

Р.И. ГАЛЕЕВ¹, А.М. САДЫКОВ²

**СТРОЕНИЕ НЕОКОМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА
СРЕДНЕОБСКОЙ НГО НА ПРИМЕРЕ УМКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

¹ *Башкирский государственный университет,
г. Уфа, Российская Федерация,
rusl.galeew2012@mail.ru*

² *Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация,
Temski94@yandex.ru*

В неокомском разрезе Западно-Сибирского НГБ выделяется 15 продуктивных комплексов клиноформного строения. На Умкинском месторождении они представлены асомкинским, покачевским и чеускинским клиноциклитами. Их

формирование является результатом регрессивно-трансгрессивных циклов. Залежи нефти приурочены к мелководноморскому (шельфовому) и глубоководному (дистальному) фаціальным комплексам.

Умкинское нефтяное месторождение относится к Сургутскому нефтегазоносному району Среднеобской нефтегазоносной области. Является многопластовым, по характеру насыщения выявлены только нефтяные залежи. Основной продуктивный пласт БС8 относится к отложениям нижнего мела. К ним же относятся ачимовские залежи, обладающие большими перспективами для разработки.

Неокомский нефтегазоносный комплекс состоит из 2 частей: покровной и клиноформной. В покровном комплексе выявлены многочисленные залежи, приуроченные к структурам II порядка. Мощность комплекса 300 – 500 м. В клиноформном комплексе залежи преимущественно структурно-литологического типа. Мощность комплекса 300 – 400 м. Разрез представлен чередованием проницаемых песчано-алевролитовых пластов и непроницаемых глинистых пачек. Нефти неокома в основном средней плотности, среднепарафинистые.

Согласно клиноформной модели отложений неокома Западной Сибири, которую предложил А.Л. Наумов в 1977 году [4], изохронные седиментационные поверхности в неокомских отложениях погружаются к баженовской свите в направлении от обрамления к центру седиментационного бассейна, определяя омоложение шельфовых пластов в западном направлении. Одновозрастные отложения имеют резкую фаціальную дифференциацию и представлены (восточная часть бассейна) вблизи источников сноса континентальными, далее прибрежно-морскими и мелководно-морскими, а вблизи центра бассейна глубоководно-морскими фациями. Каждая клиноформа представляет собой результат единичного цикла морского осадконакопления, начинающегося с регрессии и заканчивающегося трансгрессией. Процесс повторялся многократно, смещаясь по мере накопления берега бассейна с востока на запад.

Такая модель строения клиноформы (рисунок 1) является наиболее логичной и подтверждается многолетней практикой геологоразведочных работ.

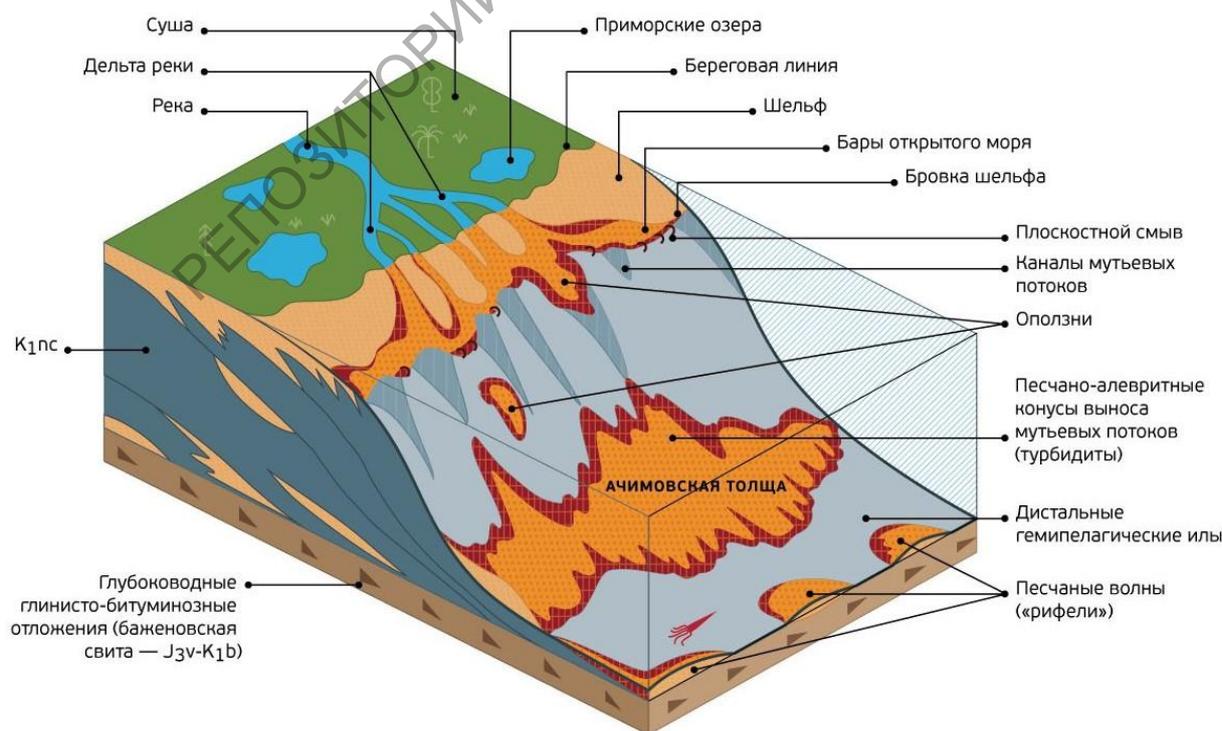
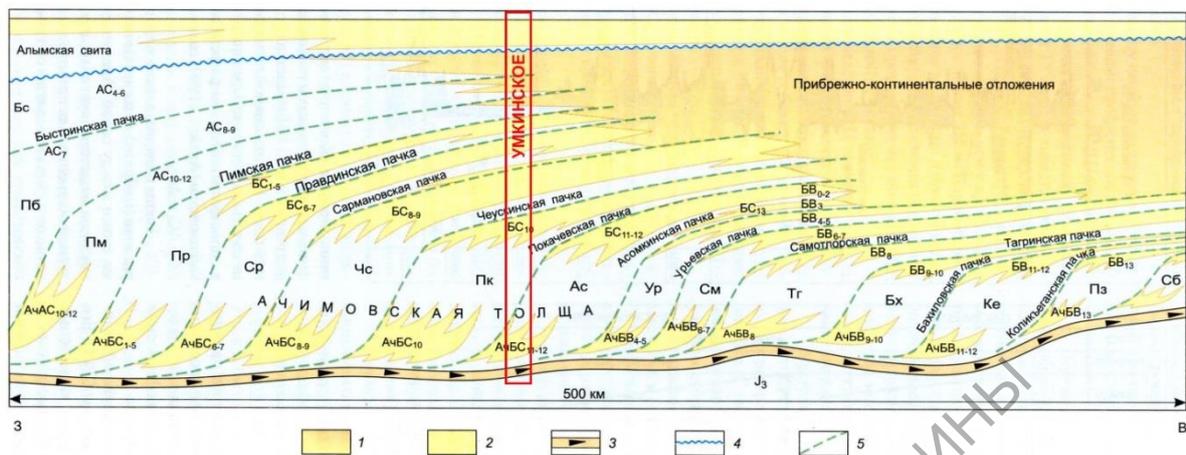


Рисунок 1 – Модель формирования клиноформы отложений неокома [2]

В неокомском разрезе центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна по данным ГИС и сейсморазведки выделяется 15 продуктивных комплексов клиноформного строения, перекрываемых выдержанными глинистыми пачками (рис. 2) [5].



Условные обозначения: 1 – прибрежно-континентальные отложения, 2 – песчано-алевритовые морские отложения, 3 – углеродисто-кремнистые аргиллиты баженовской свиты; границы: 4 – неосоциклитов, 5 – субрегиональных клиноциклитов: быстринский (Бс), приобский (Пб), пимский (Пм), правдинский (Пр), сармановский (Ср), чеусинский (Чс), покачевский (Пк), асоминский (Ас), урьевский (Ур), самотлорский (См), тагринский (Тг), бахилловский (Бх), колыкьеганский (Ке), приозерный (Пз), сабуновский (Сб).

Рисунок 2 – Принципиальная модель клиноформного строения неокомского продуктивного комплекса с выделением позиции Умкинское месторождения нефти [5]

Клиноформные тела наложены друг на друга, постепенно смещаясь в западном направлении. Каждое клиноформное тело представляет собой клиновидное (линзовидное) осадочное тело северо-северо-восточного простирания. Их протяженность достигает 600 – 800 км, ширина колеблется от 100 – 120 км (BB₆₋₇, BB₈₋₉) до 250 км (AC₁₀₋₁₂), увеличиваясь в среднем от восточных клиноформ к западным. Вертикальная толщина клиноформ составляет 300 – 400 м. Восточная граница клиноформы проводится по раскрытию покрывки – опесчаниванию перекрывающей глинистой пачки [1].

Границы клиноциклитов, включающих в прибрежно-мелководной части резервуары, а в относительно-глубоководной – изохронные клиноформные образования ачимовской толщи, откартированы по сейсмогеологической корреляции [3] и представлены на рис. 3. В пределах Среднеобской НГО прослеживаются 11 клиноциклитов – от сармановского до сабуновского.

На Умкинском месторождении берриаские и валанжинские отложения неокома ограничены в кровле отражающим горизонтом пласта BC8, а в подошве – отражающим горизонтом Б, соответствующему баженовской свите. Залежи нефти концентрируются в породах, относящихся к двум фациальным комплексам – глубоководному и мелководно-морскому.

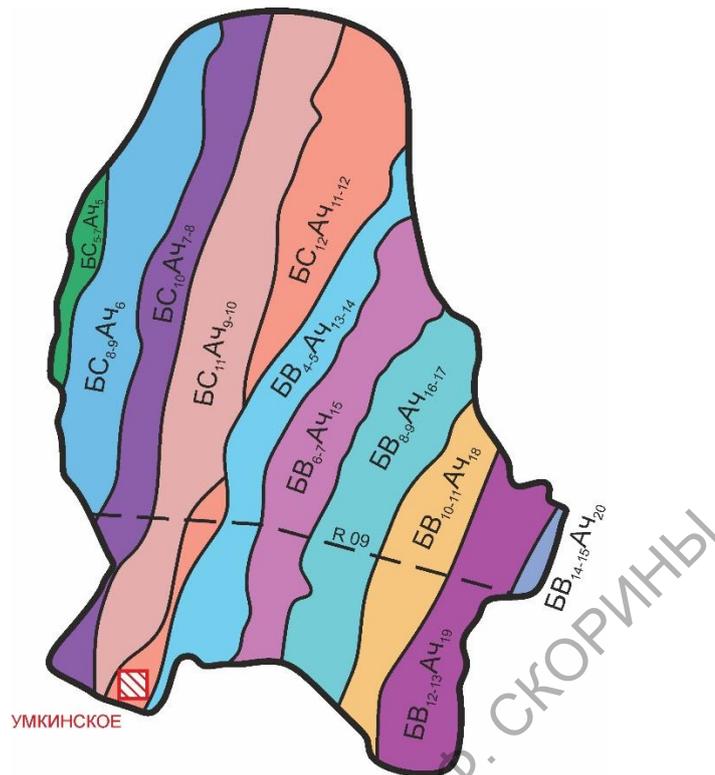


Рисунок 3 – Карта площадного распространения клиноформных образований ачимовской толщи в пределах Среднеобской НГО с выделением позиции Умкинское месторождения

На Умкинском месторождении берриаские и валанжинские отложения неокома ограничены в кровле отражающим горизонтом пласта BC8, а в подошве – отражающим горизонтом Б, соответствующему баженовской свите. Залежи нефти концентрируются в породах, относящихся к двум фациальным комплексам – глубоководному и мелководно-морскому.

В нижней части неокомского разреза выделяются пласты BC11, BC12 и их ачимовские аналоги, слагающие клиноформную часть асомкинского клиноциклита, который обособляется в объёме берриаса-нижнего валанжина (сортымская свита).

Песчаные тела сортымской свиты приурочены к площадным отложениям лопастей глубоководных конусов выноса и каналов транспортировки, которые имеют локальное распространение в области палеосклона. Формирование ачимовской толщи сопровождалось частой сменой циклов трансгрессии и регрессии моря, что привело к проградационному накоплению песчаных отложений в направлении с юго-востока на северо-запад.

Залежи нефти в ачимовских пластах заключены в литологически-экранированных ловушках. Строение резервуаров линзовидное, пласты сложены переслаиванием песчаного и глинистого материала. Это обуславливает низкую проницаемость коллекторов. Отдаление от шельфовых областей сноса песчаного материала в северном и западном направлениях приводит к изменению литологической составляющей, в результате которых ухудшаются коллекторские свойства. Поэтому запасы, сосредоточенные в ачимовских толщах, относятся к трудноизвлекаемым.

Выше по разрезу располагается пласт BC10, относящийся к ундоформенной (шельфовой) части покачевско-клиноциклита (усть-балыкская свита). Далее выделяется верхне-валанжинский (усть-балыкская свита) чеускинский клиноциклит,

имеющий в своём составе резервуар БС8-9, который включает в себя песчано-алевролитовые пласты БС8 и БС9. Территория Умкинского месторождения занимает зону ундоформы, расположена в центральной части огромного сложно-построенного песчаного тела. Отложения пласта БС8 обладают общими литолого-фациальными признаками прибрежного мелководья, покровным залеганием и циклическим строением с увеличением зернистости материала от подошвы к кровле. Их можно сопоставить с моделью проградирующего побережья, состоящего из серии регрессивных циклитов, слагающих предфронтальную зону пляжа.

Пласт БС8 является основным продуктивным объектом месторождения, в котором выделена одна нефтяная залежь. Он характеризуется выдержанными по площади и по разрезу коллекторами, хорошей прогнозной способностью и улучшенными фильтрационно-ёмкостными свойствами.

Список литературы

- 1 Волков, В.А. К вопросу о механизме образования неокотских клиноформ Западной Сибири / В.А. Волков // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2014. – № 26. – С. 9–105.
- 2 Калинин, В.Н. Ачимовский резерв / В.Н. Калинин // Сибирская нефть. – 2012. – № 8/95. – С. 52–56.
- 3 Курчиков, А.Р. Материалы к уточнению стратиграфической схемы берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири с учетом клиноформного строения разреза / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин // Геология и геофизика. – 2010. – № 12. – Т.51. – С. 1631–1639.
- 4 Наумов, А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна / А.Л. Наумов // Геология и геофизика. – № 10. – 1977. – С. 38–47.
- 5 Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокота (системно-литмологический подход) / Ю.Н. Карогодин, В.А. Казаненков, С.А. Рыльков, С.В. Ершов. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. – 200 с.