

Переинтерпретация моделей строения месторождений на северном крыле Жигулёвско-Самаркинской системы валов и поиск перспективных объектов вдоль разломов в терригенных отложениях девона

Трошкин С.В.¹, Рейтухов К.С.¹, Захарова И.Р.¹, Папухин С.П.², Ильин П.А.²

¹ООО «СамараНИПИнефть», ²АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия
TroshkinSV@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлены два примера пересмотра геологического строения месторождений, расположенных на северном крыле Жигулёвско-Самаркинской системы валов, на основе данных сейсморазведки 3D. Анализ сейсмических исследований позволил уточнить геологическое строение территории и сопутствующих им залежей за счет актуализации сейсмогеологических моделей после бурения новых скважин и результатов региональных работ. Пересмотр моделей строения с антиклинальных на тектонически ограниченные привел к значительному приросту запасов, что экономически целесообразно для месторождений старого фонда с развитой инфраструктурой.

Материалы и методы

Материалы исследования: месторождения нефти и газа Самарской области. Методы исследования: геофизические исследования в скважинах, интерпретация данных сейсморазведки.

Ключевые слова

сейсморазведка, региональный разлом, тектоническое нарушение, модель залежи, взброс, месторождение, надвиг, тектонические подвижки, динамический атрибут

Для цитирования

Трошкин С.В., Рейтухов К.С., Захарова И.Р., Папухин С.П., Ильин П.А. Переинтерпретация моделей строения месторождений на северном крыле Жигулёвско-Самаркинской системы валов и поиск перспективных объектов вдоль разломов в терригенных отложениях девона // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5. С. 17–20. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10102

Поступила в редакцию: 06.10.2020

GEOLOGY

UDC 550.3 | Original Paper

Reinterpretation of models of deposits on the northern wing of the Zhigulevsko-Samarkinsky shaft system search for promising objects along faults in devonian terrigenous deposits

Troshkin S.V.¹, Reytyukhov K.S.¹, Zakharova I.R.¹, Papukhin S.P.², Ilyin P.A.²

¹“SamaraNIPIneft” LLC, ²“Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia
TroshkinSV@samnipi.rosneft.ru

Abstract

In article two examples of revision of a geological structure of the fields located on a northern wing of the Zhigulyovsk and Samarkinsky system of shafts on the basis of data of seismic exploration 3D are reviewed. The analysis of seismic studies made it possible to clarify the geological structure of the territory and the associated deposits due to the updating of seismogeological models after drilling new wells and the results of regional work. The revision of building models from anticlinal to tectonically limited ones led to a significant increase in reserves, which is very economically feasible for deposits of the old fund with a developed infrastructure.

Materials and methods

Research materials: oil and gas fields of the Samara region.
Research methods: geophysical research in wells, interpretation of seismic survey data.

Keywords

seismic exploration, regional fault, tectonic disturbance, reservoir model, upthrust, field, thrust, tectonic movements, dynamic attribute

For citation

Troshkin S.V., Reytyukhov K.S., Zakharova I.R., Papukhin S.P., Ilyin P.A. Reinterpretation of models of deposits on the northern wing of the Zhigulevsko-Samarkinsky shaft system search for promising objects along faults in devonian terrigenous deposits. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 17–20 (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10102

Received: 06.10.2020

Поддержание добычи и максимальное раскрытие потенциала действующих месторождений являются одними из значимых приоритетов АО «Самаранефтегаз» в области разведки и добычи на суше.

В современных условиях при снижении ресурсной базы возрастает ценность добываемого углеводородного сырья из старого фонда месторождений с развитой инфраструктурой. Такие месторождения требуют серьезной переоценки с целью установления истинных остаточных ресурсов.

В связи с этим закономерно возникает потребность в восполнении ресурсной базы на изученных месторождениях. Поскольку данное направление является перспективным, была поставлена цель: уточнить геологическую модель известных месторождений с помощью данных сейсморазведки 3D на конкретных примерах, что и является предметом рассмотрения в данной статье. Так как на крупных тектонических валах Самарской области содержится более 75 % начальных извлекаемых запасов нефти промышленных категорий, участки на переинтерпретацию были выбраны на северном крыле Жигулёвско-Самаркинской системы валов.

Пример переинтерпретации Ново-Ключевского месторождения

Начальные этапы разведки и разработки Ново-Ключевского месторождения удовлетворялись простой антиклинальной моделью залежи по всем основным пластам. После проведения исследований МОГТ 3D-модель значительно изменилась. В ООО «СамараНИПИнефть» планомерно ведется работа по трассированию региональных разломов 1, 2 и 3 порядка по всей территории области. Было установлено, что Мухановский разлом проходит через площадь работ. После проведенной дополнительной обработки материалов сейсморазведочных работ удалось выявить разлом и успешно его закартировать. Новая модель позволяет предположить больший объем запасов при прежней площади залежи, так как эффективные толщины пластов остаются максимальными вплоть до разрывного нарушения, а не плавно сокращаются, как в случае пластово-сводовой залежи (рис. 1).

В скважинах 21 и 22 Кожемякских увеличена мощность турней-девонских отложений, в то время как все вышележащие толщи во всех скважинах выдержаны, такие особенности распределения осадков указывают на тектонические подвижки (рис. 2).

Если предположить, что территория Ново-Ключевской площади развивалась в слаботектонодинамических условиях до бибриковского времени, то возникает вопрос к двум областям, где отмечается значительное разрастание мощности девонских отложений; если представить, что произошел надвиговой взброс в пределах Ново-Ключевской структуры, то объясняется как наличие депрессии с увеличенными толщинами к северу от структуры, так и существование малоамплитудной синеклизы к югу от поднятия. Разлом в волновом поле прослеживается до поверхности турнейского яруса.

По предварительным данным, за счет изменения модели прирост извлекаемых запасов составил 25 %.

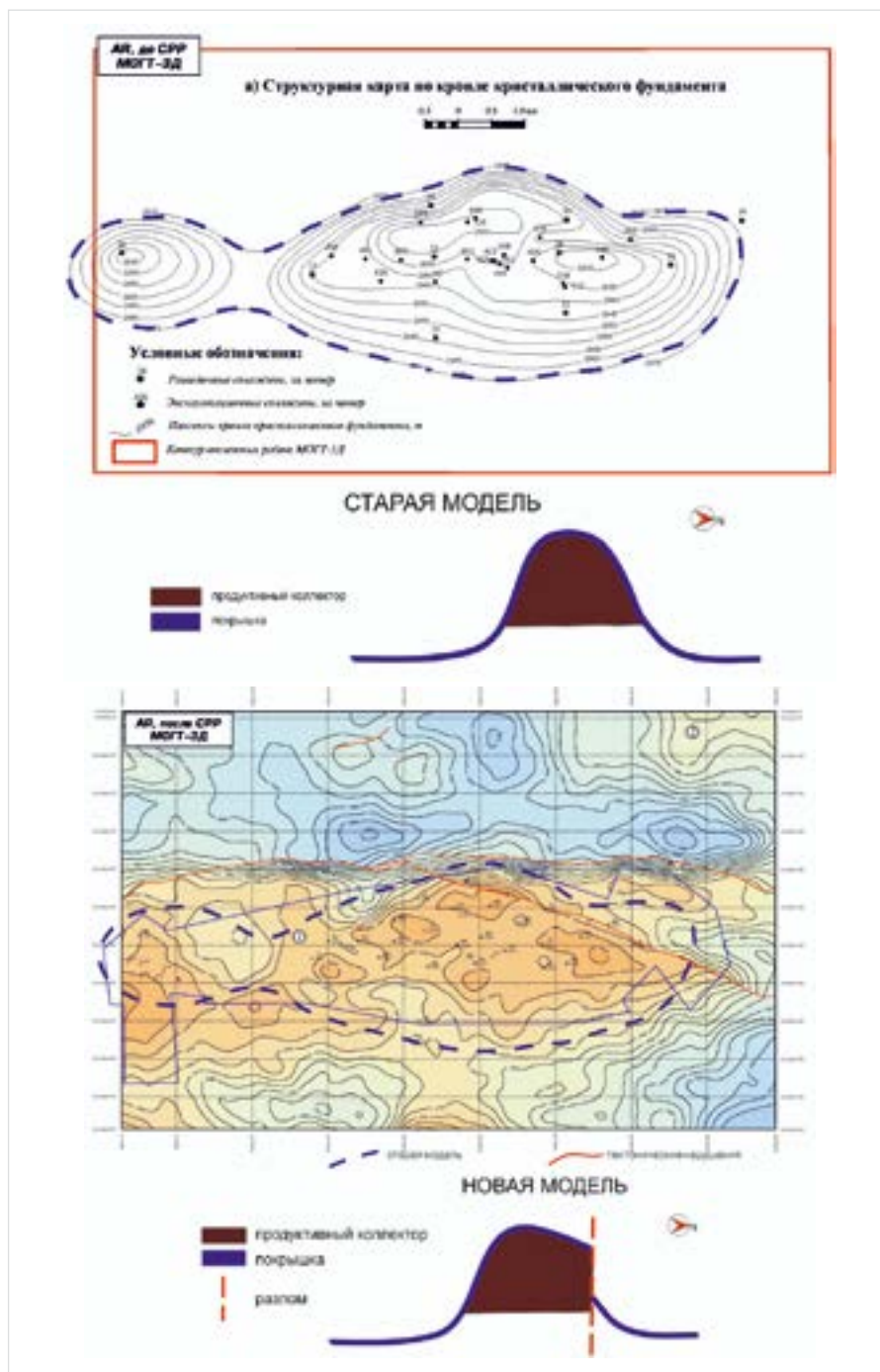


Рис. 1. Сравнение старой и новой модели Ново-Ключевского месторождения
Fig. 1. Comparison of old and new models of Novo-Klyuchevskoye oilfield

Пример переинтерпретации Хилковско-Алакаевского месторождения

Следующей была рассмотрена Хилковско-Алакаевская площадь. Анализ скважинной информации позволил предположить наличие разрывного нарушения, которое осложняет залежь. На корреляционной схеме скважины 634 и 647 Хилковские находятся в зоне увеличения девонских отложений, что косвенно указывает на разлом.

На выполненной ранее модели осадконакопления без влияния тектонического фактора выделены необъяснимые зоны увеличенных толщин. По региональным работам было спрогнозировано, что в пределах площади должен находиться разлом, который в итоге был прослежен по сейсморазведочным работам [1]. Таким образом, получается, что скважины 634 и 647 пробурены в пределах

лежащего крыла надвига, что объясняет их непродуктивность, тогда как остальные — в куполе надвига, где и сформировалась тектонически ограниченная залежь.

По старым данным было сложно уточнить положение разлома, по новым данным — применение процедур препроцессинга позволило решить эту проблему, то есть уточнить положение разлома (рис. 3).

Анализ атрибутивных горизонтальных и вертикальных срезов подтверждает наличие разлома. По предварительным данным, за счет изменения модели прирост запасов составил 30 % извлекаемых запасов.

В ходе работ на Ново-Ключевской и Хилковско-Алакаевской площадях был подтвержден региональный разлом, осложненный, в свою очередь, мелкими тектоническими нарушениями. Анализ полученной

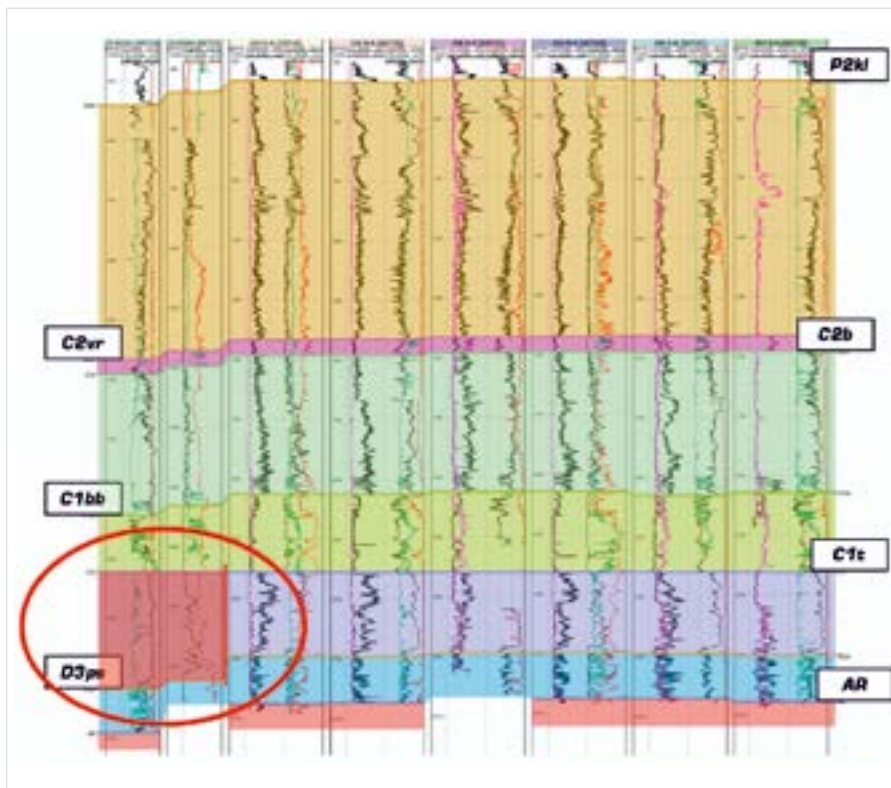


Рис. 2. Корреляционная схема по линии скважин 21, 22 — Кожемякские; 640, 534, 498, 535, 496, 497 — Ново-Ключевские
Fig. 2. Correlation diagram of wells 21, 22 – Kozhemyaksky; 640, 534, 498, 535, 496, 497 – Novo-Klyuchevsky

информации и данных региональных работ показал, что именно к этому крупному элементу приурочено большое количество месторождений (рис. 4).

После проведения описанных выше работ на этапе обработки и интерпретации на новом Южно-Уваровском ЛУ была изначально учтена разломная модель строения месторождения [2, 3].

Проанализированы данные скважин, пробуренных до девона, их на этой площади мало, они позволили предположить наличие разрывного нарушения за счет увеличенных толщин в скважине № 56.

Анализ временных разрезов подтвердил наличие разрывного нарушения и позволил предположить наличие надвиговой структуры. По полученным атрибутивным картам и срезам установлено, что разлом прослеживается до поверхности турнейского яруса.

На основании полученных данных, была рассчитана потенциальная модель вероятных залежей в пределах Южно-Уваровской площади в девонских отложениях. По динамическим атрибутам выделены перспективные зоны с вероятно улучшенными коллекторскими свойствами. Так как верхняя часть разреза изучена значительным объемом бурения, интерес вызывают девонские отложения. Вдоль разлома по отражающим горизонтам девона выделяется перспективное поднятие (рис. 5).

Выполнен подсчет ресурсов категории Д0. Общий прирост после изменения модели залежи составил 25 % по одному месторождению. По контуру структуры имеются данные глубокого бурения, в которых выявлены признаки пласта коллектора водонасыщения. Однако все эти скважины находятся вне оптимальных условий [4, 5].

Итоги

Прирост извлекаемых запасов на трех участках за счет пересмотра модели строения месторождения составил 25–30 %. Вдоль регионального разлома выявлено около 10 крупных и средних месторождений нефти, недропользователем которых является АО «Самаранефтегаз», даже при сохранении величины прироста примерно 20 % при пересмотре моделей на тектонически ограниченные суммарный прирост составит не менее 6–7 млн т в пределах месторождений с развитой инфраструктурой.

Выводы

Применение сейсморазведки 3D позволило существенно уточнить геологическое строение глубоких девонских горизонтов, закартировать протяженные тектонические нарушения, которые ранее не удавалось достоверно выделить.

Дальнейшее развитие данного направления: соединение всех съемок 3D и данных региональных исследований в единую модель, где можно увидеть региональный характер даже малоамплитудных тектонических нарушений, которые сложно достоверно картировать на отдельных блоках; оптимизация точек поисково-разведочного и сети эксплуатационного бурения.

Литература

1. Методическое руководство по использованию разрезов сейсморазведки МОГТ в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ в Куйбышевско-Оренбургском Заволжье. М.: ИГиРГИ, 1981.
2. Астратти В.О.Д., Кларк Э.Б.С., Толл Б. Обнаружение мелких разломов и трещин с помощью сейсмических данных // Нефтегазовое обозрение. 2012. № 24.
3. Игнатьев С.Ф. Сложное выделение разрывных нарушений и их влияние на формирование залежей углеводородов на территории Оморинского лицензионного участка. 2012.
4. Левянт В.Б., Хромова И.Ю., Козлов Е.А., Керусов И.Н., Касеев Д.Е., Колесов В.В., Мармалевский Н.Я. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. М.: ЦГЭ, 2010. 250 с.
5. Методические рекомендации по анализу рисков геологоразведочных проектов. 2012.

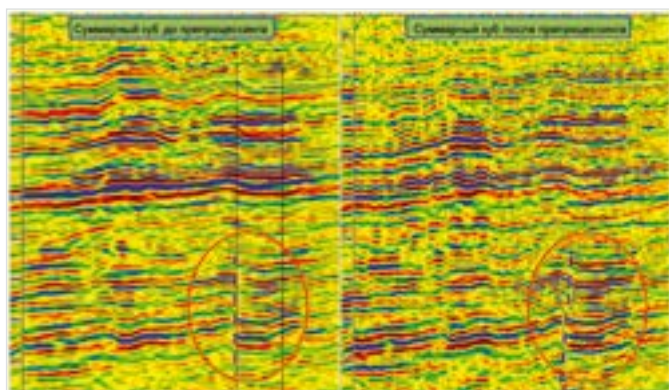


Рис. 3. Результат препроцессинга входных сейсмограмм
Fig. 3. Result of preprocessing the input seismograms



Рис. 4. Обобщение данных по региональному разлому
Fig. 4. Synthesis of regional fault data

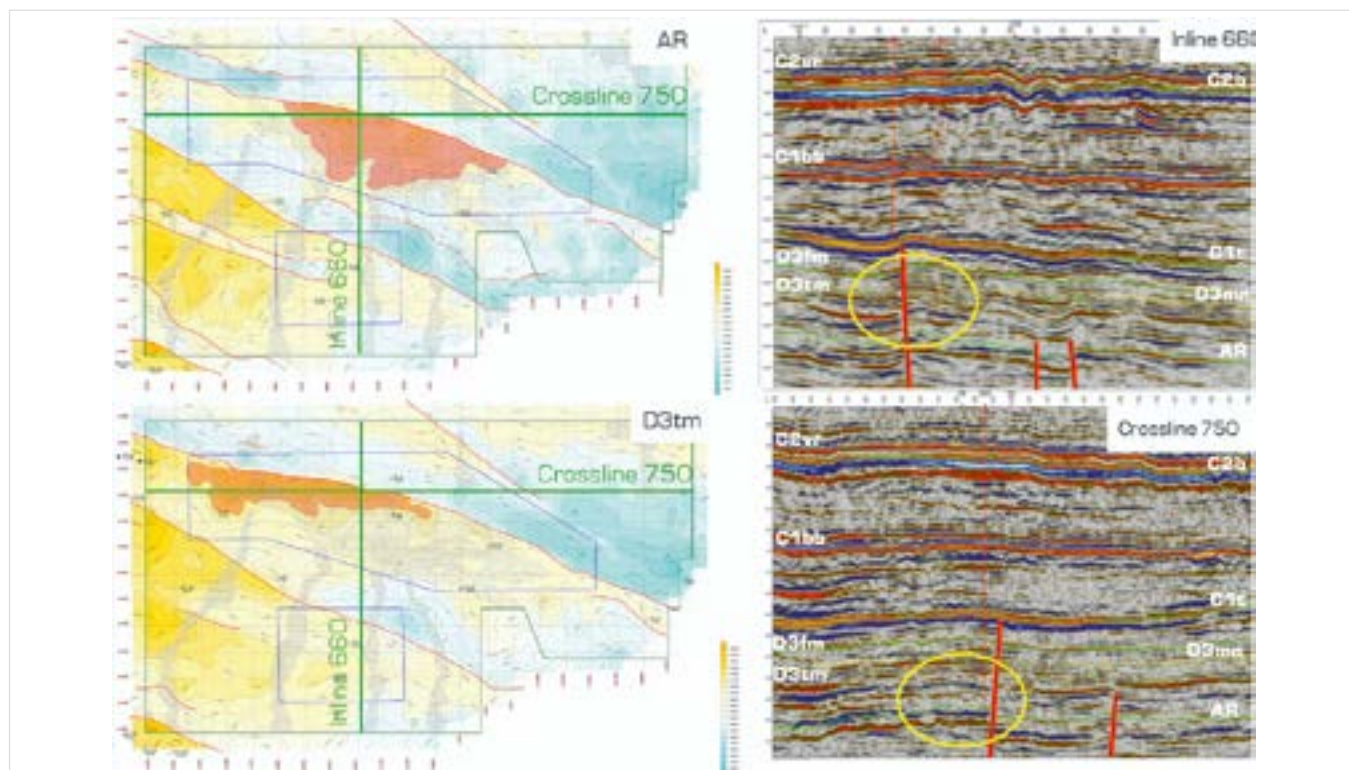


Рис. 5. Перспективные объекты. Южно-Уваровская площадь
Fig. 5. Perspective objects. South Uvarovskaya Sqarea

ENGLISH

Results

The increase in recoverable reserves in three areas due to a revision of the model of the field structure amounted to 25–30 %. Along the regional fault, about 10 large and medium oil fields were identified, the subsoil user of which is AO “Samaraneftegaz”, even while maintaining an increase of about 20 % when revising models for tectonically limited, the total increase will be at least 6–7 million tons, within fields with developed infrastructure.

Conclusions

Application of seismic exploration 3D allowed to specify significantly a geological structure of the deep Devonian horizons, to zakartirovat extended tectonic violations which didn't manage to be allocated authentically earlier. Further development of this direction this connection of all shooting of 3D and these regional researches in uniform model where it is possible to see regional character even of low-amplitude tectonic violations which difficult authentically to map on separate blocks.

References

1. Methodological guide to the use of seismic survey sections in the practice of prospecting for oil and gas in the Kuibyshev-Orenburg Zavolzhye. Moscow: Igirgi, 1981. (In Russ)
2. Astratti V.O.D., Klark E.B.S., Toll B. Detection of small faults and cracks using seismic data, Oil and Gas review, 2012, issue 24.
3. Ignatiev S. F. Complex identification of discontinuous faults and their impact on the formation of hydrocarbon deposits on the territory of the Omorinsky license area. 2012. (In Russ)
4. Levant V.B., Hromova I.Yu., Kozlov E.A., Kerasov I.N., Kashcheev D.E., Kolesov V.V., Marmalevskij N.Ya. Guidelines for the use of seismic data for calculating hydrocarbon reserves in the conditions of carbonate rocks with fracture-cavern porosity. Moscow: CGE, 2010, 250 p. (In Russ)
5. Guidelines for risk analysis of exploration projects. 2012. (In Russ)

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Захарова Ирина Равилевна, инженер 1 категории отдела комплексной интерпретации сейсморазведочных данных ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Трошкин Сергей Викторович, начальник отдела комплексной интерпретации сейсморазведочных данных ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Для контактов: TroshkinSV@samnipi.rosneft.ru

Рейтухов Константин Сергеевич, к.г.-м.н., заместитель генерального директора по региональной геологии и ГРП ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Папухин Сергей Петрович, к.т.н., начальник управления ГРП, ресурсной базы и лицензирования АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Ильин Павел Александрович, заместитель начальника управления ГРП, ресурсной базы и лицензирования АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Zakharova Irina Ravilevna, engineer of the 1st category of the department of integrated interpretation of seismic data “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Troshkin Sergey Viktorovich, head of integrated seismic data interpretation department “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia
Corresponding author: TroshkinSV@samnipi.rosneft.ru

Reityukhov Konstantin Sergeevich, PhD in Geologo-mineralogical sciences, deputy general director for regional geology and GRR “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Papukhin Sergey Petrovich, PhD in Engineering sciences, head of the GRR department, resource base and licensing of “Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia

Ilyin Pavel Alexandrovich, deputy head of the GRR department, resource base and licensing of “Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia