

УДК 622.831.312

ПОСТРОЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НЕКРАСОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



CONSTRUCTION OF DIGITAL GEOLOGICAL MODELS OF THE NEKRASOVSKOYE GAS AND CONDENSATE FIELD

Березовский Денис Александрович
заместитель начальника цеха,
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»
Каневское газопромысловое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Очередько Татьяна Борисовна
кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
ocheredko_2020@mail.ru

Липулени Орланда Дина Эузебиу
студентка кафедры Нефтегазового дела,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
orlandalene28@gmail.com

Аннотация. В целях решения практических задач по оптимизации разработки газоконденсатных залежей нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения выполнено построение трёхмерной цифровой постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения.

Ключевые слова: цифровые модели месторождения; цифровая геологическая модель месторождения; построение структурно-тектонического каркаса; создание фациальной модели; фильтрационно-емкостное моделирование; построение модели насыщения пластов флюидами; цифровая фильтрационная модель месторождения.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
Deputy Chief,
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»
Kanevskoe gas field management

Ocheredko Tatyana Borisovna
Candidate of chemical sciences,
Associate Professor of oil
and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Lipuleni Orlanda Dina Eusebio
Student
of oil and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university

Annotation. In order to solve practical problems of optimizing the development of gas condensate deposits of the Lower Cretaceous deposits of the Nekrasovskoye gas and condensate field, a three-dimensional digital permanent geological and technological model of the field was constructed.

Keywords: digital field models; digital geological model of the field; building a structural-tectonic framework; creation of a facies model; filtration-capacitive modeling; building a fluid saturation model; digital field filtration model.

Ц ифровая геологическая модель месторождения

Цифровая геологическая модель месторождения представляет собой объёмное поле в координатах X, Y, Z, каждая ячейка которого характеризуется значениями фильтрационно-емкостных свойств пород.

В терригенных отложениях нижнего мела на Некрасовской площади по стратиграфической схеме Западного Предкавказья выделяются (снизу вверх): свита губс, самурская свита и бурханская свита.

В результате интерпретации материалов ГИС и корреляции скважинных разрезов в стратиграфическом интервале свиты губс выделены IV, III и II, а в интервале самурской свиты I песчано-алевролитовые пачки с подчинёнными глинистыми прослоями. Самурская свита несогласно ложится на отложения свиты губс. В центральной части структуры I пачка замещается глинистыми разностями. Залегание кровли пластов относительно подошвы конформное.

Для построения геологической модели Некрасовского газоконденсатного месторождения использованы результаты научных, геолого-геофизических, промысловых и газодинамических исследований.

Исходной информацией для построения геологической модели газоконденсатных залежей нижнемеловых отложений стали:

- сведения об альтитудах, координатах устьев скважин, положении геологических и геофизических профилей в системе координат;
- исходные кривые ГИС, результаты их обработки и интерпретации, графические данные (изогипсы кровли и подошвы коллекторов продуктивных пластов), обоснованные контакты ГВК;
- данные о состоянии фонда скважин, результаты замеров по скважинам состава, объёма и процентного соотношения добываемой продукции, пластовых и забойных давлений, времени работы скважин.

Моделирование продуктивного резервуара происходило поэтапно и заключалось в выполнении следующих видов работ:

- построение структурно-тектонического каркаса;
- создание фациальной модели;
- фильтрационно-емкостное моделирование.

Построение структурно-тектонического каркаса состояло из трёх этапов.

Первый этап – загрузка в проект RMS (геологическая модель) скважинных данных, результатов оцифровки графических данных (структурные карты балансовой геологической модели).

Второй этап – корреляция скважинных разрезов, построение структурных стратиграфических поверхностей продуктивных горизонтов, построение изохор и свойств продуктивных горизонтов (эффективных газонасыщенных толщин, песчаности, газонасыщенности). Построение структурного каркаса выполнено по кровле коллекторов II пласта с последующим стратиграфическим моделированием кровли и подошвы выше (пласт I) и ниже (пласты III и IV) залегающих пластов на основе вертикальных толщин в скважинах.

При построении структурных стратиграфических поверхностей выбирался стандартный шаг сетки моделирования 50x50 м, при котором согласно регламенту по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39.0-047-00) между забоями скважин получается не менее 10 ячеек. Результат моделирования стратиграфических поверхностей представлен на рисунках 1 и 2.

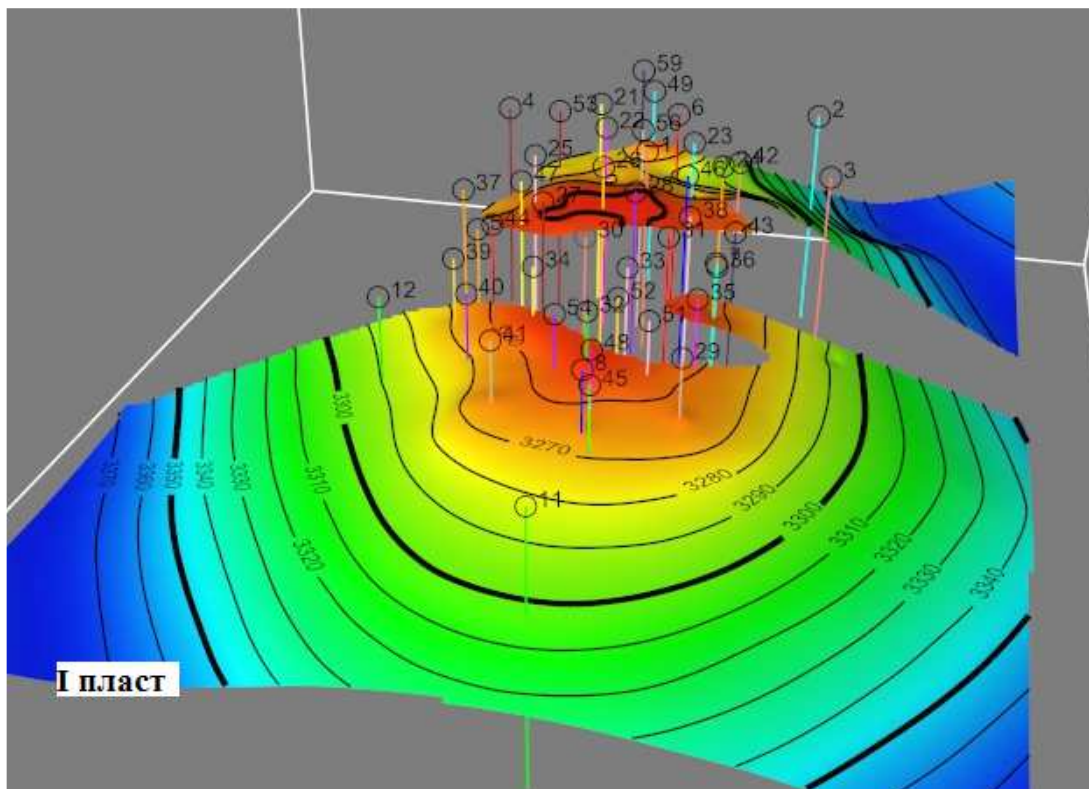
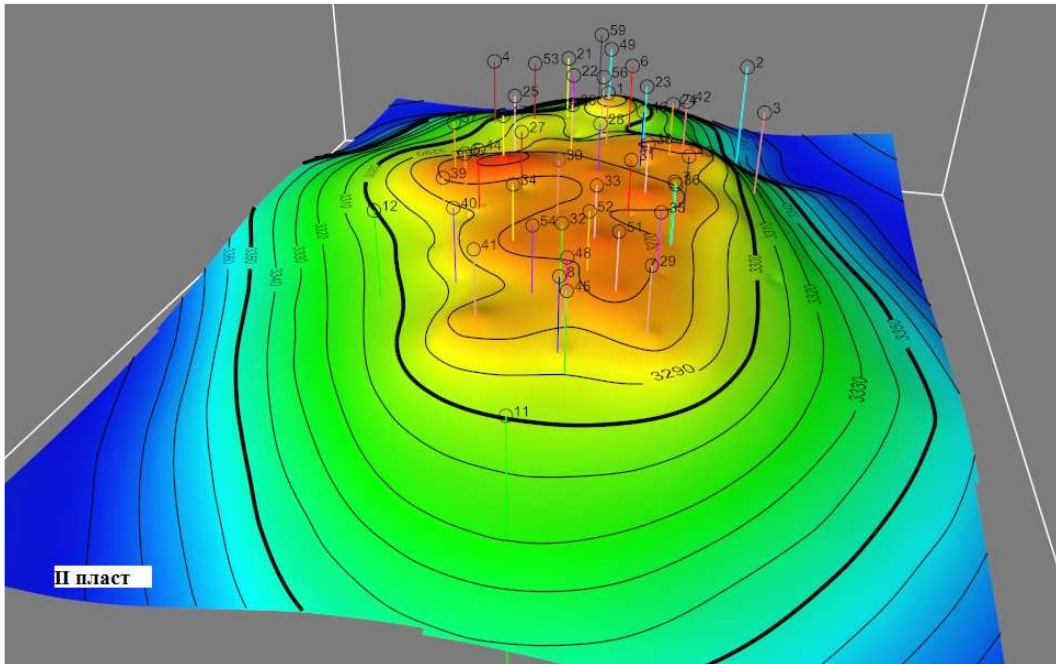


Рисунок 1 – Объемное изображение моделируемых стратиграфических поверхностей по кровле коллекторов I и II пластов нижнего мела



Окончание рисунка 1 – Объемное изображение моделируемых стратиграфических поверхностей по кровле коллекторов I и II пластов нижнего мела

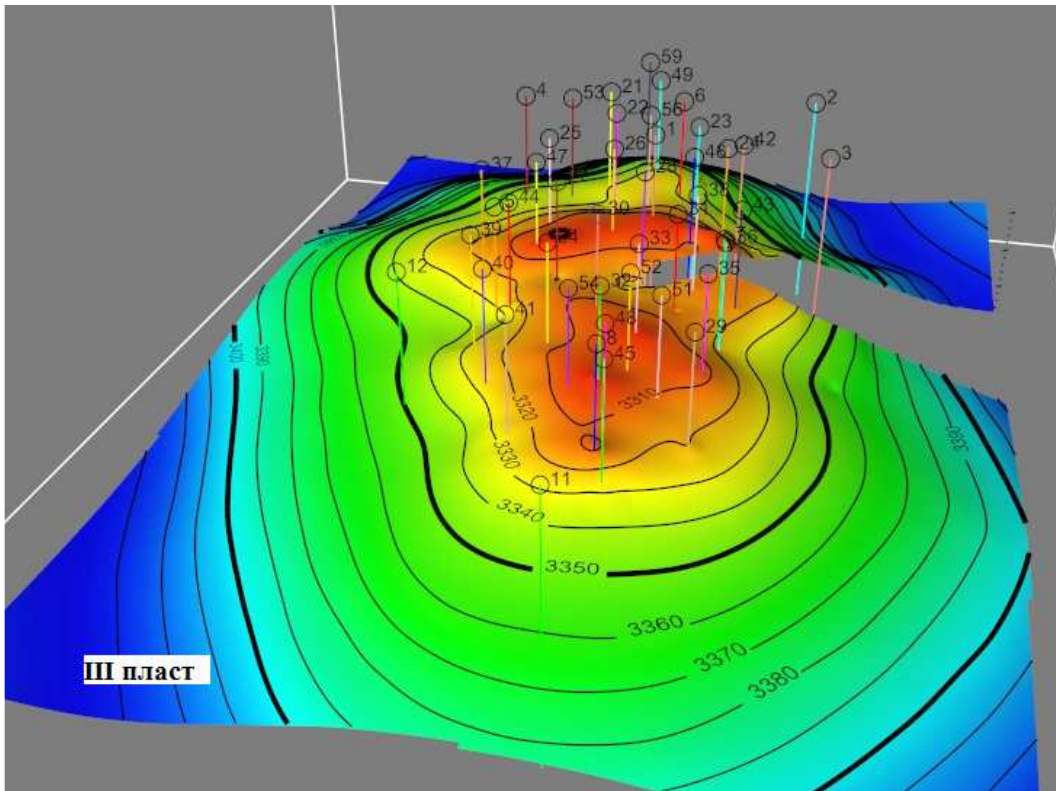
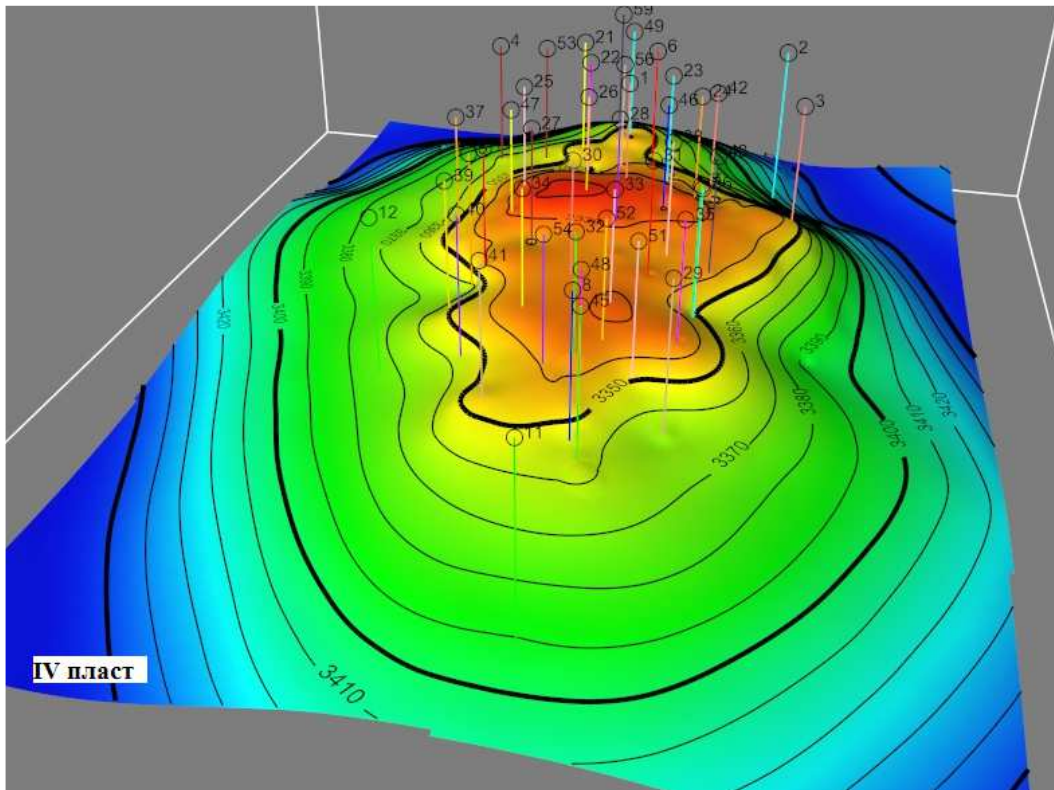


Рисунок 2 – Объемное изображение моделируемых стратиграфических поверхностей по кровле коллекторов III и IV пластов нижнего мела



Окончание рисунка 2 – Объемное изображение моделируемых стратиграфических поверхностей по кровле коллекторов III и IV пластов нижнего мела

Схематический геологический разрез, характеризующий построенные структурно-тектонические каркасы, представлен на рисунке 3.

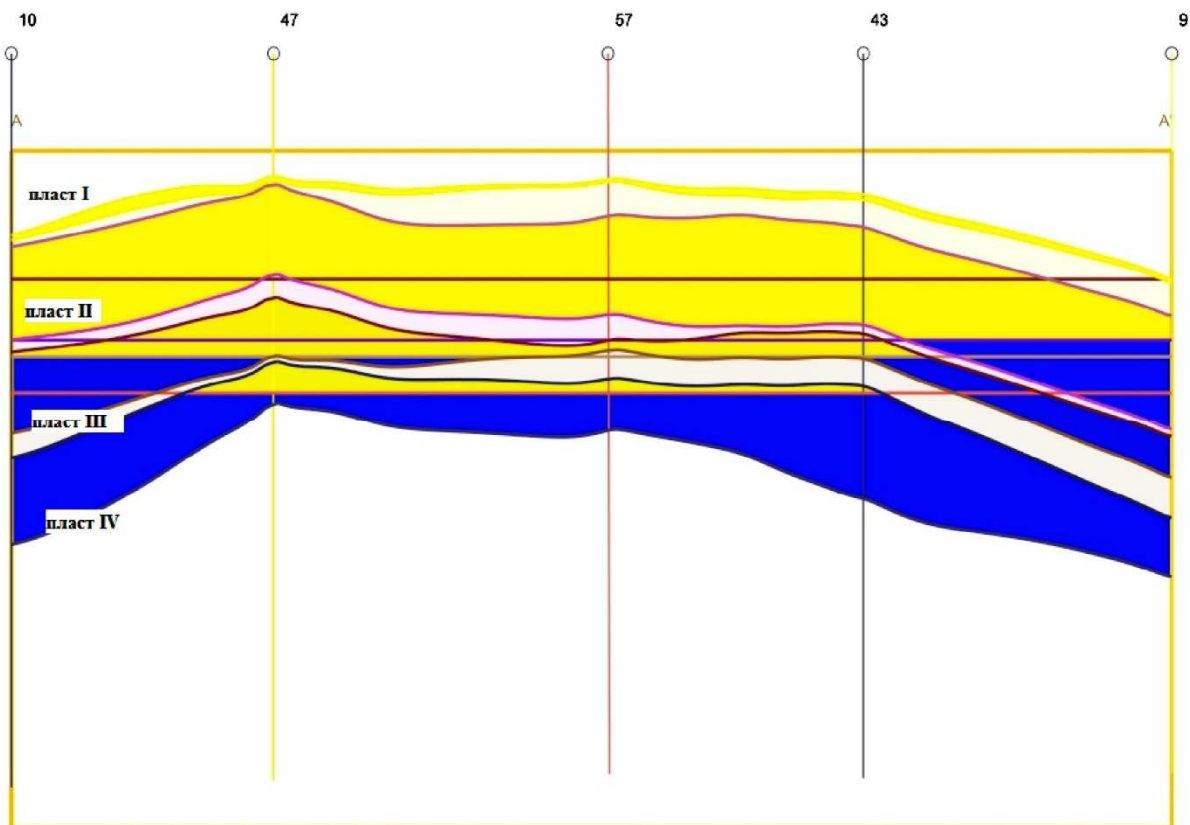


Рисунок 3 – Схематический геологический разрез моделируемых стратиграфических поверхностей пластов I, II, III и IV по линии скважин №№ 10, 47, 57, 43 и 9

Третий этап – построение 3D сетки, являющейся основой трёхмерного моделирования, и осреднение на ячейки трёхмерной сетки скважинных данных.

Создание *фациальной модели* заключалось в стохастическом моделировании распределения фаций на основе осреднённых на ячейки трёхмерной сетки скважинных данных (рис. 4). Стохастическое моделирование распределения фаций основано на статистических алгоритмах, позволяющих изучить неопределённость строения залежей.

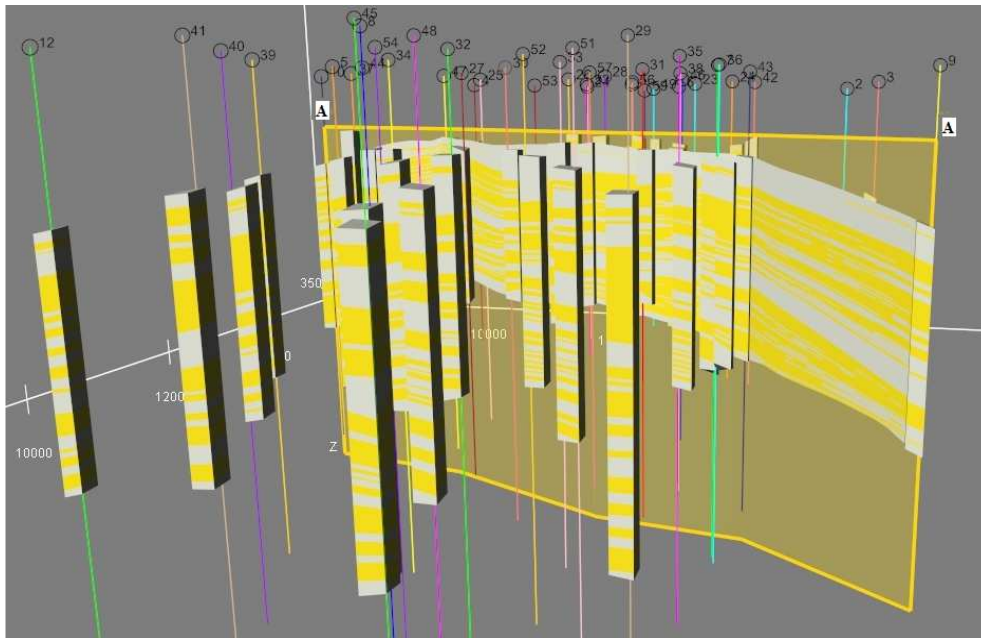


Рисунок 4 – Моделирование распределения фаций на основе осреднённых на ячейки трёхмерной сетки скважинных данных

Использовано фациальное моделирование методом индикаторов (Facies Indicators), воспроизводящее заданные доли объёмов фаций (рис. 5), тренды и непрерывность фаций.

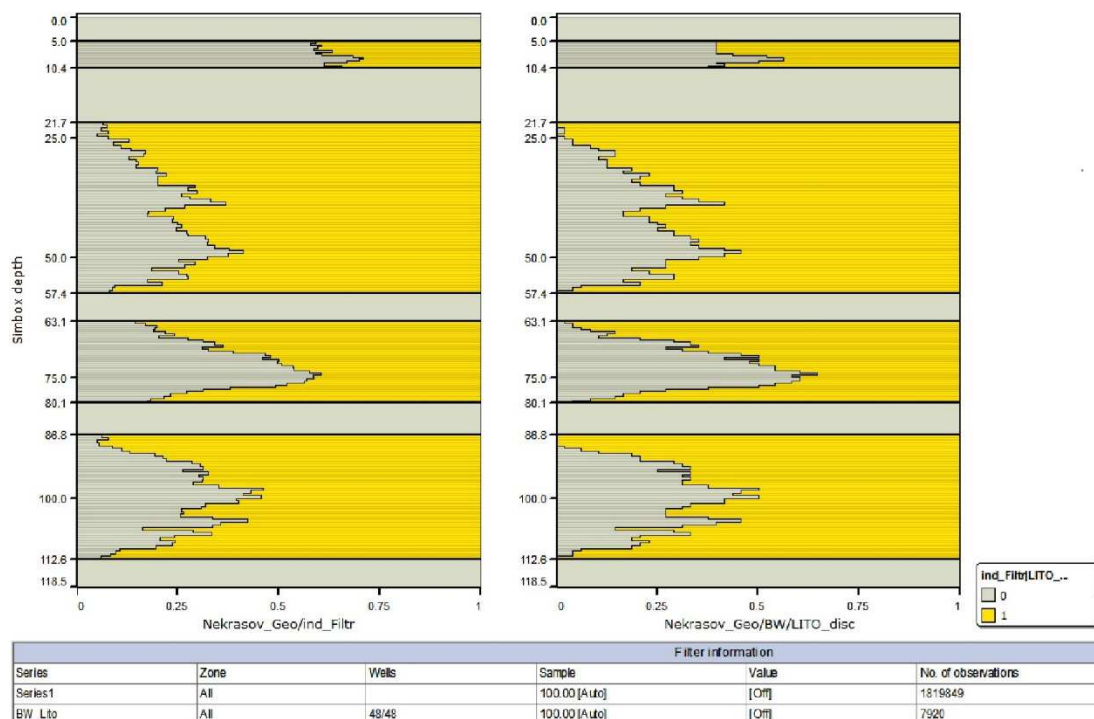


Рисунок 5 – Сравнение геолого-статистического разреза по осреднённым скважинным данным и построенному кубу литологии

Распределение фаций по пластам в объеме моделируемого резервуара (куб литологии) представлено на рисунке 6.

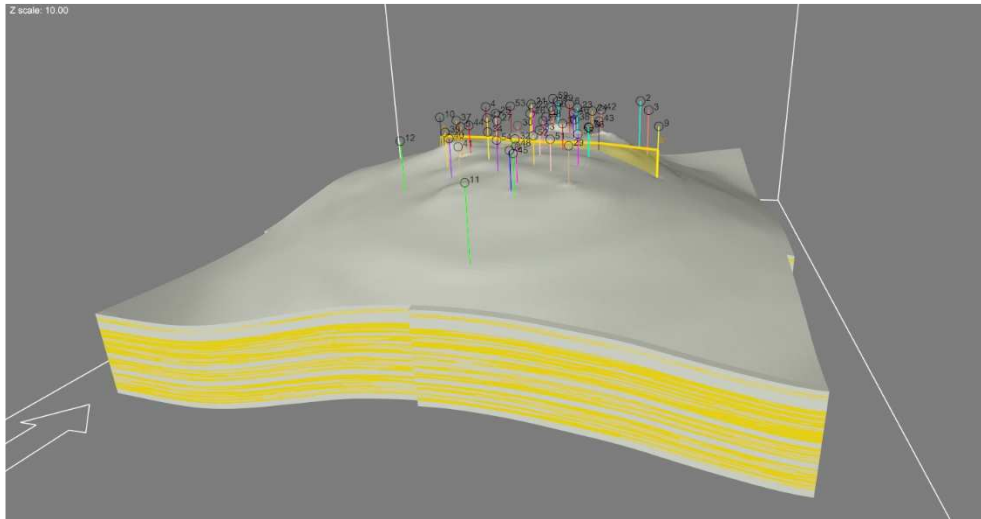


Рисунок 6 – Распределение фаций в объеме моделируемого резервуара нижнемеловых отложений (куб литологии)

Фильтрационно-емкостное моделирование представляет собой моделирование петрофизических свойств исследуемого геологического резервуара. Оно состоит из моделирования свойства пористости (куб пористости), расчёта свойства проницаемости (куб проницаемости) и моделирования свойства газонасыщенности.

Вычисление значений открытой пористости выполнено на основе стохастического петрофизического моделирования. Закономерности распределения открытой пористости определены степенью пространственной корреляции скважинных данных, полученной на основе вариограммного анализа, этапы которого представлены на рисунках 7 и 8. Настройки пространственной корреляции выполнялись в закладке Variograms.

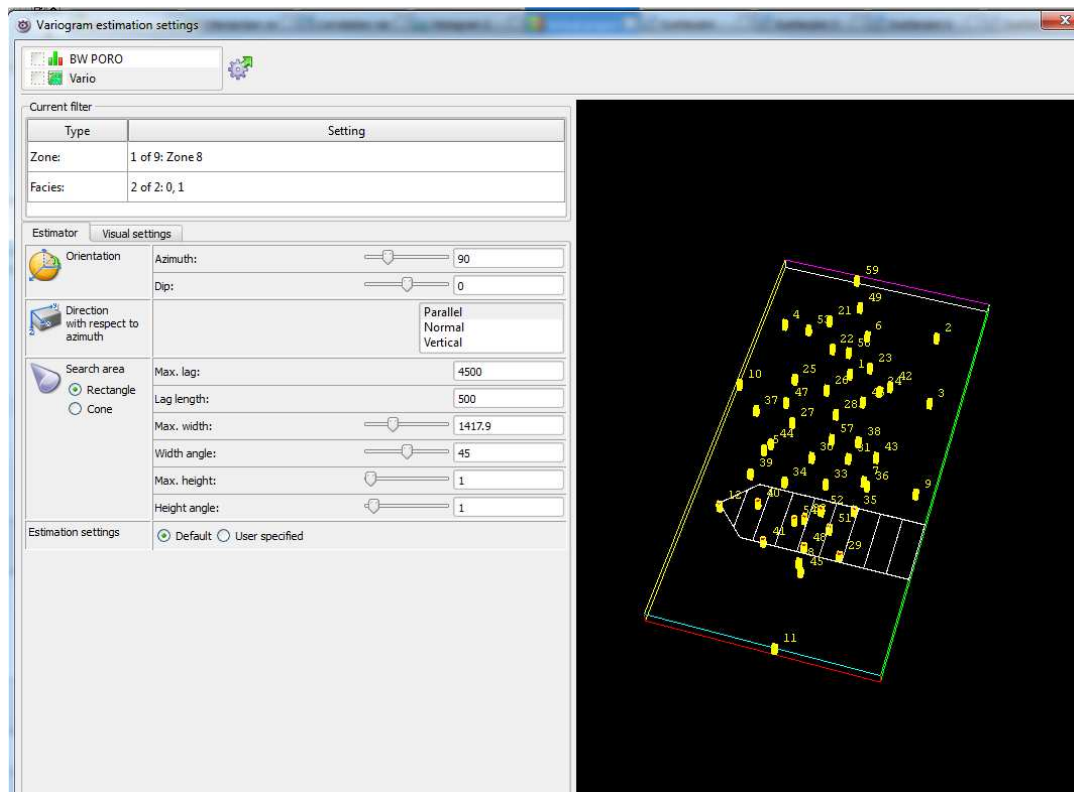


Рисунок 7 – Настройки вариограммы

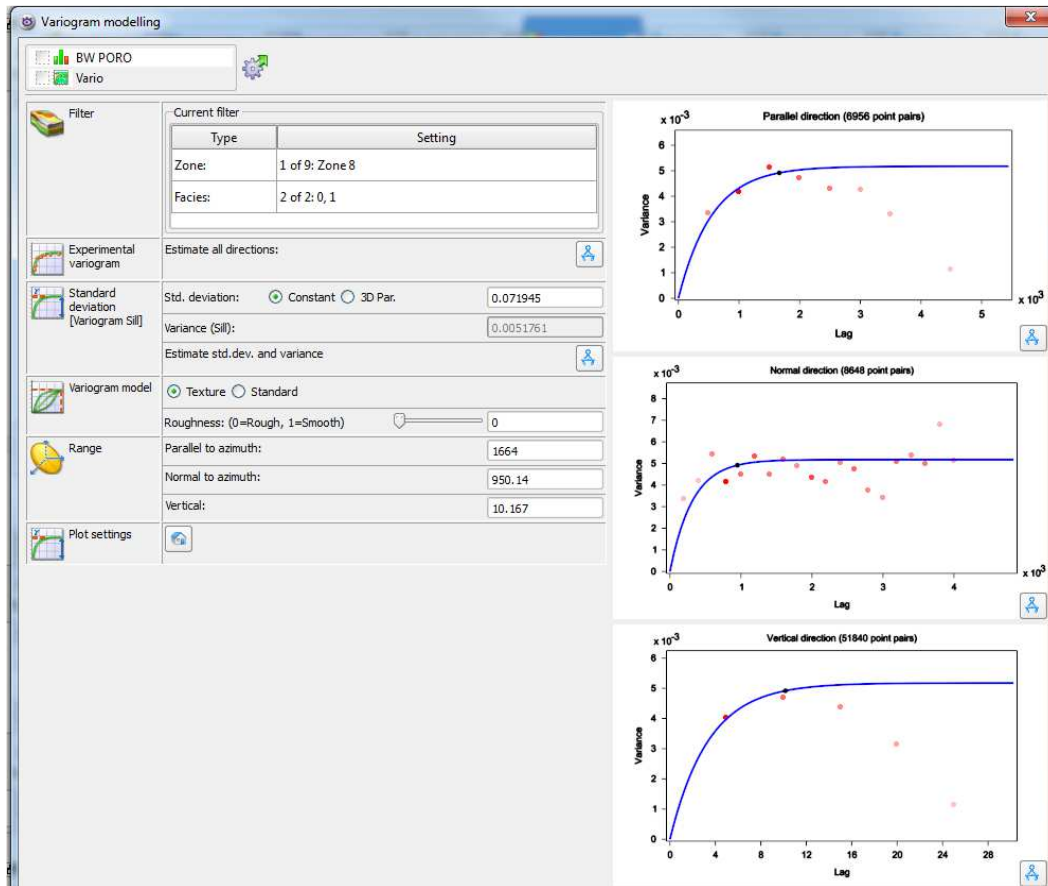


Рисунок 8 – Вариограммное моделирование

Моделирование выполнено с помощью программного инструмента Roxar – Petrophysical modelling. Распределение пористости в объеме геологического резервуара, полученное стохастическим методом моделирования, показано на разрезе (рис. 9). Разрез построен по линии А-А, показанной на рисунках 4 и 6.

Куб проницаемости представлен на рисунке 10.

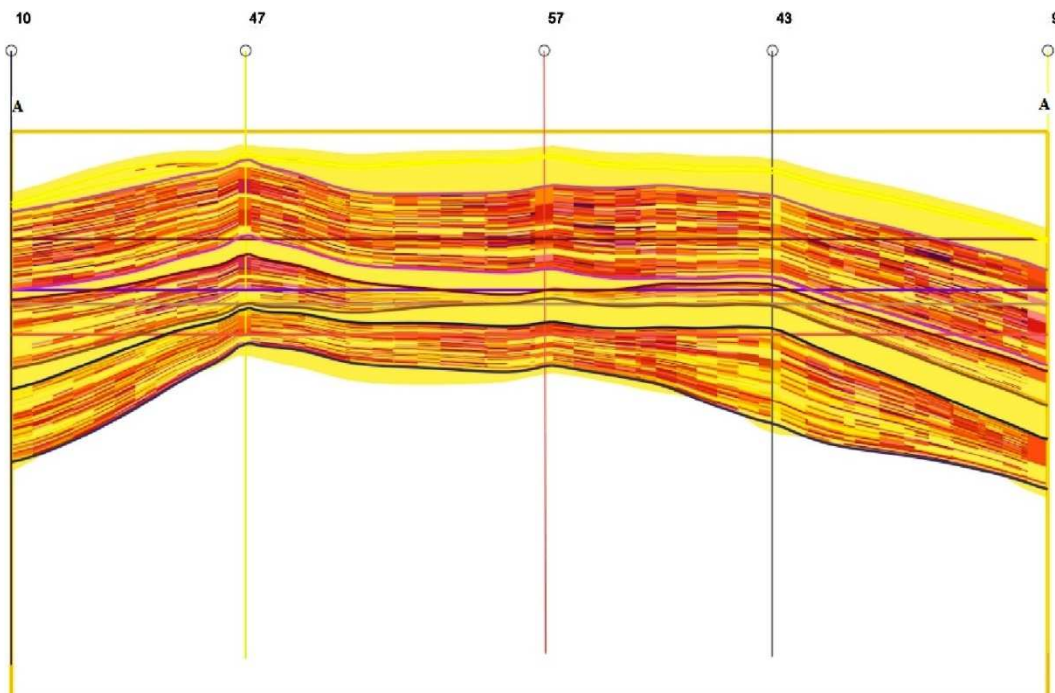


Рисунок 9 – Разрез по линии А-А куба пористости нижнемеловых отложений

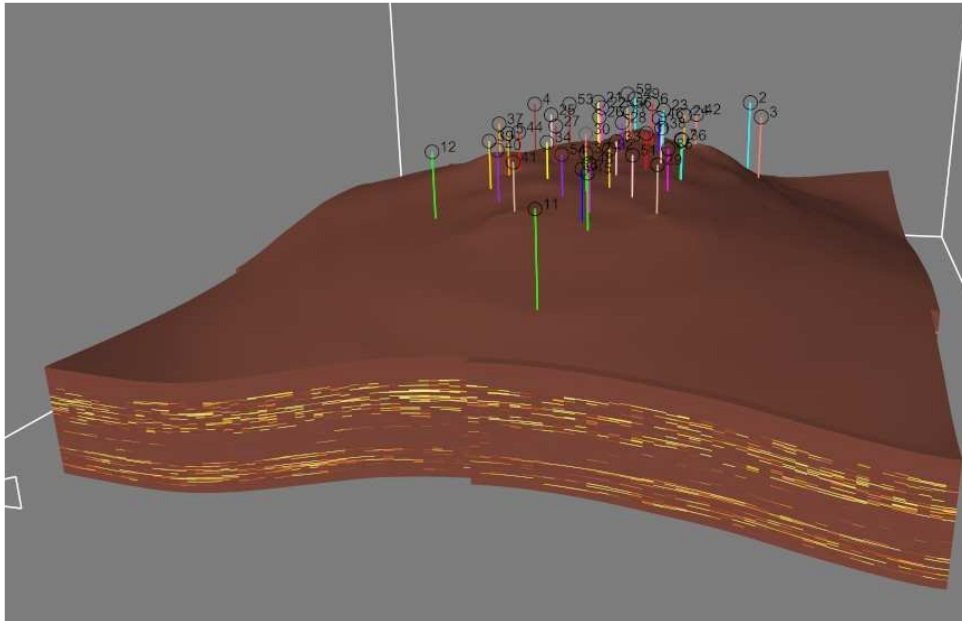


Рисунок 10 – Куб проницаемости нижнемеловых отложений

Построение *модели насыщения пластов флюидами* выполнялось по стандартной методике, использующей скважинные данные о насыщении и физические условия формирования залежей.

Поскольку залежи до начала разработки находятся в гидростатических условиях, то силы, из которых складывается равновесие, – это гравитационные, архимедовы и капиллярное давление. При этом на границе свободной воды сила вытеснения равна нулю.

Для каждого моделируемого пласта рассчитывался параметр высоты над ГВК. Каждая ячейка этого параметра определяет расстояние от центра ячейки до уровня ГВК в метрах. Затем выполнялось построение графиков зависимости величины газонасыщенности от высоты ячейки над уровнем ГВК. При построении этих графиков использовалась информация ГИС о газонасыщенности геологического разреза по скважинам и средневзвешенной величине газонасыщенности по пластам. По построенным кривым выполнен программный расчёт газонасыщенности ячеек коллектора для каждого пласта.

Полученная модель насыщения пластов газом и водой представлена на рисунках 11 и 12.

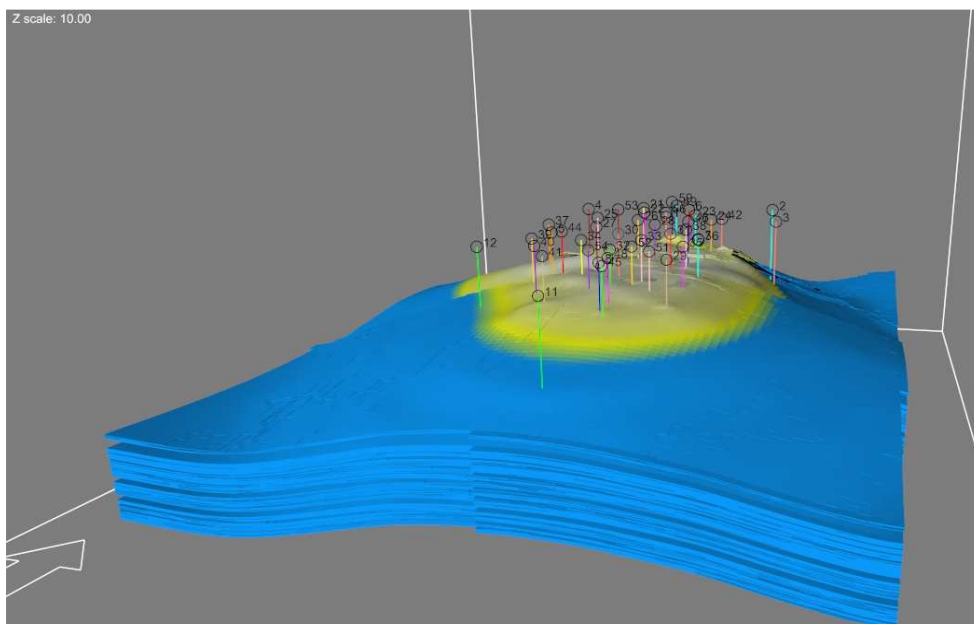


Рисунок 11 – Модель распределения газонасыщенности в коллекторах

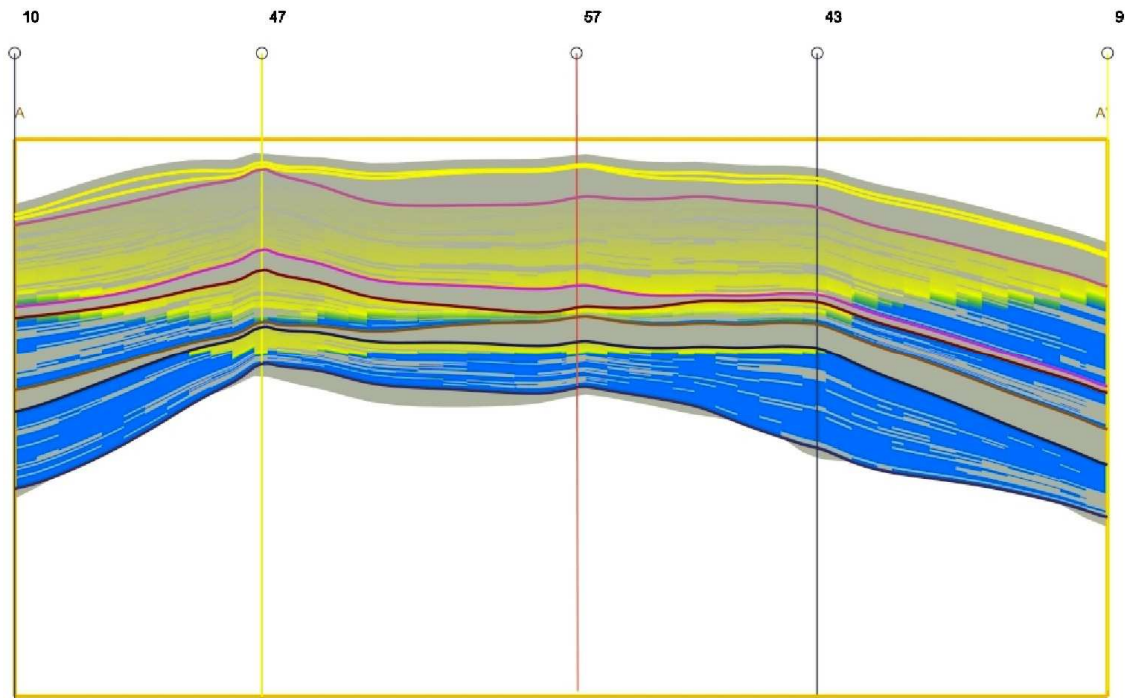


Рисунок 12 – Разрез по линии А-А куба газонасыщенности

Геометрические размеры области построения ПДГТМ составляют 12,5 км x 9,0 км по горизонтали и 251,2 м по вертикали.

При построении геологической модели использован тип сетки Corner point, общее количество ячеек – 1 856 250.

Размерность модели по осям X Y Z: 90x125x165 ячеек, что составляет 100x100x1 м.

Модель разделена на девять литолого-стратиграфических зон, представленных в таблице 1.

Таблица 1 – Распределение слоев в геологической модели по вертикали с учётом коллекторов и непроницаемых перемычек (неколлектор)

Зона	Пласт	Минимальная толщина, м	Максимальная толщина, м	Количество ячеек по вертикали	Нумерация слоёв
1	неколлектор	5,0	5,0	1	1–1
2	I	0,8	15,0	15	2–16
3	неколлектор	1,4	19,9	1	17–17
4	II	17,4	58,7	60	18–77
5	неколлектор	0,0	14,8	1	78–78
6	III	1,6	38,0	38	79–116
7	неколлектор	1,4	16,6	1	117–117
8	IV	4,2	47,0	47	117–164
9	неколлектор	0,0	22,0	1	165–165

Подсчёт начальных геологических запасов пластового газа осуществлён по интегральной формуле объёмного метода и с помощью программного модуля Volumetrics. Для определения эффективного геометрического объёма использован куб литологии и построенные поверхности ГВК, в качестве коэффициента пористости принимались значения пористости, полученные для каждой ячейки в кубе пористости. Коэффициент газонасыщенности – значения, полученные для каждой ячейки в кубе газонасыщенности, – куб Sg.

Результаты подсчёта запасов газа по пластам и сравнение их с поставленными на баланс приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Подсчёт запасов газа по пластам и сравнение полученных значений с поставленными на Государственный баланс

Запасы газа	Пласт	Площадь газоносности, км ²	Газо-насыщенная толщина, м	Пористость, доли ед.	Газо-насыщенность, доли ед.	Пластовое давление, МПа	Поправка на температуру	Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта	Пересчётный коэффициент	Балансовые запасы газа, млн. м ³	Отклонение, %
Утверждённые при подсчёте запасов ЦКЗ МПР (протокол № 111 от 25.01.2000 г.)	I	20,16	4,7	0,113	0,69	33,8	0,703	0,961	217,807	1 592,0	–
Полученные при геологическом моделировании	I	23,5	4,0	0,113	0,69	33,8	0,703	0,961	217,807	1 606,9	1
Утверждённые при подсчёте запасов ЦКЗ МПР (протокол № 111 от 25.01.2000 г.)	II	45,23	19,0	0,130	0,71	33,85	0,703	0,961	232,546	18 397,0	–
Полученные при геологическом моделировании	II	46,3	19,2	0,130	0,71	33,85	0,703	0,961	232,546	19 056,3	4
Утверждённые при подсчёте запасов ЦКЗ МПР (протокол № 111 от 25.01.2000 г.)	III	15,42	6,2	0,130	0,59	33,87	0,702	0,960	232,107	1 702,0	–
Полученные при геологическом моделировании	III	15,6	6,4	0,130	0,59	33,87	0,702	0,960	232,107	1 780,8	5
Утверждённые при подсчёте запасов ЦКЗ МПР (протокол № 111 от 25.01.2000 г.)	IV	11,57	6,3	0,130	0,62	33,91	0,701	0,960	231,659	1 361,0	–
Полученные при геологическом моделировании	IV	11,70	6,3	0,130	0,62	33,91	0,701	0,960	231,659	1 367,2	0
Итого утверждённые при подсчёте запасов										23 052,0	–
Итого полученные при геологическом моделировании										23 811,2	3

Запасы пластового газа, полученные при построении ПДГТМ, соответствуют запасам, утверждённым ЦКЗ МПР (протокол № 111) и поставленным на Государственный баланс. Общее расхождение утверждённых и подсчитанных в модели запасов составило 3 %.

Постоянно действующая геолого-технологическая модель Некрасовского газоконденсатного месторождения построена на стадии завершения разработки и предназначена для определения геометрии остаточной и выработанной зоны дренирования, а также поиска возможностей увеличения конечного коэффициента газоотдачи.

Цифровая фильтрационная модель месторождения

Фильтрационное моделирование выполнено в программном комплексе Roxar по программе фильтрационного моделирования Tempest View 7.0. Для расчётов использована версия модели MORE Black Oil. Математическая модель расчёта фильтрационных процессов представлена в техническом справочнике MORE 6.

При моделировании нижнемеловых отложений выбрана двухфазная модель фильтрации в связи с отсутствием достоверных данных о текущих и накопленных отборах газового конденсата по пластам.

Для создания цифровых фильтрационных моделей использованы следующие исходные данные:

- геолого-физические данные;
- промысловые данные;
- аналитические данные.

Геолого-физические данные получены из геологической модели при экспорте – импорте геологических кубов информации:

- файл «1 Grid.txt» содержит информацию о структуре моделируемого объекта в сеточном виде;
- файлы «2 Lito.txt», «3 Poro.txt», «4 Permх.txt», «5 Swх.txt» содержат данные о фильтрационно-емкостных параметрах пласта и первоначальном насыщении коллектора в ПДГТМ нижнемеловых отложений.

Поскольку общее количество ячеек геологической модели составило 1 856 250, что превышает рекомендуемый для гидродинамических расчётов объём, выполнено преобразование геологической сетки с созданием новой более крупной гидродинамической сетки – процедуры *upgridding*, *sampling* и *upscaling*.

Размерность модели по осям X Y Z: 45х50х165 ячеек, что составляет 200х250х1 м. Общее количество гидродинамических ячеек – 371 250.

Промысловые данные содержат единую базу фактических данных по отбору и дебитам УВ из залежей и скважин, по замерам пластовых, забойных и устьевых давлений, о сеточных координатах скважин, фактическом и приведённом радиусе, скин-факторе, технологических режимах работы скважин. База данных создана по проектной и отчётной документации на разработку месторождения с 1965 года, результатам проведённых газогидродинамических исследований, сведениям о техническом состоянии скважин и режимах их работы. Эти данные объединены в файлы «1 Траес.txt», «2 PERF.txt», «3 EVENT.txt», «4 History.txt».

Геолого-геофизические характеристики продуктивных пластов Некрасовского месторождения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Геолого-геофизические характеристики продуктивных пластов

Параметр	Значение			
	I пласт	II пласт	III пласт	IV пласт
1	2	3	4	5
Средняя глубина залегания, м	3272	3286	3312	3329
Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	4,7	19,0	6,2	6,3
Площадь газоносности, км ²	20,16	45,23	15,42	11,57

Окончание таблицы 3

Пористость, доли ед.	0,113	0,130	0,130	0,130
Газонасыщенность, доли ед.	0,69	0,71	0,59	0,62
Проницаемость, $\times 10^{-15} \text{ м}^2$	8,4	139,5	138,6	94,7
Сжимаемость породы, 1/атм.	$5,3 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-5}$
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м ³	550,00	549,29	547,52	546,65
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,942	0,942	0,942	0,942
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1016	1016	1016	1016
Начальное пластовое давление, МПа	33,80	33,85	33,87	33,91
Пластовая температура, °С	143,6	144,0	144,4	144,8
Начальные геологические запасы газа, млн м ³	1592	18397	1702	1361
Остаточные запасы газа на 01.01.2019 г., млн м ³	4927			

Некрасовское газоконденсатное месторождение представлено одним объектом моделирования, включающим I, II, III и IV пласты. Объектом разработки являются залежи I, II, III и IV пластов нижнего мела, которые разрабатывались как единый эксплуатационный объект. Учёт добычи отдельно по пластам не велся.

Интервал моделирования включает в себя геологический резервуар, ограниченный кровлей пласта I (верхняя абсолютная отметка кровли – минус 3249 м) и подошвой пласта IV (нижняя абсолютная отметка подошвы – минус 3484,2 м).

При создании фильтрационной модели продуктивных пластов нижнемеловых отложений была использована следующая схема моделирования:

- сетка модели и схема выделения слоёв импортированы из трёхмерной математической геологической модели в секцию GRID;
- свойства пласта импортированы из трёхмерной математической геологической модели в секцию GRID;
- свойства пластовых флюидов определены по результатам исследования скважин и заданы в секциях INIT и INPUT;
- начальные условия определены при построении трёхмерной математической геологической модели и заданы в секции INIT. Сравнение геологических запасов газа – поставленных на Государственный баланс, полученных при построении геологической модели и полученных после импортирования геологической модели в фильтрационную – приведено в таблице 4;
- расположение скважин, их траектории и интервалы перфорации заданы в секции RECU;
- в истории разработки использованы накопленные отборы газа и конденсата каждой скважины по годам и изменение пластового (забойного) давления. Эти данные подключены в секцию RECU с помощью специально сформированных файлов;
- после запуска модели на расчёт проведён анализ полученных результатов.

Таблица 4 – Сравнение геологических запасов газа: поставленных на Государственный баланс, полученных при построении геологической модели и полученных после импортирования геологической модели в фильтрационную

Пласт	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, %
Нижнемеловые отложения				
I	1592	1607	1589	1,1
II	18397	19056	18357	3,7
III	1702	1781	1694	4,9
IV	1361	1367	1357	0,7

Лабораторные данные о капиллярных давлениях и относительных фазовых проницаемостях отсутствуют, поэтому графические зависимости относительных фазовых проницаемостей получены аналитическим путём и представлены в таблицах 5 и 6, на рисунке 13.

Таблица 5 – Фазовые проницаемости в системе «газ – вода» для нижнемеловых отложений

Насыщенность водой, доли ед.	Фазовая проницаемость для воды, доли ед.	Фазовая проницаемость для газа, доли ед.	Капиллярное давление «газ – вода», МПа
0,20000	0,00000	1,00000	0,00000
0,30000	0,00042	0,62974	0,00000
0,35000	0,00211	0,48506	0,00000
0,40000	0,00666	0,36443	0,00000
0,45000	0,01627	0,26567	0,00000
0,50000	0,03374	0,18659	0,00000
0,55000	0,06250	0,12500	0,00000
0,60000	0,10662	0,07872	0,00000
0,65000	0,17079	0,04555	0,00000
0,70000	0,26031	0,02332	0,00000
0,75000	0,38112	0,00984	0,00000
0,80000	0,53978	0,00292	0,00000
0,90000	1,00000	0,00000	0,00000
1,00000	1,00000	0,00000	0,00000

Таблица 6 – Фазовые проницаемости в системе «газ – нефть» для нижнемеловых отложений

Насыщенность газом, доли ед.	Фазовая проницаемость для газа, доли ед.	Фазовая проницаемость для нефти, доли ед.	Капиллярное давление «газ – вода», МПа
0,00000	0,00000	1,00000	0,00000
0,10000	0,00195	0,66992	0,00000
0,15000	0,00659	0,53638	0,00000
0,20000	0,01562	0,42188	0,00000
0,25000	0,03052	0,32495	0,00000
0,30000	0,05273	0,24414	0,00000
0,35000	0,08374	0,17798	0,00000
0,40000	0,12500	0,12500	0,00000
0,45000	0,17798	0,08374	0,00000
0,50000	0,24414	0,05273	0,00000
0,55000	0,32495	0,03052	0,00000
0,60000	0,42187	0,01562	0,00000
0,65000	0,53638	0,00659	0,00000
0,70000	0,66992	0,00195	0,00000
0,80000	1,00000	0,00000	0,00000

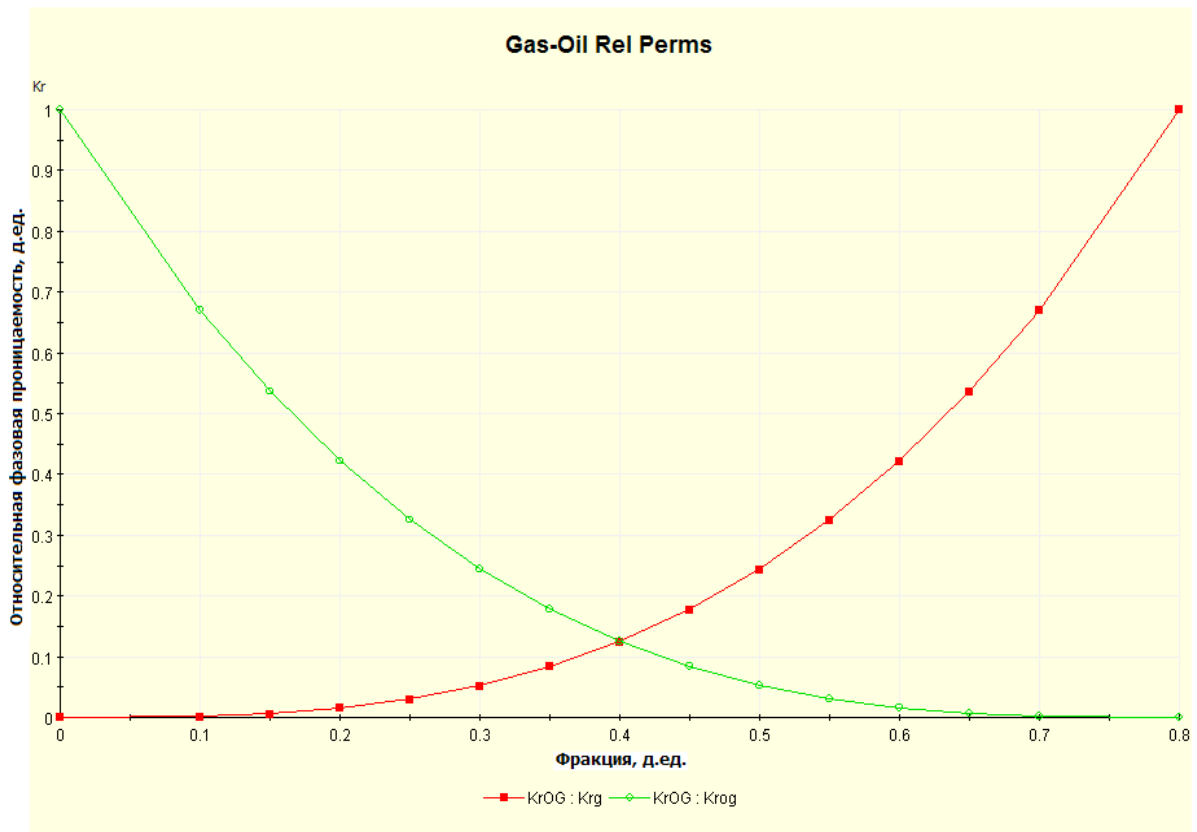
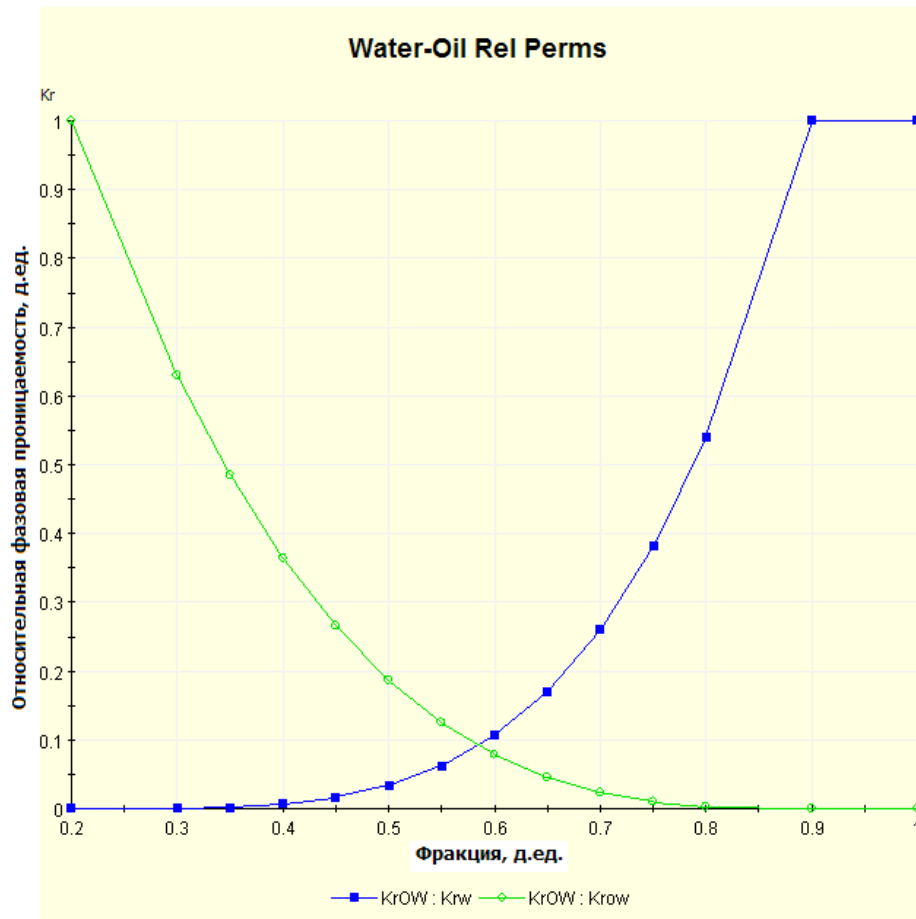


Рисунок 13 – Графические зависимости относительной фазовой проницаемости в системе «газ – вода» и «газ – нефть» для нижнемеловых отложений Некрасовского ГКМ

Капиллярное давление на границе «свободной воды» в начальном статическом состоянии принято равным нулю.

Объёмный коэффициент пластового газа и его вязкость при снижении давления в процессе разработки определены по результатам промыслово-геофизических и газодинамических исследований скважин.

Некрасовское газоконденсатное месторождение эксплуатируется с 1965 года. При воспроизведении истории разработки фильтрационное моделирование осуществлялось на основе данных о фактических накопленных отборах скважин, отражённых в годовых отчётах.

Фильтрационная модель нижнемеловых отложений корректировалась итеративным способом до достижения соответствия расчётного забойного давления фактическому при соответствии расчётного накопленного отбора газа фактическому. Фазовые переходы флюидов (газа и газового конденсата) для нижнемеловых отложений моделировались заданием содержания конденсата в добываемом газе (табл. 7) на основании экспериментальной изотермы конденсации пластовой смеси.

Таблица 7 – Расчёт содержания конденсата в газе нижнемеловых отложений Некрасовского ГКМ

Пластовое давление, МПа	Количество конденсата, выпавшего в жидкую фазу, г/м ³	Содержание конденсата в добываемом газе, г/м ³	Удельный вес конденсата, г/см ³	Содержание конденсата в добываемом газе, м ³ /тыс. м ³
Нижнемеловые отложения				
0,1	3,81	31,68	0,800	0,0396
3,5	4,00	30,94	0,800	0,0387
7,0	4,16	29,90	0,800	0,0374
10,5	4,26	29,51	0,800	0,0369
14,0	4,15	29,78	0,800	0,0372
17,5	3,86	30,48	0,800	0,0381
20,9	3,38	31,36	0,800	0,0392
24,4	2,74	32,22	0,800	0,0403
27,9	2,03	33,36	0,800	0,0417
31,4	1,15	34,20	0,800	0,0428
34,9	0,00	35,50	0,800	0,0444

Результаты адаптации гидродинамической модели нижнемеловых отложений показаны на рисунке 14. В качестве примера адаптации выбраны скважины №№ 1, 23, 42 и 57, эксплуатация которых была остановлена последней.

Воспроизведение истории разработки контролировалось по суммарным показателям и по каждой скважине отдельно. На рисунках 15 и 16 показаны расчётные поля газонасыщенности (Sg), давления и флюидонасыщенности в начале разработки и на 01.01.2019 г., на основе изменения параметров которых выполнены прогнозные расчёты.

Основным результатом воспроизведения истории разработки явилась адаптация фильтрационной модели залежи к условиям разработки на основе уточнения фильтрационно-емкостных свойств пласта и настройки модели для прогнозных расчётов вариантов разработки.

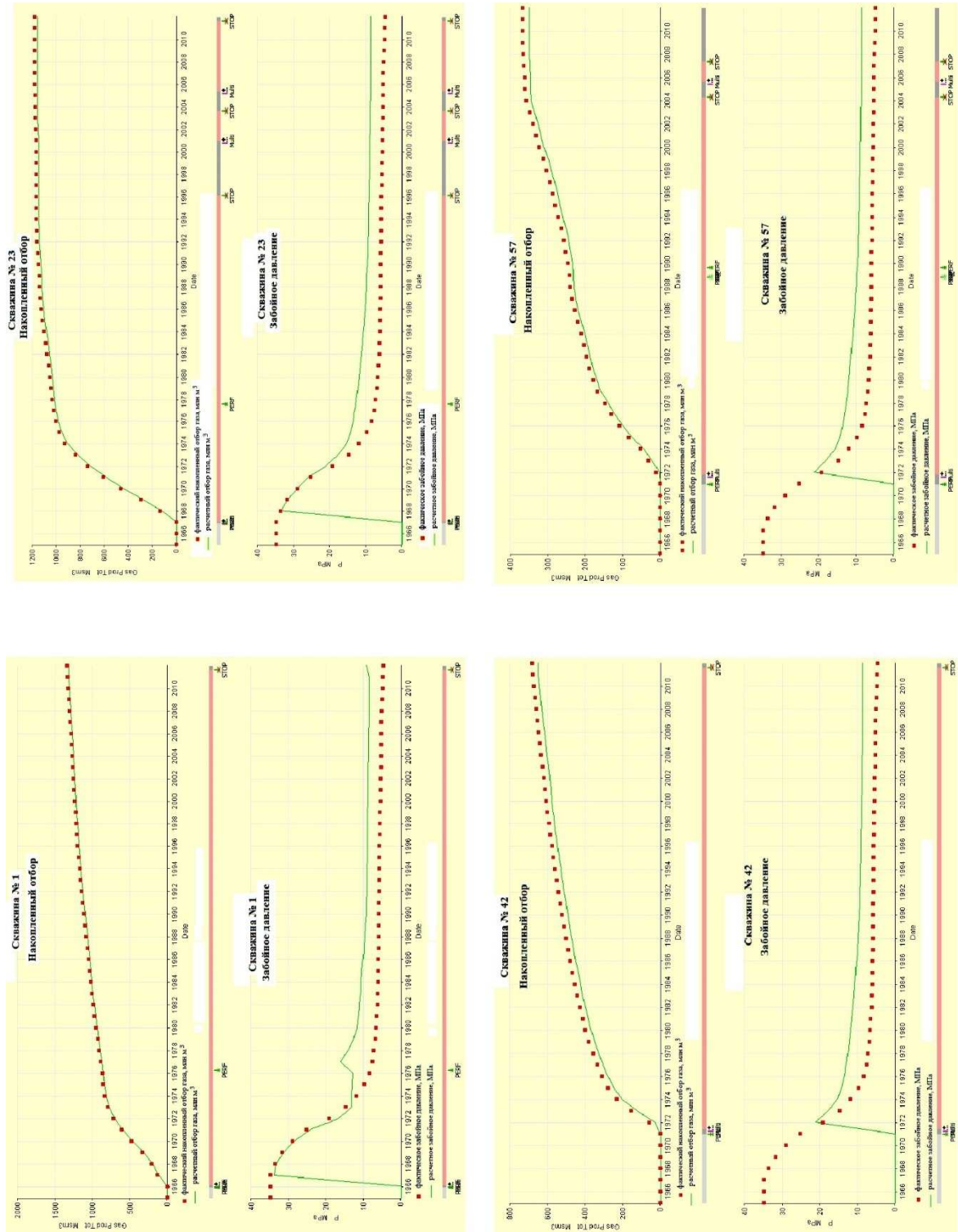
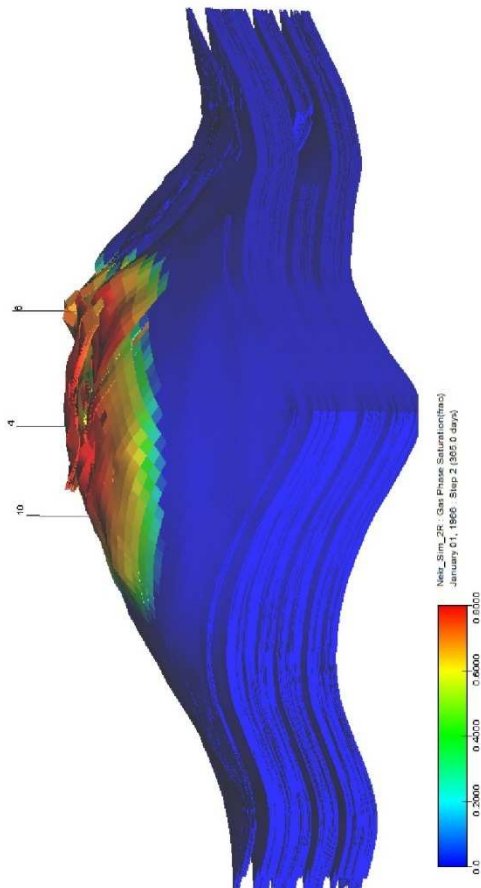
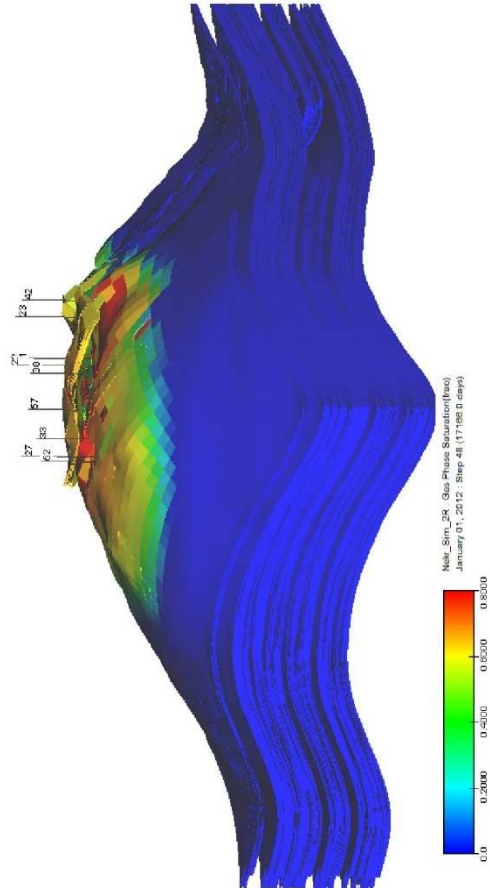


Рисунок 14 – Результаты адаптации фильтрационной модели по скважинам

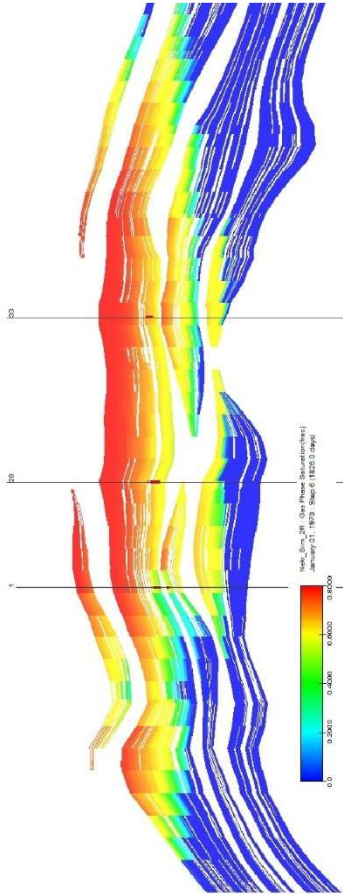


Поле газонасыщенности S_g на начало разработки

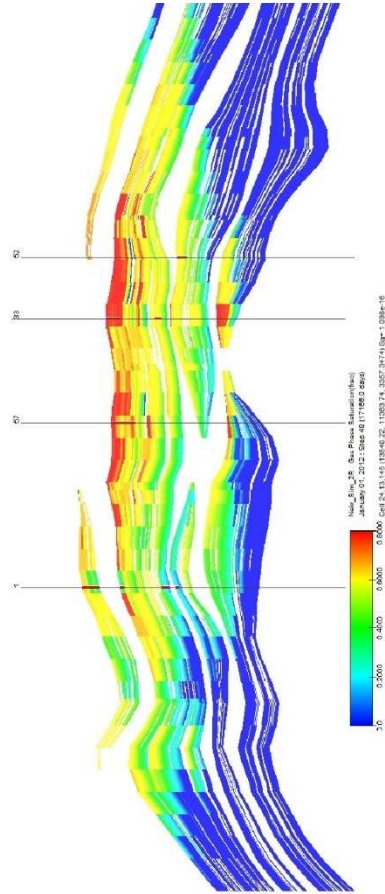
110



Поле газонасыщенности S_g на 01.01.2019 г.

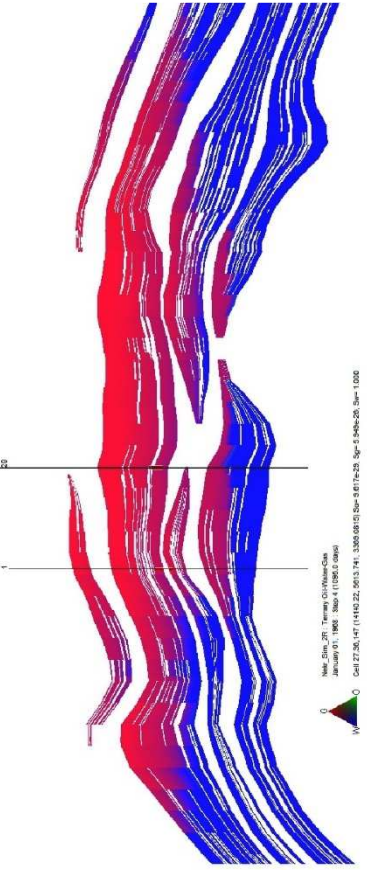


Разрез поля газонасыщенности S_g на начало разработки

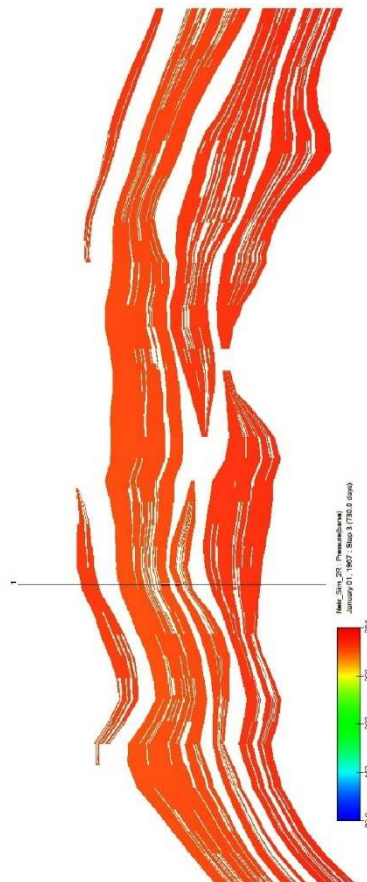


Разрез поля газонасыщенности S_g на 01.01.2019 г.

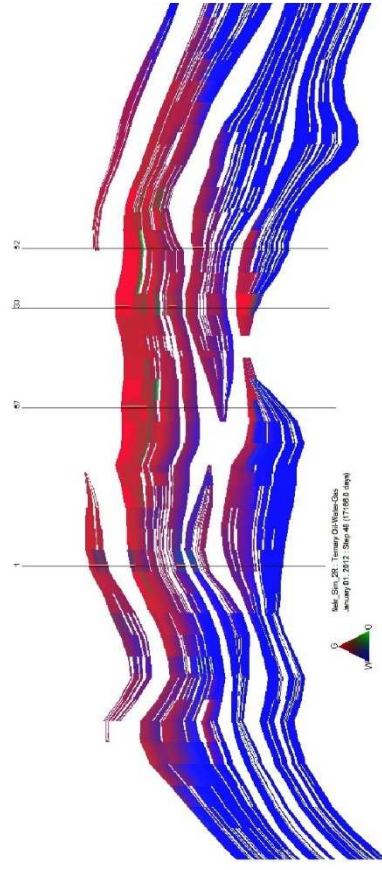
Рисунок 15 – Расчётные гидродинамические поля газонасыщенности в пластах нижнемеловых отложений



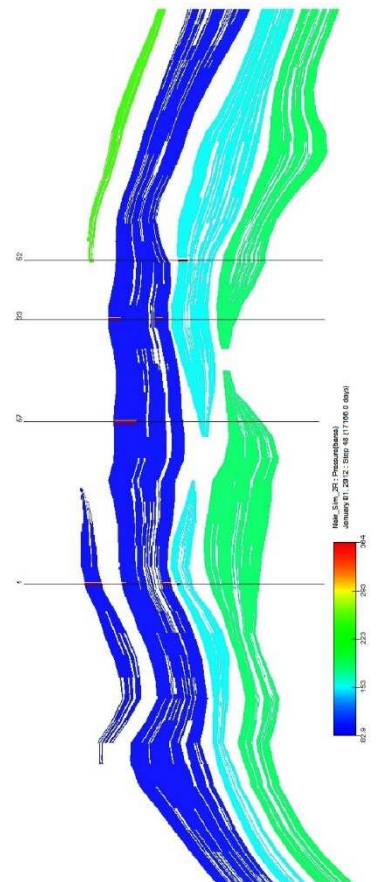
Разрез поля газоконденсатоводонасыщенности на начало разработки



Разрез поля давления на начало разработки



Разрез поля газоконденсатоводонасыщенности на 01.01.2019 г.



Разрез поля давления на 01.01.2019 г.

Рисунок 16 – Расчётные гидродинамические поля давления и флюидонасыщенности

Литература

1. Дворкин З.П. Отчёт о результатах поисково-разведочного бурения и подсчёта запасов газа и конденсата по Некрасовскому месторождению Краснодарского края по состоянию на 01.11.1964 г. : Отчёт треста «Краснодарнефтегазразведка» / Фонды ООО «Кубаньгазпром», 1964 г.
2. Подсчёт запасов газа и конденсата Некрасовского месторождения : Отчёт / СевКавНИПИгаз; В.Н. Нелепов, В.П. Колесниченко. – 5К/00.00, этап 10. – Ставрополь, 2000 г.
3. Технологический регламент по добыче и подготовке газа Некрасовского месторождения Каневского газопромышленного управления : ТР-01-03: утв. Первым зам. генерального директора ООО «Газпром добыча Краснодар» Э.В. Аносовым. – Краснодар, 2012. – 49 с.
4. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
5. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
6. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка технологических решений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // Сборник тезисов 68-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2014» (14–16 апреля 2014 года, г. Москва); Секция 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – С. 20.
7. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов газовых месторождений на завершающей стадии на основе методов междисциплинарного моделирования // Сборник научных трудов I Всероссийской молодёжной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли «Молодая нефть»; Секция: «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» (17–19 мая 2014 года, г. Красноярск). – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
8. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ осложнений при эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии и разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов на основе методов междисциплинарного моделирования // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 26–34.
9. Березовский Д.А., Кашкина К.В., Савенок О.В. Разработка эффективной технологии эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии на примере месторождений Краснодарского края // Сборник научных трудов Международного форума-конкурса молодых учёных «Проблемы недропользования» (23–25 апреля 2014 года, г. Санкт-Петербург). – Санкт-Петербург : Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014. – С. 179.
10. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ современных методов и технологий, принимаемых на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений // ГеоИнжиниринг. – 2014. – № 2 (22) лето 2014. – С. 86–89.
11. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
12. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
13. Березовский Д.А., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Экологическое обоснование проектных документов по разработке газовых месторождений Краснодарского края // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодёжи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : изд-во «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 34–35.
14. Березовский Д.А., Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ осложнений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 211–214.
15. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар» : Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (20 ноября 2016 года, г. Киев) // Мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус». – Киев, 2016. – Часть 1. – С. 5–10.
16. Березовский Д.А., Савенок О.В. Очистка обсаженного ствола скважины от песчаных пробок с помощью беструбных гидробуров // «Новая наука: от идеи к результату»: Международное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 ноября 2016 года, г. Сургут) в 4 частях. – Стерлитамак : АМИ, 2016. – Ч. 4. – С. 34–42.

17. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – Ч. 1. – С. 74–80.
18. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
19. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ процессов фазовых переходов при разработке газоконденсатных месторождений и рекомендации по учёту их влияния на запасы углеводородного сырья // XXIII Международная научно-практическая конференция «Инновация-2018»: сборник научных статей (26–27 октября 2018 года, г. Ташкент); Секция 4: Геология, горное дело и металлургия. – С. 153–154.
20. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
21. Березовский Д.А., Очередыко Т.Б., Липулени Орланда Дина Эзуебиу. Перспективы доработки Некрасовского газоконденсатного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2.
22. Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал); отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 09. – 28 с.
23. Мехдиев К.К. оглы. Методика расчёта параметров каверны в зафильтровом пространстве фонтанных и компрессорных пескопроявляющих скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 2. – С. 27–29.
24. Панцарников Д.С., Березовский Д.А., Савенок О.В. Методы предупреждения осложнений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края : Новые технологии – нефтегазовому региону / материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (20–23 мая 2014 года, г. Тюмень). Секция «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений». – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2. – С. 70–72.
25. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620242. Заявка № 2012621485. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.

References

1. Dvorkin Z.P. Report on the results of exploratory drilling and calculation of gas and condensate reserves at the Nekrasovskoye field of the Krasnodar Territory as of 01.11.1964. : Report of the Krasnodarneftegazrazvedka Trust / Kubangazprom Funds, 1964.
2. Calculation of gas and condensate reserves at the Nekrasovskoye field : Report / SevKavNIPi-gas; V.N. Nelepov, V.P. Kolesnichenko. – 5K/00.00, stage 10. – Stavropol, 2000.
3. Technological Regulations for Gas Production and Treatment of the Nekrasovskoye Field of the Kanevskoye Gas Production Department : TR-01-03: Approved by E.V. Anosov, First Deputy General Director of Gazprom добыча Krasnodar. – Krasnodar, 2012. – 49 p.
4. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas birth places. – М. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
5. Savenok O.V., Ladenko, A.A. Development of the oil and gas deposits. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
6. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of technological solutions at the final stage of development of gas fields in Krasnodar region // Collection of abstracts of 68th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2014». (14–16 April 2014, Moscow); Section 2: Development of oil and gas fields. Well Drilling. – М. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014. – P. 20.
7. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of methods for predicting the composition of rocks-collectors of gas fields at the final stage based on the methods of interdisciplinary modeling // Collection of scientific papers of the I All-Russia Mo-Soil and Research Conference of Oil and Gas Industry «Young Oil»; Section: «Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Deposits» (May 17–19, 2014, Krasnoyarsk). – Krasnoyarsk : Siberian Federal University, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
8. Berezovskiy D.A., Savenok O.V. Complications analysis at the gas fields exploitation at the final stage and development of a method for a collector rock state prediction on the basis of the interdisciplinary modeling methods // Science. Technique. Technologiya (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 1. – P. 26–34.

9. Berezovsky D.A., Kashkina K.V., Savenok O.V. Development of an effective technology for the exploitation of gas fields at the final stage by the example of fields in the Krasnodar region // Collection of scientific papers of the International Forum-Contest of Young Scientists «Problems of Subsoil Use» (23–25 April 2014, St. Petersburg). – Saint-Petersburg : National Mineral University «Gorny», 2014. – P. 179.
10. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Analysis of modern methods and technologies accepted at the final stage of gas fields exploitation // *GeoEngineering*. – 2014. – № 2 (22) summer 2014. – P. 86–89.
11. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of the rocks modeling from the point of view of determination of conditions of the production complication factors occurrence // *Science. Technique. Tekhnologiya (Polytechnical bulletin)*. – 2014. – № 2. – P. 27–33.
12. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction (in Russian) // *Petroleum economy*. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
13. Berezovsky D.A., Pantsarov D.S., Savenok O.V. Ecological substantiation of project documents on development of gas fields of Krasnodar region // Collection of documentations of IV International scientific-practical conference with elements of scientific school for youth «Ecological problems of oil production – 2014». (21–23 October 2014, Ufa). – Ufa : «RIC USTU», 2014. – P. 34–35.
14. Berezovsky D.A., Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of complications at the final stage of operation of gas fields in the Krasnodar region // Proceedings of the VII All-Russian Conference «Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits» (October 28–31, 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 211–214.
15. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sand plugs from wells by the example of OOO Gazprom dobycha Krasnodar : Collection of publications of multidisciplinary scientific journal «Archivarius» on the materials of the XIV International Scientific Conference «Science in the modern world» (November 20, 2016, Kiev) // Multidisciplinary scientific journal «Archivarius». – Kiev, 2016. – Part 1. – P. 5–10.
16. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Cleaning the cased wellbore from sand plugs with the help of casingless hydraulic drills // «New science: from idea to result»: International periodical on the results of the International Scientific Conference (November 22, 2016, Surgut) in 4 parts. – Sterlitamak : AMI, 2016. – Part 4. – P. 34–42.
17. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The use of coiled tubing technologies in cleaning from sand of the bottomhole bottom // Collection of articles of international research organization «Cognitio» on the materials of XVI International Scientific Conference «Actual problems of science of the XXI century» (November 30, 2016, Moscow). – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – Part 1. – P. 74–80.
18. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and print-cypes of the multiplate fields development // *Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin)*. – 2017. – № 1. – P. 33–50.
19. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The analysis of phase transition processes in the development of gas condensate fields and recommendations for taking into account their impact on hydrocarbon reserves // XXIII International Scientific Conference «Innovation-2018»: collection of scientific papers (October 26–27, 2018, Tashkent); Section 4: Geology, Mining and Metallurgy. – P. 153–154.
20. Berezovskiy D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of the oil and gas properties in deposits and fields // *Bulatovskie readings*. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
21. Berezovskiy D.A., Ocheredko T.B., Lipuleni Orlanda Dina Eusebiu. Prospects of additional working of Nekrasovskiy gas-condensate field // *Bulatovskie readings*. – 2020. – Vol. 2.
22. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Experimental research of the sandstone hydrodynamic stability mechanisms // *Mountain information-analytical bulletin; separate article (special issue)*. – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
23. Mekhdiiev K.K. oglu. Methods of calculation of cavity parameters in filter space of fountain and compressor sand-producing wells // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 2 in 2 p. – Part 2. – P. 27–29.
24. Panzarnikov D.S., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Methods of prevention of complications at the final stage of operation of gas fields in the Krasnodar region: New technologies – oil and gas region / Proceedings of the All-Russian Conference of students, postgraduates and young scientists with international participation (20–23 May 2014, Tyumen). Section «Development and operation of oil, gas and gas condensate fields». – Tyumen : Tyumen State Oil and Gas University, 2014. – Vol. 2. – P. 70–72.
25. Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. Certificate of state registration of database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of receipt: December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.