

УДК 550.8(571.12)

**ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ
ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ
ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**BASIC DIRECTIONS OF GEOLOGICAL EXPLORATION WORKS AIMED
AT OPTIMIZATION OF GEOLOGO-TECHNICAL ACTIVITIES
OF THE FIELD SOUTH-YAGUNSKOYE**

Е. Н. Фуникова, К. А. Галинский

E. N. Funikova, K. A. Galinsky

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: клиноформные комплексы; ачимовские песчаники;
юрские отложения; ловушка; перспективы нефтегазоносности*

Key words: clinoform complexes; Achimovian sandstones; Jurassic sediments; trap; petroleum potential

Юго-Западное поднятие Южно-Ягунского месторождения хорошо изучено в сводовой части, в контуре выявленной нефтеносности и мало изучено — в краевых частях. В то же время особенности геологического строения морских нижнемеловых отложений Западно-Сибирской плиты позволяют считать перспективными не только своды, но и склоны поло-

жительных структур, и в отдельных случаях окружающие их впадины. Уникальность неомских отложений заключается в их клиноформном строении и в насыщенности литологическими ловушками различных типов, позволяющими говорить о возможном восстановлении уровня добычи, несмотря на выработанность антиклинальных залежей. Главной особенностью клиноформ как объектов поиска и разведки является возможность достаточно уверенного выделения в их составе резервуаров на основе уже устоявшихся теоретических представлений о строении и местонахождении в геологическом пространстве.

Отсюда следует вывод, что главным направлением НИР и ГРП на данном неантиклинальном этапе освоения недр является всестороннее исследование краевых частей положительных структур и окружающих их впадин с целью поисков и разведки резервуаров еще совершенно не изученных.

Предложения по оптимизации ГТМ и направлениям ГРП, вытекающие из опыта геологического изучения Юго-Западного поднятия Южно-Ягунского месторождения и прилегающих территорий, делятся на два направления.

1. *Для сводовой части Юго-Западного поднятия.* Для оптимизации ГТМ выполнен тщательный послойный анализ каждого продуктивного резервуара с целью выявления и изучения важных для практики особенностей его внутреннего строения. Например, путем стратологического профилирования удалось выявить и оконтурить в разрезе довольно мощные (до 2–3 м) пласты плотных карбонатных непроницаемых пород различного литологического состава (плотняки) внутри многих продуктивных пластов. Они имеют широкое сплошное или линзовидное распространение и влияют как на поведение ВНК, так и на работу нагнетательных скважин. Проблема заключается в том, что закачка воды в нижнюю часть пласта иногда не создает необходимого давления в верхней нефтенасыщенной части пласта из-за экранирования плотняком.

С помощью стратологического профилирования по данным ГИС оказалось возможным представить разрез продуктивной толщи в блоковом варианте, с выделением возможных разрывных нарушений малой амплитуды или безамплитудных. Отклонения положения ВНК в подобных случаях могут объясняться экранированием плоскостью разлома.

Послойный анализ отложений установил угловое несогласие под ягунской пачкой глин с разрывом значительной части пласта БС11-2-1 на своде и, наоборот, наращивание разреза на западном погружении Юго-Западного поднятия. Вследствие этого появилось основание для прогноза стратиграфических ловушек на данном седиментационном уровне за пределами свода.

При изучении цикличности установлено, что преобладает регрессивная направленность в динамике бассейна аккумуляции. Однако с помощью циклического анализа установлено, что большинство глинистых экранирующих пачек сопровождаются (подстилаются) базальными пластами. Они имеют трансгрессивную ярко выраженную направленность. Базальные песчаники иногда имеют сплошное распространение (чеускинская и покачевская трансгрессии) или прерывистое (ягунская трансгрессия). Малоомная, но исключительно выраженная пачка глин, перекрывающая пласт БС10-2-1, совсем не содержит выраженного базального слоя.

Базальные песчаники обычно залегают на подстилающих песчаниках, в различной степени эродированных. Взаимоотношение тех и других, глубина размыва в частности, в различной степени влияет на структуру залежи и на характер ВНК и дебитность.

2. *Для краевых частей юго-западного поднятия.* Послойный анализ продуктивной толщи на своде необходим также для последующей экстраполяции выявленных закономерностей строения геологического разреза в слабо изученные бурением краевые части месторождения.

В качестве главного параметра для моделирования разреза в краевых частях была выбрана эффективная толщина коллектора по основным продуктивным пластам, выделенным при детализации расчленения. Это пласты БС10-1, БС11-2-1 изучаемой продуктивной толщи и подстилающие отложения пластов группы БС12, залегающие непосредственно под родниковой клиноформой [1]. По этим уровням седиментации составлены палеогеографические карты с элементами прогноза эффективной толщины песчаников в краевых частях Юго-Западного поднятия.

В качестве основы для экстраполяции геологического строения со свода поднятия в окружающее геологическое пространство использованы данные сейсморазведки МОГТ. С их помощью построены карты толщин отложений, вмещающих выбранные продуктивные пласты, то есть палеотектонические карты. Для изучения седиментационного уровня БС10-1 использована толща отложений, залегающих между подошвами баженовской свиты и чеускинской пачки (рис. 1).

Обе геологические границы находятся в конформном залегании относительно друг друга, что также соответствует строению продуктивного горизонта БС10-1. Все пласты этой группы имеют субпараллельно-слоистое строение не только на своде, но и за его пределами. Это облегчает процесс экстраполяции и делает его достаточно адекватным.

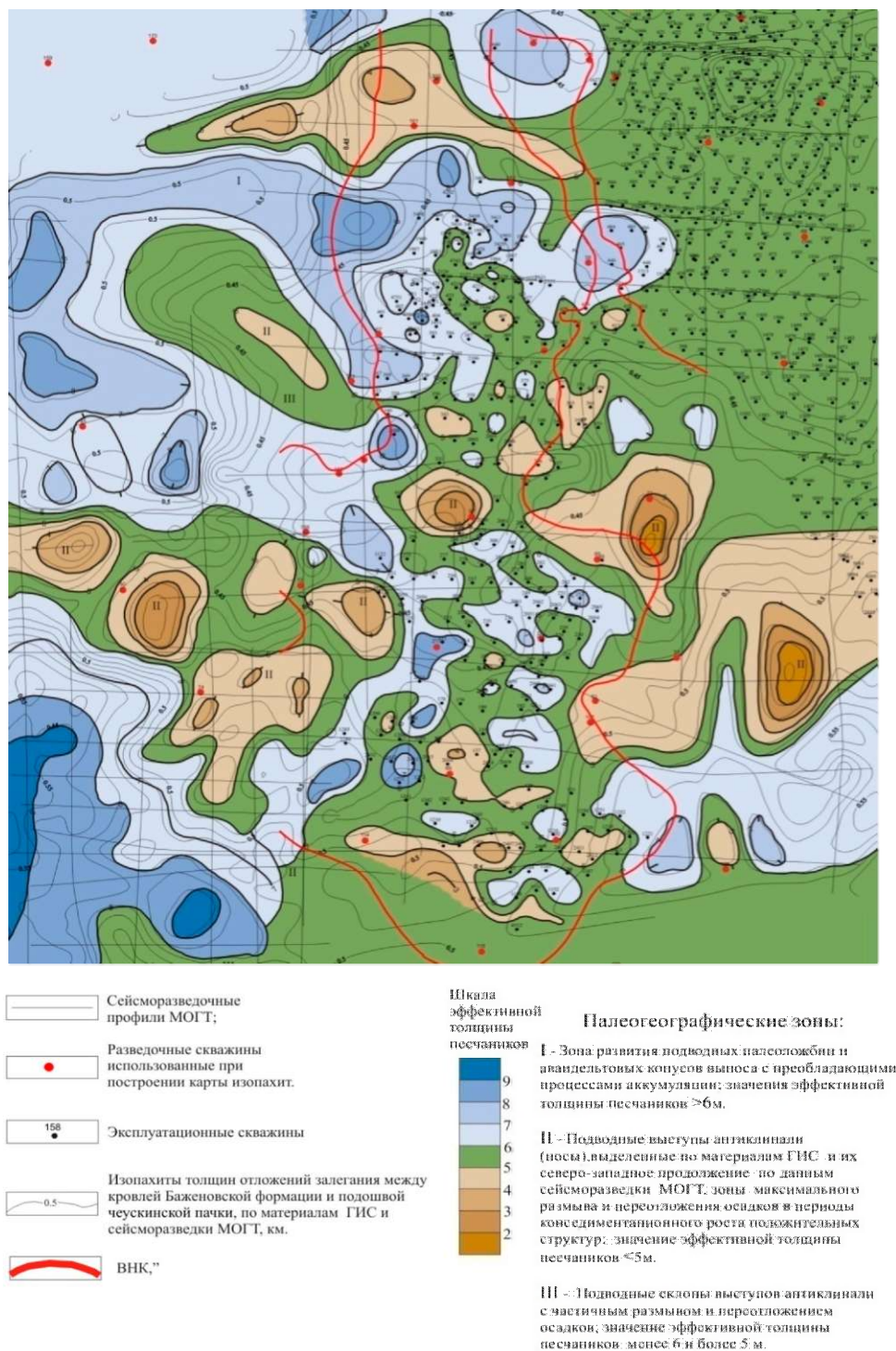


Рис. 1. Палеогеографическая карта пласта БС10-1 с элементами прогноза эффективной толщины песчанников за пределами свода Юго-Западного поднятия

Для аналогичного изучения седиментационного уровня БС11-2 выбрана толща отложений, залегающих между подошвами чеускинской пачки и родниковой клиноформы. Нижняя ее часть (ниже подошвы ягунской пачки глин) является вмещающим продуктивного гори-

зонта БС11-2. К сожалению, подошва ягунской пачки на сейсмических разрезах, по имеющимся методам обработки, уверенно не прослеживается. На основе карты толщин данного интервала разреза осуществлена экстраполяция эффективной толщины пласта БС11-2-1 со свода Юго-Западного поднятия в его краевые части.

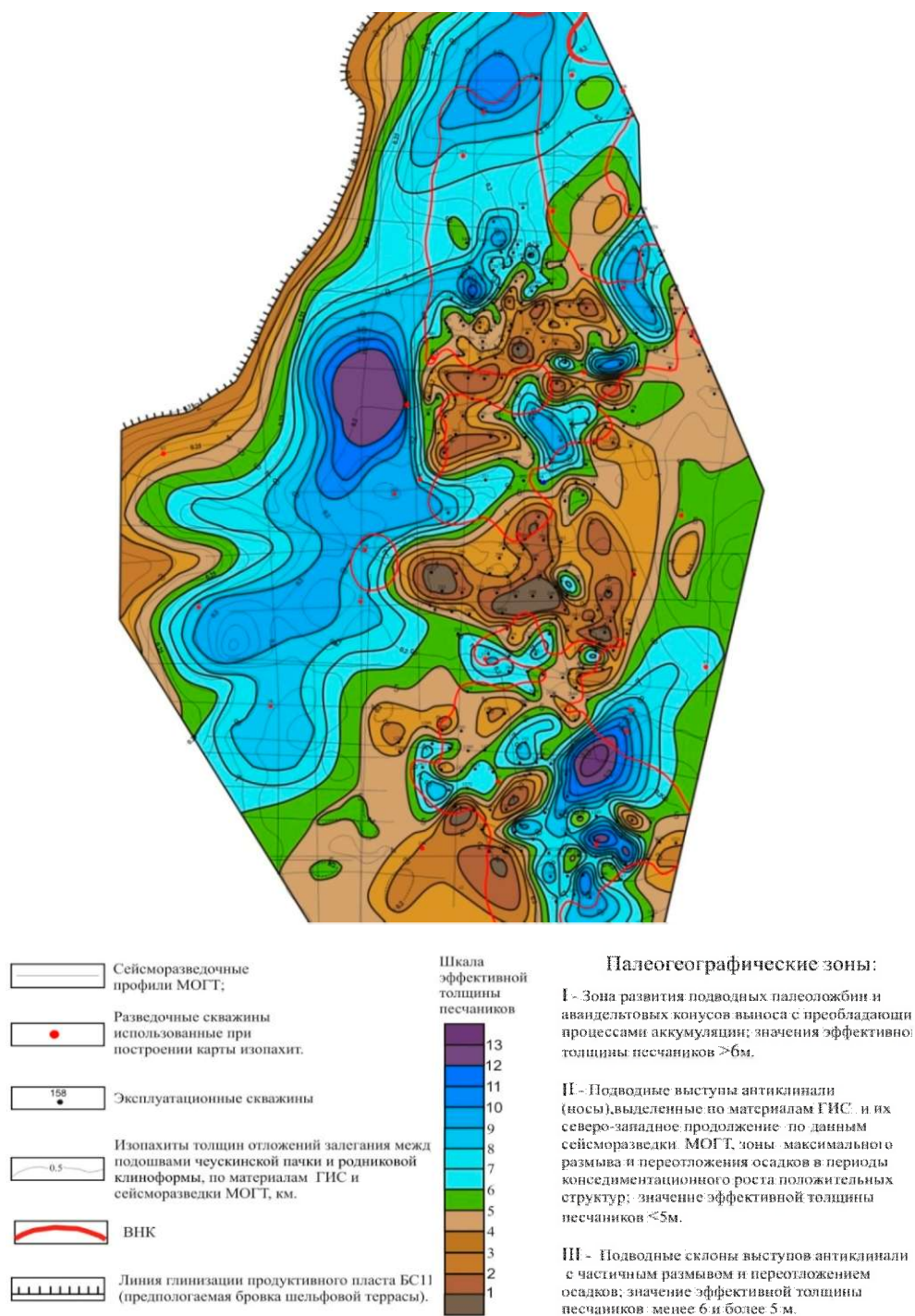


Рис. 1. Палеогеографическая карта пласта БС11-2-1 с элементами прогноза эффективной толщины песчаников за пределами свода Юго-Западного поднятия

Аномально наклонное положение нижней границы родниковой клиноформы отражается на строении пластов группы БС11, и в том числе пласта БС11-2-1.

Перспективными для поиска литологических и стратиграфических ловушек на данном седиментационном уровне являются участки наращивания разреза вдоль западного борта структуры, в зоне начала погружения шельфовой террасы, где зафиксировано угловое несогласие в кровле пласта БС11-2-1 (рис. 2). И кроме того, представляет интерес зона увеличенных эффективных толщин в пределах северо-западной периклинали. Скопления песчаного материала здесь обособляются в форме кулисообразно залегающих линз с толщинами в пределах депоцентров, достигающих 8–12 м. Не менее интересна для постановки ГРП зона предполагаемой глинизации песчаников перед бровкой шельфовой террасы, вблизи полосы ступеня изопакит, имеющей северо-восточное простирание. Еще более перспективным для постановки ГРП с целью поиска ловушек является глубоководный конус выноса Ач БС12, выявленный в отложениях, подстилающих изучаемую продуктивную толщу.

Гипсометрия экранирующей родниковой клиноформы такова, что в целом выклинивание песчаных пластов Ач БС12 имеет благоприятный в нефтегазоносном отношении характер. Они выклиниваются вверх по восстанию в сторону свода Юго-Западного поднятия. В этом плане почти весь конус выноса от самой своей западной границы благоприятен для поиска литологических ловушек. И не только литологических, но и стратиграфически экранированных, так как родниковая толща (клиноформа) залегают на отложениях цикла БС12 трансгрессивно с угловым несогласием [2]. Их разведку рациональнее всего начать с самых гипсометрически высоких юго-западных краевых частей и далее, вплоть до самой западной границы, где закартирован самый верхний цикл конусообразования Ач БС12-1.

На территории этой же перспективной зоны, в ее восточной присводовой части, как указывалось выше, фиксируется полоса развития авандельтовых конусов выноса песчаников, пластов цикла БС11-2-1, залегающих выше. Это является весьма благоприятной предпосылкой для доразведки рассматриваемого месторождения глубоким бурением.

Значительный интерес в отношении нефтегазоносности представляют структурные носы и выступы на западном и восточном склонах юго-западного поднятия. Возможно, после переобработки и переинтерпретации имеющихся данных МОГТ с целевым заданием по детальному расчленению неокомских отложений на месте некоторых структурных носов и выступов окажутся замкнутые структуры, имеющие свои ВНК для разных продуктивных горизонтов. Еще более перспективными структуры могут оказаться для поиска литологически и стратиграфически экранированных залежей в горизонте Ач БС-12. В пределах этих структур возможно наличие ловушек уступов склона в выклинивающейся ундоформенной части клиноформ.

Суммируя все вышесказанное, можно предложить следующую последовательность работ по оптимизации ГТМ и направлениям ГРП для доразведки краевых частей Юго-Западного поднятия Южно-Ягунского месторождения.

- Переобработка и переинтерпретация данных МОГТ по имеющимся на исследуемой территории сейсмическим профилям с целью детального расчленения неокомских отложений в интервале от баженовской свиты до кровли пласта БС 10-1, подтверждения и выделения новых малоамплитудных структур. Особое внимание следует уделить оконтуриванию восточной границы ачимовского конуса выноса [3].
- Переинтерпретация данных БКЗ разведочных скважин с целью уточнения характера насыщения в неокомских резервуарах.
- Проведение на наиболее перспективных участках дополнительных сейсмических исследований 2D или 3D с целью детализации выявленных малоамплитудных структур на уровнях горизонтов БС-10–БС-11 и клиноформных ловушек горизонта БС-12.
- Ранжирование установленных ловушек по степени перспективности.
- Выбор точек для бурения разведочных скважин с учетом размеров ловушки и возможного этажа нефтегазоносности.
- Бурение и эксплуатация залежей горизонтальными или горизонтально-разветвленными скважинами. Применение горизонтального бурения может быть высокоэффективным и на других, новых или разрабатываемых, особенно низкодебитных, участках месторождения при условии достаточных размеров по площади и слабой обводненности залежей.

Список литературы

1. Трушкова Л. Я. Клиноформы как региональные нефтегазоносные объекты, закономерности размещения и прогноз в них литологических резервуаров // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – № 3.

2. Марковский Н. И. Палеогеографические основы поисков нефти и газа. – М.: Недра, 1973.
3. Седиментология / Пер. с польск. Градзиньский Р., Костецкая А., Радомский А., Унруг Р. – М., Недра, 1980. – Пер. изд. ПНР, 1976, 640 с.

Сведения об авторах

*Фуникова Екатерина Николаевна, ассистент,
Тюменский государственный нефтегазовый
университет, г. Тюмень, тел. 89224846937; e-mail:
katya_funikova@mail.ru*

*Галинский Кирилл Александрович, ассистент,
Тюменский государственный нефтегазовый
университет, г. Тюмень, тел. 89068736990, e-mail:
galinsky_k_a@mail.ru*

Information about the authors

*Funikova E. N., assistant of the Tyumen State Oil and
Gas University, phone: 89224846937, e-mail:
katya_funikova@mail.ru*

*Galinsky K. A., assistant of the Tyumen State Oil and
Gas University, phone: 89068736990, e-mail:
galinsky_k_a@mail.ru*