

УДК 550.34.06.013.3+552.513.1

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ИЗУЧЕНИЮ ГАЗОВОЙ ШАПКИ
В ПЛАСТЕ ПК₁₋₃**
INTEGRATED APPROACH TO INVESTIGATION OF GAS CAP
IN THE FORMATION PK₁₋₃

А. В. Поднебесных, К. А. Малышевская, Т. С. Малышевская, В. П. Овчинников
A. V. Podnebesnykh, K. A. Malyshevskaya, T. S. Malyshevskaya, V. P. Ovchinnikov

ООО «Газпромнефть НТЦ»
ЗапСибБурНИПИ, филиал ОАО «НПЦ «Недра»

Ключевые слова: сейсмика, временной разрез, фации, газонефтяной контакт
Key words: seismic, time section, facies, gas-oil contact

В последнее время в эксплуатацию все чаще вводят месторождения нефти и газа, имеющие очень сложное геологическое строение. Одним из наиболее ярких примеров объектов такого типа может служить месторождение «М», которое по геологическим запасам нефти и газа относится к уникальным геологическим объектам. К продуктивным пластам относятся породы мезозойского и кайнозойского возраста, которые формируют продуктивный этаж нефтегазоносности мощностью более двух километров. Для такого большого продуктивного этажа зачастую характерны совершенно разные условия осадконакопления, свойства нефти, вторичные изменения пород-коллекторов [1].

Основным объектом разработки месторождения «М» является пласт ПК₁₋₃, относящийся к покурской свите. Продуктивные отложения сеноманского возраста достаточно часто встречаются в пределах северной части Западно-Сибирской плиты. Залежи такого возраста встречаются, например, на таких месторождениях, как Ванкорское, Тагульское, Лодочное и др. Применение стандартного подхода локализации газовой шапки не подтверждает наличие единой массивной газовой шапки с единым газонефтяным контактом. Это вносит дополнительные неопределенности в стратегию разработки месторождения. Поэтому основной целью данной работы было уточнение прогноза наличия газовой шапки на основе комплексирования данных сейсморазведки и результатов фациального анализа по керну и ГИС.

Геологическое строение месторождения. Месторождение «М» расположено в пределах субрегиональной структуры второго порядка и ограничено крупным валом. Сама структура в период своего существования неоднократно подвергалась существенным структурным перестройкам, что привело к формированию в своде вала грабен-горстовых структур. Эти структуры имеют субмеридиональное простирание и являются экранами, разделяющими продуктивный пласт на разные залежи. По геологическим запасам нефти и газа месторождение относится к уникальным объектам. Большая часть запасов приурочена к группе пластов ПК₁₋₃, ограниченных сверху региональной глинистой покрывкой туронского возраста (Кузнецовская свита). Группа пластов ПК₁₋₃ представляет собой газонефтяную залежь, разделенную разрывными нарушениями экранирующего типа на восемь блоков [2]. Залежь относится к массивному типу и является тектонически экранированной (рис. 1).

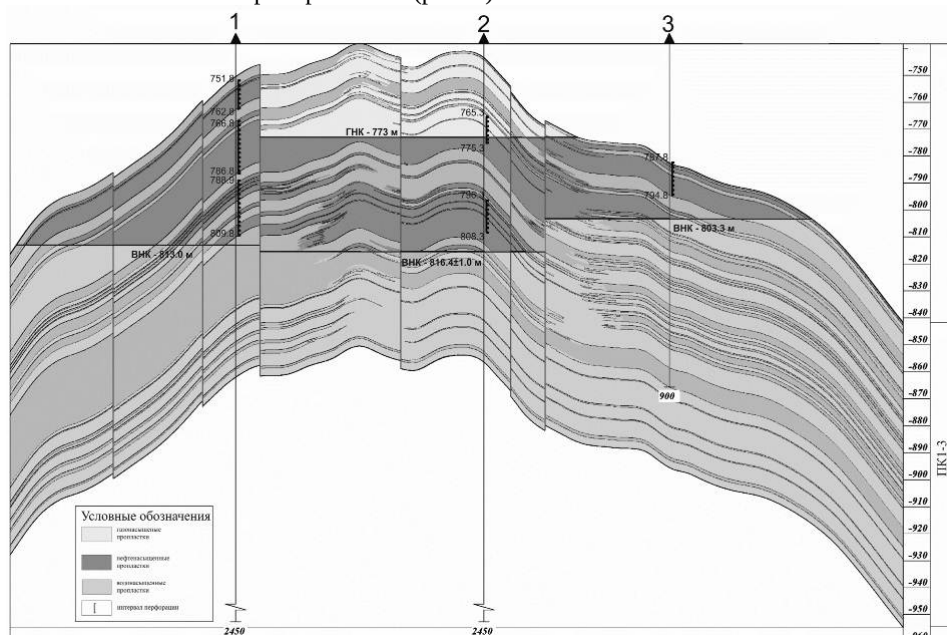


Рис. 1. Геологический разрез по линии скважин 1-2-3 пласта ПК₁₋₃

Как уже отмечалось выше, испытания продуктивных скважин показали, что залежь в группе пластов ПК₁₋₃ имеет сложное блоковое или зональное строение. Причиной этого могут служить как тектонические экраны, так и литологическое замещение, которое может образовываться при наложенных геологических процессах или при резкой смене условий осадконакопления. Для выявления особенностей распределения фациальных зон по площади использовались данные ГИС, сейсморазведки, керновые данные и определена характерная обстановка осадконакопления. Дополнительно для понимания морфологии геологических тел и их возможной неоднородности, а также для подтверждения концептуальной модели продуктивных отложений были использо-

ваны современные аналоги. Современным аналогом исследуемых отложений может служить дельта современной реки, которая протекает по площади анализируемого месторождения (рис. 2).

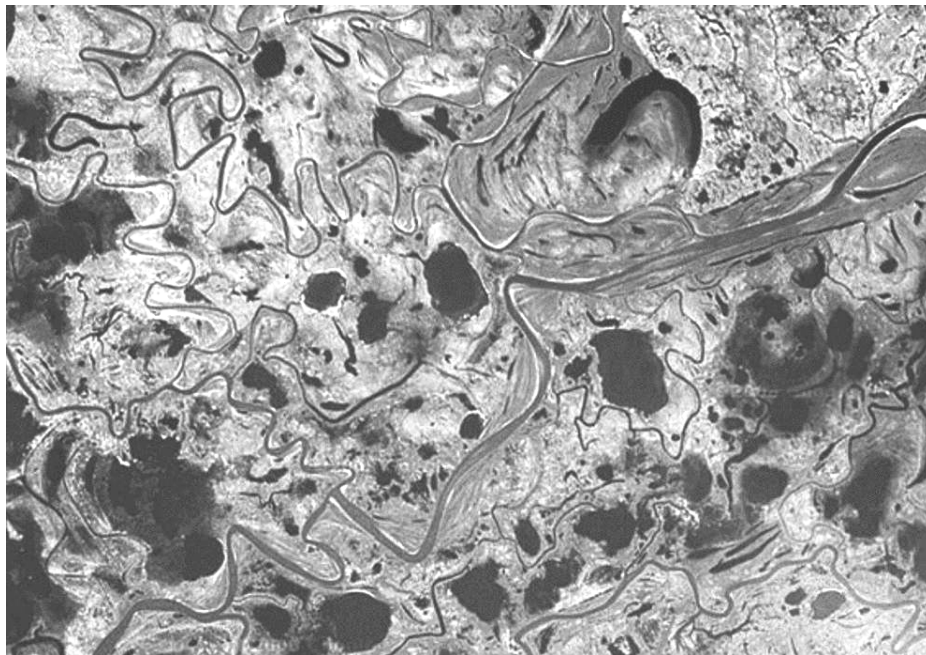


Рис. 2. Космоснимок современной дельты реки на исследуемой территории

Согласно анализу данных керн и ГИС, пласт ПК₁₋₃ представляет субэаральную дельтовую равнину с четырьмя видами фаций:

- 1) фации пойменной среды с низкой гидродинамической активностью представлены мелкозернистыми породами со следами корней растений, углистыми пропластками и биотурбацией;
- 2) фации пойменной среды с высокой гидродинамической активностью (то есть с преобладанием песков плоскостного смыва) представлены тонкими пропластками чистого песчаника с биотурбацией и корнями растений в кровле;
- 3) фации распределительных каналов включают в себя пески разлива, расположенные в непосредственной близости к каналам, и непосредственно каналы. Пески разлива представлены песчаником со следами ряби течений и растительными остатками, а каналы — песчаниками мелко-среднезернистыми, со слоистостью от массивной до диагональной;
- 4) фации морских песчаников и аргиллитов объединяют морские отложения, залегающие непосредственно на кровле пласта ПК₁₋₃.

Для восстановления распределения фаций в новых скважинах, пробуренных без отбора керн, были проанализированы модели кривых ПС, соответствующие фациям, выделенным в скважинах с керном. Таким образом, выделение фаций в новых скважинах было основано на схожести кривых ПС с эталонными моделями [3, 4, 5, 6].

Статистический анализ распространения фациальных зон в газовой шапке показал, что большая часть запасов газа (около 62 %) приурочена к высокопроницаемым фациальным зонам: фациям дельтовых каналов (рис. 3). К отложениям песков разлива, которые характеризуются большой вертикальной расчлененностью и латеральной неоднородностью, сосредоточено около 37 % запасов. Кроме этого около 1 % запасов сосредоточено в пойменных отложениях, где песчаные тела представлены единичными маломощными слоями.

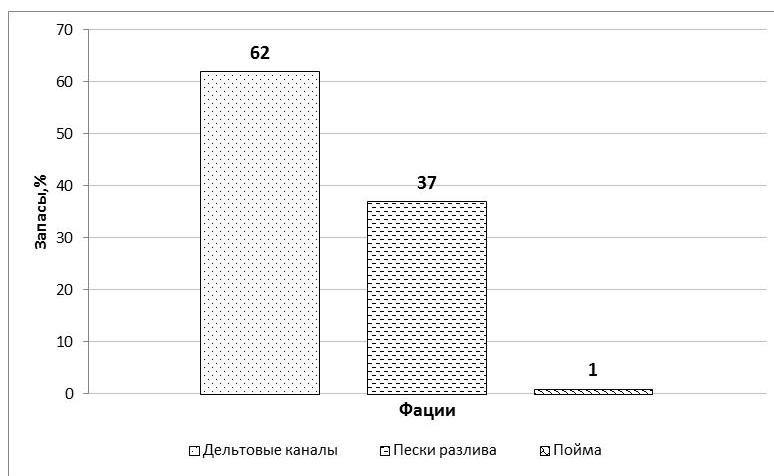


Рис. 3. Гистограмма распределения запасов газа в разных фациальных зонах в пределах газовой шапки пласта ПК₁₋₃

Сейсмофациальный анализ. Так как незначительное содержание газа в коллекторе в большей степени чем нефть и вода влияет на форму импульса, была предпринята попытка выделить газонасыщенные породы на основе сейсмофациального анализа. В данной работе сейсмофациальный анализ осуществлялся на основе классификации трасс по форме. Классификация трасс в программном продукте осуществляется в несколько этапов. Это выделение модельных трасс или количества классов (то есть наиболее характерных форм участков трасс, встречающихся в исходных данных), непосредственное выделение сейсмофаций на основе сравнения исходных трасс с модельными, присвоение им номеров модельных трасс [7].

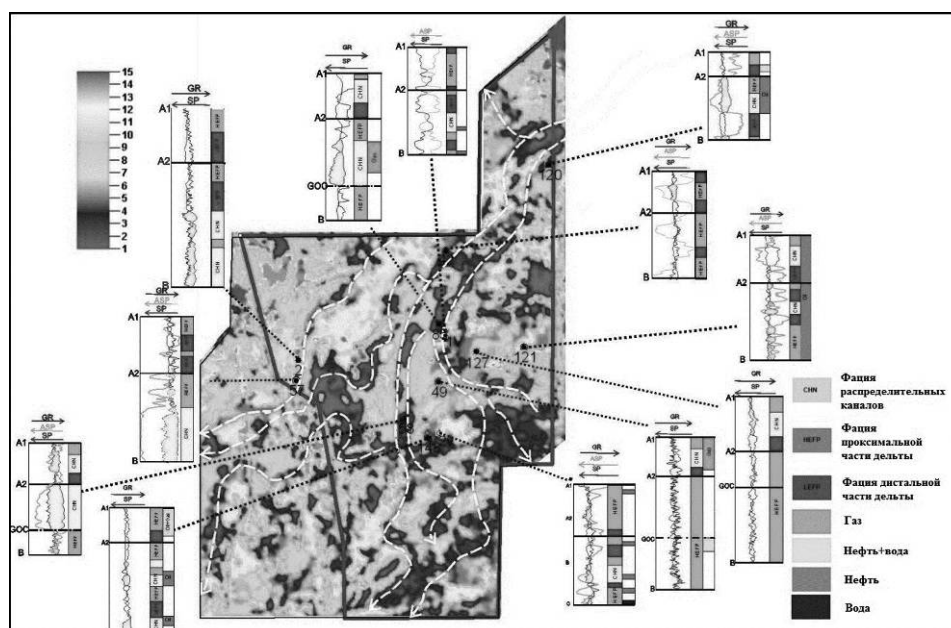


Рис. 4. Карта сейсмофаций для верхнего интервала группы пластов ПК₁₋₃

В алгоритме классификации по форме трасс определяющим параметром является количество классов. В данном случае тестировалось от 3 до 15 классов (большее коли-

чество классов обладает избыточной детальностью и их сложно комплексировать с остальными данными). Если тестировалось три класса, то полученная карта сейсмофаций недостаточно детальна (из-за недоучета всех возможных форм трасс). Увеличение сейсмофаций с трех до пятнадцати объясняется сложным геологическим строением пласта и наличием переходных фаций, которые не были учтены при построении седиментологической модели. Кроме того, для большего количества классов наблюдается более высокий коэффициент корреляции между соседними трассами.

Как видно из рисунка 4, выделение фаций на основе насыщенности достаточно неопределенно. Так газонасыщенные интервалы попадают в 1 и 5 классы, а интервалы, насыщенные нефтью, попадают в 1 и 3. Что касается выделения коллекторских/неколлекторских фаций, то условно оно возможно. Следует учитывать, что некоторая неоднозначность в сочетании сейсмофаций с остальными данными обусловлена низкой кратностью данных сейсмики для исследуемого интервала и сложной тектонической обстановкой, что очень сильно искажает сейсмические данные. Для более корректного сопоставления сейсмофаций с данными керн полученные 15 классов были объединены в три (изначально расчет карт сейсмофаций с тремя классами недостаточно детален). Далее полученные карты сейсмофаций, характеризующие распределение коллекторских/неколлекторских фаций, накладываются на контур газонасыщенности для определения газонасыщенных пород.

Дополнительно следует отметить, что уровни контактов, выделенные по стандартному подходу, противоречат данным испытаний, поэтому для устранения противоречия между отметками ГНК (газонефтяного контакта) и испытаниями скважин была более детально изучена волновая картина на предмет выделения дизъюнктивных нарушений. В интервалах между скважинами сейсмическая запись имеет характерные для разломов смещения осей синфазности и изменения динамики в зонах разломов. Для выделения разломов были посчитаны следующие атрибуты: Variance — атрибут [8], характеризующий когерентность сигнала; ant tracking — атрибут, способствующий выявлению разломов и зон трещиноватости; углы падения по структурной поверхности кровли ПК₁₋₃.

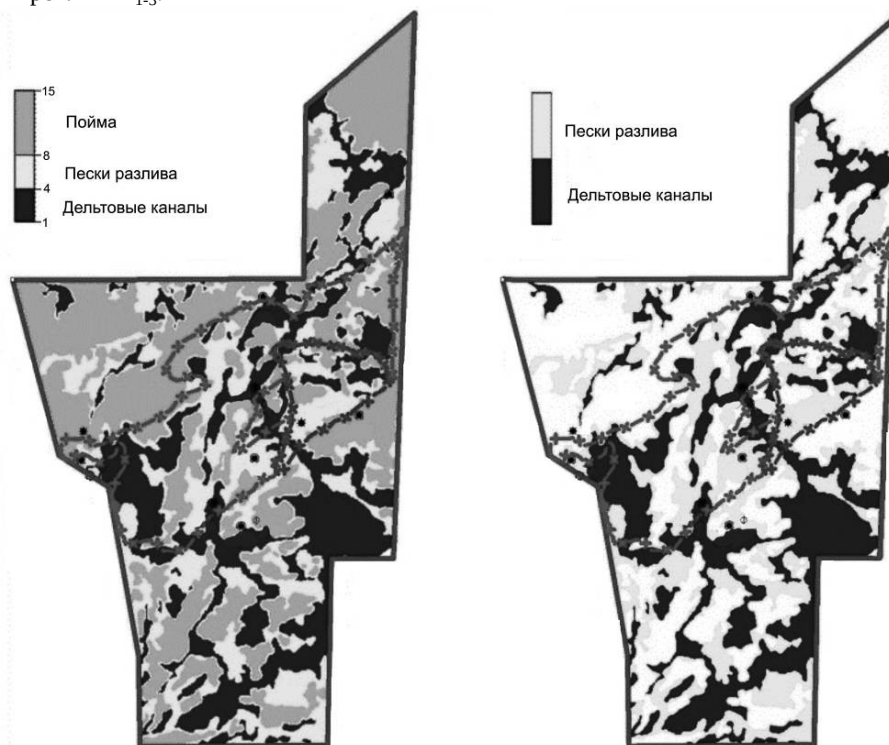


Рис. 5. Карта распространения газовой шапки в пласте ПК₁₋₃

Как показал данный вид анализа, пласт характеризуется большим количеством линеаментов, которые могут соответствовать зонам распространения разломов. Рассчитанные структурные атрибуты говорят о том, что рассматриваемая площадь характеризуется обилием различных тектонических нарушений.

На основе переинтерпретации разломов, учета данных ГИС и испытаний скважин были получены новые контуры газоносности. Далее эти контуры газоносности были наложены на карты сейсмofаций для определения зон распространения газонасыщенных пород, то есть в пределах контура газоносности газ присутствует в русловой фации и фации проксимальной части дельты (рис. 5).

Таким образом, в ходе исследований:

- выявлены особенности распределения фациальных зон по площади, определена характерная обстановка осадконакопления пласта ПК₁₋₃ с использованием данных ГИС, сейсморазведки, керновых данных;
- на основе переинтерпретации разломов, учета данных ГИС и испытаний скважин был получен новый контур газоносности пласта ПК₁₋₃ и выделено несколько изолированных блоков с разными уровнями ГНК;
- при помощи метода сейсмofациального анализа была определена связь сейсмofаций с различными литологическими комплексами пород, и на этой основе уточнена седиментологическая модель пласта ПК₁₋₃ месторождения «М».

Список литературы

1. Поднебесных А. В., Овчинников В. П. Проблемы диагностики цеолитов и влияние их наличия на разработку продуктивных отложений Мессояхской группы месторождений // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ] / Томский политехнический университет (ТПУ) . – 2014 . – Т. 324, № 1: Науки о Земле . – С. 137-145.
2. Поднебесных А.В. Особенности формирования цеолитов в нижнемеловых отложениях юга Гыданского полуострова // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: Матер. VII Всеросс. Литологического совещания. – Новосибирск, 28-31 октября 2013. – Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2013. – Т. 2. – С. 382-386.
3. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
4. Рединг Х. Обстановки осадконакопления и фации. Т. 1. – М.: Мир, 1990. – 352 с.
5. Рединг Х. Обстановки осадконакопления и фации. Т. 2. – М.: Мир, 1990. – 384 с.
6. Serra O. Sedimentary Environments from Wireline Logs. Paris: Schlumberger Technical Services. 1985. 243 p.
7. Ампилов Ю. П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. – М.: Геоинформмарк, 2008. – 384 с.
8. Chopra Satinder. Seismic Attribute Mapping of Structure and Stratigraphy / Satinder Chopra, Marfurt Kurt J. // Distinguished Instructor Short Course. SEG, EAGE. – 2006. – 464 p.

Сведения об авторах

Поднебесных Александр Владимирович, к. г.-м. н., руководитель направления по геологии Управления геологии и разработки месторождений «Ямал» ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень, тел. 8(3452)685670, e-mail: Podnebesnikh.AV@gazpromneft-ntc.ru

Малышевская Кристина Александровна, специалист отдела подсчета запасов УВ Управления геологии и разработки месторождений «Ямал» ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень, тел. 8(3452)685670, e-mail: Malyshevskaya.KA@gazpromneft-ntc.ru

Малышевская Татьяна Степановна, руководитель направления по сейсмике Управления геологии и разработки месторождений «Ямал» ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень, тел. 8(3452)685670, e-mail: Malyshevskaya.TS@gazpromneft-ntc.ru

Овчинников Василий Павлович, д. т. н., профессор, заместитель генерального директора, ЗапСибБурНИПИ, филиал ОАО «НПЦ «Недра», г. Тюмень, тел. 8(3452)204105, e-mail: burenieOVP@rambler.ru

Podnebesnykh A. V., Candidate of Science in Geology and Mineralogy, head of geology school at Department of geology and fields development of «Yamal» LLC, «Gazpromneft NTC», Tyumen, phone 8(3452)685670

Malyshevskaya K. A., specialist of department for HC reserves estimation, Department of geology and fields development of «Yamal» LLC, «Gazpromneft NTC», Tyumen, phone 8(3452)685670

Malyshevskaya T. S., head of seismic survey school, Department of geology and fields development of «Yamal» LLC, «Gazpromneft NTC», Tyumen, phone 8(3452)685670*6339

Ovchinnikov V. P., Doctor of Engineering, Deputy general director of «ZapSibBurNIPi», branch of OJSC «NPC Nedra», Tyumen, phone: 8(3452)204105