

Трансформация представлений о геологическом строении залежей нефти в карбонатных отложениях Ассельского и Сакмарского ярусов на примере месторождения на территории Тимано-Печорской провинции

Атанова О.А.¹, Бобровицкая А.Н.¹, Тимонина Ю.С.¹, Хромова И.Ю.², Дорофеев Н.В.³

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; ²ИП «И.Ю. Хромова», Москва, Россия; ³ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия
olga.atanova@lukoil.com

Аннотация

В статье изложен опыт решения задачи наклонного контакта. Ранее считалось, что для залежи массивного типа принятый контакт имеет диапазон 62 м. Детализация геологического строения на основе всего комплекса данных позволила создать новую концептуальную модель, отражающую реальное строение месторождения, и решить поставленную задачу.

Материалы и методы

Керн, геофизические исследования скважин, 3D сейсморазведочные работы.

Ключевые слова

скважина, керн, осадконакопление, геофизические исследования скважин, 3D сейсморазведочные работы

Для цитирования

Атанова О.А., Бобровицкая А.Н., Тимонина Ю.С., Хромова И.Ю., Дорофеев Н.В. Трансформация представлений о геологическом строении залежей нефти в карбонатных отложениях Ассельского и Сакмарского ярусов на примере месторождения на территории Тимано-Печорской провинции // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 10–15. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-10-15

Поступила в редакцию: 25.09.2024

GEOLOGY

UDC 551 | Original Paper

Transformation of ideas about the geological structure of oil deposits in carbonate deposits of the Assel and Sakmar layers on the example of a field in the Timan-Pechora province

Atanova O.A.¹, Bobrovickaya A.N.¹, Timonina Yu.S.¹, Hromov I.Yu.², Dorofeev N.V.³

²“LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia; ²IP I.Yu. Khromova”, Moscow, Russia; ³“LUKOIL” PJSC, Moscow, Russia
olga.atanova@lukoil.com

Abstract

The article describes the experience of solving the problem of inclined contact. Previously, it was believed that for a massive type deposit, the accepted contact has a range of 62 m. Detailing the geological structure based on the entire data set allowed us to create a new conceptual model reflecting the real structure of the deposit and solve the task.

Materials and methods

Core, geophysical well surveys, 3D seismic data.

Keywords

borehole, core, sedimentation, geophysical well surveys, 3D seismic surveys

For citation

Atanova O.A., Bobrovickaya A.N., Timonina Yu.S., Hromov I.Yu., Dorofeev N.V. Transformation of ideas about the geological structure of oil deposits in carbonate deposits of the Assel and Sakmar layers on the example of a field in the Timan-Pechora province. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 10–15. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-10-15

Received: 25.09.2024

Основопологающим этапом создания геологической модели месторождения является верное представление истории формирования резервуара. На следующем этапе решаются задачи по геометризации залежей УВ и оценке количества запасов. В статье изложен опыт решения проблемы наклонного контакта.

Рассматриваемое месторождение является одним из тех примеров, когда комплексование новой геолого-геофизической информация существенно меняет представление о концептуальной модели месторождения.

Месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа. История

работ на площади и геологического изучения месторождения насчитывает порядка 40 лет. Одноименная структура была выявлена в 1978–1979 гг. в ходе проведения поисковых сейсморазведочных работ МОГТ по системе 12-кратного профилирования. В 1980 г. структура была подготовлена к поисковому бурению по отражающим горизонтам

в верхнепермских, нижнепермских, каменноугольных, среднедевонских, нижнедевонских и силурийских отложениях. Первая поисковая скважина была пробурена в 1981 г. Скважина оказалась «первооткрывательницей» крупной залежи нефти в известняках ассельско-сакмарского возраста нижнего отдела пермской системы, пласта P_{1a-5}.

На схеме фациального районирования ассельско-сакмарских отложений изучаемый участок находится в мелководно-шельфовой обстановке осадконакопления (рис. 1). По результатам региональных исследований и проведенных геологоразведочных работ непосредственно на месторождении установлено, что осадконакопление в ассельском и сакмарском веках происходило в пределах зоны отмелей и барьеров, где существовали благоприятные условия для развития биогермных построек.

Верхняя часть разреза ассельско-сакмарских отложений по данным керновых исследований представлена известняками органогенно-детритовыми, серыми,

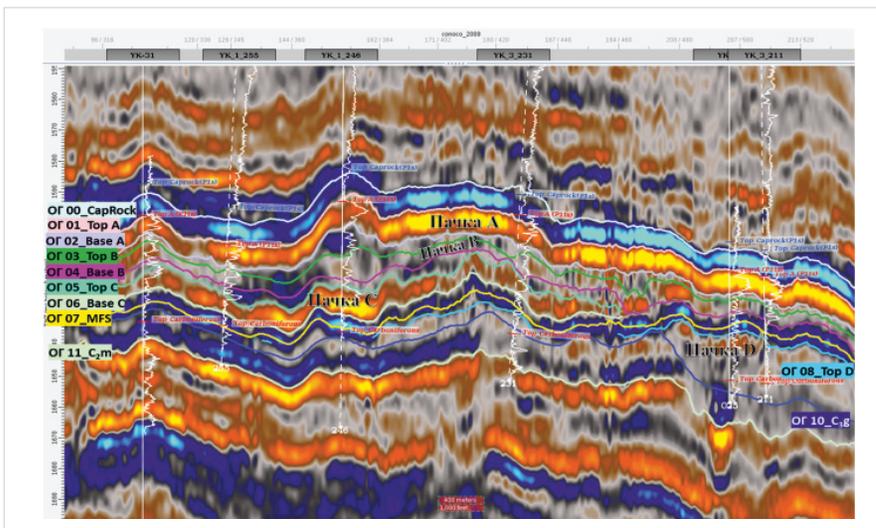


Рис. 2. Пример корреляции всех отражающих горизонтов
Fig. 2. An example of correlation of all reflecting horizons

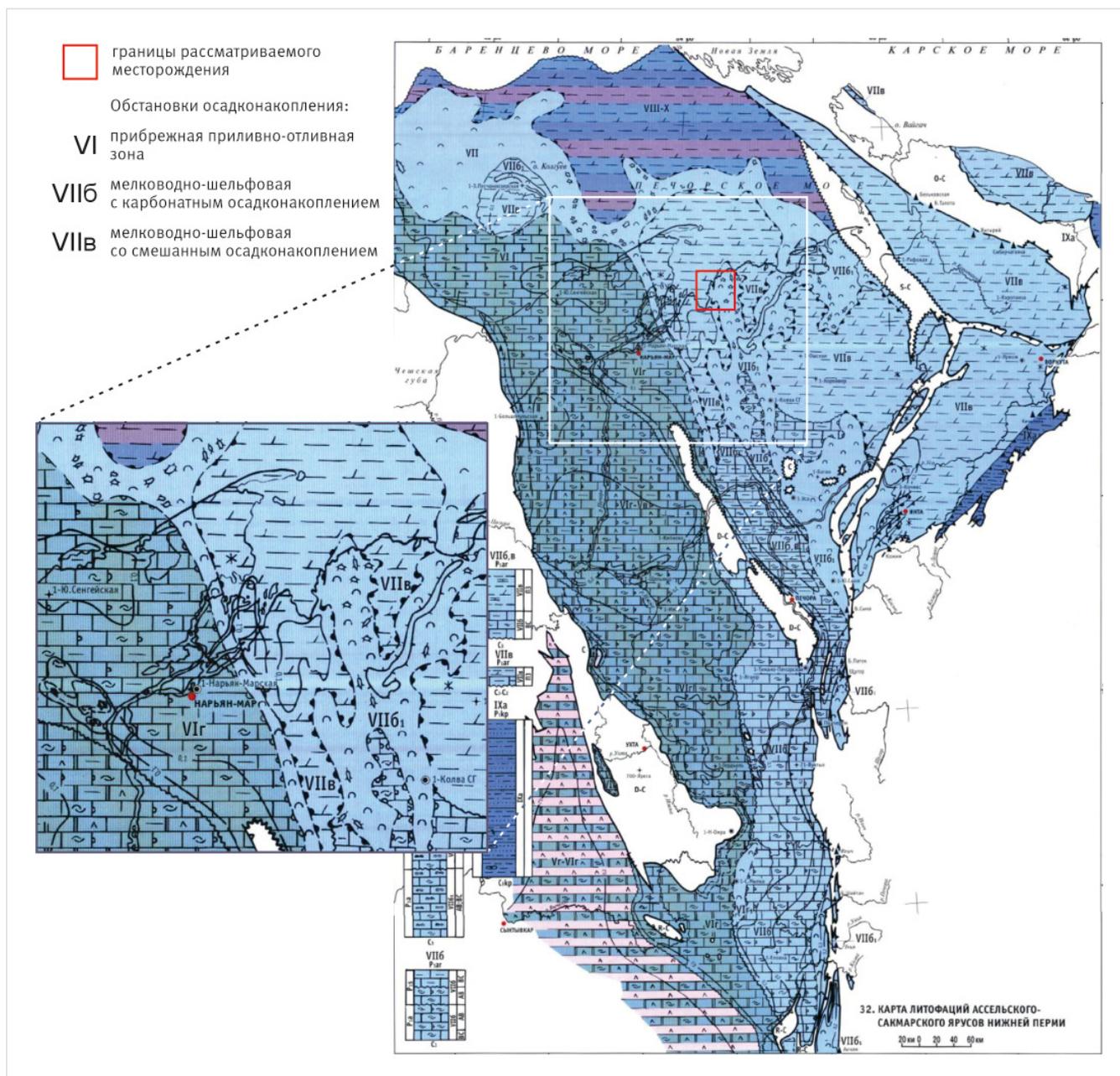


Рис. 1. Схема фациального районирования ассельско-сакмарских отложений [1]
Fig. 1. Scheme of facies zoning of asselian-sakmarian deposits [1]

буровато-серыми, средне- и крупнокристаллическими, слабослюдистыми с прослоями известняков светло-серых, плотных, крепких, со стилолитовыми швами, слоистых за счет черного глинисто-алевритистого материала. В нижней части разреза отмечены биогермные образования, представленные водорослевыми, органогенно-водорослевыми, органогенными и органогенно-детритовыми известняками. При этом в сводовой и присводовой частях структуры имеют наибольшее развитие водорослевыми, органогенными

и органогенно-водорослевыми известняками, а на периферийных участках — органогенно-детритовыми и органогенно-водорослево-детритовыми известняками.

Представление о геологическом строении залежи нефти в ассельско-сакмарских отложениях, пласте P_{1a-s} , постоянно модифицировалось. В подсчете запасов 1998 г. [2] считалось, что это единая залежь массивного типа с водонефтяным контактом (ВНК), имеющим диапазон 13 м, от -2 222 м до -2 235 м. В работе 2006 года по переинтерпретации

сейсмических материалов [3] и при последующем подсчете запасов 2011 года [4] модель залежи пласта P_{1a-s} была детализирована путем выделения в разрезе трех пачек: А, В и С, однако ВНК стал еще более изменчивым, поскольку залежь по-прежнему рассматривалась единой, а флюидальные контакты, доказанные испытаниями в колонне поисково-разведочных скважин, существенно изменились по площади, достигая разницы в 75 м.

В 2020 г. была выполнена переинтерпретация сейсморазведочных работ 3D,

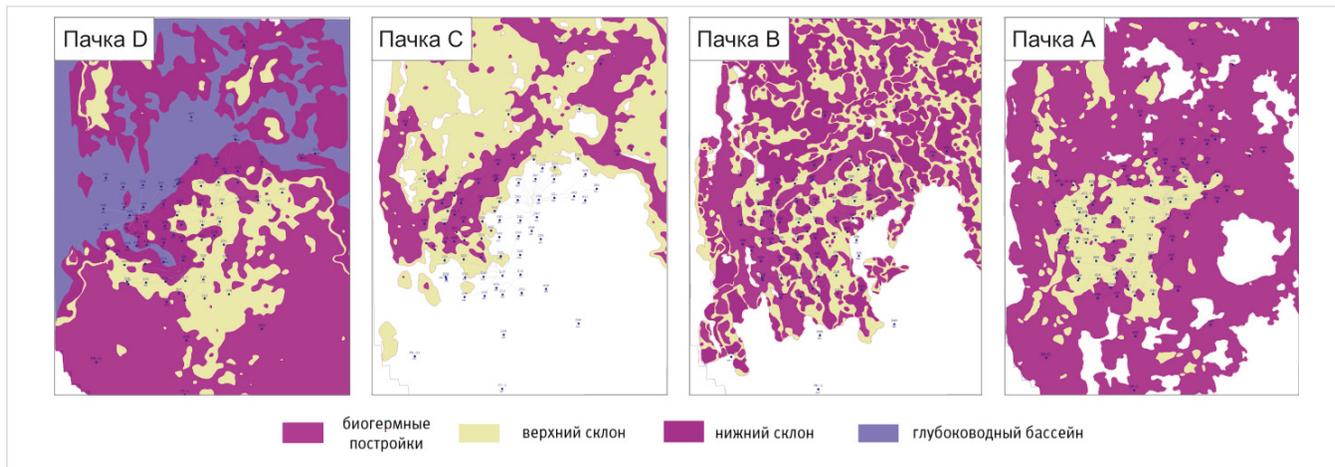


Рис. 4. Карты сейсмофаций пачек А, В, С и D
Fig. 4. Seismic facies maps of units A, B, C and D

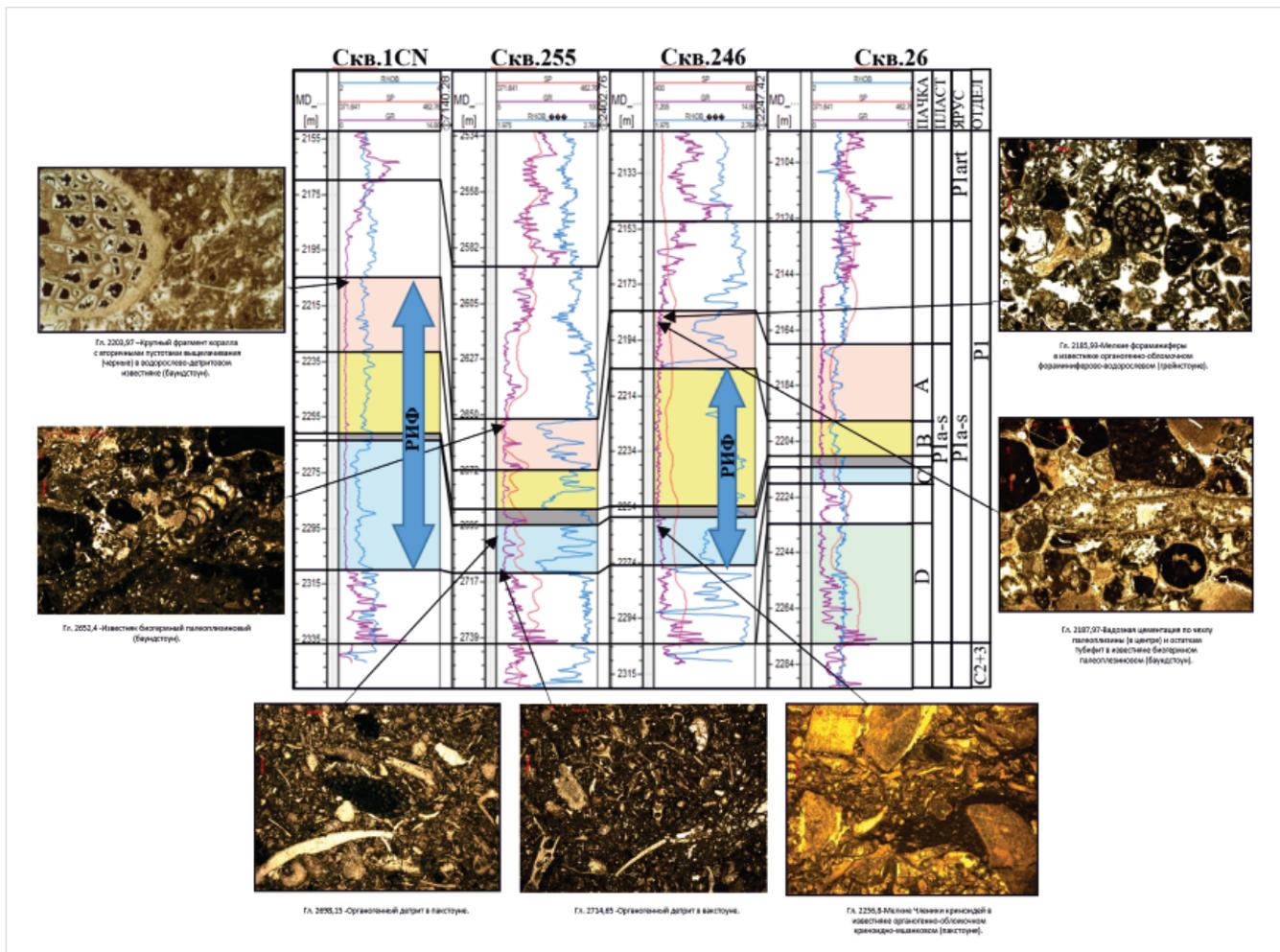


Рис. 3. Сопоставление микроскопических исследований ядра и разреза скважин
Fig. 3. Comparison of microscopic studies of core and borehole sections

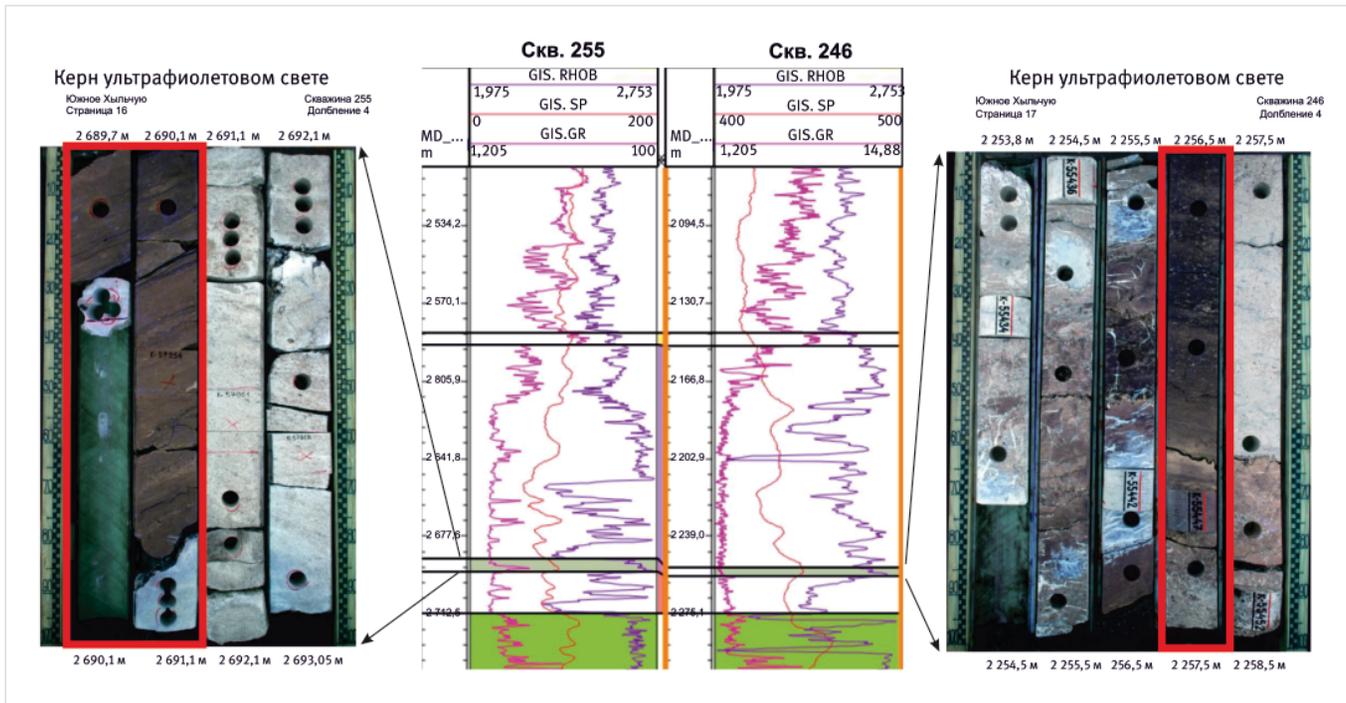


Рис. 5. Подтверждение исследованиями керн непроницаемых перемычек
 Fig. 5. Confirmation of impermeable intervals by core studies

в результате которой в разрезе ассельско-сакмарских отложений было прослежено четыре пачки: пачка D ассельского возраста и пачки С, В и А сакмарского возраста [5].

Корреляция в пределах органогенных карбонатных массивов весьма затруднительна и неоднозначна, поэтому требует максимального использования всех имеющихся данных. Для детализации разреза ассельско-сакмарских отложений был использован комплексный подход, объединяющий био-, лито- и сейсмостратиграфические данные. По результатам корреляции отражающих горизонтов (рис. 2), детальной сейсмостратиграфической привязки скважин к волновому полю, с привлечением материалов по литологическим исследованиям керн, в скважинах с керном (первоначально), а затем и во всех остальных скважинах были поставлены отбивки кровель пластов (рис. 3).

Для всех четырех пачек проведен сейсмофашиальный анализ и получены карты фаций, демонстрирующие постепенное изменение условий осадконакопления (рис. 4).

На изучаемой территории в ходе накопления пачки D территория делится на мелководную банку (на юге) и относительно глубоководье (на севере). Наибольшие толщины банки (до 170 м), построенной преимущественно баундстоунами, приурочены к юго-западной части площади, где в настоящее время находится погружающийся в Усть-Печорскую депрессию склон Колвинского мегавала. Приуроченность наибольших толщин к этому участку объяснима начавшимся синхронно с седиментацией постепенным воздыманием Колвинского мегавала и появлением на его склонах пространства аккомодации для роста органогенных построек. Другая крупная постройка (до 120 м) расположена на юго-востоке площади в области погружения восточного склона структуры. В центральной части площади выделяются отдельно стоящие небольшие по размерам постройки толщиной до 90 м. В то время как на юге площади активно развивалась обширная карбонатная банка, на севере, на отдельных небольших

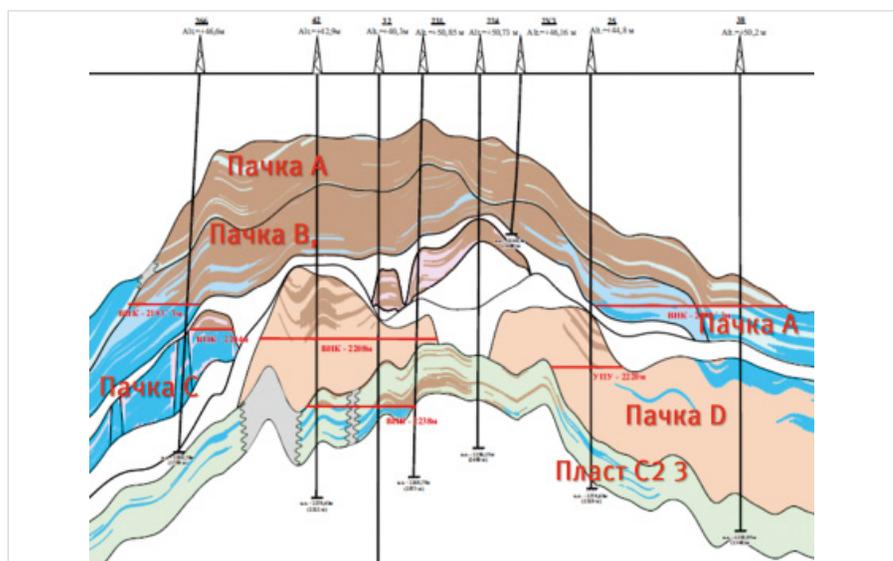


Рис. 6. Новая модель геологического строения пласта P_{1a}-P_{1s}.
 Fig. 6. New model of geological structure of the P_{1a}-P_{1s} formation

отмелях, также формировались небольшие биогермы и песчаные карбонатные насыпи, возможно, микробные холмы. Формирование биогермов пачки D происходило на довольно высоком уровне моря. Однако последующие глобальные события привели к катастрофическому подъему уровня моря, при котором биогермы оказались в условиях непригодных для жизни, прекратили свое развитие и были захоронены более глубоководными осадками.

По всей площади прослеживается поверхность максимального затопления, отделяющая нижнюю часть разреза с породами пачки D (преимущественно на юге) от верхней части разреза с породами пачек С и В на севере площади. Лишь только при накоплении отложений пачки А уровень моря достиг того же уровня, что и при накоплении пачки D. Период высокого стояния уровня, зафиксированный на всей площади

толщей трансгрессивных и относительно глубоководных осадков с поверхностью максимального затопления, завершился довольно внезапно резким падением уровня моря. Накопление осадков пачки С произошло на севере площади, в области, которая во время накопления отложений пачки D была относительно глубоководной впадиной. Причем рельеф дна был довольно сильно дифференцирован — подводные склоны карбонатной банки пачки D имели крутой уклон, в отличие от пологих биогерма и верхнего склонов банки. Во время накопления пород пачки С юг площади представлял собой островную сушу. Соответственно, конфигурация палеобереговой линии и батиметрия определяли форму и положение биогермных построек, которые из-за высокой крутизны склонов острова стали развиваться в непосредственной близости к палеоберегу. Внутренняя граница развития биогермов пачки С практически совпадает

с перегибом нижнего склона пачки D и его переходом к подножию банки. Уровень воды лишь частично перекрывал зону нижнего склона карбонатной банки пачки D. Отложения пачки С отсутствуют на палеоподнятиях: на карбонатной банке пачки D на юге площади и на синхронных ей водорослевых холмах в открытом море на севере.

Породы пачки В накапливались в условиях более высокого стояния уровня моря, чем при накоплении пачки С, но на юге, юго-востоке и востоке в это время продолжала оставаться островная суша. Море на этом этапе затопило нижний и верхний склоны карбонатной банки пачки D. Поскольку отложения пачки С заполнили зону, бывшую относительно глубоководьем при накоплении отложений пачки D, а поднявшийся уровень моря затопил довольно пологие нижний и верхний склоны карбонатной банки, батиметрия бассейна во время седиментации пород пачки В оказалась нивелированной, слабоконтрастной. Фациальные обстановки на всей площади сохранялись достаточно близкие и взаимозаменялись при каждом незначительном подъеме или падении уровня. В связи с этим пачка В характеризуется наиболее сложным строением. Находясь в промежуточном положении между пачкой С, построенной преимущественно баундстоунами, и пачкой А, построенной преимущественно грейнстоунами, в пачке В примерно в равных долях

представлены баундстоуны и грейнстоуны, как переслаивающиеся в разрезе, так и быстро сменяющие друг друга по латерали.

Породы пачки А накапливались в условиях еще более высокого стояния уровня моря, чем при накоплении пачки В, а тем более пачки С. Тем не менее, на самом юго-востоке оставалась осушенной крупная карбонатная постройка пачки D. Море на этом этапе затопило нижний, верхний склоны и большинство органогенных построек карбонатной банки пачки D.

По результатам сейсмофациального анализа и анализа сейсмических атрибутов установлены границы зон замещения коллекторов пачек D, С и А, прослежены границы органогенных построек в пачках С и В. По скважинным данным определены непроницаемые перемычки толщиной от 1,1 м до 24,1 м между пачками А+В и С, от 2,6 м до 15 м между пачками С и D. Наличие непроницаемых перемычек, разделяющих продуктивные отложения пласта P_{1a-5} на несколько гидродинамически изолированных объектов, подтверждается исследованиями керна, отобранного из интервала перемычек и не имеющего признаков нефтегазонасыщенности. Так, на рисунке 5 представлены фотографии керна в ультрафиолетовом свете, отобранного в интервале перемычки между пачками С и D.

В результате проведенного анализа ВНК с учетом комплексирования всех

промысловых данных, таких как испытания скважин, ПГИ, ГДИС, трассерные исследования и гидропрослушивания, было выделено три самостоятельных продуктивных объекта (пачки А+В, пачка С, пачка D). В пачках А+В околонушено три залежи нефти, в пачке С — пять залежей нефти и в пачке D — четыре залежи нефти. Во всех залежах установлены горизонтальные ВНК (рис. 6).

Детализация геологического строения на основе всего комплекса данных позволила в каждой из продуктивных пачек провести геометризацию залежей нефти с учетом особенностей геологического строения. Так, в пачках D и С установлено наличие литологических «карманов» с зажатой водой на гипсометрическом уровне выше установленного ВНК. На рисунке 7 продемонстрирован разрез скважины 225, вскрывшей «литологический» карман с зажатой водой. Также важным стало выявление отдельных литологических тел — биогермных построек, гидродинамически изолированных друг от друга, что подтверждается данными испытаний скважин.

На рисунке 8 представлены разрезы, проходящие через изолированную биогермную постройку, вскрывшую скважиной 236, в которой по ГИС установлен нефтенасыщенный коллектор до а.о. -2 182,1 м, в интервале а.о. -2 182,1–2 184,6 м неясный характер насыщения, ниже а.о. -2 194,6 м вода, а при испытании интервала а.о. -2 178,3–2 182,5 м получен

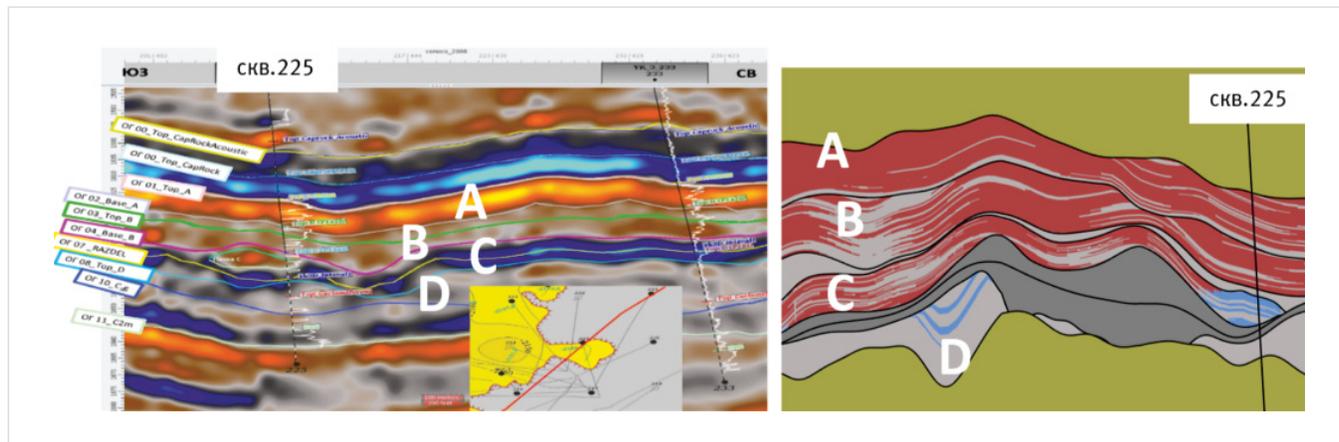


Рис. 7. Разрез скважины 225: а — сейсмический временной разрез; б — геологический разрез
Fig. 7. Well 225 section: a – seismic time section; b – geological section

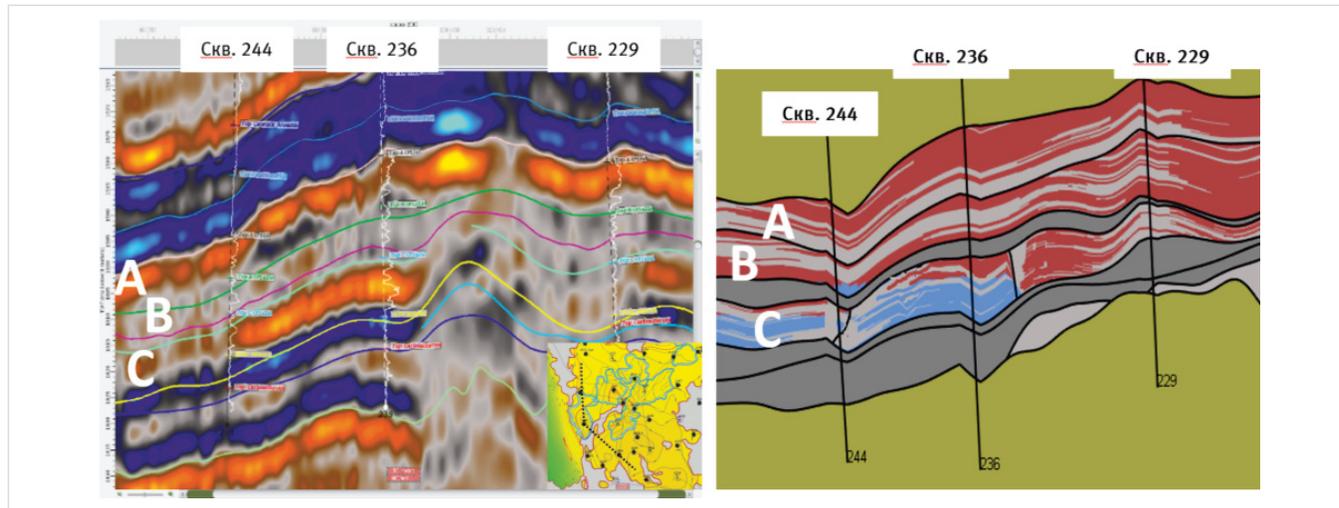


Рис. 8. а — сейсмический временной разрез; б — геологический разрез
Fig. 8. a – seismic time section; b – geological section

приток нефти с водой дебитом 19,2 м³/сут (29 % нефти, 71 % воды). ВНК в скв. 236 установлен на а.о. -2 185,5 м по подошве верхнего прослоя коллектора, в котором проведена перфорация, при этом за пределами биогермной постройки ВНК установлен на уровне — 2 204 м.

Итоги

Обобщение всей имеющейся геолого-геофизической информации по пласту P_{1a-5} позволило:

- восстановить условия осадконакопления, выявить по разрезу и площади наиболее перспективные участки для скопления УВ осадков;
- создать модель обстановок осадконакопления в интервале каждой пачки;
- объяснить фиксируемые по скважинам резко отличающиеся уровни ВНК;
- выделить 12 залежей нефти и установить для каждой залежи горизонтальные ВНК;
- выявить зоны разобщения, обосновывающие наличие нескольких гидродинамических систем.

Выводы

В комплексе с данными по керну, палеонтологических и биостратиграфических исследований, ГИС, результатов петрофизической и седиментологической интерпретации ГИС, результатов испытаний и эксплуатации скважин удалось создать отличную от предыдущих геологическую модель нижнепермских отложений и решить проблему положения начального ВНК.

Новая концептуальная геологическая модель ассельско-сакмарских отложений была успешно реализована в трехмерной цифровой модели, что позволило существенно уточнить запасы рассматриваемого месторождения.

Литература

1. Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В., Ларионова З.В., Ласкин В.М., Галкина Л.В., Довжикова Е.Г., Ермакова О.Л., Костыгова П.К., Куранова Т.И., Москаленко К.А., Панкратов Ю.А., Петренко Е.Л., Попова Е.В., Сурина А.И., Шабанова Г.А. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт //

Ухта, Республика Коми. 2000. 67 с.

2. Пилосова Т.С. Отчет «Подсчет запасов нефти рассматриваемого месторождения». Архангельск: 1998. 300 с.
3. Фоссум Б., Сноу Дж., Гийю И., Хромова И.Ю., Черницкий А., Глебов А. Переобработка сейсмических и каротажных данных, повторная интерпретация и геостатистическая инверсия дают более детальное представление о месторождении Южно-Хыльчю // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка. Москва. 2006. SPE-103586-MS.
4. Постников Е.В., Топорков В.Г. Отчет «Пересчет геологических и извлекаемых запасов нефти, растворенного и свободного газа и сопутствующих компонентов». Тверь: 2011. 301 с.
5. Хромова И.Ю. Отчет по результатам выполнения научно-исследовательских работ по теме: «Переинтерпретация материалов сейсморастворки МОГТ-3Д с учетом сиквенс-стратиграфического анализа данных сейсморастворки». Москва: 2020. 110 с.

ENGLISH

Results

Generalization of all available geological and geophysical information on the P_{1a}-P₁₅ formation allowed:

- to reconstruct the sedimentation conditions, to identify the most promising areas for hydrocarbon sediment accumulation by section and area;
- to create a model of sedimentation settings in the interval of each unit;
- to explain the sharply different levels of OWC recorded in wells;
- to identify 12 oil deposits and establish horizontal OWC for each deposit;
- to identify zones of isolation, justifying the presence of several hydrodynamic systems.

References

1. Nikonov N.I., Bogatsky V.I., Martynov A.V., Lariionova Z.V., Laskin V.M., Galkina L.V., Dovzhikova E.G., Ermakova O.L., Kostygova P.K., Kuranova T.I., Moskalenko K.A., Pankratov Yu.A., Petrenko E.L., Popova E.V., Surina A.I., Shabanova G.A. Timan-Pechora sedimentation basin. Atlas of geological maps. Ukhta, Komi Republic: 2000, 67 p. (In Russ).
2. Pilosova T.S. Report "Calculation of oil

reserves of the field under consideration".

- Arkhangel'sk: 1998, 300 p. (In Russ).
3. Fossum B., Snow J., Guillou I., Khromova I.Yu., Chernitsky A., Glebov A. Seismic and well log reprocessing, re-interpretation and geostatistical inversion yields more detailed view of yuzhno khilchuyu field. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, 2006, SPE-103586-MS. (In Russ).
4. Postnikov E.V., Toporkov V.G. Report "Recalculation of geological and

recoverable reserves of oil, dissolved and free gas and associated components".

- Tver: 2011, 301 p. (In Russ).
5. Khromova I.Yu. Report on the results of research work on the topic: "Reinterpretation of CMP-3D seismic exploration materials taking into account sequence stratigraphic analysis of seismic exploration data". Moscow: 2020, 110 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Атанова Ольга Александровна, ведущий специалист, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
Для контактов: olga.atanova@lukoil.com

Atanova Olga Aleksandrovna, lead specialist, "LUKOIL-Engineering" LLC, Moscow, Russia
Corresponding author: olga.atanova@lukoil.com

Бобровицкая Анфиса Николаевна, ведущий специалист, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

Bobrovitskaya Anfisa Nikolaevna, lead specialist, "LUKOIL-Engineering" LLC, Moscow, Russia

Тимонина Юлия Сергеевна, главный специалист, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

Timonina Yulia Sergeevna, chief specialist, "LUKOIL-Engineering" LLC, Moscow, Russia

Хромова Инга Юрьевна, независимый консультант, ИП «И.Ю. Хромова», Москва, Россия

Khromova Inga Yuryevna, independent consultant, "I.Yu. Khromova" IP, Moscow, Russia

Дорофеев Никита Владимирович, старший менеджер, ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия

Dorofeev Nikita Vladimirovich, senior manager, "LUKOIL" PJSC, Moscow, Russia