

А.Н. ГЛАЗУНОВ, А.Т. КОЛОТУХИН

ФАЦИАЛЬНО-ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПЕСЧАНЫХ ТЕЛ В НИЖНЕВАРТОВСКОЙ ПОДСВИТЕ НА ЗАПАДНОМ СКЛОНЕ СУРГУТСКОГО СВОДА

Нижнемеловая толща латерального наращивания, содержащая многочисленные шельфовые и клиноформные резервуары — главное месторождение нефтяных ресурсов Западной Сибири. В центральной части Западно-Сибирской провинции, в частности, в пределах западного склона Сургутского свода, за последние годы в нижнем мелу открыты различные по размерам ловушки, связанные с влиянием седиментационных и палеогеоморфологических факторов. Наиболее перспективные ловушки картируются в краевой части шельфа, где отмечается самое благоприятное сочетание седиментационных и палеогеоморфологических предпосылок формирования такого рода ловушек и связанных с ними залежей.

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн принадлежит к тем немногим регионам, где первые открытия, разведка и даже эксплуатация нефтяных месторождений были приурочены к районам (Березовский и Шаимский) распространения залежей нефти и газа в ловушках стратиграфического и литологического типов. По данным [1], около 50% учтенных залежей в юрско-меловых отложениях Западной Сибири в той или иной мере контролируются литолого-стратиграфическими факторами, наибольшее количество залежей в ловушках литологического и стратиграфического типов разнообразных морфологических форм распространено в Среднем Приобье.

В Сургутском районе детальные сейсмические исследования на современном этапе освоения территории, как правило, выявляют лишь небольшие локальные поднятия, содержащие в среднем не более 2000 тыс. т извлекаемых запасов по категории С₃ (согласно балансу запасов АООТ "Сургутнефтегаз" на 01.01.1999 г.). Фонд таких структур ни по количеству, ни по качеству запасов не может удовлетворить потребность в приросте запасов нефти. Существенный прирост запасов нефти следует ожидать от достаточно крупных литологических и структурно-литологических залежей. На сегодняшний день уже открыт ряд крупных и средних по запасам литологических залежей нефти на Родниковом (пласт БС₁₂), Восточно-Сахалинском (БС₄), Восточно-Сургутском (БС₁₀), Ай-Пимском (АС₁₂), Федоровском (ЮС₂), Приразломном, Западно-Маслиховском, Санинском (горизонт БС₄₋₆) и других месторождениях.

Прогнозирование залежей углеводородов и ловушек литологического типа невозможно без изучения их закономерностей пространственного размещения и установления связи нефтегазоносности с палеогеографическими факторами контроля. Фациально-палеогеографические условия осадконакопления — один из основных критериев районирования территории по степени перспективности и установления геологических аналогий между эталонными и прогнозными участками.

В основу принятой для мезозоя Западной Сибири схемы фациально-палеогеографического районирования положено выделение различных единиц ландшафта [7]. Согласно модели, предложенной тюменскими геологами А.Л. Наумовым, Т.М. Онищуком, М.М. Бинштоком [2], изохронные седиментационные поверхности в неоконских отложениях погружаются к баженовской свите в направлении от обрамления к центру бассейна (рис. 1). Одновозрастные отложения представлены вблизи источников сноса континентальными, далее прибрежно-морскими и мелководно-морскими, а в центре бассейна глубоководно-морскими образованиями. Таким образом, отложения формировались в различных фациально-палеогеографических обстановках (с востока на запад): континентальной, прибрежно-морской, шельфовой, склоновой и глубоководно-морской. При этом песчаные пласты нижневартовской подсвиты, образующие ловушки литологического и структурно-литологического типов, сосредоточены в переходной зоне между шельфовыми и клиноформными (склоновыми) отложениями, на участках краевой зоны шельфа. Именно здесь предполагается благоприятное сочетание палеогеоморфологических и литолого-стратиграфических предпосылок формирования значительных по размерам нетрадиционных ловушек и залежей [5].

Песчаный материал, привносимый реками, приливно-отливными процессами, штормовой деятельностью и подводными течениями, разносился по всему шельфу, вплоть до его края. В пределах шельфа песчаный материал сортировался, образуя выдержанные песчаные покровы. В момент перенасыщения шельфа осадками они сбрасывались вниз по склону в более глубокую часть бассейна. Если в палеорельефе дна имели место вытянутые палеоподнятия, то их восточные склоны служили препятствием для перемещения песчаного осадка на запад, и вдоль них могли накапливаться песчаные тела повышенной мощности [8].

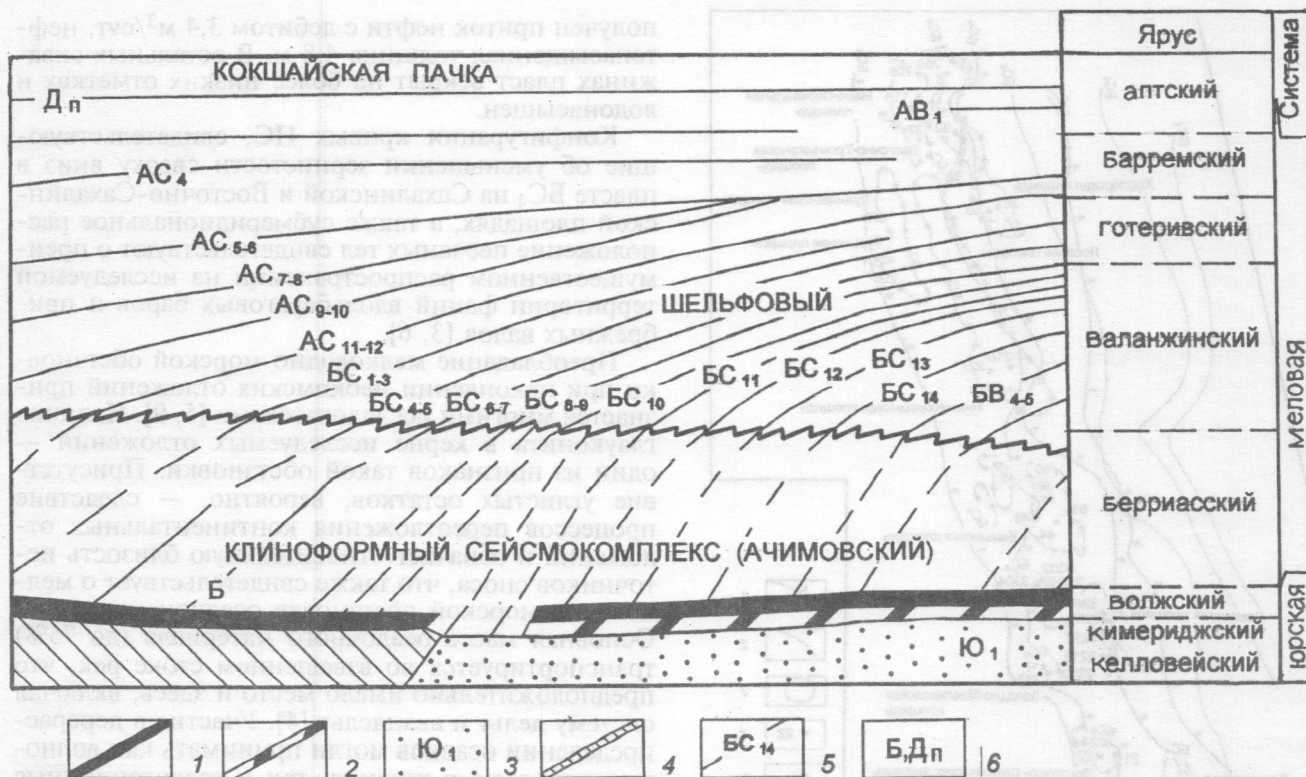


Рис. 1. Схема строения нижнемеловых отложений Западно-Сибирского бассейна и отражающие границы в платформенном чехле: 1 — битуминозно-глинистые баженовские отложения; 2 — аргиллиты георгиевской свиты; 3 — песчаники васюганской свиты; 4 — аргиллиты абалакской свиты; 5 — индекс пластов; 6 — основные отражающие сейсмические границы

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 получены промышленные, а в отдельных скважинах фонтанные притоки нефти (Ульяновское, Саннинское, Западно-Маслиховское и другие месторождения). В изученной нами нижневартовской подсвите наиболее четко по ГИС и сейсмическим материалам прослежены кровли трех песчаных пластов: BC_1 , BC_4 и BC_6 . Анализ палеоструктурных карт позволил выделить краевые зоны палеошельфов для каждого исследуемого пласта, которые определяются двумя границами — линиями перегиба более древнего и исследуемого пластов [5]. При погружении нижнего шельфового пласта смежный с ним верхний пласт сохраняет субгоризонтальное залегание еще на некотором расстоянии, но между ними увеличивается мощность разделяющей их пачки. В этой зоне происходят 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 здесь возможно образование значительных по размерам литологических ловушек. На палеоструктурных картах линии перегиба пластов выделялись по резкому сгущению изопахит.

Изучение литологии и коллекторских свойств этих пластов базировалось на анализе авторами геолого-геофизического материала по 32 поисково-разведочным скважинам, на данных опробова-

ния пластов, результатах лабораторных исследований керна и пластовых флюидов (рис. 2). Наиболее изучен пласт BC_4 (на некоторых участках выделяется BC_5). Краевая зона шельфа этого пласта имеет ширину от 2 до 25 км. В районе Камынской площади скважинами № 43, 44, 56, 60, 61 вскрыто песчаное тело, соответствующее пласту BC_5 . Его приблизительные размеры 7—12 x 35 км. Толщина песчаных отложений в нем достигает 10 м, средняя толщина пропластков 2,5—3 м. Западнее скважины № 43, из которой получена нефть, расположены два приподнятых участка, где также возможно скопление углеводородов. Южнее, в районе Ульяновской площади (скв. № 3306, 3304, 3202), песчаники пласта BC_4 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 получены в скважинах № 3306 и 3304 дебитами 56 и 2,78 м³/сут соответственно. В пределах Саннинской площади (скв. № 3215, 3255, 3258, 3260, 7003) пласт BC_4 развит в виде отдельных песчаных линз северо-восточного простирания, погружающихся на запад. Всего выявлены три песчаные линзы из которых, нефтенасыщены BC_4^2 и BC_4^1 . Нефтенасыщенная мощность колеблется от 0,6 м (в скв. № 3258) до 8,6 м (в скв. № 3215). Дебиты нефти от 0,39 м³/сут (в скв. № 3260) до 12,8 м³/сут (в скв. № 3258). Разведочными скважинами № 26 и 3280 выявлена продуктивность песчаного тела пласта BC_4^2 на Западно-Маслиховской площади. Нефтенасыщенная мощность 4,2—5,8 м.

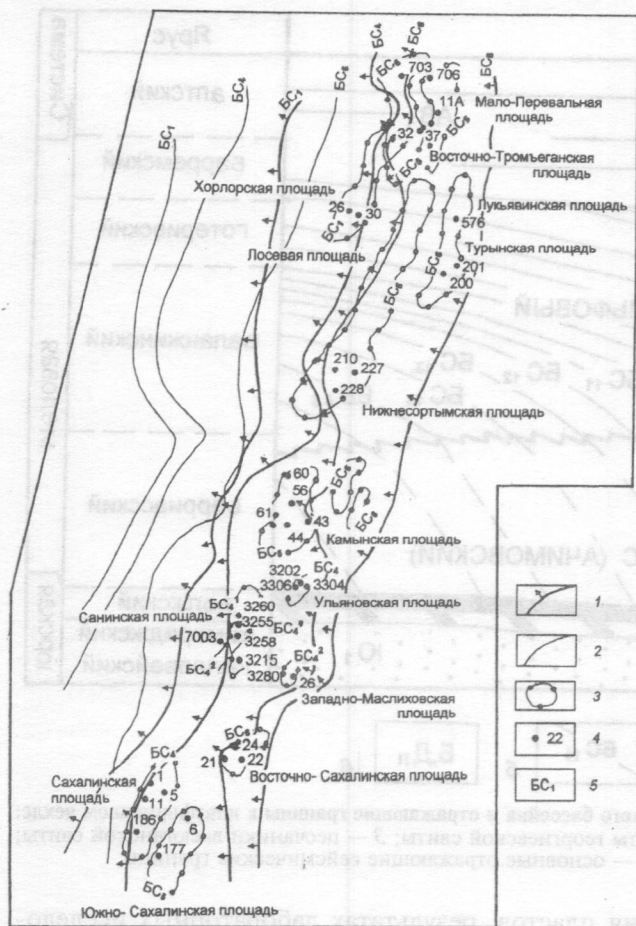


Рис. 2. Схема расположения песчаных тел и границы краевых шельфовых зон (пласты БС₁, БС₄ и БС₆): 1 — линия седиментационного перегиба кровли пласта; 2 — граница выклинивания пласта; 3 — исследуемые ловушки; 4 — местоположение скважины и ее номер; 5 — индекс пластов

В районе Южно-Сахалинской площади бурением (скв. № 6, 177) выявлено еще одно песчаное тело, соответствующее пласту БС₅. Его ширина 7—8 км, протяженность с севера на юг и возможная продуктивность не установлены. К западу оно сменяется более молодым, соответствующим пласту БС₄, вскрытым скважинами № 1, 5, 177, 186 Сахалинской площади. Далее на север протяженность тела бурением не освещена. Нефтеносность этой линзы выявлена в скважине № 5, где

получен приток нефти с дебитом 3,4 м³/сут, нефтенасыщенная толщина 4,8 м. В остальных скважинах пласт вскрыт на более низких отметках и водонасыщен.

Конфигурации кривых ПС, свидетельствующие об уменьшении зернистости сверху вниз в пласте БС₄ на Сахалинской и Восточно-Сахалинской площадях, а также субмеридиональное расположение песчаных тел свидетельствуют о преимущественном распространении на исследуемой территории фаций вдольбереговых баров и прибрежных валов [3, 6].

Преобладание мелководно-морской обстановки при накоплении неокомских отложений признается многими исследователями [5, 9]. Наличие глауконита в керне исследуемых отложений — один из признаков такой обстановки. Присутствие углистых остатков, вероятно, — следствие процессов переотложения континентальных отложений и означает относительную близость источников сноса, что также свидетельствует о мелководно-морской обстановке осадконакопления. Основная масса осадочного материала (до 75%) транспортируется во взвешенном стоке рек, что предположительно имело место и здесь, включая систему дельт и аванделт [4]. Участие в перераспределении осадков могли принимать как волновые процессы и течения, так и гравитационные перемещения осадочных масс.

Таким образом, изучение строения пласта БС₄ в пределах западного склона Сургутского свода позволяет авторам утверждать, что наиболее перспективной зоной для обнаружения литологических ловушек является краевая зона шельфа. Здесь отмечается благоприятное сочетание палеогеографических условий для образования песчаных тел. В этой зоне уже выявлены залежи нефти, а большая часть прогнозируемых песчаных тел имеет высокие перспективы нефтегазонасности. Предполагается, что краевые зоны шельфов пластов БС₁ и БС₆ имеют сходное строение и такие же высокие перспективы, как и краевая зона шельфа пласта БС₄.

Для конкретизации перспектив уже выявленных песчаных тел необходимо продолжение поисково-разведочного бурения, а для поиска новых рекомендуется постановка дополнительных сейсморазведочных работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексин А.Г., Мелик-Пашаева Н.В., Хромов В.Т., Кузнецов С.В., Климушина А.П., Андреев В.Н. Поиски залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа. М.: Недра, 1985. 200 с.
2. Биншток М.М., Наумов А.М., Онищук Т.М. О принципах выделения основных подразделений региональных стратиграфических схем-свит // Основные типы разрезов мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. В. 121. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1977. С. 80—82.
3. Конибир Ч.Э.Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. М.: Недра, 1979. 256 с.
4. Лисицын А.П. Лавинная седиментация // Лавинная седиментация в океане. Ростов/Д., 1982. С. 3—59.
5. Мкртчян О.М. Сейсмогеологические предпосылки развития геолого-разведочных работ в верхнеюрско-неокомской толще латерального наращивания Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1994. № 2. С. 32—34.
6. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных — литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
7. Нестерова И.И. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5000000. Объяснительная записка. В. 93. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1976. 90 с.
8. Трушкевич Р.Т. Модель ловушек в ачимовских отложениях (валанжин — берриас) севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1994. № 5. С. 21—23.
9. Трушкова Л.Я. Формации и условия нефтегазонасности в неокме южной половины Западно-Сибирской плиты // Условия нефтегазонасности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите. Л.: ВНИГРИ, 1980. С. 34—48.

Саратовский государственный университет
Рецензент — Л.А. Коробова