

## Прогноз природных резервуаров в нижнемеловых клиноформах Фроловской мегавпадины

Научный руководитель – Мордасова Алина Владимировна

*Бабина Елена Олеговна*

*Студент (магистр)*

Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Москва, Россия

*E-mail: lenochka-bina@mail.ru*

Выявление сложно построенных залежей углеводородов в неокомских клиноформных отложениях Западной Сибири и разработка новых методик эксплуатации месторождений нефти и газа являются необходимым в условиях сокращения запасов в структурных ловушках [1]. Исследование направлено на реконструкцию условий формирования и оценку фильтрационно-емкостных свойств сложно построенных природных резервуаров клиноформной толщи готерив-барремского возраста в пределах Фроловской мегавпадины. Задачи в работе связаны с анализом цикличности изучаемых отложений, выделением границ клиноформного комплекса на временных сейсмических разрезах, типизацией природных резервуаров по генетическим особенностям, определением их свойств и картированием их областей распространения. База данных включает в себя информацию по скважинам одного из месторождений и сейсмические данные.

В неокомских отложениях в пределах изучаемой территории выделяются несколько циклов осадконакопления: берриас-валанжинский, готеривский и барремский. При проведении межскважинной корреляции на основе анализа цикличности выявлено, что в существующей модели корреляция проводилась для продуктивных пластов различного возраста. В течение каждого цикла осадконакопления бассейн седиментации последовательно заполнялся косослоистыми клиноформными толщами. Основную роль в формировании отложений играли процессы дельтовой, прибрежно-морской, шельфовой, склоновой и относительно глубоководной седиментации. Наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами характеризуются резервуары баровых тел (песчаники с косой, волнистой текстурами, пористость - до 24%, эффективные толщины - 7-10 м); русел подводной дельты (песчаники с диагональной разномасштабной слоистостью, пористость - до 22%, эффективные толщины - около 10 м) ундаформы; подводных каналов в пределах склона (песчаники с косоволнистыми текстурами, пористость - до 20%, эффективные толщины - 4-8 м) ортоформы и турбидитовых потоков (песчаники с массивными, горизонтально-слоистыми текстурами, пористость - до 20%, эффективные толщины - 10-15 м) фондоформы. Области их распространения были закартированы в пределах изучаемой площади.

Особенности текстуры и структуры пород-коллекторов, распределение фильтрационно-емкостных свойств влияют на процессы разработки залежей нефти. Корректный прогноз распространения по площади и разрезу свойств природных резервуаров нефти значительно увеличивает шансы на открытие новых продуктивных объектов.

### Источники и литература

- 1) Карогодин Ю.Н., Ершов С.В. и др. Приобская нефтеносная зона. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ. 1996. 252 с.
- 2) Конторович А.Э., Нестеров И.И. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. Москва: Недра, 1975. 679 с.