

Гасумов Р.А.

Акционерное общество «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов» (АО «СевКавНИПИгаз»), Priemnaya@scnipigaz.ru; Институт наук о Земле Северо-Кавказского федерального университета, Ставрополь, Россия

Гасумов Э.Р.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Азербайджанский технический государственный университет, Баку, Азербайджан

Минченко Ю.С.

Акционерное общество «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов» (АО «СевКавНИПИгаз»); Институт наук о Земле Северо-Кавказского федерального университета, Ставрополь, Россия, Minchenko.Yuliya@inbox.ru

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ОКСФОРДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ ПРОДУКТИВНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Предложен методический подход к построению геологической модели карбонатных залежей оксфордских отложений одного из газоконденсатных месторождений юга России, позволяющий повысить качество проектирования и мониторинга разработки, а также эффективность управления процессом добычи углеводородного сырья с учетом особенностей генезиса залежей, литологических особенностей, фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных коллекторов и, в конечном итоге - добиться максимально возможного коэффициента отдачи добываемого углеводородного сырья.

По результатам детализационных тематических работ по анализу и обобщению сейсмических материалов в комплексе с данными бурения предложена модель строения оксфордских отложений и юбилейной свиты, как один из возможных вариантов строения залежей. Изложены принципы создания цифровой геологической модели продуктивных залежей на основе геологических и геофизических данных, а также детализационных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д для определения границ зон рассеянных биогермов. На основе всестороннего анализа геолого-промысловых данных разработана постоянно действующая геолого-технологическая модель залежи, позволяющая уточнять геологические запасы углеводородов. Проведен научный анализ сейсмических данных для создания постоянно действующей геолого-технологической модели залежей оксфордских отложений, по результатам которого выполнены основные этапы построения трехмерной геологической модели.

Изложен подсчет запасов углеводородов на основе трехмерной геологической модели, проведено сравнение с исходными данными, определены расхождения и соответствия требованиям действующих нормативных документов. Оценка достоверности модели оксфордских продуктивных отложений производилась на каждом этапе моделирования. Постоянно действующая геолого-технологическая модель выполнена только для продуктивного пласта оксфордских отложений.

Ключевые слова: *сейсморазведочные работы МОГТ-3Д, карбонатная залежь, фильтрационно-емкостные свойства, оксфордские отложения, постоянно действующая геолого-технологическая модель, запасы углеводородов, юг России.*

Введение

Газоконденсатные месторождения (ГКМ) в карбонатных залежах Юга России

характеризуются сложными геологическими и термодинамическими условиями залегания продуктивного: глубина залегания - свыше 5000 м; коэффициент аномальности пластового давления - до 1,4; пластовая температура - до 182°C; низкие коллекторские свойства пласта, требующие для получения промышленных притоков газа создания высоких депрессий; содержание агрессивных компонентов в составе газа: двуокись углерода (до 7% объема мольного) и сероводород (до 0,67% объема мольного) пласта [Ширяева, Маканова, Самойленко, 2010; Конторович, Калинина, 2006; Гасумов, 2018]. Следует заметить, что на ГКМ рассматриваемого района отмечены наибольшие значения толщин карбонатного комплекса келловей-оксфорд-кимериджского возраста (202-347 м).

В геологическом разрезе промышленная газоносность установлена только в верхне-среднеюрских отложениях, выявлены три газоконденсатные залежи: одна связана с карбонатными отложениями оксфорда, две - с терригенными отложениями келловейского яруса; потенциальная газоносность находится в нижней части среднеюрских и нижнеюрских отложений [Трофимов и др., 2018; Гасумов и др., 2017; Жуков, Моторыгин, 2017]. Постоянно действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) выполнена только для продуктивного пласта оксфордских отложений. По типу залежь газа оксфордских отложений пластовая, сводовая, литологически экранированная [Потехин, Путилов, 2014; Закиров, 2001; Лапшин и др., 2000; Салихов и др., 2004].

Объемной имитацией месторождения является ПДГТМ и представляет собой многомерный компьютерный объект, на котором с помощью математических операций проводятся исследования и выполняется прогноз процессов, протекающих при разработке в объеме геологического резервуара. Трехмерная геологическая модель представляет собой объемное поле в координатах X, Y, Z, каждая ячейка которого характеризуется значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород [Трофимов и др., 2018; Макарова, Саркисов, 2001; Нурмухаметов, Владимиров, 2001; Гасумов, Керимов, Харченко, 2018; Скузоватов и др., 2016]. Для разработки небольших ГКМ со сложными горно-геологическими характеристиками использование ПДГТМ позволяет повысить качество проектирования, управления и контроля за разработкой объекта.

Качество цифровой модели продуктивной залежи во многом зависит от используемых сведений о геологической особенности оксфордских отложений, результатов геофизических исследований скважин (ГИС) и обоснованных сейсморазведочных материалов (с границами зоны рассеянных биогермов). В связи чем, возникает необходимость в детальном изучении и обобщении геологических, промысловых, геофизических и др. материалов с целью формирования базы данных о залежи для создания ПДГТМ.

Постановка проблемы

Одной из важных проблем для карбонатных залежей оксфордских отложений разрабатываемого ГКМ является поиск зон, содержащих не выработанные коллекторы. Современным инструментом служит создание и непосредственное применение на практике цифровой модели продуктивной залежи. Разработанная ПДГТМ должна позволить недропользователю в динамике отследить выработку углеводородных запасов, а также планировать геолого-технологические мероприятия на данном месторождении, более обоснованно рассчитывать экономически эффективные варианты разработки месторождений и увеличения газоотдачи продуктивной залежи.

Априорная геологическая модель карбонатной залежи оксфордских отложений в нефтегазоносном районе юга России не объективно отражает реальную ситуацию в связи с недостаточностью использованных исходных данных, показывающих горно-геологическую характеристику рассматриваемых отложений, так как не применялись сведения о детализационных сейсморазведочных работах МОГТ-3Д, включающих полевые наблюдения, обработку и интерпретацию материалов (границы зон рассеянных биогермов). Основанием для сейсмических работ МОГТ-3Д стало геологическое задание недропользователя на проведение детализационных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д для изучения и детализации геологического строения лицензионного участка и подготовки к глубокому бурению нефтегазоперспективных объектов, прогноза их нефтегазоносности и выдачи рекомендаций по размещению разведочного и эксплуатационного бурения.

Для оптимизации модели необходимо изменить методические подходы при её построении путем максимального использования результатов геологических, геофизических, сейсморазведочных, промысловых, лабораторных (керновых) и др. исследований, а также следует адаптировать фильтрационную модель к фактическим данным по истории разработки на основе уточнения ФЕС пласта и варианты разработки для прогнозных расчетов [Шахвердиев, Максимов, Рыбницкая, 2000; Идрисова и др., 2018; Arsalan, Yadav, 2009]. Необходимо также создать цифровую геологическую модель по результатам комплексной интерпретации данных ГИС для формирования входных файлов скважинной информации, загруженной в модель.

Моделирование структурных поверхностей пласта необходимо реализовать с использованием скважинных отбивок, являющихся границами смены стратиграфических и литологических комплексов. Для этого нужно построить структурные поверхности сетки 50×50 м. Структурные поверхности кровли и подошвы рассматриваемых продуктивных пластов следует строить по данным, полученным в результате корреляции и с использованием сейсмических материалов.

Геолого-физические данные получают из геологической модели при экспорте-импорте геологических кубов информации, где файлы содержат информацию о структуре моделируемого объекта в сеточном виде, фильтрационно-емкостных параметрах пласта и первоначальном насыщении коллектора [Скузоватов и др., 2016; Зарипов, Сонич, 2001].

Фазовые переходы газа и газового конденсата для оксфордских отложений моделируют с учетом содержания конденсата в добываемом газе на основании теоретической изотермы конденсации пластовой смеси [Семенов и др., 2006; Смирнов, Волчкова, 2002]. Достоверность цифровой модели карбонатных залежей оксфордских продуктивных отложений оценивают на каждом этапе моделирования.

Методология

Для построения цифровой трехмерной геологической модели карбонатных залежей оксфордских продуктивных отложений использованы: данные геологического изучения района и стратиграфии отложений; контур стратиграфической поверхности кровли толщи оксфордских отложений; оцифрованная информация с карт подсчета запасов; координаты скважин и пластопересечений. Опорным источником информации являются также данные, полученные при интерпретации геоинформационной системы (включающие кровли и подошвы выделенных коллекторов в относительных и абсолютных координатах; коэффициенты пористости и газонасыщенности; петрофизические зависимости; сейсмические поверхности отражающих горизонтов, приуроченных к продуктивному горизонту и др.), сведения детализационных сейсморазведочных работ в формате МГОТ-3D, проведенных по геологическому заданию недропользователя (включающие полевые наблюдения; обработку и интерпретацию материалов; научный анализ сейсмических данных, содержащий анализ полевой системы наблюдений, анализ примененного графа обработки, анализ AVO-атрибутов, анализ методики и результатов интерпретации). Особое внимание уделено стратиграфической привязке целевых горизонтов и выделению перспективных аномалий волнового поля.

Для создания цифровой фильтрационной модели использованы геолого-физические, промысловые и аналитические данные. ФЕС продуктивного пласта определялись лабораторным путем на образцах керна и по данным промыслово-геофизических исследований скважин.

Для построения куба временных разрезов с максимально возможным разрешением волновой картины и уверенной прослеживаемостью отражающих горизонтов на них, на основании тестирования процедур обработки и их параметров выбрана последовательность обработки для максимального результата. Анализ полученного волнового поля на временных

разрезах свидетельствует о том, что примененный граф обработки для построения разрезов является оптимальным и позволил построить разрезы хорошего качества, с достаточно высоким разрешением волнового поля на них. Качество материалов, полученных в результате обработки, соответствует требованиям для решения поставленных геологических задач.

Стратиграфическая привязка целевых отражающих горизонтов производилась на основании данных по скважинам и одномерного моделирования волнового поля на базе акустического каротажа, осуществлялась с учётом стратиграфического расчленения разреза по данным подсчёта запасов и тематических сейсмических работ [Конторович, Калинина, 2006; Гасумов и др., 2017; Смирнов, Волчкова, 2002].

Для перестроения полученных в результате корреляции отражающих горизонтов карт изохрон в структурные карты использовались карты средних скоростей по данным вертикального сейсмического профилирования и бурения. Особое внимание уделено стратиграфической привязке целевых горизонтов и выделению перспективных аномалий волнового поля.

В работе применены современные методы обработки информации и выполнены вычислительные эксперименты по обоснованию основных принципов геологического моделирования карбонатных залежей оксфордских отложений.

Обсуждение

Важнейшим вопросом для создания цифровой модели продуктивной залежи является изучение особенностей геологического разреза карбонатных залежей оксфордских отложений, где установлена промышленная газоносность, в том числе определение ФЕС коллекторов, что позволит смоделировать петрофизический каркас разрабатываемой залежи. ФЕС продуктивного пласта определялись лабораторным путем на образцах керна и по данным ГИС.

В разрезе продуктивной части оксфордских отложений (нижняя толща) по керну и материалам ГИС выделены зоны каверно-порового (с высокими ФЕС) и трещинного типов коллектора. Коллекторы каверно-порового типа приурочены к зоне улучшенных ФЕС, что подтверждается данными исследования керновых материалов. Исследованиями установлено, что промышленные запасы газа сосредоточены в коллекторах каверно-порового типа, где среднее значение открытой пористости по керну в продуктивной части разреза равно 11,7%. При оценке среднеарифметического значения открытой пористости учитывались образцы, значения параметров коллекторских свойств которых выше критических значений.

Анализ геофизических данных показал, что средневзвешенное значение пористости

составило 8,2% (коэффициент пористости определялся по данным измерений собственной поляризации и акустического каротажа). По изучению керновых образцов и интерпретация результатов газодинамических исследований значение проницаемости продуктивной толщи оксфордских отложений изменяется от 0 до $14,8 \times 10^{-3}$ мкм². По материалам ГИС с учетом анализов образцов керна и результатов опробования скважин удалось выделить эффективные газонасыщенные толщины (от 0 до 54 м), где для коллекторов каверно-порового типа за основу принят нижний предел пористости - 3%.

На основании результатов проведенных исследований и обобщения геологических данных построена трехмерная цифровая геологическая модель карбонатных залежей оксфордских продуктивных отложений для решения практических задач по оптимизации разработки ГKM, определения числа разведочных и эксплуатационных скважин, расположения их по площади.

Для качественного моделирования залежи необходимо использовать исходные данные о зоне пониженных скоростей сейсмических волн, материалы с границами зоны рассеянных биогермов в комплексе.

По результатам анализа промысловых материалов для рассматриваемого месторождения удалось установить обширную зону пониженных скоростей сейсмических волн в оксфорд-келловейских отложениях, характеризующихся следующими характеристиками:

- зоны повышенной трещиноватости известняков оксфорда;
- пористые биогермные тела в их толще;
- участки улучшенных коллекторских свойств песчано-алевролитовых пород;
- зоны развития аномально высокого пластового давления.

Определено, что зона пониженных скоростей сейсмических волн имеет вид резко выраженной аномалии, относительный минимум которой смещен к западу от свода складки [Ширяева, Маканова, Самойленко, 2010; Салихов и др., 2004]. Выдвигалось предположение, что участок повышенной пористости и трещиноватости развит по направлению расположенной вблизи зоны пониженных скоростей. Однако позднее часть поисково-разведочных и эксплуатационных скважин в этой зоне оказались непродуктивными, в то время как они пробурены в пределах контура залежи, внутри которой по самой низкой гипсометрии в других скважинах получен промышленный газ.

Целью проведения детализационных сейсмических работ в 3D формате является изучение геологического строения для разработки проекта глубокого бурения поисково-разведочной скважины в карбонатных залежах оксфордских отложениях, прогнозирования их нефтегазоносности и выдачи рекомендаций по размещению разведочных и

эксплуатационных скважин. При анализе сейсмических данных для создания ПДГТМ также использовались результаты ранее выполненных исследований [Гасумов, 2018].

Анализ интерпретации полученных материалов проведен в комплексе с данными бурения и опробования скважин, по которым оценены этапы построения трехмерной геологической модели. Определено, что газовая залежь контролируется в меньшей мере структурным, а в основном, литологическим фактором - биогермными телами мощностью до 60 м, залегающими в нижней части оксфордских отложений. Характерной особенностью внутреннего строения оксфордских отложений, наблюдаемой по сейсмической записи 3D, является отсутствие связи между наличием в разрезе биогермов и толщиной как всего интервала оксфорда в целом, так и нижнего, включающего биогермы комплекса. С учётом общетеоретических геологических позиций нижняя карбонатная формация свиты оксфорд отнесена к рифогенной (рифоидной) формации слоистых известняков с рассеянными биогермами [Гасумов и др., 2017].

Границы зоны рассеянных биогермов не связаны с самой складкой, поскольку образование биогермов происходило на субгоризонтальной поверхности в морских условиях. Границы зоны биогермных построек ассоциированы при построении ПДГТМ, как линии выклинивания каверно-поровых коллекторов, а сам биогермный массив рассмотрен как слоистое пластовое карбонатное тело (рис. 1).

Выделение границ зоны рассеянных биогермов по материалам интерпретации 3D сейсморазведки (см. рис. 1) позволяет построить объёмное изображение моделируемой стратиграфической поверхности продуктивного пласта оксфордских отложений. Результаты стратиграфических и литологических исследований улучшают содержание ПДГТМ для практического применения.

По данным исследования керна, преимущественным развитием в продуктивной толще оксфордского комплекса пользуются каверно-поровые и трещинные известняки, в различной степени доломитизированные, слабоглинистые с прослоями мергелей. Наряду с межзерновой пористостью развиты вторичные пустоты с доминированием пор выщелачивания и каверн. Трещинная пористость существенного вклада в эффективную емкость не вносит (составляет десятые доли процента), но играет основную роль в обеспечении фильтрационных свойств коллектора. В разрезе оксфорда рассматривались два типа коллекторов – каверно-поровые и трещинные [Гасумов и др., 2017; Нурмухаметов, Владимиров, 2001; Семенов и др., 2006].

Коллекторов каверно-порового типа выделялись по следующим признакам: наличию глинистой корки, положительным приращениям и уменьшению показаний микрокаротажного зондирования (МКЗ), увеличению механической скорости проходки, изменению геофизических параметров во времени и прямым признакам газонасыщенности.

Рыхлые известняки каверно-порового типа коллектора характеризуются величиной времени проходки $T = 20\text{--}30$ мин/1 м, плотные известняки – 80 мин/1 м.

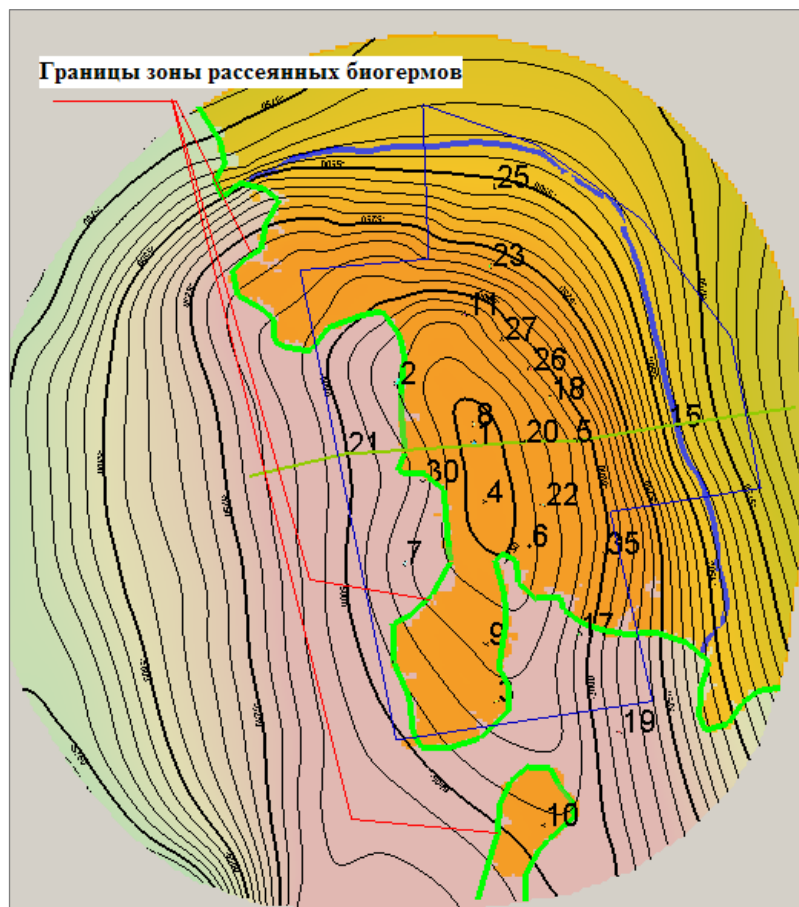


Рис. 1. Схема выделения границ зоны рассеянных биогермов по материалам интерпретации МОГТ-3D сейсморазведки

При оценке ФЕС коллекторов и определении их типов использовался графический метод специализированного конструкторско-технического бюро промысловой геофизики, основанный на построении зависимостей относительного сопротивления (R_p) и коэффициента пористости (K_p) от показаний нейтронного гамма-каротажа для каждой скважины. Проводилось их сопоставление с эталонной зависимостью, характеризующей плотные пласты. Точки, смещенные вниз от линии плотных пластов, соответствовали трещинным коллекторам; вверх и вблизи нее – коллекторы каверно-порового типа. Коэффициент трещинной пористости ($K_{п\ тр}$) рассчитывался по палетке, представляющей собой семейство зависимостей параметра трещинной пористости ($R_{п\ тр}$) от коэффициентов трещинной ($K_{п\ тр}$) и коэффициентов блоковой ($K_{п\ бл}$) пористостей [Жуков, Моторыгин, 2017].

Для определения типа коллектора использовался диагностический коэффициент, который определяется:

$$K_d = \frac{K_{п\text{ общ}} - K_{п\text{ бл}}}{K_{п\text{ бл}}} \quad (1),$$

где $K_{п\text{ общ}}$ - коэффициент общей пористости, доли ед., $K_{п\text{ бл}}$ - коэффициент блоковой пористости, доли ед.

Для каверно-поровых типов коллекторов $K_d \geq 1$.

Коэффициент вторичной пористости ($K_{п\text{ вт}}$) определялся как разница значений коэффициентов общей и межзерновой пористостей:

$$K_{п\text{ вт}} = K_{п\text{ общ}} - K_{п\text{ мз}} \quad (2),$$

где $K_{п\text{ мз}}$ – коэффициент межзерновой пористости, доли ед.

При отсутствии информации по качественным признакам использовались количественные критерии выделения коллекторов, установленные по данным комплексной обработки результатов исследования керна и ГИС в работе: $K_{п\text{ кр}} = 0,03 - 0,04$ доли ед.; $K_{п\text{ тр}}^{\text{кр}} = 0,0005$ доли ед., $K_{во}^{\text{кр}} = 0,80$ доли ед [Гасумов и др., 2017].

Критерии не являются достаточно обоснованными из-за низкой освещенности керном оксфордских отложений.

Для оценки ФЕС карбонатных коллекторов проводилось определение $K_{п}$ по нейтронному, акустическому и электрическому методам. Признаком наличия коллекторов является разница в значениях $K_{п}$, определенных разными методами.

Расчет пористости по нейтронному каротажу производился методом двух опорных пластов и по статистической зависимости двойного разностного параметра нейтронного гамма-каротажа от коэффициента общей пористости $\Delta I_{\text{НГК}} = f(K_{п\text{ общ}})$, полученной для оксфордских отложений.

В качестве опорных при определении $K_{п\text{ общ}}^{\text{НК}}$ использовались плотный известняк $I_{\text{НГКmax}}$ водородосодержанием 0,01-0,012 доли ед. (по данным керна) и аргиллиты, залегающие в подошве оксфорда водородосодержанием 0,35 доли ед. $I_{\text{НГК min}}$.

В показания $I_{\text{НГК}}$ в аргиллитах вводилась поправка, показывающая влияние гамма-активности (показания гамма-каротаж в аргиллитах ~ 12 мкР/ч).

Коэффициент пористости по акустическому каротажу определялся по уравнению «среднего времени»:

$$K_{п\text{ АК}} = \frac{\Delta t_{\text{пл}} - \Delta t_{\text{ск}}}{\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}}} \quad (3),$$

где $\Delta t_{\text{пл}}$, $\Delta t_{\text{ск}}$, $\Delta t_{\text{ж}}$ – интервальные времена пробега продольной волны в пласте, в минеральном скелете и жидкости соответственно, мкс/м;

$\Delta t_{\text{ж}}$ – для изучаемых отложений принято 660 мкс/м в соответствии с условиями залегания

пород оксфорда;

$\Delta t_{\text{ск}} = 155 - 156$ мкс/м, получены в условиях, моделирующих пластовые.

Определение блоковой пористости $K_{\text{п бл}}$ проводилось по электрическому методу с использованием зависимости относительного сопротивления $R_{\text{бл}}$ и коэффициента пористости $K_{\text{п бл}}$, полученной для оксфордских отложений в условиях, моделирующих пластовые ($P = 40$ МПа, $T = 15^\circ\text{C}$):

$$P_n = \frac{0 \cdot 7167}{K_{\text{п бл}}^{2 \cdot 2305}} = \frac{\rho_{\text{бл}}}{\rho_{\text{в}}} \quad (4).$$

Удельное электрическое сопротивление пластовой воды $\rho_{\text{в}}$ принималось равным $0,03$ Ом·м в соответствии с минерализацией пластовых вод $29-191$ г/л и температурой пласта 175°C .

Связь коэффициентов проницаемости $K_{\text{пр}}$ и общей пористости, установленная по данным керна для известняков оксфорда, аппроксимируется уравнением:

$$K_{\text{пр}} = 259,6 \cdot K_{\text{п}}^{1,8166} \quad (5).$$

Расчет коэффициента водонасыщенности проводился с использованием зависимости коэффициента увеличения сопротивления $R_{\text{н}}$ от коэффициента водонасыщенности $K_{\text{в}}$, установленной для верхнемеловых коллекторов Восточного Предкавказья ввиду отсутствия таковой для оксфордских отложений:

$$R_{\text{н}} = \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{вп}}} = \frac{R_{\text{п}}}{R_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{в}}} = \frac{1}{K_{\text{в}}^{1,8}} \quad (6),$$

где $\rho_{\text{п}}$ - удельное электрическое сопротивление пласта, Ом·м;

$\rho_{\text{вп}}$ - удельное электрическое сопротивление пласта при 100% насыщении его водой, Ом·м.

Коэффициент газонасыщенности по каверно-поровым тип коллекторам, определенный по данным ГИС, колеблется в диапазоне $0,75-0,98$ доли ед.

Ввиду того, что трещинные коллекторы имеют низкую межзерновую пористость и газонасыщенность, приуроченную к трещинной пористости, $K_{\text{г}}$ трещинных коллекторов принимался равным коэффициенту трещинной пористости $K_{\text{п тр}}$.

Оценка характера насыщенности по стандартному комплексу ГИС в карбонатных коллекторах затруднительна, проводилась по прямым признакам. Газо-водяной контакт условно принят на гипсометрической отметке минус 5600 м по подошве II продуктивной пачки оксфорда. Результаты комплексной интерпретации данных ГИС использованы при формировании входных файлов скважинной информации, загруженной в модель.

Результаты корреляции скважинных разрезов по всем скважинам при моделировании, обоснование корреляции продуктивных отложений и выделение коллекторов получены с

использованием действующих методик [Потехин, Путилов, 2014; Закиров, 2001]. Корреляция скважинных разрезов в ПДГТМ (создание отбивок горизонтов Well picks) осуществлялась на основе скважинных данных - «Las-файлов». После создания отбивок выполнена проверка скважинных разрезов по профилям, результатом которой стали созданные альбомы профилей корреляции [Трофимов и др., 2018; Гасумов и др., 2017; Arsalan, Yadav, 2009].

При проведении анализа сейсмических данных построена цифровая геологическая модель залежи оксфордских отложений с использованием обоснованных сейсморазведочных материалов с границами зоны рассеянных биогермов [Гасумов и др., 2017; Макарова, Саркисов, 2001; Шахвердиев, Максимов, Рыбицкая, 2000]. Границы зоны биогермных построек ассоциированы как линии выклинивания каверно-поровых типов коллекторов, а сам биогермный массив рассмотрен как слоистое пластовое карбонатное тело.

Результаты проведенных построений показали увеличение площади газоносности вследствие оконтуривания зоны рассеянных биогермов на основе анализа данных сейсморазведочных работ. Выделение подошвы биогермной зоны по данным метода общей глубинной точки 3D привело к уменьшению общей толщины зоны биогермных образований и, соответственно, средней газонасыщенной толщины. Коэффициенты открытой пористости и газонасыщенности также несколько снизились по результатам осреднения параметров ГИС на объемную сетку моделирования.

Основные подсчетные параметры, полученные при геологическом моделировании на основе анализа данных сейсморазведки МОГТ-3D, следующие: площадь газоносности - 29,5 км²; средняя газонасыщенная толщина - 23,8 м; запасы пластового газа - 13,641 млрд. м³; запасы конденсата - геологические - 111 тыс. т (извлекаемые - 94 тыс. т).

В результате полученных изменений произошло увеличение запасов пластового газа на 32%, что привело к выполнению работ по пересчету начальных запасов газа.

Размеры горизонтальных и вертикальных проекций выбраны с учетом общих размеров залежи по осям X, Y, Z и расстояний между скважинами, а также возможностей дальнейших технико-гидродинамических расчетов.

Учитывая возможности дальнейших технико-гидродинамических расчетов, геологическая модель карбонатных газоносных оксфордских отложений строилась по сетке 50×50 м, при детальности геологических построений по вертикали - 100 слоёв (слои имеют неравномерную толщину). Параметры модели продуктивных оксфордских отложений представлены в табл. 1.

Моделирование продуктивного резервуара происходило поэтапно и заключалось в выполнении следующих видов работ: построение структурной модели залежи; создание

фациальной модели; фильтрационно-емкостное моделирование.

Таблица 1

Параметры модели продуктивных оксфордских отложений

Параметры	Размер
Размеры модели, км × км	9 × 6
Размеры сетки (по горизонтали), м	50 × 50
Средняя мощность прослоя, м	1,0
Размеры сетки разбуривания скважин, м	500 × 500
Количество ячеек: X	236
Y	249
Z	100
общее	5876400

В основе структурной модели лежат точки скважинных пластопересечений и оцифрованные изолинии структурных карт, полученные на этапе подготовки исходных данных. Путем использования алгоритмов двумерной интерполяции построены структурные поверхности по кровлям пластов. Структурные поверхности по подошвам пластов строились методом прибавления изохор, полученных по скважинным отметкам.

Моделирование структурных поверхностей проводилось по скважинным отбивкам. При построении структурных поверхностей использовалась сетка 50 × 50 м.

Скважинными разбивками являются границы смены стратиграфических и литологических комплексов. Структурные поверхности кровли и подошвы рассматриваемых пластов построены на основе кровли и подошвы продуктивных пластов, полученных в результате корреляции, и с использованием сейсмических данных.

Объемное изображение моделируемой стратиграфической поверхности и схематический разрез продуктивной толщи оксфордских отложений (рис. 2, 3), выделение границ зоны рассеянных биогермов (см. рис. 1), а также использование геолого-физических, промысловых и аналитических данных позволяет создать цифровую фильтрационную модель высокого уровня.

Геолого-физические данные получены из геологической модели при экспорте - импорте геологических кубов информации с файлами, хранящими данные о структуре моделируемого объекта в сеточном виде, фильтрационно-емкостных параметрах пласта и первоначальном насыщении коллектора.

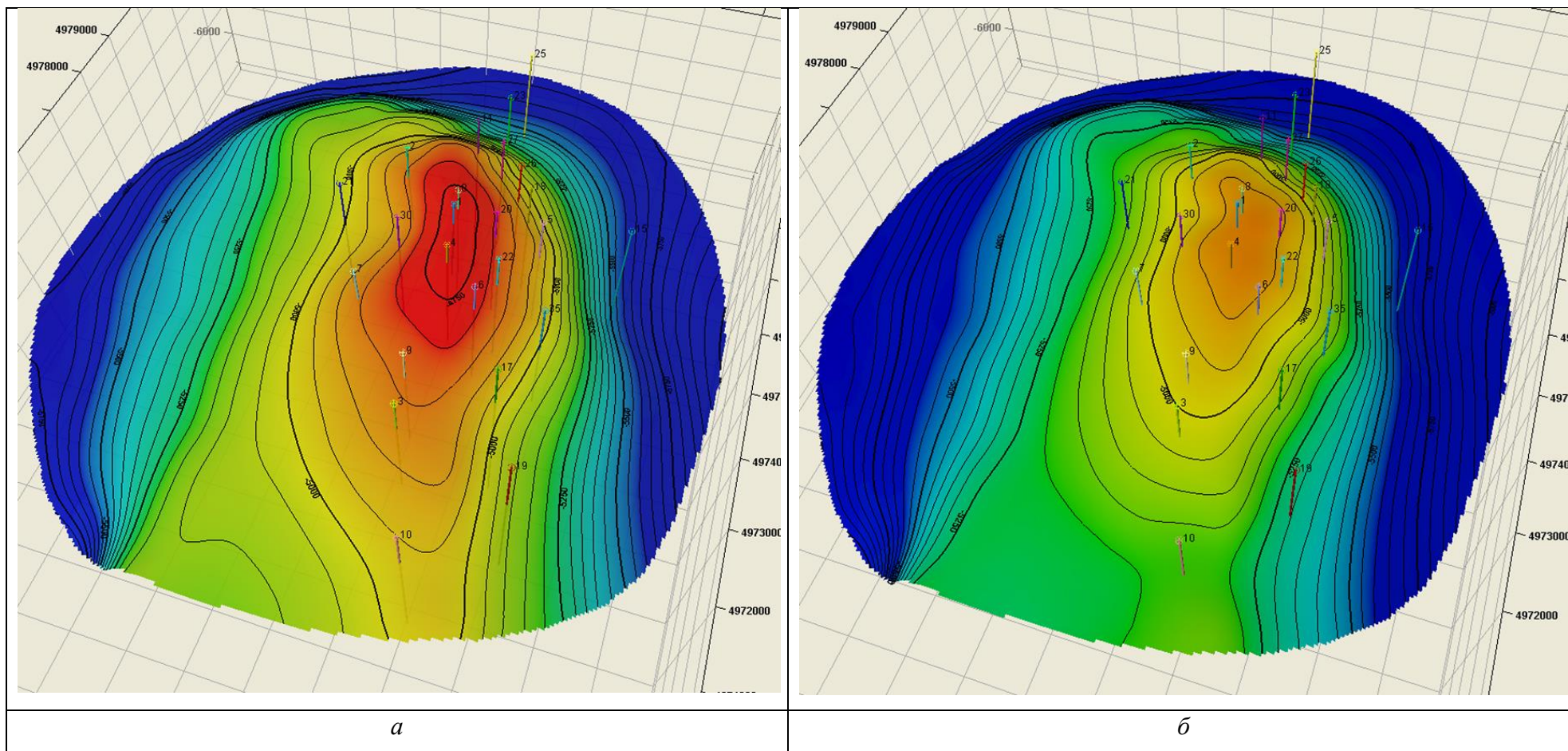


Рис. 2. Объемное изображение моделируемой стратиграфической поверхности продуктивного пласта оксфордских отложений
а) по кровле, б) по подошве.

Промысловые данные содержат единую базу фактических данных по отбору и дебитам углеводородов из залежей и скважин, по замерам пластовых, забойных и устьевых давлений, о сеточных координатах скважин, фактическом и приведенном радиусе, скин-факторе, технологических режимах работы скважин. База данных создана по проектной и отчетной документации на разработку ГКМ, результатам проведенных газодинамических исследований, сведениям о техническом состоянии скважин и режимах их работы.

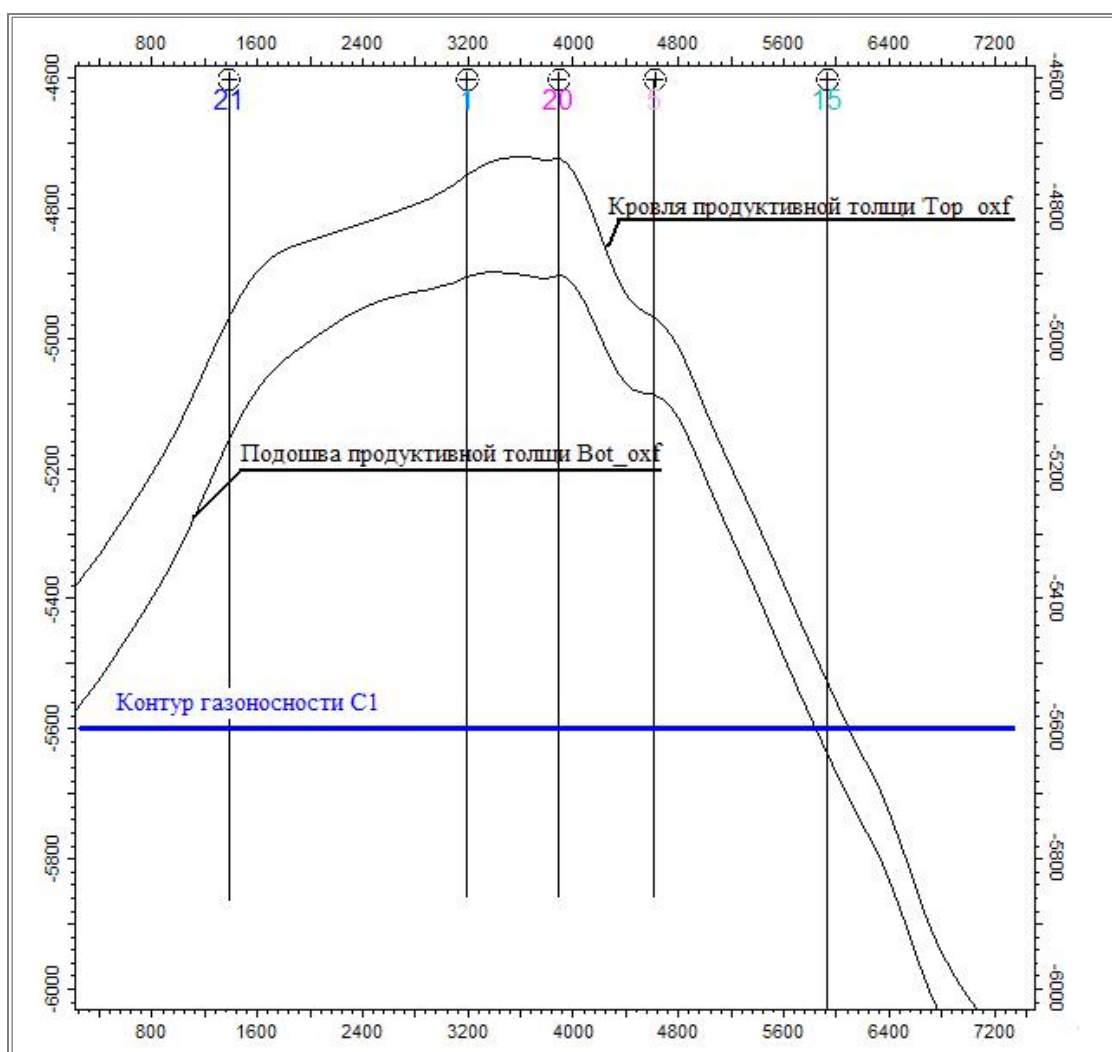


Рис. 3. Схематический разрез продуктивной толщи оксфордских отложений по линии скважин

Аналитические данные, включающие физико-химическую характеристику газа и конденсата, физико-химические свойства пластовой воды, относительные фазовые проницаемости, представлены в работах [Гасумов и др., 2017; Идрисова и др., 2018].

Геолого-геофизические характеристики продуктивных пластов оксфордских отложений представлены в табл. 2.

Залежь оксфордских отложений – газоконденсатная, поэтому для нее выбрана трехфазная модель фильтрации. Использование компонентной модели фильтрации оказалось

неприемлемым в связи с отсутствием необходимых лабораторных исходных данных и достоверных данных истории добычи компонентов пластового флюида.

Таблица 2

Геолого-геофизические характеристики продуктивного пласта оксфордских отложений

Параметры	Объект
	II пласт оксфордских отложений
Средняя глубина залегания, м	-5170
Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	28,6
Площадь газонасыщенности, км ²	13,9
Пористость, дол ед.	0,084
Газонасыщенность, доли ед.	0,91
Проницаемость, $\times 10^{-15}$ м ²	20
Сжимаемость породы, 1/ат	не определялась
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с	не определялась
Плотность газа в поверхностных условиях, кг/м ³	0,770
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	не определялась
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1134,0
Начальное пластовое давление, МПа	77,5
Пластовая температура, °С	182
Начальные геологические запасы газа, млн. м ³	10299
Остаточные запасы газа на 01.01.2012 г.	7773,5

Для достижения поставленных целей использовано 3D моделирование, имеющее полученные из геологической модели размерности. В связи с тем, что количество активных ячеек исходной геологической модели не превосходит максимально допустимое значение, укрупнение геологической модели не производилось.

Тип сетки - Corner Point; общее количество ячеек - $111 \times 139 \times 211$ всего 3255519, активных ячеек - 486678; размеры ячейки - 250×250 м по горизонтали, по вертикали min. 1, max 1 (средний размер 1 м).

Моделируемые интервалы представлены активными ячейками. Модель не разбивалась на регионы по относительным фазовым проницаемостям, которые для гидродинамических расчетов задавались аналитическими формулами Corey-Brooks.

При создании фильтрационной модели оксфордских отложений использована следующая схема моделирования:

- сетка модели и схема выделения слоев импортированы из трехмерной математической геологической модели в секцию GRID;
- свойства пласта импортированы из трехмерной математической геологической модели в секцию GRID;
- свойства пластовых флюидов определены по результатам исследования скважин, модель не разбивалась на регионы по PVT свойствам. Таблицы PVT свойств расположены в

секции INIT и заданы в секции INPUT;

– начальные условия определены при построении трехмерной математической геологической модели и заданы в секции INIT. Сравнение геологических запасов газа - поставленных на Государственный баланс, полученных при построении геологической модели и после импортирования геологической модели в фильтрационную - приведено в табл. 3:

– расположение скважин, их траектории и интервалы перфорации заданы в секции RECU;

– по истории разработки использованы накопленные отборы по годам и изменение пластового (забойного) давления по скважинам. Эти данные подключены в секцию RECU с помощью специально сформированных файлов.

Таблица 3

Сравнение геологических запасов газа, полученных при построении геологической модели и после импортирования геологической модели в фильтрационную

Балансовые запасы, млн. м ³	Запасы, полученные при геологическом моделировании, млн. м ³	Запасы, полученные после импортирования геологической модели в фильтрационную, млн. м ³	Расхождение между геологической и фильтрационной моделями, %
<i>Оксфордские отложения</i>			
10 299	10 538	10 252	2,7

Поскольку лабораторные данные о капиллярных давлениях и относительных фазовых проницаемостях отсутствуют, то графические зависимости относительных фазовых проницаемостей получены аналитическим путем и представлены на рис. 4.

Критические точки: движение газа начинается при достижении газонасыщенности величины 0,15; движение воды в газовой фазе - при достижении фракционной величины 0,25.

Капиллярное давление на границе «свободной воды» в начальном статическом состоянии принято равным нулю. После проведения расчетов выполнен анализ полученных результатов и адаптация фильтрационной модели к истории разработки.

Фильтрационная модель корректировалась итеративным способом до достижения соответствия расчетного забойного давления историческим данным при соответствии расчетного отбора газа фактической величине (рис. 5). Фазовые переходы флюидов (газа и газового конденсата) для оксфордских отложений моделировались заданием содержания конденсата в добываемом газе на основании теоретической изотермы конденсации пластовой смеси [Лапшин и др., 2000].

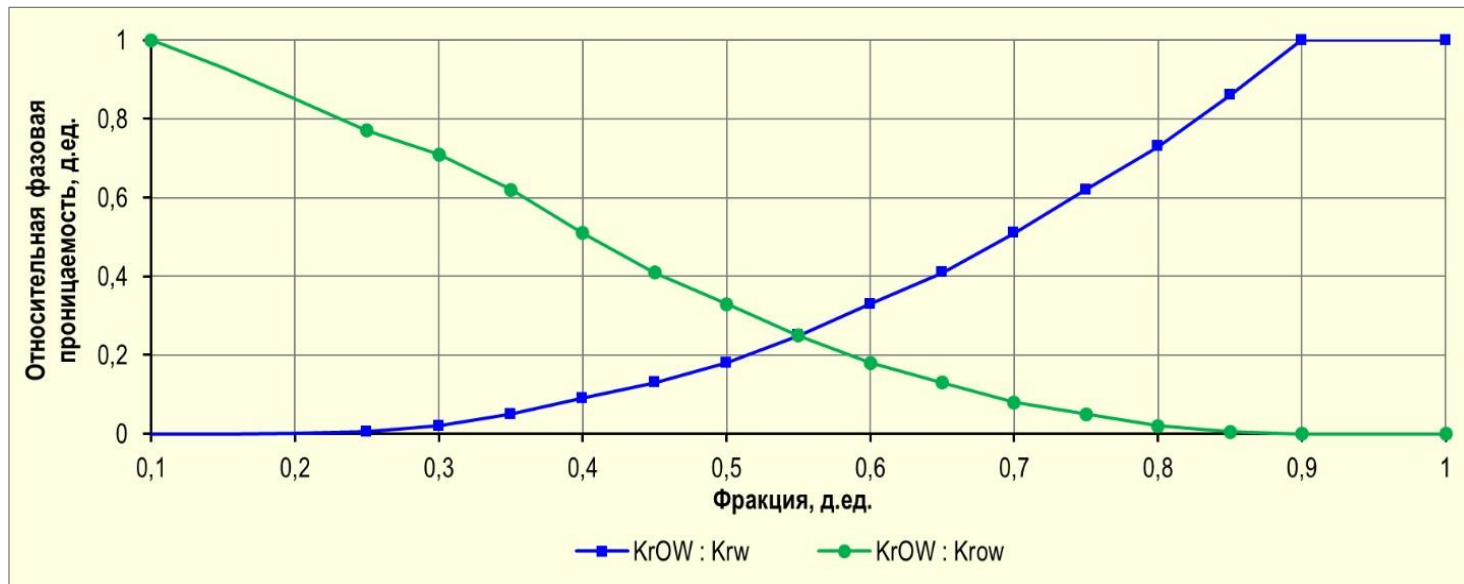


Рис. 4. Графические зависимости относительной фазовой проницаемости в системе газ - вода для оксфордских отложений

На рис. 6 представлены смоделированные данные о состоянии газонасыщенности в плане и на разрезе по линии А-А. Материалы, приведенные на рис. 1, 2, 6, послужили основой построения цифровой модели залежи. Изменение газонасыщенности в процессе разработки не происходило, что соответствует газовому режиму разработки месторождения.

Достоверность цифровой модели оксфордских продуктивных отложений оценивалась на каждом этапе моделирования.

Заключение

1. Установлено, что характерной особенностью внутреннего строения оксфордских отложений, наблюдаемой по сейсмической записи МОГТ-3D, является отсутствие связи между наличием в разрезе биогермов и толщиной как всего интервала оксфорда в целом, так и нижнего, включающего биогермы, комплекса. Используемые обоснованные сейсморазведочные материалы с границами зоны рассеянных биогермов позволили построить цифровую геологическую модель. Границы зоны биогермных построек ассоциированы как линии выклинивания каверно-поровых типов коллекторов, а сам биогермный массив рассмотрен как слоистое пластовое карбонатное тело.

2. Данные сейсморазведочных работ МОГТ-3Д и анализ полученного волнового поля на временных разрезах свидетельствует о том, что примененный граф обработки для построения разрезов является оптимальным и позволяет построить разрезы хорошего качества с достаточно высоким разрешением волнового поля на них. Все материалы соответствуют требованиям для выполнения основных этапов создания трехмерной геологической модели.

При построении ПДГТМ осуществлялось уточнение полученных ранее результатов за счет применения современных программных средств вычисления - программы моделирования геологического резервуара. Оценка достоверности модели оксфордских продуктивных отложений производилась на каждом этапе моделирования.

3. Границы зоны рассеянных биогермов не связаны с самой складкой, поскольку образование биогермов происходило на субгоризонтальной поверхности в морских условиях.

4. Предложен методический подход к построению геологической модели карбонатных залежей оксфордских отложений одного из ГКМ юга России, позволяющей повысить качество проектирования скважин, контролировать разработку ГКМ и управлять ею, определять число разведочных и добывающих скважин, расположенных на площади месторождения.

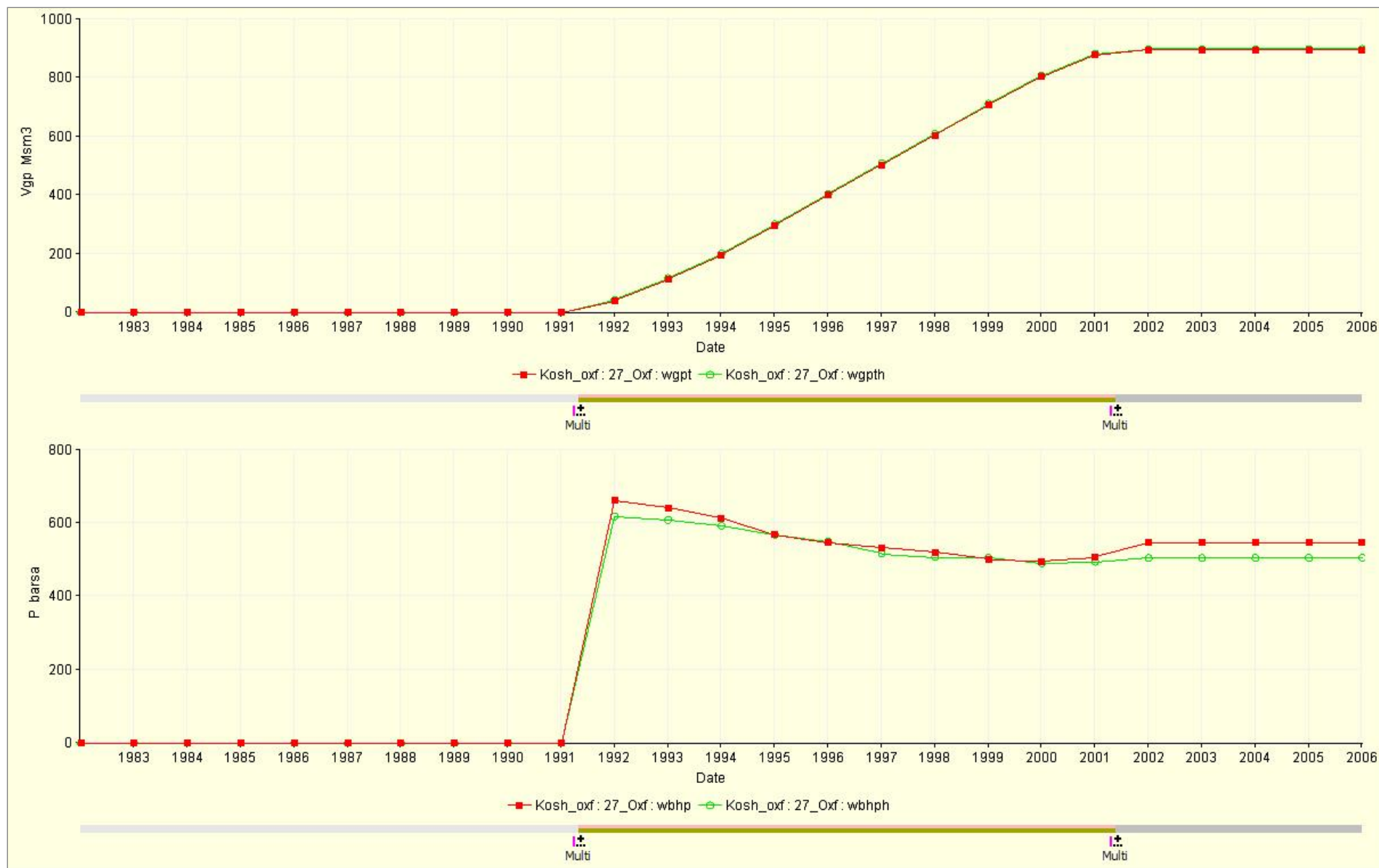


Рис. 5. Графики адаптации изменения забойного давления (нижний график) от накопленного отбора (верхний график) по скважине

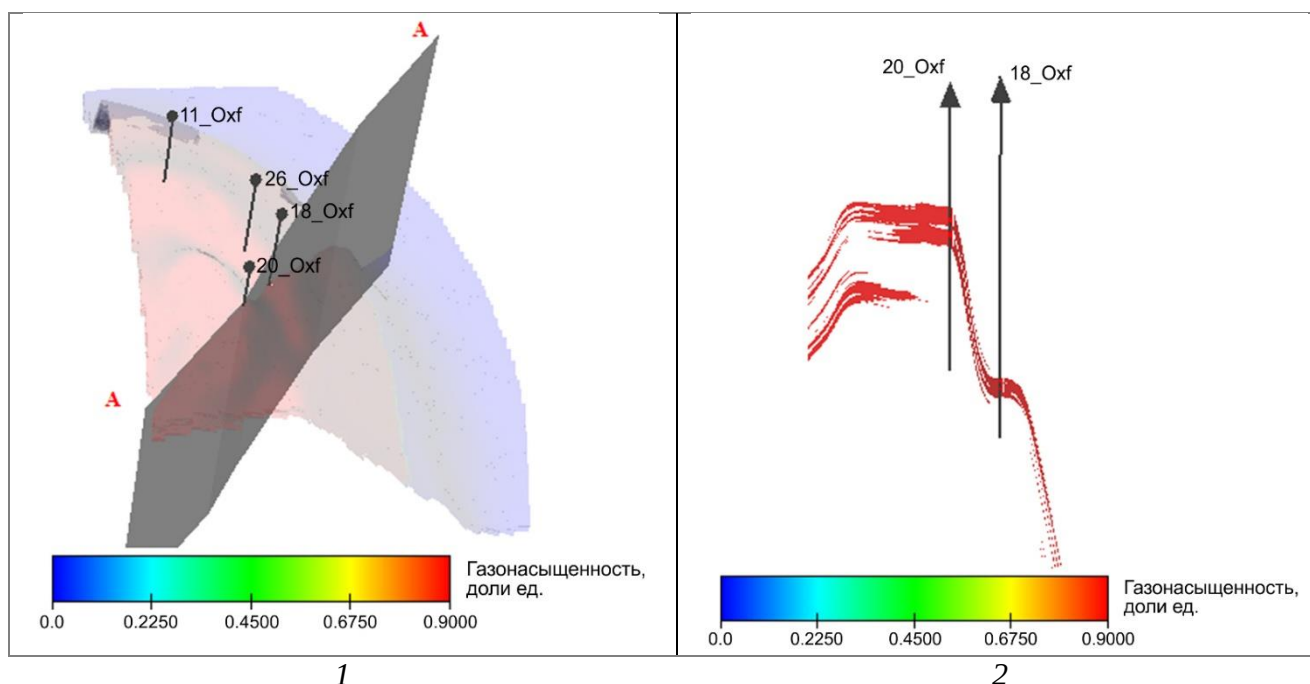


Рис. 6. Схемы состояния поля газонасыщенности в плане и на разрезе по линии А-А

1 - поле газонасыщенности (гидродинамический параметр), 2 - разрез по линии А-А.

5. Подсчет запасов УВ разработанной трехмерной цифровой геологической модели и сравнение его с исходными величинами, дает расхождение, не превышающее 3%, что удовлетворяет требованиям действующих нормативных документов.

6. Фильтрационная модель адаптирована к фактическим данным по истории разработки на основе уточнения ФЕС пласта и настроена для прогнозных расчетов вариантов разработки.

Литература

Гасумов Р.А. Причины отсутствия притоков пластовых флюидов при освоении скважин малых месторождений (на примере хадум-баталпашинского горизонта) // Записки Горного института - 2018. - Т. 234. - С. 630-636.

Гасумов Р.А., Гридин В.А., Копченков В.Г., Галай Б.Ф., Дудаев С.А. Исследования горно-геологических условий для проведения геологоразведочных работ в Предкавказье // Записки Горного института. - 2017. - Т. 228. - С. 654-661.

Гасумов Р.А., Керимов И.А., Харченко В.М. О непроницаемости глинистых коллекторов малых месторождений // Нефтепромысловое дело. - 2018. - № 8. - С. 46-52.

Жуков В.С., Моторыгин В.В. Влияние различных видов пористости на скорости упругих волн и электропроводность коллекторов Чаяндинского месторождения // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». - 2017. - №2 (30).

Закиров С.Н. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. - М.: Трааль, 2001. - 303 с.

Зарипов О.Г., Сонич В.П. Влияние литологии пород-коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов // Геология и геологоразведочные работы. - 2001. - №9. - С. 18-21.

Идрисова С.А., Тугарова М.А., Стремичев Е.В., Белозеров Б.В. Цифровой керн. Комплексирование данных петрографических исследований карбонатных пород с

результатами изучения керн // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. - 2018. - №2(8). - С.36-41.

Конторович В.А., Калинина Л.М. Условия формирования и модель геологического строения келловей-оксфордских отложений в зоне замещения морских отложений континентальными (на примере Чузиско-Чижаской зоны нефтегазоаккумуляции // Геология нефти и газа. - 2006. - Вып. 5. - С. 2-13.

Лапшин В.И., Елфимов В.В., Сайфеев Т.А., Ильин А.Ф. Методические основы экспериментального исследования фазовых превращений газожидкостных систем сложного состава // Газовая промышленность. Серия: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - 2000. - 37 с.

Макарова Е.С., Саркисов Г.Г. Основные этапы трехмерного гидродинамического моделирования процессов разработки месторождений природных // Нефтяное хозяйство. - 2001. - № 7. - С. 31-33.

Нурмухаметов Р.С., Владимиров И.В. Исследование гидродинамического взаимодействия между системой трещин и пористыми блоками при воздействии со стороны нагнетательной скважины на трещинно-пористый коллектор // Нефтепромысловое дело. - 2001. - №1. - С. 31-34.

Потехин Д.В., Путилов И.С. Количественное обоснование параметров многовариантного моделирования для повышения достоверности трехмерных геологических моделей нефтяных месторождений // Территория НЕФТЕГАЗ. - 2014. - № 2. - С. 20-23.

Салихов И.М., Шавалиев А.М., Низаев Р.Х., Сидоров С.В., Кульмамиров А.Л., Лисин А.С. Проблемы и принципы построения трехмерных геологических и гидродинамических моделей нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. - 2004. - № 7. - С. 23-26.

Семенов В.В., Мельник И.А., Питкевич В.Т., Сокова К.И., Солонин А.М. Исследование низкоомных коллекторов с использованием данных кернового материала // Геофизика. - 2006. - № 2. - С.42-47.

Скузоватов М.Ю., Глинских В.Н., Варакина И.В., Родякин С.В., Кугаколов С.А. Оценка емкостных свойств продуктивных горизонтов венда Ангара-Ленского и Левобережного месторождений по комплексу ГИС и петрофизических исследований // Технологии сейсморазведки. - 2016. - № 3. - С. 48-56.

Смирнов О.А., Волчкова Т.Н. Построение геолого-геофизической модели карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии // Каротажник. - 2002. - Вып. 102. - С. 105-120.

Трофимов Д.М., Райкунов Г.Г., Евдокименков В.Н., Захаров А.И., Шуваева М.К., Серебряков В.Б., Нагорная И.А. Решение современных проблем нефтегазовой геологии дистанционными методами. - М.: Инфра-Инженерия, 2018. -124 с.

Шахвердиев А.Х., Максимов М.М., Рыбичкая Л.П. Моделирование залежей нефти с позиции системной оптимизации процессов // Нефтяное хозяйство. - 2000. - №12. - С. 19-23.

Ширяева И.В., Маканова Г.В., Самойленко И.Ю. Сейсмофациальный анализ нижнемеловых отложений северо-восточной части Азовского моря с целью поиска нефтегазоперспективных объектов // Геология, география и глобальная энергия. - 2010. - №3. - С. 195-200.

Arsalan S., Yadav A. Application of extended elastic impedance: A case study from Krishna-Godavari Basin, India // The Leading Edge. - 2009. - 28. - С. 1204-1209.

Gasumov R.A.

North Caucasus Scientific Research Design Institute of Natural Gases (JSC "SevKavNIPIgaz"), Priemnaya@scnipigaz.ru; Institute of Earth Sciences of North-Caucasus Federal University, Stavropol, Russia

Gasumov E.R.

Azerbaijan State University of Oil and Industry; Azerbaijan Technical State University, Baku, Azerbaijan

Minchenko Yu.S.

North Caucasus Scientific Research Design Institute of Natural Gases (JSC "SevKavNIPIgaz"), Priemnaya@scnipigaz.ru; Institute of Earth Sciences of North-Caucasus Federal University, Stavropol, Russia, Minchenko.Yuliya@inbox.ru

ANALYSIS OF GEOLOGICAL FEATURES OF OXFORDIAN SECTION TO DEVELOP A DIGITAL MODEL FOR PRODUCTIVE STRATA

The article proposes a methodological approach to the development of a geological model for Oxfordian carbonate section of one of the gas condensate fields in the south of Russia. It makes it possible to improve the quality of design and monitoring of gas condensate field development as well as the efficiency of managing the process of hydrocarbon production. Taking into account the reservoir genesis peculiarities, lithological features, filtration-capacity reservoir, finally target is to achieve the maximum possible recovery factor of the produced hydrocarbons. Based on the results of detailed works on the analysis and generalization of seismic data in combination with drilling results, a model for the Oxfordian section structure was proposed as one of the possible options for the studied structure. Principles of a digital geological model development for productive strata on the basis of geological and geophysical data, 3D detailed seismic exploration, including field observations, processing and interpretation of several data (with the boundaries of the zone of diffused bioherms) are stated. A three-dimensional geological model-based calculation of hydrocarbon reserves is presented, a comparison is made with the initial data, discrepancy and compliance with the requirements of the current regulatory documents is determined. The reliability assessment of the Oxfordian productive strata of the model was carried out at each stage of the modeling. A permanent geological and technological model was developed only for the productive of Oxfordian section.

Keywords: 3D detailed seismic exploration, carbonate reservoir, Oxfordian strata, geological and technological model, hydrocarbon reserves, filtration and capacity properties, south of Russia.

References

Arsalan S., Yadav A. Application of extended elastic impedance: A case study from Krishna-Godavari Basin, India. *The Leading Edge*, 2009, vol. 28, pp. 1204-1209.

Gasumov R.A. *Prichiny otsutstviya pritokov plastovykh flyuidov pri osvoenii skvazhin malykh mestorozhdeniy (na primere khadum-batalpashinskogo gorizonta)* [Reasons for the lack of reservoir fluid inflows during the development of wells of small fields (by example of the Khadum-Batalpashin level)]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2018, vol. 234, pp. 630-636.

Gasumov R.A., Gridin V.A., Kopchenkov V.G., Galay B.F., Dudaev S.A. *Issledovaniya gorno-geologicheskikh usloviy dlya provedeniya geologorazvedochnykh rabot v Predkavkaz'e* [Studies of geological conditions for exploration in the Ciscaucasia]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2017, vol. 228, pp. 654-661.

Gasumov R.A., Kerimov I.A., Kharchenko V.M. *O nepronitsaemosti glinistyykh kollektorov malykh mestorozhdeniy* [On the tightness of clay reservoirs of small fields]. *Neftepromyslovoe delo*, 2018, no. 8, pp. 46-52.

Idrisova S.A., Tugarova M.A., Stremichev E.V., Belozarov B.V. *Tsifrovoy kern. Kompleksirovanie dannykh petrograficheskikh issledovaniy karbonatnykh porod s rezul'tatami izucheniya kerna* [Digital core. Combining data from petrographic studies of carbonate rocks with

the results of core studies]. PRONEFT". Professional'no o nefti, 2018, no.2(8), pp.36-41.

Kontorovich V.A., Kalinina L.M. *Usloviya formirovaniya i model' geologicheskogo stroeniya kellovey-oksfordskikh otlozheniy v zone zameshcheniya morskikh otlozheniy kontinental'nykh (na primere Chuziksko-Chizhapskoy zony neftegazonakopleniya* [Formation conditions and model of the geological structure of the Callovian-Oxford section in the zone of substitution of continental sequences (by example of the Chuzik-Chizhap oil and gas accumulation zone)]. *Geologiya nefti i gaza*, 2006, issue 5, pp. 2-13.

Lapshin V.I., Elfimov V.V., Sayfeev T.A., Il'in A.F. *Metodicheskie osnovy eksperimental'nogo issledovaniya fazovykh prevrashcheniy gazozhidkostnykh sistem slozhnogo sostava* [Methodological foundations for the experimental study of phase transformations of the composite gas-liquid systems]. *Gazovaya promyshlennost'*. Seriya: Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy, 2000, 37 p.

Makarova E.S., Sarkisov G.G. *Osnovnye etapy trekhmernogo gidrodinamicheskogo modelirovaniya protsessov razrabotki mestorozhdeniy prirodnikh* [The main stages of three-dimensional hydrodynamic modeling of the development of hydrocarbon accumulations]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2001, no.7, pp. 31-33.

Nurmukhametov R.S., Vladimirov I.V. *Issledovanie gidrodinamicheskogo vzaimodeystviya mezhdu sistemoy treshchin i poristymi blokami pri vozdeystvii so storony nagnetatel'noy skvazhiny na treshchinno-poristyy kollektor* [Investigation of the hydrodynamic interaction between a system of fractures and porous blocks exposed to a fractured porous reservoir from the injection well]. *Neftepromyslovoe delo*, 2001, no.1, pp. 31-34.

Potekhin D.V., Putilov I.S. *Kolichestvennoe obosnovanie parametrov mnogovariantnogo modelirovaniya dlya povysheniya dostovernosti trekhmernykh geologicheskikh modeley neftyanykh mestorozhdeniy* [Quantitative substantiation of multivariate modeling parameters to increase the reliability of three-dimensional geological models of oil fields]. *Territoriya NEFTEGAZ*, 2014, no.2, pp. 20-23.

Salikhov I.M., Shavaliyev A.M., Nizaev R.Kh., Sidorov S.V., Kul'mamirov A.L., Lisin A.S. *Problemy i printsipy postroeniya trekhmernykh geologicheskikh i gidrodinamicheskikh modeley neftyanykh mestorozhdeniy* [Problems and principles of constructing three-dimensional geological and hydrodynamic models of oil fields]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2004, no. 7, pp. 23-26.

Semenov V.V., Mel'nik I.A., Pitkevich V.T., Sokova K.I., Solonin A.M. *Issledovanie nizkoomnykh kollektorov s ispol'zovaniem dannykh kernovogo materiala* [Investigation of low-impedance reservoirs using core data]. *Geofizika*, 2006, no. 2, pp.42-47.

Shakhverdiev A.Kh., Maksimov M.M., Rybitskaya L.P. *Modelirovanie zalezhey nefti s pozitsii sistemnoy optimizatsii protsessov* [Modeling of oil fields from the position of system optimization of processes]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2000, no. 12, pp. 19-23.

Shiryaeva I.V., Makanova G.V., Samoylenko I.Yu. *Seysmofatsial'nyy analiz nizhnemelovykh otlozheniy severo-vostochnoy chasti Azovskogo morya s tsel'yu poiska neftegazoperspektivnykh ob"ektov* [Seismic facies analysis of the Lower Cretaceous strata of the north-eastern part of the Sea of Azov to search for oil and gas prospective objects]. *Geologiya, geografiya i global'naya energiya*, 2010, no.3, pp. 195-200.

Skuzovatov M.Yu., Glinskikh V.N., Varaksina I.V., Rodyakin S.V., Kugakolov S.A. *Otsenka emkostnykh svoystv produktivnykh gorizontov venda Angaro-Lenskogo i Levobrezhnogo mestorozhdeniy po kompleksu GIS i petrofizicheskikh issledovaniy* [Assessment of the capacitive properties of the productive units of the Vendian period of the Angara – Lenskoe and Levoberezhnoye fields, using a complex of geophysical and petrophysical studies]. *Tekhnologii seysmorazvedki*, 2016, no. 3, pp. 48-56.

Smirnov O.A., Volchkova T.N. *Postroenie geologo-geofizicheskoy modeli karbonatnykh kollektorov mestorozhdeniy Udmurtii* [Development of a geological and geophysical model of carbonate reservoirs of Udmurtia fields]. *Karotazhnik*, 2002, issue 102, pp. 105-120.

Trofimov D.M., Raykunov G.G., Evdokimenkov V.N., Zakharov A.I., Shuvaeva M.K., Serebryakov V.B., Nagornaya I.A. *Reshenie sovremennykh problem neftegazovoy geologii*

distantionnymi metodami [Solution of modern problems of oil and gas geology using remote methods]. Moscow: Infra-Inzheneriya, 2018, 124 p.

Zakirov S.N. *Trekhmernye mnogofaznye zadachi prognozirovaniya, analiza i regulirovaniya razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza* [Three-dimensional multiphase problems of forecasting, analysis and regulation of oil and gas field development]. Moscow: Traal', 2001, 303 p.

Zaripov O.G., Sonich V.P. *Vliyanie litologii porod-kollektorov na udel'noe elektricheskoe soprotivlenie plastov* [The influence of lithology of reservoir rocks on the electrical resistivity of the strata]. *Geologiya i geologorazvedochnye raboty*, 2001, no.9, pp. 18-21.

Zhukov V.S., Motorygin V.V. *Vliyanie razlichnykh vidov poristosti na skorosti uprugikh voln i elektroprovodnost' kollektorov Chayandinskogo mestorozhdeniya* [Influence of various types of porosity on the speed of elastic waves and the electrical conductivity of the Chayanda field's reservoirs]. *Nauchno-tehnicheskii sbornik «Vesti gazovoy nauki»*, 2017, no. 2 (30).

© Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р., Минченко Ю.С., 2021

