

# НОВЫЙ ВЗГЛЯД НА ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПАШИЙСКОГО ГОРИЗОНТА ( $D_3ps$ ) АЗНАКАЕВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

З.А. Лощева<sup>1</sup>, М.Ш. Магдеев<sup>1</sup>, С.Г. Агафонов<sup>1</sup>, М.В. Федотов<sup>1</sup>, О.В. Магдеева<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

<sup>2</sup>НПЦ «Нефтегазовые технологии», Бузульма, Россия

В статье рассматривается построение геологической модели пашийского горизонта Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения нефти. Предлагается использовать фациальный анализ для определения пространственного расположения пластов-коллекторов. Геолого-технические мероприятия (ГТМ) разработки залежи, которые разрабатывались и проводились на основе существующей на сегодняшний день геологической модели, не обеспечивают добычные и экономические показатели. Модель, разработанная с применением фациального анализа и учётом тектонического фактора на основе современных информационных технологий (программный комплекс IgarRMS ROXAR), позволяет изменить философию и методологию поиска остаточных запасов углеводородов в слабодренлируемых и тупиковых зонах.

В пашийское время на территории месторождения накапливались прибрежно-морские и шельфовые фации: волно-прибойной зоны – базальный пласт; лагунной зоны – лагунные глины; приливно-отливной зоны – баровый пласт и приливно-отливной канал (заменяет баровые отложения); забаровой зоны – забаровые глины; фации конусов выноса, которые налегают на забаровые глины. Кроме этого присутствовали речные палеодолины, которые заполнены смешанными фациями речной русловой и волно-прибойной. В течение геологической истории неоднократно происходили тектонические подвижки, которые внесли некоторые изменения в строение отложенных фаций. На первом этапе по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) были проанализированы все скважины Азнакаевской площади, пробуренные на пашийский горизонт, и определён стандартный разрез без осложнений с набором фаций снизу вверх: базальный пласт, лагунные глины, баровый пласт, забаровые глины. С учётом дополнительных фаций, развитых закономерно-спорадически, было выделено 4 типа разреза.

В ходе работы проанализированы данные керн по ФЕС, и построены гистограммы распределения коэффициента пористости, определенного по ГИС, смешанных и приливно-отливных фаций. Полученные результаты подтверждают наличие разных фаций в разрезе. По мнению авторов выполненной работы, вновь созданная геологическая модель позволит с помощью последующего гидродинамического моделирования разработать успешные ГТМ для выработки остаточных запасов нефти, сосредоточенных в слабодренлируемых и тупиковых зонах.

**Ключевые слова:** моделирование, геологическая модель, геофизические исследования скважин, базально-баровый пласт, забаровые глины, русловые отложения, горизонт

**DOI:** <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.4>

**Для цитирования:** Лощева З.А., Магдеев М.Ш., Агафонов С.Г., Федотов М.В., Магдеева О.В. Новый взгляд на геологическое строение пашийского горизонта ( $D_3ps$ ) Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения нефти. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 1. С. 21-26. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.4>

Азнакаевская площадь является составной частью Ромашкинского нефтяного месторождения, выделенной в его составе в самостоятельный объект разработки. Она расположена в восточной краевой части месторождения. С севера и востока за её границу принят внешний контур нефтеносности. На северо-западе она граничит с Чишминской и Ташлиярской, на западе – с Алькеевской и Холмовской, на юге – с Карамалинской площадями.

Разработка пашийского объекта Азнакаевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения началась в 1958 году. На сегодняшний день добыча нефти из пашийского объекта характеризуется резким падением и близкой к критичной обводненностью добываемой продукции. Перед разработчиками стоит задача приостановить падение объемов добываемой продукции (либо уменьшить его градиент) и снизить процент обводнения с целью сохранения рентабельности разработки и достижения установленного КИН.

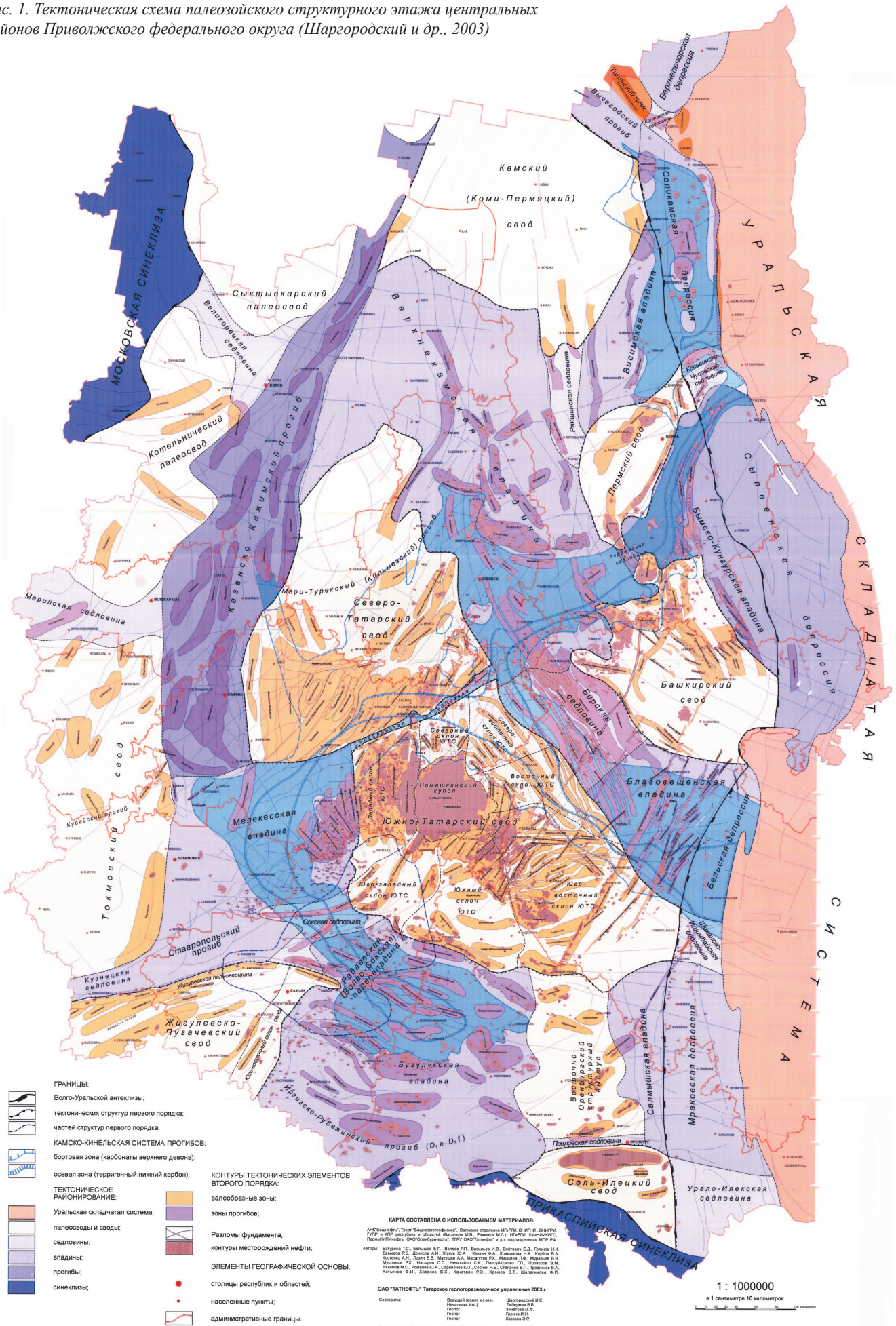
Для решения поставленной задачи было решено провести комплексное геологическое и гидродинамическое моделирование с применением современных технологий (программный комплекс IgarRMS ROXAR).

Применяемые на сегодняшний день геолого-технические мероприятия (ГТМ) по увеличению добычи и снижению обводнения, разработанные на основе существующей геологической модели Азнакаевской площади, не влияют положительно на динамику добычи нефти.

Накопленный за время эксплуатации материал по геологии и разработке промышленных объектов позволил концептуально изменить существующую геологическую модель на основе фациального анализа для распределения пластов коллекторов в отложениях пашийского горизонта, как по разрезу, так и по площади. Для этого рассматривалась последовательность фаций по мере удаления от береговой линии. Смена фаций прослеживалась в условиях устойчивой трансгрессии моря в течение раннепашийского времени, затем в условиях достаточно скоротечной регрессии, которая повлекла за собой размыв части пашийских отложений, и вновь начавшейся трансгрессии в позднепашийское время. При фациальном моделировании учитывалась только энергетическая обстановка. Не принимались во внимание скорость привноса осадков, их минералогический состав, климат и органический мир.



Рис. 1. Тектоническая схема палеозойского структурного этажа центральных районов Приволжского федерального округа (Шаргородский и др., 2003)





В пашийское время на территории месторождения накапливались прибрежно-морские и шельфовые фации, по мере удаления от береговой линии: волно-прибойной зоны – базальный пласт; лагунной зоны – лагунные глины; приливно-отливной зоны – баровый пласт и приливно-отливной канал (заменяет баровый пласт в узкой полосе); забаровой зоны – забаровые глины; фации конусов выноса, которые налегают на забаровые глины. (Селли, 1989). Кроме этого, присутствовали речные палеодолины, которые заполнены смешанными фациями речной русловой и волно-прибойной. В разрезе снизу вверх последовательность фаций повторяет латеральную. В первом случае рассматриваются фации по мере удаления от берега и, как следствие, увеличения глубины, а во втором, с течением времени при трансгрессии, сама береговая линия перемещается на северо-запад, и с увеличением глубины происходит аналогичная смена фаций. В случае расположения скважины в зоне развития речной палеодолины под базальным пластом залегает русловый, а в зоне развития конусов выноса – внутри забаровых глин прослеживаются алевролитовые пласты этих конусов. Из литературы (Мухарский и др., 1975; Амбуллин, Аминов, 1979; Итенберг, 1978; Муромцев, 1984) известно, что внутри пашийского горизонта присутствует разрыв, который делит его на верхний и нижний подгоризонты. Поскольку на размытые отложения муллинского горизонта налегает базальный пласт пашийского горизонта и прослеживается четкая последовательность, определяемая как цикл, после внутривпашийского разрыва аналогичный цикл повторится в той же последовательности.

На сформированную последовательность осадков в течение геологической истории наложился разновозрастные тектонические подвижки, которые внесли некоторые изменения в современный облик разреза, вскрываемого скважинами. Авторами работы на территории залежи с помощью анализа атрибутов кривизны структурной поверхности подошвы репера «верхний известняк», протрассированы нарушения различного генезиса. Хронологическое положение принятой границы позволяет выделить только постпашийские разломы. За это время на территории площади произошло два этапа тектонической активизации, связанные с формированием Предуральского прогиба в кунгурское время и Прикаспийской впадины в юрское время. Первый сформировал нарушения субмеридионального направления, а второй – субширотного (Рис. 1) Все дизъюнктивные нарушения поделены на два типа – межблоковые, с амплитудой вертикального смещения больше 5 метров и внутриблоковые, с амплитудой вертикального смещения менее 5 метров. Межблоковые нарушения сформировались горизонтальными растягивающими напряжениями и образовали пары с провалом межразломной зоны, а внутриблоковые – по типу сбросов или динамопар, оперяющих межблоковые. На первом этапе в геологическую модель загружены только межблоковые разломы.

Вначале были проанализированы разрезы пашийского горизонта во всех скважинах Азнакаевской площади для выделения и оценки суммарной толщины стандартного набора фаций в каждом цикле. Анализ проводился по данным геофизических исследований

Рис. 2. 1-ый тип разреза (базальный пласт + бар)

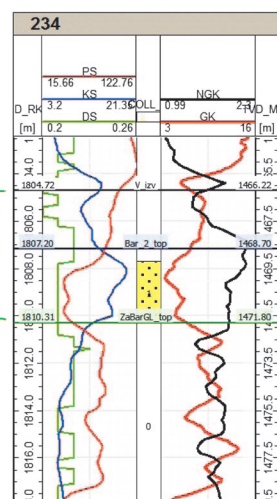


Рис. 3. 2-ой тип разреза (русло + базальный пласт + бар)

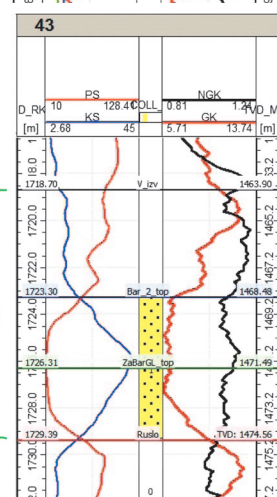


Рис. 4. 3-ий тип разреза (первый или второй тип осложнен разломом)

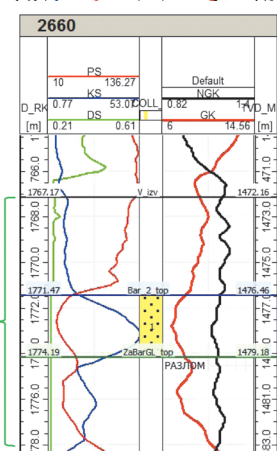
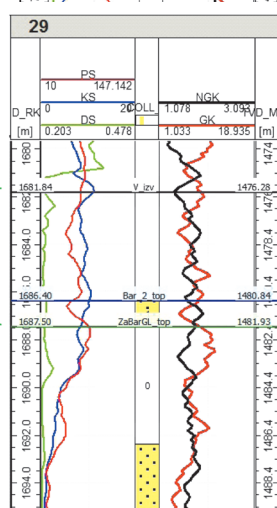


Рис. 5. 4-ый тип разреза (приливно-отливной канал)



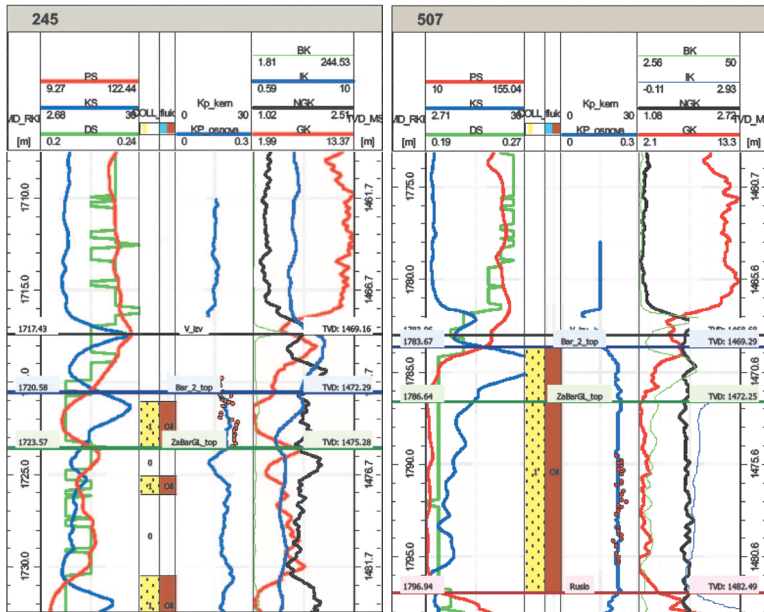


Рис. 6. Планишет ГИС с интервалом отбора керна в базальном и баровом пластах

Рис. 7. Планишет ГИС с интервалом отбора керна в фациях палеорусла

Типы разрезов	К <sub>п</sub> ГИС, %	К <sub>п</sub> керна, %	кол-во обр. К <sub>п</sub>	К <sub>пр</sub> керна, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	кол-во обр. К <sub>пр</sub>
Базальный+бар	19.2	19.8	621	785	510
Палеорусло	20.7	21.3	520	985.5	467

Табл. 1

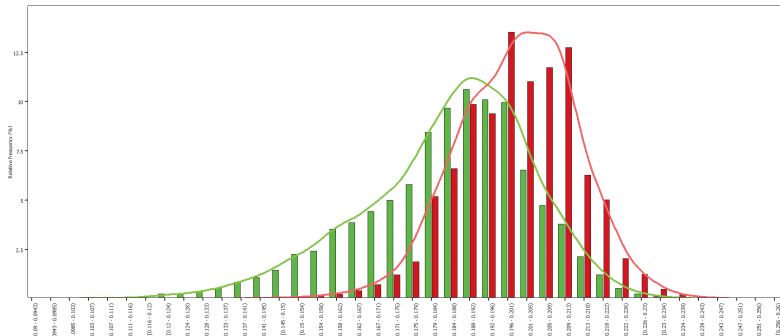


Рис. 8. Сопоставление К<sub>п</sub>, определенных по ГИС, в базально-баровых и русловых отложениях

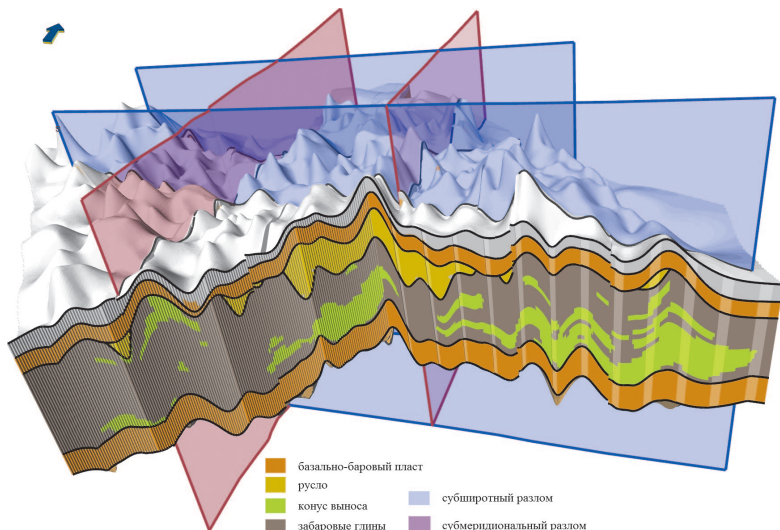


Рис. 9. Геологическая 3Д модель пашийского горизонта (D<sub>3ps</sub>) Азнакаевской площади

скважин (ГИС), в основном использовались данные радиоактивного каротажа (ГК, НГК). В качестве дополнительной информации использовались данные электрических методов. К стандартному набору фаций были отнесены в последовательности снизу вверх: базальный пласт, лагунные глины, баровый пласт и забаровые глины. Кроме них в разрезе присутствуют палеорусла, приливно-отливные каналы, конусы выноса и пересечения скважинами зон разломов, проявляющихся в виде глинизации по трещинам, повторения разреза, милонитизации и катаклаза. Добавления к стандартному разрезу вышеперечисленных изменений, в различных сочетаниях, обусловили необходимость типизации разрезов.

В результате было выделено четыре основных типа разреза (Рис. 2-5). Такая типизация позволила наиболее корректно, на наш взгляд, проследить распространение по площади и в разрезе различных фаций.

Для подтверждения разделения смешанных русловых и волно-прибойных фаций проанализированы результаты исследований керна на предмет изменения фильтрационно-емкостных свойств.

В отложениях, отнесённых к волно-прибойной и приливно-отливной фациям, отобран 621 образец керна в 36 скважинах, по которым определено среднее значение открытой пористости К<sub>п</sub>=19,8 % (по ГИС К<sub>п</sub>=19,2 %), по 510 образцам керна определен коэффициент проницаемости К<sub>пр</sub>=785\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> (Рис. 6)

В смешанных фациях палеорусла отобрано 520 образцов керна в 24 скважинах по 25 интервалам. Среднее значение открытой пористости по керну составляет 21,3 %, по ГИС К<sub>п</sub>=20,7 %. Среднее значение проницаемости по керну составляет 985,5\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> по 467 образцам (Рис. 7).

Анализ керна по фильтрационно-емкостным свойствам подтвердил обоснованность разделения фаций в разрезе (Табл.1).

В результате построения гистограмм распределения К<sub>п</sub> в базально-баровых и русловых отложениях, определенных по ГИС, наглядно показаны различия в ФЕС между данными фациями. Так количество значений К<sub>п</sub> в русловых отложениях с максимальными значениями больше, чем в базально-баровых отложениях (Рис. 8).

На основе проведенных работ с помощью программного комплекса IgarRMS ROXAR создана геологическая модель пашийского горизонта (D<sub>3ps</sub>) Азнакаевской площади (Рис. 9).

Согласно этой модели, представление о строении изучаемого объекта значительно изменилось. Вместо предлагаемого раньше слоистого разреза с пликативным характером поверхностей пластов она представляет собой совокупность различных фаций, закономерно распределённых как по площади, так и по разрезу, осложненную межблоковыми разломами субмеридионального и субширотного простираний (Рис. 10).

По мнению авторов выполненной работы, вновь созданная геологическая модель позволяет изме-





Рис. 10. Карта распространения по площади русловых отложений с наложением субмеридиональных и субширотных разломов

нить методологию и философию выделения остаточных запасов, а в комплексе с гидродинамическим моделированием определить проницаемость дизъюнктивных нарушений, направления флюидоперетоков и с использованием симуляторов разработать успешные ГТМ для выработки остаточных запасов нефти, сосредоточенных в слабодренлируемых и тупиковых зонах.

### Литература

Абдуллин Н. Г., Аминов Л.З. и др. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Т. 3. М: Недра. 1979. 168 с.

Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа скважин. М: Недра. 1978. 389 с.

Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. М: Недра. 1984.

Мухарский Э.Д., Князев С.В., Суханов Н.И., Фаттахов Б.З. Генеральная схема развития добычи нефти горизонтов Д<sub>1</sub> и Д<sub>0</sub> Ромашкинского нефтяного месторождения на период 1976-1990 гг. Отчет о НИР. ТатНИПИнефть, Бугульма. 1975.

Селли Р.С. Древние обстановки осадконакопления (Пер. с англ.). М: Недра. 1989. 296 с.

### Сведения об авторах

*Зоя Андреевна Лоцева* – руководитель Центра Моделирования Инженерного центра, ПАО «Татнефть» Россия, 423458, Альметьевск, ул. Фахретдина, 43

*Марат Шамилович Магдеев* – канд. тех. наук, начальник отдела методического и петрофизического обеспечения Центра Моделирования Инженерного центра, ПАО «Татнефть»

Россия, 423458, Альметьевск, ул. Фахретдина, 43

*Сергей Геннадьевич Агафонов* – ведущий инженер отдела методического и петрофизического обеспечения Центра Моделирования Инженерного центра, ПАО «Татнефть»

Россия, 423458, Альметьевск, ул. Фахретдина, 43

*Михаил Владимирович Федотов* – инженер отдела методического и петрофизического обеспечения Центра Моделирования Инженерного центра, ПАО «Татнефть»

Россия, 423458, Альметьевск, ул. Фахретдина, 43

e-mail: mv\_fedotov@mail.ru

*Ольга Васильевна Магдеева* – канд. тех. наук, начальник отдела разработки, НПЦ «Нефтегазовые технологии» Россия, 423236, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32

Статья поступила в редакцию 30.09.2016;

Принята к публикации 29.11.2016; Опубликована 30.03.2017

## A New Look at Geological Structure of Pashian Horizon (D<sub>3ps</sub>) of Aznakaevskaya Area, Romashkinskoye Oil Field

Z.A. Loshheva<sup>1</sup>, M.Sh. Magdeev<sup>1</sup>, S.G. Agafonov<sup>1</sup>, M.V. Fedotov<sup>1</sup>, O.V. Magdeeva<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tatneft PJSC, Almet'yevsk, Russia

<sup>2</sup>Scientific and Production Centre «Neftegazovye tehnologii», Bugulma, Russia

**Abstract.** This paper considers construction of a geological model for the Pashian Horizon (D<sub>3ps</sub>) of Aznakaevskaya Area, Romashkinskoye Oil Field. Facies analysis is proposed for determination of spatial arrangement of the facies that contain reservoir beds. Development strategy designed and implemented based on the existing geological model does not ensure desired economic and production performance. The new model designed using facies analysis and up-to-date IT tools (IrapRMS ROXAR software package) with account of tectonic factor enables changing the philosophy and the approach to searching for remaining reserves in poorly swept or by-passed zones. During the Pashian, coastal-marine and offshore facies accumulated within the field: wave-cut zone – basal layer; lagoon zone – lagoon clays; intertidal zone – bar layer and tidal channel (replaces bar sediments); behind-bank zone – behind-bank clays, and alluvial fan facies that overly the behind-bank clays. Fluvial palaeovalleys were also present and contained compound fluvial channel and

wave-cut facies. Throughout the geological history, multiple tectonic movements occurred and influenced the architecture of the deposited facies. At the first stage, well logging data were used to analyze each well and describe the standard cross section with the following facies from bottom to top: basal layer, lagoon clays, bar layer, behind-bank clays. Four cross section types were singled out taking into account secondary facies with regular-sporadic development. In the course of the research, core data on reservoir quality were analyzed to confirm separation into compound and intertidal facies. Porosity distribution histograms were also generated based on well logging findings. The authors of this work believe that the new geological model and the subsequent reservoir simulation model will allow to work out a successful production enhancement strategy to recover the remaining oil reserves localized in poorly swept or by-passed zones.

**Keywords:** modeling, geological model, well logging, basal-bar layer, behind-bank clays, channel deposits, horizon

## References

Abdullin N.G., Aminov L.Z. et al. Location pattern and generation conditions of oil and gas formations of Volgo-Uralsk region. Moscow: Nedra. 1979. Vol. 3. 168 p.

Itenberg S.S. Well Logging Interpretation. Moscow: Nedra. 1978. 389 p.

Muharskiy E.D., Knyazev S.V., Sukhanov N.I., Fattahov B.Z. Development of Kynovian and Pashian formations of the Romashkinskoye oil field in 1976-1990. Research report. TatNIPIneft, Bugulma. 1975.

Muromtsev V.S. Electrometric geology of sandbodies – lithological oil and gas traps. Moscow: Nedra. 1984.

Selli R.Ch. Ancient sedimentary environments. Moscow: Nedra. 1989. 296 p.

**For citation:** Loshcheva Z.A., Magdeev M.Sh., Agafonov S.G., Fedotov M.V., Magdeeva O.V. A New Look at Geological Structure of Pashian Horizon (D<sub>3</sub>ps) of Aznakaevskaya Area, Romashkinskoye Oil Field. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 1. Pp. 21-26. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.4>

## About the Authors

*Zoya A. Loshcheva* – Head of the Simulation Center, Engineering Center, Tatneft PJSC

Russia, 423458, Almetyevsk, Fakhretdina St., 43

*Marat S. Magdeev* – PhD in Engineering Sciences, Head of the Methodological and Petrophysical Support Division, Simulation Center, Engineering Center, Tatneft PJSC  
Russia, 423458, Almetyevsk, Fakhretdina St., 43

*Sergei G. Agafonov* – Leading Engineer, Methodological and Petrophysical Support Division, Simulation Center, Engineering Center, Tatneft PJSC

Russia, 423458, Almetyevsk, Fakhretdina St., 43

*Mikhail V. Fedotov* – Engineer, Methodological and Petrophysical Support Division, Simulation Center, Engineering Center, Tatneft PJSC

Russia, 423458, Almetyevsk, Fakhretdina St., 43

e-mail: [mv\\_fedotov@mail.ru](mailto:mv_fedotov@mail.ru)

*Olga V. Magdeeva* – PhD in Engineering Sciences, Head of the Development Department, Scientific and Production Centre «Neftegazovye tehnologii»

Russia, 423236, Bugulma, M. Dzhalilya St., 32

*Manuscript received 30 September 2016;*

*Accepted 29 November 2016; Published 30 March 2017*