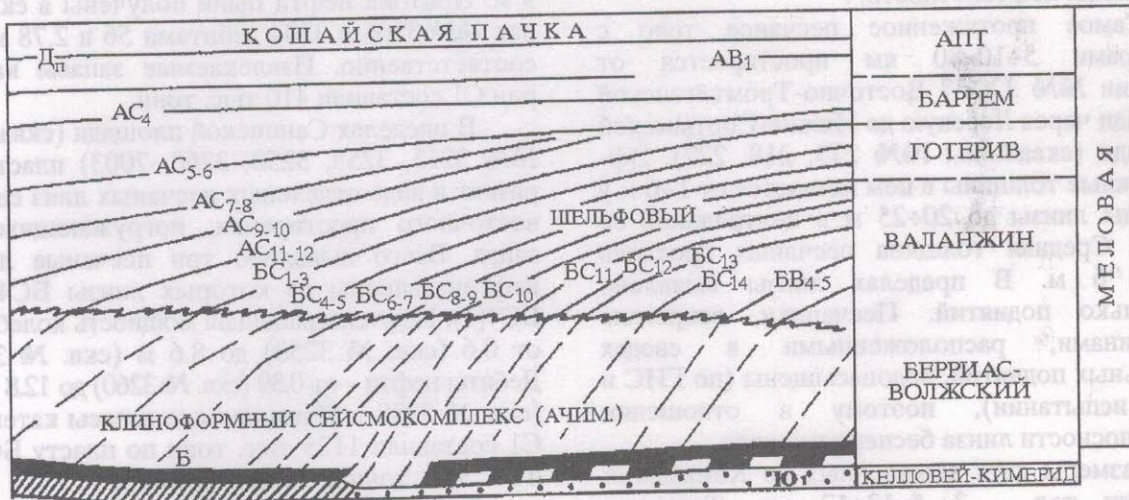


зоны шельфа для каждого исследуемого горизонта и выявлены песчаные тела в них (рис. 2). Краевая зона палеошельфа для любого горизонта определяется двумя границами - линией перегиба более древнего горизонта и линией перегиба исследуемого [4]. При погружении нижнего шельфового горизонта смежный с ним верхний горизонт сохраняет свое субгоризонтальное залегание еще на некотором расстоянии, но между ними увеличивается мощность разделяющей их пачки. В этой зоне происходит разгрузка и перераспределение течениями основной массы поставляемого материала: наращиваются мелководные шельфовые террасы, излишки песчаного материала сбрасываются вниз по склону, образуя новые песчаные слои и линзы. В результате чего между этими двумя границами возможно образование значительных по размерам литологических ловушек.

В изучаемых отложениях наиболее четко по ГИС и сейсмическим материалам прослеживаются кровли трех горизонтов: БС1-3, БС4-5 и

БС6-7. Краевая шельфовая область палеобассейна на время накопления отложений горизонта БС6-7 в исследуемом районе имеет ширину от 5 до 30 км. Всего в горизонте БС6-7 выявлено 7 песчаных линз пласта БС6, представленных узкими телами различной длины.

Линза, расположенная в районе Мало-Перевальной площади (скв. №№ 706, 11А), имеет размеры 3÷7×40÷50 км. Эффективная толщина меняется от 4 до 30 м, достигая максимума в скважине № 706, коэффициент песчаности в которой составляет 0.60. Толщина пропластков меняется от 4.3 до 10 м, составляя в среднем 7 м. В пределах линзы выявлено два участка, где абсолютные отметки песчаных слоев выше, чем абсолютные отметки водонасыщенных интервалов в пробуренных скважинах, и следовательно, в них возможно образование скоплений углеводородов. Оперативная оценка ресурсов нефти в этих перспективных участках составила 2800 тыс. тонн.



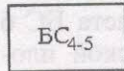
Условные обозначения:



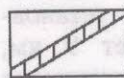
— битуминозно-глинистые баженовские отложения;



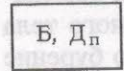
— аргиллиты георгиевской свиты;



— индекс продуктивного пласта;



— аргиллиты абалакской свиты;



— основные отражающие сейсмические границы.

Рис. 1. Схема строения нижнемеловых отложений Западно-Сибирского бассейна и отражающие границы в платформенном чехле

Другое песчаное тело протягивается от Мало-Перевальной (скважины №№ 703, 701) до Восточно-Тромъганской (скважины №№ 32, 37) площади. Ее размеры составляют $6 \div 12 \times 40$ км, средний коэффициент песчаности равен 0.2. Средняя толщина песчаных пропластков составляет 3 м. Нефтеносность этого тела установлена в скважине № 703, при испытании которой получен приток нефти дебитом $5.7 \text{ м}^3/\text{сут}$. Нефтенасыщенная толщина составила 9.4 м. Коллекторские свойства определены по ГИС: пористость - 17 %, нефтенасыщенность - 58 %. Подсчитанные ресурсы нефти - 11440 тыс. тонн.

Размеры линзы, вскрытой в районе Турынской площади (скважины №№ 201, 200), - $2 \div 8 \times 40 \div 50$ км. Толщина песчаных пород достигает 25 м (скв. № 200), но средняя толщина отдельных прослоев не превышает $2 \div 4$ м. Из скважин, вскрывших пласт на наиболее высоких гипсометрических отметках, при испытании получены притоки пластовой воды. Таким образом, линза бесперспективна в отношении нефтеносности.

Самое протяженное песчаное тело с размерами $5 \div 10 \times 80$ км простирается от скважин №№ 32, 37 Восточно-Тромъганской площади через Лосевую до Нижне-Сортымской площади (скважины №№ 223, 218, 227). Эффективные толщины в нем меняются от $1 \div 6$ м у границы линзы до $20 \div 25$ м в центральной ее части. Средняя толщина песчаных прослоев около 6 м. В пределах линзы выявлено несколько поднятий. Песчаники, вскрытые скважинами, расположенными в сводах локальных поднятий, водонасыщены (по ГИС и при испытании), поэтому в отношении нефтеносности линза бесперспективна.

Размеры двух выявленных на Камынской площади тел - $3 \div 5 \times 13 \div 17$ км. Толщины песчаных пород в них достигают 6 м. Обе линзы вскрыты скважинами. Структурный план по поверхности этих линз свидетельствует об их бесперспективности.

Последняя выявленная линза пласта БС 6 располагается на Восточно-Сахалинской площади. Она вскрыта скважинами №№ 21, 22, 24, и ее южная и северная границы не установлены. Ширина этого тела достигает 9 км, толщина песчаных пород 7 м, эффективные толщины изменяются от 4 до 8 м. Для выяснения вопроса о перспективности песчаного тела и установления его границ необходимо бурение дополнительных разведочных скважин.

Краевая шельфовая область палеобассейна на время отложения горизонта БС4-5 имеет ширину от 2 до 25 км. Севернее Нижне-

Сортымской площади краевая шельфовая область не освещена бурением, поэтому песчаных линз в этой части района не выявлено. Южнее Нижне-Сортымской площади выявлены линзы, соответствующие пластам БС4 и БС5.

В районе Камынской площади скважинами №№ 43, 44, 56, 60, 61 вскрыто песчаное тело, соответствующее пласту БС5. Его приблизительные размеры - $7 \div 12 \times 35$ км. Толщина песчаных отложений в нем достигает 10 м, средняя толщина пропластков $2.5 \div 3.0$ м. Западнее скважины № 43, из которой получена нефть, расположены два приподнятых участка, где также возможно скопление углеводородов. Ресурсы нефти по первому участку составили 340 тыс. тонн, по второму участку - 110 тыс. тонн.

Южнее в районе Ульяновской площади (скважины №№ 3306, 3304, 3202) песчаники пласта БС4 развиты в виде вытянутой песчаной линзы шириной 2.75 км и длиной свыше 9 км. Толщина песчаников достигает 9 м в эпицентре. Эффективная нефтенасыщенная толщина равна 9 м. Притоки нефти были получены в скважинах №№ 3306 и 3304 дебитами 56 и $2.78 \text{ м}^3/\text{сут}$, соответственно. Извлекаемые запасы категории С1 составили 410 тыс. тонн.

В пределах Санинской площади (скважины №№ 3215, 3255, 3258, 3260, 7003) пласт БС4 развит в виде отдельных песчаных линз северо-восточного простирания, погружающихся на запад. Всего выявлено три песчаные линзы, нефтенасыщены из которых линзы БС4(2) и БС4(1). Нефтенасыщенная мощность колеблется от 0.6 (скв. № 3258) до 8.6 м (скв. № 3215). Дебиты нефти - от 0.39 (скв. № 3260) до $12.8 \text{ м}^3/\text{сут}$ (скв. № 3258). Извлекаемые запасы категории С1 составили 1125 тыс. тонн по пласту БС4(1) и 342 тыс. тонн по пласту БС4(2).

Разведочными скважинами №№ 26 и 3280 была выявлена продуктивность песчаного тела пласта БС4(2) на Западно-Маслиховской площади. Нефтенасыщенная мощность $4.2 \div 5.8$ м. Извлекаемые запасы категории С1 составили 505 тыс. тонн.

В районе Южно-Сахалинской площади бурением (скважины №№ 6, 177) выявлено еще одно песчаное тело, соответствующее пласту БС5. Его ширина $7 \div 8$ км, протяженность с севера на юг, а также возможная продуктивность не установлены.

Вышеописанное тело к западу сменяется более молодым, соответствующим пласту БС4. Оно вскрыто скважинами №№ 1, 5, 177, 186 Сахалинской площади. Далее на север его протяженность бурением не освещена. Нефтеносность этой линзы выявлена в скважине № 5,

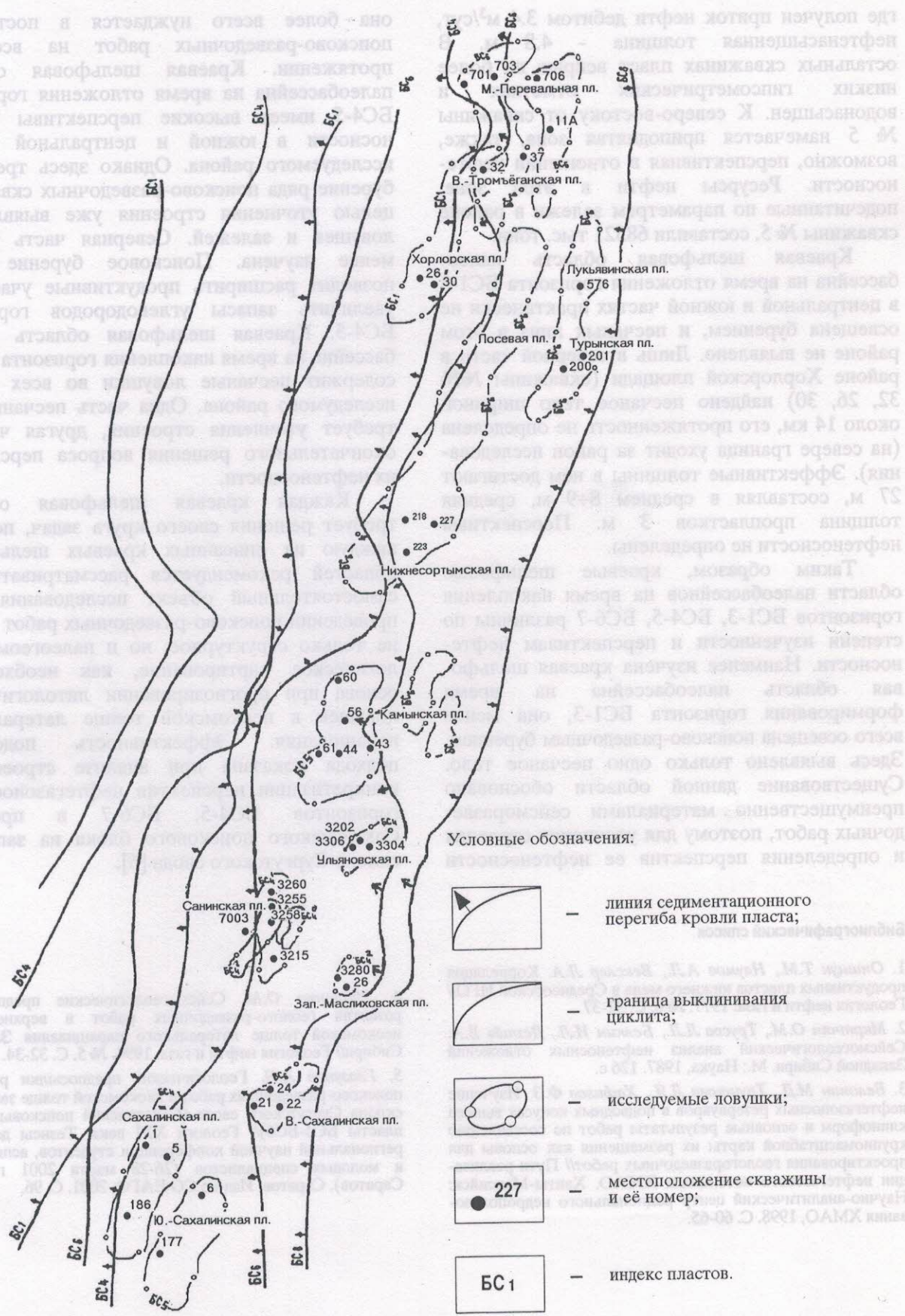


Рис. 2. Схема расположения песчаных тел (горизонты BC1-3, BC4-5, BC6-7)



где получен приток нефти дебитом 3,4 м³/сут, нефтенасыщенная толщина - 4,8 м. В остальных скважинах пласт вскрыт на более низких гипсометрических отметках и водонасыщен. К северо-востоку от скважины № 5 намечается приподнятая зона, также, возможно, перспективная в отношении нефтеносности. Ресурсы нефти в этой зоне, подсчитанные по параметрам залежи в районе скважины № 5, составили 68521 тыс. тонн.

Краевая шельфовая область палеобассейна на время отложения горизонта БС1-3 в центральной и южной частях практически не освещена бурением, и песчаных линз в этом районе не выявлено. Лишь в северной части в районе Хорлорской площади (скважины №№ 32, 26, 30) найдено песчаное тело шириной около 14 км, его протяженность не определена (на севере граница уходит за район исследования). Эффективные толщины в нем достигают 27 м, составляя в среднем 8÷9 м, средняя толщина пропластков 3 м. Перспективы нефтеносности не определены.

Таким образом, краевые шельфовые области палеобассейнов на время накопления горизонтов БС1-3, БС4-5, БС6-7 различны по степени изученности и перспективам нефтеносности. Наименее изучена краевая шельфовая область палеобассейна на время формирования горизонта БС1-3, она менее всего освещена поисково-разведочным бурением. Здесь выявлено только одно песчаное тело. Существование данной области обосновано преимущественно материалами сейсморазведочных работ, поэтому для уточнения строения и определения перспектив ее нефтеносности

она более всего нуждается в постановке поисково-разведочных работ на всем ее протяжении. Краевая шельфовая область палеобассейна на время отложения горизонта БС4-5 имеет высокие перспективы нефтеносности в южной и центральной частях исследуемого района. Однако здесь требуется бурение ряда поисково-разведочных скважин с целью уточнения строения уже выявленных ловушек и залежей. Северная часть района менее изучена. Поисковое бурение здесь позволит расширить продуктивные участки и увеличить запасы углеводородов горизонта БС4-5. Краевая шельфовая область палеобассейна на время накопления горизонта БС6-7 содержит песчаные ловушки во всех частях исследуемого района. Одна часть песчаных тел требует уточнения строения, другая часть - окончательного решения вопроса перспектив их нефтеносности.

Каждая краевая шельфовая область требует решения своего круга задач, поэтому каждую из описанных краевых шельфовых областей рекомендуется рассматривать как самостоятельный объект исследования. При проведении поисково-разведочных работ важно не только структурное, но и палеогеоморфологическое картирование, как необходимая основа при прогнозировании литологических ловушек в неокомской толще латерального наращивания. Эффективность подобного подхода показана при анализе строения и конкретизации перспектив нефтегазосности горизонтов БС4-5, БС6-7 в пределах Сахалинского поискового блока на западном склоне Сургутского свода [5].

Библиографический список

1. *Онищук Т.М., Наумов А.Л., Векслер Л.А.* Корреляция продуктивных пластов нижнего мела в Среднеобской НГО// Геология нефти и газа. 1977. № 6. С. 32-37.
2. *Мкртчян О.М., Трусов Л.Л., Белкин Н.Л., Дегтёв В.А.* Сейсмогеологический анализ нефтеносных отложений Западной Сибири. М.: Наука, 1987. 126 с.
3. *Белонин М.Д., Трушкова Л.Я., Хафизов Ф.З.* Изучение нефтегазосных резервуаров в подводных конусах выноса клиноформ и основные результаты работ по составлению крупномасштабной карты их размещения как основы для проектирования геологоразведочных работ// Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск: Научно-аналитический центр рационального недропользования ХМАО, 1998. С. 60-65.

4. *Мкртчян О.М.* Сейсмогеологические предпосылки развития геолого-разведочных работ в верхнеюрско-неокомской толще латерального наращивания Западной Сибири// Геология нефти и газа. 1994. № 5. С. 32-34.
5. *Глазунов А.Н.* Геологические предпосылки развития поисково-разведочных работ в неокомской толще западного склона Сургутского свода (Сахалинский поисковый блок, пласты БС4-БС6)// Геологи XXI века. Тезисы докладов региональной научной конференции студентов, аспирантов и молодых специалистов (26-28 марта 2001 года, г. Саратов). Саратов: Изд-во СО ЕАГО, 2001. С. 96.